Министерство нефтяной промышленности

Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов

(ВНИИСПТнефть)

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

УЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТЯНОГО ГАЗА НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ МИННЕФТЕПРОМА

РД 39-0147103-312-86

1986

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть)

УТВЕРЖДЕН

заместителем министра нефтяной промышленности

С.М.Топловым

25 декабря 1985 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

УЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТЯНОГО ГАЗА НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ МИННЕФТЕПРОМА

РД 39-0147103-312-86

1986

В методике рассматриваются вопросы учета и порядок списания технологических потерь нефтяного газа.

Методика предназначена для нефтегазодобывающих предприятий и производственных предприятий по сбору, использованию и внутрипромысловому транспортированию нефтяного газа.

Настоящий документ разработан авторским коллективом в составе: Н.Н.Репина, Г.З.Эпштейна, Е.Б.Корневой, Б.Х.Хусаинова.

3

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика учета технологических потерь нефтяного газа на нефтегазодобывающих предприятиях Миннефтепрома

РД 39-0147103-312-86

Взамен РД 39-I-60-78

Срок действия установлен с I.03.86 г.

Срок действия до I.03.89 г.

Руководящий документ является обязательным для нефтегазодобывающих предприятий Министерства нефтяной промышленности и предназначен для руководства при учете и списании технологических потерь нефтяного газа.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящая "Методика..." вводится в целях упорядочения учета организации работ по сокращению потерь нефтяного газа на нефтегазодобывающих предприятиях Миннефтепрома.

I.2. Расчет технологических потерь нефтяного газа для действующих объектов проводится с учетом утвержденной рабочей технологии по РД 39-I-I2I3-84.

I.3. Расчет прогнозных технологических потерь нефтяного газа производится с учетом проектов реконструкций (установки нового оборудования), изменения технологии и т.п. по РД 39-I-I2I3-84.

I.4. Работы по расчетно-экспериментальному определению удельных технологических потерь нефтяного газа (для узлов аппаратов, операций) выполняются ЦНИЛами, ЦНИПРами при методическом руководстве территориальных НИПИ и утверждаются руководством предприятия.

I.5. Экспериментальные измерения должны проводиться в самые холодные и самые жаркие месяцы года. Инструментальные замеры расхода газа выполняются по РД 50-2I3-80 или согласно инструкции эксплуатации измерительного прибора.

I.6. Объем потерь рассчитывается с использованием норм и результатов исследований ЦНИЛов, ЦНИПРов и НИПИ работниками НГДУ, производственных предприятий по сбору, использованию и внутрипромысловому транспортированию газа. Итоговые результаты утверждаются техническим советом предприятия и представляются в Миннефтепром.

I.7. Организацию своевременного проведения измерения величины технологических потерь нефтяного газа и их учет осуществляет НГДУ или производственные предприятия по сбору, использованию и внутрипромысловому транспортированию газа.

I.8. Периодичность и очередность определения технологических потерь нефтяного газа устанавливается руководством цеха (промысла) НГДУ или производственного предприятия по сбору, использованию и внутрипромысловому транспортированию газа и утверждается техническим советом предприятия.

I.9. Определение средних значений измеряемых величин для расчетов производится по правилу нахождения среднеарифметического значения при обработке технической документации за требуемый период.

I.I0. Технологические потери включаются в объем газа, потребляемого предприятиями Миннефтепрома на собственные нужды.

I.II. Объемы технологических потерь нефтяного газа отражаются в производственных отчетах цехов (промыслов), НГДУ, производственных предприятий по сбору, использованию и внутрипромысловому транспортированию газа.

2. УЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТЯНОГО ГАЗА

2.I. Общий объем технологических потерь нефтяного газа на предприятии (П) подсчитывается как сумма потерь из всего оборудования при осуществлении всех технологических операций за рассчитываемый период времени (например, за месяц, квартал, год):

$$П = \sum_{i=1}^{n} П_i \quad , \qquad (I)$$

где $П$ – объем технологических потерь нефтяного газа на предприятии, м^3;

n – количество источников потерь;

$П_i$ – объем потерь по источнику, объекту за рассчитываемый период времени, м^3.

2.2. Сводные данные определения технологических потерь нефтяного газа по источникам потерь нефтепромысловых объектов (месторождения, промысла, НГДУ, объединения) оформляются в виде таблиц, форма которых приведена в приложении.

2.3. Миннефтепромом для каждого предприятия устанавливается норматив технологических потерь нефтяного газа, выраженный в процентах от объема использованного газа.

Объем технологических потерь нефтяного газа на предприятии не должен превышать объема газа, определенного по выражению:

$$П_н = \frac{V_{сн} + V_{потр}}{100 - N} \cdot N, м^3/год, \quad (2)$$

где $П_н$ - нормативный объем технологических потерь нефтяного газа, $м^3$/год;

$V_{сн}$ - объем газа, использованный на собственные нужды, $м^3$/год;

$V_{потр}$ - объем газа, сданный потребителю, $м^3$/год;

N - норматив потерь, %.

2.4. Списание газа в технологические потери производится по фактическим потерям, но не выше нормативных, и утвержденной системе отчетности.

2.5. Включение стоимости технологических потерь нефтяного газа в себестоимость добычи нефти производится в порядке, предусмотренным "Инструкцией по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа". -М.: ВНИИОЭНГ, 1974.

2.6. Если фактические потери нефтяного газа превышают нормативные, то предприятие должно разрабатывать технико-технологические и организационные мероприятия по сокращению величины фактических потерь до нормативных.

2.7. Объем нефтяного газа, использованный на собственные нужды и поданный сторонним потребителям, на последующий период принимается по утвержденному плану, а за прошедший - по отчетным данным.

2.8. В объеме технологических потерь учитывается сухой нефтяной газ (раздел I РД 39-I-1213-84, ГОСТ 2939-63). Поэтому необходимо из объема влажного газа вычесть объем водяных паров. Содержание паров воды в газе зависит от молекулярной массы газа, температуры, давления, степени минерализации воды, находящейся в контакте с газом.

Влагосодержание газа определяется по уравнению:

$$W = \left(\frac{A}{10\,P} + B\right) \cdot K_1 \cdot K_2 , \qquad (3)$$

где A, B – эмпирические коэффициенты, учитывающие температуру газа;

K_1 – поправочный коэффициент, учитывающий плотность газа;

K_2 – поправочный коэффициент, учитывающий соленость воды, контактирующей с газом;

P – давление газа, МПа;

W – влагосодержание газа, кг/м^3.

Значения коэффициентов A, B приведены в табл. I, а коэффициентов K_1, K_2 на рисунке.

Объем сухого газа определяется по формуле:

$$V_{cr} = V(1 - 1{,}36W), \qquad (4)$$

где V_{cr} – объем сухого газа, м^3;

V – объем влажного газа, м^3.

Таблица I

Значения коэффициентов A и B в уравнении влагосодержания углеводородного газа

Температура, К	A	B
I	2	3
233	I,45I · I0^{-I}	3,470 · I0^{-3}
235	I,780 · I0^{-I}	4,020 · I0^{-3}
237	2,I67 · I0^{-I}	4,650 · I0^{-3}
239	2,670 · I0^{-I}	5,380 · I0^{-3}
24I	3,235 · I0^{-I}	6,230 · I0^{-3}
243	3,930 · I0^{-I}	7,I00 · I0^{-3}
245	4,7I5 · I0^{-I}	8,060 · I0^{-3}
247	5,660 · I0^{-I}	9,2I0 · I0^{-3}
249	6,775 · I0^{-I}	I,043 · I0^{-2}
25I	8,090 · I0^{-I}	I,I68 · I0^{-2}
253	9,600 · I0^{-I}	I,340 · I0^{-2}

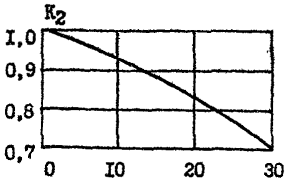
Продолжение табл. I

I	2	3
255	I,I44	$I,5I0 \cdot I0^{-2}$
257	I,350	$I,705 \cdot I0^{-2}$
259	I,590	$I,927 \cdot I0^{-2}$
26I	I,868	$2I,I55 \cdot I0^{-3}$
263	2,I88	$2,290 \cdot I0^{2}$
265	2,550	$2,7I0 \cdot I0^{-2}$
267	2,990	$3,035 \cdot I0^{-2}$
269	3,480	$3,380 \cdot I0^{-2}$
27I	4,030	$3,770 \cdot I0^{-2}$
273	4,670	$4,I80 \cdot I0^{-2}$
275	5,400	$4,640 \cdot I0^{-2}$
277	6,225	$5,I50 \cdot I0^{-2}$
279	7,I50	$5,7I0 \cdot I0^{-2}$
28I	8,200	$6,300 \cdot I0^{-2}$
283	9,390	$6,960 \cdot I0^{-2}$
285	$I,072 \cdot I0$	$7,670 \cdot I0^{-2}$
287	$I,239 \cdot I0$	$8,550 \cdot I0^{-2}$
289	$I,394 \cdot I0$	$9,300 \cdot I0^{-2}$
29I	$I,575 \cdot I0$	$I,020 \cdot I0^{-I}$
293	$I,787 \cdot I0$	$I,I20 \cdot I0^{-I}$
295	$2,0I5 \cdot I0$	$I,227 \cdot I0^{-I}$
297	$2,280 \cdot I0$	$I,343 \cdot I0^{-I}$
299	$2,550 \cdot I0$	$I,453 \cdot I0^{-I}$
30I	$2,870 \cdot I0$	$I,595 \cdot I0^{-I}$
303	$3,230 \cdot I0$	$I,740 \cdot I0^{-I}$
305	$3,6I0 \cdot I0$	$I,895 \cdot I0^{-I}$
307	$4,050 \cdot I0$	$2,070 \cdot I0^{-I}$
309	$4,520 \cdot I0$	$2,240 \cdot I0^{-I}$
3II	$5,080 \cdot I0$	$2,420 \cdot I0^{-I}$
3I3	$5,625 \cdot I0$	$2,630 \cdot I0^{-I}$
3I5	$6,270 \cdot I0$	$2,850 \cdot I0^{-I}$
3I7	$6,925 \cdot I0$	$3,I00 \cdot I0^{-I}$
3I9	$7,670 \cdot I0$	$3,350 \cdot I0^{-I}$
32I	$8,529 \cdot I0$	$3,630 \cdot I0^{-I}$
323	$9,499 \cdot I0$	$3,9I0 \cdot I0^{-I}$
325	$I,030 \cdot I0^{2}$	$4,220 \cdot I0^{-I}$

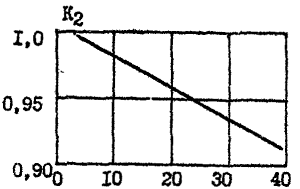
Продолжение табл. I

I	2	3
327	$1{,}140 \cdot 10^{2}$	$4{,}540 \cdot 10^{-1}$
329	$1{,}260 \cdot 10^{2}$	$4{,}870 \cdot 10^{-1}$
331	$1{,}380 \cdot 10^{2}$	$5{,}210 \cdot 10^{-1}$
333	$1{,}520 \cdot 10^{2}$	$5{,}620 \cdot 10^{-1}$
335	$1{,}665 \cdot 10^{2}$	$5{,}990 \cdot 10^{-1}$
337	$1{,}833 \cdot 10^{2}$	$6{,}450 \cdot 10^{-1}$
339	$2{,}005 \cdot 10^{2}$	$6{,}910 \cdot 10^{-1}$
341	$2{,}190 \cdot 10^{2}$	$7{,}410 \cdot 10^{-1}$
343	$2{,}385 \cdot 10^{2}$	$7{,}930 \cdot 10^{-1}$
345	$2{,}600 \cdot 10^{2}$	$8{,}410 \cdot 10^{-1}$
347	$2{,}830 \cdot 10^{2}$	$9{,}020 \cdot 10^{-1}$
349	$3{,}060 \cdot 10^{2}$	$9{,}650 \cdot 10^{-1}$
351	$3{,}350 \cdot 10^{2}$	1,023
353	$3{,}630 \cdot 10^{2}$	1,083
355	$3{,}940 \cdot 10^{2}$	1,148
357	$4{,}270 \cdot 10^{2}$	1,205
359	$4{,}620 \cdot 10^{2}$	1,250
361	$5{,}010 \cdot 10^{2}$	1,290
363	$5{,}375 \cdot 10^{2}$	1,327
365	$5{,}825 \cdot 10^{2}$	1,327
367	$6{,}240 \cdot 10^{2}$	1,405
369	$6{,}720 \cdot 10^{2}$	1,445
371	$7{,}250 \cdot 10^{2}$	1,487
373	$7{,}760 \cdot 10^{2}$	1,530
375	$1{,}093 \cdot 10^{3}$	2,620

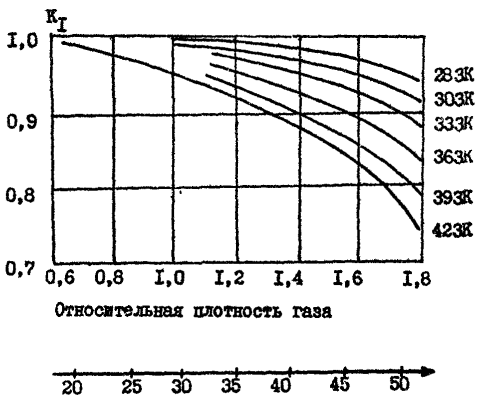
Значения поправочных коэффициентов
K_1, K_2



Содержание соли в воде,
контактирующей с газом, (%)



Содержание соли в воде,
контактирующей с газом, (г/л)



Относительная плотность газа

Молекулярная масса газа, кг/кмоль

Рис.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица 2

Технологические потери нефтяного газа за I98 год
(фактические)

(наименование предприятия)

$10 м^3$

Наименование объекта или предприятия	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

Таблица 3

Технологические потери нефтяного газа

на _____ за _____

предприятие (промысел, НГДУ) период

Наименование и характеристика объекта	Кол-во	Состав потерь или операция	Кол-во	Способ замера или формула для определения	Удельные потери, $м^3$	Влагосодержание, объем паров воды в газе, $м^3$	Суммарный объем технологических потерь (сухой газ) за рассматриваемый период, $м^3$
I	2	3	4	5	6	7	8

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

М Е Т О Д И К А

УЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТЯНОГО ГАЗА НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ МИННЕФТЕПРОМА

РД 39-0147103-312-86

450055, Уфа, просп. Октября, 144/3

Подписано в печать 31.01.86 г. ПО1181
Формат 60х90 1/16. Уч.-изд.л. 0,5. Тираж 280 экз.
Заказ 19

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru