



ПОСТАНОВЛЕНИЕ

**об утверждении Методологии расчета технологических расходов и
технических потерь природного газа в распределительных сетях**

№ 398 от 31.12.2010

Мониторул Офичиал N 16-17/72 от 21.01.2011

* * *

Зарегистрировано:
Министерство юстиции
№ 806 от 18 января 2011 г.
_____ Александру ТЭНАСЕ

Действуя в соответствии с положениями ст.7–9 [Закона о природном газе № 123-XVIII от 23 декабря 2009 г.](#) (Официальный монитор Республики Молдова, 2010, № 23-24, ст.31),
Административный совет Национального агентства по регулированию в энергетике

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить Методологию расчета технологических расходов и технических потерь природного газа в распределительных сетях, в новой редакции, согласно приложению.

2. Признать утратившим силу [Постановление Административного совета НАРЭ № 33 от 6 февраля 2001 г.](#) об утверждении Методологии расчета расхода природного газа на технологические нужды и технические потери в распределительных сетях (*Официальный монитор Республики Молдова, 2001, № 19-20, ст.67*).

3. Мониторинг за соблюдением участниками рынка природного газа настоящей Методологии возложить на управление регулирования и лицензирования.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР НАРЭ

Виктор ПАРЛИКОВ

Директора НАРЭ

**Мариана Ботезату
Марин Профир
Леонид Белински
Николай Райляну**

Кишинэу, 31 декабря 2010 г.

№ 398.

Утверждено
Постановлением
Административного совета НАРЭ
№ 398 от 31 декабря 2010 г.

МЕТОДОЛОГИЯ

расчета технологических расходов и технических потерь природного газа в распределительных сетях

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Методология расчета технологических расходов и технических потерь природного газа в распределительных сетях (далее – Методология) разработана с целью установления единого метода расчета, определения, приведения и утверждения технологических расходов и технических потерь природного газа в распределительных сетях природного газа (далее – нормативные потери).

2. Настоящая Методология устанавливает:

- 1) Общие положения;
- 2) Структуру нормативных потерь;
- 3) Методы расчета и определения нормативных потерь;
- 4) Мероприятия по снижению технологических расходов и нормативных потерь природного газа в распределительных сетях природного газа;
- 5) Порядок приведения и регулирования нормативных потерь на период действия Методологии.

3. Настоящая Методология применяется газовыми предприятиями для расчета и определения нормативных потерь газа в сетях природного газа и оборудовании:

- 1) находящихся в собственности или в пользовании газовых предприятий;
- 2) находящихся в собственности бытовых и небытовых потребителей, расположенных между разграничительным пунктом и РМГ, которые будут указаны в договорах на поставку природного газа и в договорах на обслуживание сетей природного газа и будут оплачены конечными потребителями, за исключением бытовых потребителей.

4. Используемый механизм для расчета, определения, приведения и утверждения нормативных потерь основан на следующих критериях:

- 1) стабильное обеспечение потребителей природным газом, соответствующим реальной стоимости, предельно необходимое для распределения и поставки природного газа потребителям;
- 2) покрытие расходов газовых предприятий, необходимых для проведения нормальной регулируемой деятельности;
- 3) выполнение комплекса мер для обеспечения безопасности системы природного газа и для охраны окружающей среды.

5. В настоящей Методологии использованы сокращения, имеющие следующие термины и определения:

- SRM – газорегуляторный пункт;
- PRM – газорегуляторный пункт шкафного типа;
- PMG – точка коммерческого учета;
- SES – предохранительно сбросной клапан;
- SOS – предохранительно запорный клапан;
- SP – газораспределительная станция.

II. СТРУКТУРА НОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ

6. Действительные потери природного газа представляют собой разницу между количеством природного газа, полученного газовым предприятием от поставщика, и количеством природного газа, поставленного конечным потребителям. Нормативные потери представляют собой количество природного газа, рассчитанное в соответствии с настоящей Методологией. В случае, когда действительные потери выше нормативных потерь, утвержденных Национальным агентством по регулированию в энергетике (далее – Агентство), эти считаются сверхнормативными потерями.

7. При распределении природного газа в сетях природного газа и оборудовании имеют место два вида нормативных потерь – реальные и мнимые.

8. В состав реальных нормативных потерь входят:

1) Потери газа при эксплуатации SRM и/или PRM, в состав которого входят:

a) Потери из-за негерметичности сетей природного газа и оборудования SRM и/или PRM;

b) Потери при ремонте и профилактике SRM и/или PRM;

c) Потери от срабатывания предохранительно сбросных клапанов на SRM и/или PRM.

2) Потери в наружных распределительных сетях природного газа, в состав которых включаются:

a) Потери из-за негерметичности сетей природного газа;

b) Потери на продувку подземных сетей природного газа;

c) Потери природного газа при ремонте и профилактике сетей природного газа.

3) Потери природного газа в сетях природного газа и оборудовании конечных потребителей, собственников сетей природного газа.

4) Расходы природного газа на технологические нужды газового предприятия, в состав которых входят:

a) Расходы природного газа на технологические нужды для отопления SRM, PRM и/или PMG;

b) Расходы природного газа для технических кабинетов;

c) Расходы природного газа для специальных аппаратов химических лабораторий;

d) Расходы природного газа для действующих стендов и макетов на учебно-тренировочных полигонах.

9. В состав мнимых потерь природного газа входят:

1) Мнимые потери, вызванные конструктивной погрешностью измерительного оборудования, установленного у конечного потребителя;

2) Потери природного газа из-за погрешности измерительного оборудования оператора сети;

3) Потери из-за неучета изменений состояния газа;

4) Потери от срабатывания предохранительно сбросных клапанов на SP.

10. Не являются нормативными и не включены в состав этих потерь потери природного газа вследствие аварий, так как основными функциями и обязанностями газовых предприятий является нормальное функционирование без аварий и в полной безопасности сетей природного газа и оборудования.

III. ПОРЯДОК РАСЧЕТА И ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ

A. Реальные нормативные потери природного газа

11. Потери природного газа при эксплуатации SRM и/или PRM будут рассчитаны для каждого из компонентов, а именно:

1) Нормативные потери природного газа из-за негерметичности сетей природного газа и оборудования SRM и/или PRM;

В соответствии с действующими положениями Строительных норм NCM G.05.01-2006 (пункт 10.5.9, таблица 17) в процессе приемки в эксплуатацию природные газовые сети и оборудование SRM и/или PRM подлежат испытанию на герметичность в течение 12 часов, при этом допустимое падение давления ограничено относительно испытательного давления (*приложение № 1 к Методологии*).

Потери природного газа из-за негерметичности сетей природного газа и оборудования SRM и/или PRM рассчитывается отношением:

$$\Delta V = V \times \frac{P}{P_{verif.}} \times \frac{\Delta P}{P_a + P_{verif.}} \times \frac{\mu_a}{\mu} \times \frac{1}{t} \quad (1)$$

где:

ΔV – объем природного газа из-за негерметичности сетей природного газа и оборудования SRM и/или PRM в час, в м³/ч;

V – объем полости сетей природного газа SRM и/или PRM в м³;

ΔP – допустимое падение давления природного газа через полости сетей природного газа SRM и/или PRM, испытанные на герметичность в P_a , в соответствии с требованиями NCM G.05.01-2006 (*может быть использована из приложения № 1 к Методологии*);

$P_{verif.}$ – избыточное испытательное давление в P_a (*могут быть использованы данные из приложения № 1 к Методологии*);

P_a – атмосферное давление в P_a ; $P_a = 101325 \text{ Па}$;

P – избыточное давление газа, в P_a ;

μ_a – вязкость воздуха, в $P_a \times \text{сек}$; $\mu_a = 17,179 \times 10^{-6} \text{ Па} \times \text{сек}$;

μ – вязкость природного газа в $P_a \times \text{сек}$ (*определяется в соответствии с ГОСТ 30319.1-96 “Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки”*); $\mu = 10,7 \times 10^{-6} \text{ Па} \times \text{сек}$;

t – время испытания полости сетей природного газа в час (*могут быть использованы данные из приложения № 1 к Методологии*);

Объем полости сетей природного газа SRM и/или PRM определяется по формуле:

$$V = \frac{\pi \times d^2}{4} \times l, \quad (2)$$

где:

V – объем полости сетей природного газа SRM и/или PRM в м³;

l – длина участка сетей природного газа SRM и/или PRM, в м;

d – средний диаметр сетей природного газа, в м;

$\pi = 3,14$.

Для сетей природного газа SRM и/или PRM, состоящих из участков разных диаметров, средний диаметр сетей природного газа определяется по формуле:

$$d = \frac{d_1^2 \times l + d_2^2 \times l + \Lambda + d_n^2 \times l_n}{d_1 \times l_1 + d_2 \times l_2 + \Lambda + d_n \times l_n}, \quad (3)$$

где:

d – средний диаметр сетей природного газа в m ;

d_1, d_2, d_n – условные диаметры участков сетей природного газа в m ;

l_1, l_2, l_n – длины участков сетей природного газа соответствующих диаметров в m ;

2) Нормативные потери природного газа на проведение ремонта и профилактики SRM и/или PRM.

В процессе эксплуатации SRM и/или PRM возникает необходимость проведения ремонтных и профилактических работ, которая требует разгерметизацию уплотнений и соединений технологического оборудования и аппаратуры. В этом случае возможные потери природного газа, возникают от прекращения поставок конечным потребителям, и количественно будет состоять из объема природного газа необходимого для заполнения сетей природного газа, для их продувки после завершения ремонтных и профилактических работ на SRM и/или PRM. Потери природного газа также возникают при настройке оборудования SRM и/или PRM на рабочие параметры, а также при проверке его срабатывания при различных режимах работы.

При расчете потерь необходимо учитывать условия выполнения этих работ. Поэтому при расчете этих потерь будет принято во внимание, что у газовых предприятий с закольцованной схемой сетей природного газа низкого давления и синхронного снабжения, по крайней мере от двух SRM и/или PRM потери природного газа при ремонтных и профилактических работах на SRM и/или PRM практически равны нулю. Такие потери характерны и встречаются чаще всего, в тупиковых схемах сетей природного газа, снабженных от одного SRM или PRM. В этом случае количество природного газа, необходимое для продувки сетей природного газа $V_{пwj}^I$ (без выполнения работ по настройке оборудования SRM, PRM), рассчитывается по формуле:

$$V_{пwj}^I = \frac{K \times V_{GEOM} \times (B + P_G) \times T_{ST}}{B \times (273,15 + t_G)}, \quad (4)$$

где:

$V_{пwj}^I$ – количество природного газа, необходимое для продувки сетей природного газа в m^3 ;

V_{GEOM} – геометрический объем сетей природного газа в m^3 ;

B – атмосферное давление в $Па$; $B = 101325 Па$;

P_G – давление природного газа в сетях природного газа при продувке, в $Па$;

T_{ST} – температура при стандартных условиях, $^{\circ}K$;

t_G – температура природного газа, в $^{\circ}C$;

K – поправочный коэффициент, $K = 1,05$.

Потери природного газа при продувке оборудования SRM и/или PRM в процессе его настройки определяются по формуле:

$$V_{пwj}^{II} = 28,4 \times d^2 \times T_{пwj} \times \left(\frac{B + P_G}{273,15 + t_G} \right) \times \sqrt{\frac{P_G}{\rho_g \times g}}, \quad (5)$$

где:

V_{purj}^{III} – объем природного газа, расходуемого при продувке оборудования SRM и/или PRM, в m^3 ;

d – диаметр продувочного трубопровода, через который производится продувка, в m ;

T_{purj} – продолжительность продувки, в *час*, $T_{purj} = 0,2$ *часа*;

B – барометрическое давление, в *Па*; $B = 101325$ *Па*;

P_G – давление природного газа в трубопроводе при продувке, в *Па*;

t_G – температура природного газа, в $^{\circ}C$;

ρ_g – плотность природного газа, в $кг/м^3$;

g – ускорение свободного падения, в $м/с^2$; $g = 9,81$ $м/с^2$;

$28,4$ – числовой коэффициент, учитывающий размерность входящих в уравнение параметров, $^{\circ}К/Па$.

Общие потери природного газа при выполнении ремонтных и профилактических работ в SRM и/или PRM будут рассчитаны по формуле:

$$V_{RP}^{SRM} = V_{purj}^I + V_{purj}^{II}, \quad (6)$$

Удельные нормативные потери для PRM из-за большого количества модификаций не устанавливаются и будут рассчитаны по формулам настоящего раздела.

Удельные потери газа в зависимости от условий проведения ремонтных и профилактических работ, в m^3 , на один *SRM* в год составляют:

а) Для продувки тупиковых сетей, питаемых от одного SRM, которые в действительности были освобождены от природного газа в целях проведения ремонтных и профилактических работ на SRM, без настройки его оборудования – 16 $m^3/год$;

б) Для продувки оборудования SRM в процессе его настройки работы, связанные со сбросом газа в атмосферу – 85 $m^3/год$.

3) Потери от срабатывания предохранительно сбросных клапанов на SRM и/или PRM.

Каждый газорегуляторный пункт SRM и/или PRM обязательно оснащается SES (пневматический или жидкостный), которые срабатывают при повышении давления за регулятором давления. Количество природного газа, подлежащее сбросу посредством SES, определяется:

а) при наличии перед регулятором давления SES по формуле:

$$Q = 0,0005Q_d \times n \times \tau, \quad (7)$$

где:

Q – количество природного газа, подлежащее сбросу через SES в течение часа, в $m^3/ч$, при $t = 0^{\circ}C$ и $P_{bar.} = 0,101325$ *МПа*;

Q_d – расчетная пропускная способность регулятора давления, в $m^3/ч$, при $t = 0^{\circ}C$ и $P_{bar.} = 0,101325$ *МПа*;

n – количество срабатываний клапанов такого вида, которое будет рассчитываться по формуле:

$$n = N \times \mu + 1,645 \sqrt{N \times \mu \times (1 - \mu)}, \quad (8)$$

где:

N – количество идентичных объектов, *единиц*;

μ – максимальная доля воздействия на возникновение случаев срабатывания, $\mu = 0,05$;

τ – период срабатывания клапана, $\tau \leq 3$ час/год.

Период срабатывания клапана τ будет доказан газовыми предприятиями соответствующими документами.

б) при отсутствии перед регулятором давления SOS по формуле:

$$Q = 0,01Q_d \times n \times \tau, \quad (9)$$

где:

Q – количество природного газа, подлежащее сбросу через SES в течение часа, в $m^3/ч$, при $t = 0^\circ C$ и $P_{bar.} = 0,101325$ МПа;

Q_d – расчетная пропускная способность регулятора давления, в $m^3/ч$, при $t = 0^\circ C$ и $P_{bar.} = 0,101325$ МПа;

n – количество срабатываний клапанов такого вида, которое будет рассчитываться по формуле:

$$n = N \times \mu + 1,645 \cdot \sqrt{N \times \mu \times (1 - \mu)}, \quad (10)$$

где:

N – количество идентичных объектов, *единиц*;

μ – максимальная доля воздействия на возникновение случаев срабатывания, $\mu = 0,05$;

τ – период срабатывания клапана, $\tau \leq 3$ час/год;

Период срабатывания клапана τ будет доказан газовыми предприятиями соответствующими документами.

с) В случаях параллельной установки в SRM и/или PRM нескольких регуляторов давления количество природного газа, подлежащее сбросу через SES, необходимо определить по формуле:

$$Q^1 = Q \times n \times n_1 \times \tau, \quad (11)$$

где:

Q^1 – суммарное количество природного газа, подлежащее сбросу через SES в течение часа, в $m^3/ч$, при $t = 0^\circ C$ и $P_{bar.} = 0,101325$ МПа;

Q – количество природного газа, которое подлежит сбросу через SES в течение часа от каждого из регуляторов, в $m^3/ч$, при $t = 0^\circ C$ и $P_{bar.} = 0,101325$ МПа;

n – количество регуляторов, *единиц*;

n_1 – количество срабатываний клапанов такого вида, которое будет рассчитываться по формуле:

$$n_1 = N \times \mu + 1,645 \cdot \sqrt{N \times \mu \times (1 - \mu)}, \quad (12)$$

где:

N – количество идентичных объектов, *единиц*;

μ – максимальная доля воздействия на возникновение случаев срабатывания, $\mu = 0,05$;
 τ – период срабатывания клапана, $\tau \leq 3$ час/год;

Период срабатывания клапана τ будет доказан газовыми предприятиями соответствующими документами.

Расчетная пропускная способность регулятора давления газа определяется по данным заводов-изготовителей. Для расчетов могут быть использованы некоторые данные из приложения № 2 к Методологии, которое впоследствии будет дополняться.

12. Потери в наружных распределительных сетях природного газа будут рассчитаны для каждого из компонентов, а именно:

1) Потери из-за негерметичности сетей природного газа;

Перед вводом в эксплуатацию трубопроводы систем распределения газа подлежат испытанию на прочность и герметичность. При этом испытательные давления установлены в соответствии с **NCM G.05.01-2006** (Таблица 16 и 17). В приложении № 1 к Методологии представлены некоторые обобщенные данные относительно допустимых падений давления при испытании под давлением, которые могут быть использованы в расчетах. Значение этих потерь можно определить по формуле:

$$\Delta V = V \times \frac{P}{P_{\text{verif.}}} \times \frac{\Delta P}{P_a + P_{\text{verif.}}} \times \frac{\mu_a}{\mu} \times \frac{1}{t}, \quad (13)$$

где:

ΔV – объем газа в результате негерметичности сетей в час, в $\text{м}^3/\text{ч}$,

V – объем полости сетей природного газа, в м^3 ;

ΔP – допустимое падение давления газа через полости сетей природного газа при их испытании на герметичность в Па , в соответствии с требованиями **NCM G.05.01-2006** (могут быть использованы данные из приложения № 1 к Методологии);

$P_{\text{verif.}}$ – избыточное испытательное давление в Па (могут быть использованы данные из приложения № 1);

P_a – атмосферное давление в Па ; $P_a = 101325 \text{ Па}$;

P – избыточное давление природного газа, в Па ;

μ_a – вязкость воздуха, в $\text{Па} \times \text{сек}$; $\mu_a = 17,179 \times 10^{-6} \text{ Па} \times \text{сек}$;

μ – вязкость природного газа в $\text{Па} \times \text{сек}$; (определяется в соответствии с ГОСТ 30319.1-96 “Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки”); $\mu = 10,7 \times 10^{-6} \text{ Па} \times \text{сек}$;

t – время испытания полости сетей природного газа в час ; (могут быть использованы данные из приложения № 1 к Методологии);

Объем полости сетей природного газа определяется по формуле:

$$V = \frac{\pi \times d^2}{4} \times l, \quad (14)$$

где:

V – объем полости сети природного газа в м^3 ;

l – длина участка сети природного газа, в м ;

d – средний диаметр сети природного газа, в м ;

$\pi = 3,14$.

Для наружных сетей природного газа, состоящих из участков разных диаметров, средний диаметр сетей природного газа определяется по формуле:

$$d = \frac{d_1^2 \times l_1 + d_2^2 \times l_2 + \Lambda + d_n^2 \times l_n}{d_1 \times l_1 + d_2 \times l_2 + \Lambda + d_n \times l_n}, \quad (15)$$

где:

d – средний диаметр сетей природного газа в m ;

d_1, d_2, d_n – условные диаметры участков сетей природного газа в m ;

l_1, l_2, l_n – длины участков сетей природного газа соответствующих диаметров в m ;

2) Потери на продувку подземных сетей природного газа;

Количество природного газа, необходимого на продувку газопроводов V_{purj} , в процессе ввода в эксплуатацию, после завершения строительного-монтажных работ, определяется в m^3 газа на $1 m^3$ объема трубопровода, введенного в эксплуатацию, по формуле:

$$V_{PURJ} = \frac{K_{cor} \times V_{GEOM} \times (B + P_G) \times T_{ST}}{B \times (273,15 + t_G)}, \quad (16)$$

где:

V_{PURJ} – количество природного газа, необходимое для продувки трубопроводов в m^3 ;

K – поправочный коэффициент, $K = 1,05$;

V_{GEOM} – геометрический объем трубопровода в m^3 ;

B – атмосферное давление в Pa ; $B = 101325 Pa$;

P_G – давление газа в газопроводе при продувке, в Pa ;

T_{ST} – температура при стандартных условиях, $^{\circ}K$;

t_G – температура природного газа, в $^{\circ}C$;

Расчет этих потерь выполняется на основании следующих удельных величин, в m^3 природного газа в сутки на $1 m^3$ объема вводимой в эксплуатацию сети природного газа в зависимости от давления природного газа в сетях:

а) для сетей природного газа низкого давления – $1,3 \times V_{RET}$, где V_{RET} это объем сети природного газа, предусмотренный к продувке;

б) для сетей природного газа среднего давления – $5,1 \times V_{RET}$, где V_{RET} это объем сети природного газа, предусмотренный к продувке;

с) для сетей природного газа высокого давления обеих категорий – $8,8 \times V_{RET}$, где V_{RET} это объем сети природного газа, предусмотренный к продувке.

3) Потери природного газа при ремонте и профилактике сетей природного газа.

Для каждого случая выполнения таких работ, в том числе с использованием природного газа из сетей природного газа конечными потребителями до минимально допустимого значения давления в $400 - 2000 Pa$, потери природного газа состоят из количества природного газа, сброшенного в атмосферу, и количества природного газа, необходимого для последующей продувки и доведения давления газа в сети до рабочих параметров, после завершения работы. Значения этих потерь можно определить по формуле:

$$V_{REP} = \frac{K_{PR} \times V_{GEOM} \times (B + P_G) \times T_{ST}}{B \times (273,15 + t_G)}, \quad (17)$$

где:

V_{REP} – количество природного газа, необходимое для ремонта и профилактики сетей природного газа, в m^3 ;

K_{PR} – поправочный коэффициент, $K_{PR} = 2,5$;

V_{GEOM} – геометрический объем участка сети природного газа (соответствующего режима давления), находящегося в ремонте, в m^3 , который рассчитывается по формуле:

$$V_{GEOM} = 0,785 \times d_{mediu}^2 \times L_{mediu} \times K, \quad (18)$$

где:

d_{mediu} и L_{mediu} средние значения внутреннего диаметра и протяженности сетей природного газа соответствующего режима давления (высокого, среднего или низкого) в m и $км$;

K – коэффициент, определяющий долю сетей природного газа (высокого, среднего или низкого давления), находящихся на профилактике или в ремонте, который определяется по формуле:

$$K = K_{cap} + K_{crn}, \quad (19)$$

где:

K_{cap} – коэффициент, учитывающий долю сетей природного газа, находящихся в капитальном ремонте, $K_{cap} = 0,008$;

K_{crn} – коэффициент, учитывающий долю сетей природного газа, находящихся в текущем ремонте, $K_{crn} = 0,012$.

B – атмосферное давление в $Па$; $B = 101325 Па$;

P_G – давление газа в сетях природного газа при продувке, в $Па$;

T_{ST} – температура при стандартных условиях, $^{\circ}K$;

t_G – температура природного газа, в $^{\circ}C$;

Удельные потери для таких нужд, в зависимости от давления природного газа в сетях природного газа, в m^3 в сутки на $1 m^3$ объема ремонтируемой сети природного газа, устанавливаются следующим образом:

а) для сетей природного газа низкого давления – $0,5 \times V_{RET}$, где V_{RET} объем сети природного газа, находящейся в ремонте;

б) для сетей природного газа среднего давления – $0,3 \times V_{RET}$, где V_{RET} объем сети природного газа, находящейся в ремонте;

с) для сетей природного газа высокого давления обеих категорий – $0,1 \times V_{RET}$, где V_{RET} объем сети природного газа, находящейся в ремонте.

13. Потери природного газа в сетях природного газа и оборудовании конечных потребителей, собственников сетей природного газа.

Расходы природного газа на технологические нужды и технические потери, включая и потери, вызванные конструктивной погрешностью измерительного оборудования, установленного у конечного потребителя, в сетях природного газа и оборудовании небытовых потребителей, собственников сетей природного газа (тепловые электрические

централи, отопительные котельные, промышленные предприятия, коммунально-бытовые предприятия и др.), расположенных между разграничительным пунктом и точкой коммерческого учета природного газа, будут рассчитаны отдельно для каждого конкретного случая в зависимости от структуры сетей природного газа, в соответствии с настоящей методологией. Данные потери полностью относятся на потребителя, независимо от того, кто эксплуатирует сети природного газа и установки, и это должно быть отражено в обязательном порядке и в контракте на поставку природного газа.

14. Расходы природного газа на технологические нужды газового предприятия, в состав которых входят: расходы природного газа на технологические нужды для отопления SRM, PRM и/или PMG, расходы природного газа для технических кабинетов, расходы природного газа для специальных аппаратов химических лабораторий, расходы природного газа для действующих стендов и макетов на учебно-тренировочных полигонах, которые в обязательном порядке измеряются ежемесячно (ежегодно) измерительным оборудованием, специально установленным для учета природного газа таких расходов.

В. Мнимые нормативные потери природного газа

15. Считается мнимыми потерями то количество природного газа, которое, если и поставлено конечным потребителям, не зарегистрировано для того, чтобы было предъявлено к оплате.

1) Мнимые потери, вызванные погрешностью измерительного оборудования установленного у конечного потребителя;

В зависимости от измерительного оборудования, использованного для коммерческого учета природного газа, для определения этих потерь будут использованы допустимые погрешности завода-изготовителя и предусмотренные в Положении о порядке измерения природного газа в коммерческих целях, утвержденном [Постановлением НАРЭ № 385 от 12.08.2010](#) г. (Официальный монитор Республики Молдова, 2010, № 211-212, ст.750).

Расчет этих потерь выполняется по формуле:

$$\Delta V = 0,01 \times \left(\frac{S_1}{\sqrt{n_1}} \times V_1 + \frac{S_2}{\sqrt{n_2}} \times V_2 + K + \frac{S_i}{\sqrt{n_i}} \times V_i \right), \quad (20)$$

где:

0,01 – переводной коэффициент, учитывающий одновременно и возможные погрешности при снятии показаний давления и температуры природного газа;

S_1, S_2, \dots, S_i – конструктивная погрешность (класс точности) измерительного оборудования по группам оборудования, в %;

n_1, n_2, \dots, n_i – число измерений расхода природного газа за отчетный период (месяц, год). Определяется, используя произведение количества регистраций показаний измерительного оборудования за отчетный период (периодичность регистраций за отчетный период устанавливается оператором сети), на количество измерительного оборудования, с одинаковым классом точности в группе.

V_1, V_2, \dots, V_i – общий объем природного газа, измеренный за отчетный период соответствующей группой измерительного оборудования с одинаковым классом точности, в m^3 .

2) Потери природного газа из-за погрешности измерительного оборудования, установленного оператором сети;

Расчет этих потерь выполняется по формуле:

$$\Delta V = 0,01 \times \left(\frac{S_1}{\sqrt{n_1}} \times V_1 + \frac{S_2}{\sqrt{n_2}} \times V_2 + K + \frac{S_i}{\sqrt{n_i}} \times V_i \right), \quad (21)$$

где:

$0,01$ – переводной коэффициент, учитывающий одновременно и возможные погрешности при снятии показаний давления и температуры природного газа;

S_1, S_2, \dots, S_i – погрешность измерительного оборудования оператора сети, в %;

n_1, n_2, \dots, n_i – число измерений расхода природного газа за отчетный период (месяц, год). Определяется, используя произведение количества регистраций показаний измерительного оборудования за отчетный период (периодичность регистраций за отчетный период устанавливается оператором сети), на количество измерительного оборудования, с одинаковым классом точности в группе.

V_1, V_2, \dots, V_i – общий объем поставок природного газа, посредством SP1, SP2, SPi, в m^3 .

3) Потери из-за неучета изменений состояния природного газа;

Газовые предприятия получают от поставщика объемы природного газа, приведенные к стандартным условиям $T = 293,15 \text{ K}$ и $P = 101,325 \text{ kPa}$. В свою очередь, газовые предприятия поставляют:

- промышленным предприятиям, теплоэлектроцентралям, котельным, другим небытовым потребителям, объемы природного газа, приведенные к тем же стандартным условиям;

- бытовым и небытовым потребителям (коммунально-бытовым предприятиям), в некоторых случаях, объемы природного газа не откорректированные, к реальным условиям по давлению и температуре (P, T).

Необходимо, чтобы газовые предприятия внесли поправки на реальные (P и T) условия поставки конечным потребителям, которым поставляется природный газ через измерительное оборудование, расположенное снаружи зданий или в неотапливаемых помещениях. Эти поправки необходимо выполнить для летнего и зимнего периода по формуле:

$$V_{st.} = V_1 \frac{293,15 \times (P_a + P_t - P_{VA})}{(273,15 + t) \times 101,325 \times 0,001}, \quad (22)$$

где:

$V_{st.}$ – объем природного газа, приведенный к стандартным условиям, в m^3 ;

V_1 – объем природного газа, поставленный конечному потребителю, зарегистрированный измерительным оборудованием, в m^3 ;

P_a – атмосферное давление, в $MПа$;

P_t – манометрическое давление природного газа при температуре поставки t , в $MПа$;

P_{VA} – упругость водяного пара при температуре поставки t , в $MПа$;

t – температура природного газа, измеренная при поставке, в $^{\circ}C$.

В целях упрощения расчетов в *приложении № 3 к Методологии* рассчитаны и представлены поправочные коэффициенты

$$\left(\frac{P_a + P_t - P_{VA}}{101,325 \times 0,001} \times \frac{293,15}{273,15 + t} \right)$$

для приведения к стандартным условиям объемов природного газа, измеренные измерительным оборудованием в зависимости от некоторых температур и давлений при распределении и поставке природного газа.

4) Потери от срабатывания предохранительно-сбросных клапанов на SP.

Такие потери характерны для тех SP поставщиков, которые снабжены сбросными клапанами типа СППК, смонтированными за измерительным оборудованием. В этом случае потери природного газа имеют место из-за срабатывания клапанов как вследствие повышения давления до него, 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 точностью, эти потери рассчитываются в зависимости от давления природного газа до клапана, от диаметра клапана соответствующего типа по формуле, в $m^3/ч$:

$$V_{SPPK} = 63 \times P \times d \times t, \quad (23)$$

где:

63 – коэффициент расхода, в $m^3/ч \times ат \times см$;

P – давление природного газа до клапана, в $кгс/см^2$;

d – диаметр клапана в $см$ (устанавливается в зависимости от типа сбросного клапана по таблице 1;

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

Таблица 1

Тип клапана	Площадь клапана F, (мм ²)	Диаметр клапана d, (см)
SPPC-50-16	706	3
SPPC-80-16	1256	4
SPPC-100-16	1962	5
SPPC-150-16	4069	7,2
SPPC-200-16	15828	14,2

IV. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАСХОДОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ ПРИРОДНОГО ГАЗА

16. В процессе эксплуатации системы природного газа исключение всех потерь практически невозможно, но их снижение возможно путем внедрения мероприятий и регулярного мониторинга их выполнения.

17. Основными мероприятиями по снижению и оптимизации нормативных потерь в системе природного газа являются:

1) Обязательное оснащение измерительным оборудованием всех мест потребления, использования природного газа для технологических нужд, его учет и анализ.

2) Использование современного оборудования для обнаружения утечек природного газа, применение современных материалов и повышение качества обслуживания системы природного газа.

3) Повышение уровня герметичности системы природного газа использованием новых моделей оборудования и арматуры, уплотнительных материалов для соединений, усовершенствование организации и профилактического обслуживания системы природного газа эксплуатационными службами.

4) Совершенствование оборудования и материалов, используемых для пассивной и активной защиты сетей природного газа от коррозии, своевременного обнаружения мест повреждений изоляции, использование новых видов изоляционных материалов и катодных станций на базе микропроцессоров.

5) Предварительное рассмотрение всех запланированных работ по эксплуатации распределительных сетей природного газа (работ на сетях и оборудовании SRM и PRM, работ по техническому обслуживанию и плановым ремонтам SRM и PRM, работ по выбросу природного газа в атмосферу для снижения давления и впоследствии необходимого для продувки, по окончании работ, отключенных участков наружных сетей природного газа) для максимального использования природного газа конечными потребителями из сетей природного газа до допустимого давления, а затем выполнение на них ремонтных работ.

6) Выполнение предварительных расчетов потерь природного газа, связанных с работами по вводу в действие (эксплуатацию) новых построенных объектов системы природного газа (работ по продувке оборудования SRM и PRM в процессе его настройки, работ по продувке после завершения строительно-монтажных работ при вводе в действие SRM и PRM, работ по продувке и заполнению наружных сетей природного газа при вводе в действие (эксплуатацию), работ по присоединению новых построенных наружных сетей природного газа к действующим), разделение некоторых для их оплаты небытовыми потребителями при присоединении сетей природного газа.

7) Использование новых технологий для присоединения под давлением построенных сетей без необходимости снижения давления и опустошения сетей от природного газа.

8) Использование измерительного оборудования в соответствии с Положением о порядке измерения природного газа в коммерческих целях, утвержденного [Постановлением Национального агентства по регулированию в энергетике № 385 от 12 августа 2010 г.](#)

9) Пропаганда и оповещения клиентов при проведении земляных работ вблизи действующих сетей природного газа для исключения их повреждения. Выполнение расчетов аварийных утечек газа и компенсация этих расходов за счет виновных лиц.

10) Проведение экспериментов и измерений утечек газа с помощью аппаратов в целях их оптимизации.

11) Оснащение SRM системами телеметрии, которые обеспечивали оперативную информацию газовых предприятий об утечках газа в сетях природного газа и оборудовании SRM.

12) Документирование всех потерь природного газа, их анализ, принятие решений об оптимизации потерь, мониторинг этого процесса.

V. ПОРЯДОК ПРИВЕДЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ НОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ НА ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ МЕТОДОЛОГИИ

18. Ежегодно до конца ноября газовые предприятия представляют Агентству расчеты технологических расходов и технических потерь природного газа в распределительных сетях природного газа, выполненные в соответствии с настоящей Методологией. Непредоставление вышеуказанных расчетов в установленный срок или их представление с опозданием разрешает Агентству в одностороннем порядке установление этих значений.

АО “Молдовагаз” в установленный срок представит Агентству расчеты технологических расходов и технических потерь природного газа в распределительных сетях газовых предприятий входящих в ее состав, выполненных в соответствии с настоящей Методологией.

19. Расчеты содержат: Исходные данные, используемые в формулах, расчеты, обобщенную таблицу и доказательства, которые послужили основанием для их использования в расчетах, как исходные данные. Расчеты технологических расходов и технических потерь природного газа газовых предприятий будут выполнены и представлены на утверждение Агентству, согласно форме, представленной в приложении № 4 к Методологии.

20. В процессе рассмотрения расчетов Агентство вправе запросить у газовых предприятий любую дополнительную информацию, необходимую для приведения, регулирования и утверждения нормативных потерь для следующего года.

21. Утверждение нормативных потерь на следующий год для газового предприятия осуществляется Агентством в установленном Методологией порядке.

22. Ежегодно газовые предприятия в планах инвестиций будут планировать финансовые ресурсы на приобретение оборудования, современных диагностических аппаратов и уплотнительных материалов, на усовершенствование организации и профилактического обслуживания системы природного газа эксплуатационными службами газовых предприятий, в том числе и расчеты эффективности инвестиций для снижения нормативных потерь природного газа в распределительных сетях природного газа.

Приложение № 1
к Методологии расчета технологических
расходов и технических потерь природного газа
в распределительных сетях, утвержденной
Постановлением НАРЭ № 398 от 31.12.2010 г.

Допустимое падение давления при испытании сетей природного газа

№ п/п	Наименование сетей природного газа и давление	Вид изоляционного покрытия	Условия испытания		Допустимое падение давления в Па по манометру с классом точности		
					0,15	0,4	0,6

1	2	3	Испыта- тельное давле- ние (МПа) 4	Продол- житель- ность испы- таний (ч) 5	Делений / Верхний предел измерений МПа		
					400/2,5 6	250/1,6 7	200/1,0 8
Из стальных труб (подземные)							
1	До 0,005 МПа	Независимо от вида изоляционного покрытия	0,6	24	6250	6400	Падение давления не допускается
2	Газовые вводы давлением до 0,005 МПа (при раздельном строительстве)	Независимо от вида изоляционного покрытия	0,3	2	6250	6400	Падение давления не допускается
3	От 0,005 до 0,3 МПа	Битумная мастика, полимерная липкая лента	0,6	24	6250	6400	Падение давления не допускается
		Экструдированный полиэтилен, стекломаль	1,5		6250	-	Падение давления не допускается
4	От 0,3 до 0,6 МПа	Битумная мастика, полимерная липкая лента	0,75	24	6250	6400	Падение давления не допускается
		Экструдированный полиэтилен, стекломаль	1,5		6250	-	Падение давления не допускается
5	От 0,6 до 1,2 МПа	Независимо от вида изоляционного покрытия	1,5	24	6250	-	Падение давления не допускается
Из полиэтиленовых труб							
6	До 0,005 МПа		0,3	24	6250	6400	Падение давления не допускается
7	От 0,005 до 0,3 МПа		0,6		6250	6400	Падение давления не допускается
8	От 0,3 до 0,6 МПа		0,75	24	6250	6400	Падение давления не допускается
9	От 0,6 до 1,0 МПа		1,5		6250	-	Падение давления не допускается

Из стальных труб (подземные)						
10	До 0,005 МПа	0,3	1	6250	6400	Падение давления не допускается
11	От 0,005 до 0,3 МПа	0,45		6250	6400	Падение давления не допускается
12	От 0,3 до 0,6 МПа	0,75		6250	6400	Падение давления не допускается
13	От 0,6 до 1,2 МПа	1,5		6250	-	Падение давления не допускается
Трубопроводы и оборудование SRM						
14	До 0,005 МПа	0,3	12	6250	6400	Падение давления не допускается
15	От 0,005 до 0,3 МПа	0,45		6250	6400	Падение давления не допускается
16	От 0,3 до 0,6 МПа	0,75		6250	6400	Падение давления не допускается
17	От 0,6 до 1,2 МПа	1,5		6250	-	Падение давления не допускается

Приложение № 2
к Методологии расчета технологических
расходов и технических потерь природного газа
в распределительных сетях, утвержденной
Постановлением НАРЭ № 398 от 31.12.2010 г.

Расчетные пропускные способности регулятора давления газа

Марка регулятора давления газа, Ø в мм	Диапазон настройки Рвых, кПа	Пропускная способность регулятора при входном давлении, Q, м³/час													
		0,05 МПа	0,1 МПа	0,2 МПа	0,3 МПа	0,4 МПа	0,5 МПа	0,6 МПа	0,7 МПа	0,8 МПа	0,9 МПа	1,0 МПа	1,1 МПа	1,2 МПа	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
РДГБ-6	2,2	6													

FE-10	0,8-8,0	9,5	12,3	12,2	12,4	13,8	15,5	15,9	-					
FE-25		23,7	30,7	30,5	31,0	34,5	38,7	39,7						
РДГК-10	1,5-2,0	4	8	9	11	13	14	15,5						
РДГК-10М		16	20	30	40	50	55	60						
РДГД-20М-0,6 седло Ø5	2,0-2,5	9	18	28	40	46	58	70						
РДГД-20М-1,2 седло Ø3		4,5	9	13,5	18	28	34	40						
РД-32М седло Ø4	2,0-3,5 0,9-2,0	12	23	31	43	52	62	72	85	100	110	125	-	150
РД-32М седло Ø6		23	35	65	77	97	129	155	174	206	232	258		-
РД-32М седло Ø10		28	50	90	124	-								
РДУ-32 седло Ø4	1,0-5,0	-	23	31	43	52	62	72	85	100	110	125	-	150
РДУ-32 седло Ø6		23	35	65	77	97	129	155	174	206	232	258		300
РДУ-32 седло Ø10		28	50	90	124	-								
РДНК-400	2,0-5,0	45	80	125	170	200	250	300	-					
РДНК-400М		55	100	180	300	400	500	600						
РДНК-1000		70	130	280	450	600	700	900						
РДНК-У		55	100	175	250	330	410	500	580	665	750	830	915	1000
РДНК-50/400	2,0-5,0	-	180	270	360	450	540	630	-					
РДНК-50/1000		300	450	600	750	900	1050							
РДСК-50/400 седло Ø10	50-200	-	110	-	225	-		335	-		500	-		670
РДСК-50/400Б седло Ø10	200-300													
РДСК-50/400М седло Ø10	10-50													
РДСК-50/400 седло Ø10	50-200	-	220	-	450	-		670	-		1000	-		1340
РДСК-50/400Б седло Ø10	200-300													

РДСК-50/400М седло Ø14	10-50													
РДСК-50М-1	10-16	60	120	250	330	400	500	600	650	720	800	860	920	1000
РДСК-50М-2	16-40													
РДСК-50М-3	40-100													
РДСК-50БМ	270-300	-				450	600	750	800	850	900	1000	1100	1200
РДГ-25Н(В)	50-200	-	340	510	680	-		1190	-		1700	-		2210
РДГ-50Н(М) седло Ø30	1,5-60	250	450	650	850	1100	1300	1500	1700	1950	2150	2350	2600	2800
РДГ-50В(М) седло Ø30	60-600	-												
РДГ-50Н(М) седло Ø35	1,5-60	330	600	950	1250	1550	1850	2150	2500	2800	3100	3400	3700	4050
РДГ-50В(М) седло Ø35	60-600	-												
РДГ-50Н(М) седло Ø40	1,5-60	470	850	1250	1700	2100	2500	2950	3350	3800	4200	4600	5050	5450
РДГ-50В(М) седло Ø40	60-600	-												
РДГ-50Н(М) седло Ø45	1,5-60	600	1100	1650	2200	2750	3280	3800	4350	4900	5450	6000	6550	7100
РДГ-50В(М) седло Ø45	60-600	-												
РДГ-80Н(М)	1,5-60	1250	2250	3400	4500	5600	6750	7850	9000	10100	11200	12350	13450	14600
РДГ-80В(М)	60-600	-												
РДГ-150Н(М)	1,5-60	2750	4950	7400	9850	12800	14800	17250	19700	22150	24600	27050	29500	32000
РДГ-150В(М)	60-600	-												
РДП-50Н	0,5-50	870	1160	1740	2320	2900	3480	4060	4640	5520	5800	6380	6960	7540
РДП-50В	50-600													
РДП-200Н	0,5-50	11620	15480	23220	30960	38700	46440	54180	61920	69660	77400	85140	92880	100000
РДП-200В	50-600													

РДБК1-200/105Н	0,5-60	-	47250
РДБК1-200/105В	60-600		
РДБК1-200/140Н	0,5-60	-	70250
РДБК1-200/140В	60-600		
РДУК2-200/105Н	0,5-60	-	47250
РДУК2-200/105В	60-600		
РДУК2-200/140Н	0,5-60	-	70250
РДУК2-200/140В	60-600		

Расчетные пропускные способности регулятора давления газа

Марка регулятора давления газа	Диапазон настройки Рвых, кПа	Пропускная способность регулятора при входном давлении, Q, м ³ /час																	
		0,01 МПа	0,02 МПа	0,03 МПа	0,04 МПа	0,05 МПа	0,1 МПа	0,2 МПа	0,3 МПа	0,4 МПа	0,5 МПа	0,6 МПа	0,7 МПа	0,8 МПа	0,9 МПа	1,0 МПа	1,1 МПа	1,2 МПа	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
РДНК-32 седло Ø3	2,0-2,5	1,3	-			4	7	13	17	21	24	30	37	43	47	55	-	64	
РДНК-32 седло Ø6		4				9	25	40	55	70	90	105	-						
РДНК-32 седло Ø10		11				23	45	75	100	-									
РДНК-50	2,0-3,5	-	20	30	40	60	120	300	500	600	700	800				900			
РДНК-50П	3,5-5,0																		
РДБК1-50/25	1-60	165	183	198	210		320	450	546	745	890	1032	1190	1330	1485	1630	1785	2133	
РДБК1П-50/25	30-600																		
РДБК1-50/35	1-60	450	510	560	600	630	900	1360	1816	2270	2724	3178	3632	4086	4541	4995	5736	6500	
РДБК1П-50/35	30-600																		

РДБК1-100/50	1-60	775	850	925	1000	1025	1408	2127	2836	4286	5743	6700	7657	8614	9570	10528	11450	12442
РДБК1П-100/50	30-600																	
РДБК1-100/70	1-60	1550	1700	1850	2000	2050	2816	4254	5672	8571	11485	13400	15313	17227	19140	21056	22900	24884
РДБК1П-100/70	30-600																	

Приложение № 3
к Методологии расчета технологических
расходов и технических потерь природного газа
в распределительных сетях, утвержденной
Постановлением НАРЭ № 398 от 31.12.2010 г.

Корректирование параметров состояния $t = 20^{\circ}\text{C}$ и $P = 101,325 \times 10^{-3}$, МПа

$t, ^{\circ}\text{C}$	0	2	4	6	8	10	12	13	14	15	16	17	
$P_{VA} \times 10^{-3}, \text{МПа}$	0,608	0,701	0,807	0,927	1,064	1,21	1,383	1,476	1,582	1,689	1,795	1,915	
$(P_a + P_t) \times 10^{-3}, \text{МПа}$	101,08	1,0642	1,0555	1,0468	1,0380	1,0292	1,0205	1,0116	1,0071	1,0025	0,9979	0,9934	0,9888
	101,21	1,0656	1,0569	1,0481	1,0394	1,0306	1,0218	1,0129	1,0084	1,0038	0,9992	0,9947	0,9901
	101,35	1,0671	1,0583	1,0496	1,0408	1,0320	1,0232	1,0143	1,0098	1,0052	1,0007	0,9961	0,9915
	101,48	1,0685	1,0597	1,0510	1,0422	1,0334	1,0246	1,0156	1,0111	1,0065	1,0020	0,9974	0,9928
	101,61	1,0698	1,0611	1,0523	1,0435	1,0347	1,0259	1,0169	1,0124	1,0078	1,0033	0,9987	0,9941
	101,745	1,0713	1,0625	1,0537	1,0449	1,0361	1,0273	1,0183	1,0138	1,0092	1,0046	1,0001	0,9954
	101,878	1,0727	1,0639	1,0551	1,0463	1,0374	1,0286	1,0196	1,0151	1,0105	1,0060	1,0014	0,9968
	102,01	1,0741	1,0653	1,0565	1,0477	1,0388	1,0300	1,0210	1,0165	1,0119	1,0073	1,0027	0,9981
	102,14	1,0755	1,0667	1,0578	1,0490	1,0401	1,0313	1,0223	1,0178	1,0132	1,0086	1,0040	0,9994
	102,28	1,0769	1,0681	1,0593	1,0505	1,0416	1,0327	1,0237	1,0192	1,0146	1,0100	1,0054	1,0008
	102,41	1,0783	1,0695	1,0607	1,0518	1,0429	1,0341	1,0250	1,0205	1,0159	1,0113	1,0067	1,0021
	102,54	1,0797	1,0709	1,0620	1,0532	1,0443	1,0354	1,0264	1,0218	1,0172	1,0126	1,0080	1,0034
	102,68	1,0812	1,0723	1,0635	1,0546	1,0457	1,0368	1,0278	1,0233	1,0186	1,0140	1,0094	1,0048
	102,81	1,0825	1,0737	1,0648	1,0560	1,0470	1,0381	1,0291	1,0246	1,0199	1,0153	1,0107	1,0061

	102,94	1,0839	1,0751	1,0662	1,0573	1,0484	1,0395	1,0304	1,0259	1,0212	1,0166	1,0120	1,0074
	103,075	1,0854	1,0765	1,0676	1,0587	1,0498	1,0409	1,0318	1,0272	1,0226	1,0180	1,0134	1,0087
	103,21	1,0868	1,0779	1,0690	1,0601	1,0512	1,0422	1,0332	1,0286	1,0240	1,0193	1,0147	1,0100
	103,34	1,0882	1,0793	1,0704	1,0615	1,0525	1,0436	1,0345	1,0299	1,0253	1,0206	1,0160	1,0113
	103,47	1,0895	1,0806	1,0717	1,0628	1,0538	1,0449	1,0358	1,0312	1,0266	1,0219	1,0173	1,0126
	103,61	1,0910	1,0821	1,0732	1,0643	1,0553	1,0463	1,0372	1,0327	1,0280	1,0233	1,0187	1,0140
	103,74	1,0924	1,0835	1,0745	1,0656	1,0566	1,0476	1,0385	1,0340	1,0293	1,0247	1,0200	1,0153
	103,87	1,0938	1,0848	1,0759	1,0669	1,0579	1,0490	1,0399	1,0353	1,0306	1,0260	1,0213	1,0166
	104,01	1,0953	1,0863	1,0774	1,0684	1,0594	1,0504	1,0413	1,0367	1,0320	1,0274	1,0227	1,0180
	104,14	1,0966	1,0877	1,0787	1,0697	1,0607	1,0517	1,0426	1,0380	1,0333	1,0287	1,0240	1,0193
	104,27	1,0980	1,0891	1,0801	1,0711	1,0621	1,0531	1,0439	1,0393	1,0346	1,0300	1,0253	1,0206
	104,41	1,0995	1,0905	1,0815	1,0725	1,0635	1,0545	1,0453	1,0407	1,0360	1,0314	1,0267	1,0220
	104,54	1,1009	1,0919	1,0829	1,0739	1,0648	1,0558	1,0467	1,0421	1,0374	1,0327	1,0280	1,0233
	104,67	1,1023	1,0933	1,0843	1,0752	1,0662	1,0572	1,0480	1,0434	1,0387	1,0340	1,0293	1,0246
	104,8	1,1036	1,0946	1,0856	1,0766	1,0675	1,0585	1,0493	1,0447	1,0400	1,0353	1,0307	1,0259
	104,94	1,1051	1,0961	1,0871	1,0780	1,0690	1,0599	1,0507	1,0461	1,0414	1,0367	1,0321	1,0273
	105,07	1,1065	1,0975	1,0884	1,0794	1,0703	1,0612	1,0520	1,0474	1,0427	1,0380	1,0334	1,0286

t, °C	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
$P_{VA} \times 10^{-3}, \text{МПа}$	2,035	2,167	2,354	2,461	2,607	2,766	2,939	3,126	3,325	3,525	3,737	3,95	
$(P_a + P_t) \times 10^{-3}, \text{МПа}$	101,08	0,9842	0,9795	0,9743	0,9700	0,9653	0,9604	0,9555	0,9505	0,9454	0,9403	0,9352	0,9300
	101,21	0,9855	0,9808	0,9756	0,9713	0,9665	0,9617	0,9568	0,9518	0,9467	0,9416	0,9364	0,9313
	101,35	0,9869	0,9822	0,9770	0,9726	0,9679	0,9631	0,9582	0,9531	0,9480	0,9429	0,9378	0,9326
	101,48	0,9882	0,9835	0,9783	0,9739	0,9692	0,9644	0,9594	0,9544	0,9493	0,9442	0,9390	0,9339
	101,61	0,9895	0,9848	0,9796	0,9752	0,9705	0,9656	0,9607	0,9557	0,9505	0,9454	0,9403	0,9351
	101,745	0,9908	0,9861	0,9809	0,9765	0,9718	0,9669	0,9620	0,9570	0,9518	0,9467	0,9416	0,9364
	101,878	0,9921	0,9874	0,9822	0,9778	0,9731	0,9682	0,9633	0,9583	0,9531	0,9480	0,9428	0,9377
	102,01	0,9935	0,9887	0,9835	0,9791	0,9744	0,9695	0,9646	0,9595	0,9544	0,9493	0,9441	0,9389

	102,14	0,9947	0,9900	0,9848	0,9804	0,9757	0,9708	0,9659	0,9608	0,9557	0,9505	0,9454	0,9402
	102,28	0,9961	0,9914	0,9862	0,9818	0,9770	0,9722	0,9672	0,9622	0,9570	0,9519	0,9467	0,9415
	102,41	0,9974	0,9927	0,9875	0,9831	0,9783	0,9734	0,9685	0,9634	0,9583	0,9531	0,9479	0,9428
	102,54	0,9987	0,9940	0,9888	0,9843	0,9796	0,9747	0,9697	0,9647	0,9595	0,9544	0,9492	0,9440
	102,68	1,0001	0,9954	0,9901	0,9857	0,9809	0,9761	0,9711	0,9660	0,9609	0,9558	0,9505	0,9454
	102,81	1,0014	0,9967	0,9914	0,9870	0,9822	0,9774	0,9724	0,9673	0,9621	0,9570	0,9518	0,9466
	102,94	1,0027	0,9980	0,9927	0,9883	0,9835	0,9786	0,9736	0,9686	0,9634	0,9583	0,9530	0,9478
	103,075	1,0040	0,9993	0,9940	0,9896	0,9848	0,9799	0,9750	0,9699	0,9647	0,9596	0,9543	0,9491
	103,21	1,0054	1,0006	0,9954	0,9909	0,9861	0,9813	0,9763	0,9712	0,9660	0,9609	0,9556	0,9504
	103,34	1,0067	1,0019	0,9967	0,9922	0,9874	0,9825	0,9775	0,9724	0,9673	0,9621	0,9569	0,9517
	103,47	1,0080	1,0032	0,9979	0,9935	0,9887	0,9838	0,9788	0,9737	0,9685	0,9634	0,9581	0,9529
	103,61	1,0094	1,0046	0,9993	0,9949	0,9901	0,9852	0,9802	0,9751	0,9699	0,9647	0,9595	0,9543
	103,74	1,0106	1,0059	1,0006	0,9961	0,9913	0,9864	0,9814	0,9763	0,9711	0,9660	0,9607	0,9555
	103,87	1,0119	1,0072	1,0019	0,9974	0,9926	0,9877	0,9827	0,9776	0,9724	0,9672	0,9620	0,9567
	104,01	1,0133	1,0086	1,0033	0,9988	0,9940	0,9891	0,9841	0,9789	0,9737	0,9686	0,9633	0,9581
	104,14	1,0146	1,0098	1,0045	1,0001	0,9953	0,9903	0,9853	0,9802	0,9750	0,9698	0,9646	0,9593
	104,27	1,0159	1,0111	1,0058	1,0014	0,9965	0,9916	0,9866	0,9815	0,9763	0,9711	0,9658	0,9606
	104,41	1,0173	1,0125	1,0072	1,0027	0,9979	0,9930	0,9880	0,9828	0,9776	0,9724	0,9672	0,9619
	104,54	1,0186	1,0138	1,0085	1,0040	0,9992	0,9943	0,9892	0,9841	0,9789	0,9737	0,9684	0,9632
	104,67	1,0199	1,0151	1,0098	1,0053	1,0005	0,9955	0,9905	0,9853	0,9801	0,9749	0,9697	0,9644
	104,8	1,0212	1,0164	1,0111	1,0066	1,0017	0,9968	0,9918	0,9866	0,9814	0,9762	0,9709	0,9657
	104,94	1,0226	1,0178	1,0124	1,0079	1,0031	0,9982	0,9931	0,9880	0,9827	0,9775	0,9722	0,9670
	105,07	1,0239	1,0191	1,0137	1,0092	1,0044	0,9994	0,9944	0,9892	0,9840	0,9788	0,9735	0,9682

Приложение № 4
к Методологии расчета технологических
расходов и технических потерь природного газа
в распределительных сетях, утвержденной
Постановлением НАРЭ № 398 от 31.12.2010 г.

Расчет
нормативных реальных и мнимых потерь газа газового предприятия
 “ _____ ” на 20____

Показатели	Удельные потери газа на единицу измерения	Количество единиц на год	Нормативные потери газа (м ³ /год)	Примечание
1	2	3	4	5
Потери природного газа при эксплуатации SRM и/или PRM				
Потери из-за негерметичности газовых сетей и оборудования SRM и/или PRM;				
Потери при ремонте и профилактике SRM и/или PRM				
Потери от срабатывания предохранительно сбросных клапанов на SRM и/или PRM				
ВСЕГО				
Потери в наружных распределительных сетях природного газа				
Потери из-за негерметичности газовых сетей				
Потери на продувку подземных газовых сетей				
Потери газа при ремонте и профилактике газовых сетей				
ВСЕГО				
Расходы газа на технологические нужды газового предприятия				
Расходы газа на технологические нужды для отопления SRM, PRM и/или PMG				
Расходы газа для технических кабинетов;				
Расходы газа для специальных аппаратов химических лабораторий				
Расходы газа для действующих стендов и макетов на учебно-тренировочных полигонах.				
ВСЕГО				
Мнимые потери природного газа				

Мнимые потери, вызванные конструктивной погрешностью измерительного оборудования установленного у потребителя				
Потери газа из-за погрешности измерительного оборудования установленного у поставщика				
Потери из-за неучета изменений состояния газа				
Потери от срабатывания предохранительно сбросных клапанов на СР.				
ВСЕГО				
ВСЕГО Нормативных потерь				