

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

Министерство нефтяной промышленности
Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору,
подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов
(ВНИИСПНефть)

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

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

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

Настоящий документ разработан авторским коллективом в составе: Н.Н.Резина, Г.З.Эштейна, Е.Б.Корневой, Б.Х.Хусамнова.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика учета технологических потерь нефтяного
газа на нефтегазодобывающих предприятиях Миннефтепрома
РД 39-0147103-312-86

Взамен РД 39-1-60-78

Срок действия установлен с 1.03.86 г.

Срок действия до 1.03.89 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

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

1.2. Расчет технологических потерь нефтяного газа для действующих объектов проводится с учетом утвержденной рабочей технологии по РД 39-1-1213-84.

1.3. Расчет прогнозных технологических потерь нефтяного газа производится с учетом проектов реконструкций (установка нового оборудования), изменения технологии и т.п. по РД 39-1-1213-84.

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

1.5. Экспериментальные измерения должны проводиться в самые холодные и самые жаркие месяцы года. Инструментальные замеры расхода газа выполняются по РД 50-213-80 или согласно инструкции эксплуатации измерительного прибора.

1.6. 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.

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

1.8. 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.

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

1.10. Технологические потери включаются в озем газа, потребляемого предприятиями Миннефтепрома на собственные нужды.

1.11. 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

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

$$\Pi = \sum_{i=1}^n \Pi_i, \quad (1)$$

где Π - объем технологических потерь нефтяного газа на предприятии, м³;

n - количество источников потерь;

Π_i - объем потерь по источнику, объекту за рассчитываемый период времени, м³.

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

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:

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

где $П_n$ - нормативный объем технологических потерь нефтяного газа, $\text{м}^3/\text{год}$;
 $V_{сн}$ - объем газа, использованный на собственные нужды, $\text{м}^3/\text{год}$;
 $V_{потр}$ - объем газа, сданный потребителю, $\text{м}^3/\text{год}$;
 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:

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

- 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/м³.

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

Объем сухого газа определяется по формуле:

$$V_{сг} = V (1 - 1,36W), \quad (4)$$

- где $V_{сг}$ - объем сухого газа, м³;
 V - объем влажного газа, м³.

Таблица I

Значения коэффициентов A и B в уравнении влагосодержания углеводородного газа

Температура, К	A	B
1	2	3
233	$1,451 \cdot 10^{-1}$	$3,470 \cdot 10^{-3}$
235	$1,780 \cdot 10^{-1}$	$4,020 \cdot 10^{-3}$
237	$2,187 \cdot 10^{-1}$	$4,650 \cdot 10^{-3}$
239	$2,670 \cdot 10^{-1}$	$5,380 \cdot 10^{-3}$
241	$3,235 \cdot 10^{-1}$	$6,230 \cdot 10^{-3}$
243	$3,930 \cdot 10^{-1}$	$7,100 \cdot 10^{-3}$
245	$4,715 \cdot 10^{-1}$	$8,060 \cdot 10^{-3}$
247	$5,660 \cdot 10^{-1}$	$9,210 \cdot 10^{-3}$
249	$6,775 \cdot 10^{-1}$	$1,043 \cdot 10^{-2}$
251	$8,090 \cdot 10^{-1}$	$1,168 \cdot 10^{-2}$
253	$9,600 \cdot 10^{-1}$	$1,340 \cdot 10^{-2}$

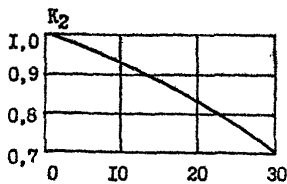
Продолжение табл. I

I	2	3
255	1,144	$1,510 \cdot 10^{-2}$
257	1,350	$1,705 \cdot 10^{-2}$
259	1,590	$1,927 \cdot 10^{-2}$
261	1,868	$21,155 \cdot 10^{-3}$
263	2,188	$2,290 \cdot 10^{-2}$
265	2,550	$2,710 \cdot 10^{-2}$
267	2,990	$3,035 \cdot 10^{-2}$
269	3,480	$3,380 \cdot 10^{-2}$
271	4,030	$3,770 \cdot 10^{-2}$
273	4,670	$4,180 \cdot 10^{-2}$
275	5,400	$4,640 \cdot 10^{-2}$
277	6,225	$5,150 \cdot 10^{-2}$
279	7,150	$5,710 \cdot 10^{-2}$
281	8,200	$6,300 \cdot 10^{-2}$
283	9,390	$6,960 \cdot 10^{-2}$
285	$1,072 \cdot 10$	$7,670 \cdot 10^{-2}$
287	$1,239 \cdot 10$	$8,550 \cdot 10^{-2}$
289	$1,394 \cdot 10$	$9,300 \cdot 10^{-2}$
291	$1,575 \cdot 10$	$1,020 \cdot 10^{-1}$
293	$1,787 \cdot 10$	$1,120 \cdot 10^{-1}$
295	$2,015 \cdot 10$	$1,227 \cdot 10^{-1}$
297	$2,280 \cdot 10$	$1,343 \cdot 10^{-1}$
299	$2,550 \cdot 10$	$1,453 \cdot 10^{-1}$
301	$2,870 \cdot 10$	$1,595 \cdot 10^{-1}$
303	$3,230 \cdot 10$	$1,740 \cdot 10^{-1}$
305	$3,610 \cdot 10$	$1,895 \cdot 10^{-1}$
307	$4,050 \cdot 10$	$2,070 \cdot 10^{-1}$
309	$4,520 \cdot 10$	$2,240 \cdot 10^{-1}$
311	$5,060 \cdot 10$	$2,420 \cdot 10^{-1}$
313	$5,625 \cdot 10$	$2,630 \cdot 10^{-1}$
315	$6,270 \cdot 10$	$2,850 \cdot 10^{-1}$
317	$6,925 \cdot 10$	$3,100 \cdot 10^{-1}$
319	$7,670 \cdot 10$	$3,350 \cdot 10^{-1}$
321	$8,529 \cdot 10$	$3,630 \cdot 10^{-1}$
323	$9,499 \cdot 10$	$3,910 \cdot 10^{-1}$
325	$1,030 \cdot 10^2$	$4,220 \cdot 10^{-1}$

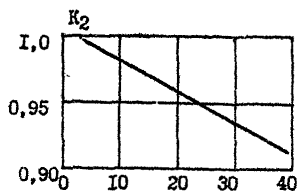
Продолжение табл. I

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

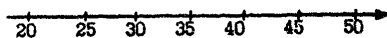
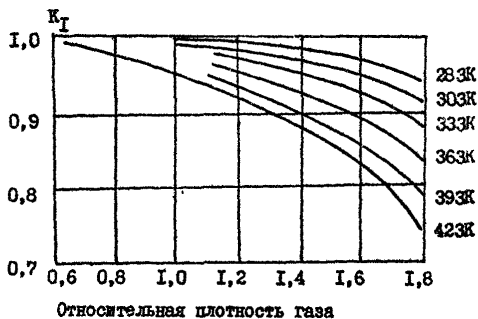
Значения поправочных коэффициентов

 K_1, K_2 

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



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



Молекулярная масса газа, кг/кмоль

Рис.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица 2

Технологические потери нефтяного газа за 198 год
(фактические)

(наименование предприятия)

10 м³

Наименование объекта или предприятия	Месяцы : I			Месяцы : II			Месяцы : III			Месяцы : IV			За год				
	ян- варь	фев- раль	март	кв. апрель	май	июнь	кв. июль	ав- густ	сен- тябрь	кв. октябрь	но- ябрь	де- кабрь		кв.			
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Таблица 3

Технологические потери нефтяного газа

на _____ за _____
 предприятие (промисел, НГДУ) _____ период _____

Наименование и характеристика объекта	Кол-во	Состав : потеря : или операция	Кол-во	Способ замес-ра или формула для определения	Удельные потери, м ³	Влагосодержание, объем паров воды в газе, м ³	Суммарный объем технологических потерь (сухой газ) за рассчитываемый 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

450056, Уфа, просп. Октября, 144/3

Подписано в печать 31.01.86 г. ПОИИИ
Формат 60x90 1/16. Уч.-изд.л. 0,5. Тираж 280 экз.

Заказ 19

Ротапринт ВНИИСПНефти