МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Государственный институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности

"ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

МЕТОДИКА

УЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ МИННЕФТЕПРОМА

РД 39 - 1 - 170 - 79

1979

gost.e-ecolog.ru

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 Ь"

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

I 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 классификацию 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 1979 г.
Срок действия установлен с 01.10.79 г.

I. 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 конденсатосборников и пылеуловителей, потери газа при заправке устройств для ввода метанола или ингибиторов и потери при продувке газопроводов и скважин.

5.I. Технологические потери природного газа определяются в соответствии с " Методическими указаниями по определению технологических потерь природного газа на нефтегазодобывающих предприятиях Миннефтепрома " (см. стр. I3)

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

$$П_{пот} = \sum_{i=1}^{n} П_i \quad \text{, тыс. ст. м3} \qquad (I)$$

где

n – количество видов потерь.

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

$$\sigma_{пот} = \frac{П_{пот}}{V_{пот}} \cdot 100\% \qquad (2)$$

где

$V_{пот}$ – объем природного газа транспортируемого отдельным потоком.

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

$$П_{нг} = \sum_{i=1}^{m} П_{пот\,i} \quad \text{тыс. ст. м3} \qquad (3)$$

где

m – количество потоков природного газа в НГДУ.

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

$$\sigma_{нг} = \frac{П_{нг}}{V_{нг}} \cdot 100\% \qquad (4)$$

где

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

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

$$П = \sum_{j=1}^{K} П_{нгj} \qquad (5)$$

где

$П_{нгj}$ – величина технологических потерь природного газа одного из К нефтегазодобывающих управлений, входящих в состав объединения.

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

$$\bar{О} = \frac{П}{\sum_{j=1}^{K} V_{нгj}} \cdot 100\%$$

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

I0. Периодичность и очередность определения технологических потерь природного газа устанавливается руководством цеха (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).

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

I2. Определение технологических потерь природного газа осуществляется ЦНИЛами, ЦНИПрами и территориальными научно-исследовательскими институтами.

I3. Оформление материалов по учету технологических потерь

природного газа производится в следующем порядке :

I3.I. Материалы по учету технологических потерь природного газа оформляется в виде сводных таблиц I,2,3 и 4.

I3.2. В таблицу I сводятся данные о трубопроводах существующей системы сбора и транспорта газа и технологических коммуникациях по каждому газовому месторождению.

I3.3. Технологические параметры (давления, температуры), заносимые в таблицу I, осредняются в соответствии с п.3.I стр.I3

I3.4. Данные о длинах и диаметрах промысловых, магистральных и технологических трубопроводов для таблицы I берутся по проектной документации с учетом изменений, произведенных в ходе строительных и монтажных работ.

I3.5. 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.

I3.6.Окончательные результаты расчетов или экспериментальных определений потерь природного газа сводятся в табл. 4.

I3.6.I. Материалы приведенные в таблицах используются для анализа причин технологических потерь природного газа и разработки мероприятий по их сокращению.

I3.7. Объем газа, используемого на собственные нужды и поданного сторонним потребителям, на последующий период определяется утвержденным планом, а за прошедший - по отчетным данным.

I4. Нормированные технологические потери природного газа Главтюменнефтегаза, производственного объединения начисляются по формуле :

$$П_н = 0,01 б_н \cdot V, \qquad (6)$$

где

$\sigma_н$ - норматив технологических потерь природного газа, утвержденных Миннефтепромом, в % объемн.,

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

I5. Объем добычи природного газа с учетом технологических потерь в Главтюменнефтегазе, производственном объединении определяется по формуле:

$$Д = П + V. \tag{7}$$

I6. Планируемая величина технологических потерь природного газа (Пп) в зависимости от планируемого объема добычи природного газа (Дп) может быть определена по формуле:

$$П_п = \frac{\sigma_н}{100 + \sigma_н} \cdot Д_п \tag{8}$$

I7. Данные об учете технологических потерь природного газа отражаются в производственно-технических отчетах цехов (промыслов), НГДУ и объединений.

I8. 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 промысловых 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, ^{o}C
I	2	3	4	5
I. 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 продувок, мин.
	Длина, км	Диаметр, м	Средняя температура, °С	Давление, ата		
				рабочее	после опорожнения	
I	2	3	4	5	6	7
I. Полное опорожнение газопровода (или его участка) при :						
- врезке отводов						
- капитальном ремонте						
- замене арматуры и т.д.						
2. Частичное опорожнение газопровода (или его участка)						
- при ревизиях						
- при текущем ремонте						
- участков, смежных с полностью опорожненными и т.д.						
3. Продувка						
- 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, м3	Средняя температура окружающей среды за расчетный период (месяц, квартал, год), °К	Давление газа при заправке устройства, ата	Объем газа, необходимый на продувку устройства, ст.м3
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 I9 год (фактические)

Наименование	Месяцы			I кв.	Месяцы			II кв.	Месяцы			III кв.	Месяцы			IУ кв.	За год
	январь	февраль	март		апрель	май	июнь		июль	август	сентябрь		октябрь	ноябрь	декабрь		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8
Объем используемого газа, млн. ст.м3																	
Технологические потери газа:																	
I. От утечек из линейных частей газопроводов, тыс.ст.м3																	
2. От утечек из коммуникаций СУ, УНТС, КС, ГРС, тыс.ст.м3																	
3. При дегазации нестабильного конденсата, тыс.ст.м3.																	
4. От выброса в атмосферу конденсата при продувках во время профилактических работ, тыс.ст.м3.																	
5. При капитальном ремонте газопроводов, их очистке, врезке отводов, замене арматуры и т.д., тыс. ст.м3.																	

Наименование	Месяцы			I кв.	Месяцы			II кв.	Месяцы			III кв.	Месяцы			IУ кв.	За год
	январь	февраль	март		апрель	май	июнь		июль	август	сентябрь		октябрь	ноябрь	декабрь		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8
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.																	

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 терь природного газа и даны необходимые пояснения для их практического использования.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. К технологическим потерям природного газа относится весь газ, котрый 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 профилакти-

ческих работ (продувка конденсатосборников, 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.I. 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 конденсатосборников 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 конденсатосборников 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.I. Максимально допустимые потери газа за счет утечек из линейной части газопровода определяется по формуле:

$$П_{ут}^{лч} = I,II35 \frac{D L \cdot P_{ср} \cdot \tau}{T_{ср} \cdot Z_{ср}}, \text{ тыс.ст.м3} \quad (3.I)$$

где :

I,II35 - эмпирический коэффициент,

L - длина газопровода, км ;

D - диаметр газопровода , м,

$T_{ср}$ - средняя температура , ^{o}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 :

$$T'_{ср} = \frac{I}{3} T_{н} + \frac{2}{3} T_{к}, \ ^{o}К, \quad (3.2)$$

где :

$T_{н}$ и $T_{к}$ - температура в начале и конце газопровода, ^{o}К.

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

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

где :

$P_н$ и $P_к$ - давление в начале и конце газопровода, ата.

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

$$P_{ср}^{I} = \frac{P_н + P_к}{2} \qquad (3.4.)$$

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

$$П_{ут}^{лч} = 1{,}1135 \cdot \tau \sum_{i=1}^{n} \frac{D_i \cdot L_i \cdot P_{ср i}}{T_{ср i} \cdot Z_{ср i}} \text{ тыс.ст.м3} \qquad (3.5)$$

где

$i = I,2 \ldots n$;

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:

$$П_{ут}^{лч} = 0{,}2227 \cdot D^2 \cdot L \cdot \left(\frac{P_1}{T_1 Z_1} - \frac{P_2}{T_2 Z_2}\right) \cdot \frac{\tau}{\tau_3} \text{ , тыс. ст.м3} \qquad (3.6.)$$

где

0,2227 - эмпиричиский коэффициент ;

Д - 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, $^{o}К$,

Z_1, Z_2 - коэффициенты сжимаемости, безразмерная величина,

τ_3 - продолжительность эксперимента, сутки;

τ - время работы газопровода , сутки.

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

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

$$П_{ут}^{кс} = 6,5I \cdot I0^{-3} \cdot \left(\frac{P_{ср}' \cdot F'}{T_{ср}' \cdot Z_{ср}'} + \frac{P_{ср}'' \cdot F'}{T_{ср}'' \cdot Z_{ср}''} \right) \cdot \tau, \text{ тыс.ст.м3} \qquad (3.7)$$

где :

6,5I - эмпирический коэффициент;

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

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

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

$Z_{ср}', Z_{ср}''$ - коэффициенты сжимаемости при соответствующих значениях давления и температуры,

τ - 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) разаработана институтом "УкрНИИгаз" в соответствии с требованиями СНиП Ш-Д.I0-72.

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

$$П_{дег} = Q_к \cdot \frac{Г_ф}{К_{ус}} \cdot I0^{-3}, \text{ тыс. ст. м3} \qquad (3.8)$$

где

$Q_к$ - количество конденсата после дегазации , м3,

Γ_Φ - газовый фактор, т.е. количество газа, выделившегося из единицы объема нестабильного конденсата, ст.м3/М3;

$K_{ус}$ - коэффициент усадки сырого нестабильного конденсата при его дегазации, который определяется экспериментально или принимается равным 0,8I.

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:

$$П_{кон} = \left(I - \frac{C_1' + N_2'}{C_1'' + N_2''}\right) \cdot G \quad \text{тыс. ст.м3} \qquad (3.9)$$

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 ±0,5% относительных.

3.5.I. 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 / I / :

$$П_{дег} + П_{кон} = 0{,}07\left(П_{ус}^{лч} + П_{ут}^{кс}\right) \text{, тыс. ст.м3} \qquad (3.I0)$$

где :

0,07 - эмпирический коэффициент,

$П_{ут}^{АУ}$ - определяется по одной из формул (3.I), (3.5) или (3.6);
$П_{ут}^{КС}$ - 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.I0) 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:

$$П_р = 0{,}2836 \frac{V}{T_{ср}} \cdot \left(\frac{P'}{Z'} - \frac{P''}{Z''} \right) \quad \text{, тыс. ст.м3} \quad (3.II)$$

где:

0,2836 - эмпирический коэффициент,

V - геометрический объем ремонтируемого участка газопровода, м3 ;

$T_{ср}$ - средняя температура газа , $^{o}К$, определяется по формуле (3.2);

P' - давление на участке газопровода до удаления газа, ата

P'' - давление на участке газопровода после удаления газа, ата;

Z' и Z'' - коэффициенты сжимаемости при давлениях P' и P''

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

$$П_{ог} = 0{,}2836 \cdot \frac{V_1 P_1}{T_{ср} \cdot Z_1} \quad \text{, тыс. ст.,м3} \quad (3.I2)$$

где:

V_1 - геометрический объем участка газопровода, м3;

P_1 - давление на участке газопровода до удаления газа,ата;

$T_{ср}$ - средняя температура газа, определяется по формуле (3.2), $^{o}К$;

Z_1 - коэффициент сжимаемости газа при T_I и P_I .

3.I0. Потери газа при продувке пылеуловителей и конденсатосборников определяются по эмпирической формуле :

$$П_{кп} = 3,2 \cdot I0^{-3} \cdot N \cdot n \quad \text{, тыс. ст.м3} \qquad (3.I3)$$

где

3,2 – средняя величина объема газа, расходуемого при одной продувке конденсатосборников и пылеуловителей в ст.м3;

N – количество продувок одного аппарата за соответствующий период;

n – количество кондесатосборников, пылеуловителей.

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

$$П_{мз} = 0,293 \sum_{i=1}^{n} l_{мi} \frac{P_{мi}}{Z_{мi} \cdot T_м} \quad \text{тыс. ст.м3} \qquad (3.I4)$$

где

$l_{мi}$ – количество заливаемого метанола или ингибитора за соответствующий период в каждое устройство, м3;

$P_{мi}$ – давление газа при заправке каждого устройства, ата;

$T_м$ – средняя температура окружающей среды за соответствующий период , ^{o}К ;

$Z_{мi}$ – коэффициент сжимаемости газа при давлении $P_{мi}$ и температуре $T_м$,

3.I2. Потери газа при продувке участка газопровода состоят из следующих слагаемых : потерь на опорожнение газопровода (участка) при его подготовке к продувке – $П_{сг}$; потерь при продувке в режиме критического истечения – $П_{кр}$ и потерь газа при продувке в режиме докритического истечения – $П_{нкр}$ и определяются по формуле :

$$П_{пр} = П_{ог} + П_{кр} + П_{нкр} \qquad (3.I5)$$

3.I2.I. Потери газа на опорожнение участка газопровода при подготовке к продувке определяются по формуле: (3.I2).

3.I2.2. Потери газа на продувку при режиме критического истечения определяют по формуле :

$$П_{кр} = 0,296 \cdot S \cdot P_2 \cdot \tau_{кр} \quad , \qquad \text{тнс. ст.м3} \quad (3.I6)$$

где

0,296 - эмпирический коэффициент,

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

P_2 - 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.I2.3. Потери газа при режиме докритического истечения определяются: по формуле УкрНИИгаза:

$$П_{нкр} = 0,II \cdot S \cdot P_2 \cdot \tau_{нкр} \qquad \text{тыс.ст,м3} \quad (3.I7)$$

где

0,II - эмпирический коэффициент;

P_2 - давление газа перед открытым сечением трубы, ориентировочно равное I,35 кг/см2, величина которого может уточняться экспериментально.

Остальные обозначения как и в формуле (3.I6).

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

3.I3. 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 опредедяются по формуле (3.I6).

ЛИТЕРАТУРА

I. 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 , I976.

2. Смирнов А.С., Ширковский А.И. Добыча и транспорт газа. Гостоптехиздат , I957.

3. Смирнов А.С. Технология углеводородных газов. Гостоптехиздат, I946.

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

gost.e-ecolog.ru