

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
Государственный институт по проектированию и
исследовательским работам в нефтяной промышленности
"ТИПРОВОСТОКНЕФТЬ"

М Е Т О Д И К А
УЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИРОДНОГО
ГАЗА НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ
МИННЕФТЕПРОМА

РД 39 - 1 - 170 - 79

1 9 7 9

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
Государственный институт по проектированию
и исследовательским работам в нефтяной промышленности
" Г И П Р О В О С Т О К Н Е Ф Т Ъ "

УТВЕРЖДЕНА
Заместителем министра
нефтяной промышленности
А.В. ВАЛИХАНОВЫМ
"16 " апреля 1979г.

М Е Т О Д И К А
УЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИРОДНОГО
ГАЗА НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ
МИННЕФТЕПРОМА

РД 39 - I - I70 - 79

1 9 7 9

Методика учета технологических потерь природного газа на нефтедобывающих предприятиях Миннефтепрома разработана лабораторией ресурсов газа института " Гипровостокнефть " в соответствии с приказом Министерства нефтяной промышленности № 359 от 17 июля 1978г.

В настоящей методике описаны источники технологических потерь природного газа, изложены организация и порядок проведения работ по определению величины этих потерь, а также порядок их учета и списания на нефтедобывающих предприятиях Министерства нефтяной промышленности .

Во второй части приведены Методические указания по определению технологических потерь природного газа на нефтедобывающих предприятиях Миннефтепрома, содержание классификации существующих технологических потерь природного газа при его добыче, сборе и транспорте на предприятиях нефтяной промышленности, а также математические формулы (с необходимыми пояснениями), позволяющие определять величину этих потерь.

Наряду с аналитическим методом для некоторых видов технологических потерь предложено применение методов непосредственных и косвенных измерений.

АВТОРЫ : М.Д. ШТОФ, В.И. ЦВЕТКОВ, В.И. БАРАЗ, И.А. СЕРКОВ

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

"МЕТОДИКА УЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА
НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ МИННЕФТЕПРОМА "

МЕТОДИКА

РД 39 - I - I70 - 79

Вводится впервые.

Приказом Министерства нефтяной промышленности

№ 330 от "26" ИЮНЯ 1979г.

Срок действия установлен с 01.10.79г.

1. Технологические потери природного газа - это количество газа, которое неизбежно теряется при технологических процессах сбора, подготовки и транспорта газа до потребителей в связи с невозможностью осуществления этих процессов без указанных потерь при современном уровне техники и технологии.

2. Настоящая "Методика" вводится в целях дальнейшего совершенствования учета и планирования использования природного газа, а также упорядочения работ по сокращению потерь газа на нефтегазодобывающих предприятиях Миннефтепрома.

3. Учет технологических потерь природного газа ведется как в абсолютных единицах, так и в процентах от объема природного газа, использованного на собственные нужды предприятий и сданного сторонним потребителям.

4. Потери природного газа, вызванные нарушением правил технической эксплуатации аппаратов, оборудования, установок и технологии сбора, подготовки и транспорта газа, а также природный газ, расходуемый при проведении на объектах пусковых и исследовательских работ, к технологическим потерям не относятся.

5. К технологическим потерям относятся утечки газа из линейных частей газопроводов и коммуникаций технологических установок, потери при дегазации нестабильного конденсата, потери, связанные с выбросом в атмосферу конденсата при продувке конденсатосборников и технологического оборудования, потери газа,

выпускаемого в атмосферу при полном или частичном опорожнении газопроводов при проведении ремонтных и профилактических работ, потери газа при продувке конденсатороборников и пылеуловителей, потери газа при заправке устройств для ввода метанола или ингибиторов и потери при продувке газопроводов и скважин.

5.1. Технологические потери природного газа определяются в соответствии с " Методическими указаниями по определению технологических потерь природного газа на нефтегазодобывающих предприятиях Миннефтепрома " (см. стр. 13)

6. Общие технологические потери природного газа для отдельного потока определяются по формуле:

$$\Pi_{\text{пот}} = \sum_{i=1}^n \Pi_i \quad , \text{ тыс. ст. м}^3 \quad (1)$$

где

n - количество видов потерь.

6.1. В процентном выражении потери по п.6 составят :

$$\sigma_{\text{пот}} = \frac{\Pi_{\text{пот}}}{V_{\text{пот}}} \cdot 100\% \quad (2)$$

где

$V_{\text{пот}}$ - объем природного газа транспортируемого отдельным потоком.

7. Общие технологические потери природного газа по НГДУ определяются по формуле:

$$\Pi_{\text{нг}} = \sum_{i=1}^m \Pi_{\text{пот}i} \quad \text{тыс. ст. м}^3 \quad (3)$$

где

m - количество потоков природного газа в НГДУ.

7.1. В процентном выражении потери по п.7 составят:

$$\sigma_{\text{нг}} = \frac{\Pi_{\text{нг}}}{V_{\text{нг}}} \cdot 100\% \quad (4)$$

где

$V_{нг}$ — объем газа, использованного на собственные нужды и отданного сторонним потребителям.

8. Величина потерь природного газа в абсолютных единицах по объединению подсчитывается как сумма технологических потерь, существующих во всех НГДУ данного объединения:

$$\Pi = \sum_{j=1}^K \Pi_{нгj} \quad (5)$$

где

$\Pi_{нгj}$ — величина технологических потерь природного газа одного из K нефтегазодобывающих управлений, входящих в состав объединения.

8.1. В процентном выражении потери по п.8 составят:

$$\sigma = \frac{\Pi}{\sum_{j=1}^K V_{нгj}} \cdot 100\%$$

9. Организация своевременного определения величины технологических потерь природного газа и их учет осуществляется НГДУ.

10. Периодичность и очередность определения технологических потерь природного газа устанавливается руководством пеха (промысла) в квартальных планах-графиках, утверждаемых главным инженером нефтегазодобывающего управления.

Указанные работы производятся не реже двух раз в год (в осенне-зимний и весенне-летний периоды).

11. Списание природного газа в технологические потери производится ежемесячно в пределах величины нормированных технологических потерь.

12. Определение технологических потерь природного газа осуществляется ЦНИЛама, ЦНИПрама и территориальными научно-исследовательскими институтами.

13. Оформление материалов по учету технологических потерь

природного газа производится в следующем порядке :

13.1. Материалы по учету технологических потерь природного газа оформляется в виде сводных таблиц 1,2,3 и 4.

13.2. В таблицу 1 сводятся данные о трубопроводах существующей системы сбора и транспорта газа и технологических коммуникациях по каждому газовому месторождению.

13.3. Технологические параметры (давления, температуры), заносимые в таблицу 1, усредняются в соответствии с п.3.1 стр.13

13.4. Данные о длинах и диаметрах промысловых, магистральных и технологических трубопроводов для таблицы 1 берутся по проектной документации с учетом изменений, произведенных в ходе строительных и монтажных работ.

13.5. Данные об отдельных видах работ по техническому обслуживанию объектов сбора, подготовки и транспорта газа в таблицы 2 и 3 заносятся на основании существующей документации о проведенных за отчетный период ремонтных, профилактических и других видах работ. При проведении прогнозных расчетов потерь природного газа данные для этих таблиц берутся в соответствии с планами капитального и текущего ремонтов, намечаемой реконструкции коммуникаций и технологических установок по подготовке газа, периодичностью продувок и т.д.

13.6. Окончательные результаты расчетов или экспериментальных определений потерь природного газа сводятся в табл. 4.

13.6.1. Материалы приведенные в таблицах используются для анализа причин технологических потерь природного газа и разработки мероприятий по их сокращению.

13.7. Объем газа, используемого на собственные нужды и поданного сторонним потребителям, на последующий период определяется утвержденным планом, а за прошедший - по отчетным данным.

14. Нормированные технологические потери природного газа Главтименнефтегаза, производственного объединения начисляются по формуле :

$$Ц_n = 0,01 \cdot \zeta_n \cdot V, \quad (6)$$

где

σ_n - норматив технологических потерь природного газа, утвержденных Миннефтепромом, в % объема.,

V - объем нефтяного газа, использованного на собственные нужды и сданного сторонним потребителям в целом по объединению, тыс. ст. м³.

15. Объем добычи природного газа с учетом технологических потерь в Главткменнефтегазе, производственном объединении определяется по формуле:

$$D = \Pi + V. \quad (7)$$

16. Планируемая величина технологических потерь природного газа (Π_n) в зависимости от планируемого объема добычи природного газа (D_n) может быть определена по формуле:

$$\Pi_n = \frac{\sigma_n}{100 + \sigma_n} \cdot D_n \quad (8)$$

17. Данные об учете технологических потерь природного газа отражаются в производственно-технических отчетах цехов (промыслов), НГДУ и объединений.

18. Включение стоимости технологических потерь природного газа в себестоимость добычи газа производится в порядке, предусмотренном "Инструкцией по планированию, учету и калькулированию себестоимости нефти и газа".

Таблица I

Сводные данные о промышленных и магистральных газопроводах и коммуникациях технологических установок газовых месторождений

Наименование месторождения, газопровода, участка газопровода, технологической установки	Длина, км	Диаметр, м	Среднее давление ата	Средняя температура, °С
I	2	3	4	5
1. Промысловые газопроводы				
2. Магистральные газопроводы				
3. Технологические коммуникации				

ж) Данные о газопроводах заносятся построчно для каждого диаметра.

Таблица 2

Виды работ по техническому обслуживанию основных объектов добычи, сбора и транспорта природного газа, связанные с технологическими потерями

Виды работ	Параметры разгерметизируемого участка					Продолжительность продук- вок, мин.
	Длина, км	Диаметр, м	Средняя темпе- тура, °С	Давление, ата		
рабо- чее				после опорож- нения	7	
I	2	3	4	5	6	7
<p>1. Полное опорожнение газопровода (или его участка) при:</p> <ul style="list-style-type: none"> - врезке отводов - капитальном ремонте - замене арматуры и т.д. <p>2. Частичное опорожнение газопровода (или его участка)</p> <ul style="list-style-type: none"> - при ревизиях - при текущем ремонте - участков, смежных с полностью опорожненными и т.д. <p>3. Продувка</p> <ul style="list-style-type: none"> - скважин - газопроводов 						

Таблица 3

Виды работ по техническому обслуживанию
вспомогательных устройств, связанные с
технологическими потерями природного газа

Виды работ	Количество	Периодичность работ, количество за месяц, квартал, год	Количество заливаемого метанола или ингибитора в одно устройство, м ³	Средняя температура окружающей среды за расчетный период (месяц, квартал, год), К	Давление газа при заправке устройства, ата	Объем газа, необходимый на продувку устройства, ст.м ³
I	2	3	4	5	6	7
I. Заправка устройств для ввода метанола, ингибиторов и т.д. 2. Продувка конденсатосборников, пылеуловителей.						

Таблица 4

Технологические потери за 19 год (фактические)

Наименование	Месяцы			I кв.	Месяцы			II кв.	Месяцы			III кв.	Месяцы			IV кв.	За год
	ян-варь	фев-раль	март		ап-рель	май	июнь		июль	ав-густ	сен-тябрь		ок-тябрь	но-ябрь	де-кабрь		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Объем используемого газа, млн. ст.м ³																	
Технологические потери газа:																	
1. От утечек из линейных частей газопроводов, тыс.ст.м ³																	
2. От утечек из коммуникаций СУ, УИТС, КС, ГРС, тыс.ст.м ³																	
3. При дегазации нестабильного конденсата, тыс.ст.м ³ .																	
4. От выброса в атмосферу конденсата при продувках во время профилактических работ, тыс.ст.м ³ .																	
5. При капитальном ремонте газопроводов, их очистке, врезке отводов, замене арматуры и т.д., тыс. ст.м ³ .																	

продолжение таблицы 4

Наименование	Месяцы			I кв.	Месяцы			II кв.	Месяцы			III кв.	Месяцы			IV кв.	За год
	ян-варь	фев-раль	март		апр-ель	май	июнь		июль	ав-густ	сен-тябрь		ок-тябрь	но-ябрь	де-кабрь		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
6. При текущем ремонте газопроводов, ревизии арматуры, частичном опорожнении, тыс.ст.м3.																	
7. При продувке конденсатосборников и пылеуловителей, тыс.ст.м3.																	
8. При заправке метанольных и ингибиторных устройств, тыс.ст.м3.																	
9. При продувках участков газопроводов и скважин, тыс.ст.м3.																	

Стр. 16 РЛ 39-1-170-79

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА
НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ
МИННЕФТЕПРОМА

Настоящие методические указания распространяются на нефтегазодобывающие предприятия Министерства нефтяной промышленности, осуществляющие добычу природного газа.

В указаниях изложены рекомендуемые методики определения технологических потерь природного газа и даны необходимые пояснения для их практического использования.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.1. К технологическим потерям природного газа относится весь газ, который неизбежно теряется при технологических процессах добычи, сбора, подготовки и транспорта газа до потребителя в связи с невозможностью осуществления этих процессов без указанных потерь при современном уровне техники и технологии и при полном соблюдении действующих норм, правил и инструкций.

I.2. С учетом того, что в настоящее время в подавляющем большинстве случаев непосредственное измерение потерь природного газа не представляется возможным настоящими "Методическими указаниями" рекомендуются аналитические методы, принятые в Министерстве газовой промышленности / I /.

I.3. Наряду с применением аналитических методов определения технологических потерь природного газа во всех возможных случаях необходимо использовать непосредственные или косвенные методы. Проведение экспериментов и сравнение их результатов с расчетами позволит увеличить точность и достоверность данных о величине технологических потерь газа.

I.4. Потери природного газа при проведении профилакци-

ческих работ (продувка конденсатороборников, пылеуловителей, скважин и т.д.) определяемые аналитически, должны рассчитываться с учетом действующих норм, правил и инструкций, регламентирующих периодичность и продолжительность этих операций.

2. СТРУКТУРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ

2.1. Утечки газа из линейной части газопроводов.

2.2. Утечки газа из коммуникаций сепарационных установок (СУ), установок низкотемпературной сепарации (УНТС), компрессорных станций (КС) и газораспределительных станций (ГРС) через неплотность сальниковых резьбовых и др. соединений, неплотности предохранительных клапанов и других органов.

2.3. Потери газа при дегазации нестабильного конденсата.

2.4. Потери газа, связанные с выбросом в атмосферу конденсата при продувке технологических аппаратов и конденсатороборников во время проведения профилактических работ (если сбор конденсата экономически нецелесообразен).

2.5. Потери газа при капитальном ремонте и очистке газопроводов очистными устройствами, врезке отводов, замене арматуры и т.д., связанные с полным опорожнением отдельных участков газопровода.

2.6. Потери газа при текущем ремонте газопровода, ревизиях арматуры и других работах, связанные с частичным опорожнением отдельных участков газопровода.

2.7. Потери газа при продувке конденсатороборников и пылеуловителей.

2.8. Потери газа при заправке устройств для ввода метанола и ингибиторов.

2.9. Потери газа при продувке участков газопроводов и скважин для освобождения от конденсата, воды и пыли (если продувка предусмотрена техническими условиями эксплуатации газопроводов и скважин).

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА

3.1. Максимально допустимые потери газа за счет утечек из линейной части газопровода определяется по формуле:

$$Q_{ут} = 1,1135 \frac{D_L \cdot P_{ср} \cdot \tau}{T_{ср} \cdot Z_{ср}} \quad , \text{ тыс.ст.м}^3 \quad (3.1)$$

где :

1,1135 - эмпирический коэффициент,

L - длина газопровода, км ;

D - диаметр газопровода , м,

$T_{ср}$ - средняя температура , °К,

$P_{ср}$ - среднее давление, ата,

$Z_{ср}$ - коэффициент сжимаемости газа при $P_{ср}$ и $T_{ср}$;

τ - время работы газопровода, сутки.

Средние значения давления и температуры определяются как среднеарифметическое за период τ , рассчитываемое по $T'_{ср}$, $P_{ср}$ средним величинам этих параметров по длине газопроводов для конкретных моментов времени.

Средняя температура по длине газопровода определяется по формуле акад. В.Г. Шухова :

$$T'_{ср} = \frac{1}{3} T_H + \frac{2}{3} T_K , \quad ^\circ \text{К}, \quad (3.2)$$

где :

T_H и T_K - температура в начале и конце газопровода, °К.

Среднее давление по длине газопровода определяется согласно / 2 / по выражению :

$$P_{ср}^I = \frac{2}{3} \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right) , \quad \text{ата} \quad (3.3)$$

где :

P_H и P_K - давление в начале и конце газопровода, ата.

Если величины P_H и P_K различаются не более чем на 50%, определение среднего давления может производиться по упрощенной формуле:

$$P_{\text{ср}}^I = \frac{P_H + P_K}{2} \quad (3.4.)$$

3.3.1. Если газопровод состоит из параллельных или последовательных участков разного диаметра потери определяются по формуле:

$$P_{\text{ут}}^{\Delta 4} = 1,1135 \cdot \sqrt[n]{\sum_{i=1}^n \frac{D_i \cdot l_i \cdot P_{\text{ср}}^i}{T_{\text{ср}}^i \cdot Z_{\text{ср}}^i}} \quad \text{тнс. ст. м}^3 \quad (3.5)$$

где

$i = 1, 2 \dots n$;

n - число участков.

3.2. Утечки газа из газопровода могут быть определены экспериментально по падению давления во время прекращения подачи газа по газопроводу. Для обработки результатов наблюдений применяется формула:

$$P_{\text{ут}}^{\Delta 4} = 0,2227 \cdot D^2 \cdot l \cdot \left(\frac{P_1}{T_1 Z_1} - \frac{P_2}{T_2 Z_2} \right) \cdot \frac{\sqrt{t_3}}{\sqrt{t_3}} \quad , \text{ тнс. ст. м}^3 \quad (3.6.)$$

где

0,2227 - эмперический коэффициент ;

D - диаметр газопровода , м;

l - длина газопровода , м,

P_1, P_2 - давление в начале и конце эксперимента ата,

T_1, T_2 - начальная и конечная температура газа, °K,

Z_1, Z_2 - коэффициенты сжимаемости, безразмерная величина,

$\sqrt{t_3}$ - продолжительность эксперимента, сутки;

$\sqrt{t_3}$ - время работы газопровода , сутки.

Утечки газа, определенные по формуле (3.6.), соответствуют работе газопровода при давлении P_T .

3.3. Максимально допустимые утечки газа из коммуникаций КС, ГРС, СУ и УНТС на каждом отдельном технологическом узле определяются по формуле :

$$П_{ут}^{кв} = 6,5I \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{P_{ср}^1 \cdot F^1}{T_{ср}^1 \cdot Z_{ср}^1} + \frac{P_{ср}^2 \cdot F^2}{T_{ср}^2 \cdot Z_{ср}^2} \right) \cdot \sqrt{L}, \text{ тыс. ст. м}^3 \quad (3.7)$$

где :

6,5I - эмпирический коэффициент;

F^1, F^2 - геометрическая поверхность труб коммуникаций каждого технологического узла до и после установленного технологического оборудования, определяемая по проектной документации,

$P_{ср}^1, T_{ср}^1$ - средние давления и температура до установленного технологического оборудования,

$P_{ср}^2, T_{ср}^2$ - средние давления и температура после установленного технологического оборудования,

$Z_{ср}^1, Z_{ср}^2$ - коэффициенты сжимаемости при соответствующих значениях давления и температуры,

\mathcal{Q} - время работы узла, сутки .

Определение средних значений давления и температуры для расчета по формуле (3.7.) производится по правилу нахождения среднеарифметического значения при обработке технической документации за требуемый период (квартал, месяц и т.д.).

Формула (3.7) разработана институтом "УкрНИИгаз" в соответствии с требованиями СНиП III-Д.10-72.

3.4. Потери газа при дегазации нестабильного конденсата в сборных емкостях определяют по формуле:

$$П_{дег} = Q_k \cdot \frac{Q_{\phi}}{K_{\text{час}}} \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. ст. м}^3 \quad (3.8)$$

где

Q_k - количество конденсата после дегазации , м³,

Γ_{ϕ} - газовый фактор, т.е. количество газа, выделившегося из единицы объема нестабильного конденсата, ст.м³/м³;

$K_{\text{КС}}$ - коэффициент усадки сырого нестабильного конденсата при его дегазации, который определяется экспериментально или принимается равным 0,81.

3.5. Потери газа, связанные с выбросом в атмосферу конденсата при продувке технологических аппаратов и конденсатосборников определяются по разности составов газа на входе и выходе аппаратов технологических установок и газопроводов по формуле:

$$P_{\text{кон}} = \left(1 - \frac{C_1' + N_2'}{C_1'' + N_2''} \right) \cdot G \quad \text{тыс. ст.м}^3 \quad (3.9)$$

где

C_1 и N_2 - содержание метана и азота, % мольн;

G - расход газа через газопровод за соответствующий период, тыс.ст.м³.

Индексы (') и ('') в формуле (3.9) означают параметры соответственно в начале и конце исследуемого участка.

Для проведения расчетов по формуле (3.9) точность определения метана и азота в газе должна быть не ниже $\pm 0,5\%$ относительных.

3.5.1. Потери газа, связанные с выбросом в атмосферу конденсата могут быть определены как разность между количеством сконденсировавшихся и используемых углеводородов. Количество сконденсировавшихся углеводородов может быть определено по уравнениям концентрации / 3 / с использованием констант равновесия / 4 /.

3.6. Для чисто газовых месторождений в тех случаях, когда применение прямых и косвенных методов, изложенных в п.3.4 и 3.5 затруднено, потери газа при дегазации нестабильного конденсата и за счет конденсации тяжелых углеводородов могут быть определены по эмпирической формуле УкрНИИгаза / 1 / :

$$P_{\text{дег}} + P_{\text{кон}} = 0,07 \left(P_{\text{сч}}^{\text{АЧ}} + P_{\text{сч}}^{\text{КС}} \right) \quad \text{тыс. ст.м}^3 \quad (3.10)$$

где :

0,07 - эмпирический коэффициент,

$\Pi_{\text{т}}^{\text{лч}}$ - определяется по одной из формул (3.1), (3.5) или (3.6);
 $\Pi_{\text{т}}^{\text{лс}}$ - определяется по формуле (3.7).

3.7. Определение потерь газа при дегазации нестабильного конденсата и за счет конденсации тяжелых углеводородов по формулам (3.8), (3.9) или (3.10) производится только в случае действительно наблюдаемого выпадения конденсата.

3.8. Потери газа, связанные со снижением давления газа при частичном опорожнении отдельных участков газопровода, определяются по формуле:

$$\Pi_{\text{г}} = 0,2836 \frac{V}{T_{\text{ср}}} \cdot \left(\frac{P^1}{Z^1} - \frac{P^{\text{н}}}{Z^{\text{н}}} \right) \quad , \text{ тыс. ст.м}^3 \quad (3.11)$$

где:

- 0,2836 - эмпирический коэффициент,
 V - геометрический объем ремонтируемого участка газопровода, м³;
 $T_{\text{ср}}$ - средняя температура газа, °К, определяется по формуле (3.2);
 P^1 - давление на участке газопровода до удаления газа, ата;
 $P^{\text{н}}$ - давление на участке газопровода после удаления газа, ата;
 Z^1 и $Z^{\text{н}}$ - коэффициенты сжимаемости при давлениях P^1 и $P^{\text{н}}$

3.9. Потери газа, связанные с полным опорожнением участка газопровода, определяются по формуле:

$$\Pi_{\text{ог}} = 0,2836 \cdot \frac{V_1 P_1}{T_{\text{ср}} \cdot Z_1} \quad , \text{ тыс. ст.,м}^3 \quad (3.12)$$

где:

- V_1 - геометрический объем участка газопровода, м³;
 P_1 - давление на участке газопровода до удаления газа, ата;
 $T_{\text{ср}}$ - средняя температура газа, определяется по формуле (3.2), °К;
 Z_1 - коэффициент сжимаемости газа при T_1 и P_1 .

3.10. Потери газа при продувке пылеуловителей и конденсаторных сборников определяются по эмпирической формуле :

$$P_{\text{кш}} = 3,2 \cdot 10^{-3} \cdot N \cdot n \quad , \text{ тыс. ст.м}^3 \quad (3.13)$$

где

3,2 - средняя величина объема газа, расходуемого при одной продувке конденсаторных сборников и пылеуловителей в ст.м³;

N - количество продувок одного аппарата за соответствующий период;

n - количество конденсаторных сборников, пылеуловителей.

3.11. Потери газа при заправке реагентом метанольных или ингибиторных устройств вычисляются по формуле:

$$P_{\text{мз}} = 0,293 \sum_{i=1}^n V_{\text{м}i} \frac{P_{\text{м}i}}{Z_{\text{м}i} \cdot T_{\text{м}}} \quad \text{тыс. ст.м}^3 \quad (3.14)$$

где

$V_{\text{м}i}$ - количество заливаемого метанола или ингибитора за соответствующий период в каждое устройство, м³;

$P_{\text{м}i}$ - давление газа при заправке каждого устройства, ата;

$T_{\text{м}}$ - средняя температура окружающей среды за соответствующий период, К;

$Z_{\text{м}i}$ - коэффициент сжимаемости газа при давлении $P_{\text{м}i}$ и температуре $T_{\text{м}}$,

3.12. Потери газа при продувке участка газопровода состоят из следующих слагаемых : потерь на опорожнение газопровода (участка) при его подготовке к продувке - $P_{\text{сг}}$; потерь при продувке в режиме критического истечения - $P_{\text{кр}}$ и потерь газа при продувке в режиме докритического истечения - $P_{\text{нкр}}$ и определяются по формуле :

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{сг}} + P_{\text{кр}} + P_{\text{нкр}} \quad (3.15)$$

3.12.1. Потери газа на опорожнение участка газопровода при подготовке к продувке определяются по формуле: (3.12).

3.12.2. Потери газа на продувку при режиме критического истечения определяют по формуле :

$$П_{кр} = 0,296 \cdot S \cdot P_2 \cdot \tau_{кр} \quad , \quad \text{тнс. ст.м}^3 \text{ (3.16)}$$

где

0,296 - эмпирический коэффициент,

S - площадь сечения трубы (или свечи), через которую производится продувка, м²;

P₂ - давление газа перед открытым сечением трубы, через которое осуществляется продувка, ата;

$\tau_{кр}$ - время продувки при критическом истечении, сек (составляет около 30% от общего времени продувки).

3.12.3. Потери газа при режиме докритического истечения определяются: по формуле УкрНИИгаза:

$$П_{нкp} = 0,11 \cdot S \cdot P_2 \cdot \tau_{нкp} \quad \text{тнс.ст,м}^3 \text{ (3.17)}$$

где

0,11 - эмпирический коэффициент;

P₂ - давление газа перед открытым сечением трубы, ориентировочно равное 1,35 кг/см², величина которого может уточняться экспериментально.

Остальные обозначения как и в формуле (3.16).

$\tau_{нкp}$ - время продувки при режиме докритического истечения, сек (составляет около 70% общего времени продувки).

3.13. Потери газа при продувке скважин могут быть замерены с помощью диафрагменного измерителя критического истечения или другого измерительного прибора, установленного на устье. В случае отсутствия таких приборов потери газа определяются по формуле (3.16).

ЛИТЕРАТУРА

1. Отчет по теме II-73 "Исследование технологических затрат и потерь природного газа при его транспортировке, разработка нормативов технологических затрат и научно-технических мероприятий по их снижению " УкрНИИгаз, Харьков, 1976.

2. Смирнов А.С., Ширковский А.И. Добыча и транспорт газа. Гостоптехиздат, 1957.

3. Смирнов А.С. Технология углеводородных газов. Гостоптехиздат, 1946.

4. Engineering Data book, 7-th ed. National Gasoline Supply men's Association, Tulsa, Okla, 1957.