

**МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть**

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПОТЕРЬ НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРИ СБОРЕ,
ПОДГОТОВКЕ И ВНУТРИПРОМЫСЛОВОМ
ТРАНСПОРТИРОВАНИИ
РД 39 - 1 - 1213 - 84**

1985

Министерство нефтяной промышленности
ВНИИСПНефть

УТВЕРЖДЕНЫ
первым заместителем министра
нефтяной промышленности
В.И.Игровским
14 декабря 1984 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ
НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРИ СБОРЕ, ПОДГОТОВКЕ
И ВНУТРИПРОМЫСЛОВОМ ТРАНСПОРТИРОВАНИИ

РД 39-Г-1213-84

Уфа 1985

В методических указаниях приведены
основные источники технологических потерь нефтяного газа при
сборе, подготовке и внутрипромысловом транспортировании;
структура технологических потерь нефтяного газа по источникам;
формулы для определения объема потерь и погрешностей определения
объема.

Методические указания предназначены для научно-исследовательских
организаций, нефтегазодобывающих предприятий Миннефтепрома, занима-
ющихся вопросами определения и сокращения технологических потерь
нефтяного газа.

Настоящие методические указания разработаны авторским коллективом
в составе: Н.Н.Репина (рук.темы), Г.З.Эпштейна (рук.темы), Б.Х.Ху-
сайнова, Е.Б.Корневой, Л.Г.Кузиной.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методические указания по определению технологических потерь нефтяного газа при сборе, подготовке и внутрипромысловом транспортировании

РД 39 - I-1213-84

Вводится взамен "Методических указаний по определению технологических потерь нефтяного газа на нефтегазодобывающих предприятиях Миннефтепрома", 1976 г.

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 27.12.84г, № 776 срок введения установлен с 01.03.85 г.

Срок действия до 01.03.1990 г.

Настоящие методические указания предназначены для определения величины технологических потерь нефтяного газа в процессе сбора, подготовки и внутрипромыслового транспортирования.

Методические указания являются обязательными для нефтегазодобывающих организаций Министерства нефтяной промышленности.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Потери нефтяного газа - это часть нефтяного газа, добытого совместно с нефтью из нефтяных месторождений и неиспользованная в народном хозяйстве.

Потери нефтяного газа обуславливаются технологическими условиями и организационными причинами. В настоящем документе рассматривается только та часть потерь, которая связана с технологическим процессом,

т.е. технологические потери.

1.2. К технологическим потерям нефтяного газа относится объем газа, приведенный к стандартным условиям (давление 101325 Па, температура 293,15 К по ГОСТ 2939-63) , который неизбежно теряется из нефтепромыслового оборудования при современной технике и технологии. Неизбежность потерь газа вызвана необходимостью проведения операций, связанных с соблюдением техники безопасности, проверкой работоспособности оборудования, исследованиями, утечками газа, когда утилизация газа технически не осуществима или экономически не оправдана.

1.3. Источниками технологических потерь нефтяного газа являются: нефтедобывающее оборудование, оборудование сбора, подготовки нефти и газа, газотранспортная система.

1.4. Объем технологических потерь нефтяного газа за определенный период времени обусловлен частотой технологических операций, вызывающих неизбежные потери газа, их продолжительностью, а также удельным объемом потерь, т.е. потерей газа при осуществлении одной операции или потерей газа в единицу времени.

1.5. Периодичность технологических операций для каждого вида (типа) оборудования, при которых теряется газ, устанавливается производственными документами (регламентом, планом, распоряжением и т.п.), утвержденными руководством предприятия.

Частота таких операций, продолжительность проведения одной операции обосновывается условиями работы оборудования, требованиями нормативных документов по технике безопасности и эксплуатации.

1.6. Объем технологических потерь нефтяного газа при осуществлении одной технологической операции (удельные потери) - зависит от геометрических размеров аппарата и отсекаемого трубопровода для осуществления операций, связанных с выпуском газа в атмосферу или на свечу факела аварийного сброса, без которых невозможна нормальная

эксплуатация оборудования, а также от термодинамических условий осуществления операций.

I.7. При определении технологических потерь нефтяного газа должны приводиться анализы газа по источникам потерь. Такая информация необходима для качественной характеристики состава технологических потерь газа.

I.8. В ходе проведения исследований могут быть выявлены объекты, узлы, не указанные в настоящем документе, потери газа из которых следует отнести к категории "технологических". Объем потерь газа из таких объектов и источников должен быть учтен при подсчете величины технологических потерь нефтяного газа.

I.9. Работы по определению удельных потерь по аппаратам, узлам и технологическим операциям выполняются ЦНИЛом, ЦНИПРОм или территориальными НИИ.

I.10. С целью сокращения объема технологических потерь необходимо совмещать операции. Например, операцию освидетельствования аппарата с ревизией предохранительного клапана на стенде.

I.11. В настоящем документе приняты обозначения основных величин и их единицы измерения, указанные в табл. I.

Таблица I

Условные обозначения основных величин

Величина	Условные обозначения	Единицы измерения
I	2	3
Длина	L	км
Диаметр	D	м
Время	τ	сутки

I	:	2	:	3
Геометрический объем		V		м^3
Объем потерь по источникам		Π_i		м^3
Давление (в аппарате, трубопроводе и т.п.)		P		МПа
Давление барометрическое		P_B		МПа
Давление абсолютное		P_0		МПа
Давление избыточное		P_U		МПа
Давление среднее		P_{CP}		МПа
Давление газа до проведения операции		P_1		МПа
Давление газа после проведения операции		P_2		МПа
Давление на устье скважины		P_U		МПа
Давление на забое скважины		P_3		МПа
Давление в начале газопровода		P_H		МПа
Давление в конце газопровода		P_K		МПа
Температура		T		К
Температура на устье скважины		T_U		К
Температура на забое скважины		T_3		К
Температура средняя		T_{CP}		К
Температура в начале газопровода		T_H		К
Температура в конце газопровода		T_K		К
Коэффициент расхода клапана		α		б/р
Плотность газа при стандартных условиях		ρ		$\text{кг}/\text{м}^3$
Площадь узкого сечения клапана		F		м^2
Объемный расход газа за соответствующий период времени		G		$\text{м}^3/\text{сутки}$
Молярная масса газа		M		$\text{кг}/\text{моль}$
Молярная концентрация метана в газовой смеси в начале, в конце газопровода		$C'; C''$		%

1	2	3
Молярная концентрация азота в газовой смеси в начале, в конце газопровода	$N_2' : N_2''$	%
Коэффициент сжимаемости газа	Z	о/р
Коэффициент сжимаемости газа при $P_{ср}, T_{ср}$	$Z_{ср}$	о/р
Коэффициент сжимаемости при условиях P_1, T_1	Z_1	о/р
Коэффициент сжимаемости при P_2, T_2	Z_2	о/р
Предельная относительная погрешность результата измерения	δ	%
Средняя квадратическая относительная погрешность результата измерения (определения)	σ	%
Диапазон шкалы измерений термометра	T_t	о/с К
Класс точности манометра	$S_{рм}$	%
Класс точности термометра	S_t	%
Значение верхнего предела шкалы измерений манометра	$P_{пр}$	МПа (атм)
Максимальная абсолютная погрешность измерения величин	Δ	
Среднеквадратическая относительная погрешность определения объема потерь	$\sigma_{пi}$	%
Среднеквадратическая относительная погрешность измерения давления	σ_p	%
Среднеквадратическая относительная погрешность измерения температуры	σ_T	%
Среднеквадратическая относительная погрешность коэффициента сжимаемости	σ_z	%
Среднеквадратическая относительная погрешность измерения плотности	σ_p	%
Молярное содержание компонентов в смеси газа	η_i	%

2. НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ ОБЪЕКТЫ, ИМЕЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ НЕФТЯНОГО ГАЗА

Основные нефтепромысловые объекты, на которых имеются технологические потери нефтяного газа, представлены на схеме рис. 1.

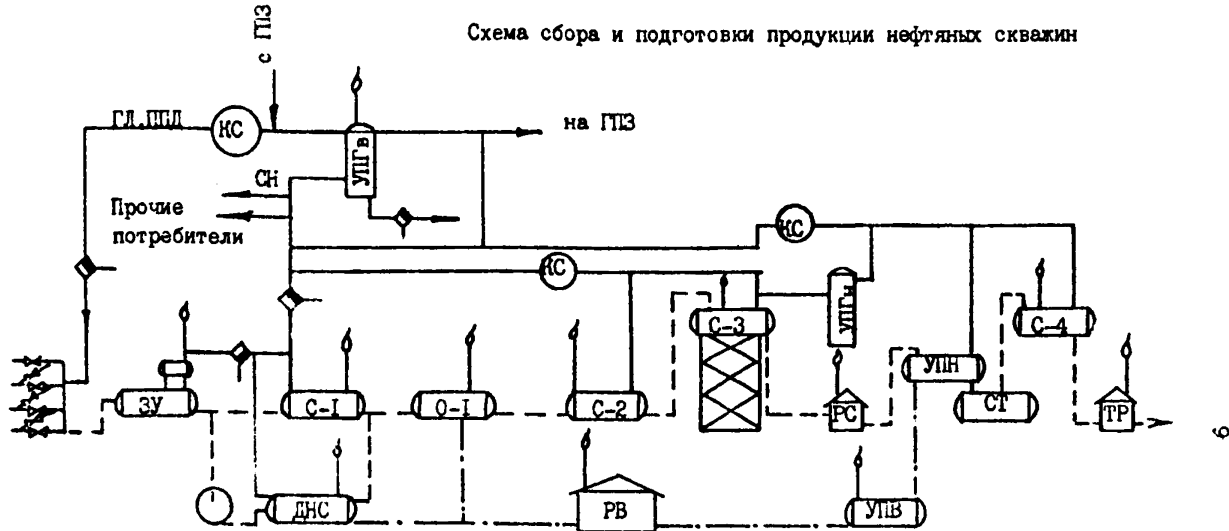
- 2.1. Нефтяные скважины
- 2.2. Нагнетательные скважины для закачки газа в пласт с целью поддержания пластового давления
- 2.3. Установки замера продукции скважин
- 2.4. Сепарационные установки
- 2.5. Дожимные насосные станции
- 2.6. Нефтеоборные пункты
- 2.7. Установки подготовки газа
- 2.8. Компрессорные станции
- 2.9. Установки подготовки нефти
- 2.10. Промысловые газопроводы
- 2.11. Установки предварительного сброса и подготовки воды

3. СТРУКТУРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТЯНОГО ГАЗА ПО ОБЪЕКТАМ И ИСТОЧНИКАМ

НЕФТЯНЫЕ СКВАЖИНЫ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ
ДЛЯ ЗАКАЧКИ ГАЗА В ПЛАСТ

- 3.1. Потери при остановке для ремонта.
- УСТАНОВКИ ЗАМЕРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН
- 3.2. Герметичные аппараты, работающие при давлении выше 101325 Па.

Схема сбора и подготовки продукции нефтяных скважин



— газопровод;
- - - нефтепровод;
- · - водопровод;
- · - конденсатосборник;
С₁; С₂; ступени сепарации;
С₃
С₄ - горячая сепарация;

ЗУ - замерная установка;
ДНС - дожимная насосная;
свеча факела;
КС - компрессорная;
ГЛ - подача газа на газлифт;
ППД - подача газа на поддержание пластового давления;

СН - подача газа на собственные нужды;
РРВ - резервуар приема пластовой воды;
УПВ - установка подготовки газа низкого давления;
УПН - установка подготовки нефти;

ТР - товарный резервуар;
РС - резервуар сырой нефти;
СТ - стабилизация нефти;

РИС. I

3.2.1. Выбросы газа в атмосферу или на свечу факела аварийного сброса из аппарата при остановке его для освидетельствования, ремонта, чистки или реконструкции.

ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

3.2.2. Расход на периодическую проверку предохранительных устройств.

3.2.3. Выбросы газа в атмосферу или на свечу факела аварийного сброса из аппарата при ревизии предохранительных клапанов.

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

3.2.4. Потери газа при монтаже, демонтаже приборов, датчиков.

УЗЕЛ ОТБОРА ПРОБЫ ГАЗА

3.2.5. Расход на продувку пробоотборной линии и пробоотборника.

3.2.6. Объем пробы.

СЕПАРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ

Потери, оговоренные п. 3.2.

3.3. Потери газа за счет проскока при продувке конденсатосборников, сепараторов, пылеуловителей от водяного, углеводородного конденсата или пыли.

3.4. Потери газа в виде выдуваемого в атмосферу конденсата в случае технико-экономической неэффективности его утилизации известными методами.

3.5. Потери из оборудования для утилизации конденсата.

ФАКЕЛЫ АВАРИЙНОГО СБРОСА

3.6. Расход газа на поддержание горения дежурных горелок факела.

3.7. Расход затворного газа в факельную трубу.

ДОЖИМНЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

Потери, оговоренные п.п. 3.2.-3.7. настоящего документа.

3.8. Потери за счет растворимости газа в сбрасываемой воде предварительного сброса.

Таблица 2

Структура технологических потерь нефтяного газа по объектам и источникам

Нефтепромысловые объекты									
Нефтяные скважины и нагнетательные :	Установки замера продукции скважин :	Сепарационные установки :	Дожимные насосные станции :	Нефте- : сборные пункты :	Установки : ки под- : готовки : газа :	Компрес- : сорные : станции :	Установ- : ки под- : готовки : нефти :	Установки : предвар- : тального : сброса :	Промысловые газопроводы :
I :	2 :	3 :	4 :	5 :	6 :	7 :	8 :	9 :	10 :
3.1. Потери при остановке для ремонта.	3.2. Герметичные аппараты, работающие при давлении свыше 101325 Па. 3.2.1. Выбросы газа в атмосферу или на свечу факела аварийного сброса из аппарата при остановке его для освидетельствования, ремонта, чистки или реконструкции. Предохранительные устройства.	3.3. Потери газа за счет проскока при продувке конденсатосборников, сепараторов, пылеуловителей от водяного, углеводородного конденсата или пыли. 3.4. Потери газа в виде выдуваемого в атмосферу конденсата в случае технико-экономической неэффективности его утилизации известными методами. 3.5. Потери из оборудования для утилизации конденсата. 3.6. Расход газа на под-	3.2. Потери, оговоренные п.3.2. Потери, оговоренные п.п. 3.2., 3.3., 3.4., 3.5., 3.6., 3.7., 3.8. Потери за счет растворимости газа в сбрасываемой воде перед варительного сброса.	Потери, оговоренные п.п. 3.2., 3.3., 3.4., 3.5., 3.6., 3.7., 3.8.	Потери, оговоренные п.п. 3.2., 3.3., 3.4., 3.5., 3.6., 3.7., 3.8. Потери с рабочими кид- костями за счет раствори- мости газа в них.	Потери, оговоренные п.п. 3.2., 3.3., 3.4., 3.5., 3.6., 3.7., 3.8.	Потери, оговоренные п.п. 3.2., 3.3., 3.4., 3.5., 3.6., 3.7., 3.8.	Потери, оговоренные п.п. 3.2., 3.3., 3.4., 3.5., 3.6., 3.7., 3.8.	3.10. Утечки из линейной части газопроводов. 3.11. Потери газа при капитальном ремонте, очистке газопроводов, врезке отводов, замене арматуры и т.д., связанные с полным опорожнением участков газопроводов. 3.12. Потери газа при текущем ремонте, связанные с частичным опорожнением участков газопроводов. 3.13. Потери газа за счет проскока при продувке конденсатосборников и в виде конденсата, выдуваемого в атмосферу в случае технико-экономической неэффективнос-

I	2	3	4	5	6	7	8	9	10
дохранительных клапанов	Контрольно-измерительные приборы	3.2.4. Потери газа при монтаже, демон- таже приборов, дат- чиков	Узел отбора пробы газа	3.2.5. Расход на продувку пробоотбор- ной линии и пробоот- борника	3.2.6. Объем пробы	3.7. Расход зат- ворного газа в факельную трубу	3.14. Потери из оборудования для утили- зации конденсата		ти его утилизации известными метода- ми

НЕФТЕСБОРНЫЕ ПУНКТЫ

Потери, оговоренные п.п. 3.2.-3.8.

УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

Потери, оговоренные п.п. 3.2.-3.8., настоящего документа.

3.9. Потери с рабочими жидкостями за счет растворимости газа в них.

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

Потери, оговоренные п.п. 3.2.-3.9., настоящего документа

УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Потери, оговоренные п.п. 3.2.-3.8., настоящего документа

УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СЕРОСА И ПОДГОТОВКИ ВОДЫ

Потери, оговоренные п.п. 3.2.-3.8., настоящего документа

ПРОМЫСЛОВЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

3.10. Утечки из линейной части газопроводов.

3.11. Потери газа при капитальном ремонте, очистке газопроводов, врезке отводов, замене арматуры и т.д., связанные с полным опорожнением участков газопроводов.

3.12. Потери газа при текущем ремонте, связанные с частичным опорожнением участков газопроводов.

3.13. Потери газа за счет прорыва при продувке конденсатосборников и в виде конденсата, выдуваемого в атмосферу в случае технико-экономической неэффективности его утилизации известными методами.

3.14. Потери из оборудования для утилизации конденсата.

Структура технологических потерь нефтяного газа по объектам представлена также в табл. 2.

Таблица 3

Состав технологических операций, вызывающих технологические
потери нефтяного газа, по основным нефтепромысловым объектам

: Технологические операции, приводящие к потерям нефтяного газа											
Нефтепромысловые объекты	: Освиде- : : тельство: : вание, : : ревизия : : герметич: : ных ап- : : паратов :	: Периоди- : : ческая : : Ремонт : : обору- : : дования: : : : : : : : :	: Монтаж, : : демонтаж: : проверка : : предохра- : : нительных: : ритель- : : ных при- : : боров :	: : : : : : : : : : : : : : : : : : : :	: Продув- : : ка : : Отбор : : сато- : : газа : : сборни- : : ков : : : : : : :	: :	: Подача: : : газа : : Дега- : : зация : : кон- : : денса- : : : : : : : : : : :	: :	: Сброс: : воды : : факела: : аварий: : ного : : : : : : : : : : : : : : :	: Обмен : рабочих : жиднос- : теи : : : : : : : : : : : : : : : : : :	
	I	: 2	: 3	: 4	: 5	: 6	: 7	: 8	: 9	: 10	: II
	Скважины	-	+	-	+	-	-	-	-	-	-
	Замерные установки	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-
	Сепарационные установки	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
	Дожимные насосные станции	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-

I	: 2	: 3	: 4	: 5	: 6	: 7	: 8	: 9	: 10	: II
Нефтеесборные пункты	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Установки подготовки										
газа	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
Компрессорные станции	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-
Установки подгтовки										
нефти	+	+	+	+	-	+	+	+	+	-
Промысловые газопроводы	-	+	-	+	+	+	+	-	+	-
Установки подготовки										
воды	+	+	+	+	-	-	-	+	+	-

+ - наличие технологической операции

- - отсутствие технологической операции

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТЯНОГО ГАЗА И УДЕЛЬНЫХ ПОТЕРЬ

Объем технологических потерь нефтяного газа на одном предприятии за определенный период подсчитывается как сумма объемов технологических потерь нефтяного газа на нефтепромысловых объектах предприятия .

Объем технологических потерь нефтяного газа на одном промышленном объекте за определенный период есть сумма объемов потерь газа из источников на данном объекте (табл. 3).

Для подсчета объема технологических потерь газа по источникам необходимо определить, если это осуществимо, величину потерь на одну операцию, учесть периодичность операций в расчетный период.

4.1. Нефтяные скважины и нагнетательные для закачки газа в пласт

Объем потерь газа при стравливании из скважины определяется по уравнению состояния идеального газа:

$$П_i = \frac{V \cdot (\rho_{ср} - 0,1) \cdot 2930}{T_{ср}}, \quad (1)$$

где V – геометрический объем эксплуатационной колонны (для нефтяных скважин над динамическим уровнем);

$$\rho_{ср} = \frac{\rho_y + \rho_z}{2}; \quad (2)$$

$$T_{ср} = \frac{T_y + T_z}{2}. \quad (3)$$

4.2. Герметичные аппараты нефтепромыслового оборудования (сепараторы, отстойники, емкости, дриппы, теплообменники и т.п.)

4.2.1. Объем потерь при одной операции разрядки аппарата (Π_2) в атмосферу или выпуска газа на свечу факела аварийного сброса определяется выражением:

$$\Pi_2 = \frac{V \cdot \rho \cdot 2930}{T}, \quad (4)$$

где V - геометрический объем аппарата и участка газопровода, отсекаемого совместно с аппаратом.

4.3. Предохранительные устройства

4.3.1. Удельный расход газа на проверку работоспособности предохранительного клапана (Π_3) замеряется или определяется расчетом.

4.3.1.1. При $\frac{\rho}{\rho_0} > 1,82$

$$\Pi_3 = 35,7 \cdot 10^3 \cdot F \cdot \alpha \cdot \rho \cdot \sqrt{\frac{L}{T \cdot \rho}}, \quad \text{м}^3/\text{с}. \quad (5)$$

4.3.1.2. При $\frac{\rho}{\rho_0} \leq 1,82$

$$\Pi_3 = 16361,87 \cdot F \cdot \alpha \cdot \sqrt{\frac{L}{T \cdot \rho}} \cdot \sqrt{D(D-1)}, \quad \text{м}^3/\text{с}, \quad (6)$$

где $D = \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)^{0,21875}$. (7)

4.3.1.3. Плотность газа при стандартных условиях определяется экспериментально или расчетом:

$$\rho = \frac{M}{24,04}. \quad (8)$$

4.4. Контрольно-измерительные приборы

4.4.1. Объем потерь нефтяного газа при монтаже, демонтаже приборов, датчиков и т.д. (Π_4) определяется геометрическими размерами отсекаемого участка, температурой и давлением газа:

$$\Pi_4 = \frac{V \cdot \rho \cdot 2930}{T}. \quad (9)$$

4.5. Узлы отбора проб

4.5.1. Объем потерь газа при отборе проб (*Пс*) состоит из расхода газа на продувку пробоотборной линии и пробоотборника и объема пробы. Необходимость операции продувки и продолжительность огорены ГОСТом 18917-73 /2/, ГОСТом 11382-76 /3/, РД 39-1-353-80, п.2.1.6. /4/.

Объем потерь определяется экспериментально или расчетом по формулам (5) и (6) настоящего документа. Коэффициент α принимается равным 1.

4.6. Факелы аварийного сброса

Факелы аварийного сброса газа работают периодически или постоянно. Расход газа на эксплуатацию факела должен быть замерен инструментально.

4.6.1. Расход газа на факел постоянного горения (непрерывная функциональная готовность аварийного сброса) до проведения замеров можно принять из табл.4., составленной по данным/5/. Этот расход состоит из затворного газа, подаваемого постоянно на свечу факела, и расхода газа на горение дежурных горелок.

Таблица 4

Расход газа на факел аварийного сброса

Диаметр факельной: трубы, м	Кол. : горелок, шт.	Расход зат-: ворного га-: за. $10^6 \text{ м}^3/\text{год}$	Расход газа на дежур-: ные горелки при круг-: лосуточном горении : $10^6 \text{ м}^3/\text{год}$	Общий рас-: ход газа на факел, : $10^6 \text{ м}^3/\text{год}$
0,3	1	0,018	0,044	0,062
0,5	2	0,072	0,088	0,160
0,7	3	0,190	0,132	0,322

- 4.6.2. К расходу газа на факел периодического действия относится:
- объем продувочного газа, подаваемого в течение суток в факельную систему до начала горения дежурных горелок;
 - объем газа, подаваемого на дежурные горелки;
 - объем затворного газа после начала горения дежурных горелок.

До проведения замеров расход газа на дежурные горелки и затворный газ можно принять по табл.4.

4.7. Конденсатосборники и оборудование для утилизации конденсата

4.7.1. Потери газа в виде выдуваемого в атмосферу углеводородного конденсата допускаются только в случае технико-экономического обоснования неэффективности его утилизации известными методами.

4.7.2. Удельный расход газа на одну операцию продувки конденсатосборника за счет проскока газа (Π_7) должен быть определен экспериментально. Временно, до экспериментального определения, допускается принять удельный расход равным $3,2 \text{ м}^3$ на одну операцию.

4.7.3. Потери газа в виде выдуваемого в атмосферу углеводородного конденсата (Π_8) определяются одним из следующих способов:

- замером объема конденсата;

- расчетным, например, по константам равновесия;

- косвенным методом по изменению концентраций метана и азота в начале и в конце исследуемого участка газопровода или на входе и выходе аппаратов технологических установок, компрессорных станций:

$$\Pi_8 = \left(1 - \frac{C_1' + N_2'}{C_1'' + N_2''}\right) G. \quad (10)$$

4.7.4. Потери от дегазации (выветривания) газового конденсата при его утилизации, связанные с испарением из емкостей сбора и транспорта конденсата (Π_9), определяются прямым измерением объе-

ма); расчетом, например, по константам равновесия или уравнению состояния; косвенным методом по изменению концентраций метана и азота по формуле (IO).

Временно, до проведения экспериментальных исследований, разрешается принять потери в размере 50 м^3 газа на кубометр конденсата.

4.8. Аппараты предварительного сброса воды

4.8.I. Потери газа с рабочими жидкостями установок подготовки нефти и предварительного сброса воды (*Пио*) определяются экспериментально ЦНИЛом или ЦНИПром на каждой установке. Потери зависят от удельной растворимости газа в жидкостях и объема жидкости.

Удельную растворимость газа до проведения экспериментальных исследований можно определять по графикам приложения I-2,3,4, 5,6 .

4.9. Установки подготовки газа

Объем потерь газа на установках подготовки за счет растворимости газа в рабочих жидкостях (*ПиИ*) зависит от удельной растворимости газа при условиях контакта, количества рабочей жидкости, контактирующей с газом за расчетный период, и объема извлеченных компонентов (*СО₂*, *Н₂S*).

Удельная растворимость газа в рабочей жидкости определяется на каждой установке экспериментально ЦНИЛом или ЦНИПром.

4.I0. Компрессорные станции

Объем потерь газа на компрессорных станциях определяется по составу и количеству оборудования и предохранительных устройств согласно п.п. 3.2.-3.9. настоящего документа.

4.II. Установки подготовки нефти

Объем потерь газа на установках подготовки нефти определяется по составу и количеству оборудования и предохранительных устройств согласно п.п.3.2.-3.8. настоящего документа.

4.12. Промысловые газопроводы

4.12.1. Утечки из линейной части газопроводов (Π_{12}) рассчитываются по формуле:

$$\Pi_{12} = \frac{11135 \cdot D \cdot P_{ср} \cdot L \cdot \tau}{T_{ср} \cdot Z_{ср}} \cdot \text{м}^3/\text{сутки}, \quad (11)$$

где 11135 - эмпирический коэффициент:

Средние значения температуры и давлений по всей длине газопровода находятся по формулам:

$$T_{ср} = \frac{1}{3} T_{нср} + \frac{2}{3} T_{кср}; \quad (12)$$

$$P_{ср} = \frac{2}{3} \left(P_{нср} + \frac{P_{к\ ср}^2}{P_{нср} + P_{к\ ср}} \right). \quad (13)$$

Если $P_{нср}$ и $P_{кср}$ различаются не более чем на 50 %, то

$$P_{ср} = \frac{P_{нср} + P_{к\ ср}}{2}. \quad (14)$$

Максимальные утечки из одного километра длины газопровода в сутки приведены в табл. 5-12 (приложение 2).

4.12.2. Потери газа при капитальном ремонте и очистке газопровода, врезке отводов, замене арматуры и т.д., связанные с полным опорожнением участков газопроводов (Π_{13}), вычисляются по формуле:

$$\Pi_{13} = 2836 \frac{V}{T_{ср}} \cdot \frac{P_{ср}}{Z_{ср}}, \quad (15)$$

где 2836 - эмпирический коэффициент.

4.12.3. Потери газа при текущем ремонте газопровода, ревизии арматуры и других работах, связанных с частичным опорожнением

участков газопровода (Π_{14}), определяются по формуле:

$$\Pi_{14} = 2836 \frac{V}{T_{cp}} \cdot \left(\frac{P_1}{Z_1} - \frac{P_2}{Z_2} \right), \quad (16)$$

где 2836 – эмпирический коэффициент.

4.12.4. Объем потерь газа из-за конденсации углеводородов в газопроводе определяется согласно п.4.7. настоящего документа.

5. ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТЯНОГО ГАЗА

5.1. При оценке погрешности определения величины потерь нефтяного газа допускаются следующие упрощения:

составляющие погрешности не имеют корреляционной связи и считаются независимыми друг от друга;

закон распределения составляющих погрешностей принимается нормальным (закон Гаусса);

предельную погрешность измерения принимают равной максимальной погрешности однократного измерения при доверительной вероятности 0,95, при этом $\delta = 2 \sigma$;

составляющей или совокупностью составляющих погрешностей, равных или менее 30 % результирующей погрешности, пренебрегают.

5.2. Режимные показатели работы оборудования должны соответствовать технологическим регламентам.

5.3. Погрешность измерения контролируемых параметров определяется по фактически установленным на технологических объектах измерительным приборам.

5.4. Основные параметры P , T , ρ , Z и соответствующие

среднеквадратические погрешности их определения находятся по РД 50-213-80 (главы 6,8 и приложения).

Среднеквадратические погрешности определения объема потерь нефтяного газа по отдельным источникам определяются по РД 50-213-80 / 6 / :

при определении объема потерь нефтяного газа по формулам (I,4,9) настоящего документа:

$$\sigma_{\Pi_1} = \sqrt{\sigma_p^2 + \sigma_T^2} ; \quad (I7)$$

при расчете секундного расхода газа на проверку предохранительного клапана по формуле (5) настоящего документа :

$$\sigma_{\Pi_3} = \sqrt{\sigma_p^2 + \frac{1}{4}(\sigma_T^2 + \sigma_p^2)} ; \quad (I8)$$

по формуле (6) :

$$\sigma_{\Pi_3} = \frac{1}{2} \sqrt{\sigma_T^2 + \sigma_p^2 + 4,7852 \cdot 10^{-2} \left(1 - \frac{D}{D-1}\right)^2 (\sigma_p^2 - \sigma_p^2)} ; \quad (I9)$$

при расчете потерь газа в виде выдуваемого конденсата по формуле (I0) :

$$\sigma_{\Pi_2} = \sqrt{\frac{2(C_1' + N_2')^2}{(C_1'' - C_1' + N_2'' - N_2')^2} \sigma_{(C_1' + N_2')}^2 + \sigma_B^2} ; \quad (20)$$

при расчете утечек газа из газопровода по формуле (II) :

$$\sigma_{\Pi_{12}} = \sqrt{\sigma_{P_{cp}}^2 + \sigma_{T_{cp}}^2 + \sigma_{z_{cp}}^2} ; \quad (21)$$

где
$$\sigma_{T_{cp}}^2 = \frac{T_{ncp} \cdot \sigma_{T_{ncp}}^2 + 4 T_{kcp} \cdot \sigma_{T_{kcp}}^2}{9 T_{cp}^2} ; \quad (22)$$

$$\sigma_{P_{cp}}^2 = \frac{1}{4} \left(\frac{P_{ncp}}{P_{cp}} \sigma_{P_{ncp}}^2 + \frac{P_{kcp}}{P_{cp}} \sigma_{P_{kcp}}^2 \right) ; \quad (23)$$

при расчете объема потерь газа, связанных с опорожнением участка газопровода, по формуле (16) настоящего документа:

$$\sigma_{ПМ} = \sqrt{\sigma_{Тср}^2 + \frac{P_1^2 Z_1^2 (\sigma_{P_1}^2 + \sigma_{Z_1}^2) + P_2^2 Z_2^2 (\sigma_{P_2}^2 + \sigma_{Z_2}^2)}{(P_1 Z_1 - P_2 Z_2)^2}} \quad (24)$$

5.5. Среднеквадратическая погрешность при определении объема потерь нефтяного газа по объекту находится по выражению:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum \pi_i \sigma_i}{\sum \pi_i}} \quad (25)$$

Сводная таблица формул по определению объемов технологических потерь нефтяного газа и погрешностей определения дается в приложении 3 .

Пример расчета технологических потерь в приложении 4 .

Пример расчета погрешностей определения технологических потерь нефтяного газа в приложении 5 .

6. ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1. Природные углеводородные газы не оказывают токсического действия на организм человека, но при высоких концентрациях вызывают отравления, связанные с асфиксией из-за недостатка кислорода.

6.2. Углеводороды природных газов в организме человека не кумулируются.

6.3. Предельно допустимая концентрация (ПДК) углеводородов газа в воздухе рабочей зоны равна 300 мг/м^3 в пересчете на углерод (ГОСТ 12.1.005-76) /7/.

Определение содержания углеводородов в воздухе рабочей зоны может производиться стационарными или переносными газоанализаторами типа УГ-2, ГХ-4, ТГ-5 или другими анализаторами для контроля содер-

жания углеводородов в воздухе рабочей зоны.

6.4. Углеводороды природных газов в воздушной среде токсичных соединений не образуют.

6.5. Для обеспечения безопасности работающих вся аппаратура и оборудование должны быть герметичными, производственные помещения обеспечены вентиляцией по ГОСТ 12.4.021-75. Другие меры и средства защиты работающих от воздействия природного газа, требования к личной гигиене работающих регламентируются "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", "Правилами безопасности при эксплуатации газоперерабатывающих заводов", утвержденными Госгортехнадзором СССР.

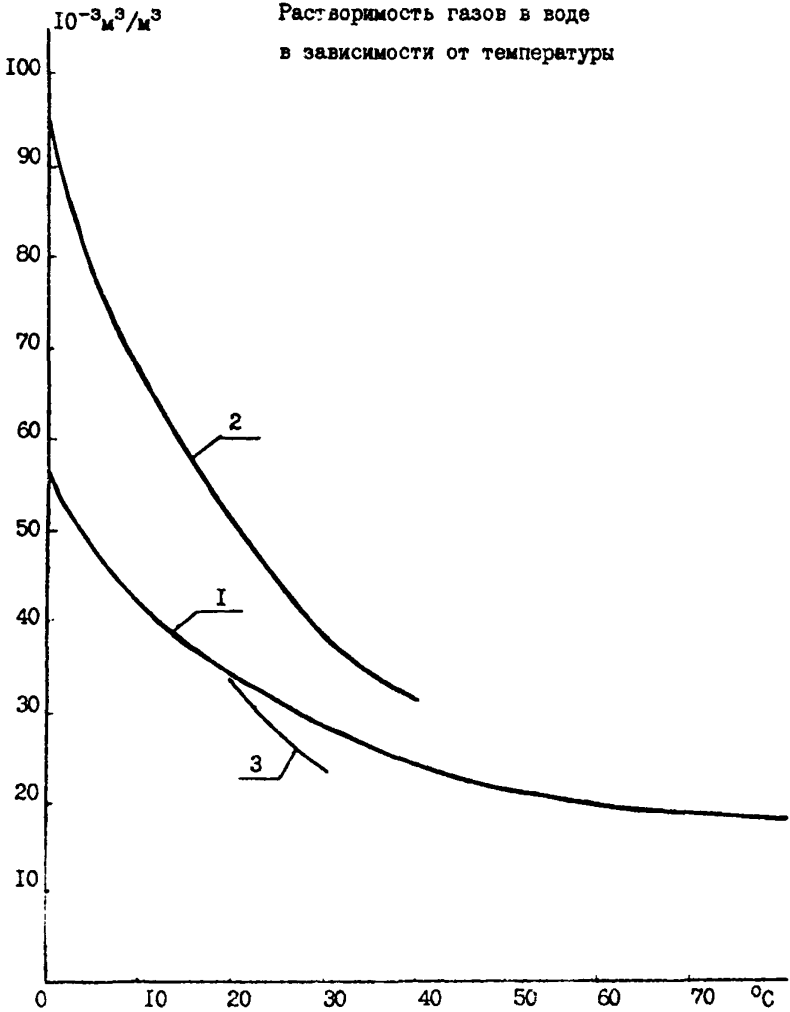
6.6. Природные горючие газы относятся к группе горючих веществ, способных образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

Концентрационные пределы воспламенения (по метану) в смеси с воздухом (объемн.%) : нижний-5, верхний- 15; для природного газа конкретного состава концентрационные пределы воспламенения определяют в соответствии с ГОСТ 12.1.039-62 /9/.

Приложение I

ГРАФИКИ РАСТВОРИМОСТИ ГАЗОВ
В ВОДЕ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДАВЛЕНИЯ
И ТЕМПЕРАТУРЫ

Растворимость газов в воде
в зависимости от температуры



1-растворимость метана, 2-этана, 3-пропана

Рис. 2.

Зависимость снижения растворимости углеводородного газа в воде от её минерализации

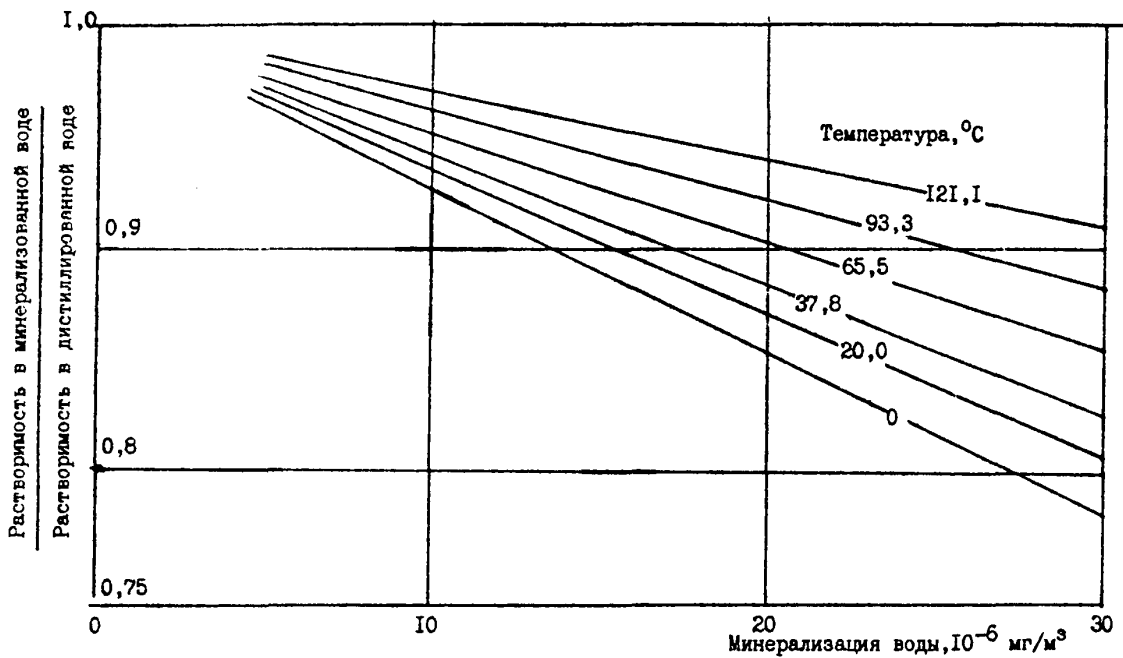


Рис. 3.

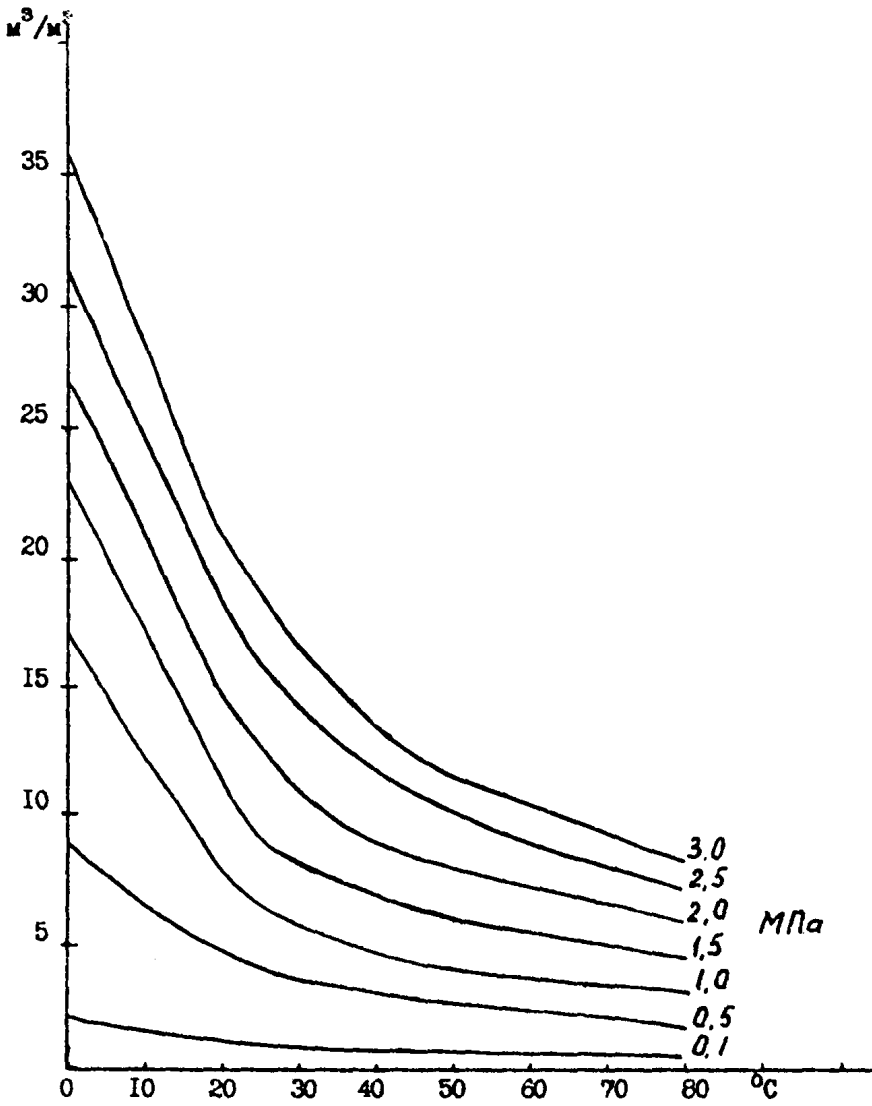
Растворимость CO_2 в воде

Рис. 4.

Растворимость CO₂ в воде

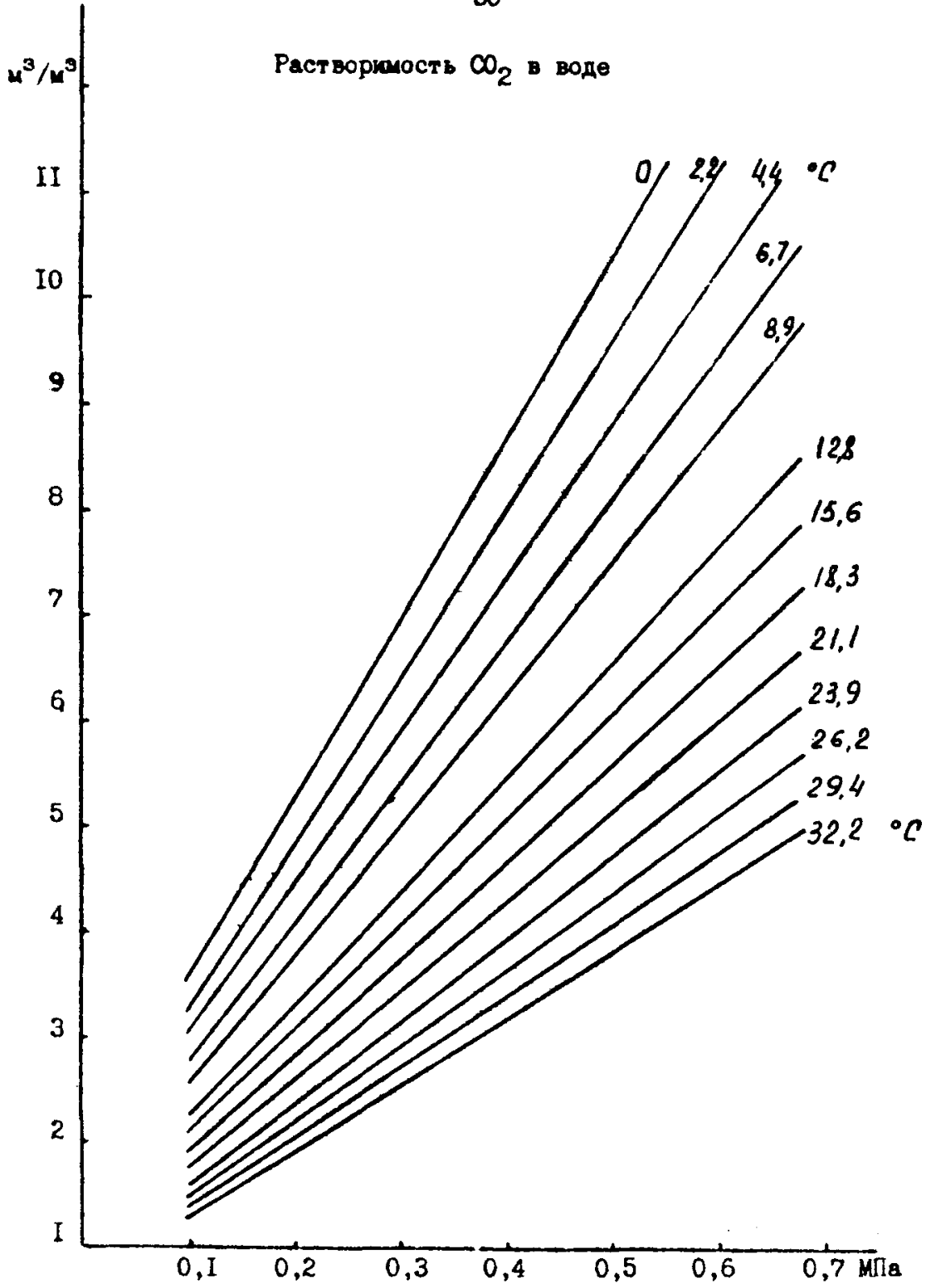


Рис. 5.

Растворимость сероводорода в воде

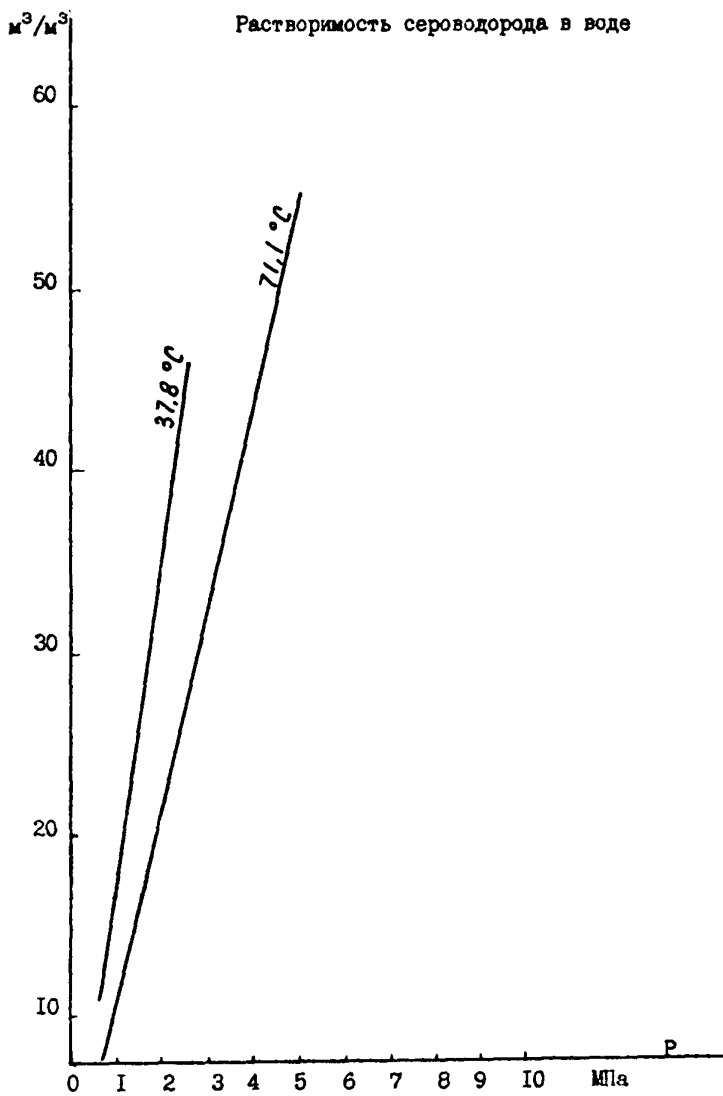


Рис. 6.

УДЕЛЬНЫЕ УТЕЧКИ ГАЗА ИЗ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОПРОВОДОВ (м³/км, сутки)

Таблица 5

$$P_{cp} = 0,147 \text{ МПа (1,5 кгс/см}^2\text{)}$$

Температура, :	Диаметр газопровода, мм									
	Т	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600
273	0,60	0,90	1,20	1,50	1,80	2,10	2,40	2,99	3,60	4,20
275	0,60	0,89	1,19	1,49	1,79	2,08	2,38	2,98	3,57	4,17
277	0,59	0,89	1,18	1,48	1,77	2,07	2,36	2,96	3,54	4,14
279	0,59	0,88	1,17	1,47	1,76	2,05	2,35	2,93	3,52	4,11
281	0,58	0,87	1,16	1,47	1,75	2,05	2,33	2,91	3,50	4,08
283	0,58	0,87	1,15	1,46	1,74	2,04	2,31	2,89	3,47	4,05
285	0,57	0,86	1,15	1,44	1,72	2,01	2,30	2,87	3,45	4,02
287	0,57	0,86	1,14	1,43	1,71	2,00	2,28	2,85	3,42	3,99
289	0,57	0,85	1,13	1,42	1,70	1,98	2,27	2,83	3,40	3,96
291	0,56	0,84	1,12	1,41	1,69	1,97	2,25	2,81	3,37	3,93
293	0,56	0,84	1,12	1,40	1,68	1,96	2,23	2,79	3,35	3,91
295	0,55	0,84	1,11	1,39	1,66	1,94	2,22	2,77	3,33	3,88
297	0,55	0,83	1,10	1,38	1,65	1,93	2,20	2,76	3,31	3,86

Продолжение табл. 5.

	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600	: 700
299	0,55	0,83	1,09	1,37	1,64	1,92	2,19	2,74	3,28	3,83
301	0,54	0,82	1,08	1,36	1,63	1,90	2,18	2,72	3,26	3,80
303	0,54	0,82	1,08	1,35	1,62	1,89	2,16	2,70	3,24	3,78
305	0,54	0,81	1,07	1,34	1,61	1,88	2,15	2,68	3,22	3,75
307	0,53	0,81	1,06	1,33	1,60	1,87	2,13	2,67	3,20	3,73
309	0,53	0,79	1,06	1,32	1,59	1,85	2,11	2,65	3,18	3,71
311	0,53	0,79	1,05	1,32	1,58	1,84	2,11	2,63	3,16	3,68
313	0,52	0,78	1,05	1,31	1,57	1,83	2,09	2,61	3,14	3,66
315	0,52	0,77	1,03	1,30	1,56	1,82	2,08	2,60	3,12	3,64

Таблица 6

$$\rho_{\text{ср}} = 0,196 \text{ МПа (2,0 кгс/см}^2\text{)}$$

Температура, :	Диаметр газопровода, мм									
	Т	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600
273	0,80	1,20	1,60	2,00	2,40	2,80	3,20	4,00	4,80	5,60
275	0,79	1,19	1,59	1,98	2,38	2,78	3,17	3,97	4,76	5,56
277	0,79	1,18	1,58	1,97	2,36	2,76	3,15	3,94	4,73	5,52
279	0,78	1,17	1,56	1,96	2,35	2,74	3,13	3,91	4,69	5,48
281	0,78	1,17	1,55	1,94	2,33	2,72	3,11	3,88	4,66	5,44
283	0,77	1,16	1,54	1,93	2,31	2,70	3,08	3,86	4,63	5,40
285	0,77	1,15	1,53	1,90	2,30	2,68	3,06	3,82	4,59	5,36
287	0,76	1,14	1,52	1,90	2,28	2,66	3,04	3,80	4,56	5,32
289	0,76	1,13	1,51	1,89	2,26	2,64	3,02	3,78	4,53	5,29
291	0,75	1,12	1,50	1,87	2,25	2,62	3,00	3,75	4,50	5,25
293	0,74	1,12	1,49	1,86	2,23	2,61	2,98	3,72	4,47	5,21
295	0,73	1,11	1,48	1,85	2,22	2,59	2,96	3,70	4,44	5,18
297	0,73	1,10	1,47	1,84	2,20	2,57	2,94	3,67	4,41	5,14
299	0,73	1,09	1,46	1,82	2,19	2,55	2,92	3,65	4,38	5,11

Продолжение табл.6.

	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600	: 700
301	0,73	1,09	1,45	1,81	2,18	2,54	2,90	3,63	4,35	5,08
303	0,72	1,08	1,44	1,80	2,16	2,52	2,88	3,60	4,32	5,04
305	0,72	1,07	1,43	1,79	2,15	2,50	2,86	3,58	4,29	5,01
307	0,71	1,07	1,42	1,78	2,13	2,49	2,84	3,55	4,27	4,98
309	0,71	1,06	1,41	1,77	2,12	2,47	2,83	3,53	4,24	4,94
311	0,70	1,05	1,40	1,75	2,11	2,46	2,80	3,51	4,21	4,91
313	0,70	1,04	1,39	1,74	2,09	2,44	2,79	3,49	4,18	4,88
315	0,69	1,04	1,39	1,73	2,08	2,42	2,77	3,46	4,16	4,85

82

Таблица 7

 $\rho_{ср} = 0,245 \text{ МПа (2,5 кгс/см}^2\text{)}$

Температура, :	Диаметр газопровода, мм									
T	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600	: 700
273	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00	3,50	4,00	5,00	6,00	7,00
275	0,99	1,49	1,98	2,48	2,98	3,47	3,97	4,96	5,95	6,94
277	0,98	1,48	1,97	2,46	2,95	3,45	3,94	4,92	5,91	6,89
279	0,98	1,47	1,96	2,44	2,93	3,42	3,91	4,89	5,87	6,84
281	0,97	1,46	1,94	2,43	2,91	3,40	3,88	4,85	5,83	6,80
283	0,96	1,45	1,93	2,41	2,89	3,38	3,86	4,82	5,78	6,75
285	0,96	1,44	1,91	2,39	2,87	3,35	3,83	4,79	5,74	6,70
287	0,95	1,43	1,90	2,38	2,85	3,33	3,80	4,75	5,70	6,65
289	0,94	1,42	1,89	2,36	2,83	3,30	3,78	4,72	5,66	6,61
291	0,94	1,41	1,87	2,34	2,81	3,28	3,75	4,69	5,62	6,56
293	0,93	1,40	1,86	2,33	2,79	3,26	3,72	4,66	5,59	6,52
295	0,92	1,39	1,85	2,31	2,77	3,24	3,70	4,62	5,55	6,47
297	0,92	1,38	1,84	2,30	2,76	3,21	3,67	4,59	5,51	6,43
299	0,91	1,37	1,82	2,28	2,74	3,19	3,65	4,56	5,47	6,39

Продолжение табл. 7.

	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600	: 700
301	0,91	1,36	1,81	2,27	2,72	3,17	3,63	4,53	5,44	6,34
303	0,90	1,35	1,80	2,25	2,70	3,15	3,60	4,50	5,40	6,30
305	0,89	1,34	1,79	2,24	2,68	3,13	3,58	4,47	5,37	6,26
307	0,89	1,33	1,78	2,22	2,67	3,11	3,55	4,44	5,33	6,22
309	0,88	1,32	1,77	2,21	2,65	3,09	3,53	4,41	5,30	6,18
311	0,88	1,32	1,75	2,19	2,63	3,07	3,50	4,39	5,26	6,14
313	0,87	1,31	1,74	2,18	2,61	3,05	3,49	4,37	5,23	6,10
315	0,87	1,30	1,73	2,16	2,60	3,03	3,46	4,33	5,20	6,06

Таблица 8.

$$P_{cp} = 0,294 \text{ МПа (3,0 кгс/см}^2\text{)}$$

Температура, :	Диаметр газопровода, мм									
	Т	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600
273	1,20	1,80	2,40	3,00	3,60	4,20	4,80	6,00	7,19	8,39
275	1,19	1,79	2,38	2,98	3,57	4,17	4,76	5,95	7,14	8,33
277	1,18	1,77	2,36	2,95	3,55	4,14	4,73	5,91	7,09	8,27
279	1,17	1,76	2,35	2,93	3,52	4,11	4,69	5,87	7,04	8,21
281	1,17	1,75	2,33	2,91	3,50	4,08	4,66	5,83	6,99	8,16
283	1,16	1,74	2,31	2,89	3,47	4,05	4,63	5,78	6,94	8,09
285	1,15	1,72	2,30	2,87	3,45	4,02	4,59	5,74	6,89	8,04
287	1,14	1,71	2,28	2,85	3,42	3,99	4,56	5,70	6,84	7,98
289	1,13	1,70	2,27	2,83	3,40	3,96	4,53	5,66	6,80	7,93
291	1,12	1,69	2,25	2,81	3,37	3,94	4,50	5,62	6,75	7,87
293	1,12	1,68	2,23	2,79	3,35	3,91	4,47	5,59	6,70	7,82
295	1,11	1,66	2,22	2,77	3,33	3,88	4,44	5,55	6,66	7,77
297	1,10	1,65	2,20	2,76	3,31	3,86	4,41	5,51	6,61	7,72
299	1,09	1,64	2,19	2,74	3,28	3,83	4,38	5,47	6,57	7,66

Продолжение табл. 8.

	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600	: 700
301	1,09	1,63	2,18	2,72	3,26	3,81	4,35	5,44	6,53	7,61
303	1,08	1,62	2,16	2,70	3,24	3,78	4,32	5,40	6,48	7,56
305	1,07	1,61	2,15	2,68	3,22	3,76	4,29	5,37	6,44	7,51
307	1,07	1,60	2,13	2,67	3,20	3,73	4,27	5,33	6,40	7,46
309	1,06	1,59	2,12	2,65	3,18	3,71	4,24	5,30	6,36	7,42
311	1,05	1,58	2,11	2,63	3,16	3,68	4,21	5,26	6,32	7,37
313	1,05	1,57	2,09	2,61	3,14	3,66	4,18	5,23	6,28	7,32
315	1,04	1,56	2,08	2,60	3,12	3,64	4,16	5,20	6,24	7,27

Таблица 9

$$P_{cp} = 0,343 \text{ МПа (3,5 кгс/см}^2\text{)}$$

Температура, :	Диаметр газопровода, мм									
	Т	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600
273	1,40	2,10	2,80	3,50	4,20	4,90	5,60	7,00	8,39	9,79
275	1,39	2,08	2,78	3,47	4,17	4,86	5,56	6,94	8,33	9,72
277	1,38	2,07	2,76	3,45	4,14	4,83	5,52	6,89	8,27	9,65
279	1,37	2,05	2,74	3,42	4,11	4,79	5,48	6,84	8,21	9,58
281	1,36	2,04	2,72	3,40	4,08	4,76	5,44	6,80	8,16	9,51
283	1,35	2,02	2,70	3,37	4,05	4,72	5,40	6,75	8,10	9,45
285	1,34	2,01	2,68	3,35	4,02	4,69	5,36	6,70	8,04	9,38
287	1,33	2,00	2,66	3,33	3,99	4,66	5,32	6,65	7,98	9,32
289	1,32	1,98	2,64	3,30	3,96	4,63	5,29	6,61	7,93	9,25
291	1,31	1,97	2,62	3,28	3,94	4,59	5,25	6,56	7,87	9,19
293	1,30	1,96	2,61	3,26	3,91	4,56	5,21	6,52	7,82	9,12
295	1,29	1,94	2,59	3,24	3,88	4,53	5,18	6,47	7,77	9,06
297	1,29	1,93	2,57	3,21	3,86	4,50	5,14	6,43	7,72	9,00
299	1,28	1,92	2,55	3,19	3,83	4,47	5,11	6,39	7,66	8,94

Продолжение табл. 9

	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600	: 700
301	1,27	1,90	2,54	3,17	3,81	4,44	5,08	6,34	7,31	8,88
303	1,26	1,89	2,52	3,15	3,78	4,41	5,04	6,30	7,56	8,82
305	1,25	1,88	2,50	3,13	3,76	4,38	5,00	6,26	7,51	8,77
307	1,24	1,87	2,49	3,11	3,73	4,35	4,98	6,22	7,46	8,71
309	1,24	1,85	2,47	3,09	3,71	4,33	4,94	6,18	7,42	8,65
311	1,23	1,84	2,45	3,07	3,68	4,30	4,91	6,14	7,37	8,60
313	1,22	1,83	2,44	3,05	3,66	4,27	4,88	6,10	7,32	8,54
315	1,21	1,82	2,42	3,03	3,63	4,24	4,85	6,06	7,26	8,49

Таблица 10

$$P_{cp} = 0,392 \text{ МПа (4,0 кгс/см}^2\text{)}$$

Температура, :	Диаметр газопровода, мм										
Т	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600	: 700	
273	1,60	2,40	3,20	4,00	4,80	5,60	6,40	8,00	9,59	11,19	
275	1,59	2,38	3,17	3,97	4,76	5,56	6,35	7,94	9,52	11,11	
277	1,58	2,36	3,15	3,94	4,73	5,52	6,30	7,88	9,45	11,03	
279	1,56	2,35	3,13	3,91	4,69	5,48	6,26	7,82	9,39	10,95	
281	1,55	2,33	3,11	3,88	4,66	5,44	6,21	7,77	9,32	10,87	
283	1,54	2,31	3,08	3,86	4,63	5,40	6,17	7,71	9,25	10,80	
285	1,53	2,30	3,06	3,83	4,59	5,36	6,13	7,66	9,19	10,72	
287	1,52	2,28	3,04	3,80	4,56	5,32	6,08	7,60	9,13	10,65	
289	1,51	2,27	3,02	3,78	4,53	5,29	6,04	7,55	9,06	10,57	
291	1,50	2,25	3,00	3,75	4,50	5,25	6,00	7,50	9,00	10,50	
293	1,49	2,23	2,98	3,72	4,47	5,21	5,96	7,45	8,94	10,43	
295	1,48	2,22	2,96	3,70	4,44	5,18	5,92	7,40	8,88	10,36	
297	1,47	2,20	2,94	3,68	4,41	5,14	5,88	7,35	8,82	10,29	
299	1,46	2,19	2,92	3,65	4,38	5,11	5,84	7,30	8,75	10,22	

Продолжение табл. 10

	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600	: 700
301	1,45	2,18	2,90	3,63	4,35	5,08	5,80	7,25	8,70	10,15
303	1,44	2,16	2,88	3,60	4,32	5,04	5,76	7,20	8,64	10,08
305	1,43	2,15	2,86	3,58	4,29	5,01	5,72	7,16	8,59	10,02
307	1,42	2,13	2,84	3,55	4,27	4,98	5,69	7,11	8,53	9,95
309	1,41	2,12	2,83	3,53	4,24	4,94	5,65	7,06	8,48	9,89
311	1,40	2,11	2,81	3,51	4,21	4,91	5,61	7,02	8,42	9,82
313	1,39	2,09	2,79	3,49	4,18	4,88	5,58	6,97	8,37	9,76
315	1,39	2,08	2,77	4,46	4,16	4,85	5,54	6,93	8,31	9,70

Таблица II

$$P_{cp} = 0,490 \text{ МПа (5,0 кгс/см}^2\text{)}$$

Температура, :	Диаметр газопровода, мм									
	Т	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600
273	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	7,99	9,99	11,99	13,99
275	1,98	2,98	3,97	4,96	5,96	6,94	7,94	9,92	11,90	13,89
277	1,97	2,95	3,94	4,92	5,91	6,89	7,88	9,85	11,82	13,79
279	1,96	2,93	3,91	4,89	5,87	6,84	7,82	9,78	11,73	13,69
281	1,94	2,91	3,88	4,85	5,83	6,80	7,77	9,71	11,65	13,59
283	1,93	2,89	3,86	4,82	5,78	6,75	7,71	9,64	11,57	13,50
285	1,91	2,87	3,83	4,79	5,74	6,70	7,66	9,57	11,49	13,40
287	1,90	2,85	3,80	4,75	5,70	6,65	7,60	9,51	11,41	13,31
289	1,89	2,83	3,78	4,72	5,66	6,61	7,55	9,44	11,33	13,22
291	1,87	2,81	3,75	4,69	5,62	6,56	7,50	9,38	11,25	13,13
293	1,86	2,79	3,72	4,66	5,59	6,52	7,45	9,31	11,17	13,04
295	1,85	2,77	3,70	4,62	5,55	6,47	7,40	9,25	11,10	12,95
297	1,84	2,76	3,67	4,59	5,51	6,43	7,35	9,19	11,02	12,86
299	1,83	2,74	3,65	4,56	5,47	6,39	7,30	9,12	10,95	12,77

Продолжение табл. II

	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600	: 700
301	1,81	2,72	3,63	4,53	5,44	6,34	7,25	9,06	10,88	12,69
303	1,80	2,70	3,60	4,50	5,40	6,30	7,20	9,00	10,80	12,61
305	1,79	2,68	3,58	4,47	5,37	6,26	7,16	8,95	10,73	12,52
307	1,78	2,67	3,55	4,44	5,33	6,22	7,11	8,89	10,66	12,44
309	1,77	2,65	3,53	4,41	5,30	6,18	7,06	8,83	10,59	12,36
311	1,75	2,63	3,51	4,39	5,26	6,14	7,02	8,77	10,53	12,28
313	1,74	2,61	3,49	4,36	5,23	6,10	6,97	8,72	10,46	12,20
315	1,73	2,60	3,46	4,33	5,20	6,06	6,93	8,66	10,39	12,12

Таблица 12

$$P_{cp} = 0,588 \text{ МПа (6,0 кгс/см}^2\text{)}$$

Температура, :	Диаметр газопровода, мм										
	T	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600	: 700
273	2,40	3,60	4,80	6,00	7,19	8,39	9,59	11,99	14,39	16,79	
275	2,38	3,57	4,76	5,95	7,14	8,33	9,52	11,90	14,29	16,67	
277	2,36	3,55	4,73	5,91	7,09	8,27	9,45	11,82	14,18	16,55	
279	2,35	3,52	4,69	5,87	7,04	8,21	9,39	11,73	14,07	16,43	
281	2,33	3,50	4,66	5,83	6,99	8,16	9,32	11,65	13,98	16,31	
283	2,31	3,47	4,63	5,78	6,94	8,10	9,25	11,57	13,88	16,19	
285	2,30	3,45	4,59	5,74	6,89	8,03	9,19	11,49	13,78	16,08	
287	2,28	3,42	4,56	5,70	6,84	7,98	9,13	11,41	13,69	15,97	
289	2,27	3,40	4,53	5,66	6,80	7,93	9,06	11,33	13,59	15,86	
291	2,25	3,37	4,50	5,62	6,75	7,87	9,00	11,25	13,50	15,75	
293	2,23	3,35	4,47	5,59	6,70	7,82	8,94	11,17	13,41	15,64	
295	2,22	3,33	4,44	5,55	6,66	7,77	8,88	11,10	13,32	15,54	
297	2,20	3,31	4,41	5,51	6,61	7,72	8,82	11,02	13,23	15,40	
299	2,19	3,28	4,38	5,47	6,57	7,66	8,76	10,95	13,14	15,33	

Продолжение табл.12

	: 100	: 150	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600	: 700
301	2,18	3,26	4,35	5,44	6,53	7,61	8,70	10,88	13,05	15,23
303	2,16	3,24	4,32	5,40	6,48	7,56	8,64	10,80	12,97	15,13
305	2,15	3,22	4,29	5,37	6,44	7,51	8,59	10,73	12,88	15,03
307	2,13	3,20	4,27	5,33	6,40	7,46	8,53	10,66	12,80	14,94
309	2,12	3,18	4,24	5,30	6,36	7,42	8,48	10,59	12,71	14,83
311	2,11	3,16	4,21	5,26	6,32	7,37	8,42	10,53	12,63	14,74
313	2,09	3,14	4,18	5,23	6,28	7,32	8,37	10,46	12,55	14,64
315	2,08	3,12	4,16	5,20	6,24	7,27	8,31	10,39	12,47	14,55

ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПОТЕРЬ НЕВЯЯНОГО ГАЗА

Таблица 13

Наименование	Формула	№	Средняя квадратическая	№
потерь	объема	фор-	погрешность	формулы
		мулы		
1	2	3	4	5

Объем потерь при стравли-
вании газа из скважины

$$\Pi_1 = \frac{V(\rho_{ср} - 1) 2930}{T_{ср}} \quad (1)$$

$$\rho_{ср} = \frac{p_4 + p_3}{2} \quad (2)$$

$$T_{ср} = \frac{T_4 + T_3}{2} \quad (3)$$

$$\sigma_{\Pi_1} = \sqrt{\sigma_p^2 + \sigma_T^2} \quad (17)$$

Объем потерь при разрядке
аппарата

$$\Pi_2 = \frac{V \cdot p \cdot 2930}{T} \quad (4)$$

Расход газа на проверку
работоспособности предох-
ранительного клапана

$$\Pi_3 = 35,7 \cdot 10^3 F \alpha \cdot p \sqrt{\frac{1}{T \rho}} \quad (5)$$

при $\frac{p}{p_0} > 1,82$

$$\sigma_{\Pi_3} = \sqrt{\sigma_p^2 + \frac{1}{4}(\sigma_T^2 + \sigma_\rho^2)} \quad (18)$$

1	:	2	:	3	:	4	:	5
---	---	---	---	---	---	---	---	---

$$\Pi_3 = 16361,87F \alpha \sqrt{\frac{T}{\rho}} \sqrt{D(D-1)} \quad (6) \quad \sigma_{\Pi_3} = \frac{1}{2} \sqrt{\sigma_T^2 + \sigma_\rho^2 + 4,7852 \cdot 10^3 \left(1 - \frac{D}{D-1}\right)^2 \left(\frac{D}{D-1}\right)^2 (\sigma_D^2 + \sigma_{D-1}^2)} \quad (19)$$

$$D = \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)^{0,21875} \quad (7)$$

$$\text{при } \frac{\rho}{\rho_0} \leq 1,82$$

$$\rho = \frac{M}{24,04} \quad (8)$$

Потери газа в виде выдуваемого в атмосферу конденсата, определяемые косвенным методом по изменению концентрации метана и азота.

$$\Pi_8 = \left(1 - \frac{C'_1 + N'_2}{C''_1 + N''_2}\right) G$$

$$(10) \quad \sigma_{\Pi_8} = \sqrt{\frac{2(C'_1 + N'_2)^2}{(C''_1 + N''_2 - C'_1 - N'_2)^2} \sigma_G^2 + \sigma_G^2} \quad (20)$$

Утечки из линейной части газопроводов

$$\Pi_{12} = \frac{11135 D \rho_{cp} L \tau}{T_{cp} Z_{cp}}$$

$$(11) \quad \sigma_{\Pi_{12}} = \sqrt{\sigma_{\rho_{cp}}^2 + \sigma_{T_{cp}}^2 + \sigma_{Z_{cp}}^2} \quad (21)$$

1	:	2	:	3	:	4	:	5
---	---	---	---	---	---	---	---	---

$$T_{\text{ср}} = \frac{1}{3} T_{\text{нср}} + \frac{2}{3} T_{\text{кср}} \quad (12) \quad \sigma_{T_{\text{ср}}} = \frac{T_{\text{нср}}^2 \sigma_{T_{\text{нср}}}^2 + 4 T_{\text{кср}}^2 \sigma_{T_{\text{кср}}}^2}{9 T_{\text{ср}}^2} \quad (22)$$

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} (P_{\text{нср}} + \frac{P_{\text{кср}}}{P_{\text{нср}} + P_{\text{кср}}}) \quad (13) \quad \sigma_{P_{\text{ср}}} = \frac{1}{4} (\frac{P_{\text{нср}}^2}{P_{\text{ср}}^2} \sigma_{P_{\text{нср}}}^2 + \frac{P_{\text{кср}}^2}{P_{\text{ср}}^2} \sigma_{P_{\text{кср}}}^2) \quad (23)$$

$$\text{при } P_{\text{н}} \leq 2P_{\text{к}} \quad P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{нср}} + P_{\text{кср}}}{2} \quad (14)$$

Потери газа при капиталь-
ном ремонте газопроводов

$$\Pi_{13} = 2836 \frac{V P_{\text{ср}}}{T_{\text{ср}} Z_{\text{ср}}} \quad (15)$$

Потери газа при текущем
ремонте газопроводов

$$\Pi_{14} = 2836 \frac{V}{T_{\text{ср}}} \left(\frac{P_1}{Z_1} - \frac{P_2}{Z_2} \right) \quad (16) \quad \sigma_{\Pi_{14}} = \sqrt{\frac{P_1^2 Z_1^2 (\sigma_{P_1}^2 + \sigma_{Z_1}^2) + P_2^2 Z_2^2 (\sigma_{P_2}^2 + \sigma_{Z_2}^2)}{(P_1 Z_1 - P_2 Z_2)^2}} \quad (24)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum \Pi_i \sigma_i}{\sum \Pi_i}} \quad (25)$$

ПРИМЕР РАСЧЕТА ОБЪЕМА
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕУГЯНОГО
ГАЗА

Схема сбора нефти и газа

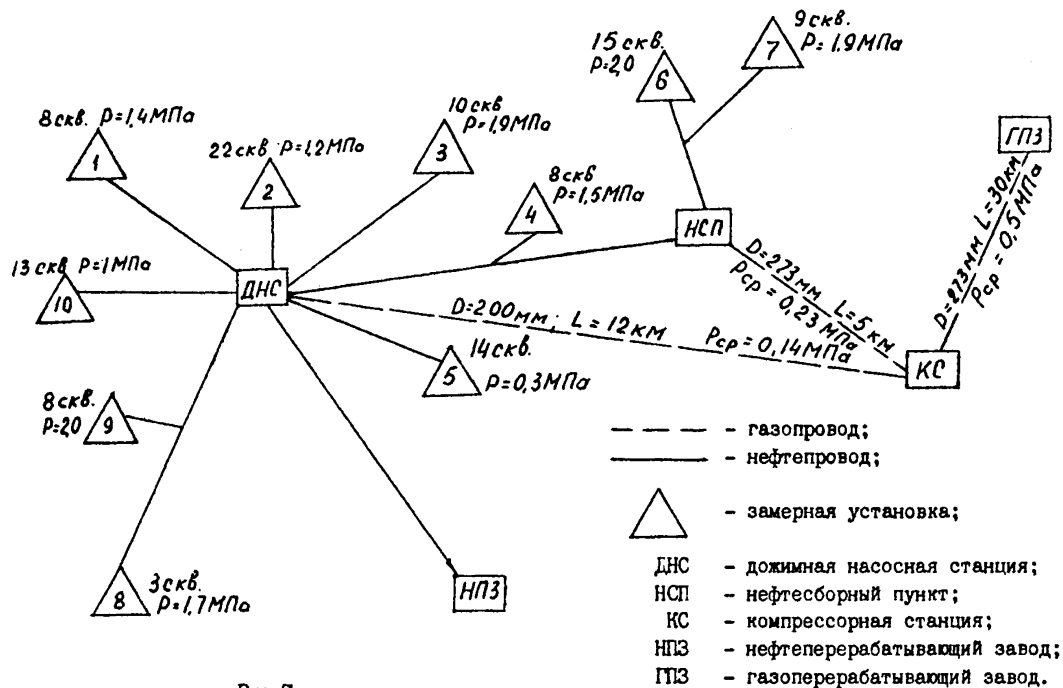


Рис.7.

Технологическая схема дожимной насосной станции

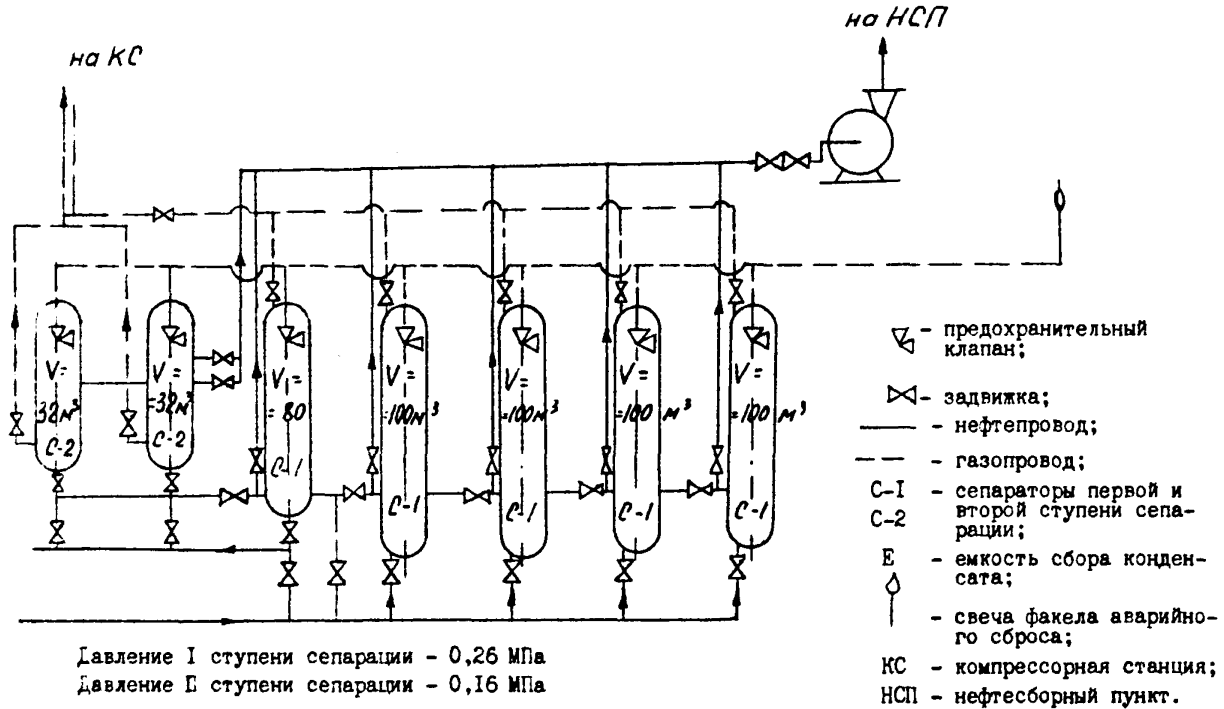


Рис. Е.

Технологическая схема нефтесборного пункта

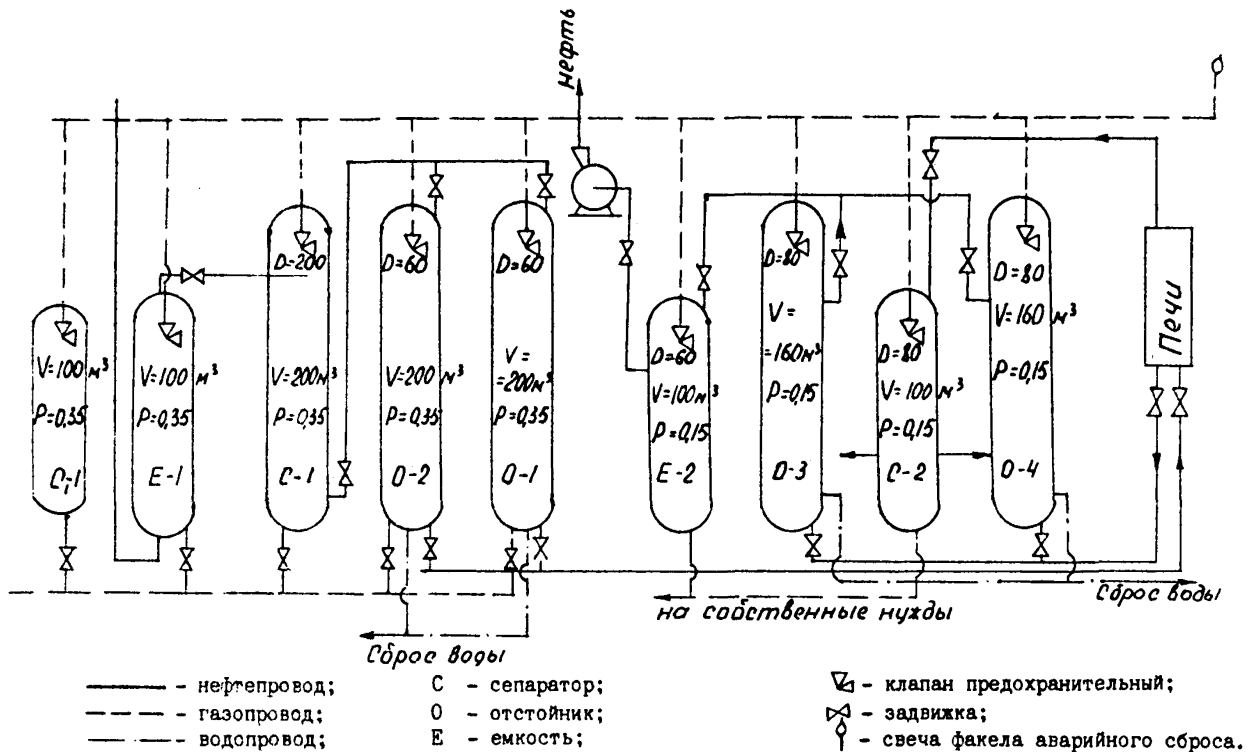
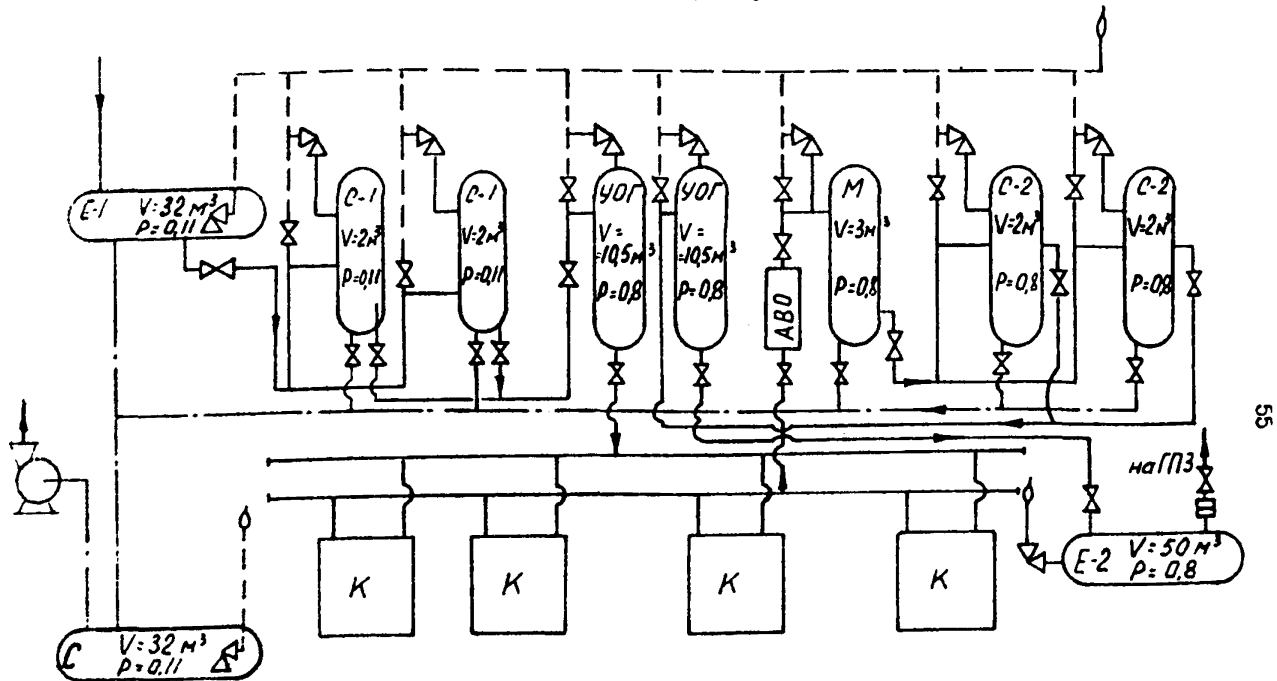


Рис. 9.

Технологическая схема компрессорной станции



- К - компрессор;
- газопровод;
- - - газопровод аварийного сброса газа;
- - - конденсатопровод;
- АВО - аппарат воздушного охлаждения;
- С-1, С-2 - сепараторы;
- М - маслоотделитель;
- Е-1, Е-2 - каплеуловители;
- С - емкость сбора конденсата;
- УСТ - установка осушки газа;
- УЗМ - узел замера газа.

Рис. 10.

Таблица I4

Технологические потери нефтяного газа по объектам

Наименование и характеристика объекта	Кол-: во	Состав потерь или операция	Кол-: во	Формула для опре- деления потерь	Удельные потери, м ³	∑ потерь за год м ³
I	2	3	4	5	6	7
I. Потери по нефтяным скважинам						
Нефтяные скважины	II0	Ремонт	I70	(I)		
Давление в колонне $P_{ср} = 1,4$ МПа					159,16	27057,20
Гидродинамический уровень, $H = 1000$ м						
Диаметр эксплуатационной колонны $D = 0,127$ м						56
Температура в колонне $T_{ср} = 303$ К						
					27057,20	
2. Потери на замерных установках "Спутник"						
Сепаратор замерной $V = 1$ м ³ . $P_{ср} = 1,51$ МПа $T_{ср} = 303$ К		Ревизия предохранительного клапана в том числе освиде- тельствование аппарата	20 5	(4)	14,41	288,17

Продолжение табл. I4.

I	: 2 :	3	: 4 :	5	: 6 :	7
Предохранительный клапан $D = 0,05 \text{ м}, \alpha = 0,70$ $P_{\text{ср}} = 1,5 \text{ МПа } T_{\text{ср}} = 303 \text{ К}$ $\rho \text{ газа} = 1,37 \text{ кг/м}^3$		Проверка работоспособности I раз в сутки в течение 3 с	3650	(5)	10,89	39748,50
						$\Sigma = 40036,17$
3. Технологические потери по дожимной насосной станции						
Сепараторы 1) $V = 32 \text{ м}^3, P = 0,16 \text{ МПа}$ $T = 303 \text{ К};$ D отсекаемого трубопровода $0,1 \text{ м}$ L трубопровода $= 1 \text{ м}$ Предохранительный клапан $D = 0,1 \text{ м}, \alpha = 0,70$ 2) $V = 80 \text{ м}^3, P = 0,26 \text{ МПа}$ $T = 303 \text{ К};$ D отсекаемого трубопровода $= 0,1 \text{ м}$ L отсекаемого трубопровода $= 1 \text{ м}$	2	Ревизия предохранительного клапана Проверка работоспособности предохранительного клапана I раз в неделю летом, ежедневно - зимой в течение 3 с Освидетельствование аппарата и ревизия предохранительного клапана	4 420 2	(4) (5) (4)	49,52 0,92 201,18	198,09 368,08 402,36
						57

Продолжение табл. I4.

I	: 2 :	3	: 4 :	5	: 6 :	7
D предохранительного клапана = 0,1 м; $\alpha = 0,70$		Проверка работоспособности предохранительного клапана I раз в неделю летом, зимой - ежедневно в течение 3 с	210	(5)	1,52	319,20
3) $V = 100 \text{ м}^3$; $P = 0,26 \text{ МПа}$ $T = 303 \text{ К}$ D отсекаемого трубопровода = 0,150 м L отсекаемого трубопровода = 1 м		Освидетельствование аппарата и ревизии предохранительного клапана Проверка работоспособности предохранительного клапана I раз в неделю	8	(4)	251,44	2011,52
D предохранительного клапана = 0,15 м; $\alpha = 0,70$ Факел аварийного сброса газа D свечи - 0,2 м		Проверка работоспособности предохранительного клапана I раз в неделю летом, зимой - ежедневно в течение 3 с Постоянное горение	840	(5)	2,08	1743,20
Кол. горелок - I Узел отбора проб газа V - объем пробоотборника = 0,003 м ³ T газа = 303 К Давление в месте отбора $P = 0,16 \text{ МПа}$	I	Отбор пробы	12		0,23	0,27
				Табл. 4		62000,00

 $\Sigma = 67062,30$

I	2	3	4	5	6	7
4. Технологические потери по нефтесборному пункту						
I. Сепараторы						
1) $V = 100 \text{ м}^3$; $P = 0,35 \text{ МПа}$ $T = 303 \text{ К}$ D отсекаемого трубопровода $= 0,150 \text{ м}$ L трубопровода = I м Клапан предохранительный $D = 0,15 \text{ м}$, $\alpha = 0,70$	2	Ревизия предохранительного клапана, в том числе освидетельствование аппарата Проверка работоспособности предохранительного клапана I раз в неделю летом, зимой — ежемесячно в течение 3 с.	4	(4)	138,65	554,60
2) $V = 200 \text{ м}^3$, $P = 0,35 \text{ МПа}$ $T = 303 \text{ К}$ D отсекаемого трубопровода $= 0,20 \text{ м}$ L трубопровода = I м Предохранительный клапан $D = 0,20 \text{ м}$; $\alpha = 0,70$ Клапан предохранительный $D 0,20 \text{ м}$; $\alpha = 0,70$	3	Ревизия предохранительного клапана, в том числе освидетельствование аппарата	6	(4)	677,00	4062,00
II. Предохранительные клапаны	I	Проверка работоспособности предохранительного клапана I раз в неделю летом, зимой — ежедневно, в течение 3 с	210	(5)	8,16	1713,60
1) $V = 0,08$; $P = 0,15 \text{ МПа}$, $T = 317 \text{ К}$, $\alpha = 0,70$	3	Проверка работоспособности предохранительного клапана I раз в неделю летом, зимой — ежедневно, в течение 3 с	630	(5)	1,77	1115,10

Продолжение табл. 14.

I	: 2 :	3	: 4 :	5	: 6 :	7
2) $D = 0,06$ м; $P = 0,15$ МПа $T = 317$ К; $\alpha = 0,70$	I	Проверка работоспособности предохранительного клапана I раз в неделю летом, зимой - ежедневно, в течение 3 с	210	(5)	0,99	207,90
III. Бакелы аварийного сброса						
D стояка = 0,2 м						
I горелка постоянного горения	I			Табл. 4		62000,00
IV. Отстойники						
$P = 0,35$ МПа						
$T = 303$ К						
$C_A = 3766$ м ³ /сутки						
Обводненность - 93 %						
$C_B = 3502$ м ³ /сутки						
Состав пробн газа						
$C_1 = 36$ %		Удельная растворимость газа в воде	27,6	Растворимость с учетом состава газа	9,93	
$C_2 = 11$ %			37,5		4,12	
$N_2 = 41$ %					5,24	

Продолжение табл. 14.

I	2	3	4	5	6	7
Минерализация пластовой воды $23 \text{ мг/л} \cdot 10^{-3}$		Растворимость газа с учетом минерализа- ции пластовой воды			$9,93 \cdot 0,87 = 8,63$ $4,12 \cdot 0,87 = 3,58$ $5,24 \cdot 0,87 = 4,55$	$16,76 \cdot 1000 \cdot 3502 \cdot$ $\cdot 365 = 21423,13$
					$= 16,76$ $\text{см}^3/\text{дм}^3 \text{ воды}$	
						$\Sigma = 93272,93$

5. Технологические потери по компрессорной станции

Сепараторы 1) $V = 2 \text{ м}^3$; $P = 0,8 \text{ МПа}$ $T = 303 \text{ К}$; D отсекаемого трубопро- вода = $0,08 \text{ м}$ L трубопровода = 1 м	2	Освидетельствование и ревизия предохра- нительного клапана	4	(4)	15,53	62,12
Предохранительный клапан D = $0,08 \text{ м}$ с клапана = $0,7$		Проверка работоспо- собности клапана 3 раза в сутки в те- чение 3 с	2190	(5)	4,24	9285,60

Продолжение табл. 14.

1	2	3	4	5	6	7
2) $V = 3 \text{ м}^3$; $P = 0,8 \text{ МПа}$ $T = 303 \text{ К}$ D отсекаемого трубопровода = $0,08 \text{ м}$ $L = 1 \text{ м}$ D предохранительного клапана = $0,08 \text{ м}$ $\alpha = 0,80$	I	Освидетельствование и ревизия предохранительного клапана	2	(4)	23,24	46,48
Проверка работоспособности клапана 3 раза в сутки в течение 3 с			I095	(5)	4,27	4675,65
3) $V = 10,5 \text{ м}^3$, $P = 0,8 \text{ МПа}$ $T = 303 \text{ К}$ D отсекаемого трубопровода = $0,08 \text{ м}$ $L = 1,5 \text{ м}$ Клапан предохранительный $D = 0,08 \text{ м}$ $\alpha = 0,70$		Освидетельствование и ревизия предохранительного клапана	2	(4)	81,29	162,58
Проверка работоспособности клапана 3 раза в сутки в течение 3 с				(5)	4,27	4675,65
4) $V = 50 \text{ м}^3$; $P = 0,8 \text{ МПа}$ $T = 303 \text{ К}$ D отсекаемого трубопровода = $0,08 \text{ м}$ $L = 1,5 \text{ м}$	I	Освидетельствование и ревизия предохранительного клапана	2	(4)	386,86	773,42

Продолжение табл. I4

1	2	3	4	5	6	7
Клапан предохранительный D = 0,08 м; $\alpha = 0,7$		Проверка работоспособности клапана 3 раза в сутки в течение 3 с	I095		4,27	4675,65
Факел аварийного сброса газа D свечи = 0,325 м I дежурная горелка	I	Факел постоянного горения	-	Табл. 4	-	62000,00
Узел отбора проб V - объем пробоотборника = 0,003 м ³ T = 303 К		Отбор проб				
Давление в месте отбора P = 0,8 МПа	I		I2		0,023	0,27
Клапан предохранительный D = 0,15 м T = 303 К P = 0,11 МПа $\alpha = 0,7$	5	Проверка работоспособности 3 раза в сутки в течение 3 с	5475	(5)	0,87	4763,25
Контрольно-измерительные приборы Узел учета	I	Замена камерной диафрагмы			60I, I	1803,30

Σ = 92989,67

Σ

I	: 2 :	3	: 4 :	5	: 6 :	7
6. Технологические потери по промышленным трубопроводам						
КС - ГПЗ						
$D = 0,273 \text{ м}$, $L = 30 \text{ км}$		Утечки из линейной части газопровода за счет негерметичности		(II)		
$P_n = 0,8 \text{ МПа}$, $P_k = 0,2 \text{ МПа}$,						
$P_{ср} = 0,5 \text{ МПа}$						
$T_n = 303 \text{ К}$, $T_k = 278 \text{ К}$						
Объем перекачки						
$G = 7,599 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}$	-		-		4,01 м/сут	43943,46
		Потери за счет конденсации			Выпадение конденсата не происходит, т.к. от КС поступает очищенный, сухой газ	
ДНС - КС						
$D = 0,2 \text{ м}$; $L = 12 \text{ км}$		Утечки из линейной части за счет негерметичности		(II)		
$P_n = 0,16 \text{ МПа}$; $P_k = 0,1 \text{ МПа}$,						
$P_{ср} = 0,14 \text{ МПа}$						
$T_n = 303 \text{ К}$; $T_k = 278 \text{ К}$						
Объем перекачки						
$G = 5,319 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}$			-		1,03	4506,92

Продолжение табл. I4.

1	2	3	4	5	6	7
7 конденсаторных проду- вается 1 раз в неделю Скорость течения газа по газо- проводу 5,37 м/с	Конденсация в газопрово- де углеводородного кон- денсата Конденсация водяных паров Продувка конденсато- оборников			(IO)	II5, I2 конденсата 72,65 м ³ воды в год	53181,82
КСП - КС D = 0,273 м; L = 5 км, Pн = 0,35 МПа, Pк = 0,11 МПа, Pср = 0,23 МПа Tн = 303 К; Tк = 276 К Объем перекачки G = 2,280 · 10 ⁶ м ³ /год	Утечки за счет негерме- тичности линейной части газопровода			(II)	I30	2380,22
1 конденсаторных продувается 1 раз в неделю Скорость течения газа по газо- проводу 1,236 м/с	Конденсация углеводород- ного конденсата Конденсация водяных па- ров Продувка конденсато- оборника		- -	(IO)	- 6,43 м ³ воды в год	-
			I2		3,2 /I6/	38,4
					Σ = 105212,82	

I	: 2 :	3	: 4 :	5	: 6 :	7
7. Потери в системе подачи газа для газлифта						
Напорный газопровод $D = 0,273$ м; $L = 12$ км $P_{ср} = 4,2$ МПа; $T_{ср} = 280$ К $\alpha_{ср} = 0,89$		Утечки за счет негерметичности линейной части газопровода		(II)		221936,81
Напорный газопровод $D = 0,273$ м; $L = (3+2)$ км $P_{ср} = 4,0$ МПа; $T_{ср} = 280$ К $Z_{ср} = 0,89$		Утечки за счет негерметичности линейной части газопровода		(II)		88070,15
						$\Sigma = 320006,96$

Добыча газа в год по месторождению составляет $7,6 \cdot 10^6$ м³
Технологические потери составят 735638,05 м³

$$\frac{0,74 \cdot 10^6 \cdot 100}{7,6 \cdot 10^6} = 9,73 \%$$

Таблица 15

Состав газа в начале и конце газопровода

Компоненты и технологические параметры газа	Усредненный состав (% об.) и место отбора проб	
	ДНС (выкид)	КС (прием)
N_2	41,51	42,12
CO_2	-	-
H_2	0,03	0,03
CH_4	35,85	36,98
C_2H_6	16,93	16,51
C_3H_8	0,73	0,65
и - C_4H_{10}	1,16	0,86
н - C_4H_{10}	2,45	1,82
и - C_5H_{12}	0,66	0,49
н - C_5H_{12}	0,44	0,35
C_6+	0,24	0,19
Давление, МПа	0,26	0,05-0,11
Температура, К	303	303

Таблица 16

Усредненный состав газа, подаваемого в
систему газлифта

Компоненты	Масса, %
CO_2	8,70
CH_4	65,33
C_2H_6	25,00
C_3H_8	0,65
C_4H_{10}	0,15
C_5H_{12}	0,17

Приложение 5

ПРИМЕР РАСЧЕТА ПОГРЕШНОСТЕЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМА
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТЯНОГО ГАЗА

Определение объема потерь газа на замерных установках "Спутник"

Условия: $P_{ср} = 1,51$ МПа; $T_{ср} = 303$ К; $V = 1$ м³.

Объем потерь состоит из объема газа, теряемого при проверке предохранительного клапана и разрядке аппарата для ревизии клапана на стенде.

Среднеквадратическая погрешность определения потерь при разрядке сепаратора находится по формуле (17):

$$\sigma_{п.} = \sqrt{\sigma_{p.}^2 + \sigma_T^2}.$$

Из /6/ находим среднеквадратическую погрешность измерения абсолютного давления:

$$\sigma_{p.} = \sqrt{\sigma_{p_s}^2 + \left(\sigma_{p_m} \frac{p_m}{p_0}\right)^2};$$

$$\sigma_{p_s} = \frac{50 \cdot \Delta P_s}{p_0};$$

$$\sigma_{p_m} = 0,5 \frac{p_{np}}{p_m} \cdot S_{p_m};$$

$$\Delta P_s = S_{p_m} \cdot p_{np} \cdot \frac{1}{100}.$$

На сепараторе установлен манометр класса точности 2,5 со шкалой до 2,0 МПа.

$$\sigma_{p_s} = \frac{50 \cdot 2,5 \cdot 2}{100 \cdot 1,51} = 1,656\%;$$

$$\sigma_{p_m} = 0,5 \frac{2}{(1,51 - 0,1)} \cdot 2,5 = 1,773\%;$$

$$\sigma_{p.} = \sqrt{1,656^2 + \left(1,773 \frac{1,51 - 0,1}{1,51}\right)^2} = 2,341\%.$$

Из /6/ находим среднеквадратическую погрешность измерения температуры:

$$\sigma_T = \frac{T_t}{T} S_t.$$

На сепараторе установлен термометр класса точности 2,5 со шкалой - 50 + 100 °С.

$$\sigma_T = 0,5 \frac{50 + 100}{303} 2,5 = 0,619 \% ;$$

$$\sigma_{\Pi} = \sqrt{2,341^2 + 0,619^2} = 2,421 \% .$$

Среднеквадратическая погрешность определения объема технологических потерь при проверке работоспособности предохранительного клапана находится по формуле (18):

$$\sigma_{\Pi,} = \sqrt{\sigma_p^2 + \frac{1}{4}(\sigma_T^2 + \sigma_p^2)}$$

при условиях $P_{ср} = 1,51 \text{ МПа}$; $T_{ср} = 303 \text{ К}$; $\rho = 1,37 \text{ кг/м}^3$:

$$\alpha = 0,7 ; \quad D = 0,05 \text{ м} .$$

По / 6/ рассчитываем среднеквадратическую относительную погрешность измерения плотности :

$$\sigma_p = \frac{1}{\rho} \left\{ \sum (\eta_i \rho_i)^2 \cdot (\sigma_p^2 + \sigma_{\eta_i}^2) \right\}^{0,5} .$$

Молярное содержание компонентов (η_i) берется по табл. 17, плотность индивидуальных компонентов из приложения 21 РД 50-213-80 .

$$\sigma_{\rho_i} = 50 \frac{\Delta \rho_i}{\rho_i} ,$$

где $\Delta \rho_i$ - максимальная абсолютная погрешность величины ρ_i , равная половине разряда последней значащей цифры в табличном значении ρ_i .

Среднеквадратические погрешности определений не превышают $\pm 10 \%$ при содержании компонента в смеси газа до 10% и $\pm 5 \%$ при содержании компонента в смеси газа свыше 10% .

Таблица 17

Расчет σ_p

Компонент	ρ_i	ρ_i , кг/м ³	$\frac{\Delta \rho_i \cdot 10^4}{\rho_i}$	$\frac{(\rho_i \rho_i)^2}{100 \cdot \rho_i^2} \cdot 10^{-4}$	$\sigma_{\rho_i}^{-4}$	$\frac{\sigma_{\rho_i}^{-4}}{5 \cdot 10^{-4}}$	$(\sigma_{\rho_i}^{-4} \cdot \rho_i) \cdot 10^{-4}$	$\frac{(\rho_i \rho_i)^2}{(\sigma_{\rho_i}^{-4} \cdot \rho_i)^2} \cdot 10^{-4}$	
N_2	0,4151	1,8890	2,65	61,49	1,75	25	-	26,75	16,45
H_2	0,0003	0,0837	59,74	0	-	-	100	-	-
CH_4	0,3585	0,6681	7,48	5,74	13,99	25	-	38,99	2,24
C_2H_6	0,1693	1,2600	3,97	4,55	3,94	25	-	28,94	1,32
C_3H_8	0,0073	1,8659	2,68	0,02	1,8	-	100	101,80	0,02
$i C_4H_{10}$	0,0116	2,4911	2,01	0,08	1,01	-	100	101,10	0,08
$n C_4H_{10}$	0,0245	2,4917	2,01	0,37	1,01	-	100	101,10	0,38
$i C_5H_{12}$	0,0066	3,1633	1,58	0,04	0,62	-	100	101,62	0,04
$n C_5H_{12}$	0,0044	3,1633	1,58	0,02	0,62	-	100	100,62	0,02
C_6+	0,0024	4,1679	1,20	0,01	0,36	-	100	100,36	0,02

В расчете принято $\Delta \rho_i = 5 \cdot 10^{-4}$;

$$\sigma_p = \frac{1}{1,37} \sqrt{20,56} = 3,31 \% .$$

Тогда

$$\sigma_{n_3} = 2,34^2 + \frac{1}{4} (0,619^2 + 3,31^2) = 2,89 \% .$$

Потери при ревизии предохранительного клапана составляют $288,17 \text{ м}^3/\text{год}$ при средней квадратической погрешности $\sigma_{n_1} = 2,42\%$.

Потери газа для проверки работоспособности предохранительных клапанов составляют $39748,5 \text{ м}^3$ при средней квадратической погрешности $\sigma_{n_2} = 2,89\%$.

Средняя квадратическая погрешность определения технологических потерь нефтяного газа на замерной установке "Спутник"

$$\sigma_n = \sqrt{\frac{(288,17 \cdot 2,42)^2 + (39748,5 \cdot 2,89)^2}{(288,17 + 39748,5)^2}} = 2,87\% .$$

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема. -М.: Издательство Стандартов, 1963.
2. ГОСТ 18917-73 Газы природные. Методы отбора проб. -М.: Изд-во Стандартов, 1973.
3. ГОСТ 11382-76. Газы нефтепереработки. Методы определения сероводорода. -М.: Изд-во Стандартов, 1976.
4. РД 39-1-353-80. Инструкция по определению газовых факторов и ресурсов нефтяного газа, извлекаемого из недр. -М.: ВНИИ, 1980.
5. СМ 56-60. Расчет факельных систем. -Тюмень, Гипротмен-нефтегаз, 1980.
6. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. -М.: Изд-во Стандартов, 1982.
7. ГОСТ 12.1.005-76. Воздух рабочей зоны. Общие стандартно-гигиенические требования. - М.: Изд.-во Стандартов, 1976.
8. ГОСТ 12.4.021-75. Системы вентиляционные. Общие требования. -М.: Изд-во Стандартов, 1975.
9. ГОСТ 12.1.039-82. Пожарная безопасность. Методы расчета пределов воспламенения газов и паров. -М.: Изд-во Стандартов, 1982.
10. ГОСТ 14920-79. Газ сухой. Метод определения компонентного состава. -М.: Изд-во Стандартов, 1979.
11. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. -М.: Недра, 1975.
12. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. В кн. Сборник правил и руководящих материалов по котлонадзору. - М.: Недра, 1977.

13. Кондратьева Т.Ф. Предохранительные клапаны. -Л.: Машиностроение, 1976.

14. Вольский Э.Л. Режим работы магистрального газопровода. -Л.: Недра, 1970.

15. *Engineering Data Book, 7-th ed, National Gasoline Supplymen, S. Association, Tulsa, Okla, 1957.*

16. Основные положения по нормированию расхода топлива, электрической и тепловой энергии в производстве. -М.: Изд. "Экономика", 1966.

17. Смирнов А.С. Добыча и транспорт газа. -М.: Гостоптехиздат, 1957.

18. Гороновский И.Т. и др. Краткий справочник по химии. -Киев, "Наукова думка", 1974.

19. Берчик Э.Д. Свойства пластовых жидкостей. -М.: Гостоптехиздат, 1960.

20. Коуль А.П., Ризенфельд Ф.С. Очистка газа. -М.: Недра, 1968.

21. Справочник по растворимости. Т. I, книга I. Составитель Коган В.Б. и др. -М.-Л.: 1961.

22. Равновесие между жидкостью и паром. книга I. Коган В.Б. и др. -М.: Наука, 1966.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Общие положения	3
2. Нефтепромысловые объекты, имеющие технологические потери нефтяного газа	8
3. Структура технологических потерь нефтяного газа по объектам и источникам	8
4. Определение объема технологических потерь нефтяного газа и удельных потерь	16
5. Погрешности определения объема технологических потерь нефтяного газа	22
6. Требования техники безопасности	24
Приложение I. Графики растворимости газа в воде в зависимости от давления и температуры	26
Приложение 2. Удельные утечки из линейной части газопроводов	32
Приложение 3. Формулы для определения объема технологических потерь нефтяного газа	48
Приложение 4. Пример расчета технологических потерь нефтяного газа	51
Приложение 5. Пример расчета погрешностей определения объема технологических потерь нефтяного газа	69
Литература	73

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ
НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРИ СБОРЕ, ПОДГОТОВКЕ
И ВНУТРИПРОМЫСЛОВОМ ТРАНСПОРТИРОВАНИИ**

РД 39-1-1213-84

ВНИСПНефть

450055, Уфа, просп. Октября, 144/3

Редактор Г.Л.Левченко

Подписано в печать 18.01.85г. П03128
Формат 60x90 1/16. Уч.-изд.л. 3,7. Тираж 270 экз.
Заказ

Ротапринт ВНИСПНефти