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

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

УТВЕРЖДЕНЫ

первым заместителем министра
нефтяной промышленности

В.И.Игревским

14 декабря 1984 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

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

РД 39-I-I2I3-84

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, занимающихся 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.Хусаинова, 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-I2I3-84

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

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 27.I2.84г, № 776
срок введения установлен с 0I.03.85 г.
Срок действия до 0I.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.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. 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.

I.2. К технологическим потерям нефтяного газа относится объем газа, приведенный к стандартным условиям (давление I0I325 Па, температура 293,I5 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.

I.3. Источниками технологических потерь нефтяного газа являются: нефтедобывающее оборудование, оборудование сбора, подготовки нефти и газа, газотранспортная система.

I.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.

I.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 обосновываются условиями работы оборудования, требованиями нормативных документов по технике безопасности и эксплуатации.

I.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 НИПИ.

I.I0. С целью сокращения объема технологических потерь необходимо совмещать операции.Например,операцию освидетельствования аппарата с ревизией предохранительного клапана на стенде.

I.II. 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	$П_i$	$м^3$
Давление (в аппарате, трубопроводе и т.п.)	P	МПа
Давление барометрическое	$P_б$	МПа
Давление абсолютное	$P_а$	МПа
Давление избыточное	$P_и$	МПа
Давление среднее	$P_{ср}$	МПа
Давление газа до проведения операции	P_1	МПа
Давление газа после проведения операции	P_2	МПа
Давление на устье скважины	$P_у$	МПа
Давление на забое скважины	$P_з$	МПа
Давление в начале газопровода	$P_н$	МПа
Давление в конце газопровода	$P_к$	МПа
Температура	T	К
Температура на устье скважины	$T_у$	К
Температура на забое скважины	$T_з$	К
Температура средняя	$T_{ср}$	К
Температура в начале газопровода	$T_н$	К
Температура в конце газопровода	$T_к$	К
Коэффициент расхода клапана	α	б/р
Плотность газа при стандартных условиях	ρ	$кг/м^3$
Площадь узкого сечения клапана	F	$м^2$
Объемный расход газа за соответствующий период времени	G	$м^3$/сутки
Молярная масса газа	M	кг/моль
Молярная концентрация метана в газовой смеси в начале, в конце газопровода	C_i'; C_i''	%

I	2	3
Молярная концентрация азота в газовой смеси в начале, в конце газопровода	N_2'; N_2''	%
Коэффициент сжимаемости газа	Z	б/р
Коэффициент сжимаемости газа при $P_{ср}$, $T_{ср}$	$Z_{ср}$	б/р
Коэффициент сжимаемости при условиях P_I, T_I	Z_1	б/р
Коэффициент сжимаемости при P_2, T_2	Z_2	б/р
Предельная относительная погрешность результата измерения	δ	%
Средняя квадратическая относительная погрешность результата измерения (определения)	σ	%
Диапазон шкалы измерений термометра	Δ_t	°С; К
Класс точности манометра	S_{ρ_M}	%
Класс точности термометра	S_t	%
Значение верхнего предела шкалы измерений манометра	$\rho_{пр}$	МПа (ата)
Максимальная абсолютная погрешность измерения величин	Δ	
Среднеквадратическая относительная погрешность определения объема потерь	$\sigma_{пi}$	%
Среднеквадратическая относительная погрешность измерения давления	σ_ρ	%
Среднеквадратическая относительная погрешность измерения температуры	σ_T	%
Среднеквадратическая относительная погрешность коэффициента сжимаемости	σ_z	%
Среднеквадратическая относительная погрешность измерения плотности	σ_ρ	%
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. I.

2.I. 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. Нефтесборные пункты

2.7. Установки подготовки газа

2.8. Компрессорные станции

2.9. Установки подготовки нефти

2.I0. Промысловые газопроводы

2.II. Установки предварительного сброса и подготовки воды

3. СТРУКТУРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТЯНОГО ГАЗА ПО ОБЪЕКТАМ И ИСТОЧНИКАМ

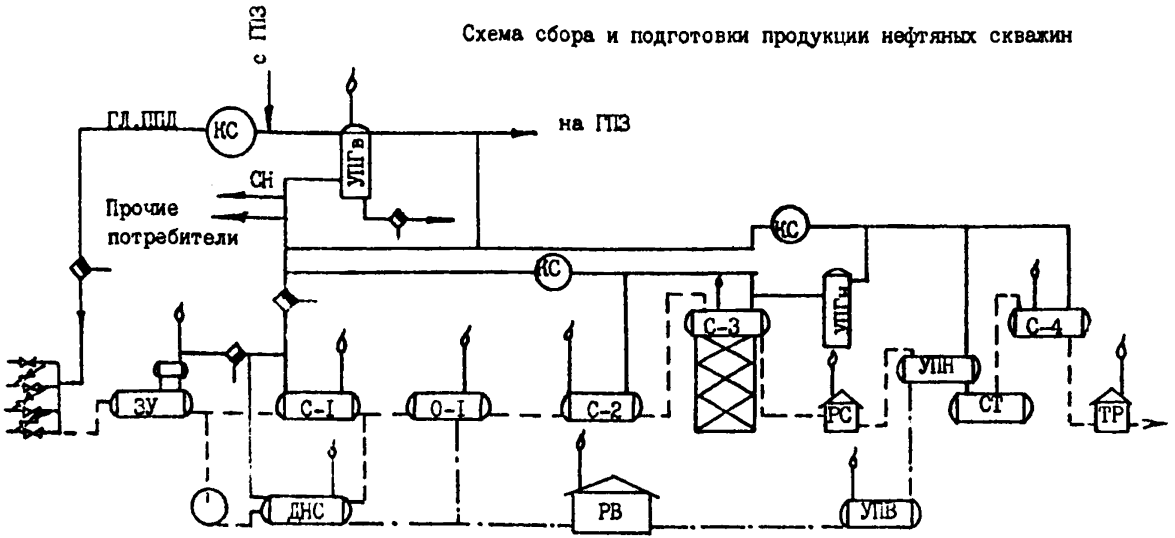
НЕФТЯНЫЕ СКВАЖИНЫ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ЗАКАЧКИ ГАЗА В ПЛАСТ

3.I. Потери при остановке для ремонта.

УСТАНОВКИ ЗАМЕРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

3.2. Герметичные аппараты, работающие при давлении свыше I0I325 Па.

Схема сбора и подготовки продукции нефтяных скважин



____ газопровод;
- - - нефтепровод;
_·__ водопровод;
конденсатосборник;
C_1;C_2;C_3 ступени сепарации;
C_4 - 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;
УПГ-в -установка подготовки газа низкого давления;
УПН -установка подготовки нефти;

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

РИС.I

3.2.I. 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	Нефтесборные пункты	Установки подготовки газа	Компрессорные станции	Установки подготовки нефти	Установки предварительного сброса воды	Промысловые газопроводы
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
3.I. Потери при остановке для ремонта.	3.2. Герметичные аппараты, работающие при давлении свыше I0I325 Па. 3.2.I. 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 пре-	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 под-	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 предварительного 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. 3.9.Потери с рабочими жидкостями за счет растворимости газа в них.	Потери, оговоренные п.п. 3.2., 3.3., 3.4., 3.5., 3.6., 3.7., 3.8., 3.9.	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.I0. Утечки из линейной части газопроводов. 3.II. Потери газа при капитальном ремонте, очистке газопроводов, врезке отводов, замене арматуры и т.д., связанные с полным опорожнением участков газопроводов. 3.I2. Потери газа при текущем ремонте, связанные с частичным опорожнением участков газопроводов. 3.I3. 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	I0
	дохранительных 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	держание горения дежурных горелок факела 3.7. Расход затворного газа в факельную трубу							ти его утилизации известными методами 3.I4. Потери из оборудования для утилизации конденсата

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 СБРОСА И ПОДГОТОВКИ ВОДЫ

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

ПРОМЫСЛОВЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

3.I0. Утечки из линейной части газопроводов.

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

3.I2. Потери газа при текущем ремонте, связанные с частичным опорожнением участков газопроводов.

3.I3. Потери газа за счет проскока при продувке конденсатосборников и в виде конденсата, выдуваемого в атмосферу в случае технико-экономической неэффективности его утилизации известными методами.

3.I4. 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

Нефтепромысловые объекты	Технологические операции, приводящие к потерям нефтяного газа									
	Освидетельствование, ревизия герметичных аппаратов	Ремонт оборудования	Периодическая проверка предохранительных устройств	Монтаж, демонтаж контрольно-измерительных приборов	Отбор проб газа	Продувка конденсатосборников	Дегазация конденсата	Подача газа для работы факела аварийного сброса	Сброс воды	Обмен рабочих жидкостей
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
Скважины	-	+	-	+	-	-	-	-	-	-
Замерные установки	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-
Сепарационные установки	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Дожимные насосные станции	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
Нефтесборные пункты	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Установки подготовки газа	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
Компрессорные станции	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-
Установки подготовки 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.I. Нефтяные скважины и нагнетательные для закачки газа в пласт

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

$$П_1 = \frac{V \cdot (P_{cp} - 0.1) \cdot 2930}{T_{cp}}, \qquad (1)$$

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

$$P_{cp} = \frac{P_y + P_з}{2}; \qquad (2)$$

$$T_{cp} = \frac{T_y + T_з}{2}. \qquad (3)$$

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

4.2.I. Объем потерь при одной операции разрядки аппарата ($П_2$) в атмосферу или выпуска газа на свечу факела аварийного сброса определяется выражением:

$$П_2 = \frac{V \cdot P \cdot 2930}{T}, \qquad (4)$$

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

4.3. Предохранительные устройства

4.3.I. Удельный расход газа на проверку работоспособности предохранительного клапана ($П_3$) замеряется или определяется расчетом.

4.3.I.I. При $\frac{P}{P_0} > I{,}82$

$$П_3 = 35{,}7 \cdot 10^{3} \cdot F \cdot \alpha \cdot P \cdot \sqrt{\frac{I}{T \cdot \rho}}, \ м^3/с . \qquad (5)$$

4.3.I.2. При $\frac{P}{P_0} \leqslant I{,}82$

$$П_3 = 1636{,}87 \cdot F \cdot \alpha \cdot \sqrt{\frac{I}{T \cdot \rho}} \sqrt{D(D-I)}, \ м^3/с, \qquad (6)$$

где $$D = \left(\frac{P}{P_0}\right)^{0{,}21875} . \qquad (7)$$

4.3.I.3. Плотность газа при стандартных условиях определяется экспериментально или расчетом:

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

4.4. Контрольно-измерительные приборы

4.4.I. Объем потерь нефтяного газа при монтаже, демонтаже приборов, датчиков и т.д. ($П_4$) определяется геометрическими размерами отсекаемого участка, температурой и давлением газа:

$$П_4 = \frac{V \cdot P \cdot 2930}{T} . \qquad (9)$$

4.5. Узлы отбора проб

4.5.I. Объем потерь газа при отборе проб ($П_5$) состоит из расхода газа на продувку пробоотборной линии и пробоотборника и объема пробы. Необходимость операции продувки и продолжительность оговорены ГОСТом I89I7-73 /2/, ГОСТом II382-76 /3/, РД 39-I-353-80, п.2.I.6. /4/.

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

4.6. Факелы аварийного сброса

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

4.6.I. 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 затворного газа, $10^6 м^3$/год	Расход газа на дежурные горелки при круглосуточном горении $10^6 м^3$/год	Общий расход газа на факел, $10^6 м^3$/год
0,3	I	0,0I8	0,044	0,062
0,5	2	0,072	0,088	0,I60
0,7	3	0,I90	0,I32	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.I. 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 ($П_7$) должен быть определен экспериментально. Временно, до экспериментального определения, допускается принять удельный расход равным 3,2 м^3 на одну операцию.

4.7.3. Потери газа в виде выдуваемого в атмосферу углеводородного конденсата ($П_8$) 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:

$$П_8 = \left(1 - \frac{C_1' + N_2'}{C_1'' + N_2''}\right) G . \qquad (10)$$

4.7.4. Потери от дегазации (выветривания) газового конденсата при его утилизации, связанные с испарением из емкостей сбора и транспорта конденсата ($П_9$), определяются прямым измерением объе-

ма; расчётом, например, по константам равновесия или уравнению состояния; косвенным методом по изменению концентраций метана и азота по формуле (I0).

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 ($П_{I0}$) 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 ($П_{II}$) зависит от удельной растворимости газа при условиях контакта, количества рабочей жидкости, контактирующей с газом за расчетный период, и объема извлеченных компонентов (CO_2, H_2S).

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.I2. Промысловые газопроводы

4.I2.I. Утечки из линейной части газопроводов ($П_{I2}$) рассчитываются по формуле:

$$П_{I2} = \frac{III35 \cdot D \cdot P_{ср} \cdot L \cdot \tau}{T_{ср} \cdot Z_{ср}} \cdot м^3/сутки , \qquad (II)$$

где III35 - эмпирический коэффициент:

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

$$T_{ср} = \frac{1}{3} T_{нср} + \frac{2}{3} T_{кср} ; \qquad (I2)$$

$$P_{ср} = \frac{2}{3} \left(P_{нср} + \frac{P_{к\,ср}^2}{P_{нср} + P_{кср}} \right). \qquad (I3)$$

Если $P_{н\,ср}$ и $P_{к\,ср}$ различаются не более чем на 50 %, то

$$P_{ср} = \frac{P_{нср} + P_{к\,ср}}{2} . \qquad (I4)$$

Максимальные утечки из одного километра длины газопровода в сутки приведены в табл. 5-I2 (приложение 2).

4.I2.2. Потери газа при капитальном ремонте и очистке газопровода, врезке отводов, замене арматуры и т.д., связанные с полным опорожнением участков газопроводов ($П_{I3}$), вычисляются по формуле:

$$П_{I3} = 2836 \frac{V}{T_{ср}} \cdot \frac{P_{ср}}{Z_{ср}} , \qquad (I5)$$

где 2836 - эмпирический коэффициент.

4.I2.3. Потери газа при текущем ремонте газопровода, ревизии арматуры и других работах, связанных с частичным опорожнением

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

$$П_{14} = 2836 \frac{V}{T_{ср}} \cdot \left(\frac{P_1}{Z_1} - \frac{P_2}{Z_2} \right), \qquad (16)$$

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 % результатирующей 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 (1,4,9) настоящего документа:

$$\sigma_{П_1} = \sqrt{\sigma_p^2 + \sigma_T^2} \; ; \qquad (17)$$

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

$$\sigma_{П_3} = \sqrt{\sigma_p^2 + \frac{1}{4}\left(\sigma_T^2 + \sigma_p^2\right)} \; ; \qquad (18)$$

по формуле (6):

$$\sigma_{П_3} = \frac{1}{2}\sqrt{\sigma_T^2 + \sigma_p^2 + 4{,}7852 \cdot 10^{-2}\left(1 - \frac{D}{D-1}\right)^2\left(\sigma_p^2 - \sigma_{p_0}^2\right)} \; ; \qquad (19)$$

при расчете потерь газа в виде выдуваемого конденсата по формуле (10):

$$\sigma_{П_2} = \sqrt{\frac{2(C_1' + N_2')^2}{(C_1'' - C_1' + N_2'' - N_2')^2}\,\sigma^2_{(C_1' + N_2')} + \sigma_B^2} \; ; \qquad (20)$$

при расчете утечек газа из газопровода по формуле (11):

$$\sigma_{П_{12}} = \sqrt{\sigma_{p_{ср}}^2 + \sigma_{T_{ср}}^2 + \sigma_{Z_{ср}}^2} \; , \qquad (21)$$

где

$$\sigma_{T_{ср}} = \frac{T_{нср}^2 \cdot \sigma_{T_{нср}}^2 + 4T_{кср}^2 \cdot \sigma_{T_{кср}}^2}{9T_{ср}^2} \; ; \qquad (22)$$

$$\sigma_{p_{ср}} = \frac{1}{4}\left(\frac{p_{нср}^2}{p_{ср}^2}\,\sigma_{p_{нср}}^2 + \frac{p_{кср}^2}{p_{ср}^2}\,\sigma_{p_{кср}}^2\right) . \qquad (23)$$

при расчете объема потерь газа, связанных с опорожнением участка газопровода,по формуле (I6) настоящего документа:

$$\sigma_{П_{1ч}} = \sqrt{\sigma^2_{T_{ср}} + \frac{P_1^2 Z_2^2 (\sigma^2_{P_1} + \sigma^2_{Z_2}) + P_2^2 Z_1^2 (\sigma^2_{P_2} + \sigma^2_{Z_1})}{(P_1 Z_1 - P_2 Z_2)^2}} \quad . \qquad (24)$$

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

$$\sigma = \sqrt{\frac{\Sigma П_i \sigma_i}{\Sigma П_i}} \quad . \qquad (25)$$

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.I. 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 пересчёте на углерод (ГОСТ I2.I.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.

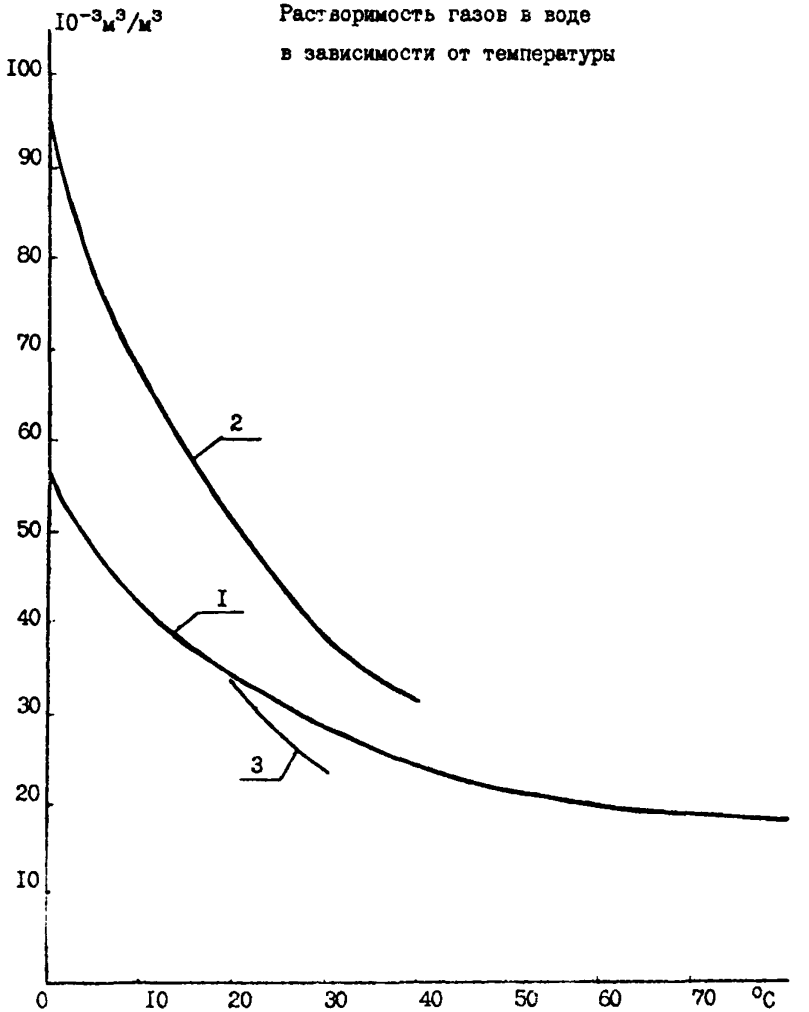
6.5. Для обеспечения безопасности работающих вся аппаратура и оборудование должны быть герметичными, производственные помещения обеспечены вентиляцией по ГОСТ I2.4.02I-75. Другие меры и средства защиты работающих от воздействия природного газа, требования к личной гигиене работающих регламентируются "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- I5; для природного газа конкретного состава концентрационные пределы воспламенения определяют в соответствии с ГОСТ I2.I.039-82 /9/.

Приложение I

ГРАФИКИ РАСТВОРИМОСТИ ГАЗОВ В ВОДЕ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ



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

Рис.2.

Зависимость снижения растворимости углеводородного газа в воде от её минерализации

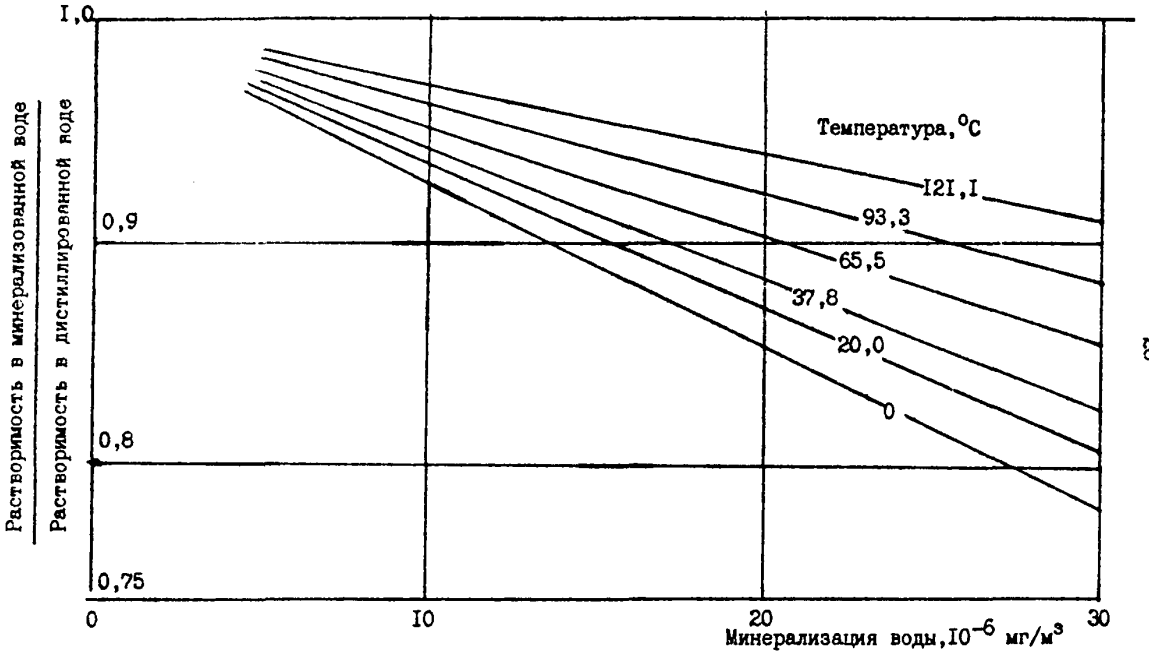


Рис.3.

Растворимость CO_2 в воде

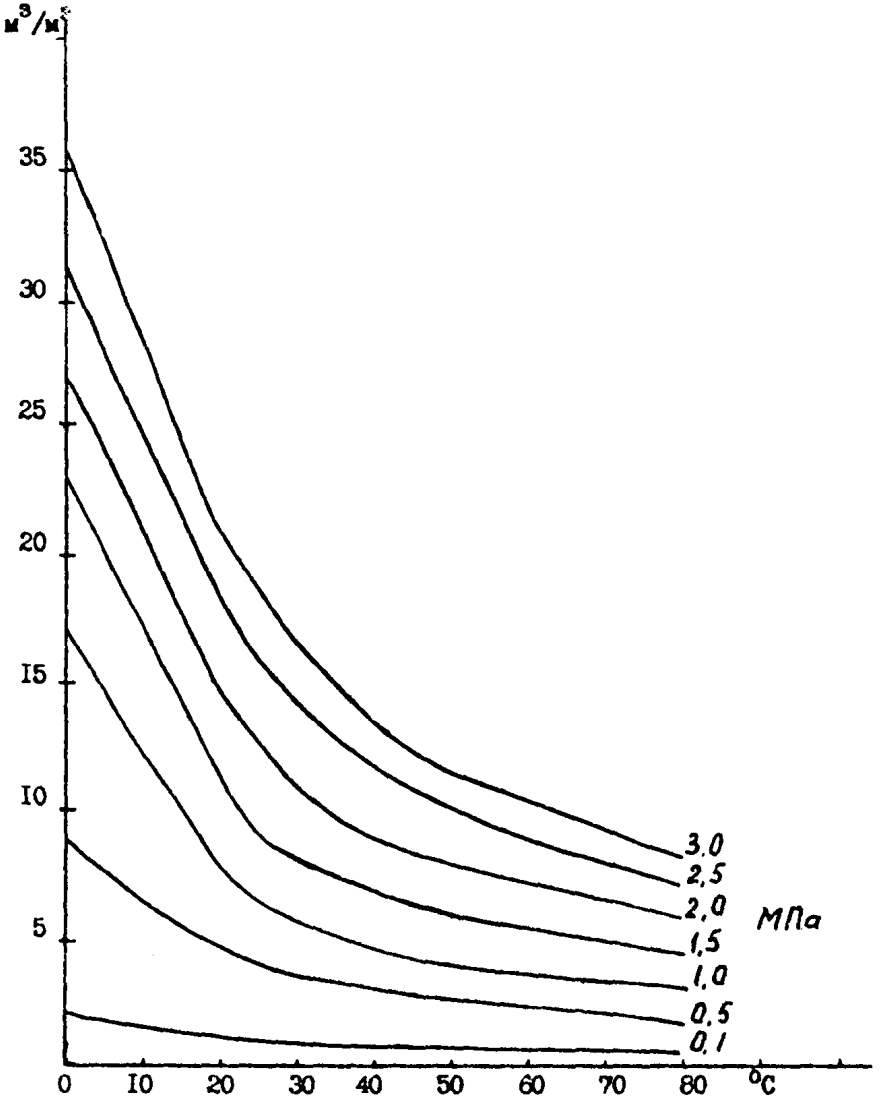


Рис.4.

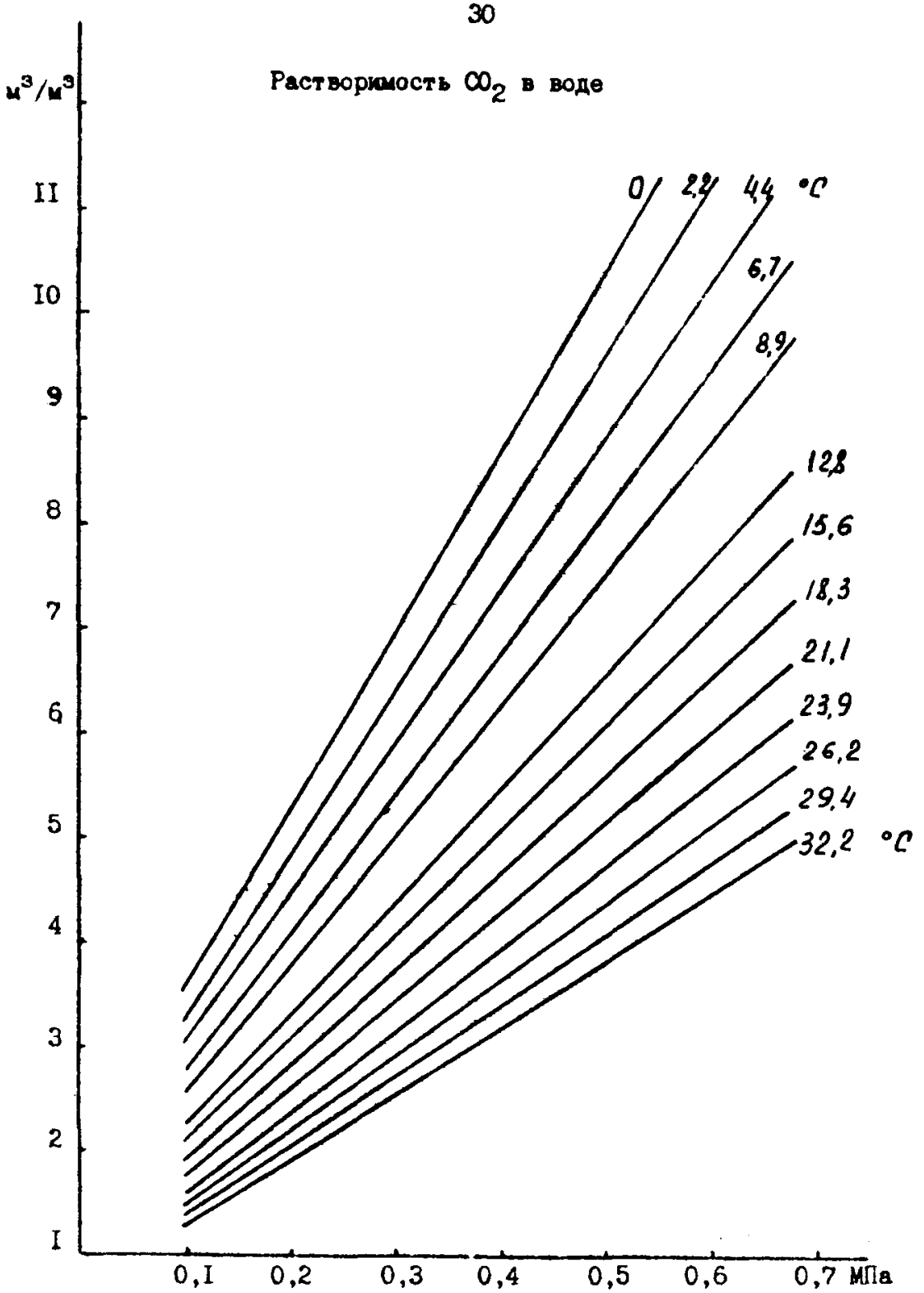

Растворимость CO_2 в воде
м³/м³
II
I0
9
8
7
6
5
4
3
2
I
0
2,2
4,4
°C
6,7
8,9
12,8
15,6
18,3
21,1
23,9
26,2
29,4
32,2
°C
0,I
0,2
0,3
0,4
0,5
0,6
0,7 МПа

Рис.5.

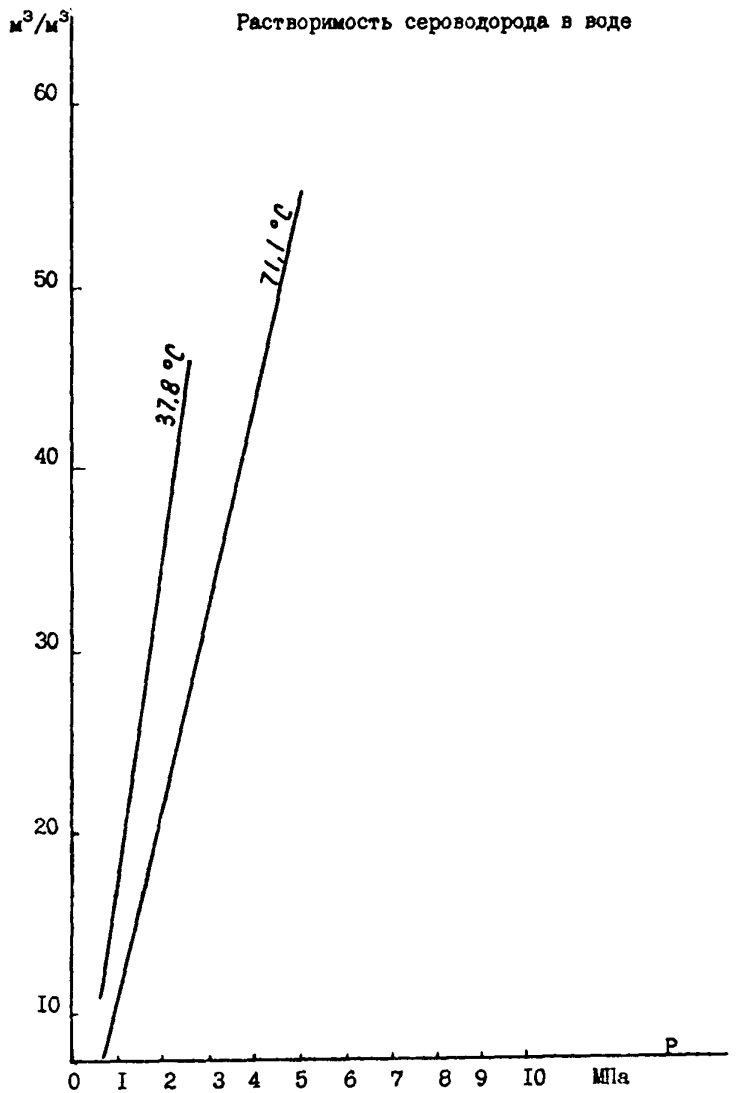

Растворимость сероводорода в воде
м³/м³
60
50
40
30
20
I0
37,8 °C
7I,I °C
0 I 2 3 4 5 6 7 8 9 I0 МПа
P

Рис.6.

Приложение 2

УДЕЛЬНЫЕ УТЕЧКИ ГАЗА ИЗ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ГАЗОПРОВОДОВ ($м^3$/км,сутки)

Таблица 5

P_{cp} = 0,147 МПа (1,5 кгс/$см^2$)

Температура, T	Диаметр газопровода, мм									
	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700
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	2,95	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

$P_{ср}$ = 0,196 МПа (2,0 кгс/см^2)

Температура,	Диаметр газопровода, мм									
T	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700
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.

	I00	I50	200	250	300	350	400	500	600	700
30I	0,73	I,09	I,45	I,8I	2,I8	2,54	2,90	3,63	4,35	5,08
303	0,72	I,08	I,44	I,80	2,I6	2,52	2,88	3,60	4,32	5,04
305	0,72	I,07	I,43	I,79	2,I5	2,50	2,86	3,58	4,29	5,0I
307	0,7I	I,07	I,42	I,78	2,I3	2,49	2,84	3,55	4,27	4,98
309	0,7I	I,06	I,4I	I,77	2,I2	2,47	2,83	3,53	4,24	4,94
3II	0,70	I,05	I,40	I,75	2,II	2,46	2,80	3,5I	4,2I	4,9I
3I3	0,70	I,04	I,39	I,74	2,09	2,44	2,79	3,49	4,I8	4,88
3I5	0,69	I,04	I,39	I,73	2,08	2,42	2,77	3,46	4,I6	4,85

Таблица 7

$P_{ср}$ = 0,245 МПа (2,5 кгс/см^2)

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 МПа (3,0 кгс/см^2)

Температура,	Диаметр газопровода, мм									
T	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700
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	5,57	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

$P_{ср}$ = 0,343 МПа (3,5 кгс/см^2)

Температура, T	Диаметр газопровода, мм									
	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700
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 I0

$P_{ср}$ = 0,392 МПа (4,0 кгс/см^2)

Температура, : Диаметр газопровода, мм										
T	: I00	: I50	: 200	: 250	: 300	: 350	: 400	: 500	: 600	: 700
273	I,60	2,40	3,20	4,00	4,80	5,60	6,40	8,00	9,59	II,I9
275	I,59	2,38	3,I7	3,97	4,76	5,56	6,35	7,94	9,52	II,II
277	I,58	2,36	3,I5	3,94	4,73	5,52	6,30	7,88	9,45	II,03
279	I,56	2,35	3,I3	3,9I	4,69	5,48	6,26	7,82	9,39	I0,95
28I	I,55	2,33	3,II	3,88	4,66	5,44	6,2I	7,77	9,32	I0,87
283	I,54	2,3I	3,08	3,86	4,63	5,40	6,I7	7,7I	9,25	I0,80
285	I,53	2,30	3,06	3,83	4,59	5,36	6,I3	7,66	9,I9	I0,72
287	I,52	2,28	3,04	3,80	4,56	5,32	6,08	7,60	9,I3	I0,65
289	I,5I	2,27	3,02	3,78	4,53	5,29	6,04	7,55	9,06	I0,57
29I	I,50	2,25	3,00	3,75	4,50	5,25	6,00	7,50	9,00	I0,50
293	I,49	2,23	2,98	3,72	4,47	5,2I	5,96	7,45	8,94	I0,43
295	I,48	2,22	2,96	3,70	4,44	5,I8	5,92	7,40	8,88	I0,36
297	I,47	2,20	2,94	3,68	4,4I	5,I4	5,88	7,35	8,82	I0,29
299	I,46	2,I9	2,92	3,65	4,38	5,II	5,84	7,30	8,75	I0,22

Продолжение табл. I0

	I00	I50	200	250	300	350	400	500	600	700
30I	I,45	2,I8	2,90	3,63	4,35	5,08	5,80	7,25	8,70	I0,I5
303	I,44	2,I6	2,88	3,60	4,32	5,04	5,76	7,20	8,64	I0,08
305	I,43	2,I5	2,86	3,58	4,29	5,0I	5,72	7,I6	8,59	I0,02
307	I,42	2,I3	2,84	3,55	4,27	4,98	5,69	7,II	8,53	9,95
309	I,4I	2,I2	2,83	3,53	4,24	4,94	5,65	7,06	8,48	9,89
3II	I,40	2,II	2,8I	3,5I	4,2I	4,9I	5,6I	7,02	8,42	9,82
3I3	I,39	2,09	2,79	3,49	4,I8	4,88	5,58	6,97	8,37	9,76
3I5	I,39	2,08	2,77	4,46	4,I6	4,85	5,54	6,93	8,3I	9,70

Таблица II

$P_{ср}$ = 0,490 МПа (5,0 кгс/см^2)

Температура, : Диаметр газопровода, мм									
T :	I00 :	I50 :	200 :	250 :	300 :	350 :	400 :	500 :	600 :	700
273	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	7,99	9,99	II,99	I3,99
275	I,98	2,98	3,97	4,96	5,95	6,94	7,94	9,92	II,90	I3,89
277	I,97	2,95	3,94	4,92	5,9I	6,89	7,88	9,85	II,82	I3,79
279	I,96	2,93	3,9I	4,89	5,87	6,84	7,82	9,78	II,73	I3,69
28I	I,94	2,9I	3,88	4,85	5,83	6,80	7,77	9,7I	II,65	I3,59
283	I,93	2,89	3,86	4,82	5,78	6,75	7,7I	9,64	II,57	I3,50
285	I,9I	2,87	3,83	4,79	5,74	6,70	7,66	9,57	II,49	I3,40
287	I,90	2,85	3,80	4,75	5,70	6,65	7,60	9,5I	II,4I	I3,3I
289	I,89	2,83	3,78	4,72	5,66	6,6I	7,55	9,44	II,33	I3,22
29I	I,87	2,8I	3,75	4,69	5,62	6,56	7,50	9,38	II,25	I3,I3
293	I,86	2,79	3,72	4,66	5,59	6,52	7,45	9,3I	II,I7	I3,04
295	I,85	2,77	3,70	4,62	5,55	6,47	7,40	9,25	II,I0	I2,95
297	I,84	2,76	3,67	4,59	5,5I	6,43	7,35	9,I9	II,02	I2,86
299	I,83	2,74	3,65	4,56	5,47	6,39	7,30	9,I2	I0,95	I2,77

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 I2

P_{cp} = 0,588 МПа (6,0 кгс/см^2)

Температура,	Диаметр газопровода, мм									
T	I00	I50	200	250	300	350	400	500	600	700
273	2,40	3,60	4,80	6,00	7,I9	8,39	9,59	II,99	I4,39	I6,79
275	2,38	3,57	4,76	5,95	7,I4	8,33	9,52	II,90	I4,29	I6,67
277	2,36	3,55	4,73	5,9I	7,09	8,27	9,45	II,82	I4,I8	I6,55
279	2,35	3,52	4,69	5,87	7,04	8,2I	9,39	II,73	I4,07	I6,43
28I	2,33	3,50	4,66	5,83	6,99	8,I6	9,32	II,65	I3,98	I6,3I
283	2,3I	3,47	4,63	5,78	6,94	8,I0	9,25	II,57	I3,88	I6,I9
285	2,30	3,45	4,59	5,74	6,89	8,03	9,I9	II,49	I3,78	I6,08
287	2,28	3,42	4,56	5,70	6,84	7,98	9,I3	II,4I	I3,69	I5,97
289	2,27	3,40	4,53	5,66	6,80	7,93	9,06	II,33	I3,59	I5,86
29I	2,25	3,37	4,50	5,62	6,75	7,87	9,00	II,25	I3,50	I5,75
293	2,23	3,35	4,47	5,59	6,70	7,82	8,94	II,I7	I3,4I	I5,64
295	2,22	3,33	4,44	5,55	6,66	7,77	8,88	II,I0	I3,32	I5,54
297	2,20	3,3I	4,4I	5,5I	6,6I	7,72	8,82	II,02	I3,23	I5,40
299	2,I9	3,28	4,38	5,47	6,57	7,66	8,76	I0,95	I3,I4	I5,33

Продолжение табл.I2

	I00	I50	200	250	300	350	400	500	600	700
30I	2,I8	3,26	4,35	5,44	6,53	7,6I	8,70	I0,88	I3,05	I5,23
303	2,I6	3,24	4,32	5,40	6,48	7,56	8,64	I0,80	I2,97	I5,I3
305	2,I5	3,22	4,29	5,37	6,44	7,5I	8,59	I0,73	I2,88	I5,03
307	2,I3	3,20	4,27	5,33	6,40	7,46	8,53	I0,66	I2,80	I4,94
309	2,I2	3,I8	4,24	5,30	6,36	7,42	8,48	I0,59	I2,7I	I4,83
3II	2,II	3,I6	4,2I	5,26	6,32	7,37	8,42	I0,53	I2,63	I4,74
3I3	2,09	3,I4	4,I8	5,23	6,28	7,32	8,37	I0,46	I2,55	I4,64
3I5	2,08	3,I2	4,I6	5,20	6,24	7,27	8,3I	I0,39	I2,47	I4,55

Приложение 3

ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТЯНОГО ГАЗА

Таблица I3

Наименование потерь	Формула объема	№ формулы	Средняя квадратическая погрешность	№ формулы
I	2	3	4	5
Объем потерь при стравливании газа из скважины	$П_1 = \frac{V(P_{ср}-1)2930}{T_{ср}}$	(I)	$\sigma_{П_1} = \sqrt{\sigma_p^2 + \sigma_T^2}$	(I7)
	$P_{ср} = \frac{P_у + P_з}{2}$	(2)		
	$T_{ср} = \frac{T_у + T_з}{2}$	(3)		
Объем потерь при разрядке аппарата	$П_2 = \frac{V \cdot P \cdot 2930}{T}$	(4)		
Расход газа на проверку работоспособности предохранительного клапана	$П_3 = 35{,}7 \cdot 10^3 F \alpha \cdot P \sqrt{\frac{1}{T\rho}}$ при $\frac{P}{P_0} > 1{,}82$	(5)	$\sigma_{П_3} = \sqrt{\sigma_p^2 + \frac{1}{4}(\sigma_T^2 + \sigma_\rho^2)}$	(I8)

Продолжение табл. I3

I	2	3	4	5
	$\Pi_3 = 16361{,}87 F \alpha \cdot \sqrt{\frac{T}{T\rho}} \sqrt{D(D-1)}$	(6)	$\sigma_{\Pi_3} = \frac{1}{2}\sqrt{\sigma_T^2 + \sigma_p^2 + 4{,}7852 \cdot 10^{-2}\left(1 - \frac{D}{D-1}\right)^2 (\sigma_p^2 - \sigma_{p_0}^2)}$	(I9)
	$D = \left(\frac{p}{p_0}\right)^{0{,}21875}$ при $\frac{p}{p_0} \leq 1{,}82$	(7)		
	$\rho = \frac{M}{24{,}04}$	(8)		
Потери газа в виде выдуваемого в атмосферу конденсата, определяемые косвенным методом по изменению концентрации метана и азота.	$\Pi_8 = \left(1 - \frac{C_1' + N_2'}{C_1'' + N_2''}\right) G$	(I0)	$\sigma_{\Pi_8} = \sqrt{\frac{2(C_1' + N_2')^2}{(C_1'' - C_1' + N_2'' - N_2')^2} \sigma^2_{(C_1' + N_2')} + \sigma_G^2}$	(20)
Утечки из линейной части газопроводов	$\Pi_{12} = \frac{11135 D \cdot P_{cp} L \tau}{T_{cp} \quad Z_{cp}}$	(II)	$\sigma_{\Pi_{12}} = \sqrt{\sigma^2_{P_{cp}} + \sigma^2_{T_{cp}} + \sigma^2_{Z_{cp}}}$	(2I)

I	2	3	4	5
	$T_{ср} = \frac{1}{3} T_{нср} + \frac{2}{3} T_{кср}$ (I2)		$\sigma_{T_{ср}} = \frac{T_{нср}^2 \sigma_{T_{нср}}^2 + 4 T_{кср}^2 \sigma_{T_{кср}}^2}{9 T_{ср}^2}$ (22)	
	$P_{ср} = \frac{2}{3}\left(P_{нср} + \frac{P_{кср}^2}{P_{нср} + P_{кср}}\right)$ (I3)		$\sigma_{P_{ср}} = \frac{1}{4}\left(\frac{P_{нср}^2}{P_{ср}^2}\sigma_{P_{нср}}^2 + \frac{P_{кср}^2}{P_{ср}^2}\sigma_{P_{кср}}^2\right)$ (23)	
	при $P_н \leq 2P_к$ $P_{ср} = \frac{P_{нср} + P_{кср}}{2}$ (I4)			
Потери газа при капитальном ремонте газопроводов	$П_{13} = 2836 \frac{V}{T_{ср}} \frac{P_{ср}}{Z_{ср}}$ (I5)			
Потери газа при текущем ремонте газопроводов	$П_{14} = 2836 \frac{V}{T_{ср}}\left(\frac{P_1}{Z_1} - \frac{P_2}{Z_2}\right)$ (I6)		$\sigma_{П_{14}} = \sqrt{\sigma_{T_{ср}}^2 + \frac{P_1^2 Z_1^2 (\sigma_{P_1}^2 + \sigma_{Z_1}^2) + P_2^2 Z_1^2 (\sigma_{P_2}^2 + \sigma_{Z_1}^2)}{(P_1 Z_1 - P_2 Z_2)^2}}$ (24)	
			$\sigma = \sqrt{\frac{\Sigma П_i \sigma_i}{\Sigma П_i}}$ (25)	

Приложение 4

ПРИМЕР РАСЧЕТА ОБЪЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТЯНОГО ГАЗА

Схема сбора нефти и газа

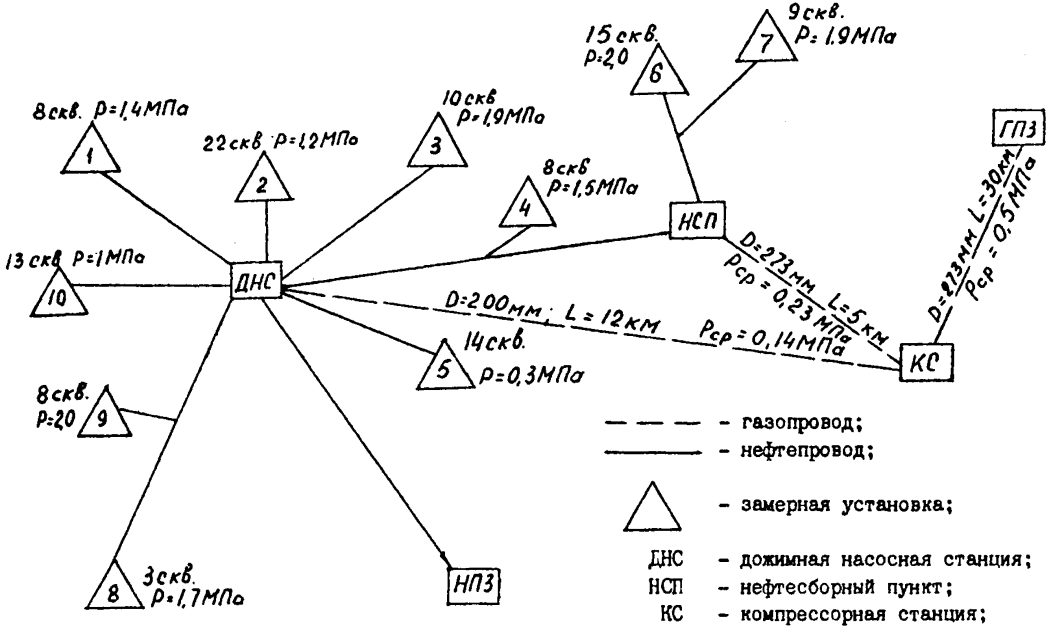
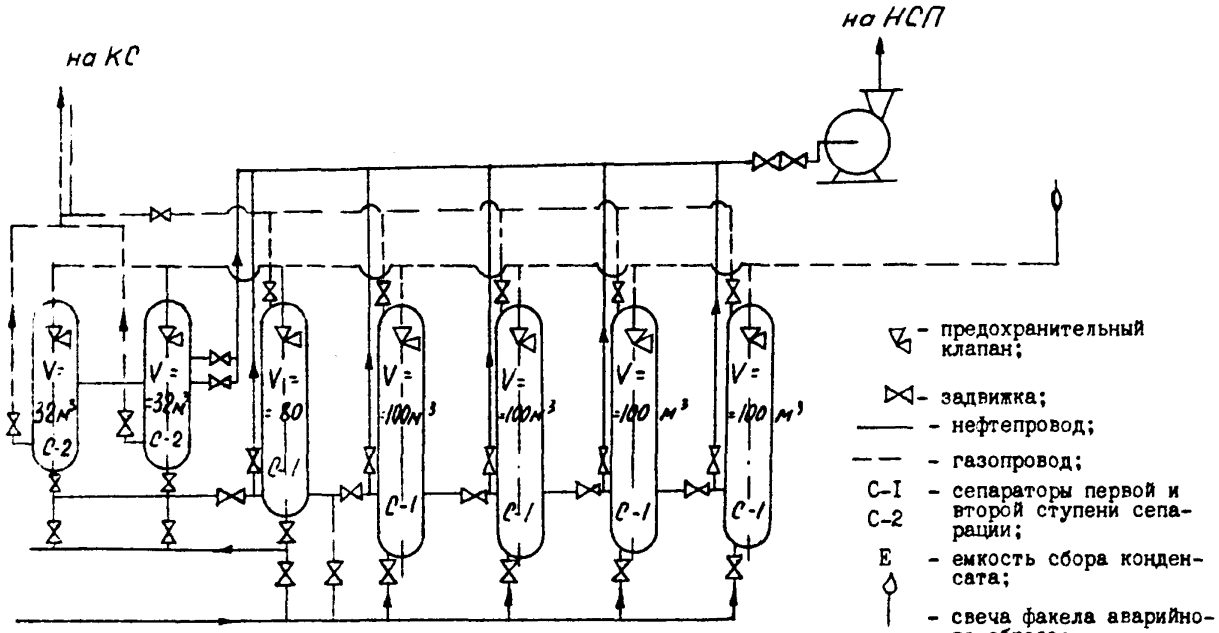


Рис.7.

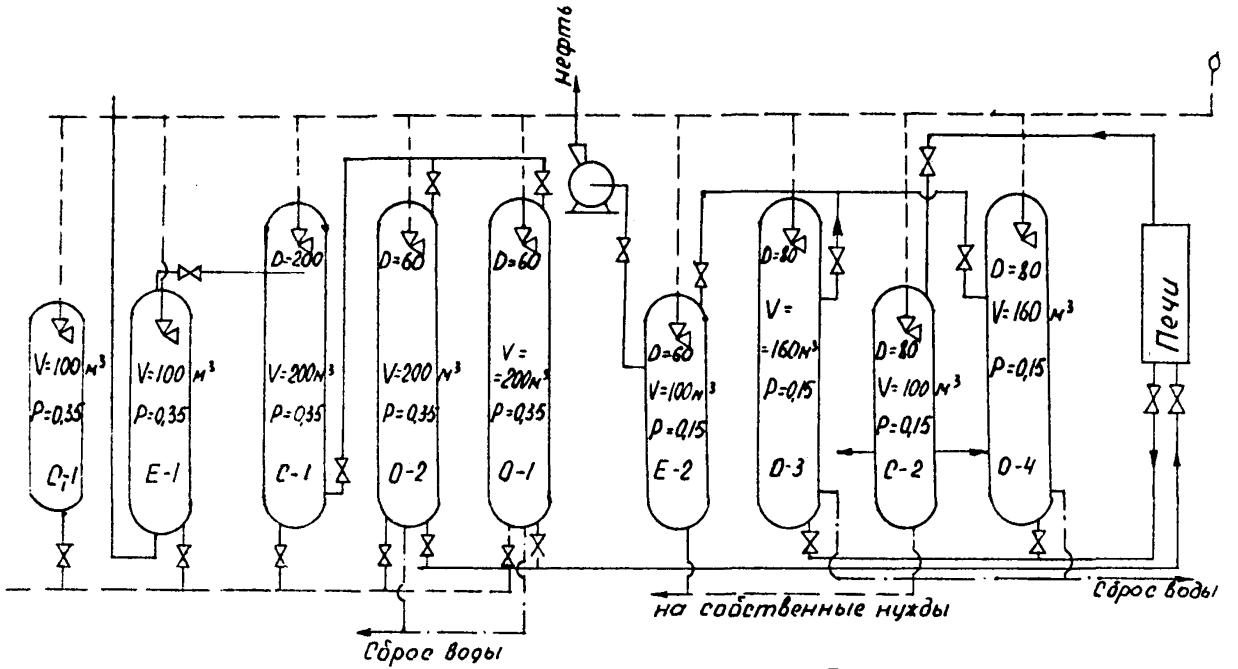
Технологическая схема дожимной насосной станции



Давление I ступени сепарации - 0,26 МПа
Давление II ступени сепарации - 0,16 МПа

Рис. 8.

Технологическая схема нефтесборного пункта



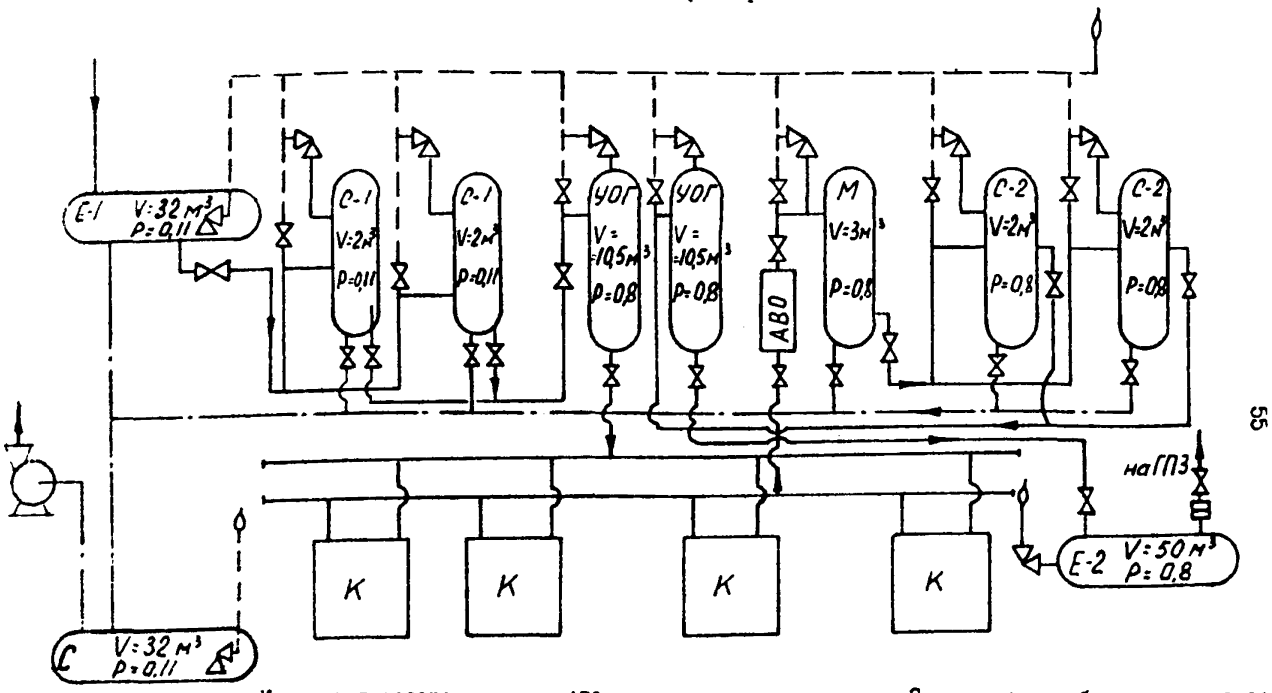
——— - нефтепровод;
— — — - газопровод;
—·—·— - водопровод;

C - сепаратор;
O - отстойник;
E - емкость;

- клапан предохранительный;
- задвижка;
- свеча факела аварийного сброса.

Рис.9.

Технологическая схема компрессорной станции



К - компрессор;
——— - газопровод;
– – – – - газопровод аварийного сброса газа;
— · — · — - конденсатопровод;

АВО - аппарат воздушного охлаждения;
С-I, С-2 - сепараторы;
М - маслоотделитель;
Е-I, Е-2 -каплеуловители;

С - емкость сбора конденсата;
УСТ- установка осушки газа;
⊟ - 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 определения потерь	Удельные потери, $м^3$	V 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 $P_{ср}$ = I,4 МПа					I59,I6	27057,20
Гидродинамический уровень, H = I000 м						
Диаметр эксплуатационной колонны D = 0,I27 м						
Температура в колонне $T_{ср}$ = 303 К						
						27057,20
		2. Потери на замерных установках "Спутник"				
Сепаратор замерной V = I $м^3$. $P_{ср}$ = I,5I МПа $T_{ср}$ = 303 К		Ревизия предохранительного клапана в том числе освидетельствование аппарата	20 5	(4)	I4,4I	288,I7

Продолжение табл. I4.

I	2	3	4	5	6	7
Предохранительный клапан D = 0,05 м, α = 0,70 $P_{ср}$ = I,5 МПа $T_{ср}$ = 303 К ρ газа = I,37 кг/м³		Проверка работоспособности I раз в сутки в течение 3 с	3650	(5)	I0,89	39748,50
					Σ =	40036,I7

3. Технологические потери по дожимной насосной станции

Сепараторы						
I) V = 32 м³, P = 0,I6 МПа T = 303 К;	2	Ревизия предохранительного клапана	4	(4)	49,52	I98,09
D отсекаемого трубопровода 0,I м		Проверка работоспособности предохранительного клапана I раз в неделю летом, ежесуточно - зимой в течение 3 с	420	(5)	0,92	388,08
L трубопровода = I м						
Предохранительный клапан D = 0,I м, α = 0,70						
2) V = 80 м³, P = 0,26 МПа T = 303 К;	I	Освидетельствование аппарата и ревизия предохранительного клапана	2	(4)	20I,I8	402,36
D отсекаемого трубопровода = 0,I м						
L отсекаемого трубопровода = I м						

Продолжение табл. I4.

I	2	3	4	5	6	7
D предохранительного клапана = 0,I м; α = 0,70		Проверка работоспособности предохранительного клапана I раз в неделю летом, зимой- ежесуточно в течение 3 с	2I0	(5)	I,52	3I9,20
3) V = I00 м^3; P = 0,26 МПа T = 303 К D отсекаемого трубопровода = 0,I50 м L отсекаемого трубопровода = I м D предохранительного клапана = 0,I5 м; α = 0,70		Освидетельствование аппарата и ревизия предохранительного клапана	8	(4)	25I,44	20II,52
		Проверка работоспособности предохранительного клапана I раз в неделю летом, зимой- ежесуточно в течение 3 с	840	(5)	2,08	I743,20
Факел аварийного сброса газа D свечи - 0,2 м Кол. горелок - I	I	Постоянное горение		Табл. 4		62000,00
Узел отбора проб газа V - объем пробоотборника = 0,003 м^3 T газа = 303 К Давление в месте отбора P = 0,I6 МПа	I	Отбор пробы	I2		0,23	0,27
						Σ = 67062,30

Продолжение табл. I4.

I	2	3	4	5	6	7
4. Технологические потери по нефтесборному пункту						
I. Сепараторы						
I) V = I00 м³; P = 0,35 МПа		Ревизия предохранительного				
T = 303 K	2	клапана, в том числе освиде-	4	(4)	I38,65	554,60
D отсекаемого трубопровода		тельствование аппарата				
= 0,I50 м		Проверка работоспособности				
L трубопровода = I м		предохранительного клапа-				
Клапан предохранительный		на I раз в неделю летом,				
D = 0,I5 м, α = 0,70	2	зимой- ежемесячно в тече-	420	(5)	4,60	I932,00
		ние 3 с.				
2) V = 200 м³, P = 0,35 МПа		Ревизия предохранительного				
T = 303 K	3	клапана, в том числе освиде-				
D отсекаемого трубопровода		тельствование аппарата	6	(4)	677,00	4062,00
= 0,20 м						
L трубопровода = I м						
Предохранительный клапан		Проверка работоспособности				
D = 0,20 м; α = 0,70	I	предохранительного клапана	2I0	(5)	8,I6	I7I3,60
Клапан предохранительный		I раз в неделю летом, зимой-				
D 0,20 м; α = 0,70		ежесуточно, в течение 3 с	420	(5)	0,63	264,60
II. Предохранительные клапаны		Проверка работоспособности				
I) V = 0,08; P = 0,I5 МПа,	3	предохранительного клапана	630	(5)	I,77	III5,I0
T = 3I7 K, α = 0,70		I раз в неделю летом, зимой-				
		ежесуточно, в течение 3 с				

Продолжение табл. I4.

I	2	3	4	5	6	7
2) D = 0,06 м; P = 0,I5 МПа T = 3I7 К; α = 0,70 Ш. Факелы аварийного сброса	I	Проверка работоспособности предохранительного клапана I раз в неделю летом, зимой-ежесуточно, в течение 3 с	2I0	(5)	0,99	207,90
D стояка = 0,2 м I горелка постоянного горения IУ. Отстойники P = 0,35 МПа T = 303 К $G_г$ = 3766 м^3/сутки Обводненность - 93 % $G_б$ = 3502 м^3/сутки Состав пробы газа	I			Табл. 4		62000,00
C_I = 36 % C_2 = II % N_2 = 4I %		Удельная растворимость газа в воде	27,6 37,5	Растворимость с учетом состава газа	9,93 4,I2 5,24	

Продолжение табл. I4.

I	2	3	4	5	6	7
Минерализация пластовой воды 23 мг/л · 10^{-3}		Растворимость газа с учетом минерализации пластовой воды			9,93·0,87=8,63 4,I2·0,87=3,58 5,24·0,87=4,55 = I6,76 $см^3/дм^3$ воды	I6,76·I000·3502· ·365 = 2I423,I3
						Σ = 93272,93

5. Технологические потери по компрессорной станции

Сепараторы I) V = 2 $м^3$; P= 0,8 МПа T = 303 К; D отсекаемого трубопровода = 0,08 м L трубопровода = I м	2	Освидетельствование и ревизия предохранительного клапана	4	(4)	I5,53	62,I2
Предохранительный клапан D = 0,08 м α клапана = 0,7		Проверка работоспособности клапана 3 раза в сутки в течение 3 с	2I90	(5)	4,24	9285,60

Продолжение табл. I4.

I	2	3	4	5	6	7
2) V = 3 м^3; P = 0,8 МПа T = 303 K D отсекаемого трубопровода = 0,08 м l = I м	I	Освидетельствование и ревизия предохранительного клапана	2	(4)	23,24	46,48
D предохранительного клапана = 0,08 м α = 0,80		Проверка работоспособности клапана 3 раза в сутки в течение 3 с	I095	(5)	4,27	4675,65
3) V = I0,5 м^3, P = 0,8 МПа T = 303 K D отсекаемого трубопровода = 0,08 м L = I,5 м		Освидетельствование и ревизия предохранительного клапана	2	(4)	8I,29	I62,58
Клапан предохранительный D = 0,08 м α = 0,70		Проверка работоспособности клапана 3 раза в сутки в течение 3 с		(5)	4,27	4675,65
4) V = 50 м^3; P = 0.8 МПа T = 303 K D отсекаемого трубопровода = 0,08 м L = I.5 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; α = 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 пробы				
Давление в месте отбора P = 0,8 МПа	I		I2		0,023	0,27
Клапан предохранительный D = 0,I5 м T = 303 К P = 0,II МПа α = 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	I803,30

Σ = 92989,67

Продолжение табл. I4.

I	2	3	4	5	6	7
		6. Технологические потери по промысловым трубопроводам				
КС - ГПЗ D = 0,273 м, L = 30 км Рн = 0,8 МПа, Рк = 0,2 МПа, Рср = 0,5 МПа Тн = 303 К, Тк = 278 К Объем перекачки G = 7,599 · 10^6 м^3/год	-	Утечки из линейной части газопровода за счет негерметичности	-	(II)	4,0I 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 м; L = I2 км Рн = 0,I6 МПа; Рк = 0,I МПа, Рср = 0,I4 МПа Тн = 303 К; Тк = 278 К Объем перекачки G = 5,3I9 · 10^6 м^3/год		Утечки из линейной части за счет негерметичности	-	(II)	I,03	4506,92

Продолжение табл. I4.

I	2	3	4	5	6	7
7 конденсатосборников продуваются I раз в неделю Скорость течения газа по газопроводу 5,37 м/с		Конденсация в газопроводе углеводородного конденсата		(I0)	II5,I2 конденсата	53I8I,82
		Конденсация водяных паров			72,65 м³ воды в год	
		Продувка конденсатосборников	364		3,20 /I6/	II65,00
НСП - КС D = 0,273 м; L = 5 км, Рн = 0,35 МПа, Рк = 0,II МПа, Рср = 0,23 МПа Тн = 303 К; Тк = 276 К Объем перекачки $G = 2{,}280 \cdot 10^6$ м³/год		Утечки за счет негерметичности линейной части газопровода		(II)	I30	2380,22
I конденсатосоорник продувается I раз в неделю Скорость течения газа по газопроводу I,236 м/с		Конденсация углеводородного конденсата	-	(I0)	-	-
		Конденсация водяных паров	-		6,43 м³ воды в год	
		Продувка конденсатосборника	I2		3,2 /I6/	38,4
					Σ =	I052I2,82

Продолжение табл. I4.

I	2	3	4	5	6	7
		7. Потери в системе подачи газа для газлифта				
Напорный газопровод D = 0,273 м; L = I2 км Рср = 4,2 МПа; Тср = 280 К Zср = 0,89		Утечки за счет негерметичности линейной части газопровода		(II)		221936,8I
Напорный газопровод D = 0,273 м; L = (3+2) км Рср = 4,0 МПа; Тср = 280 К Zср= 0,89		Утечки за счет негерметичности линейной части газопровода		(II)		88070,I5
					Σ= 320006,96	

Добыча газа в год по месторождению составляет $7,6 \cdot I0^6$ м^3

Технологические потери составляют 735638,05 м^3

$$\frac{0,74 \cdot I0^6 \cdot I00}{7,6 \cdot I0^6} = 9,73\ \%$$

Таблица I5

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	4I,5I	42,I2
CO_2	-	-
H_2	0,03	0,03
CH_4	35,85	36,98
C_2H_6	I6,93	I6,5I
C_3H_8	0,73	0,65
и - C_4H_{I0}	I,I6	0,86
н - C_4H_{I0}	2,45	I,82
и - C_5H_{I2}	0,66	0,49
н - C_5H_{I2}	0,44	0,35
C_6 +	0,24	0,I9
Давление, МПа	0,26	0,05-0,II
Температура, К	303	303

Таблица I6

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,I5
C_5H_{12}	0,I7

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; $V = 1$ м^3.

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:

$$\sigma_{P_0} = \sqrt{\sigma_{P_\delta}^2 + \left(\sigma_{P_И} \frac{P_И}{P_0}\right)^2} ;$$

$$\sigma_{P_\delta} = \frac{50 \cdot \Delta P_\delta}{P_0} ;$$

$$\sigma_{P_И} = 0{,}5 \frac{P_{пр}}{P_И} \cdot S_{P_И} ;$$

$$\Delta P_\delta = S_{P_И} \cdot P_{пр} \cdot \frac{1}{100} .$$

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

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

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

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

Из /6 / находим среднеквадратическую погрешность измерения температуры:

$$\sigma_T = -\frac{T_\pm}{T} S_t .$$

На сепараторе установлен термометр класса точности 2,5 со шкалой - 50 + I00 °С.

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

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

Среднеквадратическая погрешность определения объема технологических потерь при проверке работоспособности предохранительного клапана находится по формуле (I8):

$$\sigma_{П_1} = \sqrt{\sigma_p^2 + \frac{1}{4}\left(\sigma_T^2 + \sigma_p^2\right)}$$

при условиях $P_{ср}$ = I,5I МПа; $T_{ср}$ = 303 К; ρ = I,37 кг/м^3:

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

По / 6 / рассчитываем среднеквадратическую относительную погрешность измерения плотности:

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

Молярное содержание компонентов (η_i) берется по табл. I7, плотность индивидуальных компонентов из приложения 2I РД 50-2I3-80.

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

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 ± I0 % при содержании компонента в смеси газа до I0 % и ± 5 % при содержании компонента в смеси газа свыше I0 %.

Таблица I7

Расчет σ_ρ

Компонент	η_i	ρ_i, кг/м³	$\frac{\Delta\rho_i \cdot 10^{-4}}{\rho_i}$	$\frac{(\eta_i\rho_i)^2}{100}$	$\sigma^2_{\rho_i} \cdot 10^{-4}$	σ_{η_i} 5 %	σ_{η_i} 10 %	$(\sigma^2_{\rho_i} \cdot \sigma^2_{\eta_i}) \times 10^{-4}$	$\frac{(\eta_i\rho_i)^2}{(\sigma^2_{\rho_i} \cdot \sigma^2_{\eta_i}) \cdot 10^{-4}}$
N_2	0,4I5I	I,8890	2,65	6I,49	I,75	25	–	26,75	I6,45
H_2	0,0003	0,0837	59,74	0	–	–	I00	–	–
CH_4	0,3585	0,668I	7,48	5,74	I3,99	25	–	38,99	2,24
C_2H_6	0,I693	I,2600	3,97	4,55	3,94	25	–	28,94	I,32
C_3H_8	0,0073	I,8659	2,68	0,02	I,8	–	I00	I0I,80	0,02
iC_4H_{10}	0,0II6	2,49II	2,0I	0,08	I,0I	–	I00	I0I,I0	0,08
nC_4H_{10}	0,0245	2,49I7	2,0I	0,37	I,0I	–	I00	I0I,I0	0,38
iC_5H_{12}	0,0066	3,I633	I,58	0,04	0,62	–	I00	I0I,62	0,04
nC_5H_{12}	0,0044	3,I633	I,58	0,02	0,62	–	I00	I00,62	0,02
C_6+	0,0024	4,I679	I,20	0,0I	0,36	–	I00	I00,36	0,02

В расчете принято $\Delta\rho_i = 5 \cdot I0^{-4}$;

$$\sigma_\rho = \frac{I}{I,37}\sqrt{20,56} = 3,3I\ \%\ .$$

Тогда

$$\sigma_{\Pi_3} = 2,34^2 + \frac{I}{4}(0,6I9^2 + 3,3I^2) = 2,89\ \%\ .$$

Потери при ревизии предохранительного клапана составляют 288,I7 м^3/год при средней квадратической погрешности $\sigma_{п_1}$ = 2,42I %.

Потери газа для проверки работоспособности предохранительных клапанов составляют 39748,5 м^3 при средней квадратической погрешности $\sigma_{п_2}$ = 2,89%.

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

$$\sigma_п = \sqrt{\frac{(288,I7 \cdot 2,42)^2 + (39748,5 \cdot 2,89)^2}{(288,I7 + 39748,5)^2}} = 2,87 \ \% .$$

ЛИТЕРАТУРА

I. 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, Гипротюменнефтегаз, 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.

I3. Кондратьева Т.Ф. Предохранительные клапаны. -Л.: Машиностроение, I976.

I4. Вольский Э.Л. Режим работы магистрального газопровода. -Л.: Недра, I970.

I5. Engineering Data Book, 7-thed, National Gasoline Supplymen, S. Association, Tulsa, Okla, 1957.

I6. Основные положения по нормированию расхода топлива, электрической и тепловой энергии в производстве. -М.: Изд. "Экономика", I966.

I7. Смирнов А.С. Добыча и транспорт газа. -М.: Гостоптехиздат, I957.

I8. Гороновский И.Т. и др. Краткий справочник по химии. -Киев, "Наукова думка", I974.

I9. Берчик Э.Д. Свойства пластовых жидкостей. -М.: Гостоптехиздат, I960.

20. Коуль А.П., Ризенфельд Ф.С. Очистка газа. -М.: Недра, I968.

2I. Справочник по растворимости. Т.I, книга I. Составитель Коган В.Б. и др. -М.-Л.: I96I.

22. Равновесие между жидкостью и паром. книга I. Коган В.Б. и др. -М.: Наука, I966.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. 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	5I
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-I-I2I3-84

ВНИИСПТнефть
450055, Уфа, просп.Октября, I44/3
Редактор Г.Л.Левченко

Подписано в печать 18.0I.85г. П03128
Формат 60х90 I/I6. Уч.-изд.л. 3,7. Тираж 270 экз.
Заказ

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru