

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВПО "Сознефтегазпереработка"

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

Министерство нефтяной промышленности

**ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ
ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ГАЗА**

НИИГазпереработка

на 28 стр.

УТВЕРЖДАЮ



Заместитель Министра

А. В. Валиханов
А. В. Валиханов

«12» 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

РА 39-32 - II7 - 78

Приказом Министерства нефтяной промышленности

в II от 5.01.79

Срок введения установлен с 1.02.79

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.1. 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 осуществ -
ляется 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

$$Q_m = 10^{-3} \cdot Q_o \cdot \rho_{cp} \quad , \quad (2.1)$$

Условные обозначения

- 1- газ на газлифт
- 2- топливо на собственные нужды
- 3- газ на поддержание горения факелов
- 4- газ для коммунально-бытового потребления
- 5- гелий
- 6- газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления
- 7- пропан
- 8- бутаны
- 9- пентаны
- 10- стабильный газовый бензин

газ-сырье ГПЗ

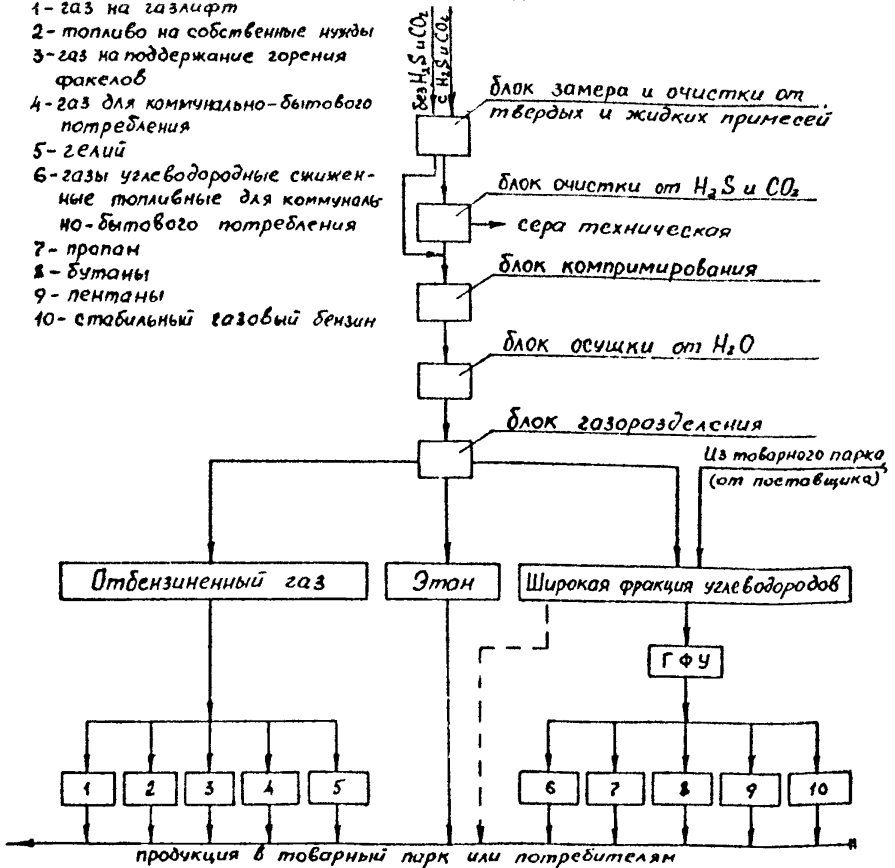


Рис.1. Принципиальная схема переработки газа

(Описание схемы см. приложение 1)

где Q_m - массовый расход сырья (продукции), т ;
 Q_o - объемный расход сырья (продукции), м³;
 ρ_{cp} - средняя плотность поступающего сырья (продукции), кг/м³.

2.1. Блок замера и очистки от твердых и жидких примесей

$$Q_c^{3.M.} = Q_1 + Q_2 - \Delta Q_1^{3.M.}, \quad (2.2.)$$

где $Q_c^{3.M.}$ - количество газа, выходящее из данного блока, т ;
 Q_1 - количество газа, входящее в данный блок и имеющее в своем составе H₂S и CO₂, т ;
 Q_2 - количество газа, входящее в данный блок и имеющее в своем составе H₂S и CO₂, т ;

$$\Delta Q_1^{3.M.} = \Delta Q_1^n + \Delta Q_1^k + \Delta Q_1^o, \quad (2.3.)$$

где ΔQ_1^n - количество твердых и жидких примесей, осажденных в сепараторах и фильтрах, т ;
 (ΔQ_1^n принимается по статистическим данным каждого завода в отдельности).

ΔQ_1^k - потери газа в аппаратах и коммуникациях при транспорте, т (расчет см. п.2.7) ;

ΔQ_1^o - потери газа, связанные с вынужденными остановками аппаратов (оборудования), т (расчет см. п.2.8) .

2.2. Блок очистки газа от H₂S и CO₂

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

где $Q_2^{H_2S}$ - количество газа, выходящее из данного блока, т ;
 $\Delta Q_2^{H_2S}$ - суммарные потери в данном блоке, т

$$\Delta Q_2^{H_2S} = \Delta Q_2^n + \Delta Q_2^k + \Delta Q_2^o, \quad (2.5.)$$

где ΔQ_2^n - количество H₂ и CO₂ извлеченных из газа, т ;

ΔQ_2^k - потери газа в аппаратах и коммуникациях при транспорте, т ;

ΔQ_2^0 - потери газа, связанные с вынужденными остановками оборудования, т.

$$\Delta Q_2^{\text{п}} = Q_2 \cdot X_1, \quad (2.5)$$

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

2.3. Блок компримирования

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

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

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

$$\Delta Q_3^{\text{б.к.}} = \Delta Q_3^{\text{к}} + \Delta Q_3^0, \quad (2.7)$$

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

ΔQ_3^0 - потери газа, связанные с вынужденными остановками оборудования, т.

2.4. Блок осушки от H_2O

$$Q_c^{\text{H}_2\text{O}} = Q_1 + Q_2 - \Delta Q_1^{\text{з.м.}} - \Delta Q_2^{\text{н.с.}} - \Delta Q_3^{\text{б.к.}} - \Delta Q_4^{\text{H}_2\text{O}}, \quad (2.8)$$

где $Q_c^{\text{H}_2\text{O}}$ - количество газа, выходящее из данного блока, т ;

$\Delta Q_4^{\text{H}_2\text{O}}$ - суммарные потери в данном блоке, т.

$$\Delta Q_4^{\text{H}_2\text{O}} = \Delta Q_4^{\text{п}} + \Delta Q_4^{\text{к}} + \Delta Q_4^0, \quad (2.9)$$

где $\Delta Q_4^{\text{п}}$ - количество влаги извлеченной из сырья, т ;

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

ΔQ_4^0 - потери газа, связанные с вынужденными остановками оборудования, т.

$$\Delta Q_4^n = Q_c^{б.к.} \cdot X_2, \quad (2.10)$$

где X_2 - весовая доля извлекаемой H_2O из исходного газа ;

2.5. Блок газоразделения

2.5.1. Баланс газа данного блока

$$Q_c^{2.p.} = Q_{H_2O} = Q_1 + Q_2 - \Delta Q_1^{3.м.} - \Delta Q_2^{H_2S} - \Delta Q_3^{б.к.} - \Delta Q_4^{H_2O}, \quad (2.11)$$

где $Q_c^{2.p.}$ - количество газа, входящее в блок газоразделения, т.

2.5.2. Баланс продукции, выходящей из данного блока

$$Q_{пр}^{2.p.} = Q_c^{2.p.} = Q^{о.г.} + Q^э + Q^{шфу} + \Delta Q_s^{2.p.}, \quad (2.12)$$

где $Q_{пр}^{2.p.}$ - 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 ;

$\Delta Q_s^{2.p.}$ - суммарные потери продукции в данном блоке, т

$$\Delta Q_s^{2.p.} = \Delta Q_s^к + \Delta Q_s^о, \quad (2.13)$$

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

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

2.5.2.1. Баланс отбензиненного газа по направлениям использования

$$Q^{o.g.} = Q_1^{o.g.} + Q_2^{o.g.} + Q_3^{o.g.} + Q_4^{o.g.} + Q_5^{o.g.} + \Delta Q_6^{o.g.}, \quad (2.14)$$

где $Q_1^{o.g.}$ - количество газа, направляемое на нефтяное месторождение для газлифтной добычи нефти, т ;

$Q_2^{o.g.}$ - количество газа, используемое предприятием как топливо в печах, котлах, газовых турбинах, газомотокомпрессорах, т ;

$Q_3^{o.g.}$ - количество газа расходуемое на поддержание горения факелов, т ;

$Q_4^{o.g.}$ - количество газа, отправляемое потребителям для коммунально-бытового потребления, на экспорт и т.д., т ;

$Q_5^{o.g.}$ - количество гелия, получаемое при переработке, т

$\Delta Q_6^{o.g.}$ - суммарные потери газа при получении и транспорте данной продукции, т

$$\Delta Q_6^{o.g.} = \Delta Q_6^k + \Delta Q_6^o, \quad (2.15)$$

где ΔQ_6^k - потери продукции в аппаратах и коммуникациях, т ;

ΔQ_6^o - потери продукции, связанные с вынужденными остановками оборудования, т

Количество газа, направляемое на нефтяное месторождение для газлифтной добычи ($Q_1^{o.g.}$) определяется по фактическим данным, согласованным с плановым заданием Миннефтепрома.

Количество газа, используемое предприятием на собственные нужды ($Q_2^{o.g.}$) рассчитывается согласно "Инструкции по нормированию топливно-энергетических ресурсов в нефтяной промышленности" и другим нормативно-техническим документам, разработанных институтом "КраснодарНИНефть" объединения "Сибзетринефть" 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

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

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/сек²,

$$g = g_x \cdot (1 + 0,005288 \cdot \sin^2 \Theta - 6 \cdot 10^{-6} \cdot \sin 2\Theta) - 0,0003086N \quad (2.17)$$

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

Θ - параллель, на которой находится предприятие;

N - 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:

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

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;

$\delta = 24$ - количество часов в сутках;

$C = 365 + 366$ - количество дней в году;

Количество газа, отправляемое потребителям для коммунально-бытового потребления ($Q_4^{o.r.}$), определяется по показаниям счетчиков расхода газа.

Количество гелия, получаемое при переработке, определяется из выражения

$$Q_5^{o.r.} = Q_4^{o.r.} \cdot X_3, \quad (2.19)$$

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

2.5.2.2. Получение этановой фракции

$$Q^3 = Q_c^{2.p.} \cdot X_4 + \Delta Q_7^3, \quad (2.20)$$

где Q^3 - количество этана, получаемое в процессе переработки, т;

X_4 - весовая доля извлекаемого этана из исходного сырья;

ΔQ_7^3 - суммарные потери этана при получении и транспорте, т

$$\Delta Q_7^3 = \Delta Q_7^k + \Delta Q_7^o, \quad (2.21)$$

где ΔQ_7^k - потери этана в аппаратах и коммуникациях, т;

ΔQ_7^o - потери этана, связанные с вынужденными остановками оборудования, т.

2.5.2.3. Баланс ШФУ по направлениям расхода

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

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

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

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

$$Q_6^{шфу} = \frac{Q_{лр}^{2.p} \cdot \varepsilon_1}{100}, \quad (2.24)$$

где ε_1 - процент извлечения продукта из сырья, % .

Количество вырабатываемой пропановой фракции определяется по формуле

$$Q_7^{шфу} = \frac{Q_{лр}^{2.p} \cdot \varepsilon_2}{100}, \quad (2.25)$$

где ε_2 - процент извлечения продукта из сырья, % .

Количество вырабатываемых бутанов определяется по формуле

$$Q_8^{шфу} = \frac{Q_{лр}^{2.p} \cdot \varepsilon_3}{100}, \quad (2.26)$$

где ε_3 - процент извлечения продукта из сырья, % .

Количество вырабатываемых пентанов определяется по формуле

$$Q_9^{шфу} = \frac{Q_{лр}^{2.p} \cdot \varepsilon_4}{100}, \quad (2.27)$$

где ε_4 - процент извлечения продукта из сырья, % .

Количество вырабатываемого стабильного газового бензина определяется по формуле

$$Q_{10}^{\text{шфу}} = \frac{Q_{\text{пр}}^{2.р.} \cdot \varepsilon_s}{100}, \quad (2.28)$$

где ε_s - процент извлечения продукта из сырья, %.

2.6. Товарный парк готовой продукции

$$Q_{\text{т.п.}} = Q_{\text{пр}}^{2.р.} - (\Delta Q_g^k + \Delta Q_g^o), \quad (2.29)$$

где ΔQ_g^k - потери продукции, связанные со сбросом её на факел из стояков и флангов и потери в коммуникациях, т ;

ΔQ_g^o - 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

$$Q_{\text{т.п.}} = Q_{\text{пр}}^{2.р.} + Q_{\text{дон}}^{\text{шфу}} - (\Delta Q_g^k + \Delta Q_g^o + \Delta Q_g^{\text{о.ч.}}), \quad (2.30)$$

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

$Q_{\text{дон}}^{\text{шфу}}$ - 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 имеет место потери, которые возникают, в основном, из-за негерметичности системы.

Эти потери (ΔQ^k) регламентируются в НИП 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 наливке 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

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

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

V - геометрический объем аппарата (оборудования) или рассматриваемого участка коммуникации, м³;

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,

$$\Delta Q_c = \Delta Q_1^{3.м.} + \Delta Q_2^{H_2S} + \Delta Q_3^{Б.к.} + \Delta Q_4^{H_2O}, \quad (3.1)$$

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

3.2. Потери товарной продукции

$$\Delta Q_{т.п.} = \Delta Q_5^{2.р.} + \Delta Q_9^к + \Delta Q_9^o, \quad (3.2)$$

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.

$$Q_1 + Q_2 - \Delta Q_c = Q^{ог.} + Q^3 + Q^{ш.р.у} + \Delta Q_{т.п.}, \quad (3.3)$$

Решая равенство (3.3) относительно потерь, получаем

$$\Delta Q_c + \Delta Q_{т.п.} = Q_1 + Q_2 - (Q^{ог.} + Q^3 + Q^{ш.р.у}), \quad (3.4)$$

4. Расчет норм потерь сырья и товарной продукции

4.1. Норма потерь газообразного сырья

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

где H^r - норма потерь газообразного сырья, $\frac{\text{тис.м}^3}{\text{млн.м}^3}$;
 Q_0 - объем перерабатываемого газообразного сырья, млн.м^3

4.2. Норма потерь жидкого сырья

$$H^{\text{ж}} = \frac{\Delta Q_{\text{ж}}^{\text{о.ч.}}}{Q_{\text{жоп}}}, \quad (4.2)$$

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

4.3. Норма потерь газообразного продукта

$$H_{\text{пр}}^r = \frac{\Delta Q_c^{\text{о.г.}}}{\rho_{\text{ср}} \cdot Q_0}, \quad (4.3)$$

где $H_{\text{пр}}^r$ - норма потерь газообразного продукта, $\frac{\text{тис.м}^3}{\text{млн.м}^3}$

4.4. Норма потерь жидкого продукта

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

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

4.5. Норма суммарных потерь сырья и товарной продукции

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

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

5. Анализ потерь сырья и товарной продукции I)

5.1. Анализ потерь включает решение следующих задач :

I) Раздел разработан на основе "Методических указаний по расчету и анализу норм расхода материалов, используемых газоперерабатывающими заводами " Краснодар, НИПИгазпереработка", 1978.

- 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 норм (см.рис.2) ;
- выявление резервов снижения потерь сырья и товарной продукции.

5.2. Порядок проведения анализа :

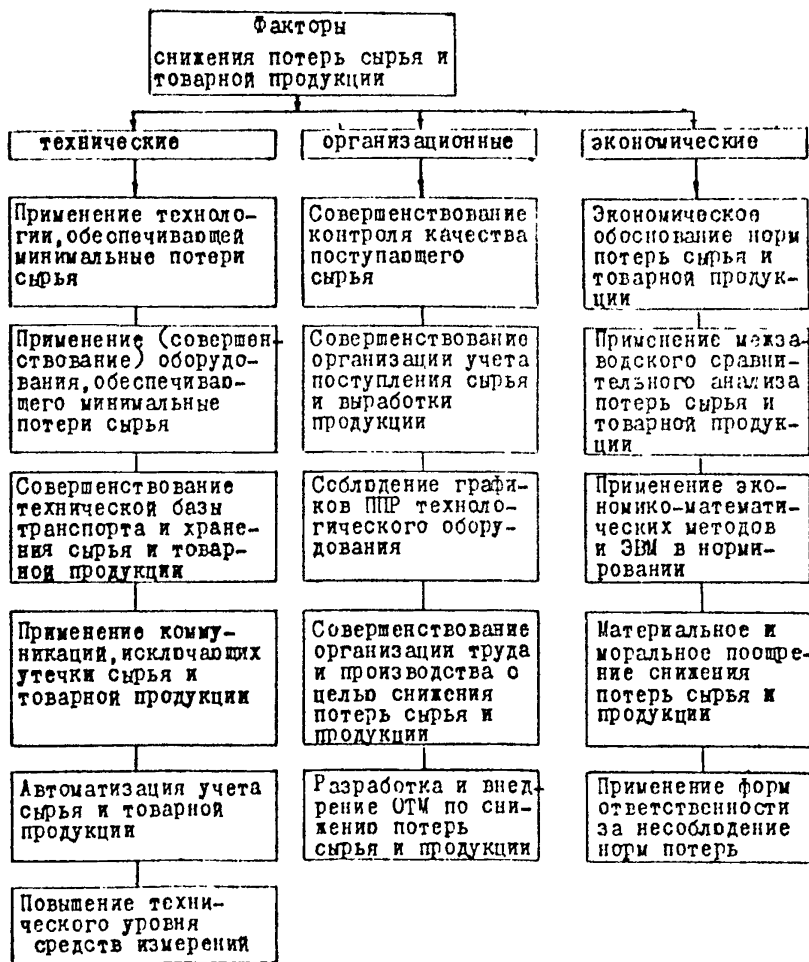
- сбор первичной информации о фактических потерях сырья и товарной продукции (формы 1,2) ;
- расчет норм потерь сырья и товарной продукции ;
- разработка организационно-технических мероприятий (ОТМ) по снижению потерь сырья и товарной продукции (форма 3) ;
- Расчет ожидаемого экономического эффекта внедрения 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 предприятия).

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

$$\mathcal{E}_{гi} = (N_{1i} - N_{2i}) \cdot C_i \cdot Q_{2i} - E_n \cdot K_i, \quad (5.1)$$



**Рис.2. Факторы снижения потерь сырья и
товарной продукции**

- где $N_{1i;2i}$ - норма потерь i -го вида сырья (товарной продукции) соответственно до внедрения мероприятия (с индексом 1) и после, т (тыс.м³) / тыс.т (млн.м³);
- C_i - цена единицы i -го вида сырья (товарной продукции), руб/т (тыс.м³);
- Q_{2i} - объем переработки i -го вида сырья (выработки товарной продукции) после внедрения мероприятия, тыс.т (млн.м³);
- E_n - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (0,15);
- K_i - капитальные вложения в мероприятия по снижению нормы 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 предприятия (объединения). 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 "Совнефтегазпереработка") - 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.1)

1. 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, исключая 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+V} , переходит за счет разности давлений между колоннами в последующую колонну-деэтанализатор, где из абсорбента, благодаря сниженного давления и повышенной температуры, происходит выделение метана и этана.

Для сокращения потерь C_{3+V} с хвостовыми газами в верхнюю часть деэтанализатора подается тонкий абсорбент в виде орошения. Деэтанализованный 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 $-20+ -30^{\circ}\text{C}$. 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 дезанизатор, где отделяется этан и метан.

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

Нормы потерь сырья и товарной продукции на

_____ ППЗ на 19__ год
(наименование завода)

Блоки газопереработки	Средняя плотность сырья и товарной продукции, кг/м ³	Количество сырья и товарной продукции		Потери сырья и товарной продукции с учетом экономии ОТМ		Нормы потерь сырья и товарной продукции	
		Q ₀ , млн.м ³	Q _м , тыс.т	газообразные, тыс.м ³	жидкие, т/по газу, тыс.м ³ /млн. м ³	по жидкостям, т/тыс.т	
I	2	3	4	5	6	7	8

1. Блок замера и механической очистки
2. Блок очистки газа от H₂S и CO₂
3. Блок компримирования
4. Блок осушки газа от H₂O
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
- 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.

Структура потерь _____ ПЗ

Блоки газопереработки	Потери сырья и продукции без учета экономии, тыс.м ³					Экономия сырья и продукции по ОТМ, тыс.м ³					Потери сырья и продукции без учета экономии, т					Экономия сырья и материалов по ОТМ, т				
	газообраще					жидкие														
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	

1. Блок замера и механической очистки
2. Блок очистки газа от H₂S и CO₂
3. Блок компримирования
4. Блок осушки газа от H₂O

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	!	10	!	11	!	12	!	13
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	---	----	---	----	---	----

- газ для коммунально-бытового потребления;

- гелий;

б) Этан

в) ЕФУ

- газы углеводородные насыщенные топливные для коммунально-бытового потребления;

- пропан;

- бутаны;

- пентаны;

- стабильный газовый бензин

6. Товарный парк

Итого

Всего

7. ЕФУ - дополнительное сырье для газопереработки

План организационно-технических мероприятий

по снижению потерь _____
(наименование сырья или

товарной продукции)

_____ ППЗ на 19____ год
(наименование завода)

Мероприятия	Сроки внедрения		Затраты на внедрение мероприятия, руб.	Ожидаемая экономия сырья (товарной продукции), тыс.м ³ (т)	Ожидаемый 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)

_____ ППЗ

_____ (наименование завода)

Показатели	Обозначение	Вариант	
		Базовый	Новый
1. Объем переработки сырья (товарной продукции), млн.м ³ (тис.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: 1. К справке прилагается расчет экономического эффекта.
2. Справка заверяется гербовой печатью предприятия.

СО Д Е Р Ж А Н И Е

	стр.
1. 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 1. Описание принципиальной схемы переработки газа.....	19
Приложение 2 (форма 1). 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