МИНИСТЕРСТВО ЧЕРНОЙ МЕТАЛЛУРГИИ
С С С Р

УКАЗАНИЯ И НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХОЗЯЙСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ ЧЕРНОЙ МЕТАЛЛУРГИИ

МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЕ ЗАВОДЫ

Том 9

ГАЗОВОЕ ХОЗЯЙСТВО

ВНТП 1-33-80
МЧМ СССР

1981

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ЧЕРНОЙ МЕТАЛЛУРГИИ
С С С Р

УКАЗАНИЯ И НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХОЗЯЙСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ ЧЕРНОЙ МЕТАЛЛУРГИИ

МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЕ ЗАВОДЫ

Том 9

ГАЗОВОЕ ХОЗЯЙСТВО

РНТП 1-33-80
МЧМ СССР

Утверждены приказом Минчермета С С С Р
от 10.12.80 № 1148

1981

"Указания и нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели энергохозяйства предприятий черной металлургии. Том 9. Металлургические заводы. Газовое хозяйство" ВНТП-I-33 МЧМ СССР разработаны Ленинградским Государственным институтом по проектированию металлургических заводов (Ленгипромезом) Минчермета СССР.

С введением в действие этих "Указаний и норм" утрачивают силу "Указания и нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели энергохозяйства предприятий черной металлургии. Металлургические заводы. Том 9. Газовое хозяйство", разработанные Ленгипромезом и утвержденные Минчерметом СССР в 1973 г.

ПЕРЕЧЕНЬ ТОМОВ

указаний и норм технологического проектирования и технико-экономических показателей энергетического хозяйства предприятий черной металлургии

№№ пп	Наименование тома	Номер тома	Разработчик	Обозначение
I	2	3	4	5
I	Металлургические заводы			
	Общезаводское теплосиловое хозяйство	I	Гипромез	ВНТП I-25-80 МЧМ СССР
	Воздуходувные станции (ВС)	2	ЦЭЧМ	ВНТП I-26-80 МЧМ СССР
	Газотурбинные расширительные станции (ГТРС)	3	ЦЭЧМ	ВНТП I-27-80 МЧМ СССР
	Теплосиловое хозяйство кислородно-конвертерных цехов	4	Гипромез	ВНТП I-28-80 МЧМ СССР
	Установки котлов-утилизаторов за сталеплавильными и нагревательными печами	5	ЦЭЧМ	ВНТП I-29-80 МЧМ СССР
	Испарительное охлаждение металлургических агрегатов	6	ВНИПИЧЭО	ВНТП I-30-80 МЧМ СССР
	Электрохозяйство	7	Гипромез	ВНТП I-3I-80 МЧМ СССР
	Электроремонт	8	Гипромез	ВНТП I-32-80 МЧМ СССР
	Газовое хозяйство	9	Ленгипромез	ВНТП I-33-80 МЧМ СССР

I	2	3	4	5
	Кислородное хозяйство	I0	Укргипромез	ВНТП I-34-80 МЧМ СССР
	Производство защитных газов	II	Стальпроект	ВНТП 9-I-80 МЧМ СССР
	Водное хозяйство	I2	Гипромез	ВНТП I-35-80 МЧМ СССР
	Установки по приготовлению химически обработанной воды и организация водно-химического режима энергообъектов	I3	ЦЭЧМ	ВНТП I-36-80 МЧМ СССР
	Очистные сооружения и защита водоемов	I4	ВНИПИЧЭО	ВНТП I-37-80 МЧМ СССР
	Гидрошламозолоудаление котельных установок	I5	ЮВЭЧМ	ВНТП I-38-80 МЧМ СССР
	Отопление, вентиляция и холодоснабжение	I6	Гипромез	ВНТП I-39-80 МЧМ СССР
	Защита атмосферы	I7	Гипромез	ВНТП I-40-80 МЧМ СССР
	Защита атмосферы. Очистка газов от пыли	I8	ВНИПИЧЭО	ВНТП I-4I-80 МЧМ СССР
	Технические средства управления производством	I9	Гипромез	ВНТП I-42-80 МЧМ СССР
	Энергоремонтные цехи	20	Гидромез	ВНТП I-43-80 МЧМ СССР
	Производственные базы энергоремонтных предприятий	2I	Трест "Энергочермет" ЮВЭЧМ	ВНТП I-44-80 МЧМ СССР

I	2	3	4	5
	Защита подземных металлических сооружений и коммуникаций от коррозии	22	Укргипромез	ВНТП I-45-80 МЧМ СССР
2	Горнодобывающие предприятия	23	Гипроруда	ВНТП I3-5-80 МЧМ СССР
3	Окомковательные и обогатительные фабрики			
	Окомковательные фабрики	24	Механобрчермет	ВНТП I9-53-80 МЧМ СССР
	Обогатительные фабрики	25	Механобрчермет	ВНТП I9-54-80 МЧМ СССР
4	Агломерационные фабрики	26	Укргипромез	ВНТП 4-I-80 МЧМ СССР
5	Коксохимические предприятия	27	Гипрококс	ВНТП I7-5875-80 МЧМ СССР
6	Ферросплавные заводы	28	Гипросталь	ВНТП I0-5-80 МЧМ СССР
	Ферросплавные заводы. Защита атмосферы	29	Гипросталь	ВНТП I0-6-80 МЧМ СССР
7	Огнеупорные заводы	30	В И О	ВНТП 20-I-80 МЧМ СССР
8	Метизные заводы	3I	Гипрометиз	ВНТП I2-I0-80 МЧМ СССР

Министерство черной металлургии СССР (Минчермет СССР)	Указания и нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели энергохозяйства предприятий черной металлургии. Том 9. Металлургические заводы. Газовое хозяйство	ВНТП I-33-80 МЧМ СССР Взамен Указаний и норм 1973 г.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящие "Указания и нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели энергохозяйства предприятий черной металлургии. Том 9. Металлургические заводы. Газовое хозяйство" являются обязательными при проектировании газового хозяйства предприятий черной металлургии.

Внесены Ленинградским Государственным институтом по проектированию металлургических заводов (Ленгипромезом)	Утверждены Минчерметом СССР (приказ от 10.12.1981 г. № 1148)	Срок введения в действие 1 октября 1981 г.

I. УКАЗАНИЯ И НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

I.I.ОБЩАЯ ЧАСТЬ

I.I.I. Настоящие "Указания и нормы" распространяются на проектирование объектов газового хозяйства,расположенных на территории предприятий Министерства черной металлургии СССР, использующих в качестве топлива горючие газы (доменный,коксовый,обогащенный коксовый,конвертерный,ферросплавный,природный) и их смеси при избыточном давлении до I2 бар(I2кгс/см^2) и сжиженные углеводородные газы с давлением до I6 бар(I6 кгс/см^2).

Кроме того, "Указания и нормы" распространяются на проектирование межзаводских газопроводов доменного,коксового,обогащенного коксового,конвертерного,ферросплавного газов,прокладываемых вне территории населенных пунктов.

I.I.2. Помимо соблюдения требований СНиПов и ГОСТов, при проектировании объектов газового хозяйства надлежит руководствоваться также действующими "Правилами безопасности в газовом хозяйстве предприятий Министерства черной металлургии СССР", для краткости именуемыми в дальнейшем тексте "ПБГХ МЧМ".

При проектировании подземных газопроводов природного газа,газораздаточных станций и групповых установок сжиженного углеводородного газа,а также газификации коммунально-бытовых объектов,расположенных на территории предприятий,надлежит выполнять соответствующие требования действующих "Правил безопасности в газовом хозяйстве" Госгортехнадзора СССР.

I.I.3. К числу объектов газового хозяйства следует относить межцеховые и цеховые сети перечисленных горючих газов (см.пп.I.I.I), газооборудование печей,паровых котлов и других агрегатов,потребляющих газ,установки очистки доменного газа, газосбросные устройства доменного и коксового газа,газоповысительные и газокомпрессорные станции,установки по очистке газа от соединений серы,газосмесительные установки,газорегуляторные пункты и диспетчерские пункты газового хозяйства.

I.I.4. Настоящие "Указания и нормы" соответствуют современному техническому уровню производства, условиям работы и передовому опыту эксплуатации газового хозяйства предприятий черной металлургии. Вместе с тем, в ряде случаев указана возможность вероятных изменений тех или иных показателей в ближайшие годы.

Имеется в виду, что "Указания и нормы" будут систематически корректироваться в соответствии с изменениями в технологии производства и в технических решениях по мере накопления опыта.

I.I.5. Отступления от настоящих "Указаний и норм" допускаются при надлежащем технико-экономическом обосновании.

I.2. ТЕРМИНОЛОГИЯ, ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

Ниже приводятся рекомендуемые к применению в технической документации по газовому хозяйству единицы измерения, обозначения и терминология, относящиеся к часто используемым величинам и терминам, по которым отсутствует необходимое единообразие.

I.2.I. Объем газов (V) должен указываться:

- в нормальных кубических метрах ($нм^3$), то есть при нормальных условиях 273 К (0^oC), I0I3 гПа (760 мм рт.ст.) и влагосодержании, равном нулю;

- в стандартных кубических метрах ($ст\ м^3$), то есть при стандартных условиях 293 К (20^oC), I0I3 гПа (760 мм рт.ст.) и влагосодержании, равном нулю.

Приведение объемов газа к стандартным условиям должно быть ограничено следующими случаями:

а) для условий измерения расходов газа стандартными диафрагмами и соплами (по "Правилам 28-64" Государственного комитета стандартных мер и измерительных приборов СССР) и

определения объемов газа для взаимных расчетов с потребителями (по ГОСТ 2939-63);

б) при составлении отчетов предприятиями МЧМ по расходу газообразного топлива и по балансам доменного и коксового газа (согласно приложению к форме № II-СИ инструкции ЦСУ СССР от I5.II.77 № 940).

Приведение объемов газа к действительным условиям (при фактических температуре, давлении и влагосодержании) в кубических метрах ($м^3$) допускается только в соответствующих технических расчетах.

Помимо обозначения размерности объема газа при действительных ($м^3$) или стандартных (ст $м^3$) условиях, следует в проектной документации каждый раз эти условия оговаривать.

I.2.2. Давление газов (P) должно указываться избыточное (сверх атмосферного) и выражаться при величине до 0,5 бар (0,5 ати) в декапаскалях и выше 0,5 бар (0,5 ати) - в барах.

Абсолютное давление газа должно быть оговорено словами.

I.2.3. Теплота сгорания газа должна указываться отнесенной к одному нормальному кубическому метру сухого газа и определяться как низшая теплота сгорания ($Q_н$), то есть в ее величине не должна учитываться скрытая теплота испарения водяных паров продуктов сгорания.

Если по каким-либо причинам необходимо указать теплоту сгорания влажного газа или высшую теплоту сгорания, а также теплоту сгорания газа, отнесенную к иным условиям, то это должно быть оговорено.

Следует иметь в виду, что теплота сгорания газа при стандартных условиях меньше теплоты сгорания газа при нормальных условиях примерно на 7% в соответствии с увеличением объема газа при 293К (+20°С).

Для удобства исчисления допускается приводить объем газа к условной теплоте сгорания, которая принимается для доменного газа - 4200 кДж/$нм^3$(I000 ккал/$нм^3$), для коксового газа -

- 16800 кДж/нм^3(4000 ккал/нм^3), для богатого газа -
- 25200 кДж/нм^3(6000 ккал/нм^3) и для природного газа -
- 33600 кДж/нм^3(8000 ккал/нм^3). Условная теплота сгорания для мазута принимается равной 42000 кДж/кг (10000 ккал/кг),

Иногда те же величины принимаются в качестве теплоты сгорания, отнесенной к кубическому метру при стандартных условиях.

При необходимости допускается перевод разных видов топлива, в том числе и горючих газов, в так называемое "условное топливо" с теплотой сгорания 29200 кДж/кг (7000 ккал/кг).

Использование в проектной документации приведенных величин теплот сгорания,а также объемов газа, отнесенных к ним,должно быть оговорено.

I.2.4. Влагосодержание (φ) газа в состоянии насыщения, зависящее от температуры газа, определяется по справочным таблицам, составленным для воздуха при атмосферном давлении. Этими данными без существенной погрешности можно пользоваться для всех горючих газов при атмосферном или близком к нему давлении. При давлении, значительно отличающемся от атмосферного,действительное содержание водяных паров в газе несколько превышает табличные данные (на 5-10% при давлении газа 10 кгс/см^2).

Абсолютное влагосодержание газа выражается обычно в граммах на нормальный кубический метр газа, при этом следует обращать внимание, отнесена ли эта величина к кубическому метру сухого или влажного газа.

I.2.5. Плотность или объемная масса (ρ) газа и обратная ей величина - удельный или массовый объем газа - выражаются соответственно в кг/нм^3 и нм^3/кг.

I.2.6. Динамическая или абсолютная вязкость (μ) выражается в паскалях в секунду (Па·с).

Кинематическая вязкость (ν) представляет собой отношение динамической вязкости к плотности газа $\nu = \frac{\mu}{\rho}$ и выражается в $м^2/с$.

Кинематическая вязкость газа при любой температуре в пределах от 263 К (-10°С) до 313 К (+40°С) определяется по формуле:

$$\nu_t = \nu[1 + 0{,}006 \cdot (T - 293)]$$

где: ν_t – кинематическая вязкость при температуре T Кельвинов и давлении 1013 гПа(760 мм рт.ст.);

ν – кинематическая вязкость при температуре 293 К(+20°С) и давлении 1013 гПа(760 мм рт.ст.).

I.2.7. Пределы взрываемости (L)

Нижний и верхний пределы взрываемости соответствуют наименьшему и наибольшему объемному проценту горючего газа в смеси с воздухом или с кислородом, за пределами которых (ниже низшего или выше высшего) невозможна реакция горения.

С увеличением температуры газовоздушной смеси пределы взрываемости расширяются.

Предел взрываемости верхний или нижний смеси различных горючих газов, не содержащих балласта, в процентах (по объему) вычисляют по формуле Ле Шателье:

$$L = \frac{100}{\frac{r_1}{L_1} + \frac{r_2}{L_2} + \ldots + \frac{r_n}{L_n}} \%$$

где: $r_1 ; r_2 \ldots r_n$ – объемная доля компонентов в процентах;

$L_1 ; L_2 \ldots L_n$ – предел взрываемости верхний (или нижний) соответствующих компонентов в процентах (по объему)

В случае, если в состав газовой смеси входят негорючие компоненты (балласт), то пределы взрываемости определяют по следующей формуле:

$$L' = L \frac{\left(1 + \frac{\delta}{1-\delta}\right) \cdot 100}{100 + L \frac{\delta}{1-\delta}} \%$$

где: L' – нижний (или верхний) предел взрываемости газовой смеси, содержащей негорючие компоненты, в процентах (по объему);

δ – содержание негорючих компонентов в смеси в процентах (по объему).

Пределы взрываемости основных компонентов горючих газов см. таблицу I.

Таблица I

Газ	Химическая формула	Содержание горючего газа в газовоздушной смеси, %		Газ	Химическая формула	Содержание горючего газа в газовоздушной смеси, %	
		нижний предел	верхний предел			нижний предел	верхний предел
Метан	CH_4	5,3	I5,0	Пропан	C_3H_8	2,2	9,5
Водород	H_2	4,I	74,6	Пропилен	C_3H_6	2,4	I0,3
Окись углерода	CO	I2,5	74,2	Бутан	C_4H_{10}	I,8	8,4
Сероводород	H_2S	4,3	45,5	Пентан	C_5H_{12}	I,3	8,0
Этан	C_2H_6	3,0	I2,5	Гексан	C_6H_{14}	I,25	6,9
Этилен	C_2H_4	2,8	28,6				

I.2.8. В технической документации следует все величины количеств теплоты приводить только в килоджоулях (кДж).

Часто используемые в расчетах кратные тепловые единицы рекомендуется именовать и обозначать следующим образом:

мегаджоуль (МДж), равный 10^6 Дж или 10^3кДж;

гигаджоуль (ГДж), равный 10^9 Дж или 10^6кДж;

тераджоуль (ТДж), равный 10^{12}Дж или 10^9кДж.

Кратные единицы давления в расчетах рекомендуется именовать:

декапаскаль (даПа), равный 10 Па;

гектопаскаль(гПа), равный 100 Па.

В приложении 23 приведена справочная таблица соотношений единиц Международной системы СИ и ранее применявшихся систем. Настоящие "Указания и нормы" составлены в действующей системе СИ.

I.3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБЛЯЕМЫХ ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

I.3.I. Горючие газы, используемые на металлургических предприятиях, должны удовлетворять требованиям ПБГХ МЧМ.

Состав и теплота сгорания горючих газов, применяемых на металлургических заводах, зависящие от технологических условий их производства, при выполнении проектов газового хозяйства должны приниматься на основании заданий технологов соответствующих производств.

Для укрупненных расчетов (при отсутствии уточненных заданий) допустимо использование нижеприводимых данных по составу и теплоте сгорания горючих газов.

I.3.2. Доменный газ

Состав доменного газа в зависимости от технологических условий плавки передельного и литейного чугунов может колебаться в широких пределах (в процентах по объему) по данным таблицы 2.

Таблица 2

Наименование составляющих	Состав газа по ТУ14-7-23-73 при выплавке	
	передельного чугуна	литейного чугуна
CO	23-32	26-34
H_2	I,4-5,2	I,4-5,2
CH_4	0,I-0,3	0,2-0,3
CO_2	9,5-20	7,5-I5
N_2	46-59	52-59

Теплота сгорания доменного газа составляет 3I50 - - 4620 кДж/нм^3 (750-II00 ккал/нм^3) при выплавке передельного чугуна и 3575-5040 кДж/нм^3 (850-I200 ккал/нм^3) - при выплавке литейного чугуна.

В расчетах следует принимать:
- плотность газа - I,3 кг/нм^3;
- кинематическую вязкость газа x) -0,I4·I0^{-4} м^2/с;
- пределы взрываемости: нижний - 35%;
  верхний- 74%.

Содержание пыли в доменном газе, поступающем к потребителям, должно быть:

- для обогрева коксовых батарей и воздухонагревателей доменных печей,а также утилизационных бескомпрессорных турбин не более 4 мг/нм^3;
- для всех других потребителей - не более I0 мг/нм^3.

---

x) Здесь и далее кинематическая вязкость дана при температуре 293 К(+20°С) и давлении I0I3 гПа (760 мм рт.ст.)

По мере увеличения количества вдуваемого с дутьем заменителя кокса и степени обогащения дутья кислородом (сверх 30%) следует ожидать повышения содержания в газе CO, CO_2 и H_2 при сокращении выхода газа и соответствующем повышении теплоты сгорания. Доменный газ в газовых сетях чистого газа после мокрой газоочистки насыщен водяными парами.

I.3.3. Коксовый газ

Состав коксового газа, поступающего в сети предприятия, в зависимости от месторождения угля и условий коксования может меняться в следующих пределах (в процентах по объему):

H_2	- от 56 до 62
O_2	- от 0,3 до 0,6
CH_4	- от 23,5 до 26,5
N_2	- от 2 до 6
$C_m H_n$	- от I,9 до 2,7
CO	- от 5,5 до 7,7
CO_2	- от I,8 до 2,6

Теплота сгорания коксового газа составляет I7400-I7600 кДж/нм^3 (4I50-4400 ккал/нм^3).

В расчетах следует принимать:

- плотность газа - 0,45 кг/нм^3
- кинематическую вязкость газа - $0{,}3 \cdot 10^{-4}$ м^2/с
- пределы взрываемости: верхний - 5,6%
  нижний - 3I %

Коксовый газ поступает в заводские сети, будучи насыщен водяными парами.

Содержание сероводорода в коксовом газе в заводских сетях действующих предприятий, как правило, не должно превышать 4г/нм^3, а нафталина 0,5 г/нм^3. Для вновь строящихся предприятий, а также при расширении или реконструкции коксохимического производства содержание сероводорода в коксовом газе в заводских сетях не должно превышать 0,5 г/нм^3, нафталина - 0,2 г/нм^3.

При использовании коксового газа для коммунально-бытовых потребителей на металлургических предприятиях и при газопламенной обработке металла в закрытых помещениях содержание сероводорода не должно превышать 0,02 г/нм^3, нафталина - 0,05г/нм^3 (летом) и 0,I г/нм^3 (зимой).

Коксовый газ, поставляемый азотно-туковому производству для синтеза, должен соответствовать требованиям ГОСТа 8330-74.

I.3.4. Природный газ

Различают газы чисто газовых месторождений, называемые природными углеводородными газами, и газы газонефтеносных месторождений - попутные нефтяные газы.

Состав природных углеводородных газов различных месторождений колеблется в широких пределах. В большинстве случаев колебания состава газа, используемого заводами СССР, не выходят за пределы (в процентах по объему):

CH_4	-	от 95 до 99
C_2H_6, C_3H_8	-	от 0,02 до I,5
C_4H_{10}, C_5H_{12} + высшие	-	от 0,02 до I,5
CO_2	-	от 0,2 до I,2
N_2 + редкие газы	-	от 0,3 до 4,4

Теплота сгорания природного углеводородного газа составляет 33600-36500 кДж/нм^3 (8000-8700 ккал/нм^3).

В расчетах следует принимать:

- плотность газа - в зависимости от состава в пределах от 0,73 кг/нм^3 до 0,79 кг/нм^3;
- кинематическую вязкость газа - $0{,}15 \cdot 10^{-4}$ м^2/с;
- пределы взрываемости: нижний 5%, верхний 17%.

Состав попутных нефтяных газов зависит от природы нефти и от схемы отделения газа от нефти.

Состав попутных нефтяных газов основных газоконденсатных месторождений СССР колеблется в следующих пределах (в процентах по объему):

CH_4	-	от 63 до 97
C_2H_6, C_3H_8, C_4H_{10}, C_5H_{12} + высшие	-	от 1,8 до 3,6
CO_2	-	от 0 до 5,4
N_2 + редкие	-	от 0,12 до 8,8

Теплота сгорания попутного нефтяного газа составляет 39000-58800 кДж/нм^3 (9300-14000 ккал/нм^3).

В расчетах следует принимать:

- плотность газа 0,5-0,9 кг/нм^3;
- кинематическую вязкость газа - $0{,}15 \cdot 10^{-4}$ м^2/с;
- пределы взрываемости: нижний - 5%, верхний - 16,5%.

Природный углеводородный и попутный нефтяной газ поступают в заводские сети, как правило, сухими.

Содержание сернистых соединений в газе, поступающем на предприятие, подлежит уточнению в каждом конкретном случае.

В природном газе (попутном, нефтяном) отдельных месторождений содержание сероводорода может составлять до 25 мг/нм^3, меркаптановой серы - до 120-150 мг/нм^3.

В связи с этим, для отдельных производств, при необходимости, должна предусматриваться специальная очистка используемого природного газа от соединений серы.

1.3.5. Конвертерный газ

Состав кондиционного конвертерного газа, получаемого в конвертерном цехе, проектируемом по схеме без дожигания отходящих газов, при расчетах может быть принят следующим (в процентах по объему):

CO	- от 70 до 80
CO_2	- от 15 до 20
C_2	- от 0,5 до 0,8
N 2	- от 3 до 12

Содержание серы 0,1-0,2 г/нм^3.

Теплота сгорания в среднем составляет 8400-9240 кДж/нм^3 (2000-2200 ккал/нм^3).

В расчетах следует принимать:

- плотность газа - 1,35-1,4 кг/нм^3
- кинематическую вязкость газа - $0,13 \cdot 10^{-4}$ м^2/с
- пределы взрываемости: нижний-15%, верхний-78%.

Содержание пыли в конвертерном газе, поступающем в межцеховые газопроводы, должно быть в пределах 5-10 мг/нм^3.

После мокрой очистки газ насыщен водяными парами.

1.3.6. Ферросплавный газ

В соответствии с действующими ТУ усредненный состав ферросплавного газа, получаемого при выплавке ферросплавов в закрытых электропечах, следует принимать по данным таблицы 3.

Таблица 3

Наименование составляющих	Содержание по видам сплава, в процентах по объему			
	ферро-силиций	ферро-марганец	силико-марганец	ферро-хром
CO	75-90	80-85	65-80	50-75
H_2	2-8	4-8	5-8	5-8
CH_4	0,3-0,8	-	-	до I,0
O_2	не более I,0	не более I,0	не более I,0	не более I,0
CO_2	2-5	7-I0	I2-I5	I0-I5
N_2	остальное	остальное	остальное	остальное

В зависимости от условий производства ферросплавов содержание водорода в газе допускается до I4%.

Суммарное содержание сероводорода и двуокиси серы в пересчете на двуокись серы в газе не должно превышать I г/нм^3.

Теплота сгорания ферросплавного газа в зависимости от вида выплавляемого сплава находится в следующих пределах:

- для ферросилиция - 9240-I0626 кДж/нм^3(2200-2530 ккал/нм^3);
- для ферромарганца- 9870-II424 кДж/нм^3(2350-2720 ккал/нм^3);
- для силикомарганца-8400-9828 кДж/нм^3(2000-2340 ккал/нм^3);
- для феррохрома -6972-9702 кДж/нм^3(I660-23I0 ккал/нм^3).

В расчетах следует принимать:

- плотность газа - I,I6-I,26 кг/нм^3;
- кинематическую вязкость - 0,I5·I0^{-4} м^2/с;
- пределы взрываемости: нижний - I2%, верхний - 77%.

Содержание пыли в ферросплавном газе, поступающем в заводские сети, при отсутствии особых требований, не должно превышать 20 мг/нм^3.

После мокрой газоочистки газ насыщен водяными парами.

I.3.7. Обогащенный коксовый газ (богатый газ)

Обогащенный газ, возвращаемый металлургическому предприятию азотно-туковым производством после отбора водорода и этиленовой фракции из коксового газа, имеет следующий состав (в процентах по объему):

H_2	-	4-5,5
CO	-	I3-I4
CH_4	-	54-58
C_mH_n	-	0,7-I,2
O_2	-	0,5-0,7
$CO_2 + H_2S$	-	до 0,6
N_2	-	22-26

В каждом конкретном случае состав обогащенного газа должен быть уточнен организацией, проектирующей азотно-туковое производство.

Теплота сгорания газа указанного состава - 2I000-2I800кДж/нм^3 (5000-5200 ккал/нм^3); в случае,если этиленовая фракция из коксового газа не отбирается,теплота сгорания увеличивается до 24400-26460 кДж/нм^3 (5800-6300 ккал/нм^3).

В расчетах следует принимать:

- плотность газа - 0,9 кг/нм^3;
- кинематическую вязкость газа - $0,I6 \cdot I0^{-4}$ м^2/с;
- пределы взрываемости: нижний - I0%, верхний - 28%.

Обогащенный газ не содержит водяных паров, если в технологической схеме производства аммиака не предусматривается его контакт с водой.

I.3.8. Сжиженные углеводородные газы

Состав сжиженных газов, используемых для газопламенной обработки металла, лабораторных нужд, а также небольших печей, регламентируется ГОСТом I0I96-62.

Состав сжиженных газов, используемых для коммунально-бытовых нужд, определяется ГОСТом 20448-75.

Из сжиженных газов чаще всего применяется смесь пропана и бутана.

Теплота сгорания пропана (C_3H_8)-92400 кДж/нм^3 (22000 ккал/нм^3); бутана (C_4H_{10}) - I20000кДж/нм^3 (28500 ккал/нм^3).

Сжиженные газы на заводах-изготовителях одорируют и осушают. Запах газа должен ощущаться при его содержании в воздухе 0,5% по объему. Содержание сероводорода - не более 5 г на I00 нм^3 газа.

В расчетах следут принимать:

Характеристика газа	C_3H_8	C_4H_{10}
Объем паров на I кг жидкости, нм^3	0,535	0,406
Плотность	2 кг/нм^3	2,6 кг/нм^3
Кинематическая вязкость	$0,04 \cdot 10^{-4}$ м^2/с	$0,04 \cdot 10^{-4}$ м^2/с
Пределы взрываемости	верхний-9,5% нижний -2%	верхний-8,5% нижний -I,8%

I.4. Данные по приходу и режиму производства горючих газов

I.4.I. В таблице 4 приведены данные по удельному выходу доменного газа на I т чугуна и по теплоте сгорания доменного газа при работе доменных печей на атмосферном дутье в зависимости от удельного расхода кокса.

Из указанной таблицы видно,что приведенные данные для одного и того же расхода кокса могут колебаться в широких пределах в зависимости от условий работы доменных печей.Поэтому пользоваться этими данными следует только для ориентировочных расчетов.

При определении среднечасового выхода доменного газа,исходя из годовой производительности доменной печи и удельного выхода газа, необходимо учитывать,что в СССР среднее число дней работы доменных печей в году установлено 357 или 8568 часов.

I.4.2.При вдувании с атмосферным дутьем заменителей кокса (природного газа,мазута) следует учитывать,что удельный расход газа на I т чугуна уменьшается,а теплота сгорания газа увеличивается в зависимости от количества вдуваемого заменителя и коэффициента замены кокса. Удельный расход доменного газа по теплу может отличаться от данных,приведенных в таблице 4, в среднем на 5%, но не более,чем на I0%.

При обогащении дутья кислородом удельный выход газа на Iт чугуна снижается на 3-4%, а теплота сгорания газа повышается на I,5-2,5% на каждый процент увеличения кислорода в атмосферном дутье (в пределах обогащения дутья на 30%).

При одновременном вдувании заменителей кокса и обогащенного кислородом дутья по мере роста концентрации кислорода в дутье для данного расхода кокса и данного расхода его заменителя следует учитывать снижение выхода газа по объему и повышение теплоты его сгорания при общем увеличении удельного выхода газа по теплу в пределах 5-20% по сравнению с данными таблицы 4.

Таблица 4

№№ пп	Параметры газа	Удельный расход сухого скипового кокса, кг/тонна чугуна	
		500	600
I	Удельный выход доменного газа по объему на I т чугуна	I550-I850 $нм^3$	I900-2250 $нм^3$
2	Удельный выход доменного газа по теплу на I т чугуна	5,0-5,9 ГДж (I,2-I,4 Гкал)	6,3-8,4 ГДж (I,5-2,0 Гкал)
3	Теплота сгорания доменного газа	3I50-3360 кДж/$нм^3$ (750-800 ккал/$нм^3$)	3360-3780 кДж/$нм^3$ (800-900 ккал/$нм^3$)

При дальнейшем снижении удельного расхода кокса за счет повышения температуры нагрева и давления дутья, улучшения качества шихты и использования комбинированного дутья выход тепла в газе для печей,работающих в наиболее благоприятных условиях, будет находиться на уровне 4,2-5,0 ГДж(I,0-I,2 Гкал) на I т чугуна.

I.4.3. В соответствии с "Нормами технологического проектирования и технико-экономическими показателями цехов коксохимической промышленности" выход коксового газа фактической теплоты сгорания из одной тонны сухой шихты следует принимать:

- для углей Печорского,Кузнецкого и Карагандинского бассейнов – 330 $нм^3$
- для углей Кизеловского бассейна – 320 $нм^3$
- для углей Донецкого и Закавказского бассейнов – 315 $нм^3$

Выход коксового газа по теплу на I т сухой шихты следует принимать в пределах 5,5-6,I ГДж(I,30-I,45 Гкал).

Режим работы коксовых батарей и производства коксового газа следует считать непрерывным, то есть 365 суток в году.

Данные об удельном выходе конвертерного,ферросплавного, обогащенного коксового и сжиженного углеводородного газа приведены в таблице 5.

Режим производства ферросплавного газа следует принимать непрерывным в течение года.

При учете поступления обогащенного коксового газа следует учитывать ежегодные длительные остановки агрегатов азотно-тукового производства. Уточненные данные о режиме поступления обогащенного газа и потреблении коксового газа азотно-туковым производством должны быть получены от специализированного проектного института.

Режим поступления конвертерного газа в газовые сети предприятия зависит от принятой схемы его использования.

Таблица 5

№№ пп	Горючие газы	Средняя теплота сгорания кДж/нм^3 (ккал/нм^3)	Выход газа			Примечание
			отнесенный к	по объему нм^3	по теплу ГДж (Гкал)	
I	Конвертерный газ (кондиционный) при работе конвертера по схеме без дожигания	8820 (2I00)	I т жидкой стали	60-65	0,50-0,59 (0,I2-0,I4)	За вычетом потерь
2	Ферросплавный газ закрытых электропечей	9660 (2300)	I т сплава	от 300 до I350	2,94-I3,02 (0,7-3,I)	В зависимости от сплава
3	Обогащенный коксовый газ (возврат азотно-тукового производства)					
	а) с отбором этиленовой фракции	2I420 (5I00)	I000 нм^3 коксового газа	400-4I0	8,6I-8,82 (2,05-2,I0)	

Продолжение табл.5

№№ пп	Горючие газы	Средняя теплота сгорания кДж/нм^3 (ккал/нм^3)	Выход газа			Примечание
			отнесенный к	по объему нм^3	по теплу ГДж (Гкал)	
	б) без отбора этиленовой фракции	25200 (6000)	1000 нм^3 коксового газа	365	9,24 (2,2)	
4	Сжиженный углеводородный газ	96600 (23000)	1 т жидкой фазы	510	51,24 (12,2)	Для газа состава 90% пропана и 10% бутана

I.5. ДАННЫЕ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА И РЕЖИМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗОВ ЦЕХАМИ-ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

I.5.I. Удельные расходы топлива для определения годовых расходов топлива по цеху на отопление печей и нагревательных устройств должны отражать технический уровень проектируемого производства,а также учитывать загрузку агрегатов в течение года,планируемые сокращения производства в отдельные периоды и его остановки.

Соответствующие удельные расходы топлива по теплу с указанием годовой производительности цеха (агрегата), режима потребления топлива по агрегатам, а также условного числа часов в году работы агрегата с указанием среднего и максимального часового расхода топлива должны задаваться технологами того или иного производства с учетом намечаемого срока ввода агрегатов в эксплуатацию.

На основании этих данных в ТЭО и техническом (технорабочем) проекте газового хозяйства должны приводиться годовые, средние и максимальные часовые расходы топлива по теплу за рабочее время цехов.

I.5.2. Для производств с печами, систематически переводимыми на дежурное отопление в связи с работой в две смены, с выходными днями и т.п., помимо расхода топлива в рабочее время, должен технологами указываться непроизводительный расход топлива на дежурное отопление печей в нерабочее время, величина которого может достигать в некоторых случаях до 25% от расхода топлива в рабочее время.

I.5.3. Для ориентировочных укрупненных расчетов при определении расходов топлива могут быть использованы данные приложения I, в котором приводятся укрупненные удельные расходы топлива по теплу в годовом разрезе в пределах величин,отражающих условия эксплуатации печей и агрегатов в настоящее время. Эти данные подлежат систематической корректировке в соответствии с изменениями в технологии и технических решениях,накоплением опыта,распоряжениями вышестоящих организаций и т.п.

I.5.4. Средний часовой расход топлива по теплу для отопления мартеновских печей следует принимать по средним термическим мощностям мартеновских печей в ГДж(Гкал) по таблице 6, причем число одновременно работающих мартеновских печей следует учитывать, исходя из равномерного вывода печей на ремонт длительностью 25 суток на протяжении года.

Таблица 6

№№ пп	Условия работы печей	Емкость печей,т			
		600-900	300-400	100-200	50-100
I	При работе печей на жидком чугуне:				
	- с подачей кислорода	210-294 (50-70)	147-189 (35-45)	84-126 (20-30)	
	- без подачи кислорода	189-252 (45-60)	126-168 (30-40)	84-105 (20-25)	
2	При работе печей на твердой завалке без подачи кислорода	-	-	-	126-147 (30-35)

I.5.5. При сопоставлении данных,приведенных в приложении I по удельным расходам топлива для нагревательных печей, с отчетными и литературными данными, результатами исследования печей и т.п. необходимо учитывать следующее:

- организации,специализированные в области проектирования, пуска,наладки и исследования печей,обычно приводят удельные расходы топлива для нагревательных печей проходного типа(методические толкательные,с шагающим подом,роликовые и т.п.) для условий максимальной (оптимальной) производительности печей.без учета их простоев,то есть минимальные по величине;

- для печей садочного типа (нагревательные колодцы, печи с выкатным подом и т.д.) обычно приводится тепловая мощность печи, которая должна поддерживаться в период подъема температуры после загрузки печи.

Эти данные отличаются от данных, приведенных в приложении I, которые учитывают реальные условия загрузки и простои печей в течение года.

Для определения в укрупненных расчетах среднечасового расхода топлива за рабочее время по нагревательным и термическим печам надлежит годовой расход топлива по теплу, полученный путем умножения удельных расходов топлива по данным приложения I на годовую производительность печи, разделить на число часов потребления газа, указанное в этом же приложении.

Исключение составляют печи, работающие с перерывами.

В этом случае в соответствии с пп.I.5.2 необходимо перед делением годового расхода топлива на число часов потребления вычесть непроизводительные расходы топлива в нерабочее время.

I.5.6. На протяжении ближайших лет можно рассчитывать на дальнейшее снижение удельных расходов топлива по сравнению с данными приложения I, по мере совершенствования технологии и улучшения условий эксплуатации.

При качественном изменении технологического процесса может произойти резкое изменение удельных расходов топлива.

В связи с этим можно указать на современные тенденции к дальнейшему увеличению расхода природного газа и мазута на вдувание в горны доменных печей, а также расхода газа на отопление воздухонагревательных аппаратов доменных печей для повышения температуры дутья; можно ожидать в отдельных случаях увеличения потребности в топливе для прокатных и вспомогательных цехов вследствие увеличения объема термообработки и увеличения кратности нагрева металла.

I.6. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ГАЗОСНАБЖЕНИЮ ЦЕХОВ-ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

I,6.I. При распределении ресурсов газа между цехами (потребителями газа), входящими в состав предприятия с полным циклом металлургического производства,следует:

а) предусматривать полное использование доменного, коксового и обогащенного коксового газов при нормальной работе всех потребителей газа, а также в случае внезапного прекращения потребления газа любым из них по какой-либо причине;

б) обеспечивать стабильность (по теплоте сгорания и давлению газа) режима газоснабжения всех основных цехов и производств, использующих упомянутые газы и их смеси,как при нормальной работе доменных печей,так и при их кратковременной остановке;в последнем случае, как правило,это должно достигаться за счет буферных потребителей газа;

в) принимать величину буферного сброса газа под паровые котлы ТЭЦ в среднечасовом разрезе:

- по доменному газу при числе доменных печей в цехе до 6 - - не менее выхода газа от самой большой доменной печи, за вычетом расхода доменного газа на воздухонагревательные аппараты и потери газа этой печи; при числе печей в цехе более 6 - не менее выхода газа от двух доменных печей, за вычетом упомянутых расходов;

- по коксовому газу (в сумме с обогащенным коксовым) - - не менее 5% от выхода коксового газа вне зависимости от числа батарей,работающих в составе предприятия; при этом в годовом разрезе величина буферного сброса должна быть не менее I0-I2%;

г) учитывать,что кроме указанного буферного сброса доменного и коксового газа паровые котлы ТЭЦ, в том числе в летнее время, должны иметь возможность кратковременно использовать дополнительное количество доменного и коксового газа, которое освобождается при остановке потребителей газа на ремонт, а также при работе с перерывами (неполные сутки,с выходными днями);

д) учитывать необходимость использования излишков коксового газа, полученных при длительной остановке на ремонт,а также при остановках в выходные и праздничные дни каких-либо потребителей, для временной замены природного газа и мазута.

I.6.2. На ферросплавных заводах следует предусматривать полное использование ферросплавного газа.При наличии в цехах предприятий нагревательных и других крупных печей, использующих ферросплавный газ, буферный среднечасовой сброс его под паровые котлы ТЭЦ должен составлять не менее выхода газа от одной наибольшей ферросплавной электропечи за вычетом потерь, а при числе ферросплавных электропечей ,работающих в цехах,более 5 - не менее выхода газа от двух печей за вычетом потерь.

I.6.3. При наличии в составе предприятия кислородно-конвертерных цехов,работающих по схеме без дожигания газов, использование конвертерных газов должно предусматриваться в обязательном порядке.

Впредь до разработки наиболее рациональных схем по использованию конвертерных газов следует предусматривать возможность строительства вблизи ККЦ газгольдера,газоочистки и установки нагнетателей для подачи очищенного конвертерного газа.

I.6.4. На горнообогатительных комбинатах и фабриках окомкования окатышей для сушки и обжига рудного концентрата следует применять природный газ,а при его отсутствии - мазут.

На агломерационных фабриках,работающих в составе металлургических предприятий,предпочтителен смешанный природно-доменный или коксо-доменный газ с теплотой сгорания не ниже 6720 кДж/нм^3 (I600 ккал/нм^3),а также коксовый или природный газ,если это возможно по условиям газового баланса предприятия.

I.6.5. Особое внимание должно быть обращено на обеспечение стабильности режима газоснабжения коксовых батарей, для которых перерыв подачи газа,сокращение его количества или существенное изменение теплоты сгорания обогревающего газа являются недопустимыми.

В связи с этим нельзя ориентироваться на обогрев коксовых батарей доменным газом при работе на предприятии одной доменной печи; при работе двух доменных печей обогрев коксовых батарей доменным газом можно допускать только в том случае,если при остановке любой из доменных печей коксовые батареи могут быть бесперебойно обеспечены доменным газом. При капитальном ремонте одной из доменных печей коксовые батареи должны быть переведены на обогрев коксовым газом.

Выбор способа обогрева коксовых батарей только коксовым или доменным газом с небольшой добавкой коксового газа(комбинированный обогрев) должен производиться на основе тщательного газового баланса предприятия. При решении этого вопроса следует учитывать,что удельный расход топлива по теплу при обогреве коксовых батарей коксовым газом на 8–10% меньше,чем при обогреве доменным газом, а качество получаемого кокса практически не зависит от способа обогрева коксовых батарей. При этом капитальные затраты на одну батарею с печами емкостью камеры 41,6 м^3 и нижним подводом газа к печам на 650 тыс.руб. ниже,чем при обогреве доменным газом,а на одну батарею с печами емкостью камеры 30,3м^3 и боковым подводом газа к печам – – на 450 тыс.руб.

Необходимо также,помимо газового баланса на проектное развитие предприятия, тщательно проанализировать возможные промежуточные этапы его развития, при которых могут возникнуть длительные неиспользуемые избытки доменного газа. В большинстве случаев целесообразно строительство на предприятии части батарей с комбинированным обогревом,а остальных – с обогревом только коксовым газом. При этом для двух батарей, расположенных в одном блоке, следует выбирать один и тот же способ обогрева (коксовым газом или комбинированный).

Следует учитывать также,что колебания в выходе коксового газа и расходе топлива на обогрев коксовых батарей,как правило, не превышают на 3–4% (в ту или другую сторону) средних величин в часовом разрезе.

I,6.6. Для отопления воздухонагревательных аппаратов доменных печей при недостаточной теплоте сгорания доменного газа надо применять добавку к нему природного или обогащенного коксового газа, если по современным требованиям к давлению у горелок воздухонагревательных аппаратов до 600–800 даПа (600–800 мм в.ст.) не может быть использована добавка коксового газа.

При отсутствии на предприятии природного или обогащенного коксового газа не исключается добавка к доменному газу коксового газа. При этом давление коксового газа должно быть повышено до требуемой величины.

Надо учитывать,что колебания выхода доменного газа на отдельных печах могут кратковременно достигать 15–20% по сравнению со среднечасовым, в соответствии с чем может меняться также потребность в газе на нагрев дутья. С другой стороны,следует считаться с неравномерностью расхода газа на воздухонагре - вательных аппаратах доменных печей,обусловленной не только колебаниями в расходе газа на нагрев дутья, но и цикличностью работы воздухонагревательных аппаратов. Вследствие этого при небольшом числе доменных печей в цехе и совпадении перекидки клапанов на воздухонагревательных аппаратах хотя бы на двух печах кратковременное сокращение расхода газа на нагрев дутья может достигать 50% от среднечасового и сопровождаться колебаниями давления газа в сетях. При числе печей в цехе более двух колебания давления доменного газа в газопроводах в значительной мере снижаются.

I.6.7. Для отопления мартеновских печей и двухванных сталеплавильных агрегатов (ДСПА) следует использовать,как правило, природный газ высокого давления (в зависимости от емкости печи) 3–10 бар (3–10 кгс/см2) с добавкой мазута для карбюрации пламени в рабочем пространстве печи в количестве от 20 до 40% от общего расхода тепла.

Допускается для отопления мартеновских печей использовать реформированный природный газ без добавки мазута,а также холодный коксовый газ с добавкой мазута при условии соответствующей организации факела с применением интенсификатора.

Отопление мартеновских печей смешанным (доменным и природным) газом может быть допущено в условиях резкого ограничения использования высококалорийного газа и, как правило, не рекомендуется.

Необходимо учитывать, что расход газа на отопление мартеновских печей и ДСПА крайне неравномерный, в отдельные периоды плавки тепловая нагрузка печи меняется в I,5 раза, расход газа в отдельные периоды плавки зависит от условий одновременной подачи в печь мазута, кислорода и ряда других факторов.

При работе в составе цеха десяти мартеновских печей общий расход газа по цеху может превысить средний расход на 25%, а при меньшем числе печей в цехе - на 40%.

I.6.8. Для подтопки котлов-охладителей кислородно-конвертерных цехов с конвертерами, работающими по схеме с полным дожиганием газа, следует, как правило, применять природный или обогащенный коксовый газ, а при их отсутствии смешанный (коксовый и доменный) газ теплотой сгорания не ниже 6720 кДж/нм^3 (I600 ккал/нм^3). В последнем случае необходимо принимать меры к нейтрализации стоков от соединений серы, поступающих из аппаратов для охлаждения и очистки от пыли продуктов горения коксового или смешанного газа. Также необходимо проверить режим давления в межцеховых газовых сетях предприятия при резком изменении расхода газа [x)] в продувочный и межпродувочный периоды на протяжении каждой плавки.

I.6.9. Для расплавления шихты в электродуговых печах при помощи газокислородных горелок следует применять природный углеводородный газ; возможность использования природного попутного нефтяного и коксового газов для этой цели должна быть проверена в эксплуатации, если наличие серы в газах не противопоказано при выплавке тех или иных марок стали.

I.6.I0. Для нагревательных колодцев обжимных станов, как правило, должен применяться смешанный коксо-доменный газ или природно-доменный газ с теплотой сгорания не ниже 6720 кДж/нм^3 (I600 ккал/нм^3) и I0080 кДж/нм^3 (2400 ккал/нм^3) соответственно, а при отсутствии доменного газа - коксовый или природный газ.

---

x) Расход газа в продувочный период может составлять всего 0-20% расхода газа в межпродувочный период.

Отклонения расхода газа для группы колодцев от среднечасового расхода обычно не превышают 10-20% и зависят от температуры горячего посада и постоянства соотношения горячих и холодных слитков, поступающих в колодцы.

I.6.II. Выбор газа для отопления нагревательных и термических печей прокатных, трубопрокатных, кузнечно-прессовых, термических и других цехов должен производиться в соответствии с "Технологическими требованиями (ТП) на газы отопительные и их смеси для нагревательных и термических печей", утвержденных МЧМ СССР, а также исходя из условий газового баланса. Согласно "ТП" для этих печей могут быть использованы природный, коксовый и смешанный (коксо-доменный и природно-доменный) газы, причем теплота сгорания смешанного природно-доменного газа рекомендуется 10080-18900 кДж/нм^3(2400-4500 ккал/нм^3), а коксо-доменного газа - 6720-10080 кДж/нм^3(1600-2400 ккал/нм^3). По требованиям "ТП" давление газа в цеховом коллекторе должно быть не менее 400 даПа (400 мм в.ст.). Колебания давления газа в газовых коллекторах у горелок не должны превышать $\pm$10%, а колебания теплоты сгорания допускаются:

- для горелок с полным или частичным предварительным перемешиванием газа и воздуха и для плоскопламенных горелок - - не более $\pm$210 кДж/нм^3(50 ккал/нм^3);

- для остальных горелок - не более $\pm$5% от теплоты сгорания сжигаемого газа.

Основные крупные нагревательные печи должны проектироваться с учетом возможности перевода их отопления на мазут в случае необходимости или на коксовый газ, если по условиям газового баланса в отдельные периоды могут быть избытки коксового газа.

При установившемся режиме работы следует учитывать возможность превышения максимальных расходов газа по сравнению со среднечасовыми для отдельных нагревательных и термических печей на 50% и более, а для группы печей - от 5 до 25% в зависимости от количества печей и условий работы.

I.6.I2. Для нагревательных печей,не приспособленных для работы на мазуте,например, для колпаковых печей следует использовать природный,коксовый или смешанные коксо-доменный газ с теплотой сгорания не менее 6720 кДж/нм^3(I600 ккал/нм^3) и прирсдно-доменный газ с теплотой сгорания не менее I0080 кДж/нм^3 (2400 ккал/нм^3).

В случае установки на печах инжекционных горелок применение природного газа по сравнению с коксовым или смешанным газами является предпочтительнее во избежание необходимости строительства и эксплуатации газоповысительной станции.

I.6.I3. Для отопления печей для обжига извести,печей для обжига доломита, а также печей огнеупорного производства в зависимости от конструкции печей и горелок может применяться природный,коксовый и смешанный коксо-доменный или природно-доменный газ с теплотой сгорания 6720-I0080 кДж/нм^3(I600-2400 ккал/нм^3).

При использовании природного попутного нефтяного и коксового газов в печах для обжига извести должна быть проверена допустимость их применения по содержанию серы в зависимости от назначения обожженной извести.

I.6.I4. На предприятиях,располагающих природным газом, желательно использование его для сушки леток и желобов на литейных дворах и разливочных машинах доменных печей,мелких печей ремонтных цехов, в качестве горючего для автогенных работ во всех цехах,для лабораторий, ремонтных мастерских,столовых и других мелких потребителей, в особенности бестопочных, расположенных в здании цехов.

Допускается применение для указанных целей также коксового газа, при этом для потребителей, не располагающих вытяжными трубами для отвода продуктов горения,должна быть определена расчетом концентрация SO_2 в воздухе рабочего помещения, которая не должна превышать допустимых санитарных норм.

При необходимости коксовый газ должен быть подвергнут дополнительной очистке от H_2S .

I.6.I5. Необходимо стремиться к наиболее полному и эффективному использованию в цехах предприятия собственных ресурсов доменного и коксового газа, ограничивая буферный сброс газа под котлы ТЭЦ указанными в пп.I.6.I величинами, имея в виду обеспечение паровых котлов ТЭЦ твердым топливом и отходами коксохимического производства (промпродуктом).

I.6.I6. При разработке схемы распределения газов между цехами-потребителями следует учитывать целесообразность ориентации крупных потребителей тепла на отопление как природным, так и коксовым газом. Это позволяет во время ремонта крупных потребителей коксового газа, то есть при наличии временных избытков коксового газа, сокращать расход природного газа по предприятию.

I.6.I7. При решении вопроса о передаче избытков доменного или коксового газа соседним предприятиям следует учитывать,что передача доменного газа является рентабельной при ограниченной длине газопроводов (порядка 3-5 км). При большей длине газопередачи необходима в каждом отдельном случае разработка технико-экономического обоснования (ТЭО) целесообразности такой газопередачи.

Если избыточное давление доменного газа на колошнике доменной печи не предполагается использовать для выработки электроэнергии в газовых утилизационных бескомпрессорных турбинах, то передача доменного газа по газопроводу может быть осуществлена при начальном повышенном давлении газа без строительства газоповысительной станции. Это обстоятельство должно учитываться при разработке упомянутого ТЭО.

При выполнении ТЭО строительства газопередач коксового газа большой протяженности необходимо учитывать низкое начальное давление коксового газа, а также необходимость его предварительной очистки от нафталина, а в некоторых случаях и от сероводорода.

I.6.I8. При кооперации металлургического завода с азотно-туковым производством (АТП) следует учитывать необходимость бесперебойного поступления коксового газа на синтез аммиака. При этом следует иметь в виду, что на АТП, как правило, устанавливается газгольдер коксового газа.

I.6.I9. Вопрос обеспечения бесперебойности подачи природного газа на предприятие по одному или нескольким самостоятельным вводам должен рассматриваться при проектировании (в ТЭО и последующих стадиях) в зависимости от схемы магистральных газопроводов в районе предприятия, расположения ГРС, масштаба газопотребления и т.д.

Генпроектировщик в случае необходимости должен передать организациям Мингазпрома свои предложения о желательном размещении районной газораспределительной станции (ГРС) и схемы подключения к ней газопроводов для подачи газа на предприятие.

Строительство второго ввода природного газа на предприятие и соответствующее развитие внутризаводских межцеховых газопроводов следует предусматривать при годовом потреблении природного газа 2 млрд $м^3$ и больше; при меньшем годовом расходе газа необходимость второго ввода должна быть обоснована особыми требованиями (недостаточная пропускная способность первого ввода, экономическая целесообразность сооружения второго ввода и т.п.).

При годовом потреблении природного газа свыше 5 млрд.$м^3$ следует предусматривать строительство третьего ввода природного газа на предприятие и соответствующее развитие внутризаводских межцеховых газопроводов.

Расчетная пропускная способность каждого из вводов природного газа от ГРС на предприятие должна быть принята с учетом пропуска по нему общего расчетного расхода газа (с учетом перспективного развития предприятия).

В случае строительства третьего ввода он должен быть рассчитан на пропускную способность до 80% от общего расчетного расхода газа по всему предприятию.

Для обеспечения высокой надежности при эксплуатации следует стремиться второй и третий вводы природного газа на предприятие располагать на разных трассах и,по возможности,с разных сторон площадки предприятия.

Желательно также один из вводов природного газа расположить как можно ближе к границе района перспективного развития предприятия.

I.6.20. При передаче природного газа по межцеховым газовым сетям металлургического завода соседним предприятиям следует учитывать специфические условия приема газа со стороны кооперируемого предприятия,которые иногда могут препятствовать такому решению. Например, для некоторых предприятий химической промышленности прием одорированного природного газа является недопустимым.

I.7. РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА ДРУГИМИ ВИДАМИ ТОПЛИВА

I.7.I. Резервное топливо используется в цехах предприятия взамен природного газа в отдельные периоды времени,когда отпуск ему природного газа по условиям газового баланса района,где расположено предприятие, может быть сокращен.

При рассмотрении в Госплане СССР топливного режима работы предприятия одновременно с выдачей разрешения на отпуск ему природного газа регламентируется вид резервного топлива.

I.7.2. Резервным топливом должны располагать основные печи металлургического производства,отапливаемые природным газом, а именно:

а) мартеновские печи,в том числе работающие по схеме с самокарбюрацией, и ДСПА; резервным топливом для них должен быть мазут,причем схема мазутоснабжения цехов должна рассчитываться,исходя из работы всех сталеплавильных печей цеха на мазуте;

б) нагревательные печи прокатных, трубопрокатных, кузнечно-прессовых и других основных цехов предприятия. Резервным топливом должен быть мазут.

Вопрос о необходимости резервирования природного газа мазутом при отоплении термических печей основных цехов предприятия должен рассматриваться в каждом отдельном случае в зависимости от программы цеха по термообработке, типа и условий работы термических печей и т.д.;

в) вспомогательные нагревательные устройства, прекращение подачи газа к которым недопустимо, например, устройства для нагрева промежуточных ковшей, газорезательные машины отделения МНЛЗ кислородно-конвертерных цехов и др.

Резервным топливом для этих потребителей может быть коксовый или обогащенный коксовый газы, мазут и сжиженные углеводородные газы в зависимости от конструкции нагревательного устройства и местных условий.

Вопросы резервирования мазутом и емкость мазутохранилища регламентируются соответствующими правилами Министерства энергетики и электрификации СССР.

I.7.3. Для печей, отапливаемых доменным или коксовым газом, а также смешанным доменным и коксовым газом, резервное топливо предусматривать не следует.

I.7.4. Расход мазута для резервирования природного газа (помимо пиковых водогрейных котлов) следует определять, исходя из условий ограничения подачи природного газа в холодные месяцы сроком 3-5 месяцев, в зависимости от климатических условий предприятия, в среднем на I5-20% от потребления природного газа предприятием (за вычетом газа на вдувание в доменные печи), а в отдельные сутки - на 50-60%.

Для гибкого маневрирования ресурсами коксового газа рекомендуется предусматривать мазутный резерв у крупных печей, постоянно работающих на коксовом газе.

I.7.5. Отказ от резервирования природного газа может допускаться в порядке исключения для отдельных печей или цехов основного производства в том случае,если резервирование связано с большими техническими затруднениями или повышенными капитальными затратами, и при условии подтверждения такого решения МЧМ СССР.

Дополнительная емкость мазутохранилища для резервирования природного газа должна быть проверена также на аварийное прекращение подачи предприятию природного газа сроком на 2 суток (ориентировочное время ликвидации аварий на магистральных газопроводах).

Это положение не распространяется на предприятия,для которых топливный режим регламентируется постоянным отпуском природного газа без сокращения подачи.

I.8. ГАЗОВЫЕ БАЛАНСЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТРЕБНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ В ТОПЛИВЕ

I.8.I. Газовые балансы должны составляться по каждому виду газа на конечное развитие предприятия и на этапы его развития, рассматриваемые в ТЭО и техническом проекте. Помимо того, в техническом и технорабочем проектах, при необходимости,должны составляться газовые балансы характерных промежуточных этапов развития предприятия,связанных с вводом в действие одновременно или с небольшим разрывом по срокам новых источников получения газа(доменных печей,коксовых батарей) и новых крупных потребителей газа.

Как правило,следует ограничиваться разработкой газового баланса для одного, в крайнем случае, двух промежуточных этапов развития предприятия.

I.8.2. Устанавливается единая форма газовых балансов, обязательная для всех проектных институтов,а именно:

а) форма I (приложение 2) для газовых балансов в составе ТЭО и форма 2(приложение 3) для газовых балансов в составе технического (технорабочего) проекта,

По этим формам газовый баланс должен составляться в годовом и среднечасовом разрезе за рабочее время. Удельные показатели по выходу и расходу тепла и числу часов работы в году должны приводиться на основе заданий технологических отделов или специализированных организаций;

б) форма 3 (приложение 4) для газовых балансов характерных промежуточных этапов развития предприятия (по пп.I.8.I) в составе технического (технорабочего) проекта. Для всех этих этапов газовый баланс разрабатывается только в среднечасовом разрезе за рабочее время.

В форме I в случае необходимости допускается отдельные пункты разукрупнять,например, в п."Сталеплавильные цехи" указывать отдельные данные по расходам тепла,как-то: а) мартеновским цехом, б) конвертерным цехом, в) ЭСПЦ. Аналогично этому по прокатным цехам могут быть выделены отдельные группы станов и даже отдельные станы.

При необходимости включения в газовый баланс обогащенного коксового или ферросплавного газов, не предусмотренных формами I,2,3, в них должны быть введены дополнительные графы между графами коксового и природного газа.

При составлении газового баланса по формам 2 и 3 наименование цехов и производств и их последовательность должны соответствовать приложению 5, при этом наименования цехов должны быть уточнены в соответствии с принятыми в разрабатываемом проекте.

Расчетные среднечасовые величины прихода и расхода топлива в газовых балансах, выражаемые в гигаджоулях (ГДж), и годовые величины, выражаемые в тераджоулях (ТДж), необходимо округлять с точностью до единицы и лишь для абсолютных величин менее I0 ГДж или I0 ТДж - с точностью до одной десятой.

I.8.3. При составлении газового баланса предприятия должны быть приняты технические решения по газоснабжению цехов--потребителей, по резервированию природного газа другими видами топлива,а также установлены буферные сбросы газа под котлы ТЭЦ с учетом соображений, изложенных в пунктах I.6 и I.7 настоящих "Указаний и норм".

I.8.4. К неучтенным потребителям в газовом балансе следует относить:

а) потребители топлива, которые из-за небольшой абсолютной величины не учтены расчетами потребности в топливе по отдельным цехам; обычно к ним относятся цеховые ремонтные мастерские,цеховые лаборатории, автогенные нужды цехов, нужды столовых,вспомогательных контрольных горелок и т.п.;

б) дополнительные небольшие потребители, не предусмотренные проектом, но, как правило, возникающие по мере развития производства;

в) дополнительные расходы топлива по цехам предприятия в зимнее время года по сравнению с летним.

Крупные потребители газа, которые могут возникнуть в составе предприятия по тем или иным причинам и которые не были предусмотрены начальным проектом,не должны относиться к неучтенным потребителям. Вопросы об их газоснабжении подлежат специальной проектной проработке по мере их появления.

В таблице 7 приведены расходы топлива по теплу неучтенными потребителями, которые рекомендуется принимать в газовых балансах; при этом выбор той или иной величины в указанных пределах должен производиться в зависимости от масштаба потребления газа.

Таблица составлена исходя из предпосылки,что для неучтенных потребителей более вероятно применение природного и коксового газа,чем доменного.

Таблица 7

№№ пп	Вид газа	Часовой расход топлива по теплу (зимой) ГДж (Гкал)	Годовой расход топлива по теплу ТДж (Ткал)	Примечание
I	Природный газ	42-I05 (I0-25)	I68-630 (40-I50)	
2	Коксовый газ	2I-63 (5-I5)	84-3I5 (20-75)	
3	Доменный или ферросплавный газ	0-42 (0-I0)	0-I68 (0-40)	

I.8.5. В газовых балансах, разрабатываемых на стадии ТЭО и последующих стадиях, выход газа определяется расчетным путем.

В связи с тем, что учет количества получаемого газа производится после его очистки, потери газа должны учитываться двух видов:

- неизбежные, постоянные потери, например, из межконусного пространства доменных печей при закрытии или открытии термических задвижек, через свечи при продувке аппаратов газоочистки доменного газа и др.;

- эпизодические, временные (случайные) потери при сжигании газа в горелках газосбросных устройств.

Ниже, в таблице 8, приведены величины потерь, которые следует принимать при составлении газовых балансов.

Таблица 8

№№ пп	Вид газа	Потери газа в % от прихода газа по предприятию		Примечание
		в час	в год	
	Доменный газ			
I	Неизбежные потери	3,0	2,5	
2	Эпизодические потери	2,0	0,5	
	В с е г о:	5,0	3,0	

Продолжение табл.8

№№ пп	Вид газа	Потери газа в % от прихода газа по предприятию		Примечание
		в час	в год	
	Коксовый и обогащенный коксовый газы			
3	Неизбежные потери	0,5 x)	0,4 x)	x) Только для коксового газа
4	Эпизодические потери	0,5	0,I	
	В с е г о:	I,0	0,5	
	Природный газ			
5	Неизбежные потери	0,I	0,05	
6	Эпизодические потери	-	-	
	В с е г о:	0,I	0,05	
	Ферросплавный газ			
7	Неизбежные потери	2,0	I,0	
8	Эпизодические потери	5,0	3,0	
	В с е г о:	7,0	4,0	
	Конвертерный газ			
9	Неизбежные потери	20,0	20,0	
	Эпизодические потери	-	-	
	В с е г о:	20,0	20,0	

При наличии установки очистки газа, поступающего из межконусного пространства доменных печей, неизбежные потери доменного газа могут уменьшаться на 0,25-0,5% по сравнению с величиной п.I, таблицы 8.

I.8.6. В газовом балансе металлургического предприятия или коксохимического производства, передающего коксовый газ на нужды азотно-тукового производства или другого химического завода и получающего от него обогащенный коксовый газ, в приходе

наряду с полным количеством коксового газа,производимого на предприятии,следует указывать также и тепло обогащенного коксового газа,получаемого обратно от азотно-тукового производства или другого химического завода.

Соответственно в расходной части баланса необходимо учитывать тепло коксового газа, передаваемого азотно-туковому производству или химическому заводу без вычета тепла возвращаемого обогащенного коксового газа.

I.8.7. В пояснительной записке по газовому балансу предприятия должен быть приведен его анализ, на основе которого устанавливают:

а) максимальный часовой расход природного газа по предприятию при его конечном развитии и в промежуточных этапах, определяемый как сумма максимальных часовых расходов газа по двум наиболее крупным цехам-потребителям и средних часовых расходов газа по всем остальным цехам; максимальные часовые расходы по каждому из цехов должны быть определены в заданиях технологических отделов или специализированных организаций;

б) средние,максимальные и минимальные часовые буферные сбросы доменного, коксового, обогащенного коксового, ферросплавного и конвертерного газов под котлы ТЭЦ.

Среднечасовой буферный сброс газа под котлы ТЭЦ следует определять путем деления годовых буферных сбросов по каждому из газов на число часов в году работы ТЭЦ (как правило, 8760 часов).

Максимальные часовые буферные сбросы следует определять по часовому балансу соответствующего газа, исходя из того, что все сезонные и работающие с перерывами потребители остановлены и, одновременно с этим, в одном из непрерывно действующих цехов прекращено потребление газа наиболее крупными потребителями.

В частности, в буферном сбросе коксового газа надлежит учитывать дополнительное количество газа при плановой остановке одного из блоков азотно-тукового производства, кооперированного с металлургическим или коксохимическим производством, если не планируется использование этих временных избытков на металлургическом предприятии, например, для замены природного газа или мазута.

Общий максимальный буферный сброс всех газов под котлы ТЭЦ (по теплу) должен быть определен как сумма максимальных часовых буферных сбросов доменного и коксового газов с предусмотренными в балансе средними сбросами по остальным.

Минимальный часовой буферный сброс доменного, коксового, обогащенного коксового и ферросплавного газов под котлы ТЭЦ следует определять, исходя из условий работы предприятия на режиме максимального часового расхода газа по наиболее крупному потребителю и средних часовых расходов газа по остальным.

Общий минимальный часовой буферный сброс всех газов под котлы ТЭЦ по теплу следует определять как сумму минимальных часовых буферных сбросов по доменному и коксовому газу с предусмотренными в балансе средними сбросами по остальным.

Годовые, среднечасовые, максимальные и минимальные часовые сбросы по каждому из видов газа и в целом по ТЭЦ должны выдаваться в качестве задания организации, проектирующей ТЭЦ.

I.8.8. Постановлением Госплана СССР от 25 октября I977 г. № I28 установлен порядок определения вида топлива для предприятий, которым предусматривается, что ходатайства Министерств и ведомств об установлении вида топлива должны сопровождаться документами и расчетными данными, перечень которых уточнен приложением к постановлению Госплана СССР от 29 мая I979г. № 80.

Для определения вида и количества газообразного топлива для вновь строящихся, расширяемых и реконструируемых предприятий и топливопотребляющих установок, в соответствии с письмом Черметэнерго и Черметэкспертизы от I4 декабря I978г. № 24-I5 и письмом Черметэнерго от 26 июня I979г. № 08-239, проектные институты МЧМ СССР должны представлять в Черметэнерго заявки и необходимые расчеты.

I.9. ГАЗОПРОВОДЫ

I.9.I. Расчет диаметров газопроводов к отдельным цехам должен производиться по максимальному часовому (расчетному) расходу газа с учетом его влагосодержания, температуры и давления.

Расчетный расход газа по цеху задается технологами в нормальных кубических метрах, т.е. при 273^{0}К (0^{0}С), I0I3 гПа (760 мм рт.ст.) и влагосодержании, равном нулю, с учетом перспектив расширения цеха.

Расчетная пропускная способность межцеховых газопроводов, по которым газ подается одновременно к двум цехам, должна определяться, исходя из суммы максимальных расходов газа по этим цехам; при числе цехов свыше двух к сумме максимальных расходов газа по двум наиболее крупным цехам-потребителям должны добавляться средние расходы газа по остальным цехам.

При проектировании межцеховых газопроводов или отводов от них протяженностью 200 м и более в новые районы застройки следует назначать диаметры газопроводов доменного, ферросплавного, конвертерного и природного газа больше расчетных на I5% и газопроводов коксового и обогащенного газа - на 20%.

I.9.2. Определение диаметров цеховых коллекторов, отводов газа к газопотребляющим агрегатам и их группам должно производиться, исходя из максимальных часовых расходов газа по отдельным потребителям с учетом влагосодержания, температуры и давления газа.

При этом для группы из двух потребителей расчетный расход газа должен приниматься, исходя из суммы максимальных часовых расходов, а при большем числе потребителей – из суммы максимальных часовых расходов по двум наиболее крупным потребителям и средних часовых расходов по остальным потребителям. Диаметры цеховых коллекторов и групповых отводов газа, как правило, следует принимать одинаковыми по всей длине; только при их протяженности свыше 100 м или резком снижении расчетной пропускной способности участка следует предусматривать изменение диаметра коллектора или группового отвода.

I.9.3. Диаметры межцеховых и цеховых газопроводов должны определяться гидравлическим расчетом по формулам, а также с использованием таблиц и номограмм, разработанных на основании этих формул.

Для газопроводов с давлением до 2500 даПа (2500 мм в.ст.) можно также пользоваться формулой

$$\Delta P = \varphi_T \frac{\ell}{d} \cdot \frac{W^2}{2g} \rho$$

где: ΔP – потери давления на трение в газопроводе, даПа;

φ_T – безразмерный коэффициент трения, зависящий от диаметра трубы, скорости движения газа и его вязкости; для рекомендуемых скоростей газа по таблице 9 значение φ_T следует принимать в следующих пределах:

– для доменного, ферросплавного и конвертерного газов – от 0,03 до 0,045;

– для коксового и обогащенного коксового газов – от 0,04 до 0,05;

– для природного и сжиженного углеводородного газов – от 0,02 до 0,03.

Большие величины $\varphi_т$ относятся к трубам диаметром менее 200 мм, меньшие – к трубам диаметром более 1500 мм;

ℓ – длина трубопровода, м;

d – внутренний диаметр трубопровода, м;

W – скорость газа в трубопроводе, которую рекомендуется принимать в пределах, указанных в таблице 9, м/с;

g – ускорение силы тяжести, 9,81 м/с^2;

ρ – плотность газа, кг/нм^3.

Скорость газа в газопроводах коксохимического производства не должна превышать:

– в газопроводах, подводящих газ к двум коксовым батареям, – 20 м/с;

– в газопроводах, подводящих газ к одной коксовой батарее, – 15 м/с;

– в распределительных газопроводах – 12 м/с.

Потери давления на местные сопротивления в цеховых и межцеховых газопроводах, в зависимости от их конфигурации, следует принимать в размере от 5 до 10% от величины потерь давления на трение и сверх того должны добавляться потери давления на сопротивление дроссельных клапанов, измерительных диафрагм и т.п. В отдельных случаях для цеховых газопроводов сложной конфигурации потери давления на местные сопротивления должны определяться расчетным путем.

Для газопроводов с давлением газа свыше 2500 даПа (2500 мм в.ст.) следует пользоваться формулой:

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{L} = 1{,}45 \cdot 10^{-3} \left(\frac{K_э}{d} + 1922 \frac{\nu \cdot d}{V}\right)^{0{,}25} \cdot \frac{V^2}{d^5} \rho$$

Таблица 9

№№ пп	Диаметр газопровода, мм	Скорость газа в газопроводе, м/с			Примечание
		для доменного, ферросплавного и конвертерного газов	для коксового и обогащенного коксового газов	для природного или сжиженного углеводородного газов	
I	20-50	-	≯ 2	≯ 8	Скорости приведены при действительных условиях температуры, давления и влажности газа
2	I00-200	3-4	4-5	8-I2	
3	300-500	5-6	6-7	I2-I5	
4	600-800	7-8	8-9	I5-20	
5	900-I200	9-II	I0-I3	25-35	
6	I300-2000	I2-20	I4-22	40-50	
7	2200-3000	22-28	25-30	-	

Примечание: допускаются незначительное уменьшение или увеличение скоростей газа против указанных в таблице

где: $P_н$ – абсолютное давление газа в начале участка газопровода, бар;

$P_к$ – то же, в конце участка газопровода, бар;

ν – кинематическая вязкость, $м^2/с$, при температуре 273 К (0^oC) и давлении 1013 гПа (760 мм рт.ст.);

$K_э$ – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, см; для стальных труб принимается равной 0,01 см;

V – расход газа, $нм^3/ч$;

L – длина газопровода, км;

d – внутренний диаметр газопровода, см.

Результаты расчетов на стадии технического (технорабочего) проекта должны быть приведены в таблицах на чертежах схем газопроводов или в пояснительной записке по формам, указанным в приложении 6 для газопроводов с давлением до 2500 даПа (2500 мм в.ст.), или для газопроводов с давлением более 2500 даПа (2500 мм в.ст.)

I.9.4. Рекомендуемые диаметры труб, толщины стенок и ГОСТы на трубы приведены в приложении 7.

I.9.5. Минимальные диаметры межцеховых и цеховых газопроводов в мм в зависимости от вида газа приведены в таблице I0.

Таблица I0

№№ пп	Вид газа	Газовые сети	
		межцеховые	цеховые
I	Доменный, ферросплавный и конвертерный газы	200	I50–I00 x)
2	Коксовый и обогащенный коксовый газы	200	50
3	Природный или сжиженный углеводородный газ	50	20

х) 150 мм относится к цеховому коллектору;
100 мм - к отводам потребителей газа.

I.9.6. Диаметры продувочных свечей должны выбираться из расчета пятикратного обмена продуваемого объема газопровода за время не более 30 минут, за исключением газопроводов диаметром более I,5 м и длиной более 500 м, для которых длительность продувки может быть увеличена до I часа. Определение скорости истечения газа (W) через отверстие свечи при давлении продувочного газа до 2500 даПа(2500 мм в.ст.) следует производить по формуле:

$$W = 0{,}62\ \frac{\sqrt{2\,P\,g}}{\rho}\ м/с\ ,$$

где: 0,62 - коэффициент сжатия струи;

P - давление продувочного газа, даПа;

g - ускорение силы тяжести, 9,81 м/с^2;

ρ - плотность газа, кг/нм^3.

Рекомендуемые диаметры продувочных свечей для газопроводов приведены в приложении 7.

Требования к установке продувочных свечей и их конструкциям изложены в ПБГХ МЧМ.

I.9.7. В таблице II приведены примерные пределы требуемого давления газа у потребителей, соответствующие современным условиям эксплуатации; давление в каждом отдельном случае должно уточняться технологическими отделами или специализированными организациями.

Таблица II

Наименование цехов и потребителей газа	Применяемый газ	Требуемое давление в цеховом коллекторе		Примечание
		даПа (мм в.ст.)	бар ($кг/см^2$)	
I	2	3	4	5
I. Фабрика окомкования - обжиговые машины и прочие потребители газа	природный, коксовый, обогащенный коксовый газ	5000(5000) 400 - 800 (400- 800)		
2. Цех сушки рудного концентрата - сушильные и другие установки	природный, коксовый, смешанный[x] газ с теплотой сгорания 6720 кДж/$нм^3$ (I600 ккал/$нм^3$)	400-800 (400-800)		[x] Здесь и ниже термином "смешанный газ" обозначаются смеси газов коксового с доменным или природного с доменным
3. Аглофабрика - газогорелочные устройства: а) с двухпроводными горелками	природный или коксовый газ, смешанный газ с теплотой сгорания	400 - 800 (400-800)		

Продолжение табл.II

	I	2	3	4	5
		6720 кДж/нм^3 (I600 ккал/нм^3)			
	б) с инжекционными горелками	природный газ	I800-2500 (I800 - 2500)		
	- зажигательный горн	природный, коксовый, смешанный газ с теплотой сгорания 6720-I2600 кДж/нм^3 (I600-3000 ккал/нм^3)	400 - 800 (400 - 800)		
4.	Доменный цех - комбинированное дутье для доменных печей:				
	а) с давлением газа на колошнике 2,5 бар(2,5 кгс/см^2)	природный, коксовый газ		6-8 (6-8)	
	б) с давлением газа на колошнике до 2 бар(2 кгс/см^2)	то же		6(6)	

Продолжение табл.II

I	2	3	4	5
- воздухонагревательные аппараты	доменный, смешанный газы теплотой сгорания 5040 кДж/нм^3 (I200 ккал/нм^3)	500-I200 (500-I200)		
5. Коксохимический цех (производство)				
- коксовые батареи:				
- в распределительных газопроводах печей с боковым и нижним подводом	коксовый, доменный газы	80 -200 (80 - 200)		
- в подводящих газопроводах, в месте примыкания к батареям	то же	500(500)		
6. Мартеновский цех				
- мартеновские печи при газовом отоплении с карбюрацией мазутом, ДСПА	природный, коксовый газы	2500-3000 (2500-3000)		3-I0 (3 - I0)
- прочие вспомогательные нагревательные устройства	природный, коксовый газы	400 - 800 (400 - 800)		0,7 - 0,9 (0,7-0,9)

Продолжение табл.II

I	2	3	4	5
7. Конвертерный цех - нагревательные устройства цеха	природный, коксовый газы	400 - 800 (400 - 800)	0,7 - 0,9 (0,7 - 0,9)	
- котлы-охладители конвертерных газов с дожиганием	природный газ	I800-2500 (I800-2500)		
	смешанный газ с теплотой сгорания 6720 кДж/нм^3 (I600 ккал/нм^3)	400 - 800 (400 - 800)		
8. Э С П Ц - газогорелочные устройства	природный газ	2500-3000 (2500-3000)	0,7 - 0,9 (0,7 - 0,9)	
- вспомогательные нужды	то же	400 - 800 (400 - 800)		

Продолжение табл.II

I	2	3	4	5
9. Прокатные, кузнечно-прессовые, литейные и другие цехи				
- нагревательные колодцы, нагревательные, термические и другие печи, оборудованные двухпроводными горелками	природный газ, коксовый газ, смешанный газ с теплотой сгорания 6720 кДж/нм^3 (I600 ккал/нм^3)	400-800 (400-800)		
- печи, оборудованные инжекционными горелками	природный газ, коксовый газ, смешанный газ с теплотой сгорания 8400 кДж/нм^3 (2000 ккал/нм^3)	I800-2500 (I800-2500)	0,7 - 0,9 (0,7 - 0,9)	

Продолжение табл.II

I	2	3	4	5
IO. Доломито-обжигательные и известково-обжигательные печи				
- вращающиеся	природный газ	400 - 600 (400 - 600)	0,8 - I,5 (0,8 - I,5)	
- шахтные	то же			
II. Котельные установки	все виды газов	400 - 3000 xx) (400 - 3000)		xx) В зависимости от конструкции горелок

I	2	3	4	5
I2. Посты автогенной резки в цехах	природный газ	2000–5000 (2000–5000)	0,5–0,7 xxx)	xxx) До I,5 бар (I,5 кгс/см^2) для постов сухого типа
	коксовый газ, сжиженный углеводородный газ	300–400 (300–400)		
	ацетилен	200–300 (200–300)		

Примечание: Для обеспечения стабильной работы газогорелочных устройств и агрегатов в оптимальном режиме в коллекторах этих агрегатов должно поддерживаться постоянное давление газа с колебаниями не более ±I0%.

I.9.8. Расчетное давление в газопроводах смешанного (коксодоменного) газа следует принимать равным расчетному давлению доменного газа плюс давление газа,создаваемое газодувкой на доменном газе.

Расчетное давление в газопроводах коксового и доменного газа должно приниматься в соответствии с ПБГХ МЧМ.

Начальное давление следует принимать:

- для доменного газа в общецеховом коллекторе чистого газа (за дроссельной группой или за ГУБТ) - в пределах 700-2000 даПа (700-2000 мм в.ст.)[x] в зависимости от последующих сопротивлений в газовых сетях и горелках;

- для коксового газа - на границе коксохимического цеха (производства) - 600-700 даПа (600-700 мм в.ст.); возможность увеличения давления сверх указанной величины в каждом отдельном случае должна быть согласована с институтом "Гипрококс";

- для обогащенного коксового газа - на вводе в предприятие - не менее 1000 даПа (1000 мм в.ст.);

- для природного газа - на вводе в предприятие,как правило,12 бар (12 кгс/см^2),но не ниже 3 бар (3 кгс/см^2), если этому не препятствуют условия внешнего газоснабжения; подвод газа с давлением свыше 12 бар (12 кгс/см^2) может осуществляться только при соблюдении ПБГХ МЧМ;

- для ферросплавного и конвертерного газов-в газопроводе за газоповысительной станцией - в зависимости от последующих сопротивлений в газовых сетях и горелках.

х) При требовании обеспечить более высокое давление у отдельных потребителей (например,у газосмесительных станций для инжекционных горелок печей,для воздухонагревательных аппаратов доменных печей и т.п.), в газопроводе между дроссельной группой (или ГУБТ) и общецеховым коллектором может поддерживаться более высокое давление путем установки регулируемого дроссельного клапана перед коллектором; к указанному газопроводу должен быть подключен отвод газа к потребителям,требующим повышенного давления газа.

I.9.9. При гидравлических расчетах допустимый перепад давлений газа в межцеховых и цеховых газопроводах с давлением до 2500 даПа (2500 мм в.ст.) следует принимать по таблице I2.

Таблица I2

№№ пп	Газопроводы	Перепад давления, даПа (мм в.ст.)	
		коксового и ферросплавного газов	всех прочих газов
I	Межцеховые	I50 (I50)	350 (350)
2	Цеховые	I00 (I00)	200 (200)

Примечания: I. Указанный перепад исчисляется:

- для межцеховых газопроводов доменного газа - от границы общецехового коллектора чистого доменного газа;
- для ферросплавного и конвертерного газов - от газового коллектора за газоповысительной станцией; для коксового и обогащенного коксового газов, соответственно, - от границы коксохимического цеха (производства) и от границы предприятия; для природного газа - от ГРП до цеха, который по условиям расположения на генплане и требованиям по давлению определяет давление газа в начальной точке;
- для цеховых газопроводов - от ввода газа в цех или от коллектора цеховой ГРУ или цехового ГРП до наиболее удаленного потребителя.

2. Потери давления в газосмесительных станциях и измерительных диафрагмах входят в величину перепада давления.

I.9.I0. Допустимый перепад давления газа в межцеховых и цеховых газопроводах при давлении более 2500 даПа(2500 мм в.ст.) должен приниматься из условия обеспечения устойчивой работы ГРП,ГПС и потребителей, использующих газ с таким давлением.

I.9.II. Выбор типа отключающих устройств, места их установки на межцеховых и цеховых газопроводах должны удовлетворять ПБГХ МЧМ.

Типы рекомендуемых отключающих задвижек на газопроводах приведены в приложении 8 по "Номенклатурному справочнику на освоенные и серийно выпускаемые изделия арматуростроения на I980 г.", составленному московским филиалом ЦКБА и изданному ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШем.

I.9.I2. Диаметры регулирующих дроссельных поворотных заслонок, применяемых при низких перепадах давления, должны определяться с помощью формул, позволяющих определять расход газа или перепад давления для любого положения заслонки. При этом следует иметь в виду,что расходная характеристика заслонок наиболее линейна в пределах углов поворота от I0°(минимальный расход и максимальный перепад давления).

Мощность исполнительного механизма для привода дроссельной заслонки должна определяться по формуле момента вращения заслонки, стремящегося повернуть ее в сторону закрытия,

$$M = K(M_p + M_T),\ даН \cdot м$$

где: K = 2-3 - коэффициент,учитывающий затяжку сальников и загрязненность трубопроводов;

M_p - реактивный момент,обусловленный стремлением потока закрыть заслонку;

M_T - момент трения в опорах;

$$M_{Р_{макс}} = 0,0654\ Д^3 \cdot \Delta P_{макс},\ даН \cdot м$$

$$M_Т = 0,785 Д^2 \cdot P \cdot r_ш \cdot f_Т,\ даН \cdot м$$

где: 0,0654 – коэффициент, определенный для угла открытия заслонки 73^0 и соответствующий максимальному его значению;

$Д$ – диаметр заслонки, м;

ΔP – перепад давления на заслонке, равный избыточному давлению перед заслонкой Р, даПа;

$r_ш$ – радиус шейки вала заслонки, м;

$f_Т = 0,15$ – коэффициент трения в опорах.

Мощность исполнительного механизма для приводов дроссельных заслонок на газопроводах коксового и обогащенного коксового газа следует увеличивать против расчетной на 20%, учитывая обрастание заслонок отложениями.

Дроссельные поворотные заслонки на газопроводах влажных газов должны снабжаться паровой рубашкой, если они установлены в местах, где бывает отрицательная температура.

I.9.I3. Выбор готовых труб для изготовления газопроводов должен производиться в соответствии с ШБГХ МЧМ.

Для газопроводов диаметром до 600 мм должны применяться готовые трубы, изготовляемые в специализированных трубных цехах и заводах; при диаметре от 600 до I600 мм – как готовые, так и сварные трубы, вальцованные из листа и изготовляемые в цехах

и заводах металлоконструкций; при диаметре более 1600 мм - только сварные трубы из листового металла.

В интервале диаметров труб 600-1600 мм готовые трубы должны применяться для высокого и среднего - больше 1 бара (1 кгс/см^2) - давления. Использование их для низкого давления - до 1 бара (1 кгс/см^2) - является предпочтительнее, если толщина стенки готовых труб не превышает толщины стенки вальцованных. В противном случае предпочтение должно быть отдано сварным трубам, вальцованным из листа.

Рекомендуемая номенклатура стальных труб для цеховых газопроводов независимо от района строительства, а также для межцеховых газопроводов в районах строительства с расчетной зимней температурой воздуха до 233 К (минус 40°С) включительно приведена в приложении 9.

1.9.14. Нижеприведенные марки стали для газопроводов, изготавливаемых из листовой стали, и их опорных конструкций рекомендуются на основании "Указаний по применению углеродистой стали в стальных конструкциях зданий и сооружений" (приложение к письму Госстроя СССР от 25.10.71г. № НК-3507-1).

Как правило, для изготовления газопроводов и их опорных конструкций должна применяться углеродистая сталь обыкновенного качества по ГОСТ 380-71^{х}. Применение углеродистой качественной стали по ГОСТ 1050-74, а также низколегированной толстолистовой и широкополосной универсальной стали по ГОСТ 19282-73 допускается только при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Применение полуспокойных марок стали - Вст3пс6 по ГОСТ 380-71^{х} для изготовления газопроводов, металлических опор, а также опорных ребер, опорных кронштейнов и других основных элементов конструкций допускается при условии соблюдения ПБГХ МЧМ, а также при условии давления газов не более 2500 даПа (2500 мм в. ст.) и отсутствия вибрационных нагрузок при эксплуатации.

Прочие сварные вспомогательные конструкции - связи, лестницы, площадки и т.п. - следует выполнять из стали марки Вст3кп2 по ГОСТ 380-71^{х}, независимо от расчетной температуры наружного воздуха.

Материал для изготовления фасонных участков газопроводов, фланцев, заглушек, прокладочных колец и крепежных изделий, а также уплотнений фланцевых и резьбовых соединений газопроводов должен соответствовать требованиям ПБГХ МЧМ.

I.9.I5. Уклоны газопроводов должны приниматься в соответствии с ПБГХ МЧМ. Отвод конденсата из газопроводов, конструкция конденсатоотводчиков и отвод сточных вод из конденсатоотводчиков должны осуществляться в соответствии с ПБГХ МЧМ.

Конструкция конденсатоотводчика при давлении газа в газопроводах выше 0,5 бар (0,5 кгс/см^2) может применяться в виде сборника конденсата с поплавковым устройством, воздействующим на перепускной клапан.

I.9.I6. Количество конденсата на отдельных участках газопроводов должно определяться на основе данных о начальной и конечной температурах на рассматриваемом участке газопровода и исходя из того, что влажные газы находятся в насыщенном состоянии.

Максимальное количество конденсата, которое может выпадать в межцеховых и цеховых газопроводах в целом по предприятию (без учета газопроводов коксового газа на территории коксохимического производства и газопроводов доменного и ферросплавного газов в районе газоочистки), следует принимать в пределах 30-40 г/нм^3 коксового газа и 35-45 г/нм^3 доменного и ферросплавного газов.

Содержание фенолов и цианидов в конденсате доменного газа может достигать I-2 мг/л; в конденсате коксового газа содержание фенолов колеблется в пределах 50-I00 мг/л и цианидов - I00-200 мг/л, причем более высокие концентрации относятся к газопроводам коксового газа, расположенным ближе к коксохимпроизводству.

I.9.I7. Подача пара в межцеховые газопроводы, а также к местам установки отключающей и регулирующей арматуры и обогрева конденсатоотводчиков, предусматриваемая в соответствии с ПБГХ МЧМ, должна рассчитываться на расход пара

от I до 2 т/ч при диаметре газопровода до 500 мм;
от 2 до 5 " " " до I000 мм;
от 5 до 8 " " " до I500 мм;
от 8 до I2 " " " свыше I500 мм.

Указанные расходы пара назначаются по наибольшему диаметру газопровода в пределах указанных величин, в зависимости от протяженности участка наибольшего диаметра; при параллельной прокладке нескольких газопроводов влажного газа расход пара и пропускная способность паропроводов должна быть увеличена на I0% сверх указанных величин, исходя из наибольшего диаметра газопровода.

I.9.I8. При проектировании, помимо настоящих "Указаний и норм", необходимо учитывать требования ПБГХ МЧМ.

При трассировке газопроводов вне территории предприятий надлежит руководствоваться требованиями пп.4.I-4.69 главы СНиП П-37-76.

I.9.I9. При совместной прокладке на одних опорах газопроводов с другими трубопроводами, кроме соблюдения требований ПБГХ МЧМ, следует стремиться к размещению газопроводов высокого давления с наибольшими разрывами от кислородопроводов и других газопроводов любого давления. Также рекомендуется между газопроводами и кислородопроводами размещать с требуемыми разрывами сопутствующие трубопроводы негорючих жидкостей и негорючих газов.

I.9.20. Если по каким-либо причинам в одном районе нужно проложить две параллельные трассы, расстояние между крайними трубопроводами на них рекомендуется назначать не менее I5м, при этом следует стремиться к раздельной прокладке на отдельных трассах трубопроводов горючих газов и кислородопроводов, имея в виду улучшение условий безопасности и обслуживания трубопроводов на обеих трассах при эксплуатации.

I.9.2I. При проектировании межцеховых газопроводов следует предусматривать по мере развития цехов кольцевание газопроводов,в особенности там,где это возможно без существенных дополнительных затрат,а также двухстороннее питание крупных цехов, в частности, коксохимического цеха (производства) при числе коксовых батарей свыше четырех, мартеновских цехов при числе печей свыше восьми,больших прокатных цехов и т.п.

I.9.22. При проектировании новых трасс газопроводов следует предусматривать резервные места,а также учитывать нагрузки от прокладки дополнительных газопроводов и сопутствующих трубопроводов, необходимость которых не предусмотрена проектом.

Резервные места для труб рекомендуется учитывать в количестве 20% от числа прокладываемых трубопроводов. При этом для определения габаритов и нагрузок диаметры резервных газопроводов должны назначаться в пределах 300-500 мм для условия подачи по ним природного газа.

Дополнительно предусматриваемую расчетную нагрузку от резервных трубопроводов допускается принимать не более 25% от прокладываемых.

I.9.23. При прокладке газопроводов и сопутствующих трубопроводов по общей трассе рекомендуется использовать газопроводы большого диаметра в качестве несущей конструкции для труб меньшего диаметра. Эта рекомендация не распространяетсяна газопроводы высокого давления, использование несущей способности которых для опирания других труб не разрешается.

Следует обращать внимание на то,чтобы температурные деформации одних труб не препятствовали деформации других,и чтобы была сохранена статическая схема основного газопровода.

При отсутствии труб большого диаметра,когда все газопроводы располагаются на общих опорах,следует совмещать неподвижные крепления газопроводов и сопутствующих трубопроводов на одной общей неподвижной опоре,а при необходимости устройства подвижных опор для части трубопроводов-применять для них подвесные опоры.

I.9.24. Для обеспечения свободного стока конденсата в сторону уклона величина прогиба газопровода в середине пролета не должна превышать

- при уклоне 0,005 и более – I/600 пролета;
- при уклоне 0,004 и более – I/800 пролета;
- при уклоне 0,003 и более – I/900 пролета.

Для горизонтальных газопроводов (например, для сухого очищенного газа) величину прогиба допускается увеличивать до I/500 пролета.

При определении оптимальных прогиба и напряжений при расчетах газопроводов на прочность и устойчивость рекомендуется пользоваться формулами, указанными в приложении I0,а также данными приложения II, где приведены для газопроводов влажного газа ориентировочные пролеты между опорами,напряжения и т.д. Выбор пролета в каждом отдельном случае должен быть подтвержден расчетом.

I.9.25. Для выполнения строительной части проекта межцеховых газопроводов специализированными отделами или организациями исполнители технологической части проекта должны составлять техническое задание,оговорив нагрузки и условия работы,например,в соответствии с "Материалами для проектирования стальных конструкций надземных газовоздухопроводов предприятий черной металлургии",разработанными Днепропетровским филиалом института ЦНИИПСК при участии институтов "Ленгипромез" и "Гипрококс" и рекомендованных к использованию Госстроем СССР в I969 г.

I.9.26. В развитие "Материалов...", упомянутых в пп.I.9.25, горизонтальные нагрузки на неподвижные опоры газопроводов с давлением газа до 2500 даПа (2500 мм в.ст.) при установке дисковых или линзовых компенсаторов по приведенной на эскизе (рис.I) схеме газопровода следует определять с учетом следующих соображений: с каждой стороны на неподвижную опору действует

усилие $\leq F_1 (\leq F_2)$, состоящее из реакции компенсатора от температурной деформации газопровода $F_к$, от внутреннего давления газа на диск волны компенсатора $F_д$, реакции от внутреннего давления газа при наличии заглушки, поворота газопровода или изменении его диаметра в соответствующем пролете $F_з$, реакции удругих стопоров промежуточных плоских опор $F_о$ или сил трения при перемещении газопровода относительно промежуточных опор $F_т$.

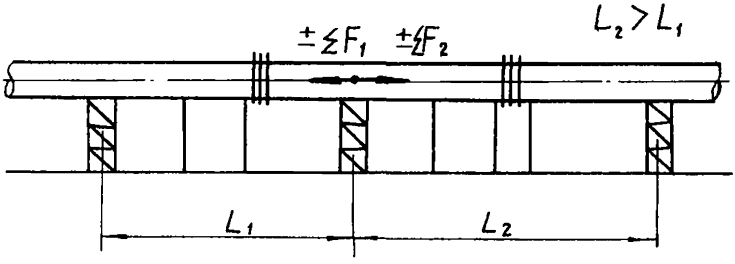


Рис. 1

а) величина $F_к$ определяется в ньютонах(кг) по данным таблицы 7.2 "Материалов...", в которой приведены усилия сжатия(растяжения) одной волны компенсатора на I см с учетом расчетной деформации одной волны компенсатора $\frac{\Delta \ell}{n}$ в зависимости от пролета и колебаний наружной температуры воздуха ($\Delta \ell$ - тепловое удлинение участка трубопровода в см, n - количество волн компенсатора).

Направление $F_к$ показано на рис.I стрелкой для зимнего времени и противоположно летом.

б) Величина $F_д$ определяется в ньютонах(кг)по данным таблицы 7.2 "Материалов ...", в которой даны значения реакции при внутреннем давлении газа 2000 даПа (2000 мм в.ст.), путем соответствующего пересчета на расчетные условия. $F_д$ не зависит от количества волн компенсатора и всегда направлена в сторону неподвижной опоры.

в) Величина $F_з$ в ньютонах(кг) равна, при наличии в пролете газопровода

- заглушки, задвижки или поворота газопровода, - $P \cdot S_1$,
- перехода с одного диаметра на другой, - $P \cdot S_2$,

где: P - расчетное давление газа в газопроводе, в паскалях;

S_1 - площадь поперечного сечения газопроводов, $м^2$;

S_2 - площадь кольца, ограниченного диаметрами большего и меньшего газопровода, $м^2$.

Для горизонтального газопровода без заглушек, задвижек, поворотов и переходов $F_з = 0$.

Направление $F_з$ - от неподвижной опоры. Только в случае, если газопровод меньшего диаметра закреплен на опоре, а переход на больший диаметр осуществлен в пролете, $F_з$ направлено к неподвижной опоре.

г) Величина $F_о$ рассчитывается организацией, проектирующей опорные конструкции газопровода, и определяется как сумма упругих отпоров, жестко заделанных в фундаменты плоских опор, расположенных между неподвижной опорой и компенсатором. Упругий отпор плоских опор рассчитывается по величине стрелы прогиба опор от температурной деформации газопровода, при этом опора рассматривается как защемленная консольная балка.

Величина $F_т$ определяется в ньютонах(кг) как сумма сил трения газопровода при его перемещении по седлам опорной поверхности промежуточных опор вследствие их значительной жесткости.

Направление F_0 и $F_т$ совпадает с $F_к$.

В зависимости от принятой конструкции промежуточных опор в расчетах должно учитываться или F_0, или $F_т$.

Результирующее одностороннее осевое усилие ΣF_1 (ΣF_2) на неподвижную опору определяется как алгебраическая сумма сил $F_к$, $F_д$, $F_з$ и F_0 или $F_т$.

Расчет неподвижной опоры, находящейся под действием осевых усилий, должен производиться по равнодействующей односторонних результирующих усилий. Если неподвижная опора расположена на прямолинейном газопроводе или угол между осями газопровода по обе стороны опоры не менее 160^0, равнодействующее усилие определяется из условия, при котором меньшее из противоположно направленных усилий от величины ΣF_1 (ΣF_2) принимается с коэффициентом 0,5 (трещина в одном из компенсаторов с потерей 50% его жесткости).

I.9.27. Для газопроводов с давлением газа более 2500 даПа (2500 мм в.ст.), а также среднего и высокого давления при определении горизонтальных нагрузок на неподвижные опоры для схем с естественной самокомпенсацией или с использованием П-образных компенсаторов рекомендуется пользоваться "Справочником по проектированию электрических станций и сетей", часть "Тепловые сети", раздел IX "Механические расчеты трубопроводов", том I "Канальная и надземная прокладка", составленным институтом "Теплопроект", Москва.

I.9.28. Условные обозначения газопроводов горючих газов и сопутствующих трубопроводов на схемах в чертежах и пояснительных записках должны выполняться в соответствии с приложением I2,

разработанным на основании и в развитие ГОСТа 14202-69 "Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки".

На основании того же ГОСТа разработано приложение 13 по опознавательной окраске трубопроводов, которая должна применяться на чертежах в случае необходимости.

1.10. УСТАНОВКИ ДЛЯ ОХЛАЖДЕНИЯ И ТОНКОЙ ОЧИСТКИ ДОМЕННОГО ГАЗА ОТ ПЫЛИ

1.10.1. Требования настоящего раздела распространяются на проектирование и реконструкцию существующих установок для охлаждения и тонкой мокрой очистки доменного газа при работе доменных печей с повышенным давлением газа на колошнике на передельный или литейный чугуны.

Примечание. Требования к установкам газоочистки при доменных печах, выплавляющих специальные чугуны, не разрабатывались, так как строительство новых печей для этих целей осуществляться не будет.

1.10.2. Вновь проектируемые установки тонкой очистки доменного газа, как правило, должны состоять из скруббера, регулируемых труб Вентури и дроссельных групп при условии, что давление газа под колошником при переводе печи на пониженное давление должно быть не менее 3500-4000 даПа (3500-4000 мм в.ст.) в зависимости от требуемого давления доменного газа в коллекторе чистого газа.

Необходимость установки в схеме газоочистки мокрых электрофильтров должна определяться только в комплексе с первой доменной печью, сооружаемой на предприятии, в каждом конкретном случае.

При выполнении проекта реконструкции существующих установок газоочисток вопрос об использовании имеющихся в наличии мокрых электрофильтров должен решаться проектной организацией в каждом отдельном случае в зависимости от местных условий (физического состояния электрофильтров, предшествующего опыта их эксплуатации и т.п.) и при согласовании с руководством предприятия.

Примечания. I. В связи с отсутствием опытных данных в настоящих "Указаниях и нормах" не разрабатывались рекомендации по схемам "сухой" очистки доменного газа.

2. Допускается сооружение газоочисток, имеющих другие схемы охлаждения и очистки газа, при условии технико-экономического обоснования.

I.I0.3. При выборе технологической схемы газоочисток доменных печей объемом I7I9 $м^3$ и более следует рассматривать одновременно или в последующее время сооружение при доменной печи газовой утилизационной бескомпрессорной турбины (ГУБТ). При печах меньшего объема целесообразность ГУБТ должна определяться технико-экономическим расчетом.

Учитывая, что ГУБТ ежегодно должна иметь остановки общей длительностью до I5 суток, технологическая схема газоочистки должна быть построена с учетом возможности подачи всего доменного газа к ГУБТ, либо частично к ГУБТ и одновременно через дроссельную группу непосредственно в коллектор чистого газа, а также минуя ГУБТ.

I0.I.4. При проектировании границей установки газоочистки со стороны доменного цеха является патрубок подвода газа в скруббер, а с другой стороны - задвижка на газопроводе чистого газа перед его подачей в общезаводской газопровод доменного газа.

Границы, определяющие объем проектирования установки специализированной организацией, устанавливаются по договоренности сторон.

I.IO.5. Установки газоочистки должны проектироваться в соответствии с требованиями ПБГХ МЧМ. Независимо от расчетного давления газа к ним не предъявляются требования "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением".

I.IO.6. Пропускную способность установки газоочистки при работе на повышенном давлении газа на колошнике, учитывая возможную неравномерность выхода газа, следует принимать на I5% выше расчетного выхода доменного газа при принятом в проекте давлении газа на колошнике.

При переводе печи на режим низкого давления газа на колошнике следует учитывать, что выход доменного газа сокращается примерно на I5% (по весу), хотя фактический объем газа, поступающего в газоочистку, увеличивается в зависимости от величины, на которую снижается давление.

Продолжительность работы установки газоочистки на режиме повышенного давления газа на колошнике следует принимать 99% времени работы доменной печи, т.е. считать, что длительность работы доменной печи на режиме низкого давления не превышает I%.

I.IO.7. Данные о запыленности газа на подводе к скрубберу газоочистки должны указываться в технологическом задании, учитывающем условия работы печи и первичных сухих пылеуловителей.

Как правило, содержание пыли в газе на подводе к скрубберу при работе доменных печей на режиме повышенного давления газа на колошнике не превышает 8 г/нм^3, а при переводе печи на режим низкого давления - I5 г/нм^3.

I.IO.8. Расчетную температуру доменного газа на подводе к скрубберу газоочисток следует принимать для определения потребности в оборотной воде 573 К (+300°С), а для расчета металлоконструкций газопроводов грязного газа - 673 К (+400°С), если в технологическом задании не указываются более высокие температуры.

I.IO.9. Влагосодержание газа на подводе к скрубберу, существенно влияющее на расход охлаждающей воды и зависящее, в основном, от удельного расхода природного газа или жидкого топлива, вдуваемого в печь с дутьем, а также от влажности дутья и шихты, должно находиться в пределах 40-60 г/нм^3 при возможных крайних значениях от 30 до I00 г/нм^3. Влагосодержание газа для расчета расхода охлаждающей воды должно в каждом отдельном случае уточняться технологическим заданием.

I.IO.IO. Содержание пыли в очищенном доменном газе, а также температура доменного газа после газоочистки в газопроводе чистого газа, должны соответствовать ТУ14-7-23-73 "Газ доменный. Технические условия".

I.IO.II. Влагосодержание доменного газа, поступающего в коллектор чистого газа установки газоочистки, при указанной температуре должно определяться исходя из того, что газ насыщен водяными парами и содержание капельной влаги в нем составляет от 5 до 25 г/нм^3 в зависимости от схемы газоочистки, условий работы установки и конструкции каплеуловителей.

I.IO.I2. Температура доменного газа после ГУБТ определяется расчетом в зависимости от температуры подогрева газов перед турбиной и перепада давления в ней. Для случая подогрева газа до 4I3 К (I40°С) и перепаде давления в ГУБТ с 2 бар (2 кгс/см^2) до I500 даПа (I500 мм в.ст.) температуру газа за ГУБТ можно принимать до 333 К (60°С), а абсолютное влагосодержание одного нормального кубического метра газа за ГУБТ таким же, как перед ГУБТ.

I.I0.I3. Состав доменного газа (кроме влагосодержания) в процессе его мокрой очистки практически не меняется.

Изменение состава доменного газа в коллекторе чистого газа должно учитываться при наличии ГУБТ, оборудованной смешивающим газоподогревателем, в котором подогрев газа перед ГУБТ осуществляется за счет сжигания части доменного газа и смешения продуктов горения с остальным количеством нагреваемого газа.

В каждом отдельном случае при установке смешивающего подогревателя перед ГУБТ состав доменного газа, его количество, температура и теплота сгорания должны определяться соответствующими расчетами.

Снижение теплоты сгорания газа при его подогреве до 413 К (140°С) и расходе газа на подогрев в количестве 5-6% от объема газа, проходящего через ГУБТ, может составлять 252 кДж/нм^3 до 420 кДж/нм^3 (от 60 до 100 ккал/нм^3). Одновременно со снижением теплоты сгорания объем доменного газа увеличивается примерно на 4%. При установке поверхностного газоподогревателя перед ГУБТ состав и количество газа не меняется.

I.I0.I4. Давление газа в коллекторе чистого газа должно определяться условиями дальнейшего транспорта газа по п.I.9.7 независимо от условий очистки газа.

I.I0.I5. Для двух соседних доменных печей рекомендуется установку газоочистки проектировать, как правило, блочно, с одним общим зданием.

I.I0.I6. В составе газоочистки каждой доменной печи следует устанавливать, как правило, один скруббер повышенного давления (без резерва), рассчитанный на максимальное охлаждение газа и очистку его от пыли до 0,5 г/нм^3 и ниже.

В соответствии с требованиями ПБГХ МЧМ вновь сооружаемые скрубберы должны быть безнасадочными.

I.IO.I7. Диаметр и высота скруббера должны определяться расчетом по методике, принятой специализированными проектными институтами (ВНИПИчерметэнергоочистка, Гипрогазоочистка и др.).

Конечный диаметр скруббера должен быть принят с округлением расчетной величины до 0,5 м.

При определении высоты скруббера следует учитывать:

а) необходимость создания достаточного объема воды в нижней части скруббера для установки гидрозатвора повышенного давления;

б) размещение верхнего яруса форсунок на расстоянии не менее 3 м от верхнего края цилиндрического корпуса скруббера.

I.IO.I8. Для подачи в скруббер охлаждающей воды должны применяться эвольвентные форсунки, создающие мелкокапельный распыл (диаметр капли должен быть меньше 2 мм) при напоре воды, превышающем давление газа в скруббере на I,5-2,0 бар (I,5 - 2,0 кгс/см^2).

Характеристика эвольвентных форсунок приведена в приложениях I4,I5.

I.IO.I9. Определение требуемого расхода воды на охлаждение газа в скруббере должно производиться с учетом следующих положений:

а) температуру газа за скруббером следует принимать на 5-7 К (5-7°С) выше температуры газа за установкой газоочистки в целом;

б) потерю тепла в окружающую среду через поверхность корпуса скруббера надлежит оценивать в 5% от теплосодержания газа на подводе к скрубберу;

в) принимать возможно низкую расчетную температуру воды на подводе к скрубберу не выше 298-303 К (25-30°С)/ и температурный перепад в скруббере, как правило, менее I5 К (I5°С). Указанные величины подлежат согласованию с соответствующими проектами водоснабжения газоочистки и ее оборотного цикла.

I.IO.20. Число ярусов орошения в скруббере, как правило, должно быть не менее трех; расположение форсунок в каждом ярусе должно быть одинаковым, но смещенным в плане относительно друг друга.

Форсунки всех ярусов, кроме верхнего, должны быть направлены струей вверх.

Число форсунок и их диаметр выбираются, исходя из требуемого расхода воды и создания сплошной капельной среды по всему сечению скруббера при расчетном напоре, который должен на уровне форсунок превосходить давление газа в скруббере не менее чем на I,5 бар (I,5 кгс/см^2). Кольцевые коллекторы для подачи воды к форсункам каждого яруса должны располагаться снаружи корпуса и присоединяться к каждому из вертикальных стояков, питающих их водой.

I.IO.2I. Аварийное заполнение водяного затвора скруббера, предусмотренное ПБГХ МЧМ, должно быть обеспечено за время, не превышающее I минуту, установкой электрифицированной задвижки на подводе воды, автоматически включающейся и выключающейся при достижении уровня воды соответственно предельных нижнего и верхнего положения в нижней части скруббера. Подвод воды должен осуществляться от вертикальных стояков.

I.IO.22. Для тонкой очистки доменного газа при различных режимах работы доменных печей следует принимать, как правило, регулируемые трубы-распылители.

Расчет труб-распылителей и водоотделителей за ними рекомендуется производить в соответствии с методикой, разработанной НИИОГАЗом "Скрубберы Вентури. Выбор, расчет, применение", изд. ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, Москва, I977 г., либо по методике, разработанной или утвержденной специальными организациями МЧМ СССР.

I.IO.23. Требования к конструкции дроссельных групп и их установке изложены в ПБГХ МЧМ.

Номенклатура и характеристика типовых дроссельных групп приведена в приложении I6.

I.IO.24. После дроссельной группы установка каплеуловителя является обязательной.

I.IO.25. Водоотделители за трубами-распылителями и водоотделители на трассе газопровода к ГУБТ должны оборудоваться регистрацией и сигнализацией уровня воды в водяном затворе и электрифицированной задвижкой на аварийном подводе воды аналогично требованиям, указанным в пп.I.IO.2I для водяного скруббера. При сливе шламовых вод из водоотделителей, установленных за трубами-распылителями, в бункер скруббера регистрация уровня воды не требуется.

I.IO.26. В случае, если в составе газоочистки намечается установка электрофильтров, их число должно определяться из условия работы доменной печи на режиме с пониженным давлением. При блочном строительстве газоочистки на две доменных печи число электрофильтров определяется из условий работы одной доменной печи на режиме с пониженным давлением, а схема газоочистки выбирается такой, чтобы доменный газ от любой из двух доменных печей при переводе их на режим работы с пониженным давлением проходил очистку в электрофильтрах.

При этом одновременная работа двух доменных печей на режиме с пониженным давлением исключается.

I.IO.27. Ориентировочные удельные расходы воды на установку мокрой очистки газа и на отдельные аппараты газоочистки (скруббер, трубы-распылители и дроссельные группы) при начальной температуре воды в пределах 298-303 К (25-30°С), конечной температуре газа 308 К (35°С), начальной температуре газа 573 К (300°С) перепаде температуры воды до и после газоочистки на I2-I5 К (I2-I5°С) в зависимости от влажности доменного газа, приведены в таблице I3. Уточненный расход воды на установку определяется проектными расчетами.

Содержание взвеси в осветленной оборотной воде, поступающей на орошение скруббера, труб-распылителей и непрерывную промывку электрофильтров, не должно превышать 150 мг/л. Содержание взвеси в воде, поступающей на периодическую промывку электрофильтров, должно быть не более 80 мг/л.

I.10.28. Расход электроэнергии на установку газоочистки доменного газа следует принимать 0,36-0,5 МДж (0,1-0,15 кВт·ч) на 1000 $нм^3$.

Расход электроэнергии на установку газоочистки доменного газа с электрофильтрами следует принимать 1,1-1,3 МДж (0,3-0,36 кВт·ч) на 1000 $нм^3$ очищаемого газа.

Установленная мощность электроприемников (включая электроосвещение) составляет

- для одного электрофильтра ДМ-316 - 55 кВт;
- то же, ДМ-600 - 120 кВт.

I.10.29. Периодический расход пара на установку газоочистки (без электрофильтров) доменного газа для продувки и пропарки газопроводов и аппаратов следует принимать из расчета 5т/ч на одну доменную печь. Одновременная подача пара на две печи должна предусматриваться при числе печей в цехе больше четырех.

Расход пара на установку газоочистки доменного газа с электрофильтрами для одной доменной печи должен составлять:

а) периодический - для продувки и пропарки газопроводов и аппаратов газоочистки из расчета 10 т/ч на доменную печь;

б) непрерывный (в зимнее время) - для обогрева изоляторных коробок из расчета 100 кг/ч на 1 электрофильтр.

I.10.30. При проектировании слаботочной связи необходимо предусматривать установку средств связи и сигнализации, а именно:

- в помещении КИП газоочистки - телефона заводской АТС, телефонов прямой связи с постами управления доменных печей, центральным диспетчерским пунктом газового хозяйства и газоспасательной станцией;

Таблица I3

№№ пп	Содержание водяных паров в газе на входе в скруббер, г/нм³	Ориентировочный расход воды на газоочистку, л/нм³ сухого газа				Дополнительный расход воды на один электрофильтр, м³/ч	
		перепад температур до и после газоочистки, К (°С)		в том числе:		на непрерывную промывку	на периодическую промывку
		I2(I2)	I5(I5)	на трубы-распылители, в том числе на высоконапорные регулируемые	на дроссельную группу		
I	30	6,9	5,7	0,6-0,9	0,4-0,5	I00 м³/ч в электрофильтре ДМ-3I6 и 200 м³/ч в электрофильтре ДМ-600	на уровне I80 м³/ч на одно поле длительностью I0 минут через каждые 8 часов
2	40	7,5	6,2	"	"		
3	60	8,2	6,8	"	"		
4	80	9,I	7,6	"	"		
5	I00	I0,3	8,6	"	"		

Примечания. I. Расход воды на регулируемые трубы-распылители при работе печи на давлении I,5 бар(I,5 кгс/см²) и более следует принимать 0,20-0,25 л/нм³.

2. Для кратковременного режима с повышенной температурой грязного газа, поступающего в скруббер, увеличение расхода воды не должно предусматриваться, т.к. при этом допускается кратковременное повышение температуры чистого газа.

- в галерее водоводов газоочистки - телефона заводской АТС, телефона прямой связи с помещением КИП газоочистки;

- в помещении КИП газоочистки и галерее водоводов - извещателей пожарной и газоспасательной сигнализации;

- на основных площадках скруббера - извещателей газоспасательной сигнализации;

- в помещении КИП и галерее водоводов - часов.

I.IO.3I. При проектировании КИП следует предусматривать:

а) измерение и регистрацию температуры доменного газа перед скруббером;

б) измерение температуры

- доменного газа после труб Вентури;

- охлаждающей воды, поступающей в водоводы к скрубберу;

- шлама, поступающего из скруббера;

в) измерение и регистрацию давления доменного газа до скруббера;

г) измерение и регистрацию перепада давления доменного газа на трубах-распылителях;

д) измерение давления охлаждающей воды в водоводах к скрубберам, электрофильтрам и в ярусах водоводов для подачи воды к форсункам;

е) измерение и регистрацию уровня воды в скруббере и электрофильтрах;

ж) измерение и регистрацию расхода доменного газа, поступающего из газоочистки в ГУБТ и в коллектор чистого газа;

з) измерение и запись расхода

- оборотной воды, поступающей на скруббер;

- оборотной воды, поступающей на электрофильтры на непрерывную и периодическую промывку.

В проекте КИП должна быть разработана схема регулирования и поддержания постоянного перепада давления на трубах-распылителях, а также технологическая сигнализация в помещении КИП газоочистки

- при падении давления и расхода охлаждающей воды, поступающей в скрубберы и трубы-распылители, ниже допустимого предела;
- при достижении максимального и минимального уровней воды в нижней части скруббера и электрофильтрах;
- при аварийном снятии напряжения с электродов электрофильтров.

Необходимо предусматривать передачу в центральный диспетчерский пункт газового хозяйства (ЦДПГХ) следующих показаний приборов, измеряющих
- количество доменного газа, выходящего из каждой печи;
- температуру чистого доменного газа;
- давление чистого доменного газа:

В ЦДПГХ должна быть выведена сигнализация уровня воды в скруббере и других аппаратах, а также повышения или понижения давления воды, поступающей на газоочистку.

I.II. ГАЗОСБРОСНЫЕ УСТРОЙСТВА (Г С У)

I.II.I. Газосбросные устройства для эпизодического сжигания в атмосфере избытков доменного, коксового и ферросплавного газов должны проектироваться с соблюдением требований ПБГХ МЧМ.

ГСУ конвертерного газа должны соответствовать требованиям норм технологического проектирования и правил безопасности конвертерных цехов.

I.II.2. ГСУ доменного газа, сооружаемые одновременно с первой доменной печью, должны рассчитываться на пропускную способность порядка I5-20% от общего выхода газа первых трех проектируемых доменных печей, но не менее 50% выхода газа от самой большой по объему производства доменной печи. На каждые три последующие доменные печи следует устанавливать дополнительно ГСУ, пропускная способность которого определяется так же, как указано выше. ГСУ должно подключаться к коллектору чистого газа в районе установки газоочистки, между газоочисткой и ТЭЦ.

I.II.3. Пропускная способность ГСУ коксового газа,сооружаемого одновременно с коксовой батареей, должна составлять не менее 15% от выхода коксового газа от батарей, для которых ГСУ устанавливается,но не менее 60% выхода коксового газа от самой большой батареи.

ГСУ должно подключаться к межцеховому газопроводу для подачи чистого газа к потребителям.

I.II.4. ГСУ ферросплавного газа должно рассчитываться на пропускную способность, равную расходу газа наиболее крупным потребителем.

ГСУ должно подключаться к межцеховому газопроводу для подачи газа к потребителям.

I.II.5. Газосбросное устройство должно состоять из подводящего газ газопровода,вертикального газопровода (ствола свечи) для подачи газа к горелкам и горелок с запальниками.

Количество горелок выбирается,исходя из требуемой пропускной способности устанавливаемого газосбросного устройства.

I.II.6. На подводящем к устройству газопроводе должны устанавливаться последовательно по ходу газа газовая задвижка с электроприводом, измерительная диафрагма и дроссельный клапан для поддержания постоянства давления газа в газопроводе " до себя".

I.II.7. Для обеспечения безопасной работы ГСУ и избежания повышенных потерь газа общий дроссель,установленный на газопроводе для подачи газа к устройству, должен быть регулировочного типа,а отсекающие устройства перед каждой горелкой - повышенной плотности.

Отсекающие устройства каждой горелки должны включаться (выключаться) последовательно в зависимости от количества сбрасываемого газа и работать в режиме "открыто-закрыто".

I.II.8. При проектировании средств управления,контроля и сигнализации ГСУ следует предусматривать регистрацию расхода газа,дистанционное управление задвижкой на подводящем газопроводе,сигнализацию ее положения,сигнализацию о работе горелок и т.п.

Щиты управления и контроля ГСУ для доменного,ферросплавного,конвертерного газов (кроме коксового) должны размещатьоя в ближайшем помещении газового цеха, где имеется обслуживающий персонал. Сигнализация о работе ГСУ должна передаваться на диспетчерский пункт газового хозяйства.

Щит управления и контроля ГСУ для коксового газа может размещаться в помещении ГСУ, а сигнализация о работе ГСУ должна передваться на диспетчерский пункт коксохимпроизводства и диспетчерский пункт газового хозяйства предприятия.

I.II.9. При проектировании ГСУ следует предусматривать сброс конденсата из ствола свечи и подводящего газопровода в основной коллектор. Если это условие невыполнимо, то для отвода конденсата должен устанавливаться конденсатоотводчик.

Не следует допускать в газовых горелках выходной скорости газа ниже скорости распространения пламени, а также приводящей к отрыву пламени. Кроме того, следует избегать устройства жалюзей,резких пережимов и т.п., которые могли бы привести при эксплуатации к недопустимо высокому уровню шума.

I.II.IO. При проектировании должны быть обеспечены мероприятия по предотвращению затухания факела горения газа на ГСУ, например, с помощью термопары, дающей импульс на включение электрозапальника, поджигающего вспомогательную горелку, к которой должен быть подведен природный или коксовый газ.

I.I2. ГАЗОСМЕСИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ (Г С С)

I.I2.I. Количество ГСС на предприятии следует по возможности ограничивать,стремясь организовать снабжение потребителей газом одного вида и только в случае действительной необходимости - смешанным газом.

ГСС предназначаются для смешения,как правило,двух видов газов.Иногда для снабжения крупных потребителей смешанным газом может оказаться целесообразным предусмотреть схему ГСС, допускающую возможность при временном наличии избытков коксового газа (по условиям газового баланса) замену им природного газа для смешения с доменным газом. При этом потребитель может снабжаться смешанным газомм той же требуемой теплоты сгорания,хотя и измененного состава.

I.I2.2. В большинстве случаев ГСС могут осуществляться по схеме,обеспечивающей постоянство соотношения объемов смешиваемых газов.

Использование для ГСС схемы,обеспечивающей постоянство теплоты сгорания смешанного газа, должно осуществляться по заданию технологических отделов или специализированных организаций - для потребителей, предъявляющих повышенные требования, например, для обогрева коксовых печей,для некоторых печей прокатного производства и т.п.

I.I2.3. По известным теплотам сгорания смешиваемых газов (Q_I и Q_2) и требуемой теплоте сгорания смешанного газа (Q) для расчета подводящих газопроводов к газосмесительной станции количество каждого из смешиваемых газов в процентах по объему (a_1 и a_2) должно определяться по формуле

$$a_1 = \frac{Q_2 - Q}{Q_2 - Q_1} \times 100\%$$

$$a_2 = (100 - a_1)\% \quad ,$$

а для расчетов в газовом балансе количества тепла, вносимого каждым из компонентов смеси, в процентах от общего количества тепла смешанного газа (b_1 и b_2) - по формулам:

$$b_1 = \frac{a_1 \cdot Q_1}{Q} \%$$

$$b_2 = \frac{a_2 \cdot Q_2}{Q} \%$$

I.I2.4. Если ГСС предназначена для одного цеха, ее следует располагать вблизи от него при условии, что это не вызывает значительного удлинения подводящих газопроводов.

Если оба смешиваемых газа нуждаются в повышении давления, ГСС должна располагаться до газоповысительной станции; если можно ограничиться повышением давления одного из компонентов, газосмесительная станция должна размещаться после газоповысительной станции.

I.I2.5. В зависимости от требуемой точности регулирования и колебаний расхода смешанного газа ГСС могут иметь два или большее число дроссельных клапанов.

Окончательный выбор схемы должен производиться специализированной в области автоматического регулирования организацией.

I.I2.6. Если в начальный период эксплуатации цеха потребление смешанного газа должно быть значительно меньше расчетной пропускной способности ГСС, следует проектировать вторую ГСС с трубопроводами, рассчитанными на уменьшенный расход смешанного газа и проложенными параллельно основным трубопроводам ГСС. Это позволит также осуществлять ремонты, ревизию и замену измерительных диафрагм без прекращения подачи газа потребителям.

I.I2.7. На каждом газопроводе ГСС по ходу газа до газосмесителя должны устанавливаться отключающая электрифицированная задвижка, измерительная диафрагма и дроссельные клапаны.

Устройство самого смесителя должно обеспечивать хорошее перемешивание газов, для чего врезку одного газопровода в другой рекомендуется осуществлять с помощью нескольких патрубков, равномерно расположенных по окружности.

На ГСС при смешивании доменного и природного газов,а также доменного и коксового или обогащенного коксового газов отключение газопроводов природного,коксового и обогащенного коксового газов должно осуществляться двумя последовательно установленными электрифицированными задвижками со свечой между ними, снабженной также электрифицированной задвижкой.

При снижении расхода доменного газа,поступающего в ГСС, ниже определенной заданной величины,обе задвижки на газопроводах природного,коксового или обогащенного коксового газов автоматически должны закрываться,а задвижка на свече между ними открываться.

I.I2.8. На щите КИП ГСС должны быть установлены указывающие и записывающие приборы для измерения давления и расхода смешиваемых газов и давления полученного смешанного газа с передачей показаний на ЦДПТХ. Там же должны быть размещены средства управления электрифицированными задвижками и сигнальные лампы положения задвижек "открыто", " закрыто".

I.I3. ГАЗОПОВЫСИТЕЛЬНЫЕ(ГПС),ГАЗОКОМПРЕССОРНЫЕ (ГКС) И ГАЗОТУРБИННЫЕ РАСШИРИТЕЛЬНЫЕ (ГТРС) СТАНЦИИ

I.I3.I. Необходимость строительства газоповысительной станции на предприятии,используещем природный газ,должна быть обоснована технико-экономическим расчетом на основе газового баланса,имея в виду,что в большинстве случаев потребители газа повышенного давления могут быть удовлетворены природным газом или его смесью с доменным газом без повышения давления газа.

В этом случае имеется в виду,что регулирование давления доменного газа после газоочистки производится дважды с установкой по пути газа дроссельной группы и затем дросселя-регулятора давления.

Отбор доменного газа требуемого давления производится непосредственно за дроссельной группой.

На предприятии, где природный газ отсутствует или по условиям газового баланса для нужд части потребителей должна быть использована смесь доменного и коксового газов,мощность газоповысительной станции следует ограничивать установкой нагнетателей только для коксового газа перед смешением его с доменным газом.

Технико-экономическое обоснование необходимости строительства ГПС или ГКС не требуется для конвертерного газа, получаемого в кислородно-конвертерных цехах, работающих по схеме без дожигания, для ферросплавного газа, а также для коксового газа, используемого для вдувания в горны доменных печей или передаваемого на значительные расстояния.

На предприятиях, где существуют газоповысительные станции смешанного природно-доменного газа, должна быть проверена возможность и целесообразность ликвидации их путем соответствующей реконструкции газопроводов доменного газа за дроссельными группами. При этом, в случае установки за доменными печами ГТРС, целесообразность ликвидации ГПС должна быть обоснована технико-экономическими расчетами.

I.I3.2. В таблице I4 приведены данные о категории производства по взрывопожарной опасности, классах в отношении опасности при применении электрооборудования (по классификации ПУЭ) применительно к помещениям ГПС,ГКС и ГТРС.

I.I3.3. При выборе числа и пропускной способности машин в ГПС следует учитывать очередность их установки и целесообразность ориентации на мощные и однотипные машины.Для предварительного выбора типа машин рекомендуется пользоваться данными приложения I7,в котором приведены характеристики некоторых машин, изготовляемых в СССР.

Таблица I4

№№ пп	Помещения	Категория производства	Класс по ПУЭ
I	ГПС доменного газа при конечном давлении до I500 даПа (I500 мм в.ст.)	Невзрывоопасное	Общепромышленный
2	ГКС и ГПС коксового, обогащенного коксового и ферросплавного газов	А	В-Iа
3	ГКС и ГПС конвертерного газа	Б	В-Iа
4	ГТРС,ГКС и ГПС доменного газа при конечном давлении более I500 даПа (I500 мм в.ст.)	Б	В-Iб

I.I3.4. При числе рабочих машин, установленных в ГПС и ГКС, до трех в резерве следует иметь одну машину, при числе рабочих машин от 4 до 6 - две резервных машины, при числе рабочих машин сверх 6 - три резервных машины.

Уменьшение числа резервных машин допускается в случае, если выбор рабочих машин сделан для кратковременного,заранее планируемого режима потребления газа.

I.I3.5. При компоновке ГПС,ГКС и ГТРС рекомендуется учитывать следующее:

- как правило,газовые коллекторы низкого и повышенного давления ГПС и ГКС следует размещать с одной стороны здания станции. Это позволяет расположить их на общих опорах и улучшает условия внутренней компоновки машзала с удобным доступом к машинам, увеличенными проходами и т.д. На ГТРС газовые коллекторы, в противоположность этому, как правило,размещаются с противоположных сторон здания;

- задвижки, отключающие машины от коллекторов, следует располагать вне здания, а регулирующие устройства - внутри здания;

- один из торцов машзала должен быть свободным, а на генплане зарезервировано место для возможности расширения станции, даже в том случае,если это расширение проектом не предусмотрено;

- для монтажа или демонтажа задвижек,располагаемых вне здания, должны предусматриваться те или иные стационарные или передвижные грузоподъемные устройства, если использование автомобильных или железнодорожных кранов невозможно или затруднено.

I.I3.6. При проектировании автоматики и КИП ГПС,ГКС и ГТРС щиты с приборами управления машинами следует располагать в обособленном щитовом помещении.

Должны быть предусмотрены указывающие и регистрирующие приборы расхода газа, давления во всасывающем и напорном коллекторах станции, а также средства автоматического управления, контроля,регулирования и сигнализации,предусмотренные ПБГХ МЧМ.

I.I4. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ (ГРП) И УСТАНОВКИ(ГРУ) ПРИРОДНОГО ГАЗА

I.I4.I. При выборе числа ГРП надлежит руководствоваться следующими соображениями:

- каждый цех, использующий природный газ, должен иметь по крайней мере, один цеховый ГРП или одну цеховую ГРУ, обслуживающие все или отдельные группы потребителей газа; для крупных потребителей газа,например, для каждой доменной печи могут сооружаться индивидуальные ГРП. Количество централизованных ГРП, обслуживающих группу цехов, должно быть по возможности ограничено;

- если на предприятии отсутствуют потребители природного газа высокого давления,например,доменные,мартеновские печи и др., и начальное давление природного газа на выходе из газораспределительной станции (ГРС) ограничено 6 бар (6 кгс/см^2) или даже 3 бар (3 кгс/см^2), установка централизованного ГРП не требуется;

- если необходимо поддерживать давление природного газа за ГРС выше 6 бар (6 кгс/см^2) при наличии на предприятии потребителей природного газа такого давления, количество централизованных ГРП на предприятии должно определяться в зависимости:

а) от числа вводов природного газа на предприятие;

б) от принятой схемы распределения природного газа по цехам-потребителям,имея в виду,что газ давлением выше 6 бар (6 кгс/см^2) должен поступать только к тем цехам,где находятся потребители,нуждающиеся в газе такого давления,к прочим цехам должен поступать газ при давлении 3-6 бар (3-6 кгс/см^2).

I.I4.2. ГРП и ГРУ должны проектироваться с учетом требований ПБГХ МЧМ.

В соответствии с ПБГХ МЧМ помещения ГРП относятся к взрывопожароопасным объектам категории А, а в отношении электрооборудования (по ПУЭ) - к классу В-Iа, так же, как и ГРП на открытых площадках или под навесами.

ГРУ не относятся к взрыво-пожароопасным объектам и к их электрооборудованию не предъявляются специальные требования.

I.I4.3. На ГРП и ГРУ рекомендуется устанавливать, в зависимости от масштаба газопотребления и требуемого выходного давления природного газа, либо универсальные регуляторы давления прямого действия типа РДУК, рассчитанные на давление газа на входе до I2 бар (I2 кгс/см^2) и способные обеспечивать давление на выходе в широких пределах от 50 даПа (50 мм в.ст.) до 6 бар (6 кгс/см^2), либо регуляторы давления непрямого действия с регулирующими клапанами. Регуляторы непрямого действия применяются при необходимости устройства ГРП большой пропускной способности (I00-250 тыс.нм^3/ч) с применением минимального количества регулирующих ниток и при необходимости обеспечивать давление на выходе свыше 6 бар (6 кгс/см^2).

Наиболее распространенным типом регулирующего клапана является тип 25ч32нж (НЗ)[x]. Клапан рассчитан на температуру газа в пределах от 258 К (минус I5^{0}С) до 573 К (300^{0}С). При температурах газа ниже 258 К (минус I5^{0}С) следует применять клапаны типа 25с42нж (НЗ) или 25с50нж (НЗ).

В качестве командного газа для приведения регулирующего клапана в действие может быть использован природный газ давлением от 2 бар (2 кгс/см^2) до I0 бар (I0 кгс/см^2) или любой инертный газ такого же давления при условии бесперебойной его подачи.

х) НЗ (нормально закрыт) соответствует типу ВО (воздух открывает) по старой индексации.

Номенклатура регуляторов давления РДУК и регулирующих клапанов типа 25ч32нж (НЗ) с основными расчетными характеристиками приведена в приложениях I8 и I9.

При небольших расходах природного газа (до I00 $нм^3/ч$) могут быть применены для редуцирования давления природного газа до низкого многочисленные модификации регуляторов низкого давления типа РД с клапанами диаметром от 5 мм и выше и до среднего – регуляторы РДУК 2–50 с заменой седла, тарелки клапана и штока для уменьшения размеров клапана.

Рекомендуется также широкое использование шкафных ГРП и ГРУ. Их номенклатура и характеристика приведены в приложении 20.

I.I4.4. Максимальную пропускную способность (V_{0max}) универсальных регуляторов давления прямого действия типа РДУК следует определять по формуле:

$$V_{0max} = 159{,}5 \cdot S \cdot K \cdot P_1 \cdot \mathcal{L} \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_0}} \quad нм^3/ч$$

где: S – расчетная площадь седла клапана, $см^2$, (приведена в приложении I8);

K – коэффициент расхода (приведен в приложении I8);

P_1 – абсолютное давление газа на входе, бар;

P_2 – абсолютное давление газа на выходе, бар;

$\mathcal{L}$ – коэффициент, зависящий от отношения $\frac{P_2}{P_1}$ и показателя адиабаты газа при нормальных условиях и определяемый по графику в приложении 2I;

ρ_0 – плотность природного газа при нормальных условиях.

Пропускная способность регуляторов давления типа РДУК должна составлять 20–80% от максимальной.

Максимальная пропускная способность ($V_{0\,max}$) регулирующих клапанов типа 25ч32нж определяется по следующим формулам:

а) при скорости истечения газа ниже критической, когда $\frac{P_1}{P_2} < 2$

$$V_{0\,max} = 514 \cdot C \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P_1}{\rho_0 \cdot T}} \quad нм^3/ч$$

б) при скорости истечения газа выше критической, когда $\frac{P_1}{P_2} \geqslant 2$

$$V_{0\,max} = 280 \cdot \beta \cdot P_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_0 \cdot T}} \quad нм^3/ч$$

где: P_1, P_2, ρ_0 – обозначения величин, приведенные ранее;

ΔP – располагаемый перепад давления газа в регулирующем клапане, равный $P_1 - P_2$, в барах;

β – коэффициент, характеризующий удельную пропускную способность клапана и зависящий от типа клапана (приведен в приложении I9);

T – абсолютная температура газа, К;

ε – коэффициент сжимаемости газа, определяемый

при $\frac{P_1 - P_2}{P_1} > 0{,}08$ $\varepsilon = 1 - 0{,}46 \frac{P_1 - P_2}{P_1}$;

при $\frac{P_1 - P_2}{P_1} \leqslant 0{,}08$ $\varepsilon = 1$

Для регуляторов давления непрямого действия допустимые пределы использования их максимальной пропускной способности должны приниматься от 10 до 90%.

I.I4.5. Если давление газа на входе в ГРП выше 6 бар (6 кгс/см^2) до I2 бар (I2 кгс/см^2), а выходное давление для части потребителей ниже 3 бар (3 кгс/см^2), рекомендуется применять двухступенчатое регулирование с отбором газа промежуточного давления.

В остальных случаях следует применять регулирование в одну ступень. В случае применения в ГРП или ГРУ регуляторов давления газа РДУК 2В-200/I40 и РДУК 2Н-200/I40, при перепаде давления более 6 бар (6 кгс/см^2), двухступенчатое регулирование обязательно.

I.I4.6. Количество регулирующих ниток в одном узле ГРП или ГРУ надлежит выбирать, исходя из максимального расхода газа по этому узлу, с учетом возможности снижения давления газа в зимнее время и при такой величине загрузки каждого регулятора, которая позволила бы при остановке одного работать на остальных регуляторах узла с загрузкой, не превышающей допустимую.

В одном узле ГРП и ГРУ должно быть не менее двух регулирующих ниток. Допускается использование шкафных ГРП или ГРУ пропускной способностью до 2000 нм^3/ч, имеющих одну регулирующую нитку.

I.I4.7. В соответствии с ПБГХ МЧМ установка фильтров для газа является обязательной в ГРП и ГРУ, удаленных на расстояние более 1000 м от предшествующих по ходу газа ГРП или ГРС, располагающих фильтрами.

В ГРП большой пропускной способности с минимальным количеством регулирующих ниток рекомендуются к установке в качестве фильтров газосепараторы, располагаемые централизованно перед измерительными диафрагмами газозамерного пункта при ГРП. Номенклатура газосепараторов и данные для определения пропускной способности их приводятся в приложении 22. Скорость газа в газосепараторе не должна превышать I м/с. Необходимо предусматривать установку резервного газосепаратора. В ГРУ и ГРП, где по требуемой пропускной способности или другим причинам централизованная установка фильтров не предусматривается, на каждой регулирующей нитке должны быть установлены сетчатый или литой волосяной фильтры, имеющие заводы--изготовители, либо сварной волосяной фильтр, изготавливаемый как нестандартное оборудование по чертежам Мосгазпроекта (эти последние рекомендуется устанавливать вместе с регуляторами типа РДУК).

Предельно-допустимые потери давления в фильтрах во избежание разрыва сеток и кассет не должны превышать для сетчатых - 500 даПа (500 мм в.ст.), для волосяных - 1000 даПа (1000 мм в.ст.).

I.I4.8. В случае, когда предохранительные запорные клапаны на регулирующих нитках ГРП и ГРУ не устанавливаются, необходимо предусматривать сигнализацию изменения регулируемого давления газа с передачей сигнала на центральный диспетчерский пункт от централизованных ГРП и на цеховой диспетчерский пункт от цеховых ГРП или ГРУ. Сигнализация должна включаться в действие при повышении или понижении на 20% расчетного давления газа на низкой стороне.

I.I4.9. Предохранительные сбросные клапаны на газовом коллекторе за регуляторами давления каждого узла ГРП или ГРУ должны рассчитываться на давление газа, превышающее на I5% расчетное. Как правило, следует применять либо мембранные сбросные клапаны типа ПСК для сброса небольших количеств газа с пределами настройки давления I00-500 даПа(I00 - 500 мм в.ст.), 2000-5000 даПа (2000-5000 мм в.ст.), от 5000 даПа (5000 мм в.ст.) до I,25 бар (I,25 кгс/см^2), либо пружинные полноподъемные клапаны типа СППК4-I6 для сброса природного газа в количествах от 500 нм^3/ч и более с пределами настройки давления от 5000 даПа (5000 мм в.ст.) до I2 бар(I2 кгс/см^2).

При расчетном давлении газа за регуляторами до I500 даПа (I500 мм в.ст.) допускается также использование гидравлических предохранительных клапанов,[x)] представляющих собой сосуд, залитый незамерзающей жидкостью, например, водным раствором этиленгликоля, машинным маслом и т.п.

Пропускная способность сбросных клапанов должна составлять не менее 20% расчетного расхода газа по узлу регуляторов давления.

Пропускная способность наиболее часто употребляемых пружинных полноподъемных сбросных клапанов типа СППК4Р-I6 подбирается по формуле:

$$V_м = 220 \cdot S \cdot P \cdot \sqrt{\frac{m}{T}}$$

---

x) В настоящее время Сибгипромезом разрабатываются чертежи сбросных предохранительных клапанов пропускной способностью 4000 нм^3/ч, 6000 нм^3/ч, 8000 нм^3/ч с пределами настройки давления I000-I500 даПа (I000-I500 мм в.ст.).

где:

$V_м$ – пропускная способность клапана (массовый расход газа), в кг/ч;

P – абсолютное давление газа в барах;

T – абсолютная температура в Кельвинах;

m – молекулярная масса газа, проходящего через клапан, в кг; для природного газа принимается m =I6 кг;

S – рабочее сечение клапана в $см^2$, равное 0,785 d^2, где d – диаметр седла клапана, в см.

I.I4.I0. ГРП и ГРУ должны быть оборудованы контрольно-измерительными приборами:

а) измерения расхода и давления поступающего газа;

б) измерения давления газа в коллекторе за каждым узлом ГРП или ГРУ.

Указанные приборы должны быть регистрирующими и размещаться на щитах КИП ГРП или ГРУ. Показания приборов должны передаваться на центральный диспетчерский пункт газового хозяйства предприятия от централизованного ГРП и на диспетчерский пункт цеха от цехового ГРП или ГРУ.

Для настройки регулятора давления газа на каждой нитке ГРП и ГРУ должен устанавливаться показывающий манометр на низкой стороне до отключающей задвижки.

Для контроля перепада давления в фильтрах должны устанавливаться указывающие дифманометры.

I.I5. ГАЗОЗАМЕРНЫЕ ПУНКТЫ (Г З П)

I.I5.I. В проектах должна предусматриваться регистрация количества поступающих со стороны и производимых на заводе горючих газов, а также газов, направляемых внешним потребителям через систему заводских газопроводов.

I.I5.2. Измерение прихода чистого доменного газа следует осуществлять отдельно для каждой доменной печи путем установки измерительных диафрагм на газопроводе чистого газа. Должна предусматриваться передача показаний в помещение КИП соответствующей доменной печи и на центральный диспетчерский пункт газового хозяйства предприятия.

I.I5.3. Измерение прихода коксового газа должно осуществляться путем установки измерительной диафрагмы на газопроводе, как правило, на границе с коксохимпроизводством с передачей показаний в центральный диспетчерский пункт газового хозяйства предприятия и в коксохимцех (коксохимпроизводство).

I.I5.4. Газозамерные пункты природного газа должны размещаться на газопроводе для подачи газа с ГРС на предприятие и могут быть отдельно стоящими или располагаться на территории ГРП.

Газозамерные пункты должны иметь два параллельно расположенных участка газопровода с устанавливаемыми на них диафрагмами для измерения расхода газа и задвижками для отключения каждого из участков для возможности замены измерительной диафрагмы без перерыва подачи газа на предприятие.

Каждую нитку следует рассчитывать на пропуск всего количества природного газа, поступающего на газозамерный пункт. Показания приборов должны быть переданы на диспетчерский пункт газового хозяйства предприятия и в щитовое помещение ГРП.

При расположении газозамерного пункта на расстоянии от ГРС более чем на I000 м по пути газа перед замерным пунктом должны быть установлены фильтры. Тип фильтров выбирается в зависимости от пропускной способности газозамерного пункта.

I.I6. УПРАВЛЕНИЕ ГАЗОВЫМ ЦЕХОМ, РЕМОНТНАЯ И ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБЫ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

I.I6.I. Служебные и вспомогательные помещения газового цеха рекомендуется располагать в здании оперативного центра энергетики (ОЦЭ) или здании управления главного энергетика.

I.I6.2.При определении численности трудящихся газовых цехов следует руководствоваться приказом МЧМ СССР № 207 от 20 марта I973 г. "Об утверждении нормативов численности рабочих цехов энергетической службы предприятий черной металлургии".

I.I6.3. При проектировании помещений газового цеха следует руководствоваться таблицей I5, в которой приведена требуемая площадь (в метрах квадратных) для разных категорий газовых цехов, отличающихся среднесуточным потреблением всех видов горючих газов, а именно:

I категория с расходом больше 50 млн.нм^3 в сутки
II категория " от 20 до 50 млн.нм^3
III категория " от 5 до 20 млн.нм^3
IУ категория " менее 5 млн.нм^3.

Таблица I5

№№ пп	Наименование помещений	Категории газовых цехов			
		I	II	III	IУ
I	Служебные и вспомогательные помещения	600-700	400-500	250-350	50-200

Примечания. I. Величины суммарной площади, приведенные в таблице, учитывают только служебные и

конторские помещения,а также помещения техучебы,общественных организаций,кладовых,бытовых и т.п.

2. Выбор той или иной величины площади в пределах величин,указанных в таблице, для каждой категории следует производить в зависимости от сложности газового хозяйства, протяженности газовых сетей, степени автоматизации установок газового цеха.

I.I6.4. Перечень и количество требуемого оборудования, средств механизации и транспорта для ремонтных и газоопасных работ,выполняемых силами цеха, приведен в таблице I6 для разных категорий цехов.

Таблица I6

№№ пп	Наименование оборудования	Категории газовых цехов (по данным таблицы I5)			
		I	II	III	IУ
I	Дежурная легковая автомашина типа УАЗ	I	I	-	-
2	Специальные автомашины	2-3	I-2	0-I	-
3	Автогидроподъемник телескопический	I	I	I	-
4	Грузовой мотороллер	I	I	I	I
5	Компрессор передвижной	I	I	I	I
6	Передвижной электросварочный аппарат	I-2	I-2	I	I
7	Монтажные лебедки	2-3	I-2	I-2	I
8	Насос передвижной	2	2	2	I

I.I6.5. В проекте должно быть предусмотрено для нужд первого года эксплуатации приобретение за счет капитального строительства резервной арматуры газопроводов всех применяемых типов и диаметров.

I.I6.6. Все ремонтные работы, кроме газоопасных работ, должны выполняться, как правило, специализированным цехом предприятия, например,энергоремонтным цехом. На вновь проектируемых предприятиях ремонтно-механическая и электроремонтная мастерские в ведении газового цеха должны предусматриваться только для нужд мелкого текущего ремонта и обеспечения проведения газоопасных работ. Проектирование указанных мастерских должно проводиться силами специализированных отделов по заданию газового отдела, в котором должны быть приведены данные о категории газового цеха, примерной протяженности межцеховых газопроводов, количестве и перечне взрывопожароопасных объектов в составе газового хозяйства. Площадь цеховой ремонтной мастерской должна быть в пределах 50-350 $м^2$ в зависимости от категории газового цеха, протяженности межцеховых газовых сетей и т.п.

I.I6.7. Диспетчерская служба газового хозяйства предприятия должна отвечать требованиям ПБГХ МЧМ. Она должна быть организована одновременно с пуском первой доменной печи, первой коксовой батареи, или перед началом потребления природного газа на предприятии. Организация диспетчерской службы с минимально необходимым количеством контрольно- измерительных приборов и средств связи допускается, если строительство постоянного центрального диспетчерского пункта газового хозяйства либо центрального диспетчерского пункта энергетического хозяйства отнесено по времени на более поздний этап развития газового хозяйства предприятия.

I.I6.8. Проектирование диспетчерских пунктов газового хозяйства должно осуществляться специализированными в этих вопросах проектными институтами по заданиям газовых отделов.

В заданиях должны быть даны ответы на опросные листы институтов-исполнителей и приведены схемы межцеховых газопроводов всех видов газа с размещением цехов потребителей и источников горючих газов, а также объектов газового хозяйства.

I.I6.9. Перечень и площадь помещений диспетчерского пункта газового хозяйства зависят от категории предприятия, состава его газового хозяйства, технического уровня диспетчеризации и т.п. и должны определяться специализированным институтом.

При проектировании новых диспетчерских пунктов, как правило, следует учитывать выделение специальных помещений для размещения счетно-вычислительных машин (ЭВМ) независимо от того, предусматривается их установка при выполнение проекта или не предусматривается.

Не исключено, что эти специализированные помещения для ЭВМ могут быть общими и для других служб диспетчеризации энергетического хозяйства.

I.I7. ГАЗОСПАСАТЕЛЬНАЯ СЛУЖБА

I.I7.I. При проектировании газоспасательной службы следует руководствоваться "Положением о газоспасательной службе на предприятиях системы Министерства черной металлургии СССР", приказом № I68, утвержденным МЧМ СССР от I.02.77 г. и согласованным с Госгортехнадзором СССР, а также требованиями ПБГХ МЧМ.

I.I7.2. По своей структуре газоспасательная служба не входит в состав газового цеха, являясь самостоятельным подразделением, и подчиняется главному инженеру предприятия.

Штат персонала газоспасательной службы в проекте должен приводиться отдельно от штата газового цеха и определяться в зависимости от ее категории согласно приложению к "Положению о газоспасательной службе".

I.I7.3. Для тренировки газоспасателей в обстановке,приближенной к действительным условиям,на предприятиях,где используются доменный,коксовый,ферросплавный или конвертерный газы, должна быть построена газодымная камера,желательно вблизи газоспасательной станции. Требуемая площадь газодымной камеры примерно 50 $м^2$.

I.I7.4. В распоряжении газоспасательной службы всех категорий должна быть оперативная автомашина, оснащенная необходимым оборудованием и находящаяся в постоянной готовности. Для газоспасательной службы I категории должны предусматриваться две оперативные машины.

I.I7.5. Основное оборудование и материалы газоспасательной службы, оснащение дежурной бригады газоспасателей,газопылеаналитической лаборатории,оборудование механической мастерской,оснащение газодымной камеры должны предусматриваться в соответствии с "Табелем материально-технического оснащения газоспасательной службы предприятий и организаций МЧМ СССР", приказом № 500, утвержденным 27.09.68г. МЧМ СССР и согласованным с Госгортехнадзором.

2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

№№ пп	Техническая характеристика установки	Вес, т		Стоимость, тыс.руб.		Примечание
		оборудования	металлоконструкций	всего	в том числе строит.-монтажных работ	
I	2	3	4	5	6	7
2.I.	Установка для тонкой очистки доменного газа в составе скруббера ⌀ 9000 мм, 3-х труб Вентури с регулируемой горловиной 750/540 мм для доменной печи объемом 3200 м^3	250	900	700	500	
2.2.	Установка для тонкой очистки доменного газа в составе скруббера ⌀9000 мм, 3-х труб Вентури с регулируемой горловиной 940/740 мм для доменной печи объемом 5000 м^3	300	I200	900	650	

I	2	3	4	5	6	7
2.3.	Устройство для сжигания избытков доменного газа пропускной способностью I40000 нм^3/ч с 4-мя горелками, общей высотой 45 м	35	75	I00	60	
2.4.	Устройство для сжигания избытков доменного газа пропускной способностью 360000 нм^3/ч с 6-ю горелками, общей высотой 45 м	55	85	200	I20	
2.5.	Газорегуляторный пункт природного газа общей пропускной способностью 250000 нм^3/ч в составе сепараторов для очистки газа от конденсата, газозамерного пункта и 3-х групп регуляторов	-	-	I70	I20	
2.6.	Газорегуляторный пункт природного газа общей пропускной способностью I00000 нм^3/ч в составе газозамерного пункта и одной группы регуляторов	-	-	I35	I00	

2.7. Межцеховые газовые сети

Протяженность и вес межцеховых газопроводов, прокладываемых на территории предприятия, зависят от многих факторов, как-то: состава цехов предприятия, построения генерального плана, используется ли в цехах предприятия природный газ, принятой схемы его распределения и др.

Для возможности ориентировочной оценки потребности предприятия в материалах для межцеховых газовых сетей ниже приводятся следующие данные:

- вес труб межцеховых газопроводов предприятия с полным циклом металлургического производства производительностью один миллион тонн стали в год составляет 2000–2500 тонн, в том числе газопроводов, изготавливаемых из листа, 1200–1400 тонн;

- вес опорных конструкций (отдельно стоящие колонны, подвески, пролетные строения и т.д.), лестниц и площадок колеблется от 60 до 100% от веса труб газопроводов в зависимости от их диаметра и нагрузок сопутствующих сетей теплосилового хозяйства;

- вес оборудования межцеховых газопроводов (газовые задвижки, дроссельные клапаны и т.д.) составляет от 3 до 5% веса газопроводов;

- объем бетона, используемого для изготовления фундаментов под опорные конструкции межцеховых газопроводов, составляет 1,0–1,3 $м^3$ на тонну опорных конструкций в зависимости от качества грунтов на территории предприятия.

3. П Р И Л О Ж Е Н И Я

Приложение I

УКРУПНЕННЫЕ ДАННЫЕ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА ПО ТЕПЛУ В ГОДОВОМ РАЗРЕЗЕ

№№ пп	Наименование цеха	Наименование потребителей газа	Режим потребления газа, часов в году	Расход топлива по теплу в газе	
				МДж/(Мкал)	На I т
I	2	3	4	5	6
I	Фабрика окомкования	Обжиговые машины и прочие потребители газа	8400	756-I554 (I80-370)	окатышей
2	Цех сушки рудного концентрата	Сушильные и другие установки	8400	I68-294 (40-70)	осушенного концентрата
3	Аглофабрика	Устройство для нагрева шихты (зажигательные горны)	8400	I68-2I0 (40-50)	агломерата
		Внешний нагрев шихты	8400	294-336 (70-80)	то же
4	Доменный цех	а) Вдувание в горн			
		- природного газа	8568	2520-6360 (600-I500)	чугуна
		- мазута	8568	I260-4200 (300-I000)	то же

Приложение I (продолжение)

I	2	3	4	5	6
		б) воздухонагревательные аппараты	8568	1890-2940 (450-700)	то же
		в) вспомогательные потребители	8568	33,6-50,4 (8-12)	то же
5	Коксохимический цех (коксохимпроизводство)	а) коксовые печи с шириной камеры 410-450 мм и нижним подводом газа			
		- для юга и центра СССР	8760	2205-2289 2415-2499 (525-545) (575-595)	шихта 8% влажности
		- для востока СССР	8760	2289-2373 2499-2583 (545-565) (595-615)	то же

Приложение I (продолжение)

I	2	3	4	5	6
		б) коксовые печи ПВР с шириной камеры 410-450 мм с боковым подводом газа			
		- для юга и центра СССР	8760	2331-2415 2541-2625 (555-575) (605-625)	шихта 8% влажности
		- для востока СССР	8760	2415-2499 2625-2709 (575-595) (625-645)	то же
		в) вспомогательные нужды производства			
		- на переработку каменноугольной смолы	7920	50,4-63,0 (12-15)	то же

Приложение I(продолжение)

I	2	3	4	5	6
		– на нагрев масла в трубчатой печи бензольного отделения	8760	I47-I68 (35-40)	то же

Примечания.

I. Расход топлива по теплу и режим потребления газа приведены по данным Гипрококса, при этом в числителе указан расход тепла при обогреве коксовых печей коксовым газом, в знаменателе – доменным газом.

2. Меньшие расходы топлива по теплу на коксование (в указанных пределах колебаний) относятся к коксовым печам с шириной камеры 410 мм при работе без интенсификации, большие расходы топлива по теплу – к печам с шириной камеры 450 мм при интенсификации процесса коксования.

3. Расходы топлива по теплу при обогреве доменным газом печей с нижним подводом газа подлежат уточнению после соответствующих исследований.

Приложение I(продолжение)

I	2	3	4	5	6
6	Мартеновский цех	а) мартеновские печи, отапливаемые природным газом, работающие на жидком чугуне с подачей кислорода до 50 м³/т стали при емкости печей x)			
		- 600-900 т	8I60	2730-33I8 (650-790)	выплавляемой стали
		- 300-400 т	8I60	3360-3570 (800-850)	то же
		- I00-200 т	8I60	3780-4200 (900-I000)	то же
		б) то же, без подачи кислорода при емкости печей x)			
		- 600-900 т	8400	3570-3780 (850-900)	то же
		- 300-400 т	8400	3780-3990 (900-950)	то же
		- I00-200 т	8400	4200-5040 (I000-I200)	то же

Приложение I (продолжение)

I	2	3	4	5	6
		в)то же, на твердой завалке без подачи кислорода при емкости печей x)			
		- I00-200 т	8400	6300-6720 (I500-I600)	выплавляемой стали
		-200-I00 т	8400	6720-8400 (I600-2000)	то же
		г)двухванный сталеплавильный агрегат (ДСПА), работающий на жидком чугуне с подачей кислорода до 80 м^3/т стали	7680	840-I260 (200-300)	то же
		д)горелки для подогрева дымовых газов перед кирпичной дымовой трубой после мокрых газоочисток	время работы агрегата	84-I26 (20-30)	на I000 нм^3 дымовых газов
		е)вспомогательные нужды цеха	8760	252-420 (60-I00)	

x) Расходы топлива по теплу приведены с учетом расхода мазута для карбюрации, который составляет 25-30% от общего расхода тепла.

Приложение I (продолжение)

I	2	3	4	5	6
7	Кислородно-конвертерный цех	а) потребители газа в конвертерном отделении с конвертерами емкостью			
		- 250-400 т	8760	294-336 (70-80)	выплавляемой стали
		- 50-130 т	8760	357-420 (85-100)	то же
		б) подтопка котлов-охладителей конвертерных газов при схеме с дожиганием для конвертеров емкостью 50-130 т	8760	336-420 (80-100)	то же
		в) отделение непрерывной разливки стали	8760	336-420 (80-100)	то же
		г) прочие вспомогательные нагревательные устройства цеха.	8760	126-210 (30-50)	то же

Приложение I (продолжение)

I	2	3	4	5	6
8	Электросталеплавильный цех	Газокислородные горелки для расплавления металла в электропечах	Потребление периодическое	2I0-7I5 (50-I70)	выплавляемой стали
		Вспомогательные нагревательные устройства	8760	420-840 (I00-200)	то же
9	Прокатное производство				
	а) отделение нагревательных колодцев блюминга (слябинга)	Нагревательные колодцы блюминга (слябинга) при поступлении на нагрев 90% горячих слитков и подогреве воздуха	7700	840-II75 (200-280)	нагреваемого металла
	б) листопрокатные цехи	Нагревательные печи			
		- толстолистовых станов	6720-7200	2940-3360 (700-800)	то же
		- среднелистовых станов		2940-3066 (700-730)	то же
		- тонколистовых станов		2520 (600)	то же

Приложение I (продолжение)

I	2	3	4	5	6
	в) сортопрокатные цехи	Нагревательные печи - крупносортных станов	6720-7200	2310-3150 (550-750)	нагреваемого металла
		- среднесортных станов		1680-2520 (400-600)	то же
		- мелкосортных станов		1890-2100 (450-500)	то же
		- проволочных станов		1470-1890 (350-450)	то же
	г) листопрокатный и сортопрокатный цехи	Печи для термообработки	7200-8400	1260-1890 (300-450)	то же
	д) цех холодной прокатки	Газовые печи - колпаковые	8400	1050-1680 (260-400)	то же
		Роликовые печи для термообработки	7200	1260-2100 (300-500)	то же

Приложение I(продолжение)

I	2	3	4	5	6
	е) термический цех сортового проката	Термические печи для высокотемпературного нагрева	7200	2730–5040 (650–I200)	нагреваемого металла
		то же, для нагрева металла под нормализацию	7200	I470–I680 (350–400)	то же
		то же, для нагрева под отжиг	7200	840–I260 (200–300)	то же
		Термические печи кольцевые	7200	I890–23I0 (450–550)	то же
		Термические печи секционные для высокотемпературного нагрева			
		до I523 К (I250°С)	7200	6720–7560 (I600–I800)	то же
		до I273 К (I000°С)	7200	3360 (800)	то же
		Печи промежуточного подогрева с роликовым подом	7200	3570 (850)	листового проката
		то же	7200	I260 (300)	сортового проката

Приложение I (продолжение)

I	2	3	4	5	6
		Печи промежуточного подогрева с шагающим подом	7200	I260 (300)	труб перед калибровкой
		то же, секционная	7200	2520 (600)	то же
I0	Кузнечно-прессовый цех	Печи нагревательные перед поковкой	4I00-7900	20I60 (4800)	годных поковок
		Печи термические		5880 (I400)	то же
II	Чугунолитейный цех	Печи и сушила	4I00-7900	2I00-2940 (500-700)	чугунного литья
I2	Цех изложниц	Печи и сушила	4I00-7900	2520-3I50 (600-750)	изложниц
I3	Фасонно-сталелитейный цех	Нагревательные термические печи и сушила	4I00-7900	I2600-I8900 (3000 - 4500)	годных стальных отливок

Приложение I (продолжение)

I	2	3	4	5	6
I4	Известково-обжигательный цех	Вращающиеся печи	7900-8I00	5460-6720 (I300-I600)	сухой извести
		Шахтные печи	7900	3780-4620 (900 -II00)	то же
I5	Доломитно-обжигательный цех	Вращающиеся печи	7400	II760-I2600 (2800-3000)	сухого доломита
I6	Цех обезвоживания шламов	Сушила для подсушки шлама	8500	I890-2I00 (450-500)	сухого шлама
I7	Газовая утилизационная бескомпрессорная турбина (ГУБТ)	Смешивающий газоподогреватель для нагрева доменного газа до 393-4I3 К (I20-I40°С)	8568	I47-I89 (35-45)	на I000 $м^3$ нагреваемого газа

Приложение 2
Форма I

ГАЗОВЫЙ БАЛАНС ПРЕДПРИЯТИЯ ПРИ ЕГО ПРОЕКТНОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

Проектная стадия - Т Э О

№№ пп	Наименование видов топлива, цехов-производителей и потребителей тепла	Годовая производительность цеха		Укрупненный удельный выход или расход тепла на I т продукции, МДж	Годовое количество тепла, ТДж					Число часов работы в году	Среднечасовое количество тепла, ГДж					Теплота сгорания газа, кДж/нм³	Примечание
		исходная или конечная продукция производства	тыс.т		всего	в том числе					всего	в том числе					
						в доменном газе	в коксовом газе	в природном газе	в мазуте			в доменном газе	в коксовом газе	в природном газе	в мазуте		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8
	I. ПРИХОД ТЕПЛА																
I	Доменный цех																
	Доменный газ	чугун															
2	Коксохимический цех																
	Коксовый газ	сухая шихта															
3	Природный газ																
4	Мазут																
	И т о г о:																

Приложение 2
Форма I (продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8
	II. РАСХОД ТЕПЛА																
5	Фабрика окомкования	окатыши															
6	Цех сушки рудного концентрата	осушенный концентрат															
7	Агломерационная фабрика	агломерат															
8	Доменный цех	чугун															
9	Коксохимическое производство	сухая шихта															
I0	Сталеплавильные цехи	стальные слитки															
II	Прокатные цехи	нагреваемый металл															
I2	Ремонтные и вспомогательные цехи																
I3	Объекты теплосилового хозяйства																
I4	Неучтенные потребители																
I5	Потери газа																
	Итого по металлургическому предприятию																
	в том числе буферные потребители																

Приложение 2
Форма I (продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8
I6	Внешние потребители тепла а) б)																
	Итого по внешним потребителям																
	Всего с учетом внешних потребителей																

Приложение 3
Форма 2

ГАЗОВЫЙ БАЛАНС ПРЕДПРИЯТИЯ ПРИ ЕГО ПРОЕКТНОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

Проектная стадия - технический (технорабочий) проект

№№ пп	Наименование видов топлива, цехов-производителей и потребителей тепла	Годовая производительность цеха		Укрупненный удельный выход или расход тепла на I т продукции, МДж	Годовое количество тепла, ТДж					Число часов работы в году	Среднечасовое количество тепла, ГДж					Теплота сгорания газа, кДж/нм³	Примечание
		исходная или конечная продукция цеха	тыс.т		всего	в том числе					всего	в том числе					
						в доменном газе	в коксовом газе	в природном газе	в мазуте			в доменном газе	в коксовом газе	в природном газе	в мазуте		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8
	I. ПРИХОД ТЕПЛА																
I	Доменный цех																
	Доменный газ	чугун															
2	Коксохимический цех																
	Коксовый газ	сухая шихта															
3	Природный газ																
4	Мазут																
	И т о г о:																

Приложение 3 (продолжение)
Форма 2

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8
	II. РАСХОД ТЕПЛА																
5	Фабрика окомкования	окатыши															
6	Цех сушки рудного концентрата	осушенный концентрат															
7	Агломерационная фабрика																
	и т.д. по перечню и в последовательности формы 4 (приложение 5)																

Приложение 4
Форма 3

ГАЗОВЫЙ БАЛАНС ПРЕДПРИЯТИЯ В .....ЭТАПЕ РАЗВИТИЯ

Проектная стадия - технический (технорабочий) проект

№№ пп	Наименование видов топлива, цехов-производителей и потребителей тепла	Годовая производительность		Удельный расход тепла на I т продукции, МДж	Годовое количество тепла, ТДж	Число часов работы в году	Среднечасовое количество тепла, ГДж					Теплота сгорания газа, кДж/нм³	Примечание
		исходная или конечная продукция	тнс.т				всего	в том числе:					
								в доменном газе	в коксовом газе	в природном газе	в мазуте		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
	I. ПРИХОД ТЕПЛА												
I	Доменный цех												
	Доменный газ	чугун											
8	Коксохимический цех												
	Коксовый газ	сухая шихта											
3	Природный газ												
4	Мазут												
	И т о г о:												

Приложение 4
Форма 3 (продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
	II. РАСХОД ТЕПЛА												
5	Фабрика окомкования	окатыши											
6	Цех сушки рудного концентрата	осушенный концентрат											
7	Агломерационная фабрика	агломерат											
	и т.д. по перечню и в последовательности формы 4 (приложение 5)												

Приложение 5
Форма 4

ПЕРЕЧЕНЬ И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАСПОЛОЖЕНИЯ НАЗВАНИЙ ЦЕХОВ-ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛА В ГРАФЕ "РАСХОД ТЕПЛА" ГАЗОВОГО БАЛАНСА (ФОРМЫ 2 и 3)

№№ пп	Наименование цехов и потребителей тепла	Исходная или конечная продукция производства
I	2	3
	II. РАСХОД ТЕПЛА	
5	Фабрика окомкования	окатыши
6	Цех сушки рудного концентрата	осушенный концентрат
7	Агломерационная фабрика	агломерат
8	Доменный цех	
	а) комбинированное дутье доменных печей	чугун
	б) воздухонагревательные аппараты	
	в) вспомогательные нужды (сушка ковшей, желобов, раздивочные машины и пр.)	
9	Коксохимический цех (Коксохимпроизводство)	
	а) обогрев коксовых печей	сухая шихта
	б) прочие нужды к/х цеха	
	в) углеобогатительная фабрика	
	г) гаражи для размораживания угля	уголь
I0	Мартеновский цех	
	а) мартеновские печи	стальные слитки
	б) вспомогательные нужды	то же

I	2	3
II	Кислородно-конвертерный цех	
	а) подтопка котлов-охладителей	стальные слитки
	б) отделение непрерывной разливки стали	то же
	в) вспомогательные нужды	то же
I2	Электросталеплавильный цех	
	а) газокислородные горелки для расплавления металла в электропечах	стальные слитки
	б) вспомогательные нужды	то же
I3	Прокатный цех	
	а) нагревательные колодцы блюминга (слябинга)	нагреваемый металл
	б) стан	
	- нагревательные печи	то же
	- термические печи	то же
	в) стан	то же

I	2	3
I4	Цех холодной прокатки	нагреваемый металл
I5	Термический цех	нагреваемый металл
I6		
I7	Трубоэлектросварочный цех	нагреваемый металл
I8	Кузнечно-прессовый цех	поковки
I9	Чугунолитейный цех	чугунное литье
20	Цех изложниц	изложницы
2I	Фасоносталелитейный цех	стальное литье
22	Ремонтно-механический цех	-
23	Ремонтно-монтажный цех	-
24	Цех металлоконструкций	-
25		
26		
27	Доломито-обжигательный цех	обожженный доломит
28	Известково-обжигательный цех	известь
29	Цех огнеупоров	-
30	Цех огнеупорных порошков и лонкерита	-
3I	Цеховые ремонтные мастерские	-
32	ЦЗЛ и цеховые лаборатории	-
33	Цех обезвоживания шламов	шлам
34	Гараж размораживания руды	руда
35	Газовая утилизационная бескомпрессорная турбина (ГУБТ)	-

I	2	3
36	ТЭЦ или ПВС	-
37	Водогрейные котельные	-
38	Районные пароперегревательные установки	-
39	Неучтенные потребители	-
40	Потери газа	-
	Итого по металлургическому предприятию в том числе буферные потребители	
4I	Внешние потребители тепла а) б)	
	Итого по внешним потребителям'	
	Всего с учетом внешних потребителей	

Приложение 6

РАСЧЕТНАЯ ТАБЛИЦА ДЛЯ МЕЖЦЕХОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ДАВЛЕНИЕМ ДО 2500 даПа(2500 мм в.ст.)

Номера участков	Расход газа, $нм^3/ч$		Диаметр газопровода, м	Максимальная скорость, м/с	Длина участка, м	Потери на трение, даПа		Потери на местные сопротивления, даПа	Общие потери на участке, даПа	Давление на участке, даПа	
	средний	расчетный				на I п.м.	на участке			в начале	в конце
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2
	Доменный газ										
	Коксовый газ										
	Природный газ										
	И прочие горючие газы										

Приложение 6(продолжение)

РАСЧЕТНАЯ ТАБЛИЦА ДЛЯ МЕЖЦЕХОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ДАВЛЕНИЕМ СВЫШЕ 2500 даПа(2500 мм в.ст.)

Номера участков	Расход газа, $нм^3/ч$		Давление, бар[x]		Длина участка, L км	$\frac{Рн^2-Рк^2}{L}$	Диаметр газопровода, d см
	средний	расчетный	Рн (начальное)	Рк (конечное)			
	Природный газ давлением от 2500 даПа (2500 мм в.ст.) до I бар (I кгс/$см^2$)						
	Природный газ среднего давления						
	Природный газ высокого давления						

x) Абсолютное давление

Приложение 7

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ДИАМЕТРЫ ТРУБ, ТОЛЩИНЫ СТЕНОК, ДИАМЕТРЫ ПРОДУВОЧНЫХ СВЕЧЕЙ

Условный проход, мм	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм		Диаметр продувочных свечей, мм	
		готовой трубы	из листа	для газопроводов коксового и доменного газа	для газопроводов природного и обогащенного коксового газа
I	2	3	4	5	6
20	28	3; 4	–	–	20
25	32	3; 4	–	–	20
32	38	3; 4	–	–	20
40	45	3; 4	–	–	20
50	57	3,5;4	–	50	20
70	76	4	–	50	20
80	89	4	–	50	20
I00	I08	4	–	50	20
I25	I33	4	–	50	25
I50	I59	5	–	50	25
200	2I9	6	–	50	25
250	273	7	–	50	25
300	325	8	–	50	25
350	377	7;8	–	50	25
400	426	7;8;9	–	80	50
500	530	7;8	–	80	50

Приложение 7 (продолжение)

I	2	3	4	5	6
600	630	8	6	80	50
700	720	8	6	I00	80
800	820	8	6	I00	80
900	920	8	6	I00	80
I000	I020	8	6	I50	I00
II00	II20	8	6	I50	I00
I200	I220	9	6	I50	I00
I300	I320	9	7	I50	I00
I400	I420	I0	7	I50	I00
I500	I520	-	7	200	I50
I600	I620	-	7	200	-
I700	I720	-	7	200	-
I800	I820	-	7	200	-
2000	2020	-	8	250	-
2200	2220	-	8	250	-
2400	2420	-	8	250	-
2500	2520	-	8	250	-
2600	2620	-	8	250	-
2800	2820	-	8	250	-
3000	3020	-	8	250	-
3200	3220	-	8	300	-
3500	3520	-	8	300	-

Примечания: I. Газопроводы для газов повышенной агрессивности или прокладываемые

в районах повышенной атмосферной коррозии должны иметь толщину стенки на I-2 мм выше указанной в таблице, например, газопроводы коксового газа при содержании сероводорода более 4 г/нм^3, газопроводы вблизи градирен, травильных цехов и т.п.

2. При использовании для газопроводов давлением до 2500 даПа (2500 мм в.ст.) готовых труб диаметром 250-I400 мм по ГОСТ I0704-76 и ГОСТ I0706-76 толщина стенки допустима 6 мм.

Приложение 8

ТИПЫ РЕКОМЕНДУЕМЫХ ОТКЛЮЧАЮЩИХ ЗАДВИЖЕК НА ГАЗОПРОВОДАХ

№№ пп	Условный проход, мм (Ду)	Рабочее давление в газопроводе, бар (кгс/см^2)							
		до I(I)		более I (I) до 3 (3)		более 3 (3) до 6 (6)		более 6 (6) до I2(I2)	
		без электропривода	с электроприводом	без электропривода	с электроприводом	без электропривода	с электроприводом	без электропривода	с электроприводом
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
I	50, 80	30ч6бр 30ч6бк 30чI7бк[x] 3Iч6нж	3КЛПЭ-I6	30ч6бр 30ч6бк 30чI7бк[x] 3КЛ2-I6	3КЛПЭ-I6[xx]	3КЛ2-I6	3КЛПЭ-I6[xx]	3КЛ2-I6	3КЛПЭ-I6[xx]
2	I00, I50	30ч6бр 30ч6бк 30чI7бк[x] 3Iч6нж	30ч906бр 3Iч906нж	30ч6бр 30ч6бк 30чI7бк[x] 3КЛ2-I6 3Iч6нж	30ч906бр 3КЛПЭ-I6[xx] 3Iч906нж	3КЛ2-I6	3КЛПЭ-I6[xx]	3КЛ2-I6	3КЛПЭ-I6[xx]

Приложение 8(продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
3	200, 250, 300, 400	30ч6бр 30ч6бк 30ч7бк	30ч906бр	30ч6бр 30ч6бк 30ч7бк 3КЛ2-I6	30ч906бр 3КЛПЭ-I6$^{xx)}$	3КЛ2-I6	3КЛПЭ-I6$^{xx)}$	3КЛ2-I6	3КЛПЭ-I6$^{xx)}$
4	500	30ч36бк 30с9I4нжI	30с9I4нжI$^{xx)}$ 30с9I4нжIБ	30сI4нжI	3КЛПЭ-I6$^{xx)}$ 30с9I4нжI 30с9I4нжIБ$^{xx)}$	30сI4нжI	3КЛПЭ-I6$^{xx)}$ 30с9I4нжI 30с9I4нжIБ$^{xx)}$	-	3КЛПЭ-I6$^{xx)}$
5	600	-	30ч936бк 30с9I4нжI 30с9I4нжIБ$^{xx)}$	-	30с9I4нжI 30с9I4нжIБ$^{xx)}$	-	30с9I4нжI 30с9I4нжIБ$^{xx)}$	-	3КЛПЭ-I6$^{xx)}$
6	800	-	30с936бк 30с9I4нжI 30с9I4нжIБ$^{xx)}$	-	30с927нж$^{x)}$ 30с964нжIБ$^{xx)}$	-	30с927нж$^{x)}$ 30с964нжIБ$^{xx)}$	- -	30с927нж$^{x)}$ 30с964нжIБ$^{xx)}$
7	I000	-	30ч936бк 30с9I4нжI 30с9I4нжIБ$^{xx)}$	-	30с964нж2	-	3КЛПЭ-I6$^{xx)}$ 30с964нж2	-	3КЛПЭ-I6$^{xx)}$ 30с964нж2

Приложение 8(продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
8	I200	-	30ч936бк 30с9I4нжI 30с9I4нжIБ[xx])	-	42I.00.00 (Дебальцевского завода)	-	42I.00.00 (Дебальцевского завода)	-	3КЛПЭ-I6[xx])
9	I300	-	386.00.00 (Дебальцевского завода)	-	-	-	-	-	-
I0	I400	-	30с9I4нжI 30с9I4нжIБ[xx])	-	420.00.00		420.00.00 (Дебальцевского завода)		
II	I500	-	30с9I4нжI 30с9I4нжIБ[xx])	-	-	-	-	-	-
I2	I600	-	30ч925брМ[x])	-	4I9.00.00 (Дебальцевского завода)		4I9.00.00 (Дебальцевского завода)		

Приложение 8(продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
I3	2000	-	8I49СБ (ДЗМО)	-	-	-	-	-	-
I4	2400	-	8I5IСБ (ДЗМО)	-	-	-	-	-	-

x) Задвижка с невыдвижным шпинделем

xx) Задвижка с электроприводом во взрывозащищенном исполнении

Примечания: I. Для коксового и других газов при содержании сероводорода более 20 мг/м^3 задвижки с бронзовыми уплотнительными кольцами (бр),а также бронзовые краны применять запрещается.

2. Применение задвижек с невыдвижным шпинделем допускается только в случае отсутствия в номенклатуре задвижек с выдвижным шпинделем и при условии оборудования их указателем положения затвора.

3. Применение стальных задвижек предпочтительнее по сравнению с чугунными, в особенности при среднем давлении газа, при их установке на наружных газопроводах,а также при диаметре газопровода более 600 мм.

Приложение 8 (Продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0

4. Применение клиновых задвижек предпочтительнее по сравнению с параллельными.

5. При условном проходе менее I00 мм, в основном, следует применять краны и вентили.

6. Применение иных типов арматуры допускается при соблюдении требований по плотности, прочности и безопасности.

7. Затворы задвижек должны соответствовать первому классу герметичности по ГОСТ 9544-75[x)] "Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов", либо должны быть приведены в соответствие с ГОСТом перед монтажом.

НОМЕНКЛАТУРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ

№№ пп	Область применения	Наружный диаметр, мм	Марка стали		Номера ГОСТов на трубы		Примечание
			по ГОСТ 380–71	по другим ГОСТам	сортамент	технические требования	
I	2	3	4	5	6	7	8
I	Газопроводы высокого давления до I2бар(I2кгс/см^2)	426–I620	Вст2сп2–4	–	электросварные прямошовные I0704–76	I0706–76 группа В	При условии отсутствия вибрационных нагрузок при эксплуатации
			Вст3сп2–4	–			
2	То же	426–I420	Вст2сп2,3 Вст3сп2,3	I7ГС ГОСТ I9282–73	электросварные со спиральным швом 8696–74	группа В	
3	То же	25–402	Вст2сп2,3 Вст3сп2,3	ст.I0,20 подгруппы "а" ГОСТ I050–74	бесшовные горячедеформированные 8232–78	873I–74 группа В	

Приложение 9(продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8
4	Газопроводы среднего и высокого давления до 6 бар (6 кгс/см^2)	20-530	Вст2сп2,3 Вст3сп2,3	ст.I0,20 подгруппы "а" ГОСТ I050-74	электросварные прямошовные I0704-76	I0705-63 группы В	
5	Газопроводы для сжиженных углеводородных газов давления до I6бар (I6 кгс/см^2)	25-402	Вст2сп2,3 Вст3сп2,3	ст.I0,20 подгруппы "а" ГОСТ I050-74	бесшовные горячедеформированные 8732-78	8731-74 группы В	
6	Импульсные газопроводы давления до I2бар (I2 кгс/см2)	8-25		ст.I0,20 подгруппы "а" ГОСТ I050-74	бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные 8734-75	8733-74^X группы Б и В	

Приложение 9(продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8
7	Газопроводы, изготавливаемые из листовой стали, давления до 3бар (3 кгс/см^2)	630 и более	ВстЗсп5	ст.I0,20 подгруппы "а" ГОСТ I050-74	-	-	-
8	То же,давления до 2000 даПа (2000 мм в.ст.)	"	ВстЗпс6	-	-	-	При расчетной температуре наружного воздуха до 243К(минус 30°С) и отсутствии вибрационных нагрузок при эксплуатации

Приложение I0

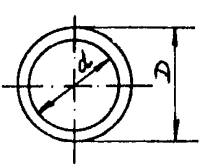
ФОРМУЛЫ ДЛЯ БАЛОЧНОГО РАСЧЕТА ТРУБ ГАЗОПРОВОДОВ

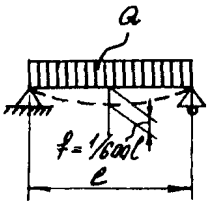
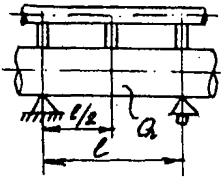
Трубы расчитываются как однопролетные балки с равномерно распределенной нагрузкой

$E = 2{,}1 \cdot 10^6 \text{см}^4$

Принятые обозначения:

D – наружный диаметр трубы в см;
d – внутренний диаметр трубы в см;
J – момент инерции сечения трубы в см^4;
W – момент сопротивления сечения трубы в см^3;
Q – суммарная нагрузка на трубу в кг/пог.м;
ℓ – пролет между опорами трубы в м;
σ – допускаемое напряжение в кг/см^2;
f – прогиб трубы в см.

№ пп	Определяемая величина	Ф о р м у л а	Эскиз (примечание)
I	Момент инерции сечения трубы	$J = \frac{\pi}{64}(D^4 - d^4)$	
2	Момент сопротивления сечения трубы	$W = \frac{\pi}{32}\frac{(D^4-d^4)}{D} = \frac{2J}{D}$	

№№ пп	Определяемая величина		Формула	Эскиз (примечание)
3	Пролет трубы между опорами в зависимости от заданного прогиба		$\ell = 2{,}98\sqrt[3]{\frac{J}{q}}$	
4	При $f = 1/600\ell$		$\ell = 2{,}38\sqrt[3]{\frac{W \cdot D}{q}}$	
5	Пролет трубы между опорами в зависимости от заданного допускаемого напряжения		$\ell = \sqrt{\frac{0{,}086 \cdot W}{q}}$	
6	Напряжение в сечении стенки трубы		$\sigma = \frac{q \cdot \ell^2}{0{,}08 \cdot W}$	
7	Прогиб в середине пролета трубы		$f = \frac{q \cdot \ell^4}{161 \cdot J}$	
8	Пролет трубы, несущей дополнительную нагрузку от других трубопроводов	в зависимости от заданного прогиба f =1/600	$\ell = 3{,}25\sqrt[3]{\frac{J}{1{,}25q+q_1}}$	
		в зависимости от допускаемого напряжения	$\ell = 0{,}28\sqrt{\frac{W \cdot \sigma}{q+q_1}}$	

Приложение II

ТРУБЫ ДЛЯ ГАЗОПРОВОДОВ ВЛАЖНОГО ГАЗА

(Размеры, вес, моменты инерции и сопротивления, ориентировочные пролеты)

Условный проход, мм D_y	Наружный диаметр трубы, мм $D_н$	Толщина стенки, мм δ	Длина развернутого листа трубы, мм $\pi[D_н-\delta-3(4)]$	Вес одного погонного метра трубы, в кг q	Момент сопротивления сечения W, $см^3$	Момент инерции сечения, J $см^4$	Ориентировочные пролеты	
							без изоляции, м ℓ	с изоляцией, м ℓ
I	2	3	4	5	6	7	8	9
I00	I08	4	-	I0,26	33	I77	6,0	5,0
I25	I33	4	-	I2,73	5I	338	6,5	5,5
I50	I59	4,5	-	I7,I5	82	652	7,5	6,5
200	2I9	6	-	3I,52	208	2278	I0,0	9,0
250	273	7	-	45,92	378	5I57	II,0	II,0
300	325	8	-	62,54	6I5	9989	I3,0	I2,0
350	377	6	II63	54,80	630	II884	I3,0	I2,0
400	426	6	I3I7	62,I0	82I	I7495	I4,0	I3,0
500	529	6	I640	77,30	I269	33573	I6,0	I5,0
600	630	6	I958	92,40	I820	57347	I7,0	I6,0

Приложение II (продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9
700	720	6	2240	I05,60	2380	85600	I9,0	I8,0
800	820	6	2554	I20,30	3II0	I27500	20,0	I9,0
900	920	6	2869	I35,20	3920	I80440	22,0	2I,0
I000	I020	6	3I83	I50,00	4750	242230	24,0	23,0
II00	II20	6	3497	I64,90	5870	328840	25,0	24,0
I200	I220	6	38II	I79,60	6880	4I9540	26,0	25,0
I300	I320	7	4I20	227,0	9490	626090	29,0	28,0
I400	I420	7	4436	244,0	II040	783870	30,0	29,0
I500	I520	7	4749	26I,30	I2420	943880	32,0	30,0
I600	I620	7	5063	278,60	I4I90	II49370	33,0	3I,0
I700	I720	7	5377	295,80	I6080	I382700	34,0	32,0
I800	I820	7	569I	3I3,I0	I8080	I645600	34,0	-
2000	2020	8	63I7	397,00	25I90	2543800	38,0	-
2200	2220	8	6944	436,30	30720	34I0300	40,0	-
2400	2420	8	7573	475,80	36340	4398000	40,0	-

Приложение II(продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9
2500	2520	8	7887	495,50	39330	4956I00	40,0	-
2600	2620	8	8202	5I5,30	42950	5626200	40,0	-
2800	2820	8	8830	554,80	49550	6987000	40,0	-
3000	3020	8	9458	594,20	56630	855I000	40,0	-
3200	3220	8	I0087	633,70	64800	I0432600	40,0	-
3500	3520	8	II029	693,00	75920	I3362800	40,0	-

Примечание. Ориентировочные пролеты подсчитаны, исходя из условий:

I) балочного расчета;

2) заполнения конденсатом по данным для особой нагрузки;

3) прогиба трубы не более I/600;

4) труба не является несущей конструкцией для сопутствующих трубопроводов;

5) изоляция удельным весом 0,35 т/м^3 и толщиной 50 мм.

Приложение I2

УКАЗАНИЯ ОБ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЯХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ГАЗОВ НА ЧЕРТЕЖАХ И СХЕМАХ

I. Настоящие указания составлены в развитие ГОСТ I4202-69 с учетом специфики проектирования газового хозяйства предприятий Министерства черной металлургии.

2. Вводятся следующие цифровые обозначения для транспортируемых жидкостей,газов и паров.

Таблица I

Цифровые обозначения	Транспортируемое вещество
I	Вода
2	П а р
3	Воздух
4	Горючие газы
5	Негорючие газы

3. Как правило, трубопроводы должны на схемах обозначаться однотипно - сплошными линиями длиной не более 3 см с разрывами,в которые вписывается условная числовая характеристика,состоящая из трех цифр, разделенных между собой точками.

Первая цифра числовой характеристики является цифровым обозначением транспортируемого вещества в соответствии с табл.I.

Вторая цифра числовой характеристики детализирует транспортируемое вещество в соответствии с табл.2 и 3.

Третья цифра числовой характеристики относится к давлению газа в соответствии с табл.4.

4. Вводятся следующие цифровые обозначения для разновидностей горючих и негорючих газов.

Для горючих газов (I цифра числового обозначения - "4").

Таблица 2

Первые две цифры числовой характеристики	Разновидность горючих газов
4.I	Коксовый газ
4.2	Доменный газ
4.3	Ацетилен
4.4	Аммиак, в том числе пары и диссоциированный
4.5	Обогащенный коксовый газ
4.6	Природный газ
4.7	Конвертерный газ
4.8	Углеводородные газы (кроме природного), например, пропан-бутан
4.9	Водород
4.I0	Ферросплавный газ
4.II	Резерв

Таблица 3

Для негорючих газов (I цифра числового обозначения-"5")

Первые две цифры числовой характеристики	Разновидность негорючих газов
5.I	Азот и газы, его, в основном, содержащие
5.2	Кислород технический
5.3	Кислород технологический
5.4	Углекислый газ
5.5	Инертные газы (аргон, криптон, и др.)
5.6	Защитные газы
5.7	Дымовые газы
5.8 - 5.9	Резерв

Для смешанного газа вторая цифра числовой характеристики обозначается двухзначным или даже трехзначным числом, в зависимости от того, к смеси двух или трех газов она относится. Например,смешанный коксо-доменный газ должен обозначаться 4.I2 и 4.2I, при этом 4.I2, кроме того, означает,что в смеси по объему превалирует коксовый газ, а 4.2I - превалирует доменный газ.

Таким же образом, обогащенные кислородом доменное дутье должно обозначаться двухзначным числом на месте первой цифры, т.е.35, что означает,что транспортируемым веществом является смесь воздуха с негорючим газом; вторая цифра числовой характеристики должна быть 2, указывающая,что негорючим газом является кислород.

Наконец, третья цифра числовой характеристики относится к давлению газа в соответствии с табл.4.

Таблица 4

Давление газа	Третья цифра числовой характеристики
До 500 даПа(500 мм в.ст.)	0
500 даПа(500 мм в.ст.) до 1000даПа(1000 мм в.ст.)	I
1000 даПа(1000 мм в.ст.) до 0,8 бар (0,8 кгс/см^2)	2
0,8 бар(0,8 кгс/см^2) до 3 бар (3 кгс/см^2);	3
3 бара(3 кгс/см^2) до 6 бар (6 кгс/см^2);	4
6 бар (6 кгс/см^2) до 12 бар (12 кгс/см^2);	5
12 бар(12 кгс/см^2) до 16 бар (16 кгс/см^2);	6
16 бар (16 кгс/см^2) до 35 бар (35 кгс/см^2);	7
35 бар (35 кгс/см^2) до 200 кгс/см^2);	8
Вакуум	9
Резерв	10

Примеры условных обозначений

Таблица 5

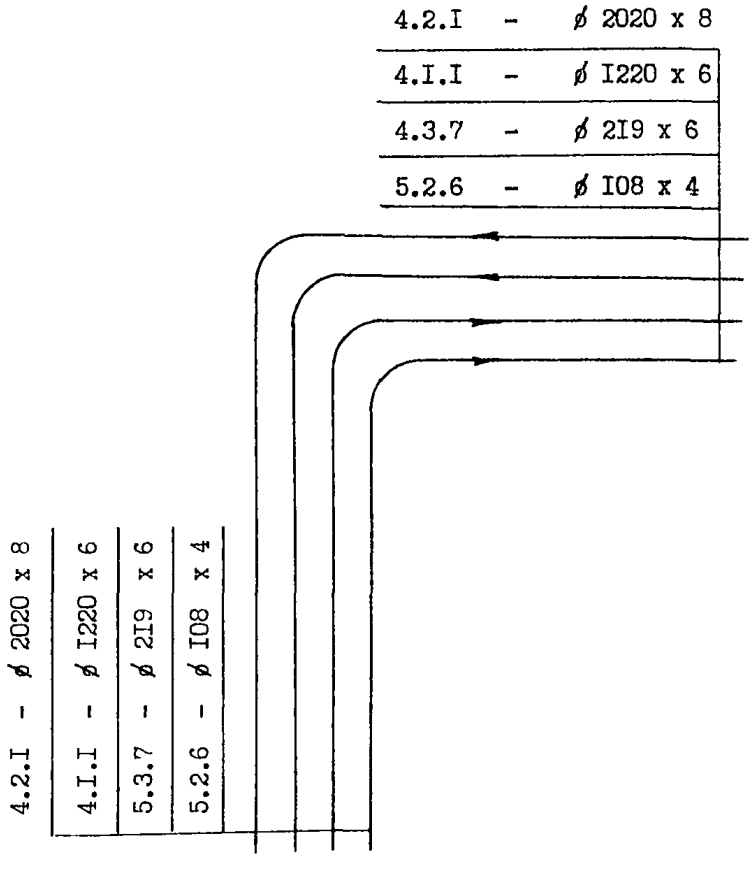
Числовая характеристика	Наименование
4.2.3	Для доменного газа с давлением до 3 бар (3 кгс/см^2)
4.I.I	Для коксового газа с давлением до I000 даПа (I000 мм в.ст.)
4.2I.I	Для смешанного коксо-доменного газа с давлением до I000 даПа (I000 мм в.ст.)
4.26.2	Для смешанного доменного и природного газа с давлением до 0,8 бар (0,8 кгс/см^2)
5.2.6	Для технического кислорода с давлением I6 бар (I6 кгс/см^2)
5.7	Для дымовых газов под вакуумом

5. На каждом чертеже, в котором используются условные обозначения, как правило, в правом верхнем углу листа должно быть приведено пояснение примененных условных обозначений.

6. Для газов и других веществ, не оговоренных выше, следует применять другие цифры, сообразуясь с ГОСТом I4202-69 и настоящими указаниями.

7. При большом числе трубопроводов в схеме рекомендуется все трубопроводы показывать в форме непрерывных линий, а числовую характеристику их выносить вместе с указанием диаметра в той последовательности, в которой располагаются трубопроводы,

например:



8. Направление потока газа должно указываться стрелкой на схемах, по крайней мере, в одном-двух местах.

Приложение I3

УКАЗАНИЯ ОБ ОПОЗНАВАТЕЛЬНОЙ ОКРАСКЕ ТРУБОПРОВОДОВ

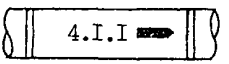
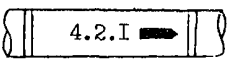
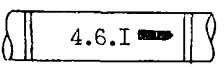
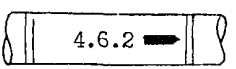
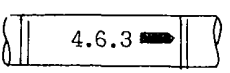
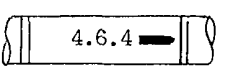
I. Настоящие указания составлены в развитие ГОСТа I4202-69 "Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки" с учетом специфики проектирования газового хозяйства предприятий Министерства черной металлургии.

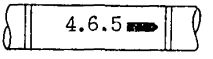
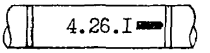
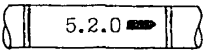
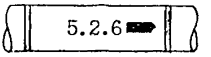
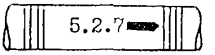
2. Условные обозначения трубопроводов приняты на основании "Указаний об условных обозначениях трубопроводов для газов, на чертежах и схемах", приведенных в приложении I2.

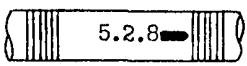
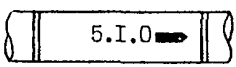
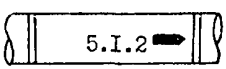
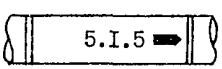
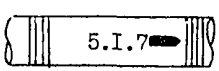
3. Для газов и других веществ, не указанных в приведенной ниже таблице, следует применять обозначения, сообразуясь с ГОСТом I4202-69 и настоящими указаниями.

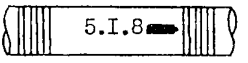
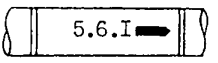
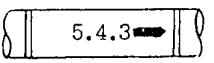
4. Длины участков трубопроводов, подлежащих опознавательной окраске, размеры предупреждающих колец и расстояния между ними, размеры стрелок, указывающих направление потока газа, а также высота цифровых обозначений транспортируемой среды, наносимых на наружную поверхность трубопроводов, должны приниматься в полном соответствии с ГОСТом I4202-69.

Приложение I3(продолжение)

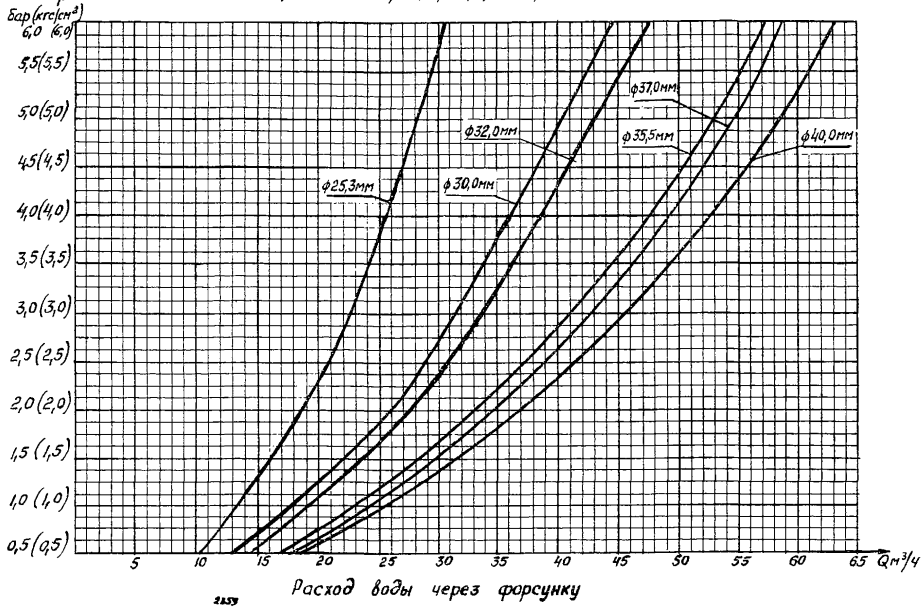
№№ пп	Наименование трубопроводов	Цвет окраски		Эскиз
		трубы	кольца	
I	Коксовый газ Р=до I000 даПа (I000 мм в.ст.)	желтый	красный	
2	Доменный газ Р=до I000 даПа (I000 мм в.ст.)	желтый	красный	
3	Природный газ Р=до I000 даПа (I000 мм в.ст.)	желтый	красный	
4	Природный газ Р=до I бар ($I кгс/см^2$)	желтый	красный	
5	Природный газ Р=до 3 бар ($3кгс/см^2$)	желтый	красный	
6	Природный газ Р=до 8 бар (8 $кгс/см^2$)	желтый	красный	

№№ пп	Наименование трубопроводов	Цвет окраски		эскиз
		трубы	кольца	
7	Природный газ Р=до I2 бар (I2 кгс/см^2)	желтый	красный	
8	Смешанный (доменно-природный)газ Р=до I000 даПа (I000 мм в.ст.)	желтый	красный	
9	Кислород технический Р=до 500 даПа (500 мм в.ст.)	голубой	желтый	
I0	Кислород технический Р=до I6 бар (I6 кгс/см^2)	голубой	желтый	
II	Кислород технический Р=до 35 бар (35 кгс/см^2)	голубой	желтый	

№№ пп	Наименование трубопроводов	Цвет окраски		эскиз
		трубы	кольца	
I2	Кислород технический Р=до 200 бар (200 кгс/см^2)	голубой	желтый	
I3	Азот Р=до 500 даПа (500 мм в.ст.)	желтый	зеленый	
I4	Азот Р=до 0,8 бар (0,8 кгс/см^2)	желтый	зеленый	
I5	Азот Р=до I0 бар (I0 кгс/см^2)	желтый	зеленый	
I6	Азот Р=до 35 бар (35 кгс/см^2)	желтый	зеленый	

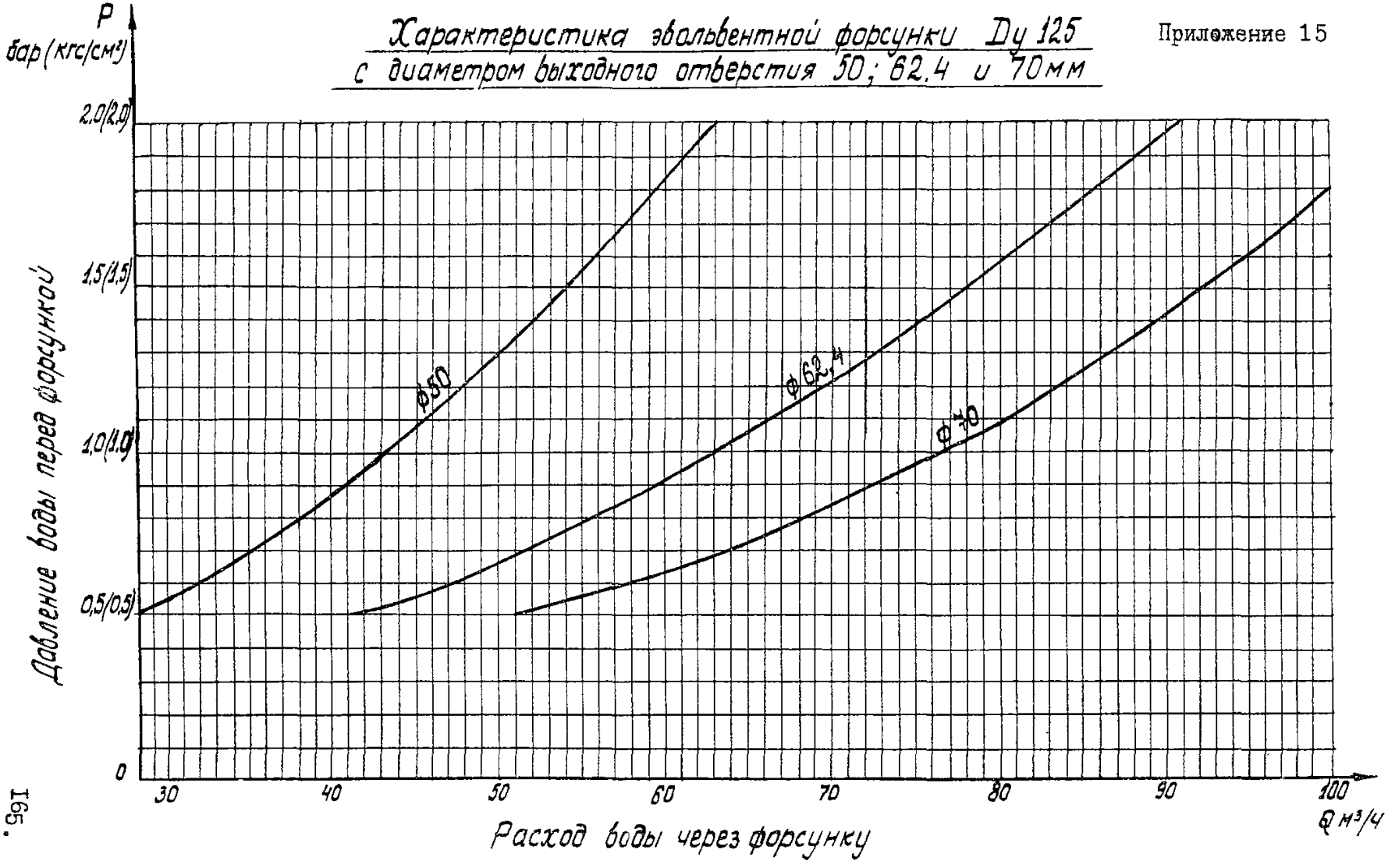
№№ пп	Наименование трубопроводов	Цвет окраски трубы	Цвет окраски кольца	эскиз
I7	Азот Р=до 200 бар (200 кгс/см^2)	желтый	зеленый	
I8	Азот - защитный газ N_2=95-97% H_2=5 - 3% Р=до I000даПа (I000 мм в.ст.)	серый	желтый	
I9	Углекислый газ Р=до 2 бар (2 кгс/см^2)	желтый	зеленый	

Характеристика эвольвентной форсунки Ду80 с различными диаметрами выходного отверстия 25,3; 30,0; 32,0; 35,5; 37,0 и 40,0мм.



Приложение 15

Характеристика эвольвентной форсунки Ду 125 с диаметром выходного отверстия 50; 62,4 и 70 мм



Приложение I6

НОМЕНКЛАТУРА И ХАРАКТЕРИСТИКА ТИПОВЫХ ДРОССЕЛЬНЫХ ГРУПП

№№ пп	Максимальное расчетное давление газа, бар(кгс/см^2)	Дроссели				Габаритные размеры группы, мм ⌀ вход / выход, ℓ длина	Вес, тонна	Предназначена для доменных печей, объемом м^3	Расположение дроссельной группы на вертикальном или горизонтальном участке
		автоматические		неавтоматические					
		к-во, шт.	диаметр, мм	к-во, шт.	диаметр, мм				
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
I	2,0(2,0)	I	400	3	750	⌀ 2I70 / 2I70, ℓ =I200	7,920	I033	горизонтальная
2	2,5(2,5)	I	500	3	800	⌀ I820 / 2820, ℓ =3500	I3,400	I033	вертикальная
3	2,0(2,0)	I	450	4	750	⌀ 2720 / 2720, ℓ =I200	I0,I50	I386	горизонтальная

Приложение I6 (продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0
4	2,5 (2,5)	2	425	3	I000	$\varnothing \frac{2220}{3470}$ ℓ =4250	I8,200	2000-3200	вертикальная
5	2,5 (2,5)	2	560	3	I200	$\varnothing \frac{3020}{4020}$ ℓ = 4250	28,700	5000-5500	вертикальная

Приложение I7

ХАРАКТЕРИСТИКА МАШИН ДЛЯ СЖАТИЯ ГАЗОВ

№№ пп	Заводы-изготовители	Типы газовоздуходувок и нагнетателей	Производительность одной машины, $м^3/ч$	Повышение напора		Предназначена для сжатия газа
				даПа (мм в.ст.)	бар ($кгс/см^2$)	
I	2	3	4	5	6	7
I	ПО "Мелитопольхолодмаш"	Ротационные машины типа "РУТС"	от I00 до I500	3000-5000 (3000-5000)	0,5-0,8 (0,5-0,8)	Сжатие воздуха и неагрессивных к маслу газов
2	Узбекхиммаш	Турбовоздуходувки	от 3600 до 30000	600-5000 (600-5000)	0,5-0,8 (0,5-0,8)	Воздух
		Турбогазовоздуходувки	от 6000 до 2I000	600-5000 (600-5000)	0,5-0,8 (0,5-0,8)	Коксовый, ферросплавный, доменный, конвертерный газы

Приложение I7(продолжение)

I	2	3	4	5	6	7
3	Хабаровский завод "Энергомаш"	Нагнетатель	45000	3000(3000)		Коксовый газ
		То же	75000	3500(3500)		То же
		То же	II5000	3500(3500)		То же
		Нагнетатель	25000	I800(I800)		Сернистый газ =I,3-I,4 кг/нм^3
		То же	40000	2700(2700)		То же
		То же	60000	2800(2800)		То же
		То же	I00000	3000(3000)		То же
4	ПО им. Фрунзе г.Сумы	Компрессор четырехступенчатый	3I700		3-я ступень I0(I0) 4-я ступень 22,7(22,7)	Коксовый газ

Приложение I8

НОМЕНКЛАТУРА РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ ТИПА РДУК2, РАСЧЕТНАЯ ПЛОЩАДЬ СЕДЕЛ И КОЭФФИЦИЕНТЫ РАСХОДА

Наименование регулятора давления	РДУК2-50	РДУК2-I00		РДУК2-200	
Диаметр седла клапана, мм	35	50	70	I05	I40
Расчетная площадь седла клапана S ,$см^2$	9,6	I9,6	38,4	86,5	I54
Коэффициент расхода.К	0,6	0,42	0,40	0,49	0,4

Примечание. Саратовский экспериментально-производственный завод "Газоаппарат" изготавливает регуляторы давления РДУК2-50 и РДУК2-I00;

Московское производственное объединение "Моспромстроймеханизация" изготавливает регуляторы давления РДУК2-I00 и РДУК2-200.

Приложение I9

НОМЕНКЛАТУРА РЕГУЛИРУЮЩИХ КЛАПАНОВ ТИПА 25ч32нж(н.з.) И УДЕЛЬНАЯ ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ (β) РЕГУЛИРУЮЩИХ КЛАПАНОВ

Диаметр условного прохода клапана, Ду,мм	Диаметр условного прохода дроссельного отверстия,мм	Коэффициент,характеризующий удельную пропускную способность клапана, β
25	I5	8
	20	II
	25	I4
50	32	30
	40	4I
	50	50
80	70	79
	80	98
I00	I00	I75
I50	I25	245
	I50	350
200	200	650
250	250	I000
300	300	I400

Примечания. I. Удельная пропускная способность (β) дана для типа регулирующего клапана "профильный сплошной" с линейной характеристикой.

2. Регулирующие клапаны изготавливаются ПО "Киевпромарматура"

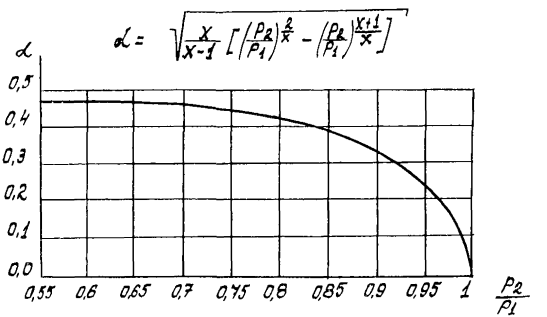
НОМЕНКЛАТУРА И ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ШКАФНЫХ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ УСТАНОВОК

Марка (тип)	Давление газа на		Пропускная способность, $нм^3/ч$	Оборудование (без арматуры и коммуникаций)									Размеры шкафа, мм			Масса комплекта, кг	Завод-изготовитель
	входе бар(кгс/см²)	выходе даПа(мм в.ст.) бар(кгс/см²)		Регулятор давления		Фильтр сетчатый			Предохранительный клапан-отсекатель ПКК-40М	Пружинный сбросной клапан		Технический манометр ОБМ-100	ширина	высота	глубина		
				марка	количество	марка	Ду, мм	количество		марка	количество						
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8
ШП-I	I-6 (I-6)	50-350 (50-350)	450-2000	РДУК2Н-50/35	I	ФГ-40	40	I	I	ПСК-50Н	I	I	I236	I300	688	375	Камбарский завод газового оборудования, г.Камбарка, Удмуртской АССР
ШП-2	I-6 (I-6)	90-200 (90-200)	300-600	РД-50	2	Фильтр газовый сетчатый	25	2	2	ПСК-25	I	I	II50	II00	6I5	239	То же
ШП-3	I-6 (I-6)	90-250 (90-250)	40-II0	РД-32М	2	То же	25	2	2	ПСК-25	I	I	920	960	465	2I4	То же

Приложение 20 (продолжение)

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8
ШРУ-2Н	I-6 (I-6)	20-350 (200-350)	I50-600	Доработанный РД-50М	I	ФГ-40	40	I	I	По типу ПСК-50Н	I	I	I405	I395	506	33I	ПТП "Промэнергогаз" Ленинград
ШРУ-3Н	I-6 (I-6)	200-350 (200-350)	20-II0	Доработанный РД-32М	I	Фильтр газовый сетчатый	25	I	I	То же	I	I	I405	I395	506	258	То же
ШРУ-2С	I-6 (I-6)	I000-I,I (I000-I,I)	300-I200	РСД-50М	I	ФГ-40	40	I	I	По типу ПСК-50В	I	I	I405	I395	506	3I9	То же
ШРУ-3С	I-6 (I-6)	I000-I,I (I000-I,I)	60-240	РСД-32М	I	Фильтр газовый сетчатый	25	I	I	То же	I	I	I405	I395	506	270	То же

График зависимости α от отношения $\frac{P_2}{P_1}$ при показателе адиабаты $\chi = 1,32$ (при нормальных условиях)



Приложение 22

ГАЗОСЕПАРАТОРЫ СЕТЧАТЫЕ. НОМЕНКЛАТУРА И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ

Шифр газосепаратора сетчатого	Давление наибольшее расчетное, P, бар ($кгс/см^2$)	Диаметр корпуса внутренний, $D_в$ в мм	Производительность млн.$нм^3$/сутки	
			минимальная	максимальная
ГС-I-I6-600	I6(I6)	600	0,09	0,2
ГС-I-I0-800	I0(I0)	800	0,I3	0,29
ГС-I-I6-800	I6(I6)	800	0,I6	0,36
ГС-II-6-I200	6(6)	I200	0,24	0,54
ГС-II-I0-I200	I0(I0)	I200	0,3I	0,68
ГС-II-I6-I200	I6(I6)	I200	0,38	0,85
ГС-II-6-I600	6(6)	I600	0,43	0,96
ГС-II-I0-I600	I0(I0)	I600	0,55	I,22
ГС-II-I6-I600	I6(I6)	I600	0,68	I,52
ГС-III-I6-2220	I6(I6)	2200	I,0I	2,24
ГС-III-I0-2600	I0(I0)	2600	I,I8	2,63
ГС-III-I6-2600	I6(I6)	2600	I,47	3,28

Примечания. I. Здесь приведена только номенклатура газосепараторов, рассчитанных на наибольшее расчетное давление газа до I6 бар ($I6\ кгс/см^2$).

2. Газосепараторы сетчатые изготавливаются заводами нефтяного машиностроения (Бугульминским, Волгоградским, Черновицким и др.).

Приложение 23

ТАБЛИЦА СООТНОШЕНИЙ ЕДИНИЦ ИЗМЕРЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ГАЗОВОМ ХОЗЯЙСТВЕ, СИСТЕМ РАНЕЕ ПРИМЕНЯВШИХСЯ И СИСТЕМЫ СИ

Наименование величины	Единицы				Соотношение единиц
	ранее применявшаяся система		СИ		
	наименование	обозначение	наименование	обозначение	
I	2	3	4	5	6
Длина	метр	м	метр	м	
Масса	килограмм	кг	килограмм	кг	
Время	секунда	с	секунда	с	
Температура	градус Цельсия	^{o}C	Кельвин	К	$I\,^{o}C = I\ К^{x)}$

x) Кроме температуры Кельвина (обозначение Т) допустимо применять также температуру Цельсия (обозначение t), определяемую выражением $t = T - T_0$, где $T_0 = 273$ К.

Приложение 23 (продолжение)

I	2	3	4	5	6
Сила; нагрузка; вес	килограмм-сила	кгс/кг·м/с^2	Ньютон	Н	Iкгс=9,8Н ≅ IOН
	тонна-сила	тс			Iтс=9,8·IO^{3}Н ≅ IO кН
	грамм-сила	гс			Iгс=9,8·IO^{-3} Н ≅ IO мН
Давление	килограмм-сила на квадратный сантиметр	кгс/см^2	Бар	бар	I кгс/см^2=9,8·IO^{4}Па= ≅IO^{5}Па I кгс/см^2=I бар
	миллиметр водяного столба	мм в.ст.	Паскаль	Па	I мм в.ст.=I кгс/м^2= =9,8 Па ≅ IO Па
	миллиметр ртутного столба	мм рт.ст.			I мм рт.ст.=I33,3 Па

Приложение 23 (продолжение)

I	2	3	4	5	6
Количество теплоты, энергия, работа	Калория	кал ккал	Джоуль	Дж	I кал = 4,2 Дж I ккал = 4,2 кДж
Плотность	Килограмм на кубический метр	кг/м^3	Килограмм на кубический метр	кг/м^3	
Мощность	Килограмм-сила-метр в секунду	кгс·м/с	Ватт	Вт	I кгс·м/с=9,8 Вт ≅ I0 Вт
	Лошадиная сила	л.с.			I л.с.=735,5 Вт
	Калория в секунду	кал/с			I кал/с=4.2 Вт
	Килокалория в час	ккал/ч			I ккал/ч=I,I6 Вт

Приложение 23 (продолжение)

I	2	3	4	5	6
Удельная теплоемкость	калория на грамм-градус Цельсия	кал/(г·град.)	Джоуль на килограмм-Кельвин	Дж/(кг·К)	I кал/(г·град.)= =4,2·10^3 Дж/(кг·К)
	килокалория на килограмм-градус Цельсия	ккал/(кг·град.)			I ккал/(кг·град.)= =4,2 кДж/(кг·К)
Теплопроводность	калория в секунду на сантиметр-градус Цельсия	кал/(с·см·град.)	ватт на метр Кельвин	Вт/(м·К)	I кал/(с·см·град.)= = 420 Вт/(м·К)
	килокалория в час на метр-градус Цельсия	ккал/(ч·м·град.)			I ккал/(ч·м·град.)= =I,I6 Вт/(м·К)
Коэффициент теплообмена (теплоотдачи), коэффициент теплопередачи	калория в секунду на квадратный сантиметр-градус Цельсия	кал/(с·см^2·град.)	ватт на квадратный метр-Кельвин	Вт/(м^2·К)	I кал/(с·см^2·град.)= =42 кВт/(м^2 · К)
		ккал/(ч·м^2·град.)			I ккал/(ч·м^2·град.)- =I,I6 кВт(м^2·К)

Приложение 23 (продолжение)

1	2	3	4	5	6
Вязкость					
а) динамическая или абсолютная	дина в секунду на сантиметр квадратный	дина·с/см^2 (Пуаз)	Ньютон в секунду на метр квадратный или Паскаль в секунду	Н·с/м^2	1 Пуаз = 0,1 Н·с/м^2 = = 0,1 Па·с
	килограмм-сила в секунду на квадратный метр	кгс·с/м^2		Па·с	1 кгс·с/м^2 = 9,8 Н·с/м^2 ≅ ≅ 10 Н·с/м^2 = 10 Па·с
б) кинематическая	сантиметр квадратный на секунду	см^2/с (стокс)	метр квадратный на секунду	м^2/с	1 стокс = 10^{-4} м^2/с
	метр квадратный на секунду	м^2/с			

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I. Указания и нормы технологического проектирования . . 8
I.I. Общая часть 8
I.2. Терминология, единицы измерения и обозначения . 9
I.3. Характеристика потребляемых горючих газов . . . I4
I.4. Данные по приходу и режиму производства горючих газов 23
I.5. Данные удельных расходов топлива и режим потребления газов цехами-потребителями 28
I.6. Основные технические решения по газоснабжению цехов-потребителей 3I
I.7. Резервирование природного газа другими видами топлива 40
I.8. Газовые балансы и определение потребности предприятий в топливе 42
I.9. Газопроводы 49
I.I0. Установки для охлаждения и тонкой очистки доменного газа от пыли 74
I.II. Газосбросные устройства (ГСУ) 85
I.I2. Газосмесительные станции (ГСС). 88
I.I3. Газоповысительные (ГПС), газокомпрессорные (ГКС), газотурбинные расширительные (ГТРС) станции . . 90
I.I4. Газорегуляторные пункты (ГРП) и установки (ГРУ) природного газа 94
I.I5. Газоамерные пункты (ГЗП) I02
I.I6. Управление газовыми цехами, ремонтная и диспетчерская службы газового хозяйства I03
I.I7. Газоспасательная служба I06

Стр.

2. Технико-экономические показатели I08

2.I. Установка для тонкой очистки доменного газа для доменной печи объемом 3200 м^3 . . . . . .I08

2.2. Установка для тонкой очистки доменного газа для доменной печи объемом 5000 м^3 . . . . . .I08

2.3. Устройство для сжигания избытков доменного газа пропускной способностью I40 000 нм^3/ч . .I09

2.4. Устройство для сжигания избытков доменного газа пропускной способностью 360 000 нм^3/ч . .I09

2.5. Газорегуляторный пункт природного газа общей пропускной способностью 250 000 нм^3/ч I09

2.6. Газорегуляторный пункт природного газа общей пропускной способностью I00 000 нм^3/ч I09

2.7. Межцеховые газовые сети II0

3. П р и л о ж е н и я III

I. Укрупненные данные удельных расходов топлива по теплу в годовом разрезе II2

2. Форма I. Газовый баланс предприятия при его проектной производительности. Проектная стадия - ТЭО I24

3. Форма 2. Газовый баланс предприятия при его проектной производительности. Проектная стадия - технический (технорабочий) проект I27

4. Форма 3. Газовый баланс предприятия в этапе развития. Проектная стадия - технический (технорабочий)проект I29

Стр.

5. Форма 4. Перечень и последовательность расположения названий цехов-потребителей тепла в графе "Расход тепла" газового баланса (формы 2 и 3) I3I

6. Расчетные таблицы для межцеховых газопроводов давлением до 2500 даПа (2500 мм в.ст.) и свыше 2500 даПа (2500 мм в.ст.) I35

7. Рекомендуемые диаметры труб, толщины стенок, диаметры продувочных свечей I37

8. Типы рекомендуемых отключающих задвижек на газопроводах I40

9. Номенклатура рекомендуемых стальных труб для трубопроводов I45

I0. Формулы для балочного расчета труб газопроводов I48

II. Трубы для газопроводов влажного газа.(Размеры, вес, моменты инерции и сопротивления, ориентировочные пролеты) I50

I2. Указания об условных обозначениях трубопроводов для газов на чертежах и схемах I53

I3. Указания об опознавательной окраске трубопроводов I59

I4. Характеристика эвольвентной форсунки Ду80 с различными диаметрами выходного отверстия 25,3; 30,0; 32,0; 35,5; 37,0; 40,0 мм I64

I5. Характеристика эвольвентной форсунки ДуI25 с диаметрами выходного отверстия 50,0; 62,4 и 70,0 мм I65

Стр.

16. Номенклатура и характеристика типовых дроссельных групп 166

17. Характеристика машин для сжатия газов 168

18. Номенклатура регуляторов давления типа РДУК2, расчетная площадь седел и коэффициенты расхода 170

19. Номенклатура регулирующих клапанов типа 25ч32нж (н.з.) и удельная пропускная способность (β) регулирующих клапанов 171

20. Номенклатура и техническая характеристика шкафных газорегуляторных установок 172

21. График зависимости α от отношения $\frac{P_2}{P_1}$ при показателе адиабаты $X = 1{,}32$ (при нормальных условиях) 174

22. Газосепараторы сетчатые. Номенклатура и производительность 175

23. Таблица соотношений единиц измерения, используемых в газовом хозяйстве, систем ранее применявшихся и системы СИ 176

Подписано в печать 5.05.81. Формат бумаги 60x84/16
Объем в печ.листах 11,63. Заказ 2359 Тираж 600.
Цена 1 р. 51 к.
Гипромез, г.Москва, Проспект Мира, д. 101

Московская типография № 9 Союзполиграфпрома при Государственном Комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли г. Москва, Ж 33, Волочаевская ул., д. 40.

gost.e-ecolog.ru