МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВПО "Союзнефтегазпереработка"

Всесоюзный научно-исследовательский и проектный институт по переработке газа

ВНИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА

Методика расчета норм и анализа Потерь сырья и товарной продукции на газоперерабатывающих заводах

РД 39 - 32 - II7 - 78

Краснодар - 1978

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ГАЗА

ВНИИгазпереработка

на 28 стр.

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Министра
А.В.Валиханов
"22" декабря 1978г.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА НОРМ И АНАЛИЗА ПОТЕРЬ СЫРЬЯ И ТОВАРНОЙ ПРОДУКЦИИ НА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДАХ

РД 39-32 - II7 - 78

1978

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика расчета норм и анализа потерь сырья и товарной продукции на газоперерабатывающих заводах

РД 39-32 - 117 - 78

Приказом Министерства нефтяной промышленности
№ 11 от 5.01.79

Срок введения установлен с 1.02.79

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящая методика предназначена для :

- расчета норм потерь сырья и товарной продукции ;
- расчета норм расхода на производство продукции ;
- анализа потерь сырья и товарной продукции.

I.2. Как правило, на газоперерабатывающем заводе осуществляется несколько видов технологических процессов, которые в данной методике представлены блочно :
блок замера и очистки от твердых и жидких примесей, блок очистки от H_2S и CO_2 , блок компримирования, блок осушки от H_2O, блок газоразделения (рис.I).

2. Расчет расходов и потерь газа по блокам переработки

С целью упрощения расчетов и приведения газа и продукции к единым мерам измерения переводим единицы расхода сырья (продукции) из объемных в массовые по формуле

$$Q_м = 10^{-3} \cdot Q_o \cdot \rho_{ср} \quad , \qquad (2.I)$$

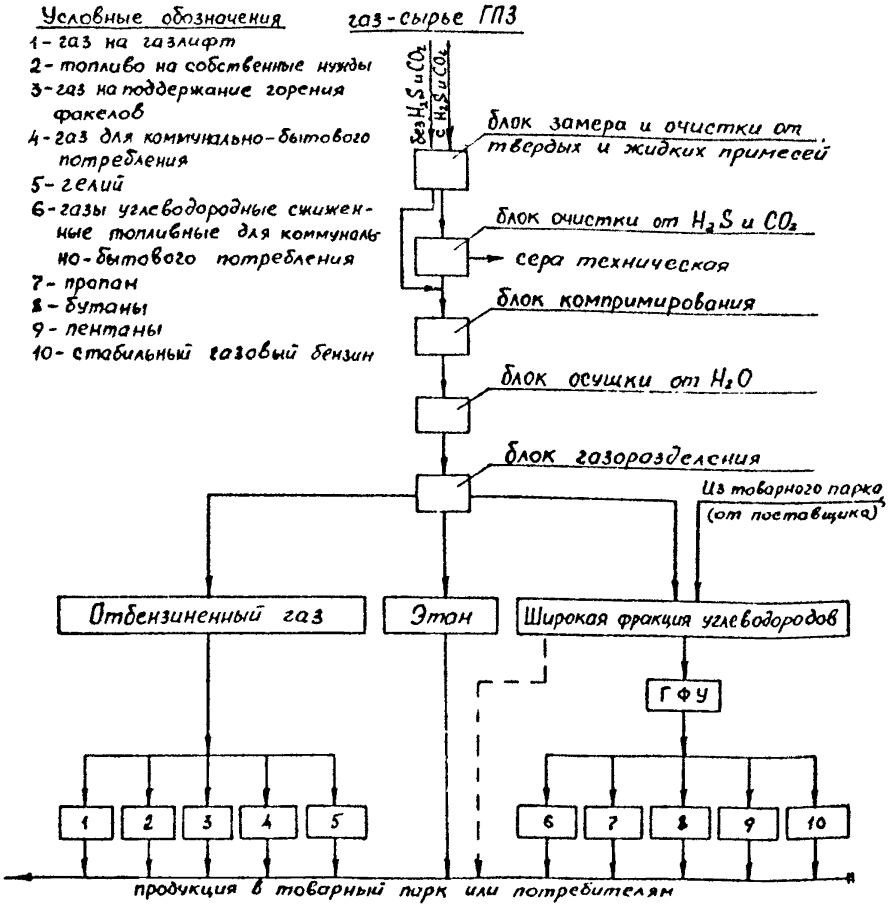

Рис. 1. Принципиальная схема переработки газа

(Описание схемы см. приложение 1)

где $Q_м$ - массовый расход сырья (продукции), т ;

$Q_о$ - объемный расход сырья (продукции), $м^3$;

$\rho_{ср}$ - средняя плотность поступающего сырья (продукции), $кг/м^3$.

2.1. Блок замера и очистки от твердых и жидких примесей

$$Q_c^{з.м.} = Q_1 + Q_2 - \Delta Q_1^{з.м.} , \qquad (2.2.)$$

где $Q_c^{з.м}$ - количество газа, выходящее из данного блока, т ;

Q_1 - количество газа, входящее в данный блок и неимеющее в своем составе H_2S и CO_2, т ;

Q_2 - количество газа, входящее в данный блок и имеющее в своем составе H_2S и CO_2, т ;

$$\Delta Q_1^{з.м} = \Delta Q_1^{п} + \Delta Q_1^{к} + \Delta Q_1^{о} , \qquad (2.3.)$$

где $\Delta Q_1^{п}$ - количество твердых и жидких примесей, осажденных в сепараторах и фильтрах, т ;
($\Delta Q_1^{п}$ принимается по статистическим данным каждого завода в отдельности).

$\Delta Q_1^{к}$ - потери газа в аппаратах и коммуникациях при транспорте, т (расчет см. п.2.7);

$\Delta Q_1^{о}$ - потери газа, связанные с вынужденными остановками аппаратов (оборудования), т (расчет см. п.2.8).

2.2. Блок очистки газа от H_2S и CO_2

$$Q_2^{H_2S} = Q_2 - \Delta Q_2^{H_2S} , \qquad (2.4.)$$

где $Q_2^{H_2S}$ - количество газа, выходящее из данного блока, т ;

$\Delta Q_2^{H_2S}$ - суммарные потери в данном блоке, т

$$\Delta Q_2^{H_2S} = \Delta Q_2^{п} + \Delta Q_2^{к} + \Delta Q_2^{о} , \qquad (2.5.)$$

где $\Delta Q_2^{п}$ - количество H_2 и CO_2 извлеченных из газа, т ;

$\Delta Q_2^{к}$ - потери газа в аппаратах и коммуникациях при транспорте, т ;

ΔQ_2^{o} - потери газа, связанные с вынужденными остановками оборудования, т .

$$\Delta Q_2^{n} = Q_2 \cdot X_1 \quad , \qquad (2.5)$$

где X_1 - весовая доля извлекаемых H_2S и CO_2 из исходного газа.

2.3. Блок компримирования

$$Q_c^{б.к.} = Q_1 + Q_2 - \Delta Q_1^{з.м} - \Delta Q_2^{H_2S} - \Delta Q_3^{б.к.} \quad , \qquad (2.6)$$

где $Q_c^{б.к.}$ - количество сырья, выходящее из данного блока, т ;

$\Delta Q_3^{б.к.}$ - суммарные потери в данном блоке, т.

$$\Delta Q_3^{б.к.} = \Delta Q_3^{к} + \Delta Q_3^{o} \quad , \qquad (2.7)$$

где $\Delta Q_3^{к}$ - потери газа в оборудовании и коммуникациях, т ;

ΔQ_3^{o} - потери газа, связанные с вынужденными останавками оборудования, т .

2.4. Блок осушки от H_2O

$$Q_c^{H_2O} = Q_1 + Q_2 - \Delta Q_1^{з.м.} - \Delta Q_2^{H_2S} - \Delta Q_3^{б.к} - \Delta Q_4^{H_2O} \quad , \qquad (2.8)$$

где $Q_c^{H_2O}$ - количество газа, выходящее из данного блока, т ;

$\Delta Q_4^{H_2O}$ - суммарные потери в данном блоке, т.

$$\Delta Q_4^{H_2O} = \Delta Q_4^{n} + \Delta Q_4^{к} + \Delta Q_4^{o} \quad , \qquad (2.9)$$

где ΔQ_4^{n} - количество влаги извлеченной из сырья, т ;

$\Delta Q_4^{к}$ - потери газа в аппаратах и коммуникациях, т ;

ΔQ_4^{o} - потери газа, связанные с вынужденными остановками оборудования, т.

$$\Delta Q_{ч}^{п} = Q_{c}^{б.к.} \cdot X_2 \quad , \qquad (2.10)$$

где X_2 - весовая доля извлекаемой H_2O из исходного газа ;

2.5. Блок газоразделения

2.5.I. Баланс газа данного блока

$$Q_{c}^{2.р.} = Q_{c}^{H_2O} = Q_1 + Q_2 - \Delta Q_1^{з.м.} - \Delta Q_2^{H_2S} - \Delta Q_3^{б.к.} - \Delta Q_4^{H_2O} \quad , \qquad (2.11)$$

где $Q_{c}^{2р.}$ - количество газа, входящее в блок газоразделения, т.

2.5.2. Баланс продукции, выходящей из данного блока

$$Q_{пр}^{2.р} = Q_{c}^{2р.} = Q^{о.г.} + Q^{э} + Q^{шфу} + \Delta Q_{5}^{2.р.} \quad , \qquad (2.12)$$

где $Q_{пр}^{2.р.}$ - количество продукции, выходящее из данного блока, т ;

$Q^{о.г.}$ - количество отбензиненного газа, выходящее из данного блока, т ;

$Q^{э}$ - количество этановой фракции, выходящее из данного блока, т ;

$Q^{шфу}$ - количество широкой фракции углеводородов (ШФУ), выходящее из данного блока, т ;

$\Delta Q_{5}^{2р.}$ - суммарные потери продукции в данном блоке, т

$$\Delta Q_{5}^{2.р.} = \Delta Q_{5}^{к} + \Delta Q_{5}^{о} \quad , \qquad (2.13)$$

где $\Delta Q_{5}^{к}$ - потери продукции в аппаратах и коммуникациях, т ;

$\Delta Q_{5}^{о}$ - потери продукции, связанные с вынужденными остановками оборудования, т.

2.5.2.I. Баланс отбензиненного газа по направлениям использования

$$Q^{o.г.} = Q^{o.г.}_1 + Q^{o.г.}_2 + Q^{o.г.}_3 + Q^{o.г.}_4 + Q^{o.г.}_5 + \Delta Q^{o.г.}_6, \quad (2.I4)$$

где $Q^{o.г.}_1$ - количество газа, направляемое на нефтяное месторождение для газлифтной добычи нефти, т ;

$Q^{o.г.}_2$ - количество газа, используемое предприятием как топливо в печах, котлах, газовых турбинах, газомотокомпрессорах, т ;

$Q^{o.г.}_3$ - количество газа расходуемое на поддержание горения факелов, т ;

$Q^{o.г.}_4$ - количество газа, отправляемое потребителям для коммунально-бытового потребления, на экспорт и т.д., т ;

$Q^{o.г.}_5$ - количество гелия, получаемое при переработке, т

$\Delta Q^{o.г.}_6$ - суммарные потери газа при получении и транспорте данной продукции, т

$$\Delta Q^{o.г.}_6 = \Delta Q^{к}_6 + \Delta Q^{o}_6 , \quad (2.I5)$$

где $\Delta Q^{к}_6$ - потери продукции в аппаратах и коммуникациях, т ;

ΔQ^{o}_6 - потери продукции, связанные с вынужденными остановками оборудования, т

Количество газа, направляемое на нефтяное месторождение для газлифтной добычи ($Q^{o.г.}_1$) определяется по фактическим данным, согласованным с плановым заданием Миннефтепрома.

Количество газа, используемое предприятием на собственные нужды ($Q^{o.г.}_2$) рассчитывается согласно " Инструкции по нормированию топливно-энергетических ресурсов в нефтяной промышленности" и другим нормативно-техническим документам, разработанных институтом "КраснодарНИПИнефть" объединения "Союзтермнефть" голов-

ной организацией по нормированию топливно- энергетических ресурсов в нефтяной промышленности.

Количество газа, используемое предприятием на поддержание горения факелов ($Q_3^{o.r.}$), рассчитывается следующим образом

$$\frac{\ell}{d} = 20 \cdot k \cdot \left(\frac{w_r^2}{g \cdot d} \right)^{1,7} , \qquad (2.16)$$

где ℓ - высота факела с учетом невидимой части факела, защищенной оголовком свечи, 1000 мм ;

d - внутренний диаметр соплового отверстия трубы подачи подпиточного газа на факел, мм ;

W_r - скорость истечения газа, м/сек ;

g - ускорение силы тяжести для данной параллели, м/сек^2,

$$g = g_x \cdot (1 + 0,005288 \cdot \sin^2 \Theta - 5 \cdot 10^{-6} \sin 2\Theta) - 0,000308 H \qquad (2.17)$$

где $g_x = 9,78$ - ускорение силы тяжести на экваторе, м/сек2 ;

Θ - параллель, на которой находится предприятие;

H - высота факельной площадки в Балтийских отметках, м ;

k - коэффициент, зависящий от рода газа ($k = 1,5$).

Тогда расход отбензиненного газа на поддержание горения факелов определится по формуле :

$$Q_3^{o.r.} = \frac{M}{22,4} \cdot F_u^r \cdot w_r \cdot a \cdot b \cdot c , \qquad (2.18)$$

где $F_u^r = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$ - поверхность истечения газа на I факел, м2 ;

M - молекулярный вес отбензиненного газа, кг/кмоль ;

$a = 3600$ - количество секунд в I часе;

$в$ = 24 - количество часов в сутках;

С = 365 ÷ 366 - количество дней в году;

Количество газа, отправляемое потребителям для коммунально-бытового потребления ($Q_ч^{о.г.}$), определяется по показаниям счетчиков расхода газа.

Количество гелия, получаемое при переработке, определяется из выражения

$$Q_5^{о.г.} = Q^{о.г.} \cdot X_3 \quad , \qquad (2.19)$$

где X_3 - извлекаемая доля гелия из исходного сырья (отбензиненного газа)

2.5.2.2. Получение этановой фракции

$$Q^э = Q_с^{г.р.} \cdot X_ч + \Delta Q_т^э \quad , \qquad (2.20)$$

где $Q^э$ - количество этана, получаемое в процессе переработки, т;

$X_ч$ - весовая доля извлекаемого этана из исходного сырья;

$\Delta Q_т^э$ - суммарные потери этана при получении и транспорте, т

$$\Delta Q_т^э = \Delta Q_т^к + \Delta Q_т^о \quad , \qquad (2.21)$$

где $\Delta Q_т^к$ - потери этана в аппаратах и коммуникациях , т ;

$\Delta Q_т^о$ - потери этана, связанные с вынужденными остановками оборудования, т.

2.5.2.3. Баланс ШФУ по направлениям расхода

$$Q^{шфу} = Q_6^{шфу} + Q_7^{шфу} + Q_8^{шфу} + Q_9^{шфу} + Q_{10}^{шфу} + \Delta Q_8^{шфу} \quad , \qquad (2.22)$$

где $Q_6^{шфу}$ - количество выработанных газов углеводородных сжиженных топливных для коммунально-бытового потребления, т ;

$Q_7^{шфу}$ - количество выработанного пропана, т ;

$Q_8^{шфу}$ - количество выработанных бутанов, т ;

$Q_9^{шфу}$ - количество выработанных пентанов, т ;

$Q_{10}^{шфу}$ - количество выработанного стабильного газового бензина, т ;

$\Delta Q_8^{шфу}$ - суммарные потери ШФУ при получении и транспорте, т

$$\Delta Q_8^{шфу} = \Delta Q_8^{к} + \Delta Q_8^{о} , \qquad (2.23)$$

где $\Delta Q_8^{к}$ - потери продукции в аппаратах и коммуникациях, т;

$\Delta Q_8^{о}$ - потери продукции, связанные с вынужденными остановками оборудования, т .

Количество вырабатываемых газов углеводородных сжиженных топливных для коммунально-бытового потребления определяется по формуле

$$Q_6^{шфу} = \frac{Q_{пр}^{2.р.} \cdot \mathcal{E}_1}{100} , \qquad (2.24)$$

где $\mathcal{E}_1$ - процент извлечения продукта из сырья, % .

Количество вырабатываемой пропановой фракции определяется по формуле

$$Q_7^{шфу} = \frac{Q_{пр}^{2.р.} \cdot \mathcal{E}_2}{100} , \qquad (2.25)$$

где $\mathcal{E}_2$ - процент извлечения продукта из сырья, % .

Количество вырабатываемых бутанов определяется по формуле

$$Q_8^{шфу} = \frac{Q_{пр}^{2.р.} \cdot \mathcal{E}_3}{100} , \qquad (2.26)$$

где $\mathcal{E}_3$ - процент извлечения продукта из сырья, % .

Количество вырабатываемых пентанов определяется по формуле

$$Q_9^{шфу} = \frac{Q_{пр}^{2.р.} \cdot \mathcal{E}_4}{100} , \qquad (2.27)$$

где $\mathcal{E}_4$ - процент извлечения продукта из сырья, % .

Количество вырабатываемого стабильного газового бензина определяется по формуле

$$Q_{10}^{шфу} = \frac{Q_{пр}^{2.р.} \cdot \mathcal{E}_s}{100}, \qquad (2.28)$$

где $\mathcal{E}_s$ - процент извлечения продукта из сырья, %.

2.6. Товарный парк готовой продукции

$$Q_{т.п.} = Q_{пр}^{2.р.} - \left(\Delta Q_g^к + \Delta Q_g^о\right), \qquad (2.29)$$

где $\Delta Q_g^к$ - потери продукции, связанные со сбросом её на факел из стояков и шлангов и потери в коммуникациях, т ;

$\Delta Q_g^о$ - потери, связанные с откачкой продукции из емкостей, ремонтом емкостей, т.

Если предприятие получает ШФУ как сырье для переработки, то возникают потери, связанные с опорожнением железнодорожных цистерн. Тогда формула (2.29) примет вид

$$Q_{т.п.} = Q_{пр}^{2.р.} + Q_{доп}^{шфу} - \left(\Delta Q_g^к + \Delta Q_g^о + \Delta Q_g^{о.ц.}\right), \qquad (2.30)$$

где $\Delta Q_g^{о.ц}$ - потери ШФУ, связанные с освобождением цистерн, т ;

$Q_{доп}^{шфу}$ - количество ШФУ дополнительно принятое в переработку, т

2.7. Расчет потерь сырья и продукции в аппаратах (оборудовании) и коммуникациях

При транспорте и переработке сырья в аппаратах (оборудовании) и коммуникациях имеют место потери, которые возникают, в основном, из-за негерметичности системы.

Эти потери ($\Delta Q^к$) регламентируются в НИТП I-75 " Нормы технологического проектирования газоперерабатывающих предприятий", утвержденных Миннефтепромом 29 декабря 1975 года.

Данные про ставляются в форму 2.

2.8. Расчет потерь сырья и продукции, связанных с вынужденными остановками аппаратов (оборудования)

К данным потерям относятся :

- потери газа при освобождении трубопроводов во время вынужденных остановок ;
- потери газа при опорожнении сепараторов и других аппаратов;
- потери, связанные с плановыми ремонтами аппаратов (оборудования) ;
- потери, связанные со сбросом газа на факел из стояков и шлангов при наливе жидких продуктов в ж/д цистерны ;
- потери, связанные с освобождением ж/д цистерн от ШФУ ;
- потери, связанные со сбросом газа на факел при ремонтах емкостей товарного парка ;
- потери, связанные с откачкой продукции из емкостей ;
- потери, связанные с добавлением в сырье химических реагентов в процессе переработки и т.д.

Вышеперечисленные потери определяются по формуле

$$\Delta Q^{\circ} = 10^{-3} \cdot V \cdot \rho \cdot n \quad , \qquad (2.31)$$

где ΔQ° - потери газа, связанные с вынужденным остановом аппаратов (оборудования), т ;

V - геометрический объем аппарата (оборудования) или рассматриваемого участка коммуникации, $м^3$;

ρ - плотность сырья (продукта) в рабочих условиях, кг/м3 ;

n - количество аппаратов (оборудования) , шт .

Данные проставляются в форму 2.

2.9. Расчет потерь сырья и товарной продукции, связанных с извлечением различных вредных примесей.

Потери сырья и товарной продукции, связанные с извлечением различных примесей (ΔQ^{n}), рассчитываются по вышеперечисленным формулам и данные проставляются в форму 2.

3. Расчет суммарных потерь сырья и товарной продукции

3.1. Потери сырья, используемого в переработке,

$$\Delta Q_c = \Delta Q_1^{з.м.} + \Delta Q_2^{H_2S} + \Delta Q_3^{б.к.} + \Delta Q_4^{H_2O} , \qquad (3.1)$$

где ΔQ_c - суммарные потери сырья используемого в переработке, т.

3.2. Потери товарной продукции

$$\Delta Q_{т.п.} = \Delta Q_5^{г.р.} + \Delta Q_9^{к} + \Delta Q_9^{о} , \qquad (3.2)$$

где $\Delta Q_{т.п.}$ - суммарные потери товарной продукции, т .

3.3. Проверка правильности проведенных расчетов

Проверка производится на основе материального баланса, составленного по блоку газоразделения, где количество газа, входящее в данный блок, равно количеству продукции, выходящей из блока, с учетом потерь, т.е.

$$Q_1 + Q_2 - \Delta Q_c = Q^{о.г.} + Q^{э} + Q^{шфу} + \Delta Q_{т.п.} , \qquad (3.3)$$

Решая равенство (3.3) относительно потерь, получаем

$$\Delta Q_c + \Delta Q_{т.п.} = Q_1 + Q_2 - (Q^{о.г.} + Q^{э} + Q^{шфу}), \qquad (3.4)$$

4. Расчет норм потерь сырья и товарной продукции

4.1. Норма потерь газообразного сырья

$$H^{г} = \frac{\Delta Q_c}{\rho_{ср} \cdot Q_o}, \qquad (4.1)$$

где $H^{г}$ - норма потерь газообразного сырья, $\frac{тыс.м^3}{млн.м^3}$;

Q_o - объем перерабатываемого газообразного сырья, млн.м^3

4.2. Норма потерь жидкого сырья

$$H^{ж} = \frac{\Delta Q_{g}^{о.ц.}}{Q_{доп}^{шфу}}, \qquad (4.2)$$

где $H^{ж}$ - норма потерь жидкого сырья, т/тыс.т .

4.3. Норма потерь газообразного продукта

$$H_{пр}^{г} = \frac{\Delta Q_{6}^{о.г.}}{\rho_{ср} \cdot Q_o}, \qquad (4.3)$$

где $H_{пр}^{г}$ - норма потерь газообразного продукта, $\frac{тыс.м^3}{млн.м^3}$

4.4. Норма потерь жидкого продукта

$$H_{пр}^{ж} = \frac{\Delta Q_{т.п.} \cdot 1000}{Q_м}, \qquad (4.4)$$

где $H_{пр}^{ж}$ - норма потерь жидкого продукта, т/тыс.т .

4.5. Норма суммарных потерь сырья и товарной продукции

$$H_c = \frac{\Delta Q_c + \Delta Q_{т.п}}{Q_м} \cdot 1000, \qquad (4.5)$$

где H^{c} - норма суммарных потерь сырья и товарной продукции, т/тыс.т.

5. Анализ потерь сырья и товарной продукции [1]

5.1. Анализ потерь включает решение следующих задач :

---

[1] Раздел разработан на основе "Методических указаний по расчету и анализу норм расхода материалов, используемых газоперерабатывающими заводами " Краснодар, ВНИПИгазпереработка", 1978.

(РД 39-32-109-78).

- проверка выполнения действующих норм потерь сырья и товарной продукции и определения отклонений удельного расхода от утвержденных норм ;
- установление причин отклонения фактических норм от плановых;
- установление влияния организационно-технических факторов данного предприятия на величину нормы (см.рис.2) ;
- выявление резервов снижения потерь сырья и товарной продукции.

5.2. Порядок проведения анализа :

- сбор первичной информации о фактических потерях сырья и товарной продукции (формы I,2) ;
- расчет норм потерь сырья и товарной продукции ;
- разработка организационно-технических мероприятий (ОТМ) по снижению потерь сырья и товарной продукции (форма 3) ;
- Расчет ожидаемого экономического эффекта внедрения ОТМ по снижению потерь сырья и товарной продукции (форма 4)

5.3. Методы анализа

- межзаводской сравнительный анализ норм потерь сырья и товарной продукции ;
- динамический метод, т.е. изучение характера потерь в динамике за ряд предыдущих лет ;
- регрессионный и корреляционный анализ с целью отбора важнейших факторов, характеризующих влияние на величину нормы уровня развития техники, технологии и организации производства на данном предприятии (группе однородных предприятий).

5.4. Годовой экономический эффект разработки и внедрения мероприятий по снижению норм потерь i-го вида сырья или товарной продукции определяется по формуле

$$Э_{ri} = (H_{1i} - H_{2i}) \cdot Ц_i \cdot Q_{2i} - E_н \cdot K_i \quad , \qquad (5.1)$$

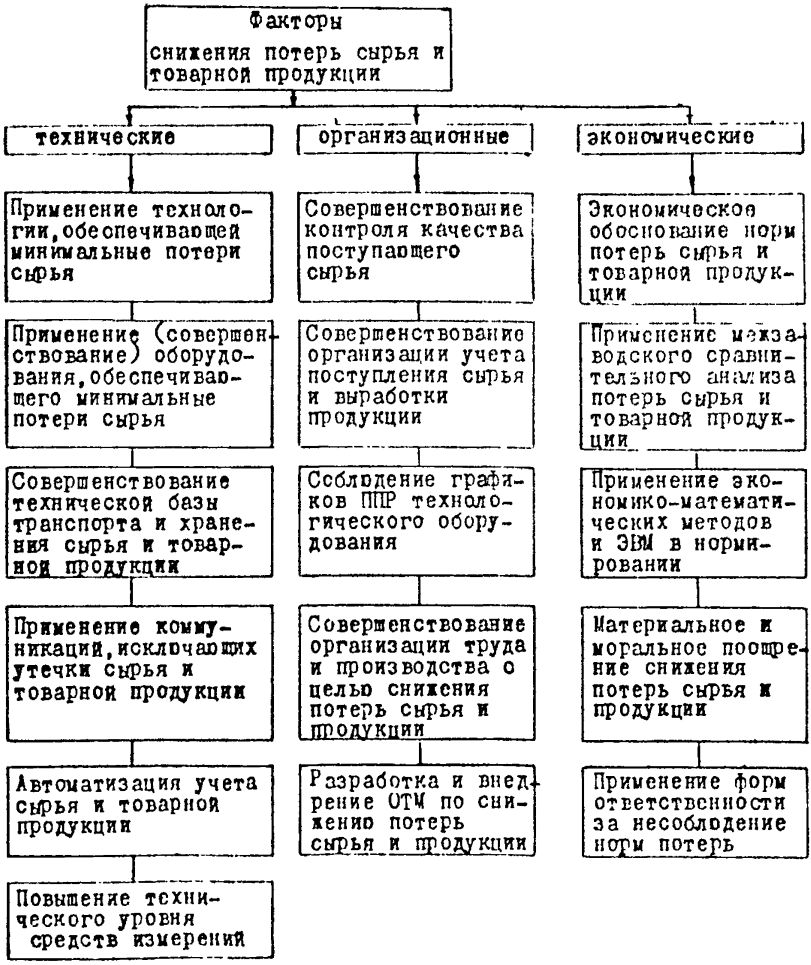

Рис.2. Факторы снижения потерь сырья и товарной продукции

где $Н_{1i;2i}$ - норма потерь i -го вида сырья (товарной продукции) соответственно до внедрения мероприятий (с индексом I) и после, т (тыс.нм^3) / тыс.т (млн.нм^3) ;

$Ц_i$ - цена единицы i -го вида сырья (товарной продукции) , руб/т (тыс.нм^3) ;

Q_{2i} - объем переработки i -го вида сырья (выработки товарной продукции) после внедрения мероприятия,тыс.т (млн.нм^3) ;

$Е_н$ - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (0,I5) ;

$К_i$ - капитальные вложения в мероприятия по снижению норм потерь i -го вида сырья (товарной продукции,)руб.

Расчет выполняется раздельно по всем мероприятиям. Справка о годовом экономическом эффекте оформляется по форме 4.

5.5. Расчеты на всех этапах определения экономического эффекта разработки и внедрения мероприятий по снижению потерь сырья и товарной продукции подписываются руководителями плановых и экономических служб предприятий (объединений). Данные представляются по форме 4 .

Расчеты годового экономического эффекта, выполняемые для определения размеров премий,утверждаются :

а) в случае выплаты премий из централизованного фонда Министерства нефтяной промышленности (ВПО "Союзнефтегазпереработка")- - руководителями министерства (ВПО) ;

б) в случаях выплаты премий из средств,оставляемых в распоряжении организаций и предприятий, - руководителями этих организаций и предприятий.

При годовом экономическом эффекте свыше 2 млн. руб. расчет согласовывается с Государственным комитетом Совета Министров СССР по науке и технике.

/Директор, к.т.н. М.А. Берлин

Ответственный исполнитель - старший инженер Г.К. Пикуло

Приложение I

ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА (см.рис.I)

I. Блок замера и очистки от твердых и жидких примесей

Сырой газ, поступающий с месторождений, проходит счетчики расходомеры и направляется в сепараторы и фильтры, где отделяются твердые и жидкие примеси.

2. Блок очистки от H_2S и CO_2

После блока замера и очистки от твердых и жидких примесей сырой газ подается на блок очистки от H_2S и CO_2, где удаляются вредные газообразные неуглеводородные примеси, влияющие на качество получаемых продуктов.

Очистка газа от H_2S и CO_2 протекает в абсорбере с применением моноэтаноламина (МЭА). В абсорбере протекает реакция между H_2S и CO_2 с моноэтаноламином. Насыщенный раствор МЭА из абсорбера перетекает в десорбер, где при заданной температуре проходит его регенерация.

3. Блок компримирования

Газ поступает на прием первой ступени компримирования, где сжимается, проходит маслоотделитель, межступенчатый холодильник и сепаратор, а затем поступает на прием второй ступени, где он дожимается до определенного давления и также проходит маслоотделитель, межступенчатый холодильник и сепаратор.

В сепараторах происходит разделение газа от жидких углеводородов, выпавших в результате компримирования и охлаждения.

4. Блок осушки от H_2O

При осушке сырого газа диэтиленгликолем (ДЭГ) или другими ре-

агентами снижается весовое количество водяных паров в газовой смеси и понижается точка росы до пределов, исключающих появление капельно-жидкой влаги в газовой среде.

Процесс осушки протекает в контакторе, где обводненный ДЭГ или ЭГ перетекает в отпарную колонну, в которой при повышенной температуре отгоняются водяные пары. Регенерированный ДЭГ или ЭГ возвращается в цикл.

5. Блок газоразделения

Для разделения газовых смесей на отбензиненный газ, этан и широкую фракцию углеводородов (нестабильный бензин) применяют следующие процессы: абсорбцию, адсорбцию, конденсацию и комбинированные методы.

На действующих и строящихся газоперерабатывающих заводах приняты две технологические схемы отбензинивания газа - масляная абсорбция и низкотемпературная конденсация (исключением являются Бориславский ПЗ и Пасечнянское газоперерабатывающее производство Долинского ПЗ, работающие по принципу угольной адсорбции).

При абсорбции сырой газ вступает в контакт с абсорбентом в специальном массообменном аппарате, где абсорбентом поглощаются все извлекаемые из газа компоненты и получается отбензиненный газ.

Растворенные в абсорбенте тяжелые углеводороды, в основном $C_{3+в}$, переходит за счет разности давлений между колоннами в последующую колонну-деэтанизатор, где из абсорбента, благодаря сниженного давления и повышенной температуры, происходит выделение метана и этана.

Для сокращения потерь $C_{3+в}$ с хвостовыми газами в верхнюю часть деэтанизатора подается тощий абсорбент в виде орошения. Деэтанизированный абсорбент поступает в десорбер. При определенной температуре и давлении из насыщенного абсорбента отгоняется смесь пропана, бутанов и более тяжелых углеводородов,которая после кон-

денсации скапливается в соответствующей емкости. Часть этой смеси (широкой фракции углеводородов или нестабильного бензина) подается на орошение в десорбер, а остальная откачивается насосом либо в товарный парк, либо на газофракционирующую установку (ГФУ), где в зависимости от установленного планом задания и возможности завода, вырабатывается следующая товарная продукция: газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления, пропан, бутаны, пентаны, стабильный газовый бензин.

При низкотемпературной сепарации сырой газ, пройдя блоки компримирования, осушки и очистки, поступает в теплообменники и пропановые холодильники, где охлаждается до температур -20+ -30°С. При этой температуре в сепараторе выделяется основное количество этана и практически все более тяжелые углеводороды. Отбензиненный (сухой) газ из сепаратора через теплообменники поступает в магистральный газопровод, а жидкая фаза из сепаратора через теплообменники поступает в деэтанизатор, где отделяется этан и метан.

С низа колонны деэтанизированная широкая фракция углеводородов поступает либо в товарный парк, либо на ГФУ для дальнейшей переработки.

Приложение 2
Форма I

Нормы потерь сырья и товарной продукции на

_____ ПЗ на I9___ год
(наименование завода)

Блоки газопереработки	Средняя плотность сырья и товарной продукции, кг/м³	Количество сырья и товарной продукции		Потери сырья и товарной продукции с учетом экономии ОТМ		Нормы потерь сырья и товарной продукции	
		Q_o, млн.м³	$Q_м$, тыс.т	газообразные, тыс.м³	жидкие, т	по газу, тыс.м³/млн. м³	по жидкости т/тыс.т
I	2	3	4	5	6	7	8
I. Блок замера и механической очистки							
2. Блок очистки газа от H_2S и CO_2							
3. Блок компримирования							
4. Блок осушки газа от H_2O							
5. Блок газоразделения							
в том числе:							
а) отбензиненный газ							
- газ на газлифт;							
- топливо на собственные нужды;							
- газ на поддержание горения факелов;							

Продолжение формы I

I	2	3	4	5	6	7	8

- газ для коммунально-бытового потребления;
- гелий.

б) Этан

в) ШФУ

- газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления;
- пропан;
- бутаны;
- пентаны;
- стабильный газовый бензин.

6. Товарный парк

Итого

Всего

7. ШФУ – дополнительное сырье газопереработки

Примечание. Номенклатура сырья и товарной продукции устанавливается индивидуально для каждого завода соответствующими планами.

Приложение 3
Форма 2

Структура потерь_____ПЗ

Блоки газопереработки	Потери сырья и продукции без учета экономии, тыс.м³	Экономия сырья и продукции по ОТМ, тыс.м³	Потери сырья и продукции без учета экономии, т	Экономия сырья и материалов по ОТМ, т
	газообранные		жидкие	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	IO	II	I2	I3
I. Блок замера и механической очистки												
2. Блок очистки газа от H_2S и CO_2												
3. Блок компримирования												
4. Блок осушки газа от H_2O												
Итого												
5. Блок газоразделения												
в том числе:												
а) отбензиненный газ												
- газ на газлифт;												
- топливо на собственные нужды;												
- газ на поддержание горения факелов;												

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
- газ для коммунально-бытового потребления;												
- гелий;												
б) Этан												
в) ШФУ												
- газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления;												
- пропан;												
- бутаны;												
- пентаны;												
- стабильный газовый бензин												
6. Товарный парк												
Итого												
Всего												
7. ШФУ - дополнительное сырье для газопереработки												

Приложение 4
Форма 3

План организационно-технических мероприятий
по снижению потерь _____
(наименование сырья или
_____
товарной продукции)
_____ ПЗ на I9____год
(наименование завода)

Мероприятия	Сроки внедрения		Затраты на внедрение мероприятия, руб.	Ожидаемая экономия сырья (товарной продукции), тыс.м^3 (т)	Ожидаемый годовой экономический эффект внедрения мероприятия руб.
	начало	окончание			

Главный инженер
Главный технолог

Приложение 5
Форма 4

Справка о годовом экономическом эффекте разработки и внедрения мероприятия по снижению норм потерь

_____
(наименование сырья или товарной продукции)

_____ ПЗ
(наименование завода)

Показатели	Обозначение	Вариант	
		Базовый	Новый
I. Объем переработки сырья (товарной продукции), млн.м^3 (тыс.т)			
2. Норма потерь сырья (товарной продукции)			
3. Цена сырья (товарной продукции)			
4. Капитальные вложения в мероприятия, руб.			
5. Годовой экономический эффект, руб.			

Директор

Главный бухгалтер

Нач.планового отдела

Примечания: I. К справке прилагается расчет экономического эффекта.
2. Справка заверяется гербовой печатью предприятия.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

стр.

I. Общие положения..... 2

2. Расчет расходов и потерь газа по блокам переработки..... 2

3. Расчет суммарных потерь сырья и товарной продукции..... 13

4. Расчет норм потерь сырья и товарной продукции..... 13

5. Анализ потерь сырья и товарной продукции..... 14

Приложение I. Описание принципиальной схемы переработки газа..... 19

Приложение 2 (форма I). Нормы потерь..... 22

Приложение 3 (форма 2). Структура потерь..... 24

Приложение 4 (форма 3). План ОТМ..... 26

Приложение 5 (форма 4). Справка о годовом экономическом эффекте..... 27

gost.e-ecolog.ru