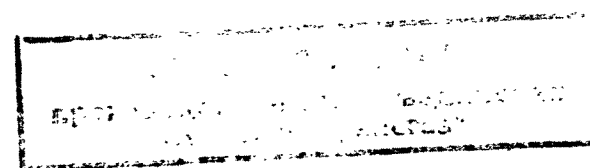


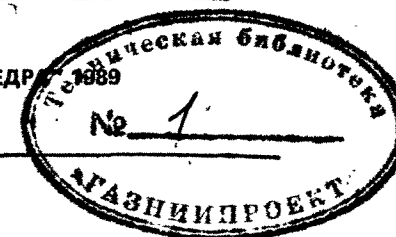
М.М. ВОЛКОВ А.Л. МИХЕЕВ К.А. КОНЕВ

СПРАВОЧНИК РАБОТНИКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

2-е издание,
переработанное и дополненное



МОСКВА "НЕДРА" 1989



ББК 39.76
В 67
УДК 622.691 : 621.643 (083)

Рецензент канд. техн. наук А. Д. Седых

Волков М. М., Михеев А. Л., Конев К. А.

В 67 Справочник работника газовой промышленности. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1989. — 286 с.: ил.
ISBN 5-247-00735-2

Приведены методы определения технического состояния газоперекачивающих агрегатов. Даны характеристики материалов труб, газовой арматуры, компрессорных и газораспределительных станций, оборудованных отечественным и импортным оборудованием. Приведены способы по защите газопроводов от коррозии. Второе издание (1-е изд. — 1978) дополнено описанием нового технологического оборудования, используемого в системе транспорта газа.

Для инженерно-технических работников предприятий газовой промышленности

2593010400-071
В 043 (01) — 89 301 — 89

ISBN 5-247-00735-2

ББК 39.76
© Издательство «Недра», 1978
© Издательство «Недра», 1989, с изменениями и дополнениями

ГЛАВА I
ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВ

1.1. СРЕДНИЕ СОСТАВЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ
ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СССР

Для надежного газоснабжения потребителей, подачи им кондиционного газа на магистральных газопроводах осуществляется текущий контроль его химического состава. В табл. 1.1 представлена характеристика природных газов некоторых месторождений.

В соответствии с условиями образования природного газа его месторождения делят на чисто газовые, газоконденсатные и нефтяные. Газы с содержанием тяжелых углеводородов (от пропана и выше) менее 50 г/м³ принято считать сухими, а газы с большим содержанием тяжелых углеводородов — жирными.

1.2. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ

Плотность газа

Плотность газа ρ определяется как масса единицы объема, т. е. как отношение массы газа m к его объему V
 $\rho = m/V$.

Удельный объем

Удельный объем — величина, обратная плотности.

Удельным объемом газа v называется объем единицы массы газа $v = 1/\rho = V/m$.

Физическая характеристика некоторых газов представлена в табл. 1.2, 1.3.

Расход газа

Различают массовый и объемный расход газа. Массовым расходом газа M называется масса газа m , проходящая через поперечное сечение потока в единицу времени t

Характеристика природных газов некоторых месторождений СССР

Месторождение: возраст	Состав газа (по объему), %								Относитель- ная плот- ность по воздуху (при 20 °C)	Удельная теплота сгорания (при 20 °C, кДж/м³)
	Метан CH ₄	Этан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	Бутан C ₄ H ₁₀	Пентан C ₅ H ₁₂ + + выс- шие	Дву- окись углеро- да CO ₂	Азот N ₂ + + редкие	Серово- дород H ₂ S		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Северные месторождения

Уренгойское: юра	87	6,2	3,4	1,98	0,76	0,12	1,1	Нет	0,673	39 000
сенومان	98,8	0,07	—	—	0,01	0,29	0,8	»	0,561	33 080
Ямбургское: сенومان	98,6	—	—	0,07	—	0,19	1,12	»	0,562	33 080
Медвежье: сенومان	99,2	0,12	—	—	0,01	0,01	0,6	»	0,558	33 200
юра	63,7	10,2	12,6	7,6	3,6	0,7	1,8	»	0,76	52 000
Бованенковское: сенومان	99	0,028	0,007	0,003	—	0,063	0,855	Следы	0,56	33 080
западнее ПП ₁₋₆	96,4	2,89	0,05	0,03	0,01	0,22	0,43	Следы	0,565	32 900
Заполярье	98,4	0,07	0,01	—	0,01	0,20	1,3	Нет	0,562	32 900
Харасавейское	90—98	1—3	0,5—1,5	0,1—0,2	Следы	0,3—0,8	0,2—0,8	Следы	—	—
Тазовское: сенومان	98,6	0,1	0,03	0,02	0,01	0,2	1	Нет	0,562	33 100
юра	87,5	6,7	2,1	0,59	0,11	0,6	2,4	»	0,635	35 600
Губкинское	98,4	0,13	0,01	0,005	0,01	0,15	1,3	»	0,573	32 950
Комсомольское: сенومان	97,2	0,12	0,01	—	0,01	0,1	2,5	»	0,566	32 550
юра	94,5	2,1	0,5	0,1	0,1	0,2	1,6	»	0,577	33 500

Вынгапурское
Юбилейное
Мессояхское
Березовское
Вуктыльское

95,1	0,32	—	—	—	—	0,19	4,3	Нет	0,575	31 950
98,4	0,07	0,01	—	—	—	0,4	1,1	»	0,563	32 500
97,6	0,1	0,03	0,01	0,01	0,01	0,06	1,6	»	0,568	32 100
94,8	1,2	0,3	0,1	0,1	0,06	0,5	3	»	0,583	32 800
81,8	8,8	2,8	0,94	0,94	0,3	0,3	5,1	»	0,67	36 500

Среднеазиатские месторождения

Ачак:
нижний мел
верхняя юра
Гутуртли:
нижний мел
верхняя юра
нижняя юра
Даулетабад-Дон-
мез
Наип
Самантепе
Майское
Шатлык
Байрамали
Газли
Учкуйр

93,7	3,8	0,9	0,37	0,84	0,3	0,7	0,7	Нет	0,614	36 000
89,2	4,6	1,5	0,44	0,37	0,5	3,3	3,3	Следы	0,624	34 850
91,4	4,2	1,1	0,33	0,25	0,7	1,9	1,9	0,17	0,612	34 800
92,4	3,8	0,8	0,29	0,19	1	1,3	1,3	0,19	0,606	34 450
89,7	4,5	1,2	0,46	0,26	0,5	3	3	0,01	0,616	34 550
95,14	1,55	0,28	0,17	0,26	1,22	1,38	1,38	Следы	0,575	32 000
92,3	3,9	0,9	0,35	0,25	0,5	1	1	Следы	0,598	34 600
88,3	2,3	0,38	0,15	0,19	5	0,5	0,5	3,2	0,647	31 600
97,7	0,7	0,1	0,02	—	0,9	1	1	Нет	0,575	33 100
94,6	2,2	0,27	0,2	0,18	1,4	1,2	1,2	»	0,594	33 000
97,3	1,2	0,1	0,1	0,01	0,5	0,9	0,9	»	0,572	33 400
94,7	3,7	0,12	0,29	0,11	0,4	1,1	1,1	Следы	0,591	34 400
92,5	4,4	1	0,33	0,12	0,3	1,1	1,1	0,02	0,6	34 900

Месторождения Украинской ССР

Шебелинское
Ефремовское

92,2	4,1	1	0,36	0,33	0,1	2	2	Нет	0,607	34 200
93,2	3,9	0,81	0,28	0,18	0,2	1,4	1,4	»	0,597	34 750

Продолжение табл. 1.1

Месторождение: возраст	Состав газа (по объему), %								Относительная плотность по воздуху (при 20 °С)	Удельная теплота сгорания (при 20 °С), кДж/м³
	Метан СН ₄	Этан С ₂ Н ₆	Пропан С ₃ Н ₈	Бутан С ₄ Н ₁₀	Пентан С ₅ Н ₁₂ + высшие	Дав.- окись углерода СО ₂	Азот N ₂ + ред- кие	Серово- род Н ₂ S		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Кегичевское	93,2	3,3	1,4	0,25	0,18	0,6	1,3	Нет	0,605	33 750
Солоховское	86,5	0,16	0,11	0,05	0,11	0,06	13	»	0,614	29 300
Машевское	92,7	3,7	0,64	0,27	0,22	0,4	2	»	0,599	34 400
Пролетарское	86,2	5,3	2,4	2	1,55	0,6	1,5	»	0,676	38 550
Джанкойское	96,0	0,5	0,2	0,04	—	0,2	3	»	0,574	32 550
Бергунское	84	3,4	1	0,36	0,29	1,3	9	»	0,642	31 950
Астраханское	50,5— 61,9	0,6—5,5	0,6—1,7	0,22— 0,93	—	8—20,7	0,02— 0,07	20,7— 33	—	—
Оренбургское	92,7	2,2	0,8	0,22	0,15	0,2	1,1	2,6	0,603	34 100
Северо-Ставропольское	98,7	0,33	0,12	0,04	0,01	0,7	0,7	Нет	0,562	35 800

Месторождения различных районов

Таблица 1.2

Физические свойства углеводородных газов

Показатель	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	н-С ₄ Н ₁₀	изо- С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂
Молекулярная масса	16,043	30,07	44,097	58,124	58,124	72,151
Плотность, кг/м ³ : при 0 °С и 0,1013 МПа	0,7168	1,356	2,01	2,703	2,673	3,457
при 20 °С и 0,1013 МПа	0,6687	1,264	1,872	2,519	2,491	3,228
Относительная плотность (по воздуху)	0,555	1,049	1,554	2,091	2,067	2,674
Теплота сгорания при 0 °С и 0,1013 МПа, кДж/м ³ : высшая	39 830	70 370	100 920	133 890	131 800	158 360
низшая	35 880	64 430	92 930	123 680	121 750	146 230

Показатель	С ₆ Н ₁₄	С ₂ Н ₄	С ₃ Н ₆	а-С ₄ Н ₈	изо- С ₄ Н ₈	С ₂ Н ₂	С ₄ Н ₆
Молекулярная масса	86,172	28,054	42,071	56,108	56,108	26,038	78,114
Плотность, кг/м ³ : при 0 °С и 0,1013 МПа	3,84	1,26	1,915	2,5	2,5	1,171	3,49
при 20 °С и 0,1013 МПа	3,583	1,175	1,784	2,325	2,325	1,0929	3,25
Относительная плотность (по воздуху)	2,974	0,975	1,481	1,93	1,93	0,907	2,7
Теплота сгорания при 0 °С и 0,1013 МПа, кДж/м ³ : высшая	171790	63 430	93 720	123 400	—	58 870	150 200
низшая	—	59 500	87 740	115 500	—	56 860	143 900

Таблица 1.3

Физические свойства некоторых неуглеводородных газов

Показатель	N ₂	H ₂	O ₂	CO ₂	CO
Молекулярная масса	28,016	2,016	32	44,011	28,011
Плотность, кг/м ³ : при 0 °С и 0,1013 МПа	1,2505	0,08999	1,429	1,9768	1,250
при 20 °С и 0,1013 МПа	1,1651	0,0837	1,3314	1,8423	1,1651
Относительная плотность (по воздуху)	0,9673	0,0695	1,1053	1,5291	0,967
Теплота сгорания при 0 °С и 0,1013 МПа, кДж/м ³ : высшая	—	12 762	—	—	12 636
низшая	—	10 798	—	—	12 649
Показатель	Воздух (без CO ₂)	H ₂ S	Водяной пар	He	Ar
Молекулярная масса	28,960	34,082	18,016	4,003	39,944
Плотность, кг/м ³ : при 0 °С и 0,1013 МПа	1,2928	1,5392	0,768	0,1785	1,7837
при 20 °С и 0,1013 МПа	1,205	1,4338	0,7519	1,1663	1,6628
Относительная плотность (по воздуху)	1	1,1906	0,624	0,1381	1,3799
Теплота сгорания при 0 °С и 0,1013 МПа, кДж/м ³ : высшая	—	25 708	—	—	—
низшая	—	23 698	—	—	—

$M = m/t$. Объемным расходом газа Q называется количество газа в единицах объема, проходящее через сечение потока в единицу времени $Q = V/t$.

Объем газа и объемный расход относят к определенным условиям (температура, давление): объемный расход при нормальных условиях Q_n (температура 0 °С, давление 0,1013 МПа) и объемный расход газа при стандартных условиях $Q_{ст}$ (температура 20 °С, давление 0,1013 МПа).

Линейная и массовая скорость газа

Линейная скорость газа w в газопроводе определяется как объемный расход газа Q в условиях потока (температура, давление) через единицу поперечного сечения потока F $w = Q/F$.

Массовой скоростью газа u называется массовый расход газа M через единицу поперечного сечения потока F (газопровода): $u = M/F$.

Давление газа

Давление газа p в общем случае равно пределу отношения нормальной составляющей силы N к площади S , на которую действует сила: $p = \lim \frac{N}{S} = \frac{\partial N}{\partial S}$. При равномерном распределении сил давление p определяют по формуле $p = N/S$.

Для характеристики состояния газов используют понятие абсолютного давления $p_{абс}$, которое представляет собой давление газов на стенки газопроводов. Для определения результирующих усилий, приложенных к стенкам газопроводов, используют понятие избыточного давления $p_{изб}$, которое представляет собой разность между абсолютным давлением газа $p_{абс}$ и барометрическим давлением среды $p_{бар}$: $p_{изб} = p_{абс} - p_{бар}$.

Работа

При выводе расчетных формул будет использовано понятие потенциальной работы. Потенциальной работой называется работа перемещения газов из области одного давления p_1 в область другого давления p_2 . Элементарная потенциальная работа δW соответствует бесконечно малым изменениям давления: $\delta W = -V dp$, $\delta w = -(1/m) \delta W = -v dp$, где δw — элементарная удельная работа.

В условиях перемещения газа в газопроводах распределение потенциальной работы формулируется следующим образом:

$$\delta w = -v dp = \delta l_* + d(w^2/2) + g dz + \delta l_{**},$$

где l_* — удельная эффективная работа, передаваемая телам внешней системы (для газопроводов $l_* = 0$); l_{**} —

необратимые превращения работы, $l_{**} = \lambda \frac{\omega^2}{2} \frac{dx}{D}$, где λ — коэффициент гидравлического сопротивления; ω — линейная скорость газа; x — расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки; D — внутренний диаметр газопровода; g — ускорение свободного падения; z — расположение рассматриваемой точки по высоте.

Из аналитического выражения потенциальной работы следует, что она затрачивается на преодоление трения газа о стенки газопровода, изменение положения газа и изменение линейной скорости газа.

Идеальные и реальные газы

Законы, которым подчиняются идеальные газы, достаточно хорошо характеризуют поведение и свойства реальных газов только при невысоких давлениях и температурах. Законы идеальных газов тем лучше описывают свойства реальных газов, чем дальше эти газы находятся от областей насыщения и критического состояния.

Закон Бойля—Мариотта

Закон Бойля—Мариотта устанавливает зависимость между давлением и удельным объемом газа при постоянной температуре $p_1 v_1 = p_2 v_2 = \text{idem}$.

Закон Гей-Люссака

Закон Гей-Люссака определяет зависимость удельного объема идеального газа от температуры при постоянном давлении. Расширение газов при нагревании характеризуется следующим образом: относительное расширение идеальных газов при нагревании под неизменным давлением ($p = \text{idem}$) прямо пропорционально повышению температуры: $(v - v_0)/v_0 = \alpha_0 (t - t_0)$ при $t_0 = 0$ $v = v_0 (1 + \alpha_0 t)$, где v — удельный объем газа при температуре t и давлении p ; v_0 — удельный объем газа при нулевой температуре и том же давлении p ; α_0 — температурный коэффициент объемного расширения идеальных газов при 0°C , сохраняющий одно и то же значение при всех давлениях и одинаковый для всех идеальных газов, $\alpha_0 = 1/273,16 \approx 1/273,2$ $1/^\circ\text{C}$.

Уравнение Клапейрона

Уравнение Клапейрона (уравнение состояния) получается при сопоставлении законов Бойля—Мариотта и Гей-Люссака. Оно связывает три основные величины, характеризующие состояние газа (давление, температура и удельный объем): $p v = R T$, где p — абсолютное давление идеального газа; v — удельный объем идеального газа; R — газовая постоянная идеального газа; T — абсолютная температура газа.

Уравнение Клапейрона может быть записано в следующем виде: $p/\rho = R T$.

При умножении обеих частей уравнения состояния на количество газа в единицах массы, получим уравнение состояния для любого количества газа $p V = m R T$.

Газовая постоянная R есть работа расширения единицы количества газа (1 кг) при нагревании его на 1°C при постоянном давлении ($p = \text{idem}$).

Закон Авогадро

Закон Авогадро сформулирован следующим образом: объем одного киломоля идеального газа не зависит от природы газа и определяется параметрами физического состояния газа (давление и температура).

Киломодем, или килограмм-молекулой, называется число килограммов вещества, численно равное его молекулярной массе μ .

Объем 1 киломоля идеальных газов по уравнению Клапейрона $\bar{V} = \mu \bar{v} = \mu R T / p$. По закону Авогадро правая часть этого выражения не зависит от природы газа, поэтому произведение молекулярной массы μ и газовой постоянной R не зависит от природы газа и является универсальной постоянной идеальных газов: $\mu R = \bar{R} = \text{const}$.

Уравнение состояния для 1 киломоля идеального газа $p \bar{V} = \bar{R} T$.

В настоящее время принята следующая расчетная величина — универсальная постоянная идеальных газов $\bar{R} = 8,3144 \cdot 10^3$ Дж/(кмоль \cdot К).

Молярный объем идеальных газов в нормальных физических условиях равен $\bar{V} = 22,4$ м³/кмоль.

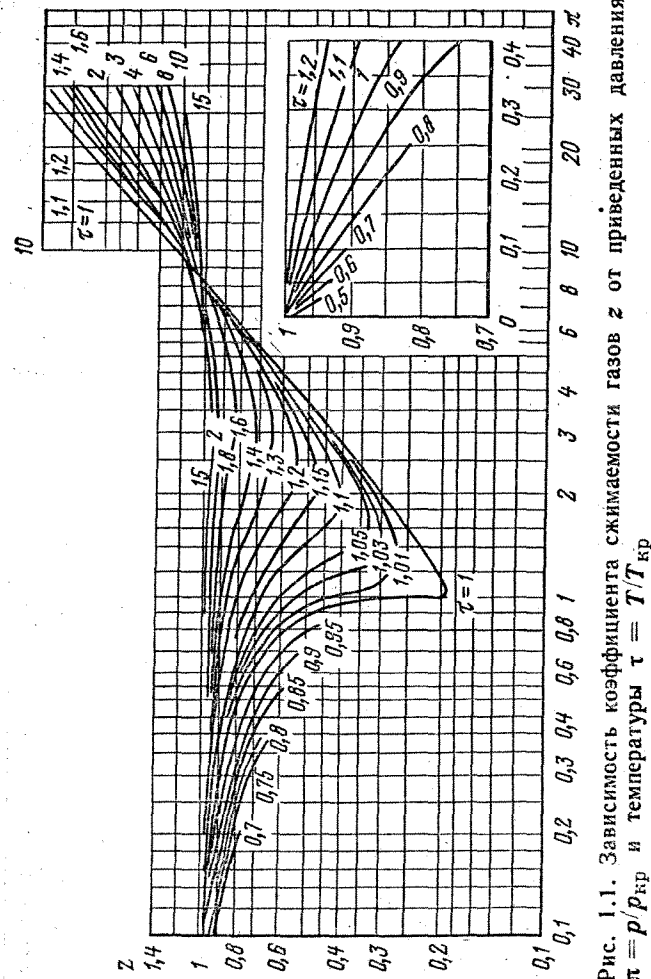


Рис. 1.1. Зависимость коэффициента сжимаемости газов z от приведенных давления $\pi = p/p_{кр}$ и температуры $\tau = T/T_{кр}$

Расчетные значения удельных газовых постоянных идеальных газов определяют по универсальной газовой постоянной. Для реальных газов составлено большое число уравнений состояния. Наиболее распространено уравнение Клапейрона с поправочным коэффициентом $pV = zRT$, где z — коэффициент сжимаемости, учитывающий отклонение реальных газов от законов идеальных газов. Его определяют по графикам (рис. 1.1) в зависимости от приведенных параметров (температура и давление) газа: $\pi = p/p_{кр}$, $\tau = T/T_{кр}$, где π — приведенное давление; p — абсолютное давление газа; $p_{кр}$ — критическое давление газа; τ — приведенная температура; T — абсолютная температура газа; $T_{кр}$ — критическая температура газа.

Критическим давлением называется такое давление, при котором и выше которого повышением температуры нельзя испарить жидкость.

Критическая температура — это такая температура, при которой и выше которой при повышении давления нельзя сконденсировать пар (табл. 1.4).

Таблица 1.4

Критические параметры газов

Газ	$T_{кр},$ К	$p_{кр},$ МПа	$\rho_{кр},$ кг/м ³	Газ	$T_{кр},$ К	$p_{кр},$ МПа	$\rho_{кр},$ кг/м ³
Азот	126,05	3,39	311	Закись азота	309,65	7,41	450
Аммиак	405,55	11,3	235	Кислород	154,35	5,14	430
Аргон	150,75	4,86	531	Метан	190,65	4,74	162
Ацетилен	309,15	6,24	231	Окись азота	179,15	6,72	520
Бензол	561,65	4,84	304	Окись углерода	134,15	3,62	311
н-Бутан	425,95	3,6	225	изо-Пентан	460,95	3,39	234
изо-Бутан	407,15	3,7	234	н-Пентан	470,35	3,41	232
изо-Бутилен	420,35	4,06	256	Пропан	368,75	4,49	226
Водород	33,25	1,3	31	Пропилен	365,15	4,68	233
Водяной пар	647,3	21,77	324	Серо-водород	373,55	9,18	359
Воздух	132,45	3,78	335	Этан	305,25	5,04	210
Гелий	5,25	0,23	69,3	Этилен	282,85	5,26	220
Гексан	38,35	3,05	234				
Гептан	6,35	2,68	234				
Двуокись серы	430,35	8,05	524				
Двуокись углерода	304,25	7,54	468				

Влажность газов

Транспортируемый по магистральным газопроводам газ содержит некоторое количество влаги, что приводит к коррозии трубопроводов и образованию гидратов и конденсата. Различают абсолютную и относительную влажность газа.

Абсолютная влажность газа — количество водяного пара, содержащегося в единице количества газа. Массовая абсолютная влажность $d = m_{\text{п}}/m_{\text{г}}$, где $m_{\text{п}}$ — количество водяного пара; $m_{\text{г}}$ — количество газа. Объемная абсолютная влажность $d_v = m_{\text{п}}/V$, где V — объем газа.

Относительной влажностью называется отношение фактически содержащегося количества водяного пара к максимально возможному при данных условиях $\varphi = m_{\text{п}}/m_{\text{с}}$, где $m_{\text{с}}$ — максимально возможное количество пара, которое может находиться в газе при данной температуре.

Относительная влажность может быть также определена как отношение парциального давления p' водяного пара в газе к давлению $p_{\text{с}}$ насыщенного пара при той же температуре: $\varphi = p/p_{\text{с}}$.

Газ считается насыщенным водяными парами, если парциальное давление находящихся в нем паров при данной температуре равно давлению насыщенного водяного пара, т. е. насыщение $\varphi = 1$. Наибольшая температура, при которой газ насыщается водяными парами и образуются капли влаги, называется точкой росы данного газа при заданном давлении.

Смеси газов

Природные газы представляют собой смесь газов с подавляющим содержанием метана. Для термодинамических и гидравлических расчетов необходимо определять свойства смеси газов по характеристикам индивидуальных составляющих.

Массовой концентрацией m_i компонента i смеси газов называется отношение количества этого компонента в единицах массы G_i к количеству смеси G : $m_i = G_i/G$.

Количество смеси равно сумме количеств отдельных газов: $G = \sum_{i=1}^n G_i$.

Молярной концентрацией r_i компонента i называется отношение числа киломолей компонента \bar{G}_i к числу кило-

молей смеси \bar{G} : $r_i = \bar{G}_i/\bar{G}$, $\bar{G}_i = G_i/\mu_i$, где μ_i — масса газа в килограмме, численно равная относительной молекулярной массе.

Сумма числа киломолей всех компонентов смеси газов равна числу киломолей смеси $\sum_{i=1}^n \bar{G}_i = \bar{G}$.

Сумма молярных концентраций всех компонентов смеси газа равна единице:

$$\sum_{i=1}^{i=n} r_i = \frac{1}{\bar{G}} \sum_{i=1}^{i=n} \bar{G}_i = \frac{\bar{G}}{\bar{G}} = 1.$$

Средняя молекулярная масса смеси μ есть отношение количества смеси в единицах массы к числу молей смеси:

$$\begin{aligned} \mu = \frac{G}{\bar{G}} &= \frac{1}{\bar{G}} \sum_{i=1}^{i=n} G_i = \frac{1}{\bar{G}} \sum_{i=1}^{i=n} \mu_i \bar{G}_i = \\ &= \sum_{i=1}^{i=n} \mu_i \frac{\bar{G}_i}{\bar{G}} = \sum_{i=1}^{i=n} \mu_i r_i. \end{aligned}$$

Таким образом, средняя молекулярная масса смеси газов равна сумме произведений относительной молекулярной массы на молярную концентрацию компонента:

$$\begin{aligned} \mu = \frac{G}{\bar{G}} &= G \left/ \sum_{i=1}^{i=n} \bar{G}_i \right. = G \left/ \sum_{i=1}^{i=n} \frac{G_i}{\mu_i} \right. = \\ &= 1 \left/ \sum_{i=1}^{i=n} \frac{1}{\mu_i} \frac{G_i}{G} \right. = 1 \left/ \sum_{i=1}^{i=n} \frac{m_i}{\mu_i} \right. \end{aligned}$$

Средняя молекулярная масса смеси газов выражается через массовую концентрацию и относительную молекулярную массу компонентов.

Массовые и молярные концентрации находятся в следующих соотношениях:

$$\frac{m_i}{r_i} = \frac{G_i}{G} \frac{1}{\bar{G}_i/G} = \frac{G_i}{G_i} \frac{\bar{G}}{\bar{G}} = \frac{\mu_i}{\mu};$$

$$r_i = m_i \frac{\mu}{\mu_i} = \frac{m_i/\mu_i}{\sum_{i=1}^n (m_i/\mu_i)}.$$

Объемной концентрацией r_{iv} называется отношение объема компонента $V_{i(pt)}$ при давлении и температура смеси газа к объему смеси $V_{(pt)}$:

$$r_i(v) = \frac{V_{i(pt)}}{V_{(pt)}}.$$

Молярные концентрации компонентов смесей идеальных газов тождественны объемным концентрациям.

Объемные концентрации компонентов смеси газов

$$r_i(v) = p_i/p_m,$$

где p_i — парциальное давление газа; p_m — давление смеси.

Горение газов

Теплота сгорания — количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании определенного объема или массы газа. Минимальное количество кислорода или воздуха, необходимого для полного сгорания, а также теоретический состав продуктов сгорания (CO_2 , H_2O , N_2) приведены в табл. 1.5.

Температура пламени при горении газа в смеси с воздухом и кислородом приведена в табл. 1.6.

Скорость распространения пламени (в см/с) различных газов в смеси с воздухом

Ацетилен	131
Водород	267
Метан	35
Окись углерода	33
Пропан	32

При постепенном уменьшении или увеличении концентрации горючих компонентов в газозоудшной смеси дости-

Таблица 1.5

Минимальное количество кислорода или воздуха, необходимое для полного сгорания газов, и продукты сгорания (в м^3 на 1 м^3)

Газ	Кислород	Воздух	CO_2	H_2O	N_2
Ацетилен	2,5	11,9	2	1	9,4
Бутан	6,5	30,95	4	5	24,45
Бутилен	6	28,58	4	4	22,58
Водород	0,5	2,38	—	1	1,88
Метан	2	9,52	1	2	7,52
Окись углерода	0,5	2,38	1	—	1,88
Пропан	5	23,8	3	4	18,8
Пропилен	4,5	21,43	3	3	16,93
Этан	3,5	16,67	2	3	13,17
Этилен	3	14,29	2	2	11,29

Примечание. Воздух с содержанием 21 % O_2 и 79 % N_2 .

Таблица 1.6

Наивысшая температура пламени различных газов

Горючий газ	Содержание газа в смеси с воздухом, % (по объему)	Температура пламени, °C
Аммиак	21	1700
Ацетилен	9	2325
н-Бутан	3,2	1895
изо-Бутан	3,2	1900
Бутилен	3,4	1930
Водород	31,6	2045
Метан	10	1830
Окись углерода	20	1650
	25	1930
	32	2100
	45	1850
Пропан	4,15	1925
Пропилен	4,5	1935
Этан	5,8	1895
Этилен	7	1975

Таблица 1.7

Концентрационные пределы взрываемости газов в смеси с воздухом при температуре окружающей среды 20 °C и 0,1013 МПа

Газ	Концентрационные пределы взрываемости газов, % (по объему)	
	нижний	верхний
Ацетилен	1,95	82
н-Бутан	1,5	8,5
изо-Бутан	1,9	8,5
Бутадиен	2	11,5
Бутилен	1,65	9,95
Водород	4	75
Метан	5	15,2
Окись углерода	12,5	75
Пентан	1,1	8
Пропан	2,1	9,5
Пропилен	2	15,7
Сероводород	4,3	45,5
Этан	2,5	15
Этилен	2,5	34

гается такая низшая или высшая их концентрация, при которой может происходить реакция горения. Высший и низший концентрационные пределы взрываемости газов в смеси с воздухом приведены в табл. 1.7.

Концентрационный предел взрываемости смеси газов

$$L = \frac{1}{\sum_{s=1}^n (r_s/l_s)},$$

где L — низший (высший) предел взрываемости смеси газов; r_s — объемные концентрации газов в смеси; l_s — низший (высший) предел взрываемости каждого отдельного газа.

Газопроводы и аппараты после ремонта, а также вновь вводимые в эксплуатацию отводы продувают газом для вытеснения из них воздуха. Газ подается в газопровод осторожно с давлением менее 0,1 МПа. Для определения момента окончания вытеснения воздуха отбирают пробу газозоудушной смеси, после чего определяют содержание в ней кислорода. Вытеснение воздуха считается законченным, когда содержание кислорода в газе менее 1 %.

Для газа, пределы взрываемости которого равны 5—15 %, опасная концентрация кислорода составляет 17,8—20 % (табл. 1.8).

Таблица 1.8

Концентрация газа в газозоудушной смеси в зависимости от содержания кислорода

Содержание кислорода, %	Концентрация газа в газозоудушной смеси, %	Содержание кислорода, %	Концентрация газа в газозоудушной смеси, %
1	95,24	14	33,36
2	90,48	15	28,6
3	85,72	16	23,84
4	80,96	17	19,08
5	76,2	17,2	18,13
6	71,44	17,4	17,18
7	66,68	17,6	16,22
8	61,92	17,8	15,27
9	57,16	18	14,32
10	52,4	19	9,56
11	47,64	20	4,8
12	42,88	21	0,04
13	38,12		

Теплота сгорания газов

Для определения состава природного газа лабораториями газовой промышленности используется хроматографический метод анализа. Хроматографы имеют детектор по теплопроводности и аналогичные параметры: чувствительность, точность, время анализа. С помощью этих приборов определяют углеводородные и неуглеводородные компоненты природного газа. Они служат для непрерывного контроля за химическим составом потоков газа. Результаты анализов записываются регистратором прибора в виде следующих одна за другой хроматограмм. Такая информация о составе контролируемой газовой смеси дает возможность своевременно обнаружить изменения в ее составе и в случае необходимости принять соответствующие меры. Ввиду того, что качественный состав, как правило, известен, то необходимо следить лишь за количественным изменением характерных компонентов, показателем чего служат высоты их пиков на хроматограммах.

Теплота сгорания, теплотворная способность, калорийность — понятия равнозначные, характеризующие качество газа при использовании его как топлива.

Высшей теплотой сгорания Q_v называется количество теплоты (в кДж), выделяющееся при полном сгорании единицы объема сухого газа, измеренного при нормальных или стандартных условиях, сюда входит и теплота конденсации водяных паров.

Низшей теплотой сгорания Q_n называется количество теплоты (в кДж), выделяющееся при полном сгорании единицы объема сухого газа, измеренного при нормальных или стандартных условиях, за вычетом теплоты конденсации водяных паров.

Газы, не содержащие в своем составе водород, имеют только одну теплоту сгорания.

Оптовые цены промышленности установлены при расчетной калорийности $Q_{пр}$, равной $34\,333,4 \pm 418,7$ кДж/м³. Пересчет на фактическую калорийность выполняют по формуле $Q_{пр} = C Q_{факт} / 34\,333,4$, где C — цена по преискуртанту; $Q_{факт}$ — фактическая низшая калорийность, кДж/м³.

При анализах, не связанных с коммерческими расчетами, допускается устанавливать теплоту сгорания газа

расчетным путем по химическому составу, определенному с помощью хроматографов разных марок.

Расчет по составу газа проводится по формуле

$$Q_H = q_1 \frac{k_1}{100} + q_2 \frac{k_2}{100} + \dots + q_n \frac{k_n}{100},$$

где $q_1, 2, \dots, n$ — теплота сгорания чистых компонентов;
 $k_1, 2, \dots, n$ — процентный объем компонентов смеси.

Пример 1.1. Определить низшую теплоту сгорания смеси газов при нормальных условиях, имеющих определенное процентное содержание (см. табл. 1.2, 1.3).

Решение

$$Q_H = \text{CH}_4 \cdot 35\,880 + \text{C}_2\text{H}_6 \cdot 64\,430 + \text{C}_3\text{H}_8 \cdot 92\,930 + \text{n-C}_4\text{H}_{10} \times \\ \times 123\,680 + \text{изо-C}_4\text{H}_{10} \cdot 121\,750 + \text{C}_5\text{H}_{12} \cdot 146\,230 + \text{H}_2 \cdot 10\,798 + \\ + \text{CO} \cdot 12\,649 + \text{H}_2\text{S} \cdot 23\,698 + \text{C}_2\text{H}_2 \cdot 56\,860 + \text{C}_2\text{H}_4 \cdot 59\,500 + \text{C}_3\text{H}_6 \times \\ \times 87\,740 + \text{a-C}_4\text{H}_{10} \cdot 115\,500 + \text{C}_6\text{H}_6 \cdot 143\,900, \text{ кДж/м}^3,$$

где буквенные формулы — компоненты смеси газов, %.

Пересчет теплоты сгорания газа от нормальных условий к стандартным проводится по формуле

$$Q_{(20^\circ \text{C})} = Q_{(0^\circ \text{C})} \frac{273}{273 + 20} = Q_{(0^\circ \text{C})} \cdot 0,932.$$

Согласно требованиям ОНТП-51—85 Мингазпрома СССР номинальная низшая теплота сгорания топливного газа принимается равной 34 541 Дж/м³.

ГЛАВА 2

ПОКАЗАТЕЛИ ТРАНСПОРТА ГАЗА

Некоторые технико-экономические показатели транспорта газа приведены в табл. 2.1.

Удельные капитальные вложения в строительство 1 км газопровода представлены в табл. 2.2, суммарных затрат на сооружение КС — в табл. 2.3.

Таблица 2.1
Технические показатели магистральных газопроводов с КС, оснащенных различными газоперекачивающими агрегатами (ГПА)

Условный диаметр газопровода, мм	Расстояние между КС, км	Степень сжатия	Пропускная способность газопровода		Установленная рабочая мощность, тыс. кВт	Газоперекачивающие агрегаты		Число ГПА на КС, рабочие + резервные
			годовая, млрд. м ³	суточная, млн. м ³		тип нагнетателя	тип привода	
700	80—120	1,45—1,55	4,5—4,0	13,7—12	8	280-11-1	СТД-4000-2	2+1*
	80—100	1,45—1,52	6,4—6	19,3—18	12	370-14-1	ГТК-6	2+1*
	75	1,6	7,1	21,5	16	280-11-1	СТД-4000-2	4+1
	80—120	1,45—1,55	11,1—9,7	33,7—29,4	20	520-12-1	ГТК-10	2+1*
1000	115	1,55	9,9	30	20	520-12-1	СТД-12500	2+1
	70	1,5	12,2	37	24	370-14-1	ГТК-6	4+2
	70	1,5	12,2	37	24	280-11-1	СТД-4000-2	6+2
	70	1,5	12,2	37	25	ГПА-Ц-6,3	—	4+1
1200	90—130	1,46—1,55	17—15	51—45	32	Н-16-56	ГТК-16	2+1
	140	1,45	13,5	41	24	370-14-1	ГТК-6	4+2*
	125—130	1,66—1,70	16	48	40	520-12-1	ГТК-10	4+2
	80	1,56	18,8	57	40	520-12-1	СТД-12500	4+1
	135	1,5	14,5	44	31,5	ГПА-Ц-6,3	—	5+2*

При $P_{\text{раб}} = 5,39 \text{ МПа}$

Условный диаметр газопровода, мм	Расстояние между КС, км	Степень сжатия	Пропускная способность газопровода		Установленная рабочая мощность, тыс. кВт	Газоперекачивающие агрегаты		Число ГПА на КС, рабочие + резервные
			годовая, млрд. м³	суточная, млн. м³		тип нагнетателя	тип привода	
При $p_{\text{раб}} = 7,35$ МПа								
1000	130	1,45	11,8	35,8	20	370-18-1	ГТК-10	2+1*
	150	1,5	11,2	34,2	20	370-18-1	ГТК-10	2+1
	180	1,55	10,5	32	20	370-18-1	ГТК-10	2+1
1200	100	1,45	21,4	65	40	370-18-1	ГТК-10	4+2*
	120	1,45	19,1	58	32	Н-16-75	ГТК-16	2+1
	160	1,5	17,5	53	32	Н-16-75	ГТК-16	2+1
1400	125—160	1,45	28,2—25,9	85,5—78,5	50	Н-25-75	ГТК-25	2+1
	125	1,54	30	91	60	370-18-1	ГТК-10	6+3*
	95—100	1,31	28	85	32	Н-16-75	ГТК-16	2+1
	120	1,54	30	91	64	Н-16-75	ГПА-Ц-16	3+1

Примечания: 1. Пропускная способность газопроводов определена при средней температуре транспортируемого газа $T_{\text{ср}} = 40^\circ\text{C}$ и коэффициенте использования мощности газопровода $k = 0,9$. 2. Звездочкой отмечены варианты оснащения КС, которые учтены в комплексной стоимости 1 км магистрального газопровода.

Таблица 2.2

Удельные капитальные вложения (в тыс. руб.) в строительство 1 км магистральных газопроводов

Условный диаметр газопровода, мм	Рабочее давление, МПа	Структура затрат	Промышленное строительство				Непроизводительное строительство
			Всего	Линейная часть	КС	Инфраструктура и прочие сооружения	
КС с газотурбинным приводом							
1000	5,5	Всего	$\frac{326}{271}$	$\frac{211}{193}$	$\frac{92}{70}$	$\frac{23}{8}$	$\frac{21,8}{5,1}$
		В т. ч. СМР	$\frac{249}{208}$	$\frac{183}{171}$	$\frac{52}{34}$	$\frac{14}{3}$	$\frac{19,7}{4,6}$
1200	5,5	Всего	$\frac{458}{388}$	$\frac{286}{232}$	$\frac{138}{113}$	$\frac{34}{13}$	$\frac{22,1}{5,1}$
		В т. ч. СМР	$\frac{334}{286}$	$\frac{249}{235}$	$\frac{66}{47}$	$\frac{19}{4}$	$\frac{20}{4,6}$
1200	7,5	Всего	$\frac{540}{463}$	$\frac{365}{337}$	$\frac{139}{112}$	$\frac{36}{14}$	$\frac{22,1}{5,1}$
		В т. ч. СМР	$\frac{366}{316}$	$\frac{282}{265}$	$\frac{65}{47}$	$\frac{19}{4}$	$\frac{20}{4,6}$
1400	7,5	Всего	$\frac{740}{662}$	$\frac{515}{484}$	$\frac{185}{159}$	$\frac{48}{19}$	$\frac{22,1}{5,1}$
		В т. ч. СМР	$\frac{542}{484}$	$\frac{434}{415}$	$\frac{83}{64}$	$\frac{25}{5}$	$\frac{20}{4,6}$
1400	10	Всего	$\frac{745}{674}$	$\frac{697}{654}$	—	$\frac{48}{20}$	—
		В т. ч. СМР	$\frac{604}{560}$	$\frac{579}{555}$	—	$\frac{25}{5}$	—

Продолжение табл 2.2.

Условный диаметр газопровода, мм	Рабочее давление, МПа	Структура затрат	Промышленность				Непроизводительное строительство
			Всего	Линейная часть	КС	Инфраструктура и прочие сооружения	

КС с электроприводными агрегатами

1000	5,5	Всего	$\frac{340}{267}$	$\frac{211}{193}$	$\frac{86}{62}$	$\frac{43}{12}$	$\frac{19,7}{4,6}$
		В т. ч. СМР	$\frac{267}{217}$	$\frac{183}{171}$	$\frac{59}{41}$	$\frac{25}{5}$	$\frac{17,8}{4,1}$
1200	5,5	Всего	$\frac{456}{363}$	$\frac{286}{262}$	$\frac{108}{83}$	$\frac{62}{18}$	$\frac{19,9}{5,6}$
		В т. ч. СМР	$\frac{353}{293}$	$\frac{249}{235}$	$\frac{69}{50}$	$\frac{35}{8}$	$\frac{18}{4,1}$
1200	7,5	Всего	$\frac{551}{450}$	$\frac{365}{337}$	$\frac{119}{93}$	$\frac{67}{20}$	$\frac{19,9}{5,6}$
		В т. ч. СМР	$\frac{389}{323}$	$\frac{282}{265}$	$\frac{70}{50}$	$\frac{37}{8}$	$\frac{18}{4,1}$
1400	7,5	Всего	$\frac{742}{622}$	$\frac{515}{484}$	$\frac{139}{111}$	$\frac{88}{27}$	$\frac{19,9}{5,6}$
		В т. ч. СМР	$\frac{561}{483}$	$\frac{434}{415}$	$\frac{79}{58}$	$\frac{48}{10}$	$\frac{18}{4,1}$

Примечание. В числителе приведены показатели (в тыс. руб.) для первой нитки газопровода, в знаменателе — для второй и последующей.

Таблица 2.3

Капитальные вложения при сооружении КС

Условный диаметр газопровода, мм	Рабочее давление, МПа	Тип агрегата	Число агрегатов на 1 КС	Капитальные вложения		Капитальные вложения по КС на 1 км газопровода, тыс. руб.		Капитальные вложения на 1 агрегат сверх или менее принятого, тыс. руб.	
				Всего	В т. ч. СМР	Всего	Поправка на усредненную стоимость	Всего	В т. ч. СМР

КС с газотурбинным приводом

1000	5,5	ГПА-Ц-6,3	5	$\frac{11\ 482}{8713}$	$\frac{6557}{4312}$	$\frac{92}{70}$		962	211
				$\frac{17\ 170}{14\ 180}$	$\frac{9014}{6623}$	$\frac{137}{113}$	$\frac{0,99}{1}$	1537	455
1200	5,5	ГТК-10-4	5	$\frac{18\ 720}{15\ 552}$	$\frac{8123}{5793}$	$\frac{150}{124}$	$\frac{1,09}{1,1}$	1913	310
				$\frac{13\ 607}{10\ 800}$	$\frac{8491}{6173}$	$\frac{109}{86}$	$\frac{0,79}{0,76}$	1144	537
		ГТН-6	6	$\frac{15\ 547}{12\ 594}$	$\frac{8235}{5880}$	$\frac{124}{101}$	$\frac{0,9}{0,89}$	1720	634
				$\frac{14\ 268}{11\ 297}$	$\frac{7443}{5137}$	$\frac{114}{90}$	$\frac{0,83}{0,8}$	969	211
	7,5	ГТК-10-4	6	$\frac{19\ 645}{16\ 509}$	$\frac{9804}{7364}$	$\frac{157}{132}$	$\frac{1,13}{1,18}$	1647	557
				$\frac{16\ 091}{13\ 076}$	$\frac{8162}{5832}$	$\frac{129}{105}$	$\frac{0,93}{0,94}$	2997	952
		ГПН-16	3	$\frac{21\ 537}{18\ 268}$	$\frac{8800}{6434}$	$\frac{172}{146}$	$\frac{1,24}{1,3}$	2121	427
				$\frac{15\ 908}{12\ 360}$	$\frac{7674}{5344}$	$\frac{127}{99}$	$\frac{0,91}{0,8}$	2973	830
1400	7,5	ГТН-16	5	$\frac{24\ 084}{20\ 929}$	$\frac{11\ 193}{8745}$	$\frac{193}{167}$	$\frac{1,04}{1,05}$	3003	959
				$\frac{23\ 936}{20\ 682}$	$\frac{10\ 455}{8007}$	$\frac{191}{165}$	$\frac{1,03}{1,04}$	2979	836

Продолжение табл. 2.3

Условный диаметр газопровода, мм	Рабочее давление, МПа	Тип агрегата	Число агрегатов на 1 КС	Капитальные вложения		Капитальные вложения по КС на 1 км газопровода, тыс. руб.		Капитальные вложения на 1 агрегат сверх или менее принятого, тыс. руб.	
				Всего	В т. ч. СМР	Всего	Поправка на усредненную стоимость	Всего	В т. ч. СМР
		ГТН-25	3	22 370 19 063	10 174 7726	179 153	0,97 0,96	3995	732
КС с электроприводными агрегатами									
1000	5,5	СТД-4000	8	10 776 7805	7405 5136	86 82	—	426	232
1200	5,5	СТД-4000	10	13 510 10 376	7405 6210	86 83	—	426	232
	7,5	СТД-12500	5	14 915 11 569	8757 6281	119 93	—	1029	536
1400	7,5	СТД-12500	7	17 353 13 868	9856 7248	139 111	—	1036	536

Примечания: 1. В числителе приведены показатели для первой нитки газопровода, в знаменателе — для второй и последующей. 2. Показатели определены исходя из расстояния между КС 125 км.

ГЛАВА 3

ПОДГОТОВКА ГАЗА К ТРАНСПОРТУ

3.1. ОЧИСТКА ГАЗА ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

Содержание механических примесей в газе не должно превышать 5 мг/м³. Для очистки газа от механических примесей применяют масляные пылеуловители и циклонные сепараторы. Масляные пылеуловители (рис. 3.1) можно использовать в качестве сепараторов на установках,

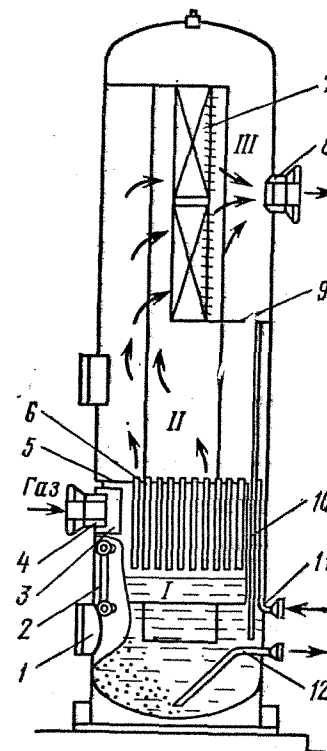
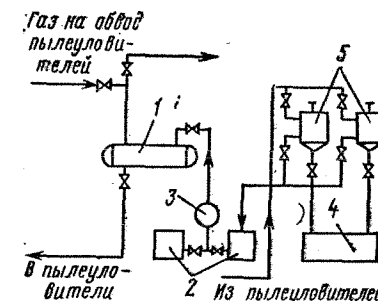


Рис. 3.1. Масляный пылеуловитель:

1 — люк; 2 — указатель уровня; 3 — козырек; 4 — подводящий патрубок; 5 и 9 — перегородки; 6 — контактные трубы; 7 — жалюзийные секции; 8 — выходной патрубок; 10 — дренажные трубки; 11 — подводящий патрубок чистого масла; 12 — дренажная трубка; I — промывочная секция; II — осадительная секция; III — отбойная секция

Рис. 3.2. Схема установки очистки масла для пылеуловителей:

1 — аккумулятор масла; 2 — емкости чистого масла; 3 — насос; 4 — емкость грязного масла; 5 — отстойники



где вместе с газом поступают взвешенные капли конденсата углеводородов и влаги. На вновь вводимых компрессорных станциях очистку газа осуществляют чаще с помощью циклонных сепараторов различных типов. Схема установки очистки масла от пыли масляными пылеуловителями изображена на рис. 3.2. Чистое масло подается насосом или перекачивается газом. При перекачивании масла газ редуцируют и подают в емкость с давлением не выше 0,05 МПа.

Полную очистку пылеуловителя через люк проводят 2—3 раза в год. Пропускную способность масляных пылеуловителей рассчитывают в зависимости от давления и допустимых скоростей в сепарационных узлах. Рекомендуемые скорости в пылеуловителях с жалюзийной скрубберной насадкой следует принимать по табл. 3.1. Приведенным скоростям газа в пылеуловителях соответствует норма уноса солярового масла, равная 25 г на 1000 м³ очищаемого газа.

Таблица 3.1

Допустимые скорости газа в сепарационных узлах масляного пылеуловителя с жалюзийной скрубберной секцией

Давление газа, МПа	Скорость газа, м/с			Давление газа, МПа	Скорость газа, м/с		
	набега-ния на жалюзи	в сво-бод-ном сече-нии	в кон-тактных трубках		набега-ния на жалюзи	в сво-бод-ном сече-нии	в кон-тактных трубках
1	0,628	1,12	3,35	5	0,282	0,5	1,5
2	0,445	0,79	2,35	6	0,257	0,46	1,38
3	0,365	0,65	1,95	7	0,238	0,43	1,27
4	0,314	0,56	1,68				

Примечание. Допустимые скорости газа в сепарационных узлах рассчитаны для системы газ—соляровое масло при температуре газа 293 К. Коэффициент сжимаемости равен единице.

Пропускная способность пылеуловителя

$$Q_{ст} = 0,947 \cdot 10^5 \frac{D^2 p (p_{ж} - p_{г})}{T p_{г}};$$

$$Q_{н} = Q_{ст} T_{н} / T_{ст},$$

где $Q_{ст}$ и $Q_{н}$ — пропускная способность пылеуловителя соответственно при 0 °С и 0,1013 МПа и при 20 °С и 0,1013 МПа, м³/сут; D — внутренний диаметр пылеуловителя, м; p — рабочее давление в пылеуловителе, МПа; T — температура газа в пылеуловителе, К; $p_{ж}$ — плотность масла, кг/м³; $p_{г}$ — плотность газа, кг/м³.

Таблица 3.2

Техническая характеристика масляных пылеуловителей

Диаметр корпуса, мм	Высота, мм	Площадь поперечного сечения, м²	Число трубок		
			контактных	дренажных из осадительной секции	дренажных из отбойной секции
400	5100	0,126	5	2	2
500	5350	0,196	6	2	2
600	5550	0,282	9	3	2
1000	5950	0,785	26	5	3
1200	6300	1,132	41	7	5
1400	6650	1,535	49	8	6
1600	7000	2,040	27	9	6
2400	8800	4,520	127	20	23

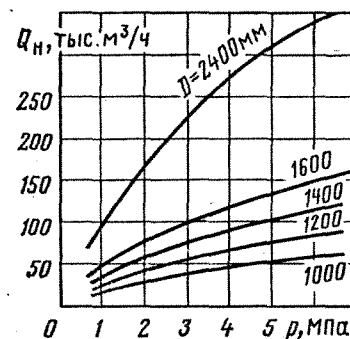


Рис. 3.3. Зависимость пропускной способности $Q_{н}$ масляных пылеуловителей от их диаметра D и давления газа p

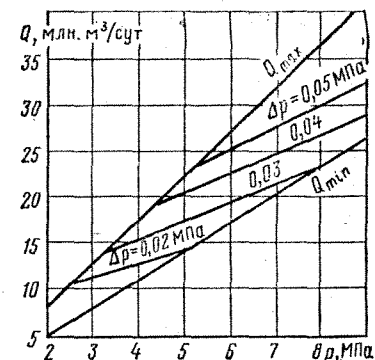


Рис. 3.4. Зависимость пропускной способности Q центробежного пылеуловителя типа ГП604.01 от давления p при различных перепадах давления Δp на аппарате блока

На рис. 3.3 изображена зависимость пропускной способности пылеуловителей от их диаметра и давления газа. Техническая характеристика масляных пылеуловителей приведена в табл. 3.2.

Циклонные сепараторы применяют на газовых промыслах для очистки газа от механических примесей, грязи и конденсата, а также на магистральных газопроводах. Циклонные сепараторы выпускают с подогревателями и без них на условные давления 6, 4, 10 и 20 МПа и с услов-

Число отбойников	Размеры отбойной насадки, мм		Толщина стенки, мм		Масса (общая), кг	
	длина	ширина	$p = \approx 5,5$ МПа	$p = \approx 6,4$ МПа	$p = \approx 5,5$ МПа	$p = 6,4$ МПа
13	360	148	12	15	1 060	1 200
24	430	222	15	18	1 520	1 720
32	510	296	18	20	2 100	2 270
75	925	333	28	32	5 840	6 450
85	1135	333	33	40	8 500	9 800
105	1340	333	40	45	12 200	13 420
125	1532	333	44	52	15 800	18 920
175	2370	333	46	—	30 000	—

ными проходами 80, 100, 150 и 200 мм. Сепараторы с подогревателями применяют исключительно на газовых промыслах.

Для очистки транспортируемого газа от механических примесей на КС в основном используют циклонные пылеуловители ГП604.01 (типа 144 в блочном исполнении). По условиям проекта пылеуловителя массовая концентрация жидкости в составе газа не более 1 г/м^3 . Средний ресурс до капитального ремонта 60 тыс. ч.

График зависимости пропускной способности центробежного пылеуловителя типа ГП604.01 от давления при различных перепадах давления на аппарате блока изображен на рис. 3.4.

Техническая характеристика пылеуловителя ГП604

Пропускная способность, $\text{м}^3/\text{ч}$	$0,833 \cdot 10^6$
млн, $\text{м}^3/\text{сут}$	20
Давление, МПа	7,5
Температура, К	253—353
Размеры, мм:	
высота	9500
ширина	3400

3.2. ОСУШКА ГАЗА И БОРЬБА С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

Газ, поступающий из скважин, содержит влагу в жидкой и паровой фазе. Жидкая фаза извлекается сепараторами различной конструкции. С помощью установок осушки газа на головных сооружениях снижается содержание паров воды. При низком качестве осушки газа в газопроводе конденсируется влага и образуются кристаллогидраты, в результате чего снижается его пропускная способность. Максимальное содержание влаги в газе (в г на 1 м^3 сухого газа) приблизительно определяют по графику (рис. 3.5) при температуре 20°C и давлении $0,1013 \text{ МПа}$.

Максимальное содержание влаги (при полном насыщении) зависит от состава газа, возрастая с увеличением содержания тяжелых углеводородов, сероводорода и углекислого газа и снижаясь с повышением содержания азота.

Условия образования гидратов природных газов с различной относительной плотностью можно определить по графику (рис. 3.6), на котором слева от каждой линии находится зона с гидратами, справа — зона без гидратов.

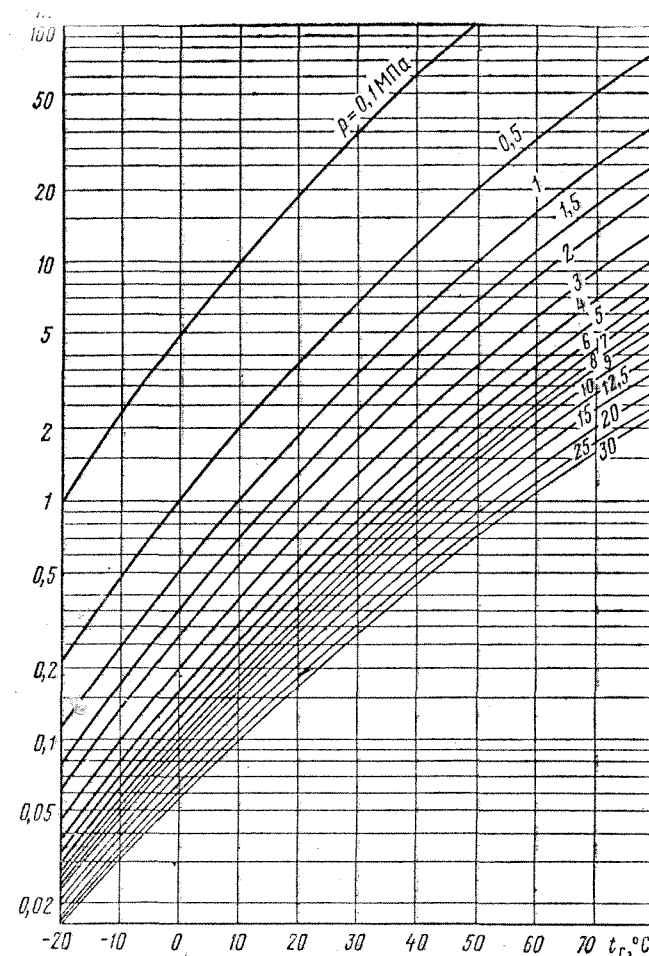


Рис. 3.5. Зависимость максимального содержания влаги m в газе (при полном насыщении) от давления p и температуры t_r газа

Присутствие азота, сероводорода и углекислого газа повышает температуру гидратообразования.

Зону возможного гидратообразования в газопроводе длиной l находят следующим образом. Определяют температуру газа t_r , давление p_r , температуру гидратообразования $t_{г.о}$ и точку росы. Полученные значения наносят на график (рис. 3.7). Участок, на котором температура газа ниже кривой гидратообразования, представляет собой зону возможного гидратообразования (на рис. 3.7 заштри-

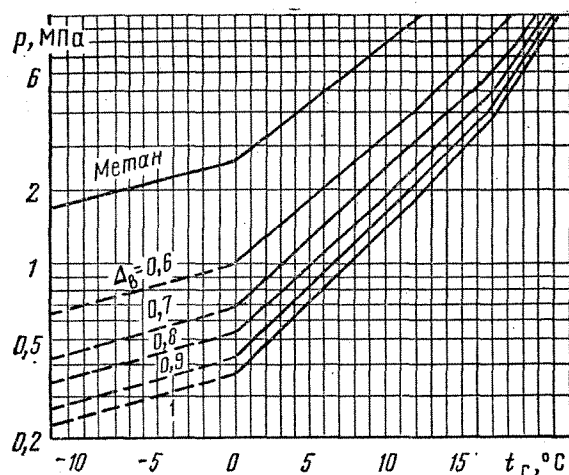


Рис. 3.6. График гидратообразования для природных газов с различной относительной плотностью Δ_v

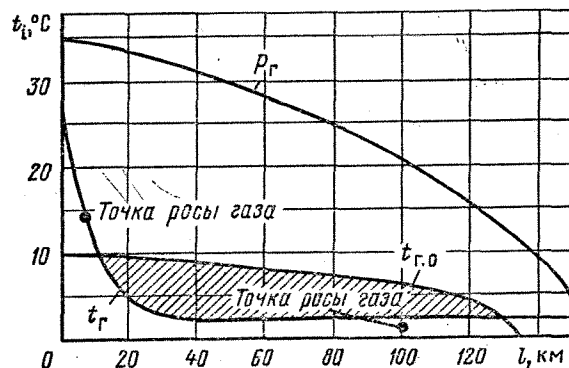


Рис. 3.7. График изменения температуры и давления и зона образования гидратов в магистральном газопроводе

хована). Точка росы определяется обычно путем охлаждения газа до температуры конденсации водяных паров. Гидраты, образующиеся в скважинах, шлейфах, газопроводах или аппаратах, разрушаются при снижении давления или увеличении температуры в системе в том месте, где произошло образование гидратов, а также при вводе метилового, этилового и пропилового спиртов, гликолей, аммиака и хлористого кальция. Аммиак применяют редко, так как он реагирует с углекислым газом, который содержится в природном газе, и образует осадок углекислого аммония, забивающего запорную арматуру.

Необходимое количество метанола рассчитывают следующим образом.

1. Определяют количество воды, выделившейся из газа за сутки, $q_v = (m_{t_p} - m_{t_i}) Q$, где m_{t_p} и m_{t_i} — содержание влаги при температуре точки росы t_p и фактической температуре t_i газа в газопроводе (см. рис. 3.5); Q — расход газа.

2. По заданным параметрам газа, давлению и относительной плотности определяют температуру образования гидратов t_g (см. рис. 3.6). Требуемое снижение точки росы Δt_p по углеводородам рассчитывают по формуле $\Delta t_p = t_g - t_i$.

3. По графику (рис. 3.8) определяют минимальное содержание метанола в жидкости $M_{ж}$ для температуры Δt_p .

4. Находят отношение содержания метанола в парах к его содержанию в жидкости K_m по графику рис. 3.9.

5. Рассчитывают концентрацию метанола в газе $K_{m,г} = K_m M_{ж}$.

6. Определяют количество метанола, необходимое для насыщения жидкости, $G_{m,ж} = q_v M_{ж} / (100 - M_{ж})$.

7. Определяют количество метанола, необходимое для насыщения газа, $G_{m,г} = K_{m,г} Q$.

8. Находят общий расход метанола $G_m = G_{m,ж} + G_{m,г}$.

Пример 3.1. Определить количество метанола, необходимое для предотвращения образования гидратов, при следующих условиях: пропускная способность газопровода $Q = 30$ млн. м³/сут; среднее давление $p_{ср} = 3,8$ МПа; относительная плотность по воздуху $\Delta_v = 0,6$; температура насыщения газа парами воды $t_p = 305$ К; минимальная температура газа в газопроводе $t_i = -2$ °С.

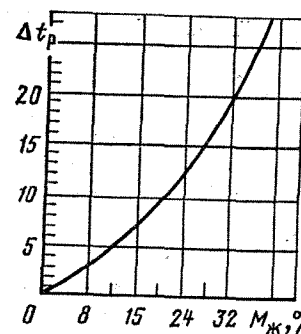


Рис. 3.8. График понижения точки замерзания жидкости в зависимости от содержания метанола

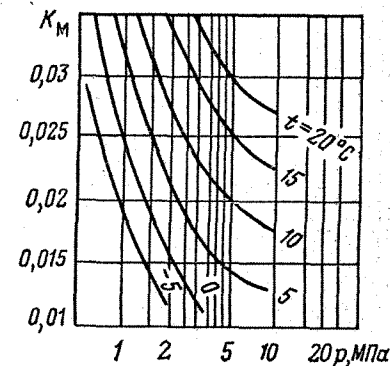


Рис. 3.9. График содержания метанола в паровой и жидкой фазах в зависимости от давления p и температуры t газа

Решение

1. Количество воды, выделившейся из газа за сутки при охлаждении от 32 до -2°C : $q_v = (1 - 0,15) 30 \cdot 10^6 = 25,5 \cdot 10^6$ г/сут.
2. Температура образования гидратов и необходимое снижение точки росы соответственно: $t_r = 12^{\circ}\text{C}$ и $\Delta t_p = 12 - (-2) = 14^{\circ}\text{C}$.
3. Содержание метанола в жидкости (см. рис. 3.8) $M_{ж} = 26\%$.
4. Отношение содержания метанола в газе и воде (см. рис. 3.9) $K_M = 0,016\%$.
5. Концентрация метанола в газе $K_{M,г} = 26 \cdot 0,016 = 0,416$ г/м³.
6. Количество метанола, необходимое для насыщения жидкости

$$G_{M,ж} = \frac{25,5 \cdot 10^6 \cdot 26}{100 - 26} = 8,95 \cdot 10^6 \text{ г/сут.}$$

7. Количество метанола, необходимое для насыщения газа

$$G_{M,г} = 0,416 \cdot 30 \cdot 10^6 = 12,5 \cdot 10^6 \text{ г/сут.}$$

8. Общий расход метанола

$$G_M = 8,92 + 12,5 = 21,42 \text{ т/сут.}$$

3.3. ОСУШКА ГАЗА ТВЕРДЫМИ ПОГЛОТИТЕЛЯМИ

Существуют два способа осушки природного и попутного газов: твердыми поглотителями (адсорбция) и жидкими поглотителями (абсорбция).

Преимущества жидких поглотителей по сравнению с твердыми сорбентами заключаются в следующем: низкие перепады давления в системе очистки; возможность очистки газов, в которых содержатся вещества, отравляющие твердые сорбенты; меньшие капитальные вложения и эксплуатационные расходы. Однако степень осушки при использовании жидких поглотителей меньше, чем при использовании твердых сорбентов, а температура осушаемого газа должна быть выше 0°C , кроме того, при наличии в осушаемом газе некоторых тяжелых углеводородов происходит вспенивание поглотителей.

Для осушки газа на промышленных установках применяют силикагель (наиболее распространенный осушитель), алюмогель, активированный боксит (флорид) и молекулярные сита.

Установки адсорбционной осушки имеют 2—4 адсорбера. Полный цикл процесса осушки твердыми поглотителями состоит из трех последовательных стадий: адсорбции продолжительностью 12—20 ч; регенерации адсорбента в течение 4—6 ч и охлаждения адсорбента в течение 1—2 ч.

Газ после сепаратора I (рис. 3.10), где происходит его очистка от механических примесей, капельной влаги и

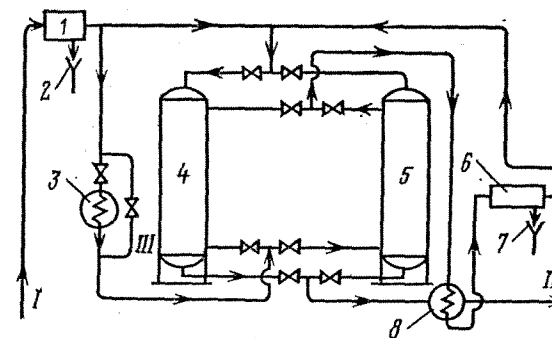


Рис. 3.10. Технологическая схема осушки газа твердыми поглотителями:

1 — сепаратор; 2 и 7 — слив воды; 3 — подогреватель; 4 и 5 — адсорберы; 6 — сепаратор; 8 — теплообменник; I — влажный газ; II — осушенный газ; III — обводная линия

жидких углеводородов, поступает в адсорбер с регенерированным осушителем. Адсорбент поглощает влагу, содержащуюся в газе, после чего очищенный газ из адсорбера направляется в магистральный газопровод. Часть сырого отсепарированного газа подается в подогреватель, а затем в адсорбер с увлажненным осушителем для регенерации. Горячий газ после регенерации осушителя охлаждают и направляют в сепаратор для отделения влаги, удаленной из осушителя и выделившейся при охлаждении газа. После отделения влаги газ сливается с основным потоком сырого газа и направляется на осушку. Охлаждение адсорбента проводят холодным осушенным газом.

В установках с адсорбционным процессом достигается весьма низкая точка росы (-40°C и ниже).

Количество адсорбента, необходимое для осушки газа

$$G = \frac{V_n (m_n - m_k) \tau}{24a}, \quad (3.1)$$

где V_n — количество поступающего на осушку газа, приведенного к 20°C и $0,1013$ МПа, м³/сут; m_n, m_k — содержание влаги соответственно во влажном и осушенном газе, кг/м³; τ — продолжительность поглощения, ч; $a = 0,04 \div 0,05$ — активность адсорбента.

Пример 3.2. Определить количество адсорбента, необходимое при 12-часовом цикле работы для осушки $1\,000\,000$ м³/сут газа, относительная плотность которого равна $0,6$, температура 15°C , абсолютное давление 6 МПа. Требуемая точка росы осушенного газа -20°C , поглотительная способность адсорбента составляет 4% .

Решение

По графику (см. рис. 3.5) определяют: влагосодержание влажного газа $m = 0,35 \text{ г/м}^3 = 0,00035 \text{ кг/м}^3$;
влагосодержание осушенного газа: $m = 0,017 \text{ г/м}^3 = 0,000017 \text{ кг/м}^3$.
Количество адсорбента при 12-часовом цикле

$$G = \frac{1\,000\,000 (32 - 1,7) 10^{-5} \cdot 12}{24 \cdot 0,04} = 3787,5 \text{ кг.}$$

3.4. ОСУШКА ГАЗА ЖИДКИМИ ПОГЛОТИТЕЛЯМИ

На большинстве промыслов осушку газа выполняют жидкими поглотителями. Для абсорбционной осушки газа применяют в основном диэтиленгликоли (ДЭГ) и триэтиленгликоли (ТЭГ); при осушке впрыском как ингибитор гидратообразования используется этиленгликоль (ЭГ).

Свойства химически чистых гликолей приведены в табл. 3.3, а технические условия на товарные гликоли, выпускаемые отечественной промышленностью, — в табл. 3.4.

При осушке газа жидкими поглотителями (рис. 3.11) газ, освобожденный от капельной влаги в нижней скрубберной секции абсорбера, осушается раствором гликоля. Осушенный газ проходит верхнюю скрубберную секцию,

Таблица 3.3

Свойства химически чистых гликолей

Показатели	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ
Относительная молекулярная масса	62,07	106,12	150,17
Плотность, г/см ³			
при 20 °С	1,11	1,118	1,126
» 15 °С	1,117	1,119	1,1274
Температура кипения (в °С) при давлении, МПа:			
0,1013	197	245	285
0,0073	123	164	198
0,0015	91	128	162
Температура, °С:			
начала разложения	164	164,5	206
замерзания	-12,6	-8	-7,6
вспышки (в открытом тигле)	115	143,3	165,5
воспламенения на воздухе	—	350,3	173,9
Скрытая теплота парообразования при давлении 0,1013 МПа, кДж/г	799,3	628	416,2
Коэффициент объемного расширения при температуре 0—50 °С	0,00062	0,00064	0,00069
Коэффициент рефракции при 20 °С	1,4318	1,4472	1,4559

Таблица 3.4

Технические условия на товарные гликоли, выпускаемые отечественной промышленностью

Гликоли	Плотность при 20 °С, г/см ³	Температура кипения при 0,1013 МПа, °С		Объем отгона, мл, не менее
		начало, не ниже	конец, не выше	
Этиленгликоль (ЭГ) марки:				
А	1,114—1,115	196	199	95
Б	1,110—1,115	194	200	96
В	не ниже 1,11	193	200	90
Диэтиленгликоль (ДЭГ) марки:				
ДП	1,116—1,1163	244	247,5	98
ДН	1,115—1,1163	241	250	96
ДГ	1,115—1,1163	240	250	96

где от него отделяются капли унесенного раствора гликоля, и поступает в газопровод. Насыщенный влагой раствор гликоля подвергается регенерации в десорбере.

В промышленности приходится иметь дело с водными растворами гликолей (рис. 3.12).

Количество свежего раствора поглотителя, необходимого для осушки газа до заданной точки росы, определяют по формуле $G = m_{x2}/(x_1 - x_2)$, где m_{x2} — количество извлекаемой из газа влаги; x_1 и x_2 — массовая доля гликоля соответственно в свежем и насыщенном растворах.

На практике разность между концентрациями свежего и насыщенного растворов принимают равной 3—4 %.

Пример 3.3. Определить количество циркулирующего раствора ДЭГ, необходимого для осушки 50 000 м³/ч газа, относительная плотность которого равна 0,6; температура контакта 25 °С; газ находится в стадии насыщения водяными парами; давление 5 МПа; точка росы осушенного газа должна быть -5 °С, концентрация свежего ДЭГ на 3 % выше концентрации насыщения раствора, содержание влаги в осушенном газе 0,1 г/м³.

Решение

1. Определяем количество извлекаемой из газа влаги. По графику (см. рис. 3.5) содержание влаги во влажном газе равно 0,6 г/м³, тогда

$$m_{x2} = \frac{50\,000 (0,6 - 0,1)}{1000} = 25 \text{ кг/ч.}$$

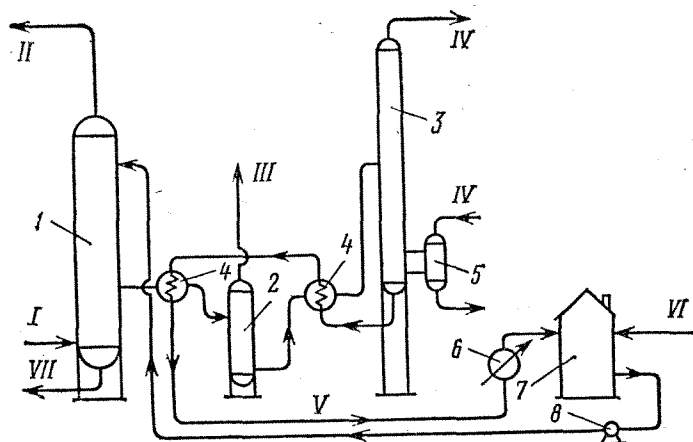


Рис. 3.11. Технологическая схема осушки газа жидкими поглотителями:

1 — абсорбер; 2 — выветриватель; 3 — отпарная колонна (десорбер); 4 — теплообменник; 5 — кипятильник; 6 — холодильник; 7 — промежуточная емкость; 8 — насос; 9 — сырой газ; II — осушенный газ; III — газы выветривания; IV — водяной пар; V — регенерированный абсорбент; VI — свежий абсорбент; VII — газовый конденсат

Таблица 3.5

Значения точек росы (в °C) влажных природных углеводородных газов

Давление в газопроводе, МПа	Содержание водяных паров в газе, г/м³								
	10	15	20	25	30	40	50	60	80
0,1	—	—	—	—	—	—	—39	—37	—34
0,5	—	—	—	—	—	—	—39	—37	—34
1	—	—	—	—39,5	—38	—35,5	—33	—30,5	—27,5
1,5	—	—	—39	—36,5	—34,5	—31	—29	—27	—23,5
2	—	—40	—36,5	—34	—32	—28,5	—26,5	—24	—20,5
2,5	—	—38	—35	—32	—30	—27	—24	—22	—18
3	—	—37	—33,5	—31	—28,5	—25,5	—22,5	—20,5	—16,5
3,5	—	—36	—32,5	—30	—27,5	—24	—21	—19	—15,5
4	—40	—35	—31,6	—29	—26,5	—23	—20	—18	—14,5
4,5	—39	—34	—30,5	—28	—25,5	—22	—19	—17	—13,5
5	—38,5	—33,5	—30	—27	—24,5	—21,5	—18	—16	—12,5
5,5	—38	—33	—29,5	—26,5	—24	—20	—17	—15	—11,5
6	—37,5	—32,5	—29	—26	—23,5	—20,5	—17,5	—14	—10,5
6,5	—37	—32	—28,5	—25,5	—23	—19	—16	—13,5	—9,5
7	—36,5	—31,5	—28	—25	—22,5	—18,5	—15,5	—13	—9
7,5	—36	—31	—27,5	—24,5	—22	—18	—15	—12,5	—8,5

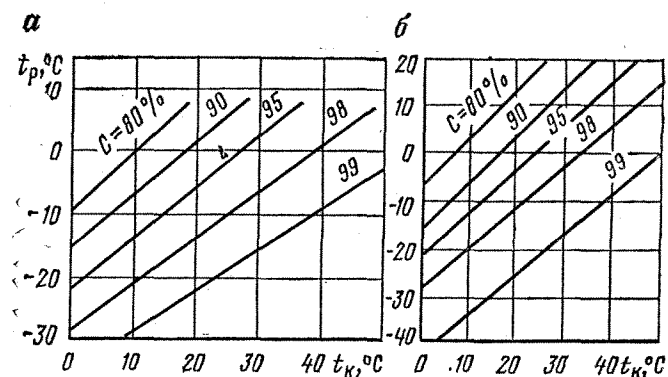


Рис. 3.12. Зависимость точки росы t_p осушенного газа от температуры контакта t_k и концентрации C растворов ТЭГ (а) и ДЭГ (б)

2. По графику (см. рис. 3.12) концентрация раствора ДЭГ, способного снизить точку росы с 25 до -5°C , равна 96 %.

3. Насыщенный раствор имеет концентрацию $96 - 3 = 93\%$.

4. Количество свежего раствора ДЭГ

$$G = \frac{25 \cdot 0,93}{0,96 - 0,93} = 775 \text{ кг/ч.}$$

паров в газе, г/м³

100	150	200	250	300	400	500	600	800	1000
—	—	—40	—38	—36	—33	—30,5	—28,5	—25	—23
—31,5	—27	—24	—21,5	—19	—15,5	—13	—10,5	—7	—4
—25	—20	—16,5	—13,5	—12	—7,5	—4,0	—2	1,5	5
—21	—15,5	—12	—9	—6,5	—2,5	0,5	3,5	7,5	11
—18	—12,5	—8,5	—5,5	—3,5	1	4,5	7	11	15
—15	—10	—6	—3	—0,5	4	7,5	10	14,5	18,5
—13,5	—8	—4	—1	1,5	6	9,5	12	17	21
—12	—6,5	—2,5	—1	3,5	8	11,5	14	19	23
—11	—5	—1	—2,5	5	9,5	13,5	16	21	25
—10	—4	0,5	4	6,5	11	15	18	23	27
—9	—3	1,5	5	8	12,5	16,5	19,5	24,5	28,5
—8	—2	2,5	6	9	13,5	17,5	20,5	25,5	30
—7	—1	3,5	7	10	14,5	18,5	21,5	26,5	31
—6	0	4,5	8	11	15,5	19,5	22,5	27,5	32
—5,5	0,5	5	9	12	16,5	20,5	23,5	28,5	33
—5	1	5,5	9,5	12,5	17,5	21,5	24,5	29,5	34

5. Плотность химически чистого ДЭГ равна 1118 кг/м³, а плотность свежего 96 %-го водного раствора составляет $0,96 \cdot 1118 + 0,04 \cdot 1000 = 1113 \text{ кг/м}^3$.

6. Объем циркулирующего раствора $775/1113 = 0,695 \text{ м}^3/\text{ч}$.

7. В пересчете на 1 кг извлекаемой воды приходится свежего раствора $0,695/25 = 0,028 \text{ м}^3/\text{кг}$.

На промышленных установках осушки газа расход циркулирующего раствора составляет 0,03—0,05 м³/кг извлекаемой воды.

Конденсат из сепараторов собирается в емкости выветривания, в которой поддерживается давление 1,5—3 МПа, а насыщенный гликоль подается на регенерацию.

Значения точек росы влажных углеводородных газов приведены в табл. 3.5.

3.5. НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ

Осушка и извлечение конденсата из газа, добываемого на газоконденсатных месторождениях, совмещаются в одном процессе — низкотемпературной сепарации (НТС). При охлаждении газа за счет дросселирования и применения установок искусственного холода или турбодетандеров одновременно выделяются углеводород и влага. Для борьбы с образующимися гидратами в поток сырого газа перед теплообменниками «газ—газ» впрыскивают метанол или гликоли. Точка росы по влаге определяется температурой и концентрацией гликоля на выходе теплообменника. Схема линии промысловой установки НТС производительностью 4 млн. м³/сут с использованием установки искусственного холода изображена на рис. 3.13. Газ при температуре 40 °С и давлении 5,5 МПа поступает в трубное пространство теплообменников, в которых охлаждается обратным потоком газа до температуры —5 °С. В результате изобарического охлаждения прямого потока тяжелые углеводороды отделяют от газа в сепараторах С-1 и С-2. В сепараторе первой ступени С-1 отделяются конденсат и влага, выделившиеся из газа от пласта до сепаратора. В сепараторе второй ступени С-2 отделяется смесь конденсат—гликоль. Далее газ поступает в трубное пространство испарителя, в котором в результате теплообмена между кипящим хладагентом и газом последний охлаждается до температуры —12 °С. Выделившаяся жидкость отводится из сепаратора С-3 на разделение, а очищенный и осушенный холодный газ, после теплообменников на-

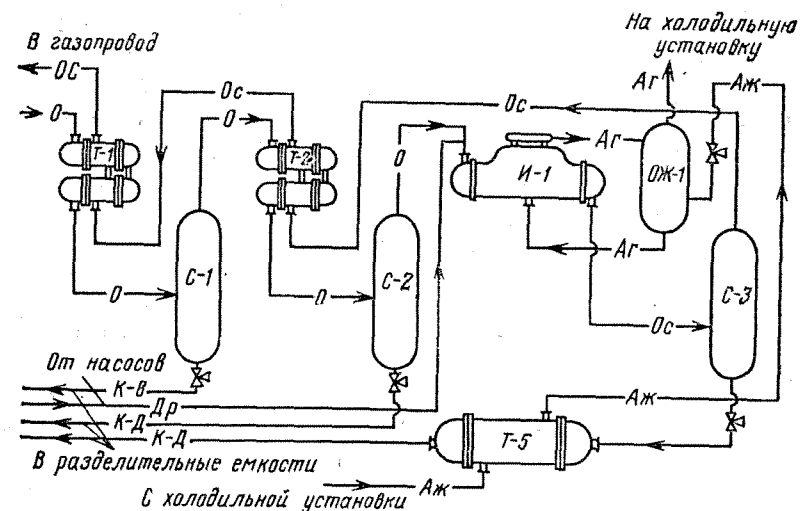


Рис. 3.13. Технологическая схема установки НТС с искусственным холодом:

С-1, С-2, С-3 — сепараторы; Т-1, Т-2 — теплообменники; И-1 — испаритель; ОЖ-1 — отделитель жидкости; Т-5 — теплообменник утилизации холода конденсата; О — газ сырой; Ос — газ осушенный; К-В — смесь конденсат—вода; К-Д — смесь конденсат — ДЭГ; Др — ДЭГ регенерированный; Аг — аммиак газообразный; Аж — аммиак жидкий

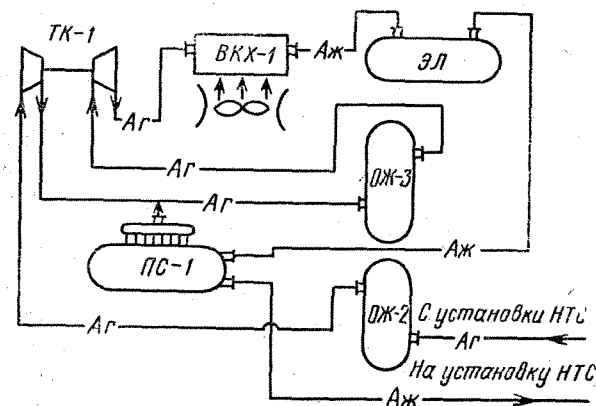


Рис. 3.14. Технологическая схема холодильной установки:

ТК-1 — аммиачный турбокомпрессорный агрегат; ПС-1 — промежуточный сосуд; ОЖ-2, ОЖ-3 — отделители жидкости; ВКХ-1 — воздушный холодильник-конденсатор; ЭЛ — ресивер линейный; Аг — аммиак газообразный; Аж — аммиак жидкий

гретый до температуры 30—35 °С, с давлением 5,3—5,4 МПа поступает в магистральный газопровод.

Для выработки холода на установках НТС применяют пропановый АТП-5-5/3 и аммиачный АТКА-545-4000-1 турбокомпрессоры.

Парообразный аммиак (рис. 3.14) из испарителей установки НТС с давлением 0,18 МПа и температурой от —23 до —18 °С направляется на холодильную установку и в сухой отделитель жидкости ОЖ-2, после чего компримируется в компрессоре. Сжатый парообразный аммиак смешивается с потоком парообразного аммиака из промежуточной емкости ПСГ-250, после чего еще раз компримируется и подается в воздушный конденсатор. Сконденсировавшийся аммиак направляется в линейные ресиверы и далее через испарители на установку НТС.

ГЛАВА 4

ТРАНСПОРТ ГАЗА

4.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ФОРМУЛЫ

Пропускная способность газопровода в сутки (в млн. м³/сут)

$$q = Q_r / 365 k_{\text{год}},$$

где Q_r — годовая пропускная способность газопровода, млрд. м³/год; $k_{\text{год}}$ — среднегодовой коэффициент использования пропускной способности газопровода, $k_{\text{год}} = k_{\text{нх}} k_{\text{н.д}} k_{\text{р.н}}$; $k_{\text{нх}}$ — коэффициент народнохозяйственного резерва; $k_{\text{н.д}}$ — относительный показатель надежности газопровода; $k_{\text{р.н}}$ — коэффициент регулирования неравномерности газопотребления.

Пропускная способность участка газопровода (при 0,1013 МПа и 20 °С)

$$q = 105,087 \cdot 10,2 D^{2,5} \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{\lambda \Delta_v T_{\text{ср}} z_{\text{ср}} l}},$$

где D — внутренний диаметр газопровода, мм; p_n и p_k — давление газа соответственно в начале и конце участка газопровода, МПа; λ — коэффициент гидравлического со-

противления; Δ_v — относительная плотность газа по воздуху; $T_{\text{ср}}$ — средняя температура по длине газопровода, К; $z_{\text{ср}}$ — средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа; l — длина участка газопровода, км.

Пропускную способность участка газопровода при разности отметок его более 200 м рассчитывают по формуле

$$q = 105,087 \cdot 10,2 \cdot 10^{-6} D^{2,5} \times \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2 (1 + ah_k)}{\lambda \Delta_v T_{\text{ср}} z_{\text{ср}} l \left[1 + \frac{a}{2l} \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i+1}) l_i \right]}},$$

где $a = \Delta / (14,64 T_{\text{ср}} z_{\text{ср}})$; h_k — отметка конечной точки расчетного участка относительно начальной, м; h_i — отметка i -й точки трассы относительно начальной, м; l_i — длина i -го участка, км.

Среднее давление газа на участке газопровода

$$p_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(p_n + \frac{p_k^2}{p_n + p_k} \right).$$

Давление газа в произвольной точке участка газопровода

$$p_x = \sqrt{p_n^2 - (p_n^2 - p_k^2) x/l},$$

где x — расстояние от начала до произвольной точки участка газопровода.

Число Рейнольдса определяют по формуле

$$Re = \frac{v \rho D}{\mu} = \frac{v D}{\nu} = \frac{4q}{\pi \nu D} = 1,81 \cdot 10^3 \frac{q \Delta_v}{D \mu},$$

где v — линейная скорость потока газа, м/с; ρ — плотность газа, кг/м³; D — диаметр газопровода, мм; μ — динамическая вязкость газа, Па·с; ν — кинематическая вязкость газа, м²/с; Δ_v — относительная плотность газа по воздуху; q — пропускная способность газопровода, млн. м³/сут.

Теоретический коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = 1,05 \lambda_{\text{тр}}$, где 1,05 — поправочный коэффициент, учитывающий сопротивления линейных кранов и многоточечных переходов; $\lambda_{\text{тр}}$ — коэффициент гидравлического сопротивления трубы при течении газа

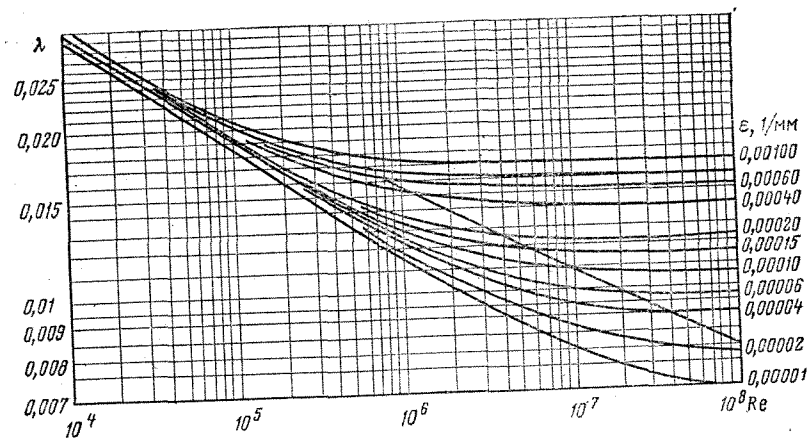


Рис. 4.1. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления λ от числа Рейнольдса Re и шероховатости ε

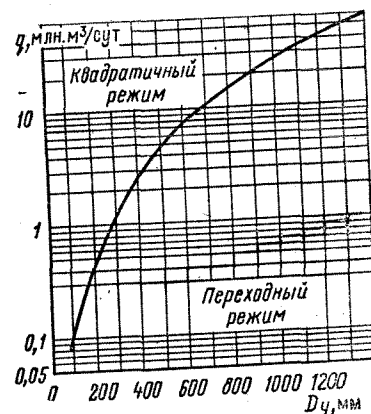


Рис. 4.2. График для определения режима течения газа

для ламинарного режима ($Re < 2 \cdot 10^3$) $\lambda_{тр} = 64/Re$;
для зоны гладкостенного режима ($Re = 2 \div 4 \cdot 10^3$)

$$\lambda_{тр} = 0,067 (158/Re)^{0,2} = 0,1844/Re^{0,2};$$

для зоны смешанного или переходного режима ($Re > 4 \cdot 10^3$)

$$\lambda_{тр} = 0,067 (158/Re + 2k_a/D)^{0,2} = 0,067 (158/Re + \varepsilon)^{0,2}$$

k_a — эквивалентная шероховатость, т. е. средняя высота линейных размеров выступов (для новых газопроводов $k_a = 0,03$ мм); ε — относительная шероховатость, $1/\text{мм}$;
 $\varepsilon = 2k_a/D$;

для зоны квадратичного режима

$$\lambda_{тр} = 0,067 (2k_a/D)^{0,2} = 0,067 \varepsilon^{0,2}.$$

При эквивалентной шероховатости, равной $0,03$ мм
 $\lambda_{тр} = 0,03817/D^{0,2}.$

Коэффициент гидравлического сопротивления можно определить по номограмме, изображенной на рис. 4.1.

Пропускная способность газопровода для граничных условий течения газа (между переходным и квадратичным режимами) при $k_a = 0,03$ мм определяется по номограмме на рис. 4.2 или по формуле $q = 0,4D^{2,5}\mu/\Delta_v$ при $Re = 11 (D/2k_a)^{1,5}$.

Для эквивалентной шероховатости $k_a = 0,03$ мм коэффициент гидравлического сопротивления для труб различного диаметра можно найти по номограмме, изображенной на рис. 4.3.

При квадратичном режиме течения теоретический коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda_{теор}$ определяют по номограмме на рис. 4.4.

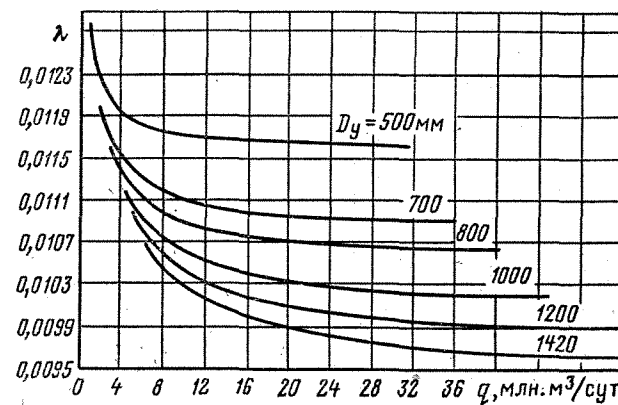


Рис. 4.3. Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления λ от расхода газа q и диаметра газопровода D_y

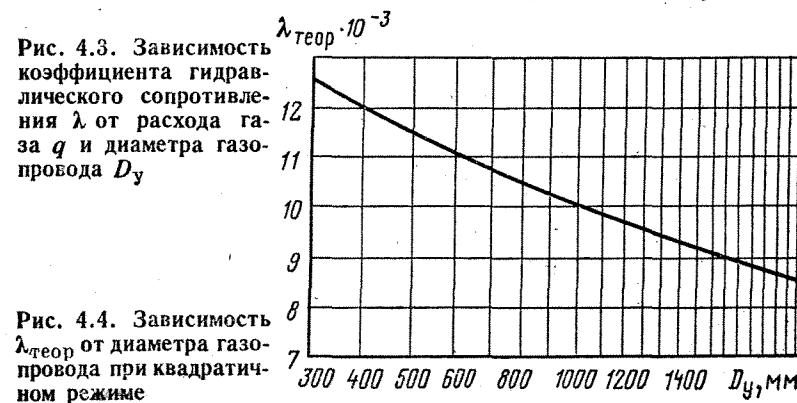


Рис. 4.4. Зависимость $\lambda_{теор}$ от диаметра газопровода при квадратичном режиме

Таблица 4.1
Вспомогательные данные для гидравлического расчета газопровода

$D_{\text{нар}} \times \delta$	$D^{2,6} \cdot 10^{-6}$	$1,64 \cdot 10^{-6} \times D^{2,6}$	k_T	$D_{\text{нар}} \times \delta$	$D^{2,6} \cdot 10^{-6}$	$1,64 \cdot 10^{-6} \times D^{2,6}$	k_T
108×3	0,1659	0,2720	0,0216	×5	3,1120	5,1037	0,4047
×4	0,1575	0,2584	0,0205	×6	3,0613	5,0205	0,3982
×5	0,1495	0,2452	0,0194	×7	3,0107	4,9375	0,3916
×6	0,1417	0,2324	0,0184	×8	2,9602	4,8547	0,3850
114×3	0,1925	0,3157	0,0250	325×9	2,9107	4,7736	0,3786
×4	0,1834	0,3007	0,0238	×10	2,8617	4,6932	0,3722
×5	0,1745	0,2862	0,0227	377×4	4,6951	7,7000	0,6106
×6	0,1659	0,2720	0,0216	×5	4,6302	7,5935	0,6022
159×2	0,4924	0,8076	0,0640	×6	4,5657	7,4878	0,5938
×3	0,4760	0,7807	0,0619	×7	4,5012	7,3820	0,5854
×4	0,4601	0,7546	0,0595	×8	4,4347	7,2729	0,5768
×5	0,4444	0,7287	0,0578	×9	4,3725	7,1709	0,5687
×6	0,4291	0,7037	0,0558	×10	4,3090	7,0668	0,5604
168×3	0,5524	0,9050	0,0718	426×4	6,4941	10,650	0,8445
×4	0,5348	0,8770	0,0666	×5	6,4138	10,519	0,8342
×5	0,5175	0,8488	0,0673	×6	6,3335	10,387	0,8236
×6	0,5007	0,8212	0,0651	×7	6,2546	10,258	0,8134
×7	0,4842	0,7941	0,0630	×8	6,1759	10,129	0,8032
219×3	1,1251	1,8452	0,1463	×9	6,0982	10,001	0,7930
×4	1,0981	1,8009	0,1428	×10	6,0198	9,872	0,7829
×5	1,0712	1,7568	0,1393	×11	5,9438	9,7478	0,7730
×6	1,0448	1,7135	0,1359	478×4	8,8084	14,446	1,1456
×7	1,0185	1,6703	0,1325	×5	8,7109	14,286	1,1329
×8	0,9930	1,6286	0,1292	×6	8,6138	14,127	1,1202
273×3	2,0248	3,3207	0,2633	×7	8,5165	13,967	1,1075
×4	1,9654	3,2561	0,2582	×8	8,4242	13,816	1,0956
×5	1,9469	3,1929	0,2532	×9	8,3287	13,659	1,0832
×6	1,9085	3,1299	0,2482	×10	8,2384	13,511	1,0714
×7	1,8706	3,0678	0,2432	508×	10,170	16,670	1,3220
×8	1,8336	3,0071	0,2385	×6,35			
325×3	3,2161	5,2744	0,4182	529×4	11,516	18,886	1,4976
×4	3,1645	5,1898	0,4116	×5	11,400	18,696	1,4825

Пропускная способность газопровода в общем виде

$$q = \alpha \varphi E 1,64 \cdot 10^{-3} D^{2,6} \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{\Delta_b T_{\text{ср}} z_{\text{ср}} l}}, \quad (4.1)$$

где α — поправочный коэффициент, учитывающий отклонение режима течения газа от квадратичного, определяется графически (рис. 4.5) в зависимости от пропускной способности q и диаметра газопровода D (для квадратичного

$D_{\text{нар}} \times \delta$	$D^{2,6} \cdot 10^{-6}$	$1,64 \cdot 10^{-6} \times D^{2,6}$	k_T	$D_{\text{нар}} \times \delta$	$D^{2,6} \cdot 10^{-6}$	$1,64 \cdot 10^{-6} \times D^{2,6}$	k_T
×6	11,284	18,506	1,4675	×11	47,411	77,754	6,1660
×7	11,173	18,324	1,4531	×12	47,152	77,329	6,1323
×8	11,060	18,138	1,4383	×13	46,859	76,849	6,0943
×9	10,947	17,953	1,4237	1020×7	63,711	104,49	8,2861
×10	10,835	17,769	1,4091	×8	63,380	103,94	8,2424
×11	10,727	17,592	1,3950	×9	63,057	103,41	8,1996
630×4	18,255	29,938	2,3741	1020×10	62,721	102,86	8,1569
×5	18,100	29,684	2,3540	×11	62,345	102,33	8,1142
630×6	17,952	29,441	2,3347	×12	62,092	101,83	8,0744
×7	17,795	29,184	2,3143	×13	61,742	101,26	8,0297
×8	17,651	28,948	2,2955	×14	61,429	100,74	7,9880
×9	17,497	28,695	2,2756	1120×7	81,524	133,70	10,6023
×10	17,355	28,465	2,2571	×8	81,115	133,03	10,5486
×11	17,203	28,213	2,2373	×9	81,742	132,42	10,5009
720×6	25,555	41,910	3,3235	×10	80,367	131,80	10,4513
×7	25,366	41,600	3,2989	×11	79,992	131,19	10,4036
×8	25,197	41,323	3,2770	×12	79,593	130,53	10,3509
×9	25,002	41,003	3,2515	×13	79,231	129,94	10,3042
×10	24,814	40,695	3,2272	×14	78,863	129,34	10,2565
×11	24,635	40,401	3,2038	1220×10	100,77	165,26	13,1053
820×6	36,034	59,096	4,6864	×11	100,33	164,54	13,0477
×7	35,802	58,715	4,6562	×12	99,91	163,85	12,9930
×8	35,564	58,325	4,6253	×13	99,47	163,13	12,9364
×9	35,354	57,981	4,5979	×14	99,03	162,41	12,8788
×10	35,123	57,602	4,5679	1420×9	150,98	247,61	19,6356
×11	34,884	57,210	4,5368	×10	150,45	246,74	19,5661
×12	34,874	56,865	4,5095	×11	149,90	245,84	19,4955
920×6	48,809	80,047	6,3479	×12	149,32	244,89	19,4200
×7	48,528	79,586	6,3113	×13	148,78	244,00	19,3494
×8	48,270	79,163	6,2777	×14	148,22	243,08	19,2759
×9	47,975	78,679	6,2394	×15	147,67	242,18	19,2054
×10	47,696	78,221	6,2030	×16	147,09	241,23	19,1298

режима $\alpha = 1$); φ — коэффициент, учитывающий влияние подкладных колец (при расстоянии между кольцами $l_k = 0$, $\varphi = 1$; при $l_k = 12$ м, $\varphi = 0,975$; при $l_k = 6$ м, $\varphi = 0,95$); E — коэффициент эффективности, учитывающий состояние внутренней полости газопровода.

Для упрощения расчетов по формуле (4.1) можно пользоваться табл. 4.1 (при $\Delta_b = 0,6$, $z_{\text{ср}} = 0,92$ и $T_{\text{ср}} = 288$ К), в которой $D_{\text{нар}}$ — наружный диаметр

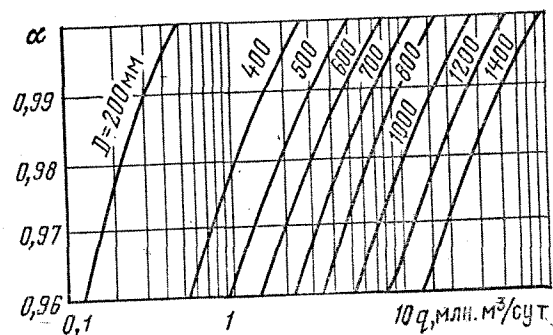


Рис. 4.5. График определения коэффициента α

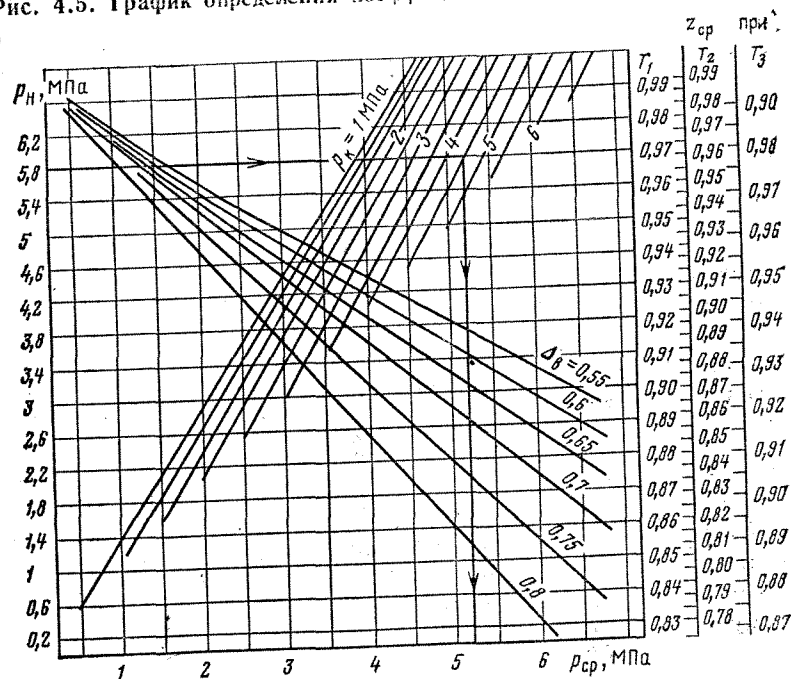


Рис. 4.6. График определения среднего давления и коэффициента сжимаемости газа

газопровода, мм; δ — толщина стенки газопровода, мм;

$$k_T = 1,64 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2,6} \sqrt{\frac{1}{\Delta_B z_{cp} T_{cp}}}$$

Среднее давление газа p_{cp} в зависимости от начального p_n и конечного давления p_k , а также соответствующее ему значение коэффициента сжимаемости газа z_{cp} .

для диапазона температур: $T_1 = 298 \div 323$ К, $T_2 = 283 \div 298$ К и $T_3 = 323 \div 348$ К, можно определить по рис. 4.6.

4.2. УПРОЩЕННЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МНОГОУЧАСТКОВОГО ГАЗОПРОВОДА

При гидравлических расчетах сложный газопровод с переменным диаметром заменяют эквивалентным газопроводом с постоянным диаметром, который имеет такую же пропускную способность при тех же начальном и конечном давлениях.

Взаимосвязь параметров эквивалентного и конкретного газопроводов определяется выражением

$$\frac{D_3^{2,5}}{l_3} = \frac{1}{\sum_{i=1}^k (l_i / D_i^{2,5})},$$

где D_3 — диаметр эквивалентного газопровода; l_3 — длина эквивалентного газопровода; k — число i -х участков с различными диаметрами; l_i и D_i — соответственно длина и диаметр этих участков.

Пропускная способность газопровода с учетом параметров эквивалентного газопровода и физических свойств газа

$$q = \varphi E 3,24 \cdot 1,64 \cdot 10^{-5} \sqrt{D_3^{2,5} / l_3} \sqrt{(p_n^2 - p_k^2) / (\Delta_B T_{cp} z_{cp})}.$$

Коэффициент расхода (отношение пропускной способности одного газопровода к пропускной способности другого при одинаковых параметрах и свойствах транспортируемого газа и квадратичном законе течения)

$$n = q_1 / q_2 = D_1^{2,6} / D_2^{2,6}.$$

При относительном расходе, равном единице, по газопроводу диаметром 700 м получаем

$$\begin{aligned} q &= n_{(100)} 0,326 \cdot 10^{-5} \cdot 100^{2,5} \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{\Delta_B T_{cp} z_{cp} l}} = \\ &= 42,2 n_{(100)} \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{\Delta_B T_{cp} z_{cp} l}}. \end{aligned}$$

Коэффициент расхода многониточного газопровода, состоящего из s ниток одинаковой длины, $n = \sum_{i=1}^s n_i$.

Коэффициент расхода однопроводного газопровода, состоящего из m участков разного диаметра

$$n = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m l_i}{\sum_{i=1}^m (l_i/n_i)}}$$

где l_i и n_i — соответственно длина и коэффициент расхода i -го участка.

Коэффициент расхода для сложного многониточного газопровода

$$n = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m l_i}{\sum_{i=1}^m \left(l_i / \left(\sum_{j=1}^s n_{ij}^2 \right) \right)}}$$

где m и s — числа соответственно участков и ниток на каждом участке.

Значения коэффициентов расхода n газопроводов различного диаметра по отношению к газопроводам с условным диаметром D_y , равным 700, 1000, 1200 мм, приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Коэффициенты расхода для газопроводов разного диаметра по отношению к газопроводам с условным диаметром D_y , равным 700, 1000 и 1200 мм

D_y , мм	$n(100)$	$n(1000)$	$n(1200)$	D_y , мм	$n(700)$	$n(1000)$	$n(1200)$
50	0,0010	—	—	600	0,6698	0,2649	0,1649
100	0,0064	—	—	700	1,0000	0,3956	0,2462
150	0,0182	—	—	800	1,4151	0,5598	0,3484
200	0,0385	0,0152	—	900	1,9410	0,7678	0,4779
250	0,0688	0,0271	—	1000	2,5278	1,0000	0,6224
300	0,1105	0,0437	0,0272	1200	4,0608	1,6064	1,0000
350	0,1649	0,0652	0,0406	1400	6,0629	2,3984	1,4930
400	0,2334	0,0923	0,0574	1600	8,5794	3,3940	2,1127
500	0,4169	0,1649	0,0904				

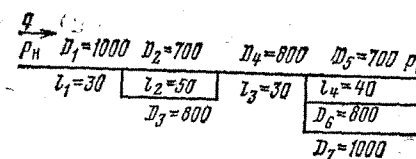


Рис. 4.7. К расчету примера 4.1

Пропускная способность одной нитки многониточного газопровода

$$q_i = \frac{q_{\text{общ}}}{\sum_{i=1}^s n_i} n_i,$$

где q_i и $q_{\text{общ}}$ — пропускная способность соответственно i -й нитки газопровода и суммарная; n_i — коэффициент расхода i -й нитки.

Для упрощения расчета сложного многониточного газопровода его можно заменить эквивалентным однопроводным (с условным диаметром D_y , равным 700, 1000 и 1200 мм), имеющим ту же пропускную способность при тех же начальном и конечном давлениях.

Эквивалентная длина сложного многониточного газопровода

$$l_a = \sum_{i=1}^m \frac{l_i}{\left(\sum_{j=1}^s D_{ij}^{2,6} \right)^2} D_y^{5,2},$$

где m — число участков; l_i — длина участка; s — число ниток на участке; D_i — диаметр i -й нитки на участке длиной l_i ; D_a — диаметр эквивалентного газопровода.

Пример 4.1. Рассчитать эквивалентную длину газопровода (рис. 4.7) в общем виде.

Решение

$$l_a = \left[\frac{l_1}{D_y^{5,2}} + \frac{l_2}{(D_2^{2,6} + D_3^{2,6})^2} + \frac{l_3}{D_4^{5,2}} + \frac{l_4}{(D_5^{2,6} + D_6^{2,6} + D_7^{2,6})^2} \right] D_y^{5,2}$$

или

$$l_a = \frac{l_1}{n_1^2} + \frac{l_2}{(n_2 + n_3)^2} + \frac{l_3}{n_4^2} + \frac{l_4}{(n_5 + n_6 + n_7)^2}.$$

Пример 4.2. Рассчитать эквивалентную длину того же газопровода, приняв $D_a = 700$ мм.

Решение

$$l_0 = \frac{30}{(2,5278)^2} + \frac{50}{(1 + 1,4151)^2} + \frac{30}{(1,4151)^2} + \frac{40}{(1 + 1,4151 + 2,5278)^2} = 29,8856 \text{ км.}$$

Для системы параллельно работающих газопроводов

$$l_0^{0,5} = \sum_{i=1}^s \frac{l_i^{0,5}}{D_i^{2,6}} D_s^{2,6}.$$

Если $l_1 = l_2 = l_3 = \dots = l_i = l$, то $l_0 = l \left| \left(\sum_{i=1}^s n_i \right)^2 \right|$. Если $l_1 = l_2 = l_3 = \dots = l_s = l$ и $D_1 = D_2 = D_3 = \dots = D_s = D$, то $l_0 = l/s$.

Для одноконтурного газопровода, имеющего участки с разными диаметрами:

$$l_0 = \sum_{i=1}^s l_i (D_0/D_i)^{5,2} = \sum_{i=1}^s (l_i/n_i^2),$$

где l_0 и D_0 — соответственно длина и диаметр эквивалентного газопровода; s — число участков с разными диаметрами; n_i , l_i и D_i — соответственно коэффициент расхода, длина и диаметр i -го участка.

Практические формулы для гидравлического расчета магистральных газопроводов

Для определения пропускной способности рекомендуется упрощенная формула

$$q = 10,14k \sqrt{(p_n^2 - p_k^2)/l_0},$$

где

$$k = 103,15 \cdot 10^{-6} \sqrt{D^5/(\Delta_b z_{cp} T_{cp} \lambda)}, \quad (4.2)$$

p_n и p_k — начальное и конечное давления на участке; l_0 — эквивалентная длина участка газопровода. Если на расчетном участке сброс или приток, то

$$p_n^2 - p_k^2 = \frac{q^2 l_{01} + (q \mp \Delta q)^2 l_{02}}{k^2},$$

где l_{01} и l_{02} — эквивалентные длины участков до сброса или притока и после него; Δq — сброс (—) или приток (+).

Гидравлическая эффективность газопровода

$$E = q_{\text{факт}}/q_{\text{теор}} = \sqrt{\frac{\lambda_{\text{теор}}}{\lambda_{\text{факт}}}} \approx k_{\text{факт}}/k_{\text{теор}},$$

где $q_{\text{факт}}$ и $q_{\text{теор}}$ — соответственно фактическая и теоретическая пропускные способности газопровода; $\lambda_{\text{теор}}$ и $\lambda_{\text{факт}}$ — соответственно теоретический и фактический коэффициенты гидравлического сопротивления; $k_{\text{факт}}$ и $k_{\text{теор}}$ — соответственно фактический и теоретический коэффициенты, характеризующие гидравлическое состояние газопровода и определяемые по формуле (4.2).

Фактический коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda_{\text{факт}} = \frac{10\,640 d^5 \cdot 10^{-12}}{\Delta_b z T k_{\text{факт}}^2},$$

где

$$k_{\text{факт}}^2 = q^2 l_0 / (p_n^2 - p_k^2).$$

В табл. 4.3 приведены значения пропускной способности одноконтурных газопроводов разного диаметра при эффективности $E = 100\%$, $p_k = 3,8$ МПа, $p_n = 5,6$ МПа, $l = 125$ км, $T_{cp} = 288$ К, $z = 0,9$ и $\Delta_b = 0,6$.

В табл. 4.4 приведены значения коэффициентов $k_{\text{теор}}$ и $k_{\text{факт}}$ для газопроводов разных диаметров при различной эффективности ($\Delta_b = 0,6$, $T = 288$ К и $z = 0,9$), а в табл. 4.5 значения коэффициентов гидравлического сопротивления.

Таблица 4.3

Пропускная способность одноконтурных газопроводов разного диаметра

D_y , мм	q , млн. м ³ /сут	D_y , мм	q , млн. м ³ /сут
200	0,78	600	7,95
300	1,32	700	12
350	1,96	800	16,8
400	2,78	1000	30
500	4,97	1200	48,2

Таблица 4.4

Значения коэффициентов $k_{\text{теор}}$ (в числителе) и $k_{\text{теор}}^*$ (в знаменателе) для газопроводов разных диаметров и эффективности E ($\Delta_B = 0,6$; $T = 288 \text{ К}$ и $z = 0,9$)

$D_y, \text{ мм}$	E				
	0,694	0,725	0,76	0,792	0,82
150	$\frac{0,0016}{0,041}$	$\frac{0,00182}{0,0427}$	$\frac{0,0020}{0,0445}$	$\frac{0,0021}{0,0465}$	$\frac{0,0232}{0,0480}$
200	$\frac{0,0074}{0,086}$	$\frac{0,0081}{0,090}$	$\frac{0,0089}{0,0945}$	$\frac{0,0096}{0,098}$	$\frac{0,0104}{0,102}$
250	$\frac{0,0237}{0,154}$	$\frac{0,026}{0,162}$	$\frac{0,0284}{0,169}$	$\frac{0,0307}{0,175}$	$\frac{0,0330}{0,182}$
300	$\frac{0,061}{0,247}$	$\frac{0,067}{0,259}$	$\frac{0,073}{0,271}$	$\frac{0,079}{0,282}$	$\frac{0,085}{0,292}$
350	$\frac{0,136}{0,369}$	$\frac{0,150}{0,389}$	$\frac{0,164}{0,405}$	$\frac{0,177}{0,422}$	$\frac{0,191}{0,438}$
400	$\frac{0,273}{0,523}$	$\frac{0,30}{0,549}$	$\frac{0,328}{0,573}$	$\frac{0,355}{0,597}$	$\frac{0,382}{0,618}$
500	$\frac{0,863}{0,934}$	$\frac{0,995}{0,979}$	$\frac{1,04}{1,02}$	$\frac{1,13}{1,065}$	$\frac{1,22}{1,105}$
600	$\frac{2,23}{1,495}$	$\frac{2,46}{1,57}$	$\frac{2,68}{1,64}$	$\frac{2,90}{1,71}$	$\frac{3,13}{1,76}$
700	$\frac{5}{2,24}$	$\frac{5,5}{2,35}$	$\frac{6}{2,46}$	$\frac{6,5}{2,56}$	$\frac{7}{2,65}$
800	$\frac{10}{3,17}$	$\frac{11}{3,32}$	$\frac{12}{3,47}$	$\frac{13}{3,62}$	$\frac{14}{3,75}$
1000	$\frac{32}{5,75}$	$\frac{35,2}{5,94}$	$\frac{38,4}{6,2}$	$\frac{41,6}{6,46}$	$\frac{44,8}{6,7}$
1200	$\frac{82}{9,7}$	$\frac{90,2}{9,52}$	$\frac{98,5}{9,95}$	$\frac{106,5}{10,35}$	$\frac{115}{10,75}$
1400	$\frac{183,5}{13,55}$	$\frac{202}{14,25}$	$\frac{220}{14,85}$	$\frac{238}{15,5}$	$\frac{257}{16,05}$

Продолжение табл. 4.4

$D_y, \text{ мм}$	E					
	0,846	0,88	0,905	0,93	0,955	0,1
150	$\frac{0,0025}{0,0498}$	$\frac{0,0026}{0,0514}$	$\frac{0,0028}{0,0530}$	$\frac{0,0030}{0,0546}$	$\frac{0,0031}{0,0560}$	$\frac{0,0034}{0,0586}$
200	$\frac{0,0110}{0,105}$	$\frac{0,0118}{0,109}$	$\frac{0,0126}{0,112}$	$\frac{0,0133}{0,115}$	$\frac{0,0140}{0,118}$	$\frac{0,0154}{0,124}$
250	$\frac{0,0355}{0,189}$	$\frac{0,0378}{0,195}$	$\frac{0,0402}{0,201}$	$\frac{0,0425}{0,207}$	$\frac{0,0449}{0,212}$	$\frac{0,0492}{0,222}$
300	$\frac{0,092}{0,304}$	$\frac{0,098}{0,314}$	$\frac{0,104}{0,323}$	$\frac{0,110}{0,332}$	$\frac{0,116}{0,341}$	$\frac{0,127}{0,357}$
350	$\frac{0,204}{0,452}$	$\frac{0,218}{0,467}$	$\frac{0,232}{0,482}$	$\frac{0,245}{0,496}$	$\frac{0,259}{0,509}$	$\frac{0,284}{0,534}$
400	$\frac{0,410}{0,642}$	$\frac{0,436}{0,661}$	$\frac{0,474}{0,690}$	$\frac{0,491}{0,702}$	$\frac{0,519}{0,720}$	$\frac{0,568}{0,754}$
500	$\frac{1,30}{1,14}$	$\frac{1,39}{1,18}$	$\frac{1,48}{1,22}$	$\frac{1,56}{1,25}$	$\frac{1,66}{1,29}$	$\frac{1,82}{1,35}$
600	$\frac{3,35}{1,83}$	$\frac{3,56}{1,89}$	$\frac{3,8}{1,95}$	$\frac{4,02}{2,01}$	$\frac{4,29}{2,06}$	$\frac{4,64}{2,16}$
700	$\frac{7,5}{2,74}$	$\frac{8}{2,84}$	$\frac{8,5}{2,92}$	$\frac{9}{3}$	$\frac{0,5}{3,09}$	$\frac{10,4}{3,23}$
800	$\frac{15}{3,88}$	$\frac{16}{4}$	$\frac{17}{4,14}$	$\frac{18}{4,25}$	$\frac{19}{4,37}$	$\frac{20,8}{4,57}$
1000	$\frac{48}{6,94}$	$\frac{51,2}{7,16}$	$\frac{54,3}{7,39}$	$\frac{57,6}{7,6}$	$\frac{60,8}{7,8}$	$\frac{66,4}{8,15}$
1200	$\frac{123}{11,1}$	$\frac{131}{11,45}$	$\frac{140}{11,85}$	$\frac{148,8}{12,2}$	$\frac{156}{12,5}$	$\frac{171}{13,1}$
1400	$\frac{275}{16,6}$	$\frac{293}{17,55}$	$\frac{312}{17,7}$	$\frac{330}{18,2}$	$\frac{348}{18,7}$	$\frac{382}{19,6}$

Прокладка лупинга

В случае сохранения режима течения газа и гидравлической эффективности при прокладке лупинга справедлив ряд соотношений.

Пропускная способность после прокладки лупинга

$$q_1 = q / \sqrt{1 - \frac{l_{\text{л}}}{l} \left\{ 1 - \frac{1}{[1 - (D_{\text{л}}/D)^{2,6}]^2} \right\}},$$

Таблица 4.5
Коэффициент гидравлического сопротивления λ для газопроводов разных диаметров D , эффективности E и коэффициента k^2_{100}

$D, \text{ мм}$	$E; k^2_{100}$									
	$E = 0.694; k^2 = 5$	0,725; 6	0,76; 6,5	0,792; 7	0,846; 7,5	0,88; 8	0,905; 8,5	0,93; 9	0,955; 9,5	1; 10,4
150	0,0314	0,0262	0,0242	0,0224	0,021	0,0196	0,0185	0,0174	0,0165	0,01515
200	0,0294	0,0246	0,0227	0,0210	0,0198	0,0185	0,0173	0,0164	0,0156	0,01419
250	0,0283	0,0236	0,0218	0,0203	0,0189	0,0177	0,0167	0,0158	0,0149	0,0136
300	0,0272	0,0228	0,0210	0,0195	0,0180	0,0169	0,0160	0,0151	0,0143	0,01308
350	0,0265	0,0220	0,0204	0,0189	0,0176	0,0165	0,0155	0,0147	0,0139	0,0127
400	0,0256	0,0213	0,0197	0,0183	0,0171	0,0160	0,0148	0,0142	0,0135	0,01235
500	0,0246	0,0205	0,0188	0,0174	0,0164	0,0153	0,0143	0,0136	0,0129	0,0117
600	0,024	0,0199	0,01835	0,0170	0,0159	0,0149	0,0140	0,0133	0,0126	0,0115
700	0,023	0,0192	0,0177	0,01645	0,01535	0,0144	0,0132	0,0128	0,0121	0,01107
800	0,0224	0,0187	0,0172	0,0160	0,0149	0,0140	0,0132	0,0124	0,0118	0,01075
1000	0,0214	0,0178	0,0164	0,0153	0,0142	0,01335	0,0126	0,0119	0,0112	0,0103
1200	0,0210	0,0176	0,0162	0,0150	0,0141	0,0132	0,0124	0,0117	0,0111	0,0101
1400	0,0201	0,0167	0,0154	0,0143	0,0134	0,0126	0,0118	0,0111	0,0105	0,0096
1600	0,0195	0,0162	0,0150	0,0139	0,0130	0,0122	0,0115	0,0108	0,0103	0,0093

Таблица 4.6

Пропускная способность магистрального газопровода при поэтапном сооружении КС

Процент соору- жаемых КС	Этапы сооружения КС	Относительная пропускная спо- собность газо- провода от номи- нальной, %
100	Сооружаются все КС	100
	Сооружается каждая КС:	
50	2-я	71
33	3-я	58
25	4-я	50
20	5-я	45

где q — пропускная способность соответственно до прокладки лупинга, млн. м³/сут; l и $l_{\text{л}}$ — длина соответственно перегона газопровода и лупинга, км; D и $D_{\text{л}}$ — диаметр соответственно основной нитки и лупинга, мм.

Таблица 4.6 приемлема для оценки пропускной способности абсолютно чистых труб. ЦДУЕСГ СССР и ВНИИГаз провели совместную работу по исследованию гидравлической эффективности линейной части вновь вводимого газопровода. При строительстве новой магистрали часть построенных участков подключается в виде лупингов к действующей системе для увеличения ее пропускной способности. Из-за снижения скорости течения газа по основной трубе в районе подключения участка, низкой скорости в самом лупинге происходит незначительное ухудшение гидравлической эффективности в начальный период эксплуатации. Требуется определенное время для самоочистки от воды и строительного мусора подключаемого газопровода. После ввода всех КС за счет увеличения скорости движения газа коэффициент гидравлического сопротивления линейной части постепенно улучшается.

Значения коэффициента гидравлической эффективности при развитии газопровода

Строительство лупингов длиной 25—50 % от длины участка	0,8
Труба полностью введена	0,8
Строительство лупингов длиной 51—75 % от длины участка	0,77
Ввод КС через 5—6 станций	0,82
Ввод через 4 станции	0,85
через 3 станции	0,87
через 2 станции	0,88
Все КС введены	0,9
Через 3 мес после последнего ввода	0,93
Через 6 мес после последнего ввода	0,95

Таблица 4.7

Пропускная способность (в млн. м³/сут) для магистральных газопроводов разных длин l и диаметров D_y ($p_H = 5,6$ МПа, $p_K = 3,8$ МПа $T_{ср} = 288$ К, $\Delta = 0,6$)

l , км	D_y , мм								
	500	700	800	1000	1200	1400	1000; 1200	1200 1400	1200 1400
При $E = 100\%$									
100	5,5	13,3	18,9	33,7	54,1	80,9	87,9	135	189,1
110	5,3	12,7	18	32,2	52,8	77,1	83,9	128,8	180,4
120	5,1	12,2	17,2	30,8	49,4	73,8	80,2	123,2	172,6
140	4,7	11,2	16	28,5	45,8	68,4	74,3	116,7	162,4
160	4,4	10,5	15	26,8	42,9	64	69,7	106,9	149,8
180	4,1	9,9	14,1	25,1	40,3	60,2	65,4	100,5	140,9
200	3,9	9,4	13,3	23,9	38,2	57,2	62,1	95,4	133,6
220	3,8	9	12,8	22,8	36,5	54,5	59,3	91,1	127,6
240	3,6	8,5	12,2	21,8	35	52,2	56,8	87,2	122,2
260	3,4	8,2	11,8	20,9	33,6	50,1	54,4	83,7	117,2
280	3,3	8	11,3	20,2	32,3	48,4	52,5	80,7	113
300	3,2	7,7	10,9	19,4	31,2	46,7	50,3	77,9	109,1
325	3,1	7,4	10,4	18,7	30	44,9	48,7	74,5	104,9
350	3	7,2	10,1	18,1	29	43,5	47	72,1	101
375	2,9	6,9	9,8	17,5	28	41,8	45,4	69,8	97,8
400	2,8	6,7	9,4	16,9	27,1	40,4	44	67,6	94,7
450	2,6	6,3	8,9	16	25,7	38,3	41,6	63,7	89,2
500	2,4	6	8,4	15,1	24,2	36,2	39,3	60,4	84,6
550	2,1	5,7	8,1	14,5	23,1	34,6	37,6	57,8	80,9
600	2,2	5,4	7,8	13,8	22,1	33	35,9	55,1	77,2
650	2,1	5,2	7,5	13,3	21	31,8	34,6	53,1	74
700	2,1	5	7,1	12,8	20,4	30,5	33,2	51	71,4
750	2,1	4,8	6,9	12,4	19,8	29,5	32,1	49,3	68,1
800	2	4,7	6,7	11,9	19,1	28,5	31	47,7	66,8
900	1,9	4,4	6,3	11,2	18	27	29,2	45	63
1000	1,8	4,2	6,0	10,7	17,1	25,6	27,8	42,8	60
1100	1,7	4	5,7	10,2	16,3	24,3	26,5	40,7	57
1300	1,5	3,8	5,3	9,4	15,1	22,6	24,6	37,8	52,9
1500	1,4	3,4	4,9	8,7	14	20,9	22,7	34,9	48,9
1750	1,3	3,2	4,5	8,2	13	19,5	21,2	32,5	45,5
2000	1,2	3	4,2	7,6	12,1	18,1	19,7	30,2	42,3
При $E = 90\%$									
100	5	12	17	30,4	48,7	72,8	79,1	121,9	170,2
110	4,8	11,4	16,2	29	46,5	69,4	75,5	115,9	162,4
120	4,6	11	15,5	27,7	44,5	66,4	72,2	110,9	155,4
140	4,2	10,1	14,4	25,7	41,2	61,6	66,9	105	146,2
160	4	9,5	13,5	24,1	38,6	57,6	62,7	96,2	134,8
180	3,7	8,9	12,7	22,6	36,3	54,2	58,9	90,5	126,8

Продолжение табл. 4.7

l , км	D_y , мм								
	500	700	800	1000	1200	1400	1000; 1200	1200 1400	1200 1400
200	3,5	8,5	12	21,5	34,4	51,5	55,9	85,9	120,3
220	3,4	8,1	11,5	20,5	32,9	49,1	53,4	82	114,9
240	3,2	7,7	11	19,6	31,5	47	51,1	78,5	110
260	3,1	7,4	10,6	18,8	30,2	45,1	49	75,3	105,5
280	3	7,2	10,2	18,2	29,1	43,5	47,3	72,6	101,7
300	2,9	6,9	9,8	17,5	28,1	42	45,6	70,1	98,2
325	2,8	6,7	9,4	16,8	27	40,4	43,8	67,4	94,4
350	2,7	6,4	9,1	16,2	26	38,9	42,2	64,9	90,9
375	2,6	6,2	8,8	15,7	25,2	37,6	40,9	62,8	88
400	2,5	6	8,5	15,2	24,4	36,4	39,9	60,8	85,2
450	2,4	5,7	8	14,3	23	34,3	37,3	57,3	80,3
500	2,2	5,4	7,6	13,6	21,8	32,6	35,4	54,4	76,2
550	2,1	5,1	6,2	13	20,8	31	33,8	51,8	72,6
600	2	4,9	7	12,4	19,9	29,7	32,3	49,6	69,5
650	2	4,7	6,7	11,9	19,1	28,6	31	47,7	66,8
700	1,9	4,5	6,4	11,5	18,4	27,5	29,9	45,9	64,3
750	1,8	4,4	6,2	11,1	17,8	26,6	28,9	44,4	62,2
800	1,8	4,2	6	10,7	17,2	25,7	27,9	42,9	60,1
900	1,7	4	5,7	10,1	16,2	24,3	26,3	40,5	56,7
1000	1,6	3,8	5,4	9,6	15,4	23	25	38,4	53,8
1100	1,5	3,6	5,1	9,2	14,7	21,9	23,9	36,6	51,3
1300	1,4	3,3	4,7	8,4	13,5	20,2	21,9	33,7	47,2
1500	1,3	3,1	4,4	7,8	12,6	18,8	20,4	31,4	44
1750	1,2	2,9	4,1	7,3	11,6	17,4	18,9	29	40,6
2000	1,1	2,7	3,8	6,8	10,9	16,3	17,7	27,2	38,1

При планировании пропускной способности магистральных газопроводов следует учитывать величину гидравлической эффективности линейных участков как в период ввода лупингов, так и при вводе КС.

Пропускную способность магистральных газопроводов при начальных давлениях 5,6 МПа, 7,5 МПа для эффективности 90 % и 100 % можно определить по табл. 4.7 и 4.8.

Увеличение пропускной способности при прокладке лупинга

$$\Delta q = q \left\{ 1 - \frac{1}{\sqrt{1 - l_{л} / l \left\{ \frac{1}{[1 - (d_{л}/d)^{2,6}]^2} \right\}}} \right\}$$

Таблица 4.8

Пропускная способность (в млн. м³/сут) для магистральных газопроводов разных длин l и диаметра D_y ($p_n = 7,5$ МПа, $p_k = 5,6$ МПа, $T_{cp} = 288$ К, $\Delta = 0,6$)

$l, \text{ км}$	$D_y, \text{ мм}$					
	1200	1400	1200; 1400	1200	1400	1200; 1400
При $E = 90\%$				При $E = 100\%$		
100	62,3	92,9	155,2	68,3	102	170,3
110	59,4	88,6	148	65,6	98	163,6
120	56,8	84,8	141,6	62,9	93,8	156,7
140	52,6	78,6	131,2	58,1	86,8	144,9
160	49,2	73,5	122,6	54,4	81,2	135,6
180	46,4	69,3	115,7	51,3	76,6	127,9
200	44	65,7	109,7	48,7	72,7	121,4
220	42	62,7	104,7	46,4	69,3	115,7
240	40,2	60	100,2	44,4	66,3	110,7
260	38,6	57,6	96,2	42,7	63,7	106,4
280	37,2	55,5	92,7	41,1	61,4	102,4
300	36	53,7	89,7	39,7	59,3	99
325	34,5	51,6	86,1	38,2	57	95,2
350	33,3	49,7	83	36,8	54,9	91,7
375	32,2	48	80,2	35,6	53,1	88,7
400	31,1	46,5	77,6	34,4	51,4	85,8
450	29,4	43,8	73,2	32,5	48,4	80,9
500	27,8	41,6	69,4	30,8	46	76,8
550	26,6	39,6	66,2	29,4	43,8	73,2
600	25,4	37,9	63,3	28,1	42	70,1
650	24,4	36,5	60,9	27	40,3	67,3
700	23,5	35,1	58,6	26	38,8	64,8
750	22,7	33,9	56,6	25,1	37,5	62,6
800	22	32,9	54,9	24,3	36,3	60,6
900	20	31	51,8	22,9	34,3	57,2
1000	19,7	29,4	49,1	21,8	32,2	54

Необходимая длина лупинга, прокладываемого для доведения пропускной способности газопровода до величины q_1

$$l_{\text{л}} = \frac{l [1 - (q/q_1)^2]}{1 - \frac{1}{[1 + (d_{\text{л}}/d)^{2,6}]^2}}$$

Протяженность лупинга, необходимого для повышения давления газа в конце расчетного участка газопровода с p_{k1} до p_{k2} :

$$l_{\text{к}} = \frac{l \left[1 - \frac{p_n^2 - p_{k2}^2}{p_n^2 - p_{k1}^2} \right]}{1 - \left[\frac{d_{\text{с}}^{2,6}}{d_{\text{с}}^{2,6} + d_{\text{л}}^{2,6}} \right]^2}$$

При равенстве диаметров лупинга и основного газопровода ($d_{\text{л}} = d$) длина лупинга для повышения давления в конце участка

$$l_{\text{л}} = \frac{4}{3} l \left[1 - \frac{p_n^2 - p_{k2}^2}{p_n^2 - p_{k1}^2} \right],$$

а для повышения пропускной способности

$$l_{\text{л}} = \frac{4}{3} l \left[1 - \left(\frac{q}{q_1} \right)^2 \right].$$

Диаметр лупинга для доведения пропускной способности до величины q_1

$$d_{\text{л}} = \left\{ \left[\frac{l_{\text{л}}/l}{(q/q_1)^2 + (l_{\text{л}}/l - 1)} \right]^{0,5} - 1 \right\}^{0,741}.$$

При равенстве диаметров лупинга и основной нитки пропускная способность

$$q_1 = q \frac{2}{\sqrt{4 - 3l_{\text{л}}/l}},$$

а увеличение пропускной способности

$$\Delta q = q (1 - 2/\sqrt{4 - 3l_{\text{л}}/l}).$$

4.3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МНОГОНИТЧОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА С ПОМОЩЬЮ НОМОГРАММ

Для облегчения построения и пользования номограммами, изображенными на рис. 4.8—4.13, принято: $\Delta_v = 0,6$; $z_{cp} = 0,9$, $T_{cp} = 288$. Режим течения газа принят квадратичным или близким к нему, что характерно для большинства эксплуатирующихся газопроводов. С помощью номограмм можно проводить графическое определение следующих величин: эффективности работы газопровода (см. рис. 4.8, 4.9 и 4.10), пропускной способности

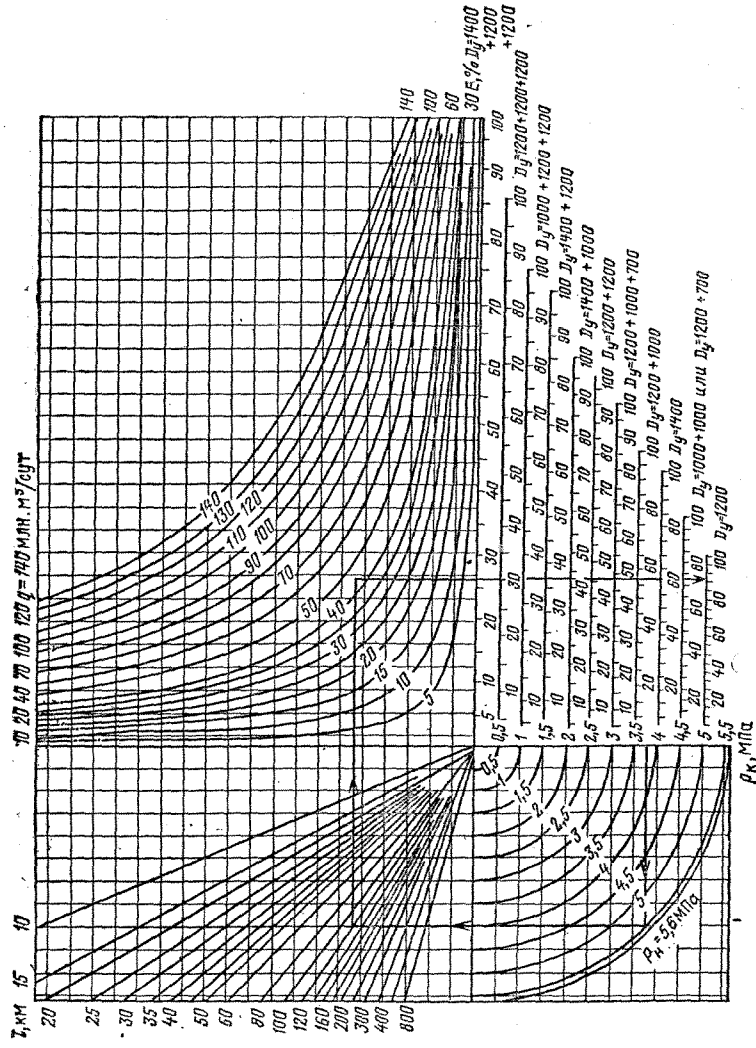


Рис. 4.8. Номограмма для определения эффективности работы газопровода (при $p_H \leq 5,6$ МПа):
 $p_K \rightarrow p_H \rightarrow l \rightarrow q \rightarrow$
 $\rightarrow \sum_{i=1}^n D y \rightarrow E$

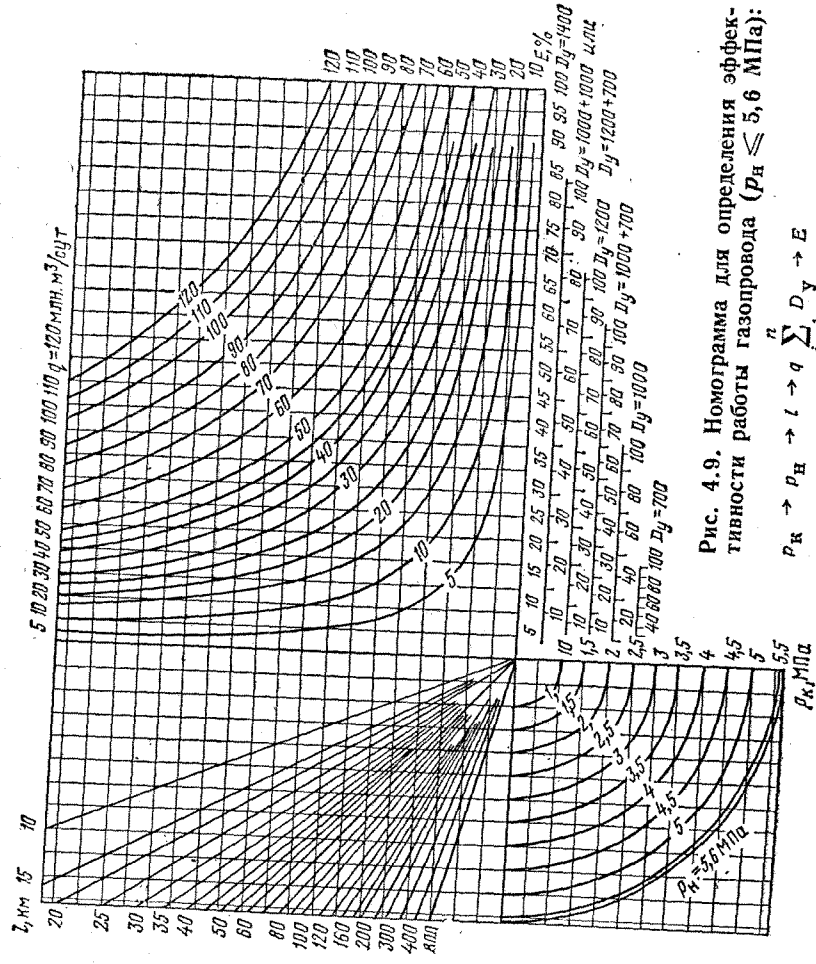


Рис. 4.9. Номограмма для определения эффективности работы газопровода ($p_H \leq 5,6$ МПа):
 $p_K \rightarrow p_H \rightarrow l \rightarrow q \rightarrow \sum_{i=1}^n D y \rightarrow E$

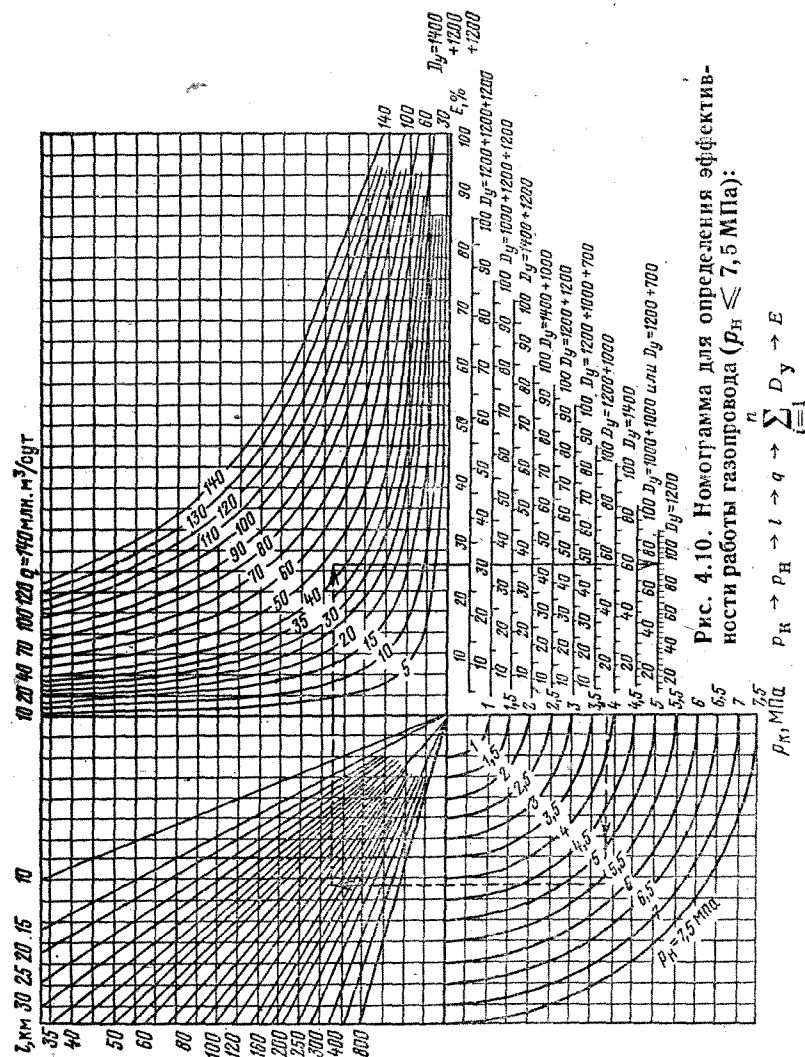


Рис. 4.10. Номограмма для определения эффективности работы газопровода ($P_n \leq 7.5$ МПа):

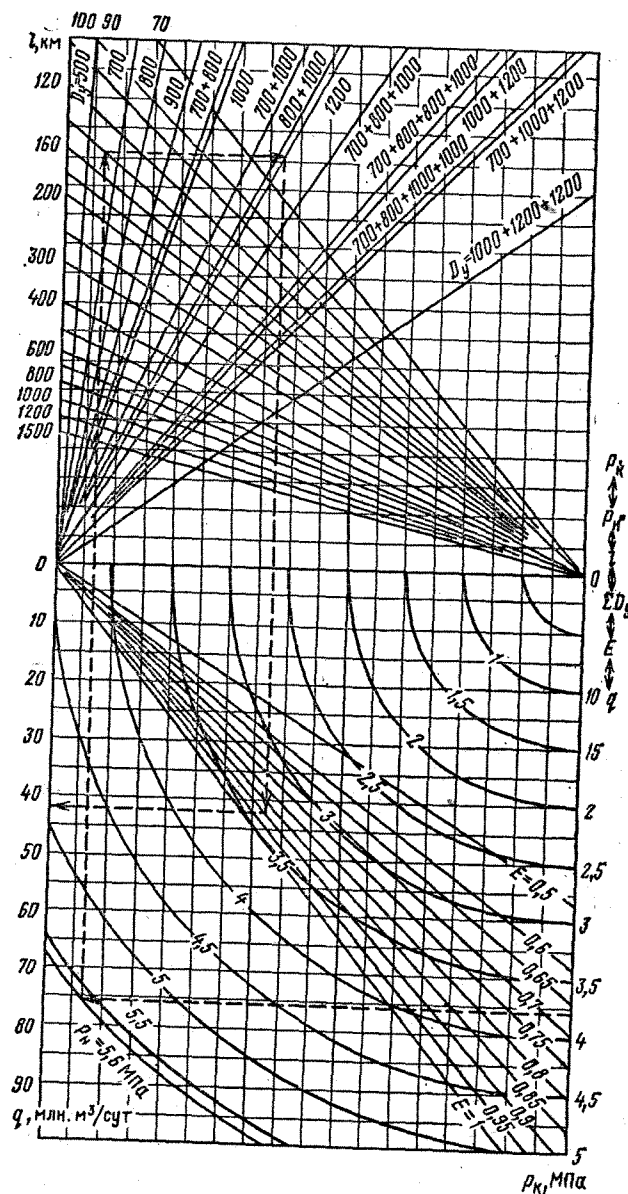


Рис. 4.11. Номограмма для определения пропускной способности участка газопровода и конечного давления газа ($D_y \leq 1200$ мм, $l \leq 1500$ км)

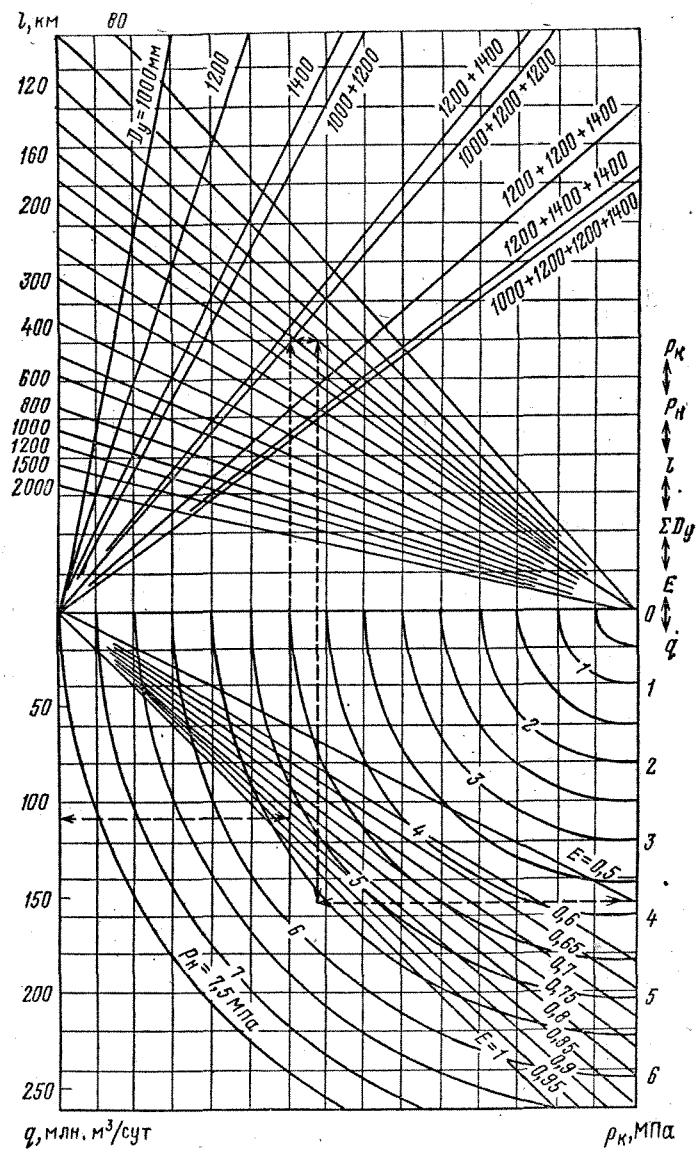


Рис. 4.12. Номограмма для определения пропускной способности участка газопровода и конечного давления газа ($D_y \geq 1000$ мм, $l \leq 2000$ км)

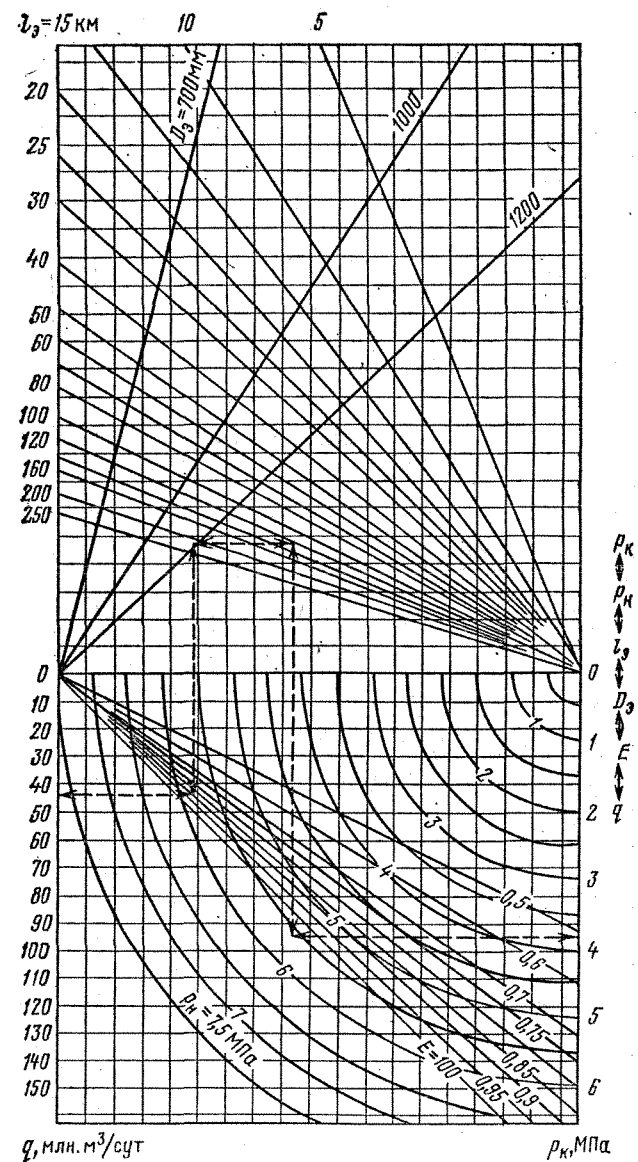


Рис. 4.13. Номограмма для определения пропускной способности эквивалентного газопровода и конечного давления газа

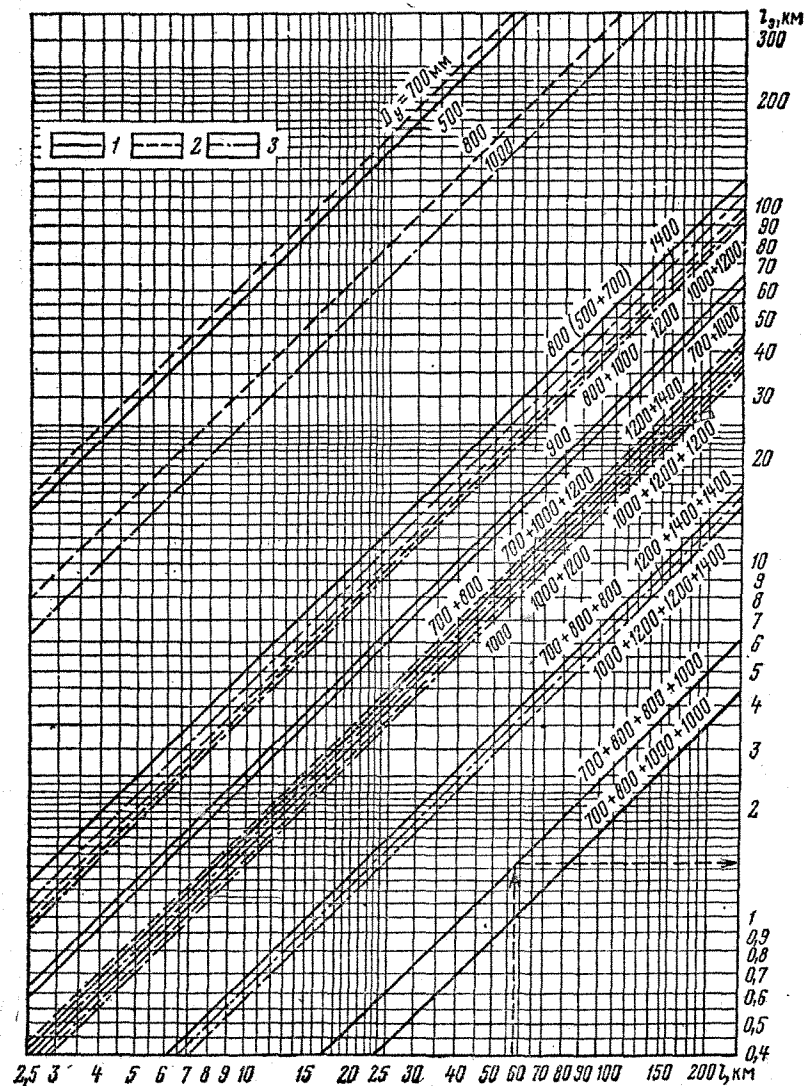


Рис. 4.14. Номограмма для определения эквивалентной длины много-
ниточного газопровода:

1 — $D_g = 700 \text{ мм}$; 2 — $D_g = 1000 \text{ мм}$; 3 — $D_g = 1200 \text{ мм}$

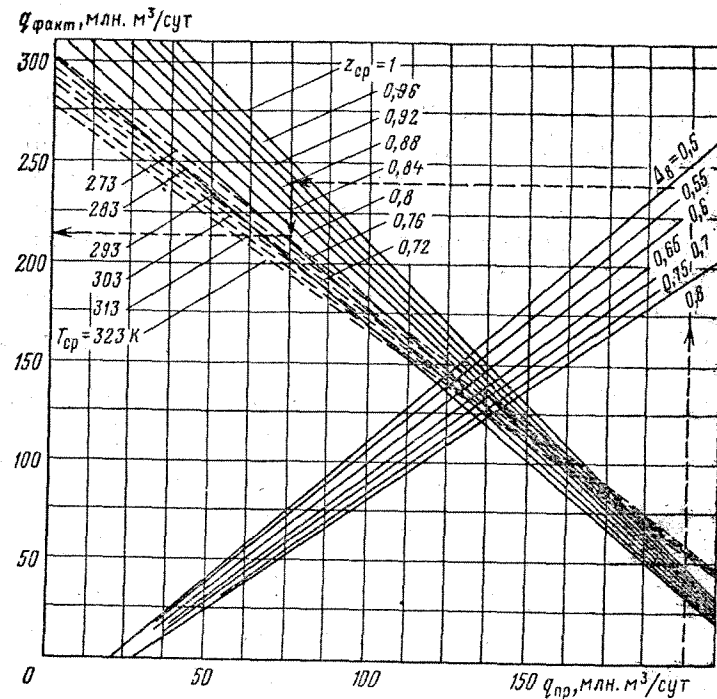


Рис. 4.15. Номограмма для определения фактической и приведенной
пропускной способности участка газопровода:

$q_{\text{пр}} \leftrightarrow \Delta p \leftrightarrow z_{\text{ср}} \leftrightarrow T_{\text{ср}} \leftrightarrow q_{\text{факт}}$

многониточного магистрального газопровода (см. рис. 4.11 и 4.12), пропускной способности эквивалентного газопровода и конечного давления (см. рис. 4.13), эквивалентной длины многониточного газопровода (рис. 4.14), соотношения между фактической и приведенной пропускными способностями участка газопровода (рис. 4.15); увеличения или уменьшения пропускной способности газопровода при вводе или отключении лупинга (см. рис. 4.8—4.14); изменения конечного давления при вводе или отключении лупинга или изменение количества транспортируемого газа на участке (см. рис. 4.8—4.14) и т. д. Эффективность работы газопровода определяют по номограммам на рис. 4.8 и 4.9 при начальном давлении p_n до 5,6 МПа и по номограмме на рис. 4.10 при начальном давлении до 7,5 МПа.

Пример 4.3. Определить эффективность работы газопровода диаметром 1220 мм протяженностью $l = 125 \text{ км}$ при начальном давлении

$p_H = 5,6$ МПа, конечном давлении $p_K = 3,8$ МПа и пропускной способностью газа $q = 45$ млн. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Решение

По номограмме на рис. 4.8 определяем

$p_K = 3,8$ МПа $\rightarrow p_H = 5,6$ МПа $\rightarrow l = 125$ км \rightarrow
 $\rightarrow q = 45$ млн. $\text{м}^3/\text{сут} \rightarrow D_y = 1220$ мм $\rightarrow E = 92$ %.

Пропускную способность участка многониточного газопровода q и конечное давление газа p_K определяют по номограмме на рис. 4.11 при диаметре ниток $D_y = 1220$ мм, длине участка $l = 1500$ км, начальном давлении $p_H = 5,6$ МПа и по номограмме на рис. 4.12 при диаметре ниток более 1000 мм, длине участка до 2000 км, начальном давлении до 7,5 МПа.

Пример 4.4. Определить пропускную способность участка газопровода диаметром $D_y = 1200$ мм протяженностью $l = 140$ км при начальном и конечном давлениях соответственно $p_H = 5,6$ МПа и $p_K = 3,8$ МПа и эффективности работы газопровода $E = 0,9$.

Решение

По номограмме на рис. 4.11 определяем

$p_K = 3,8$ МПа $\rightarrow p_H = 5,6$ МПа $\rightarrow l = 140$ км $\rightarrow D_y =$
 $= 1200$ мм $\rightarrow E = 0,9 \rightarrow q = 41,7$ млн. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Пример 4.5. Определить конечное давление газа в трехниточном газопроводе ($D_y = 1000$ мм, $D_y = 1200$ мм и $D_y = 1200$ мм) протяженностью $l = 140$ км при начальном давлении $p_H = 5,6$ МПа, пропускной способности газа $q = 108$ млн. $\text{м}^3/\text{сут}$ и эффективности работы $E = 0,9$.

Решение

По номограмме на рис. 4.12 определяем

$q = 108$ млн. $\text{м}^3/\text{сут} \rightarrow E = 0,9 \rightarrow \sum D_y = 1000 + 1200 +$
 $+ 1200$ мм $\rightarrow l = 140$ км $\rightarrow p_H = 5,6$ МПа $\rightarrow p_K = 3,8$ МПа.

Номограммы 4.8—4.12 пригодны для определения гидравлических характеристик многониточного газопровода, состоящего из ниток постоянного диаметра протяженностью, равной протяженности рассчитываемого участка газопровода, т. е. для наиболее характерного случая. Однако в некоторых проектах и при поэтапном строительстве предусматривается прокладка лупингов протяженностью менее длины участка или переход с одного диаметра на другой. Для таких случаев предлагается определять пропускную способность газопровода, конечное давление газа и эффективность его работы по номограммам на рис. 4.8, 4.9, 4.10 и 4.13 с предварительным графическим определением эквивалентной длины такого газопровода по номограмме на рис. 4.14. При этом рекомендуется

70

приводить реальный многониточный газопровод с лупингами к эквивалентному с диаметром $D_э$, наиболее часто встречающемуся на рассчитываемом участке.

Эквивалентная длина такого газопровода определяется

по формуле $l_э = \sum_{i=1}^s l_{эi}$, где $l_{эi}$ — эквивалентная длина i -го участка с постоянным диаметром и числом ниток; s — число таких участков.

Пример 4.6. Определить эквивалентную длину $l_э$ газопровода диаметром $D_y = 1200$ мм протяженностью $l = 136$ км при прокладке лупинга $D_y = 1000$ мм протяженностью $l = 30$ км. Определить пропускную способность q этого газопровода при начальном и конечном давлениях соответственно $p_H = 5,6$ МПа и $p_K = 3,8$ МПа и эффективности работы $E = 0,9$.

Решение

По номограмме на рис. 4.14 определяем эквивалентную длину газопровода на участке с лупингом, приводя его к однониточному с эквивалентным диаметром $D_э = 1200$ мм: $l_э = 30 \rightarrow D_y = 1000 +$
 $+ 1200$ мм $\rightarrow l_э = 14$ км. Эквивалентная длина всего газопровода $l_э = 136 - 30 + 14 = 120$ км. По номограмме на рис. 4.13 определяем

$p_K = 3,8$ МПа $\rightarrow p_H = 5,6$ МПа $\rightarrow l_э = 120$ км $\rightarrow D_э =$
 $= 120$ мм $\rightarrow E = 0,9 \rightarrow q = 44$ млн. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Пример 4.7. Определить эквивалентную длину газопровода диаметром $D_y = 1200$ мм протяженностью $l = 157,8$ км, имеющего два лупинга $D_y = 1400$ мм протяженностью $l_л = 20$ км и $D_y = 1000$ мм протяженностью $l_2 = 30$ км. Кроме того, определить эффективность работы этого газопровода при начальном и конечном давлениях соответственно $p_H = 5,6$ МПа, $p_K = 3,8$ МПа и пропускной способности газа $q = 45$ млн. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Решение

По номограмме на рис. 4.14 определяем эквивалентную длину газопровода на участке с лупингами, приводя их к однониточному газопроводу с $D_э = 1200$ мм:

$l_1 = 20 \rightarrow D_y = 1200 + 1400$ мм $\rightarrow l_{э1} = 3,2$ км;

$l_2 = 30 \rightarrow D_y = 1000 + 1200$ мм $\rightarrow l_{э2} = 14$ км.

Определяем эквивалентную длину газопровода

$l_э = 157,8 - (20 + 30) + (3,2 + 14) = 125$ км.

По номограмме на рис. 4.8 определяем:

$p_K = 3,8$ МПа $\rightarrow p_H = 5,6$ МПа $\rightarrow l = 125$ км $\rightarrow q =$
 $= 45$ млн. $\text{м}^3/\text{сут} \rightarrow D_y = 1200$ мм $\rightarrow E = 0,92$.

Отклонение фактических значений относительной плотности газа по воздуху, средних коэффициентов сжимаемости и температуры от принятых при построении номограмм 4.8—4.13 значений в большинстве случаев дают по-

грешности при расчете не более 3 %. Для определения точных значений пропускной способности участка газопровода и, наоборот, для приведения фактической пропускной способности к указанным значениям можно воспользоваться номограммой на рис. 4.15.

Пример 4.8. Определить фактическую пропускную способность при $q_{пр} = 200$ млн. м³/сут, $\Delta = 0,55$, $z_{ср} = 0,92$, $t_{ср} = 0$ °С.

Решение

По номограмме на рис. 4.15 определяем

$$q_{пр} = 100 \text{ млн. м}^3/\text{сут} \rightarrow \Delta = 0,55 \rightarrow z_{ср} = 0,92 \rightarrow t_{ср} = 273 \text{ К} \rightarrow q_{факт} = 212 \text{ млн. м}^3/\text{сут}.$$

4.4. РАСЧЕТ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЯХ

Потери давления в поворотных коленах, сужениях, расширениях, задвижках, вентилях рассчитывают по формуле

$$\Delta p = \rho \frac{\omega^2}{2} \zeta,$$

где ρ — плотность газа; ω — скорость газа; ζ — коэффициент местного сопротивления.

Коэффициент местного сопротивления определяется, как правило, экспериментально и при расчетах берется из соответствующих таблиц и графиков. При расчетах газопроводов местные сопротивления учитывают введением дополнительной эквивалентной длины, гидравлическое сопротивление которой равно сумме местных сопротивлений $l_a = \sum \zeta D/\lambda$, где D — диаметр газопровода; λ — коэффициент гидравлического сопротивления.

Расчетная длина газопровода определяется в виде суммы $l_{расч} = l_d + l_a$, где l_d — действительная длина газопровода.

В области ламинарного течения величина ζ зависит от числа Рейнольдса и геометрической формы местного сопротивления и может быть определена на формуле $\zeta = A/Re + \zeta_{кв}$, где A — коэффициент, зависящий от вида местного сопротивления; $\zeta_{кв}$ — коэффициент местного сопротивления в квадратичной зоне.

Значения коэффициентов A и $\zeta_{кв}$ для наиболее распространенных на газопроводах местных сопротивлений (арматуры)

Коэффициент	A	$\zeta_{кв}$
Пробковый кран	150	0,4
Колено 90°	130	0,2

Тройник		
Диафрагма $(d/D)^2$:	150	0,3
0,64		
0,4	70	1
0,16	120	7
0,05	500	70
	3200	800

Приведем значения коэффициентов местного сопротивления гнутых труб при плавных поворотах радиуса трубы, когда угол не превышает 90°, для различных отношений диаметра трубы к радиусу изгиба.

Коэффициент местного сопротивления ζ гнутых труб 90°

D/R	0,4	0,6	0,8	1
Трубы:				
гладкие	0,14	0,16	0,21	0,29
шероховатые	0,28	0,32	0,42	0,58

D/R	1,2	1,4	1,6	1,8	2
Трубы:					
гладкие	0,44	0,66	0,98	1,41	1,93
шероховатые	0,88	1,32	1,96	2,82	3,96

Значения коэффициентов местного сопротивления ζ тройников приведены в табл. 4.9 (где $Q_{общ}$ — расход газа по основной трубе; q_v — расход газа по отводу).

Таблица 4.9

Местные сопротивления ζ тройников

$q_v/Q_{общ}$	Отбор газа		Приток газа	
	ζ на проход	ζ на ответвление	ζ на проход	ζ на ответвление
0	0,96	0,05	—1,04	0,06
0,1	0,91	—0,04	—0,68	0,11
0,2	0,88	—0,08	—0,4	0,18
0,3	0,88	—0,08	—0,15	0,24
0,4	0,89	—0,04	0,1	0,3
0,5	0,92	0	0,3	0,35
0,6	0,96	0,07	0,47	0,4
0,7	1,02	0,14	0,6	0,46
0,8	1,1	0,21	0,73	0,5
0,9	1,2	0,28	0,83	0,55
1	1,29	0,35	0,92	0,6

4.5. АККУМУЛИРУЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ И ВРЕМЯ ОПОРОЖНЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА

Запас газа в магистральном газопроводе обычно определяют по участкам (между компрессорными станциями) и затем суммируют. Запас газа (в млн. м³) на участке многониточного магистрального газопровода рассчитывают по формуле

$$V \approx \frac{\sum_{i=1}^n v_i p_{\text{ср}} l \cdot 293 \cdot 10,2}{z_{\text{ср}} \cdot 10^6 \cdot T_{\text{ср}}},$$

где n — число ниток магистрального газопровода; v_i — геометрический объем i -й нитки газопровода длиной 1 км, м³ (табл. 4.10); $p_{\text{ср}}$ — среднее давление на участке магистрального газопровода, МПа; l — длина участка магистрального газопровода, км; $z_{\text{ср}}$ — средний коэффициент сжимаемости; $T_{\text{ср}}$ — средняя температура газа, К.

Среднее давление на участке, коэффициент сжимаемости, запас газа в многониточном газопроводе можно определить по номограммам на рис. 4.16—4.19 ($T_{\text{ср}} = T_1 = 298 \div 323$ К; $T_{\text{ср}} = T_2 = 283 \div 298$ К; $T_{\text{ср}} = T_3 = 323 \div 348$ К).

Пример 4.9. Определить запас газа в газопроводе длиной 400 км, состоящем из трех ниток (при D_y равном 1000, 1200 и 1200 мм). Начальное давление газа $p_H = 5,8$ МПа, конечное давление $p_K = 4,5$ МПа, относительная плотность по воздуху $\Delta = 0,75$, средняя температура газа $t_{\text{ср}} = 30$ °С.

Решение

По номограмме на рис. 4.19 определяем

$$\begin{aligned} p_H = 5,8 \text{ МПа} \rightarrow p_K = 4,5 \text{ МПа} \rightarrow \Delta = 0,75 \rightarrow T_{\text{ср}} = 303 \text{ К} \rightarrow z_{\text{ср}} = \\ = 0,875 \rightarrow p_{\text{ср}} = 5,2 \text{ МПа} \rightarrow l = 400 \text{ км} \rightarrow z_{\text{ср}} = 0,875 \rightarrow D_y = \\ = 1000 + 1200 + 1200 \text{ мм} \rightarrow V = 72 \text{ млн. м}^3. \end{aligned}$$

Таблица 4.10

Геометрический объем v_i газопровода длиной 1 км

D_y , мм	v_i , м³	D_y , мм	v_i , м³
150	17,7	600	283
200	31,4	700	385
250	49,1	800	502
300	70,5	1000	785
350	91	1200	1130
400	125,8	1400	1540
500	196,3		

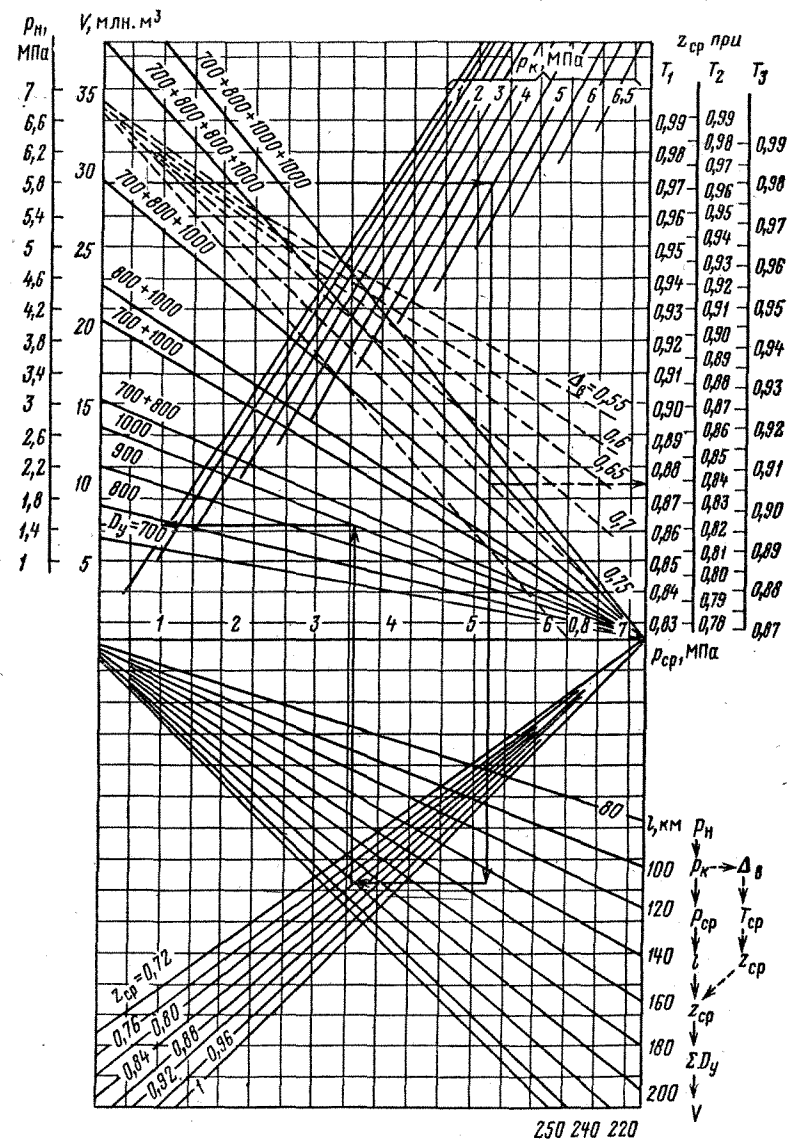


Рис. 4.16. Номограммы для определения среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \leq 1000$ мм и $l \leq 250$ км

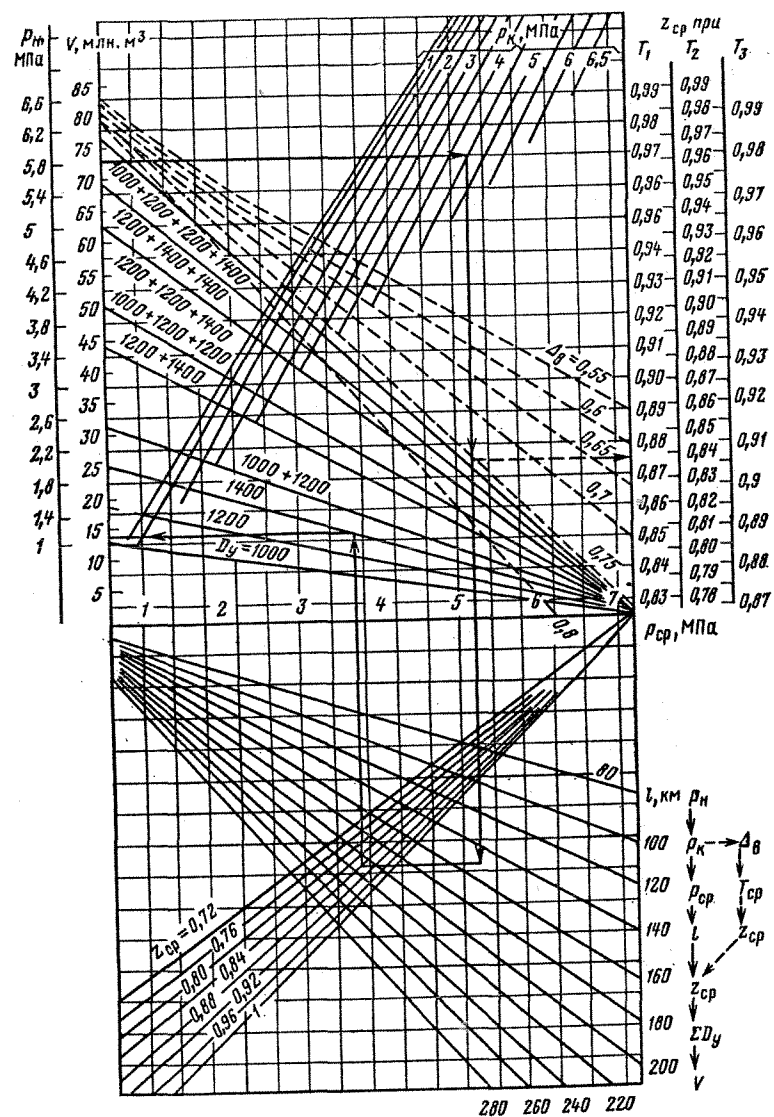


Рис. 4.17. Номограмма для определения среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \geq 1000$ мм и $l \leq 250$ км

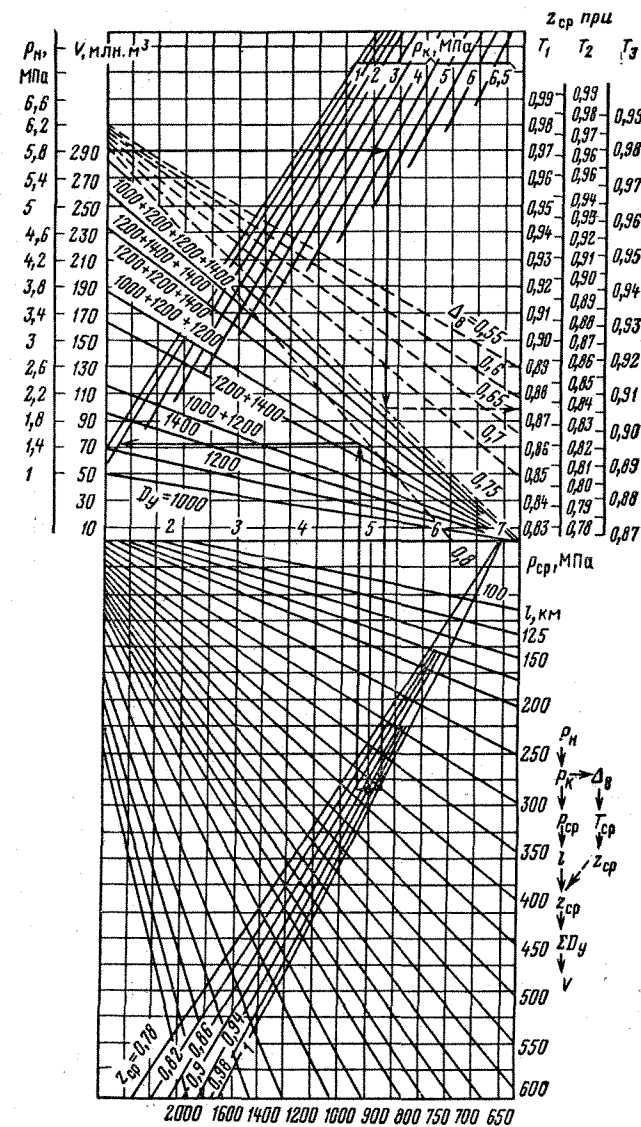


Рис. 4.18. Номограмма для определения среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \leq 1000$ мм и $l \leq 2000$ км

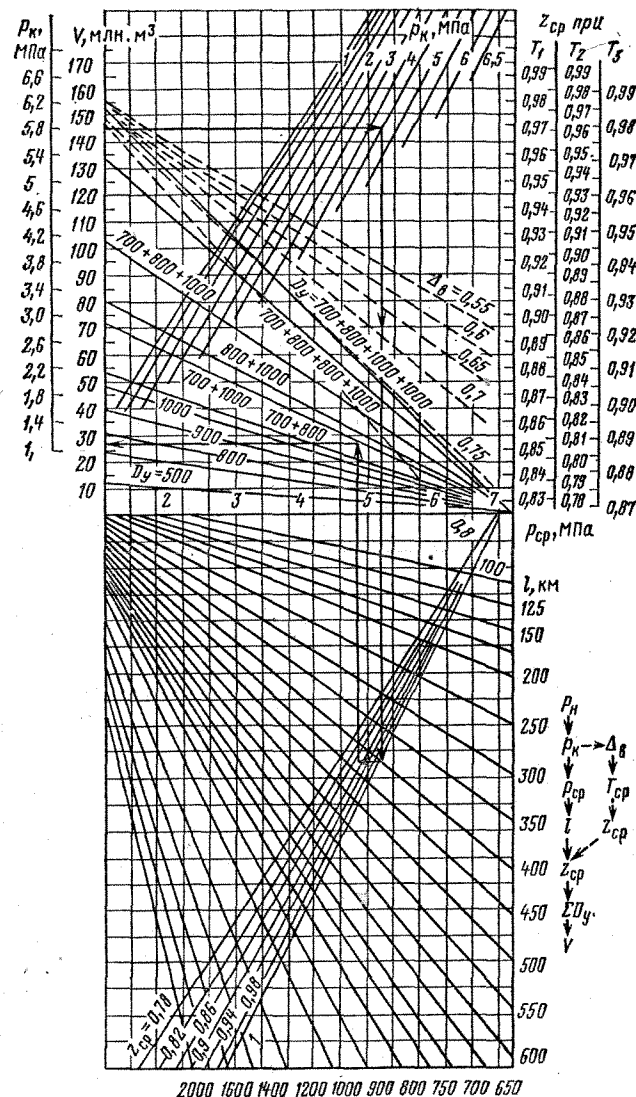


Рис. 4.19. Номограмма для определения среднего давления, коэффициента сжимаемости и запаса газа в многониточном газопроводе при $D_y \geq 1000$ мм и $l \leq 2000$ км

Пример 4.10. Газопровод диаметром 1200 мм, длиной 180 км транспортирует газ $\Delta_B = 0,65$, $T_{cp} = 303$ К, $p_n = 4,8$ МПа и $p_k = 3,2$ МПа. Определить количество газа, которое необходимо для заполнения газопровода при его испытании на давление 6,15 МПа.

Решение

По номограмме на рис. 4.17 определяем фактический запас газа

$$p_n = 4,8 \text{ МПа} \rightarrow p_k = 3,2 \text{ МПа} \rightarrow \Delta_B = 0,65 \rightarrow T_{cp} = 303 \text{ К} \rightarrow z_{cp} = 0,92 \rightarrow p_{cp} = 4,1 \text{ МПа} \rightarrow l = 180 \text{ км} \rightarrow z_{cp} = 0,92 \rightarrow D_y = 1200 \text{ мм} \rightarrow V = 8,5 \text{ млн. м}^3;$$

запас газа при давлении испытания

$$p_{исп} = p_{cp} = 6,15 \text{ МПа} \rightarrow \Delta_B = 0,65 \rightarrow T_{cp} = 303 \text{ К} \rightarrow z_{cp} = 0,885 \rightarrow l = 180 \text{ км} \rightarrow z_{cp} = 0,885 \rightarrow D_y = 1200 \text{ мм} \rightarrow V = 13,5 \text{ млн. м}^3;$$

необходимое увеличение запаса газа в трубе

$$13,5 - 8,5 = 5 \text{ млн. м}^3.$$

Определение времени опорожнения газопровода

Приблизленно время опорожнения газопровода через продувочную свечу можно определить по номограмме на рис. 4.20, составленной для метана при 288 К. На гра-

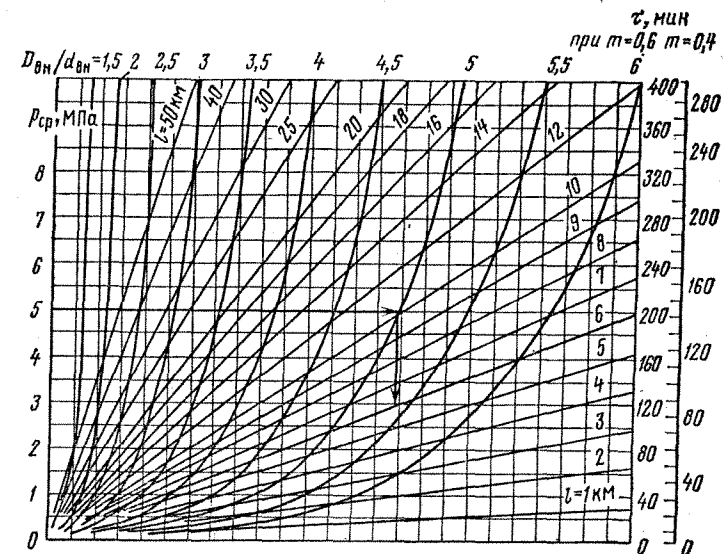


Рис. 4.20. Номограмма для определения времени опорожнения газопровода:

$$p_{cp} \rightarrow D_{вн}/d_{вн} \rightarrow l \rightarrow m \rightarrow \tau$$

фике приняты следующие обозначения: $D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр газопровода; $d_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр продувочной свечи; m — отношение рабочего сечения крана к сечению продувочной свечи; l — длина участка газопровода; p — давление в газопроводе; τ — время опорожнения участка газопровода.

Величина m на практике принимается обычно равной 0,3—0,4. При других значениях m , отличных от приведенных на графике, время опорожнения участка газопровода пересчитывают по формуле $\tau' = \tau \cdot 0,4/m$, где τ — время опорожнения участка газопровода при $m = 0,4$.

Пример 4.11. Определить время опорожнения газопровода при среднем давлении $p_{\text{ср}} = 5$ МПа, $D_{\text{вн}}/d_{\text{вн}} = 5$, $l = 6$ км, $m = 0,4$.

Решение

По графику на рис. 4.20

$p_{\text{ср}} = 5$ МПа $\rightarrow D_{\text{вн}}/d_{\text{вн}} = 5 \rightarrow l = 6$ км $\rightarrow m = 0,4 \rightarrow \tau = 118$ мин.

4.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУТОЧНОЙ ПОТЕРИ ГАЗА ПРИ ИСТЕЧЕНИИ ЕГО ИЗ ОТВЕРСТИЯ В ТЕЛЕ ТРУБЫ

Полное количество тепла, полученное телом (δQ), характеризует термодинамический теплообмен и определяется как сумма двух величин — теплоты, подведенной извне (δQ^*), и теплоты внутреннего теплообмена (δQ^{**}) — первое начало термодинамики

$$\delta Q = \delta Q^{**} + \delta Q^*.$$

Термодинамический процесс изменения состояния вещества, выражающийся уравнением $\delta Q = 0$, называется адиабатическим, $\delta Q^* = 0$ — внешнеадиабатическим. Определение суточной потери газа через неплотности осуществляется с учетом предложения о том, что процесс истечения внешнеадиабатический. Уравнение Клапейрона принимается в качестве уравнения состояния газа. В момент достижения критической скорости истечения постоянный показатель политропического процесса истечения равен показателю реального внешнеадиабатического процесса k в критическом сечении потока ($n = k = 1,3$).

Режим истечения газа из отверстий — критический, величина соотношения давлений:

$$B = p_{\text{кр}}/p_0 = [2/(n-1)]^{1/(n-1)},$$

где $p_{\text{кр}}$ — критическое давление; p_0 — исходное, начальное давление; n — показатель политропы.

Скоростная характеристика расхода газа

$$\lambda_{\text{кр}} = B/2 \sqrt{n(n+1)}.$$

Критическая массовая скорость истечения

$$u_{\text{кр}} = \lambda_{\text{кр}} \sqrt{2gp_0/v_0},$$

где g — ускорение свободного падения; v_0 — начальный удельный объем;

$$v_0 = \frac{RT}{p} = \frac{\bar{R}}{M} \frac{T}{p},$$

где R — газовая постоянная; T — температура газа; p — давление газа; \bar{R} — универсальная газовая постоянная; M — молекулярная масса

$$M = \sum_{s=1}^k M_s r_s,$$

M_s — молекулярная масса компонентов смеси газов (табл. 4.11); r_s — процентное содержание газа в смеси.

Расчетное выражение критического расхода в секунду:

$$G_{\text{сек}} = fu_{\text{кр}} = f\lambda_{\text{кр}} \sqrt{2gp_0/v_0},$$

где f — площадь сечения отверстия.

Таблица 4.11

Молекулярная масса газов

Газ	Химическая формула	Молекулярная масса
Азот	N ₂	28,016
Водород	H ₂	2,016
Гелий	He	4,003
Диоксид серы	O ₂	64,066
Диоксид углерода	CO ₂	44,011
Метан	CH ₄	16,043
Оксид азота	NO	30,008
Оксид углерода	CO	28,011
Пропан	C ₃ H ₈	44,097
Сероводород	H ₂ S	34,082
Этан	C ₂ H ₆	30,07

Пример 4.12. В одном из соединений газопровода образовалась неплотность, эквивалентная отверстию в 1 мм². Давление газа 6 МПа, температура 40 °С. Состав газа: 95 % CH₄; 4 % C₂H₆; 1 % N₂. Определить суточную потерю газа.

Решение

Молекулярная масса смеси

$$M = 16,043 \cdot 0,95 + 30,07 \cdot 0,04 + 28,016 \cdot 0,01 = 16,7228.$$

Температура газа $T = 273,15 + 40 = 313,15$ К.

Начальный удельный объем газа

$$v = 847,83 / 16,7228 \cdot 313,15 / (60 \cdot 10^4) = 0,02646 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Величина соотношения давлений

$$B = \left(\frac{2}{1,3 + 1} \right)^{\frac{1,3}{1,3 - 1}} = 0,5457.$$

Скоростная характеристика расхода газа

$$\lambda_{кр} = 0,5457 \sqrt{1,3 (1,3 + 1)} = 0,4718.$$

При решении аналогичных задач, связанных с определением утечек, характеристика расхода газа принимается равной $\lambda_{кр} = 0,4718$.

Критическая массовая скорость истечения

$$\mu_{кр} = 0,4718 \sqrt{2 \cdot 9,80665 \frac{60 \cdot 10^4}{0,02646}} = 9949,8 \frac{\text{кг}}{\text{м}^2/\text{с}}.$$

Суточный расход газа

$$G_{сут} = 24 \cdot 3600 \cdot 9949,8 \cdot 10^{-6} = 859,66 \text{ кг/сут}.$$

Столь значительные величины потерь газа требуют немедленной ликвидации появившихся свищей.

4.7. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Основные формулы и номограммы

Для расчета теплового режима магистрального газопровода с рабочим давлением до 7,5 МПа рекомендуется (по методике ВНИИГаза) формула, учитывающая влияние эффекта Джоуля—Томпсона:

$$t = t_{гр} + (t_n - t_{гр}) e^{-ax} - D_t \frac{p_n^2 - p_k^2}{2 \lambda a p_{ср}} (1 - e^{-ax}),$$

где

$$ax = 0,225 \cdot 10^6 \frac{k_m d_n x}{q \Delta c_p \cdot 10^6},$$

$t_{гр}$ — температура грунта на глубине заложения оси газопровода, °С; t_n — температура газа в начале участка газо-

провода, °С; e — основание натуральных логарифмов ($e = 2,718$); x — расстояние от начала участка до рассматриваемой точки, км; D_t — эффект Джоуля—Томпсона; p_n и p_k — давления в начале и конце рассматриваемого участка, МПа; l — длина участка газопровода, км; $p_{ср}$ — среднее давление газа на участке, МПа; k_m — коэффициент теплопередачи от газа к грунту, кДж/(м²·ч·°С); d_n — наружный диаметр газопровода, мм; q — расход газа, млн. м³/сут; Δ — относительная плотность газа по воздуху; c_p — теплоемкость газа (для приближенных расчетов $c_p \approx 2,51$ кДж/(кг·°С)).

Величину e^{-ax} можно определить по табл. 4.12. Температура грунта и воздуха для различных районов и времени года приведены в табл. 4.13 и 4.14. Эти параметры могут быть определены и по СНиП 2.01.01—82 в разделе «Строительная климатология и геофизика».

Среднюю температуру газа на участке определяют по формуле

$$t_{ср} = t_{гр} + \frac{t_n - t_{гр}}{al} (1 - e^{-al}) - D_t \frac{p_n^2 - p_k^2}{2 \lambda a p_{ср}} \left[1 + \frac{1}{al} (1 - e^{-al}) \right].$$

При перепаде давлений в начале и конце рассчитываемого участка менее 1 МПа и его длине более 100 км можно использовать формулу Шухова для расчета температуры газа в любой точке газопровода и средней температуры газа, соответственно

$$t = t_{гр} + (t_n - t_{гр}) e^{-ax};$$

$$t_{ср} = t_{гр} + \frac{(t_n - t_{гр})}{al} (1 - e^{-al}).$$

Приближенное определение конечной и средней температур газа на участке газопровода можно проводить по номограмме (рис. 4.21).

Пример 4.13. Дано: $q = 8$ млн. м³/сут, $D_n = 529$ мм, $l = 100$ км, $\Delta = 0,62$, $t_n - t_{гр} = 30$ °С; принято $k_m = 6,28$ Вт/(м²·°С).

Решение

По номограмме на рис. 4.21, а находим $t_{ср} - t_{гр} = 15$ и $t_k - t_{гр} = 6$ °С.

84 Таблица 4.12

Значения величины e^{-ax}

ax	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	1,0000	0,9990	0,9980	0,9970	0,9960	0,9950	0,9940	0,9930	0,9920	0,9910
0,1	0,9948	0,9900	0,9802	0,9704	0,9608	0,9512	0,9418	0,9324	0,9231	0,9139
0,2	0,8187	0,8106	0,8025	0,7945	0,7866	0,7788	0,7711	0,7634	0,7558	0,7483
0,3	0,7408	0,7334	0,7261	0,7189	0,7118	0,7047	0,6977	0,6907	0,6839	0,6771
0,4	0,6703	0,6637	0,6570	0,6505	0,6440	0,6376	0,6313	0,6250	0,6188	0,6126
0,5	0,6065	0,6005	0,5945	0,5886	0,5827	0,5769	0,5712	0,5655	0,5599	0,5543
0,6	0,5488	0,5434	0,5379	0,5326	0,5273	0,5220	0,5169	0,5117	0,5066	0,5016
0,7	0,4866	0,4816	0,4768	0,4724	0,4677	0,4630	0,4584	0,4538	0,4494	0,4450
0,8	0,4493	0,4449	0,4404	0,4360	0,4317	0,4274	0,4232	0,4190	0,4148	0,4107
0,9	0,4066	0,4025	0,3985	0,3946	0,3906	0,3867	0,3829	0,3791	0,3753	0,3716
1	0,3679	0,3629	0,3585	0,3546	0,3507	0,3466	0,3423	0,3382	0,3343	0,3302
2	0,1353	0,1225	0,1103	0,0987	0,0871	0,0757	0,0643	0,0530	0,0418	0,0307
3	0,0498	0,0450	0,0408	0,0369	0,0334	0,0302	0,0273	0,0247	0,0224	0,0202
4	0,0183	0,0166	0,0150	0,0136	0,0123	0,0111	0,0100	0,0091	0,0082	0,0074
5	0,0067	0,0061	0,0055	0,0050	0,0045	0,0041	0,0037	0,0034	0,0030	0,0027
6	0,0025	0,0022	0,0020	0,0018	0,0017	0,0015	0,0014	0,0012	0,0011	0,0010
7	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007	0,0006	0,0006	0,0005	0,0005	0,0004	0,0004
8	0,0003	0,0003	0,0003	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0001
9	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0000

Пример. 4.14. Дано: $q = 15$ млн. $\text{м}^3/\text{сут}$, $D_H = 630$ мм, $l = 100$ км, $\Delta = 0,58$, $t_H - t_{гр} = 20^\circ\text{C}$; принято $k_m = 1,75$ Вт/($\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$).

Решение

По номограмме на рис. 4.21, б находим $t_{ср} - t_{гр}$ и $t_H - t_{гр}$.

Определение некоторых параметров, входящих в формулы теплового расчета

Приближенное значение коэффициента теплопередачи от газа к грунту k_m принимается с учетом местных специфических условий прохождения газа по газопроводу.

Ориентировочные значения коэффициентов теплопередачи: для грунта, состоящего из сухого песка, $k_m = 4,187$ кДж/($\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$); для очень влажного песка $k_m = 12,54$ кДж/($\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$); для влажной глины $k_m = 5,64$ кДж/($\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}$).

При отсутствии данных о характере и влажности грунтов по трассе газопровода коэффициент теплопередачи от газа к грунту можно приближенно принимать равным 1,75 Вт/($\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$). Однако коэффициент теплопередачи k_m существенно зависит от вида прокладки газопровода (подземная, надземная, прокладка в насыпи), от характера грунта (талый, мерзлый), от степени изоляции (нетеплоизолированный и теплоизолированный).

Коэффициент теплопередачи для нетеплоизолированных газопроводов в талых грунтах:

$$k_m = \frac{\lambda \cdot 10^3}{d_H} \left[0,8 + \left(\frac{d_H}{h_{пр} \cdot 10^3} \right)^2 \right],$$

где

$$h_{пр} = h_0 + \lambda_T / a_B,$$

λ_T — коэффициент теплопроводности талого грунта (табл. 4.15); h_0 — расстояние от поверхности почвы до оси трубопровода; a_B — коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в воздух, $a_B = 5,3 + 3,6v_B$; v_B — среднемесячная (среднеквартальная, среднесезонная) скорость ветра, определяемая по данным ближайшей метеостанции или климатическим справочникам.

При наличии снежного покрова

$$h_{пр} = h_0 + \lambda_T \left(\frac{1}{a_B} + \frac{\delta_{сн}}{\lambda_{сн}} \right),$$

где $\delta_{сн}$ — толщина снежного покрова; $\lambda_{сн}$ — коэффициент теплопроводности снежного покрова.

88 Таблица 4.13

Температура грунта (в °C) на различных глубинах в некоторых пунктах СССР

Пункты	h, м	Месяцы												t _{ср.} °C
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Актюбинск	0,4	-3,7	-3,6	-1,9	4,5	14,4	19,7	22	21,5	16,4	9	2	-1,9	8,2
	0,8	-1,4	-1,8	-1,1	3,3	11,8	16,9	19,6	19,8	16,6	10,4	4,5	0,8	8,3
Алма-Ата	1,6	2,6	1,5	1,2	2,4	8	12,7	15,6	16,7	15,6	12,2	8,2	4,8	8,5
	0,8	2,3	1,4	2,4	7,5	12,5	16,3	19,2	20,5	18,8	14,3	8,4	4,5	10,7
	1,2	4,6	3,5	3,2	6,4	10,7	14,3	17,1	18,7	18,2	15,2	10,6	6,2	10,8
Архангельск	1,6	6,1	4,7	4,2	6,2	9,8	13	15,6	17,4	17,4	15,5	11,8	8,5	10,8
	0,8	0,4	0	-0,1	0	0,8	5	10,8	12,6	9,6	5,7	2,6	1,1	4
	1,2	2,1	1,6	1,3	1	1,1	3,6	8,1	10,1	9,7	7,2	4,8	3	4,5
Ашхабад	1,6	4	3,5	3,1	2,7	2,5	3	4,5	6	7,1	7	6,1	4,9	4,5
	0,8	8,4	8,6	10,9	15,5	21,2	26	29,3	29,4	26,7	21,8	15,7	10,6	18,7
	1,2	10,6	10	11,4	14,6	19,1	23,5	26,8	27,8	26,2	22,7	17,8	13,2	18,6
Баку	1,6	12,7	11,7	12,2	14,1	17,5	21,3	24,3	25,9	25,3	23	19,4	15,5	18,5
	0,4	6,3	6,5	8,5	13,9	20,8	26	29,1	29,4	25,6	19,6	13,5	8,6	17,3
	0,8	8,7	8,3	9,5	12,8	18,2	22,9	26,3	27,3	25,5	20,7	16,1	11,4	17,3
Березово	1,6	13,6	12,2	11,7	12,6	15,4	18,6	21,4	23,2	21,3	21,4	18,7	15,6	17,3
	0,8	0,3	-0,3	-0,6	-0,3	0	2,2	7,2	9,4	8,1	4,7	2	1	2,8
	1,2	1,1	0,6	0,3	0,1	0,1	0,9	5,2	7,9	7,4	5,4	3	1,8	2,8
Бухара	1,6	1,6	1	0,7	0,5	0,4	0,9	3,9	6,8	7,1	5,6	3,5	2,3	2,9
	0,8	5,1	5,8	4,5	13,8	20,7	25,7	28,9	29,4	26,6	20,9	13,9	8,4	17,2
	1,2	7,4	7,1	8,3	12,6	18,8	23,6	26,8	27,9	26,2	21,8	16,1	10,8	17,3
Волгоград	1,6	9,2	8,2	8,6	11,9	17,1	21,7	25,1	26,6	25,7	22,4	17,7	12,8	17,7
	0,8	-1,3	-1,9	0,4	7,7	16,2	22,7	26	25,3	19,6	12	6,4	0	11
	0,4	0,8	-0,1	0,6	6,2	13,8	19,8	23,5	23,8	20,1	13,9	7,6	2,7	11,1
Вологда	1,6	4,3	2,9	2,6	4,9	10,2	15,2	18,8	20,4	19,2	15,6	11,1	6,8	11
	0,4	0,6	0,2	0,2	0,7	6,5	11,2	14,8	14,7	11,2	6,5	3,2	1,2	5,9
	0,8	1,7	1,3	1,1	1,1	4,9	9,6	13	13,6	11,2	7,4	4,3	2,5	6

Воронеж	1,6	3,4	2,8	2,3	2,1	3,6	6,8	9,6	11,2	10,6	8,6	6,2	4,4	6
	0,8	1,6	1	0,8	3,4	9,2	13,1	16,2	17	14,8	10,7	6,4	3,2	8,1
Гомель	1,6	4,6	5,1	4,4	3,3	6,5	9,7	12,4	14	13,8	11,8	9	6,5	8,1
	0,8	1,6	0,6	0,7	3,9	5,6	8	13	12	12,6	11,6	9,9	7,9	8,2
Горький	1,6	2,6	2,6	1,4	3,3	8,5	12,5	15,2	16	14,2	10,6	5,2	2,6	8,1
	0,8	1,2	0,8	2,1	3,2	7,5	11,5	13,8	15,1	14	11,2	7,1	3,9	8,1
Грозный	1,6	2	2,2	0,6	1,3	6,8	12	15,2	15,9	13,2	8,6	4,4	2,1	8,1
	0,8	1,2	1,4	1,2	1,5	5,8	10,4	13,3	14,4	12,8	9,2	5,4	3,1	6,8
Джабул	1,6	2,9	2,2	1,8	8,9	4,8	9	12	13,4	12,7	8,6	6,5	4,1	6,7
	0,8	5,6	4,5	5,3	8,9	14,1	18,1	21,2	22,5	20,8	17,1	12,6	7,9	6,8
Ереван	1,6	7,4	6,2	6,3	8,4	12,5	16,2	19,3	20,9	20,3	17,6	14,2	10,1	13,2
	0,8	9,4	8	7,5	8,6	11,5	14,7	17,5	19,3	19,6	18	15,2	11,9	13,3
Ивдель	1,6	5,5	4,2	4,7	9,4	15,7	19,4	23,8	24,5	21,2	14,3	7,4	2,6	11,9
	0,8	9,5	7,4	6,2	10,8	13,1	16,8	20,3	22	20,5	16,4	10,6	6,6	12
Игрым	1,6	10,8	9,2	8,7	10,2	15,6	20,2	24	25,7	24,5	19,3	13,3	8,4	12,1
	0,4	-1,9	-2,5	-1,9	-0,4	3,3	10	13,7	13,6	9,8	4,3	0,7	-0,9	4
Иваново	0,8	-0,8	-1,3	-1,2	-0,5	1,1	6,9	11,1	12,2	9,9	5,6	2,5	0,7	3,8
	1,2	-0,2	-0,7	-0,8	-0,3	0,4	4,7	9,1	10,8	9,8	6,4	3,6	1,5	3,7
Игрым	1,6	0,3	-0,2	-0,4	0,1	0,3	3,4	7,8	9,7	9,4	6,7	4,2	2,2	3,6
	0,8	-21,8	-18,8	-12,5	-2,7	4,1	12	16,3	13,7	7,3	-2	-13,2	-19,6	-3,7
Казань	1,6	-2,1	-1,6	-1,3	-1	1,1	3,6	8,1	10,1	9,7	-7,2	-4,8	-3,8	-4,5
	0,8	-4	-3,5	-3,1	-2,7	-2,5	3	4,5	6	7,1	-7	-6,1	-4,9	-4,7
	1,6	0,4	-0,1	-0,1	2	6,8	11,5	14,8	14,9	12,1	7,2	3,2	1,4	6,1
	1,2	2,2	1,6	1,3	1,2	4,8	8,7	12	13,2	12,1	8,8	5,3	3,4	6,2
	0,8	5,1	4,2	3,6	3,1	4	6,2	8,6	10,3	10,8	9,9	8	6,3	6,7
	1,2	0,6	-0,2	0	0,8	6,4	11,4	14,3	14,9	12,5	9,2	4	1,5	6,2
	1,6	2,1	-1,3	0,8	1,3	5,1	9,3	12,2	13,3	12,3	9,2	5,6	3,1	6,3
	0,8	3,1	2,2	1,6	1,6	4,2	7,8	10,6	12,2	11,9	9,8	6,8	4,3	6,3

88 Продолжение табл. 4.13

Пункты	h, м	Месяцы												t _{ср.} , °C
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Каракалпакская АССР	0,8	1,5	0,9	1,3	5,7	12,1	17	20,3	21,5	19,5	14,6	9	4,7	10,7
Кишинев	1,2	4,3	3,1	2,8	5,4	9,8	11	17,3	19,1	18,6	15,5	11,3	7,6	10,7
	1,6	6,6	5	4,2	5,2	8,5	11,9	15	17,1	17,5	15,8	12,8	9,5	10,8
	0,8	3	2	2,9	8,2	14,2	18,8	21,7	22,5	19,4	14,1	9	4,7	11,7
Краснодар	1,6	4,6	3,4	3,6	7,3	12,4	16,7	19,7	21	19,1	14,9	10,6	6,5	11,6
	1,2	6,2	4,8	4,6	7	11,3	15,1	18	19,6	18,7	15,6	12	8,4	11,8
	0,8	5,3	4,5	4,8	8,7	13,8	18,1	21,4	22,6	20,6	16,1	11,6	7,3	12,9
Курск	1,2	6,8	6,6	5,5	8	12,3	16,3	19,5	21,2	20,2	16,9	13	9,1	12,9
	1,6	8,3	6,9	6,4	7,9	11,3	14,8	17,8	19,7	19,6	17,2	14	10,6	12,9
	0,8	1,6	1,2	1	3	8,9	13,5	15,9	16,2	13,7	9,6	5,5	2,8	7,7
Киев	1,2	2,7	2,2	1,7	2,6	7,3	11,5	14,1	14,9	12,3	10,1	6,9	4,2	7,6
	1,6	3,8	2,8	2,5	2,7	6,4	10,1	12,7	13,8	12,9	10,4	8	5,4	7,7
	0,8	1,1	0,1	0,5	4,2	10,9	16,4	19	19	16,1	11,2	6,1	2,5	8,9
Ленинград	1,2	2,6	1,6	1,3	3,6	9,3	14,1	16,9	17,3	16	12,1	7,7	4,4	8,9
	1,6	3,8	2,8	2,2	3,5	7,9	12,4	13,5	16,2	15,7	12,7	9	5,7	8,9
	0,4	5,5	6,5	3,2	1,3	9,5	16,4	20,3	18,1	11,8	6,2	1,2	2,7	5,6
Луганск	0,8	0,9	2,3	1,5	0,2	3,3	12	17	16,8	12,5	7,8	3,6	0,8	5,7
	1,6	2,3	1,3	0,7	0,7	2	7,7	12,5	14	12,3	9,1	6	3,8	6
	0,4	0,7	1,3	0,4	7,3	15,3	20,2	23,5	23,4	18,9	11,4	5,3	1,4	10,4
Минск	0,8	2	0,8	1,2	5,8	12,2	16,9	20,4	21,2	18,8	13,4	8,3	4,3	10,4
	1,6	4,1	4,4	3,4	4,9	8,6	12,5	15,9	17,6	17,4	14,8	11,2	8	10,3
	0,8	1,2	0,5	0,7	4	10,9	15,4	17,8	17,4	14,1	9,1	4,9	2,1	8,2
Москва	1,2	2,2	1,6	1,4	3,5	9,3	13,5	15,9	16,3	13,9	9,9	6,1	3,5	8,1
	1,6	3,2	2,5	2,2	3,5	8,3	12	14,5	15,2	13,7	10,4	7,2	4,6	8,1
	0,8	1,4	1,1	0,8	1,4	7,8	13,1	16,9	17,6	14,6	9,7	5,1	2,5	7,7
	1,2	2,7	2,2	1,8	1,9	6,4	11,4	15,4	17	15,2	12,1	7	4,1	8
	1,6	3,8	3,7	2,6	2,4	5,6	10,3	14	16,1	15,3	12,1	8,5	5,5	8,3

Московская область	0,8	1,7	1,3	1,1	2,2	7,5	11,2	14	14,9	12,7	9	5,1	2,6	6,9
Мурманск	1,6	3,6	2,8	2,4	2,3	5,3	8,4	11	12,7	12,4	10,2	7,4	4,9	7
	0,8	2,4	4,7	4	3,5	4,2	6	8	9,8	10,6	3,2	8,9	7,2	6,9
	1,2	0,6	2,6	2,3	1,2	0,6	5,4	10,2	10,8	7,1	4,5	1,2	1,4	2,4
Надым—Уренгой	1,6	0,7	0,3	0,2	0,1	0,1	2,8	8,1	9,7	7,2	5,2	1,7	0,5	2,6
	0,4	9,3	9,4	8,6	0,1	0,2	1,3	5,3	7,6	6,8	—	2,8	1,4	2,7
	1,6	6,6	8,8	5,6	5,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Одесса	0,8	2,5	4,6	3,2	6,7	11,7	15,4	18,4	19,5	18,3	15	10,7	6,5	—
	1,2	4	2,8	3,9	6,3	10,3	13,7	16,6	17,9	17,3	15,6	11,9	8,2	11
	0,8	5,4	7,8	6,5	6,3	8,2	10,8	13,1	15,1	15,9	15,2	13,6	11,5	—
Орел	1,2	1	0,3	0,2	1,4	7,4	12,6	15,6	16,2	13,7	9,5	5,2	2,1	7,1
	1,6	2	1,4	1	1,4	5,8	10,7	13,8	14,8	13,4	10,2	6,6	3,7	7,1
	0,4	3,6	2,5	1,1	2	4,9	9,1	12,1	13,5	13	10,7	7,7	5,1	7,1
Пенза	0,8	2,3	2,5	1,1	1,4	9,6	15,3	18,4	18,1	13,9	7,5	2,4	0,7	6,6
	1,2	0,4	0,4	0,4	0,7	7	12,5	15,7	16,4	14	9,4	5	2,1	6,9
	0,4	3,4	2,4	1,9	1,9	4,7	8,8	11,7	13,3	13	10,6	7,5	5,1	7
Пермь	1,6	0,4	0,2	0,6	0,6	6,8	9,6	12,9	15,4	10,6	5,3	1,8	0,1	5,6
	0,8	0,6	0,2	0,1	0,2	4	6,1	9,1	10,8	10,8	6,7	3,3	1,4	5,3
	1,6	2,4	1,7	1,3	1,1	2,3	17,2	20	20,8	18,2	8,2	5,5	3,6	5,2
Ростов-на-Дону	0,8	2,4	1,8	2,1	6,3	12,8	14,4	17,2	18,5	17,6	13,8	9,2	5,3	10,8
	1,2	5,1	3,9	3,6	5,8	10,4	14,4	15,4	17	16,9	13,9	12,2	7,6	10,7
	1,6	6,7	5,4	4,7	5,8	9,3	12,8	15,4	23,5	18,4	14,2	14,4	9,8	15,4
Самарканд	0,8	5,1	5,3	7,9	12,1	17,6	22,4	25,8	26,2	23,5	19,2	12,2	9,2	10,8
	1,2	7,2	6,7	8,1	11,2	15,5	20,1	23,4	24,5	23,1	19,2	14,2	7,6	15,4
	1,6	9	8	8,6	10,8	14,4	18,2	21,2	22,6	22	19,5	15,6	11,7	15,3
Саратов	0,8	0,8	0,1	0	1,6	7,4	12	14,9	15,9	14,1	10,1	5,7	2,5	7,1
	1,2	2,3	1,4	1,1	1,9	6,1	10,1	13	14,4	13,6	10,7	7,3	4,2	7,2
	1,6	3,7	2,7	2,2	2,4	5,3	8,8	11,4	12,9	12,9	11	8,3	5,7	7,3
Свердловск	0,4	0,8	0,1	0,9	1	6,9	12,2	15	14,6	11,2	5,9	1,9	0,1	5,5
	0,8	0,6	0	0,1	0,7	5,1	9,8	12,9	13,5	11,4	7,3	3,6	1,7	5,5
	1,9	2,4	1,7	1,2	1,2	3,2	6,7	9,7	11,1	10,7	8,5	5,6	3,6	5,5

88 Продолжение табл. 4.13

Пункты	h, м	Месяцы												t _{ср} , °C
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Сыктывкар	0,4	-0,3	-0,7	-0,7	0	3,4	10,5	13,9	14	10	4,6	1,4	0,3	4,7
Сочи	0,8	0,8	0,4	0,2	0,2	2,1	7,8	11,8	12,7	10,3	6,1	3	1,5	4,7
	1,6	2,2	1,6	0,9	0,9	1,4	4,6	8,2	10,2	10	7,5	4,8	3,1	4,6
	0,8	8,9	8	8,6	11,6	15,3	19	22,2	23,6	22,2	18,7	15,1	11,2	15,4
	1,2	10,1	8,8	9	11	14,1	17,4	20,3	22	21,5	19	16	12,4	15,1
Ставрополь	1,6	11,2	9,8	9,6	11	13,4	16,2	18,9	20,8	21	19,2	16,8	13,5	15,1
	0,4	1,2	1,3	2,7	7,7	13,8	17,9	20,3	19,6	15,4	11,4	6	2,8	10
	0,8	3	2,9	2,5	6	11,5	15,4	17,6	17,6	15,3	12,2	7,8	4,6	9,6
	1,6	5	4	3,8	5,3	8,8	12,2	14,4	15,7	15,1	12,7	9,7	6,8	9,5
Тамбов	0,8	0	-1,2	-0,9	1,7	10	15,8	19,1	17,6	13,3	7,6	2,7	0,6	7,2
	1,2	1,2	0,6	0,4	1,3	8,7	13,3	18,8	16,7	13,9	1,5	5,1	2,4	7,5
	1,6	4,2	3,4	2,5	2,3	5,7	9,6	12,3	13,3	12,7	10,5	7,8	5,5	7,5
	0,8	4,1	4,5	7,7	13,3	19,3	25	29,3	29,7	26,1	19,6	12,4	7	16,3
Ташкент	1,2	6,8	6,2	8,2	12,3	17,2	22,3	26,4	27,8	25,6	21,2	15,5	10,4	16,7
	1,6	9,6	8,2	8,9	11,7	15,7	20	23,9	25,7	24,8	21,5	16,9	12,7	16,6
	0,6	0,9	0,7	0,6	1,8	8,6	12,7	15,2	14,9	11,7	7,4	3,5	1,4	6,6
	1,2	2	1,7	1,4	2	6,5	10,5	13	13,7	11,8	8,6	5,2	2,9	6,6
Тбилиси	1,6	2,8	2,3	2	10,8	14,9	18,6	22,1	23,5	21,9	17,6	13,1	8,6	14,1
	0,8	5,5	5,5	7,4	10,5	13,6	16,8	20	21,6	21,1	18,2	14,8	10,8	14,1
	1,2	6,5	7,0	8	10,7	12,8	15,3	18	19,7	20	19,3	16	12,9	14,2
	1,6	8,5	8,7	9,1	10,7	12,8	15,3	18	19,7	20	19,3	16	12,9	14,2
Уфа	0,4	-1,4	-1,6	-1,2	1,6	1,3	15	17,8	17,6	12,7	7,1	1,9	-1,3	6,5
	0,8	0,8	0,1	0	1	6,9	11,7	14,8	15,9	13,4	9,3	4,2	1,8	6,7
	1,6	3,8	2,8	2,2	2,1	4,4	7,8	10,4	12	12	10,1	7,6	5,2	6,7
	1	2,7	1,9	1,6	4	9,6	13,2	15,8	16,7	15,2	11,6	7,7	4,6	8,7
Харьков	1,5	4,3	3,3	2,7	3,8	7,9	11,3	13,9	15,2	14,7	12,3	9,2	6,4	8,8
	2	5,6	4,5	3,7	4	6,8	9,8	12,2	13,8	13,9	12,5	10,1	7,6	8,7

Х л в а

Челябинск

Якутск

0,5	0,4	0,9	5	12,6	20,2	24,4	27,4	27,2	23,4	17	10,3	4,3	14,6
1	3,7	2,5	4,3	10,3	16,6	21,4	24,7	25	22,7	18,2	12,7	7,1	14
0,4	-2,2	-2,5	-1,6	0,7	5,7	10,4	13,7	14,4	11,5	6,8	2,2	-0,8	4,9
0,8	-0,1	-0,9	-0,7	0,3	3,8	7,9	11,2	12,6	11,2	7,9	4,3	1,5	4,9
1,2	-12,4	-14,1	-12,7	-8,4	-1,4	5	9,4	9,6	5,3	0	-3,4	-8,1	-2,6
1,6	-8,7	-10,2	-10,2	-6	-3,3	0,1	4,1	5	2,8	0	-0,9	-4,9	-2,8
	-5,6	-7,4	-7,9	-7	-4,1	-1,8	0,3	1,5	1,1	0,1	-0,1	-2,4	-2,8

Примечание. h — глубина заложения трубопровода; t_{ср} — среднегодовая температура.

Таблица 4.14
Температура воздуха (в °C) в различных пунктах СССР

Пункты	Месяцы												t _{ср} , °C
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Актюбинск	-15,6	-14,9	-8,2	4,7	14,6	19,8	22,3	20,3	13,3	4,4	-4,8	-12,1	3,6
Александров	-12,5	-11,9	-5,5	6,9	16	21,4	23,8	21,8	14,8	6,2	-2,1	-8,8	5,8
Гай													
Алма-Ата	-11,5	-8,9	0,8	10,3	16	20,3	22,9	21,7	15,6	8	-1,2	-8,2	7,2
Архангельск	-12,8	-12,5	-8,6	-0,7	5,4	12	15,2	13,2	7,6	1,1	-4,9	-10,3	0,4
Ашхабад	1,4	4,4	9,4	16,2	23,1	26,2	30,7	29,6	23,5	16,5	8,7	16,7	16,3
Баку	3,8	4	6,2	11	17,7	22,6	25,7	25,6	21,6	16,6	10,9	6,5	14,4
Березово	-22,4	-18,7	-13	-5,1	2,5	10,6	15,9	13	6,7	-2,6	-13,9	-20,4	-4
Бухара	-0,6	2,3	8,5	15,9	22,1	25,8	27,5	25,2	19,3	12,8	6,1	1,8	13,9

88 Продолжение табл. 4.14

Пункты	Месяцы												t _{ср} , °C
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Вольск	-12,7	-11,9	-6,4	2	8,8	14,4	17	14,5	8,5	1,7	-4,4	-10,1	1,8
Волгоград	-9,2	-8,7	-2,3	8,3	16,7	21,6	24,2	22,7	16,1	7,8	0	-6,1	-7,6
Вологда	-11,6	-11,1	-6,1	2,4	9,7	14,6	17,2	15	9,2	2,6	-3,6	-9,1	2,4
Воркута	-20,4	-19,8	-17,4	-9,6	-3,2	5,8	11,7	9,5	3,8	-4,4	-13,7	-18,3	-6,3
Воронеж	-9,3	-9,2	-4,1	5,9	14,1	18	19,9	18,7	12,8	5,6	-1,1	-6,7	5,4
Гомель	-6,9	-6,3	-1,8	6,3	13,7	16,9	18,6	17,4	12,5	6,4	0,6	4,3	6,1
Горький	-12	-11,6	-5,6	3,4	11,2	16,3	18,1	16,3	10,7	3,2	-3,6	-8,6	3,4
Грозный	-3,6	-2,3	2,4	9,3	16,5	20,8	23,8	23,2	17,4	11	4	-1,2	10,1
Джамбул	-6,6	-4,6	3,2	11,1	16,4	20,9	23,8	16,6	16,6	9,5	1,1	-3,9	9,2
Ереван	-3,7	-2,3	4	11,1	15,9	20,1	24	24,2	20	13,9	6,2	-1,2	11
Иваново	-11,6	-10,7	-5,3	3,7	11,5	15,9	18,5	16,3	10,1	3,4	-3,2	-9	3,3
Ивдель	-18,6	-16,6	-9,5	0,8	7,5	13,8	16,2	13,8	7,4	-0,5	-8,9	-16,8	-1
Игрым	-21,8	-18,8	-12,5	-2,7	-4,1	12	16,3	13,7	7,3	-2	-13,2	-16,6	-3,1
Казань	-13,5	-12,9	-7	3,3	12,1	16,9	19	17,1	10,7	3,2	-4,7	-11	-2,8
Котлас	-14	-13	-7,4	1,4	8,3	14,3	7,2	14,6	8,4	1,4	-5,5	-11,4	1,2
Киев	-6,1	-5,4	-0,7	7,3	14,6	17,8	19,5	18,8	14,1	7,5	1,0	-3,7	7,1
Кинешев	-3,5	-2,5	2,6	9,5	15,9	19,3	21,5	20,7	15,9	10,1	3,9	-0,9	9,4
Краснодар	-1,8	-0,9	4,2	10,9	16,8	20,4	23,2	22,7	17,4	-11,6	5,1	0,4	10,8
Кунград	-6,7	-4,7	2	11,3	18,9	23,2	23,3	23,6	17,7	9,8	2,2	-3,6	9,9
Курск	-8,6	-8,4	-3,4	5,8	13,7	17,4	19,3	18,2	12,6	5,6	-0,9	-6,3	5,3
Ленинград	-7,8	-8	-4,6	2,6	9,2	14,4	17,7	16	10,9	4,9	-0,5	-5,1	4,1
Магнитогорск	-16,9	-15,7	-9,1	2,6	11,6	16,6	18,3	16,1	10,2	1,9	-20,7	-27	1,2
Медвежье	-28,6	-28,8	-26,8	-17,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Москва	-9,4	-8,5	-3,6	4,9	12,9	17	19,3	17,4	11,7	5,0	-1,6	-6,9	4,8
Московская область	-10,6	-10,2	-5,4	3,3	10,9	14,8	17,2	15,3	9,8	3,8	-2,5	-7,9	3,2

Минск	-6,9	-6,4	-2,2	5,3	12,6	16,0	17,8	16,2	11,6	5	0	-4,5	5,4
Мурманск	-12,8	-12,2	-8,4	-2,1	3,3	9,8	13,3	11,1	5,8	-0,8	-6,4	-10,8	-0,8
Навои	0,2	3,2	8,4	15,3	21,7	26	28,2	26,1	19,8	13,2	7,1	2,6	14,3
Надым	-23,6	-22,8	-18,3	-9	-1,5	8,6	14,7	11,4	5,5	-4,5	-17,2	-22,8	-6,6
Новороссийск	-16,4	-15,6	-9,4	3,1	13,3	18,7	20,9	19,1	12,4	3,4	-6	-13	-2,5
Новый Порт	-26	-23,6	-21,1	-14,5	-5,9	2,3	10,2	9,8	4,3	-5	-16,9	-22,6	9,1
Одесса	-3	-2,3	2	8,5	15,3	19,6	22,5	21,5	16,6	10,7	4,5	0,4	9,6
Орел	-9,2	-9,2	-4,4	4,8	12,8	16,8	18,8	17,4	11,6	4,8	1,4	-6,8	4,6
Пенза	-12,1	-11,6	-5,8	4,5	13,4	17,6	19,8	18,1	11,8	4,3	-3,3	-1,3	3,9
Пермь	-15,1	-13,4	-7,2	2,6	10,2	16	18,1	15,6	9,4	1,6	-6,6	-12,9	1,5
Печора	-18,3	-17,2	-12,7	-2,8	3,4	11,1	14,8	12,4	6,4	-5	-9,9	-16,3	-2,6
Ростов-на-Дону	-5,7	-5,1	0,2	9,3	16,7	20,5	23,6	22,9	16,9	9,3	2,3	-3,5	8,7
Салехард	-24,4	-21,9	-17,9	-10,2	-2,1	7,1	13,8	11,2	6,9	-2,1	-13,2	-19,7	-3,4
Самарканд	-0,3	2,3	7,2	13,7	19,2	23,5	25,5	23,7	18,8	12,5	6,5	2,1	12,9
Саратов	-12,8	-12,2	-6,4	-4,7	14,1	18,6	21,1	19,2	12,3	4,5	-3	-9,2	4,2
Свердловск	-16	-14,4	-8,1	2,3	10	15,5	17,2	14,8	9,2	1,2	-7,2	-13,8	0,8
Ставрополь	-3,7	-3	1,6	8,6	8,6	15,2	19	21,9	21,5	16	10	3,4	9,1
Сыктывкар	-15,1	-13,9	-8	0,9	7,6	14,1	16,6	14	7,8	0,4	-6,9	-13,1	0,4
Сочи	4,9	5,3	7,6	11,1	15,7	19,7	22,5	22,8	19,1	14,8	10,4	7,2	13,4
Талдык	-17,2	-16,1	-3,9	4,5	14,6	20,4	22,8	20,8	13,5	4,1	4,5	-12,2	3,5
Тамбов	-10,8	-10,2	-5,1	5,1	13,9	18	20,2	18,5	12,2	5,3	-2	-7,7	4,8
Тарко-Сале	-25	-23	-18,4	-9	-1,2	9,3	15,4	12,3	5,9	-4,7	-17,7	-23,9	-6,7
Тазово	-26,7	-25,8	-22,5	-14,2	-5,5	5,2	13,4	10,7	4,2	-6,5	-11,4	-24,9	-9,3
Ташкент	-10	-9,6	7,6	14,4	20	24,7	26,9	24,9	19,4	12,6	6,4	1,6	13,3
Торжок	0,9	2,6	5,2	3,2	10,7	14,7	17	15,1	9,8	3,6	-2,3	-7,3	3,3
Тойлиси	-17,3	-15,5	-10,2	11,9	17,3	21,1	24,3	24,2	19,6	13,8	7,6	2,8	12,7
Ухта	-14,1	-13,4	-6,7	-0,7	5,2	12,3	15,3	12,7	6,8	-10	-8,6	-14,9	-1,3
Уфа	-7,2	-6,7	-1,5	4	12,8	17,7	19,3	17,6	11,4	3	-5,5	-11,9	2,8
Харьков	-4,1	-1	5,4	7,6	15,1	18,5	20,5	19,4	13,8	7	0,5	-4,7	6,9
Хива	-15,5	-14,3	-7,9	3,1	21,2	25,7	27,4	25	19	11,5	3,9	-1,7	12,2
Челябинск	-43,2	-35,8	-22	-7,4	5,6	15,4	18,8	16,8	10,8	2,4	-6,4	-13	2
Якутск										-7,8	-27,9	-39,6	-10,2

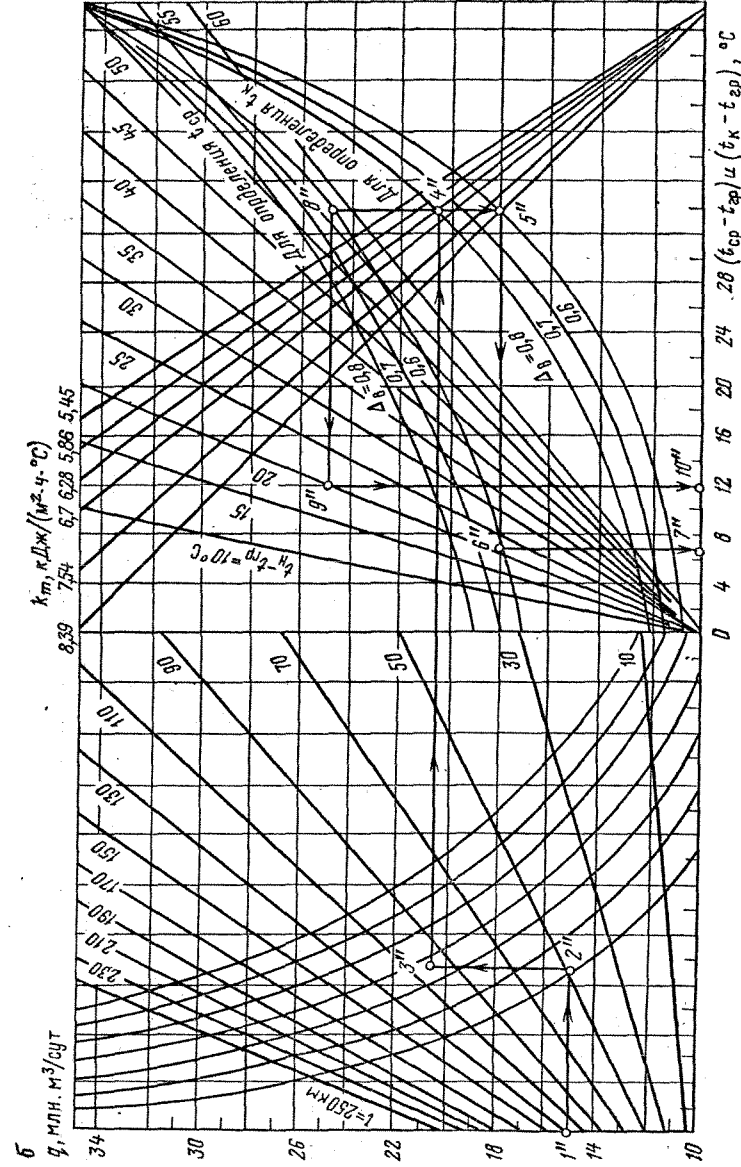
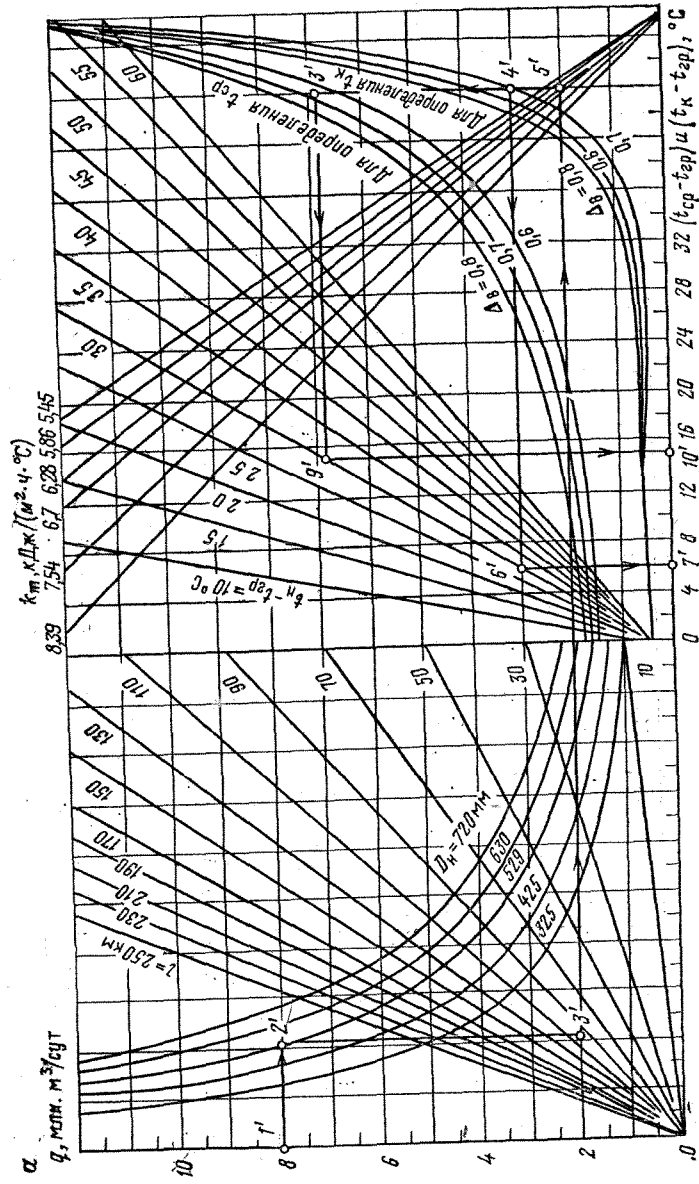


Рис. 4.21. Номограмма для определения средней и конечной температур газа в газопроводе при $q_{\text{ср}} = 2520$ Дж/(кг·°C) для $q = 1 \div 12$ млн. м³/сут (а) и для $q = 10 \div 34$ млн. м³/сут (б)

Таблица 4.15

Расчетные значения теплофизических характеристик талых и мерзлых грунтов

Объемная мас- са, $\gamma/\text{м}^3$	Суммарная влажность грунта	Коэффициент теплопроводности грунта, $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$						Объемная теплоемкость грунта, $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$	
		песок		супесь		суглинки и глина			
1,2	0,05	0,167	0,217	—	—	—	—	1193	1088,6
1,2	0,1	2,6	3,3	1,59	1,88	—	—	1310	1103
1,4	0,05	2,35	2,82	—	—	—	—	1350	1227
1,4	0,1	3,54	4,52	2,12	2,82	1,8	2,78	1510	1286
1,4	0,15	4,19	5,24	2,9	3,6	2,28	3,44	1676	1350
1,4	0,2	—	—	3,52	4,4	2,72	3,94	1880	1445
1,4	0,25	—	—	3,85	4,85	3,02	4,19	2055	1520
1,6	0,05	3,14	3,82	—	—	—	—	1590	1425
1,6	0,1	4,4	5,65	—	—	—	—	1800	1510
1,6	0,15	5,24	6,7	3,9	4,6	3,02	4,1	1970	1550
1,6	0,2	5,7	7,25	4,4	5,4	3,69	4,66	2280	1655
1,6	0,25	5,9	7,63	4,85	6,03	4,02	5,15	2370	1730
1,6	0,3	—	8,1	5,02	6,48	4,19	5,41	2550	1800
1,6	0,35	—	—	5,44	6,9	4,4	5,62	2720	1860
1,6	0,4	—	—	—	7,15	4,6	5,86	2930	1945
1,6	0,6	—	—	—	—	—	6,25	—	2090
1,8	0,1	5,45	6,7	—	—	—	—	2010	1675
1,8	0,15	6,49	7,95	4,99	5,49	3,02	4,1	2220	1760
1,8	0,2	6,9	8,8	5,61	6,37	3,68	5,69	2430	1840
1,8	0,25	7,33	9,35	6,0	7,12	4,02	5,2	2680	1925
1,8	0,3	—	9,72	6,2	7,61	4,19	5,45	2890	2010
1,8	0,35	—	—	6,33	8,09	4,4	5,65	3100	2090
1,8	0,4	—	—	—	8,38	4,6	5,9	3320	2180
1,8	0,6	—	—	—	—	—	6,61	—	2340
2,0	0,15	7,37	9,21	5,87	6,29	—	—	2470	1970
2,0	0,2	8,38	10,3	6,52	7,33	5,2	6,29	2720	2050
2,0	0,25	9,47	11,3	7,25	8,07	5,65	6,91	2950	2140
2,0	0,3	—	—	7,55	8,8	6,04	7,33	3220	2220
2,0	0,35	—	—	—	—	6,4	7,79	3430	2320

При приближенных теплотехнических расчетах коэффициент теплопередачи k_m можно определять по номограмме на рис. 4.22, где $\lambda_{гр}$ — теплопроводность грунта.

Приведенные параметры: давление $p_{пр} = p_{ср}/p_{пк}$, температура $T_{пр} = T_{ср}/T_{пк}$, где $p_{пк}$ и $T_{пк}$ — соответственно псевдокритические давление и температура газовой смеси, определяемые по графику на рис. 4.23.

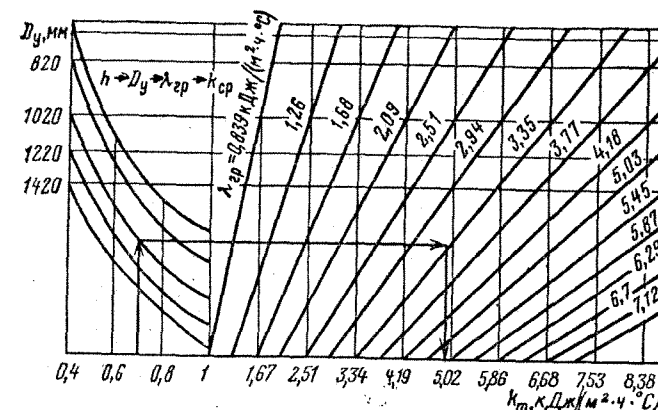
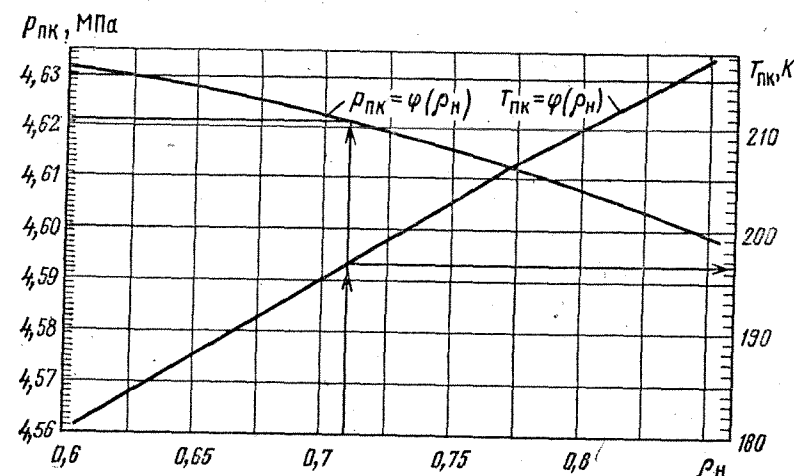


Рис. 4.22. Номограмма для определения коэффициента теплопередачи

Рис. 4.23. Номограмма для определения псевдокритических параметров газовых смесей в зависимости от их плотности (ρ_H — плотность при 20 °C и 0,1013 МПа)

Коэффициент Джоуля—Томпсона D_i определяют по номограмме, приведенной на рис. 4.24. Для этого проводят линию, параллельную изоэнтальпии, от точки с координатами p_H и t_H до конечного давления p_K и определяют понижение температуры за счет дроссель-эффекта. Разделив $(t_H - t_K)$ на $(p_H - p_K)$, получаем D_i , т. е.

$$D_i = \frac{t_H - t_K}{p_H - p_K}.$$

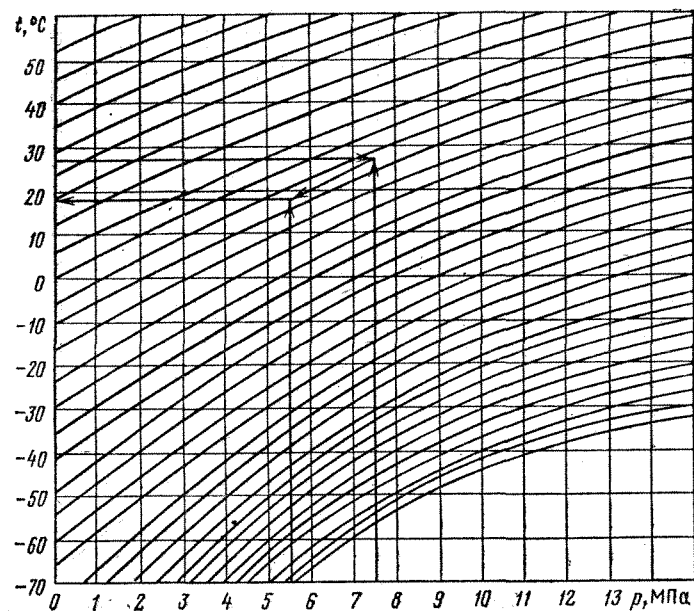


Рис. 4.24. Номограмма для определения интегрального дроссель-эффекта природного газа

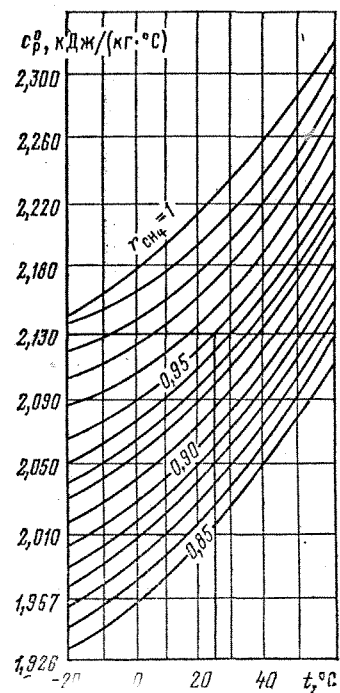


Рис. 4.25. График определения теплоемкости газов усредненных составов в идеальном состоянии (r_{CH_4} — содержание метана в газе в долях единицы)

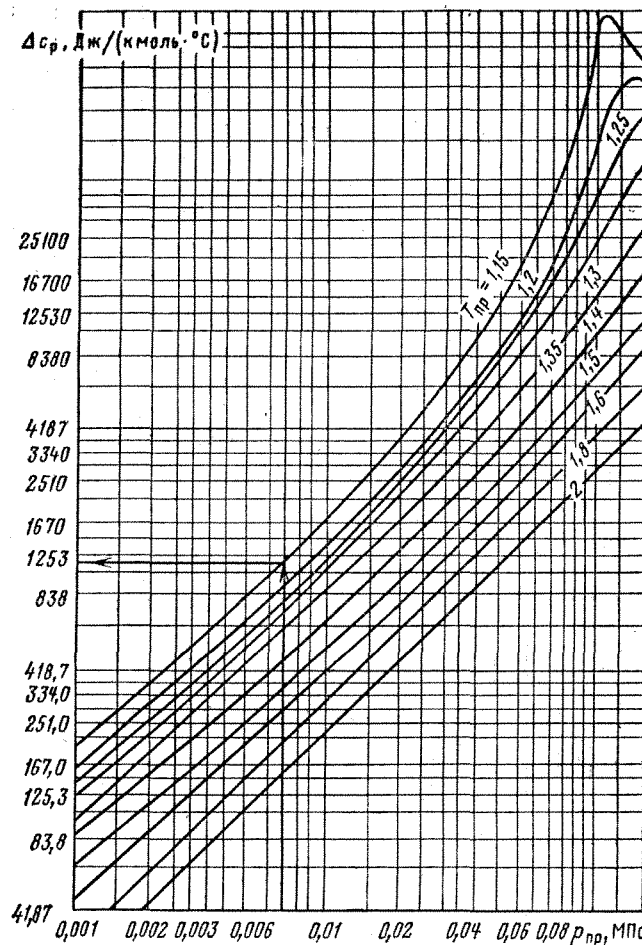


Рис. 4.26. Зависимость поправки теплоемкости Δc_p от приведенных параметров $p_{пр}$ и $T_{пр}$

Удельную теплоемкость газа при постоянном давлении следует рассчитывать по формуле

$$c_p = c_{pi}^0 + \Delta c_p = \sum_{i=1}^n c_{pi}^0 r_i + \Delta c_p,$$

где c_{pi}^0 — теплоемкость i -го компонента газа в идеальном состоянии; Δc_p — поправка к теплоемкости, учитывающая отклонение от идеального газа; r_i — мольная концентрация i -го компонента газа; n — число компонентов в составе газа.

Теплоемкость газов усредненных составов в идеальном состоянии c_p^0 можно принимать по данным графика, изображенного на рис. 4.25. Значения поправки теплоемкости Δc_p в зависимости от приведенных параметров следует определять по графику на рис. 4.26.

Пример 4.14. Определить температуру газа в конце газопровода при следующих данных: $q = 85$ млн. м³/сут, $D_H = 1420$ мм, $p_H = 7,5$ МПа, $p_K = 5,6$ МПа, $p_{cp} = 6,6$ МПа, $t_{cp} = 0,9$, $c_p = 2,52$ кДж/(кг·°C), $t_H = 27$ °C, $h_0 = 1,51$ м, $\lambda_T = 3,56$ кДж/(м·ч·°C), $v_H = 2$ м/с, $t_{гр} = 2$ °C, $l = 100$ км, $\Delta = 0,59$, $\rho_H = 0,21$ кг/см³.

Решение

1. Определяем вспомогательные величины:

$$a_B = (5,3 + 3,6 \cdot 2) \cdot 4,127 = 52,4 \text{ кДж/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C)};$$

$$h_{пр} = 1,51 + 3,56/52,4 = 1,58 \text{ м};$$

$$k_m = \frac{3,56 \cdot 10^3}{1420} \left[0,8 + \frac{1420}{1,58 \cdot 10^3} \right] = 4,01 \text{ кДж/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{°C)};$$

$$ax = \frac{62,6 \cdot 4,01 \cdot 1420 \cdot 100}{85 \cdot 0,59 \cdot 2,52 \cdot 10^3} = 0,28;$$

по табл. 4.12

$$e^{-0,28} = 0,7558.$$

2. Определяем средние температуру и давление:

$$t_{cp} = 2 + \frac{25}{0,28} (1 - e^{-0,28}) = 23,4 \text{ °C};$$

$$p_{cp} = \frac{2}{3} \left(7,5 + \frac{5,6^2}{7,5 + 5,6} \right) = 6,6 \text{ МПа}.$$

По номограмме на рис. 4.23 определяем

$$p_{пк} = 4,1 \text{ МПа}; T_{пк} = 196,5 \text{ К}.$$

3. Определяем приведенные параметры:

$$p_{пр} = p_{cp}/p_{пк} = 66/47,11 = 1,4;$$

$$T_{пр} = T_{cp}/T_{пк} = 296,4/196,5 = 1,51.$$

4. Находим коэффициент Джоуля—Томпсона

$$D_t = \frac{(27 - 20) \cdot 0,098}{7,5 - 5,6} = 0,37 \text{ °C/МПа}.$$

5. Определяем температуру газа в конце газопровода

$$t = 2 + (27 - 2) e^{-0,28} - \frac{0,37 (7,5^2 - 5,6^2) (1 - e^{-0,28})}{2 \cdot 100 \cdot 0,28 \cdot 6,6} = 14,8 \text{ °C}.$$

4.8. ПРОДУВКА И ОЧИСТКА ПОЛОСТИ ГАЗОПРОВОДА

Для устранения из газопровода грунта, воды и посторонних предметов, накопившихся за период строительства, ремонта или из-за некачественной промышленной под-

готовки газа, осуществляют его продувку. Наиболее эффективной является продувка газопровода с пропуском очистных устройств.

Подземные, полуподземные и наземные газопроводы следует продувать при скорости перемещения очистных устройств до 100 км/ч. Продувку надземных газопроводов необходимо осуществлять пропуская очистные устройства облегченной конструкции со скоростью не более 10 км/ч.

Конструктивные схемы очистных устройств

Для продувки участков газопроводов, заполненных большим количеством твердых загрязнений, а также водой в объеме, не превышающем 10 % объема полости, используют следующие устройства:

поршень (рис. 4.27, а) для трубопроводов диаметром 300—1400 мм с кривыми вставками радиусом не менее $5D$; поршень (рис. 4.27, б) для трубопроводов диаметром 300—1400 мм с кривыми радиусом не менее $3D$, в том числе сваренными из отдельных сегментов; поршень (рис. 4.27, в) для трубопроводов диаметром 100—250 мм с кривыми радиусом не менее $5D$; поршень (рис. 4.27, г) для трубопроводов диаметром 100—250 мм с кривыми радиусом не менее $3D$, в том числе сваренными из отдельных сегментов.

Для удаления сухих загрязнений, а также для повторных продувок магистрали при повышенных требованиях к чистоте полости трубопровода используют следующие устройства:

поршень (рис. 4.28, а) для трубопроводов диаметром 600—1400 мм с кривыми радиусом не менее $5D$; поршень (рис. 4.28, б) для трубопроводов диаметром 300—500 мм с кривыми радиусом не менее $5D$; поршень (рис. 4.28, в) для трубопроводов диаметром 300—1400 мм с кривыми радиусом не менее $3D$, в том числе выполненными из отдельных сегментов.

Для продувки участков трубопровода, заполненных водой в объеме не менее 10—15 % (от объема полости), а также для повторных продувок при повышенных требованиях к влажности внутренней поверхности магистрали используют следующие устройства:

поршни типа ОПР-М (рис. 4.29, а) для трубопроводов диаметром 300—1400 мм с кривыми радиусом не менее $5D$; поршни (рис. 4.29, б) для трубопроводов диаметром 600—

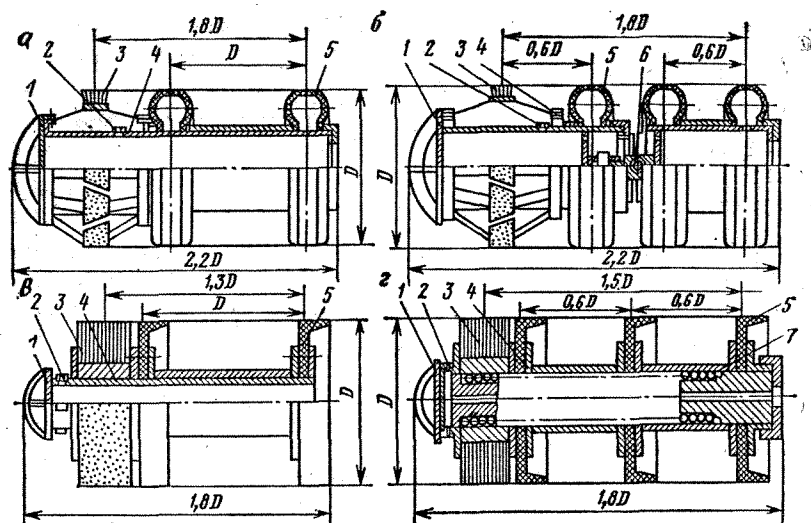


Рис. 4.27. Схемы поршней (а, б, в, г) для очистки полости трубопровода от загрязнений и воды:
1 — защитный диск; 2 — устройство для перетока газа; 3 — щетка; 4 — корпус; 5 — уплотнительные манжеты; 6 — шарнир; 7 — пружина

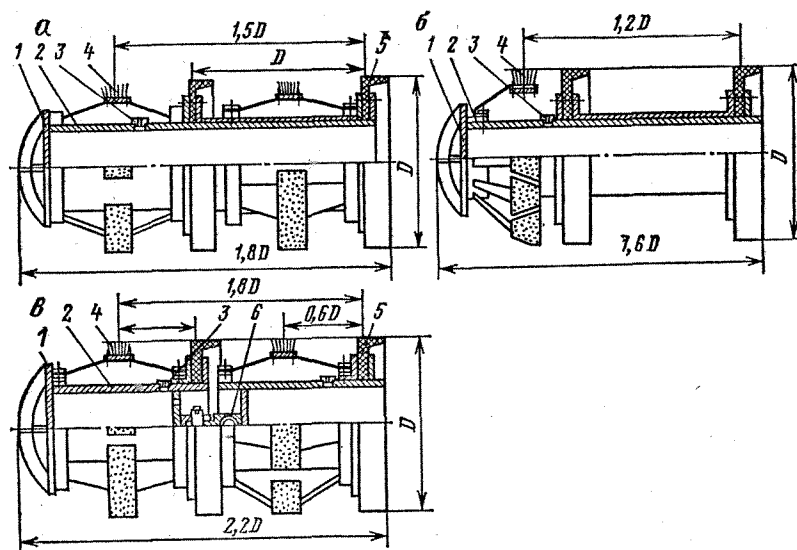


Рис. 4.28. Схемы поршней (а, б, в) для очистки полости трубопровода от сухих загрязнений:
1 — защитный диск; 2 — корпус; 3 — устройство для перетока газа; 4 — щетка; 5 — уплотнительные манжеты; 6 — шарнир

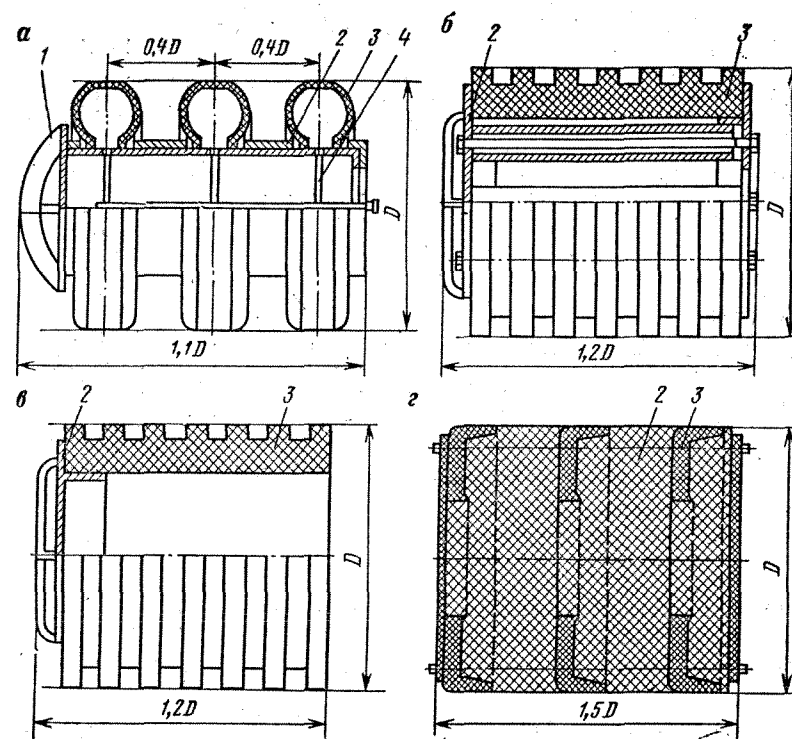


Рис. 4.29. Схемы поршней (а, б, в, г) для удаления воды и пульпы (загрязнений в смеси с водой):
1 — защитный диск; 2 — корпус; 3 — уплотнительные манжеты; 4 — воздушная система надувных уплотнительных манжет

1400 мм с кривыми радиусом не менее $5D$; поршни (рис. 4.29, в) для трубопроводов диаметром 100—500 мм с кривыми радиусом не менее $3D$, в том числе сваренными из отдельных сегментов; поршни типа ДЗК-РЭМ (рис. 4.29, г) для трубопроводов диаметром 100—1400 мм с кривыми радиусом не менее $3D$, в том числе сваренными из отдельных сегментов.

Техническая характеристика разделителя

Тип ОПР-М-1200;
ДЗК-РЭМ-1200;
ДЗК-РЭМ-1400

Рабочая среда, под воздействием которой разделитель перемещается по газопроводу Воздух, природный газ

Минимальный перепад давления, необходимый для страгивания с места разделителя в сухом газопроводе, МПа 0,05—0,06

Оптимальная скорость движения разделителя по трубопроводу, км/ч 1—10
 Гарантийный пробег разделителя при одноразовой заправке в трубопроводах, км Не менее 250
 Усилие заправки разделителя в трубопровод, кг Не более 4500

Размеры, мм:

диаметр	1260
длина	1600
Масса, кг	490

Конструктивная характеристика авиационных покрышек

Обозначение	1260×390
Наружный диаметр, мм	1246±14
Посадочный диаметр, мм	588
Ширина, мм	386±8
Рисунок протектора	Зиг-заг
Масса, кг	58

Техническая характеристика разделителей ДЗК-РЭМ

Диаметр трубопровода, мм	1200 — 1400
Рабочая среда, под воздействием которой разделитель перемещается по газопроводу	Воздух, природный газ

Минимальный перепад давлений, необходимый для страгивания с места разделителя в сухом газопроводе, МПа	0,02—0,03
Оптимальная скорость движения разделителя по газопроводу, км/ч	1—10
Гарантийный пробег (срок службы) разделителя при одноразовой заправке в трубопровод, км	150 150

Размеры, мм:

диаметр	1260	1450
длина	1800	2100
Масса, кг	150	300

Поршень очистной РМ-ПС 1000/1200 предназначен для очистки полости газопроводов от жидкостей (вода, конденсат). Поршень оснащен пятью секциями резиновых манжет. Техническая характеристика: скорость движения — до 36 км/ч; перепад давления на поршне минимальный — 0,05 МПа; максимальный — 0,5 МПа.

Поршни очистные ПО-2 и ПО-5 предназначены для очистки полости газопроводов диаметром 1220 мм от загрязнений, воды, конденсата и отложений. Поршень оснащен полиуретановыми манжетами и чистящими щетками. Техническая характеристика: скорость движения — до 30 км/ч; давление среды — до 7,5 МПа; перепад давления газа на поршне — 0,05—0,06 МПа.

ГЛАВА 5

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

Компрессорные станции (КС) предназначены для повышения давления и перекачки газа по магистральному газопроводу. Они служат управляющим элементом в комплексе сооружений, входящих в магистральный газопровод. Практически именно параметрами работы КС определяется режим работы газопровода. Наличие КС позволяет регулировать режим работы газопровода при колебаниях потребления газа, максимально использовать аккумулирующую способность газопровода.

В газовой промышленности в качестве газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на магистральных газопроводах применяют центробежные нагнетатели с приводом от газовой турбины или электродвигателя. Поршневые газомотокомпрессоры используют на станциях подземного хранения газа.

5.1. ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫЕ И ГАЗОТУРБИННЫЕ КС

Электроприводные станции отличаются от газотурбинных типом привода. Для электроприводных КС обязательно наличие редуктора (мультипликатора) между электроприводом и нагнетателем.

Технологическая схема КС с универсальной обвязкой изображена на рис. 5.1, с коллекторной — на рис. 5.2.

Техническая характеристика газоперекачивающих агрегатов (ГПА) с газотурбинным приводом приведена в табл. 5.1, с электроприводом — в табл. 5.2.

Электродвигатели АЗ-4500-1500, СТМ-4000-2, СД-4000-2, СДСЗ-4500-1500 предназначены для привода центробежных нагнетателей типа «280» через повышающий редуктор. Такие нагнетатели могут работать с роторами диаметром 564, 590, 600 и 620 мм различных модификаций в зависимости от подачи и степени сжатия КС.

Таблица 5.1

Техническая характеристика ГПА с газогурбинным приводом

Наименование показателя	ГТ-700-5	ГТК-5	ГТ-750-6	ГТ-6-750	ГТН-6	ГПА-Ц-6,3	ГТК-10-2	ГТК-10-4
Завод-изготовитель (фирма)	НЗЛ	НЗЛ	НЗЛ	УТМЗ	УТМЭ	ПО имени Фрунзе 1975	НЗЛ	НЗЛ
Год выпуска	1961	1965	1965	1965	1976	1975	1969	1973
Тип двигателя	280-12-4	370-15-2	370-14-1/370-17-1	Н-300-1,23	Н-300-1,23	10,7	520-12-1	370-18,1
Номинальная мощность, кВт	13	13	19,5/19,8	19	19	10,7	29,3	37
Номинальная мощность $N_{\text{св}}$, тыс. кВт	15	15	15	15	15	15	15	15
Эффективный КПД, %	0,1013	0,1013	0,1013	0,0979	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013
К. п. д. ГТУ в условиях ИСО, %	0,506	0,506	0,506	1,22	1,22	1,01	0,506	0,506
Среднее давление впускного тракта, кПа	—	—	—	—	—	1,01	0,506	1,01
Среднее давление выпускного тракта, кПа	4,25	4,4	6	6	6,3	6,3	10	10
Эффективный КПД, %	25	26	27	24	24	22,5	28	29
К. п. д. ГТУ в условиях ИСО, %	—	—	—	—	—	—	—	—

Номинальный расход топлива $G_{\text{т.г.}}$, $\text{м}^3/\text{ч}$	1770	1760	2320	2600	2730	2920	3720	3600
Удельный расход топлива $G_{\text{т.г.}}/N_{\text{св}}$, $\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$	0,416	0,4	0,386	0,434	0,434	0,463	0,372	0,36
Температура газа перед ТВД, $^{\circ}\text{C}$	700	700	750	760	760	710	780	780
Температура газа за силовой турбиной, $t_{\text{вых}}^{\text{тндо}}$, $^{\circ}\text{C}$	475	475	476	415	415	410	495	495
Степень сжатия осевого компрессора $\epsilon_{\text{к}}$	3,9	3,9	4,6	6,0	6,0	7,8	4,4	4,4
Расход воздуха через компрессор $G_{\text{вх.к.}}$, $\text{кг}/\text{с}$	45,2	45,2	58,2	45,5	45,5	56	86,2	86,2
Температура за компрессором $t_{\text{вых.к.}}$, $^{\circ}\text{C}$	170	170	195	235	235	296	190	190
Степень регенерации μ	0,67	0,67	0,66	0	0	0	0,7	0,7
Частота вращения турбокомпрессора $n_{\text{твдо}}$, об/мин	5000	5000	5200	6200	6200	8200	5200	5200
Частота вращения силового вала $n_{\text{твдо}}$, об/мин	5500	5500	5300	6150	6150	8200	4800	4800
Температурный коэффициент при расчете располагаемой мощности K'	4,4	4,4	3,7	3,7	3,7	1,3	3,7	3,7

Наименование показателя	ГПА-10	ГТК-16	ГПА-Ц-16	ГТН-25	ГТК-25	ГТН-101	Коберра-182	ГТН-25И
Завод-изготовитель (фирма)	ПО «Заря»	УТМЗ	ПО имени Фрунзе	УТМЗ	НЗЛ	«Дженерал Электрик»	«Купер-Бессемер» (Роллс-Ройс)	«Дженерал Электрик»
Год выпуска	1979	1975	1982	1983	1981	1975	1972	1968
Тип нагревателя	370-18,1	Н-800-1,25 Н-16-16	Н-16/76	650-21-2 Н-25-76	Н-25-76	Купер-Бессемер; Нуово-Пиньоне PCL-802/24 16,5; 17,2	2ВВ-30	Нуово-Пиньоне PCL-1002/40
Номинальная мощность станционных установок:	37	51	51	53	53	21,8	45	15
Температура наружного воздуха $t_{\text{вн}}, ^\circ\text{C}$	25	15	15	15	25	15	15	15
Атмосферное давление $P_{\text{ат}}, \text{МПа}$	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013	0,0979	0,1013
Сопротивление входного тракта, кПа	4,05	1,22	2,03	0,506	1,01	1,37	0,608	1,37
Сопротивление выходного тракта, кПа	3,04	—	5,82	0,71	1,52	0,76	0,506	0,76
Номинальная мощность $N_{\text{ео}}$, тыс. кВт	10	16	16	25	25	10,3	12,9	25

Эффективный к. п. д. ГТУ $\eta_{\text{ео}}$, %	26,5	25	27	31	28	25,7	27,3	27,5
К. п. д. ГТУ в условиях ИСО, %	—	—	28,8	—	29	26,4	28,1	28,8
Номинальный расход топлива $G_{\text{т.н}}$, $\text{м}^3/\text{ч}$	3930	6670	6180	8400	9680	4180	4890	9450
Удельный расход топлива $G_{\text{т.н}}/N_{\text{ео}}$, $\text{м}^3/\text{кВт}\cdot\text{ч}$	0,393	0,416	0,386	0,336	0,372	0,405	0,379	0,379
Температура газа перед ТВД, $^{\circ}\text{C}$	785	810	794	1020	890	925	887	925
Температура газа за силовой турбиной, $t_{\text{вх}} \text{ ТВД}, ^{\circ}\text{C}$	385	412	380	467	385	540	411	500
Степень сжатия осевого компрессора $\epsilon_{\text{к}}$	10,3	7,5	9,7	13	12,5	7,1	9	8,2
Расход воздуха через компрессор $G_{\text{вх.к}}, \text{кг/с}$	80,2	100	102	103	175	51	76	118,5
Температура за компрессором $t_{\text{вх.к}}, ^{\circ}\text{C}$	332	276	285	386	372	261	328	285
Степень регенерации μ	0	0	0	0	0	0	0	0
Частота вращения турбокомпрессора $n_{\text{ТВДо}}$, об/мин	$\frac{5620}{7660}^*$	4900	$\frac{5244}{6874}^*$	7100	$\frac{4340}{5050}^*$	7100	7500	5100

Продолжение табл. 5.1

Наименование показателя	ГПА-10	ГТК-16	ГПА-Ц-16	ГТН-25	ГТК-25	ГТН-101	Коберра-182	ГТН-251
Частота вращения силового вала $n_{\text{твДо}}$, об/мин	4800	4600	5300	5500	3700	6500	5000	4670
Температурный коэффициент при расчете располагаемой мощности K_t	3,7	3,2	2,8	3,2	3,4	2	2	2,2

Примечания. 1. НЗД — Нефский завод им. В. И. Ленина; УТМЗ — Уральский турбомеханический завод; ПО — производственное объединение. 2. Звездочкой обозначена частота вращения промежуточного вала. 3. НСО — номинальные условия по международному стандарту ИСО 2314, которые определяют единые параметры сравнения двигателей: +15 °С и 0,1013 МПа на срезах входного патрубка осевого компрессора и 0,1013 на срезах выходного патрубка турбины (генератора), т. е. без учета гидравлических сопротивлений на входе и выходе ГТУ.

Таблица 5.2

Техническая характеристика ГПА с электроприводом

Тип агрегата	Мощность, кВт	Напряжение, В	Ток двигателя, А	Частота вращения, об/мин	Коэффициент мощности	К. п. д. электро-двигателя, %	Тип вододвигательного устройства	Мощность вододвигательного устройства, кВт	Напряжение вододвигателя, В	Ток вододвигателя, А	Тип вододвигателя	Количество циркулирующей воды для охлаждения воздуха при 30 °С, м³/ч
АЗ-4500-1500	4500	6000	520	1490	0,87	95,6	ТБУ-65-320	29	65	320	—	—
СДСЗ-4500-1500	4500	6000	500	1500	0,9	96,5	ПВ-91	29	84	328	—	—
СТМ-4000-2	4 000	6 000	445	3000	0,9	97,5	ПВ-92	39	122	320	ВУП	54
СТД-4000-2	4 000	6 000	438	3000	0,9	97,5	ПВ-92	39	101	289	ВБ-70	56
СТМП-4000-2	4 000	6 000	445	3000	0,9	96,7	БВУ-2Ф	40	103	294	—	—
СТД-12500-2	12 500	6 000	1368	3000	0,9	97,9	ПВ-91	29	84	328	ВУП-22	54
		10 000	820	3000	0,9	97,8	ВТ-75	75	226	290	ВБ-1405	74

Продолжение табл. 5.2

Тип ГПА	Расход воздуха в охлаждающем теле, м³/с	Масса электроподогрева и вододвигателя, т	Тип центробежного нагнетателя	Диаметр колеса, мм	Степень сжатия	Абсолютное давление нагнетателя, МПа	Поддача (при 20 °С и 0,1013 МПа), млн. м³/сут	Частота вращения вала нагнетателя, об/мин	Высота площадки обслуживания, м	Масса, т		Удельная металлоемкость агрегата, кг/кВт
										нагнетателя со вспомогательным оборудованием и редуктором	общая агрегата	
АЗ-4500-1500	—	28,8	280-11-1	600	1,25	5,6	13	7980	4,2	24,2	51	11,3
СДСЗ-4500-1500	—	26,8	280-11-1	600	1,25	5,6	13	7980	4,2	24,2	51	11,3
СТМ-4000-2	4	20	280-11-6	600	1,25	5,6	13	7980	4,2	24,2	44,2	11
СТД-4000-2	3,2	12,9	280-11-6	600	1,25	5,6	13	7980	4,2	24,2	37,1	9,3
			280-11-7						0	25	37,9	9,5
СТМП-4000-2	4	20,6	280-11-7	600	1,25	5,6	13	7980	0	25	45,6	11,4
СТД-12500-2	8,5	25,5	370-18-2	845	1,23	7,6	37	4800	4	52,4	77,9	6,2

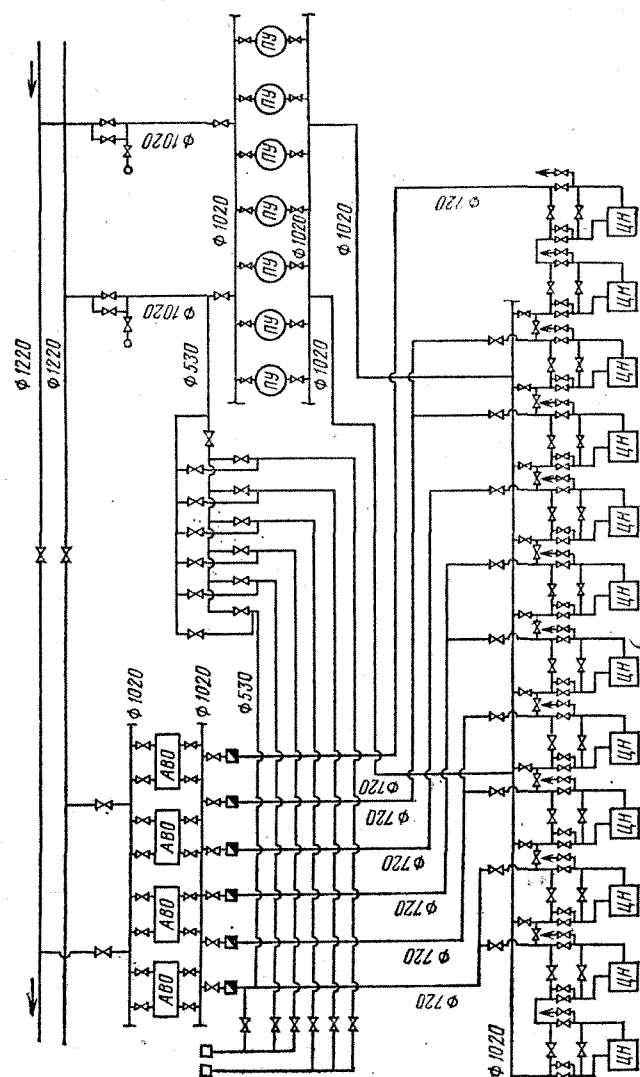


Рис. 5.1. Технологическая схема КС с универсальной обвязкой: АВО — аппарат воздушного охлаждения; ПУ — пылеуловитель; ЦН — центробежный нагнетатель

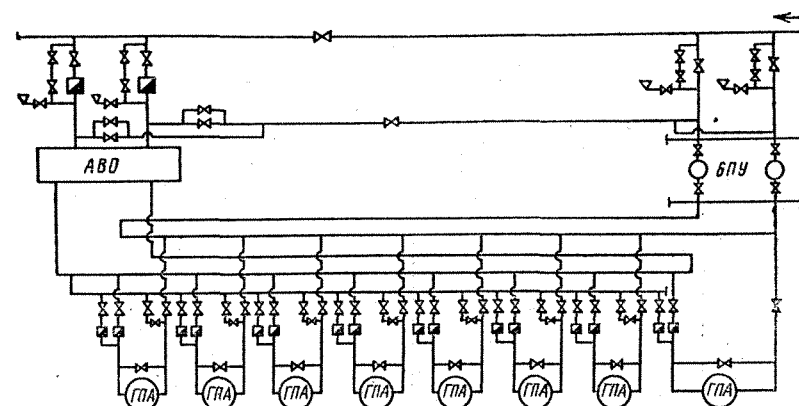


Рис. 5.2. Технологическая схема КС с коллекторной обвязкой двухступенчатых (полнонапорных) нагнетателей:

АВО — аппараты воздушного охлаждения; ПУ — пылеуловитель; ГПА — газоперекачивающий агрегат

5.2. РАСЧЕТ РЕЖИМА РАБОТЫ КС С ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАГНЕТАТЕЛЯМИ

Расчет режима работы КС с использованием приведенных характеристик нагнетателей основан на методике, изложенной в ОНТП-51-1—85. Сам метод расчета является академическим и используется как для расчетов при проектировании газопроводов, так и в существующих программах по расчету фактически работающих газотранспортных систем. К сожалению, из-за разброса по техническому состоянию ГПА в пределах цеха невозможно определить подачу каждой группы нагнетателей. Таким образом метод может быть использован для расчета КС только при одинаковом техническом состоянии как приводов, так и нагнетателей. Он сводится к определению режима работы центробежных нагнетателей: приведенной объемной подачи $[Q_{об}]_{пр}$, приведенной частоты вращения ротора $[n/n_n]_{пр}$, мощности на валу привода N , степени сжатия ϵ , политропического к. п. д. $\eta_{пол}$. На рис. 5.3—5.16 изображены приведенные характеристики основных центробежных нагнетателей.

При расчете КС определяются необходимые величины в следующей последовательности.

1. Газовая постоянная, $R' = R/\Delta_v$, Дж/(кг·К), где $R = 286,8$ Дж/(кг·К) — газовая постоянная воздуха; Δ_v — относительная плотность по воздуху.

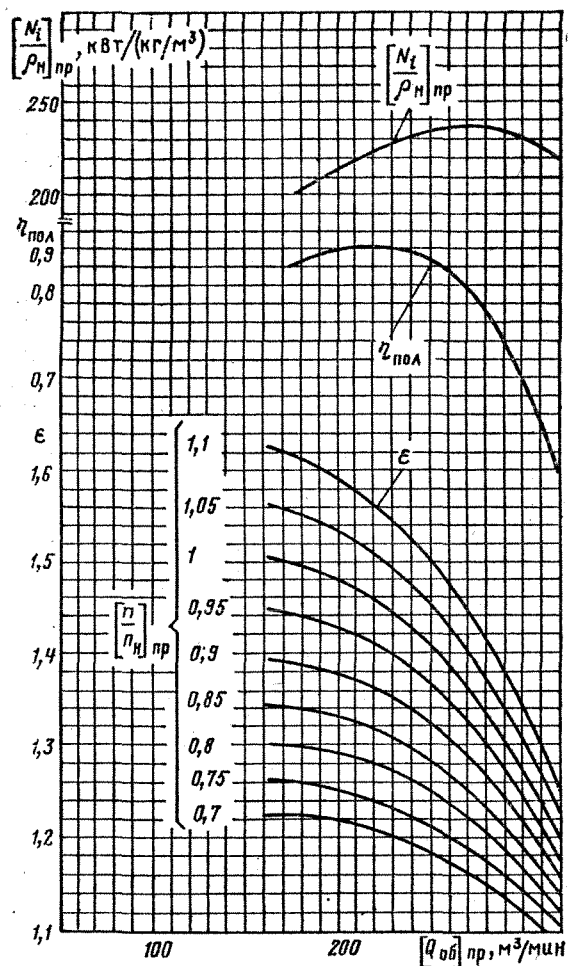


Рис. 5.3. Приведенные характеристики нагнетателя 235-21-1 при $[T_n]_{пр} = 288$ К; $z_{пр} = 0,888$; $R_{пр} = 503,16$ Дж/(кг·К)

2. Коэффициент сжимаемости z природного газа от приведенных давления и температуры (рис. 5.17).

3. Плотность газа при 20 °С и 0,1013 МПа, кг/м³:

$$\rho_n = \Delta_v \cdot 1,205,$$

где 1,205 кг/м³ — плотность воздуха при 20 °С и 0,1013 МПа.

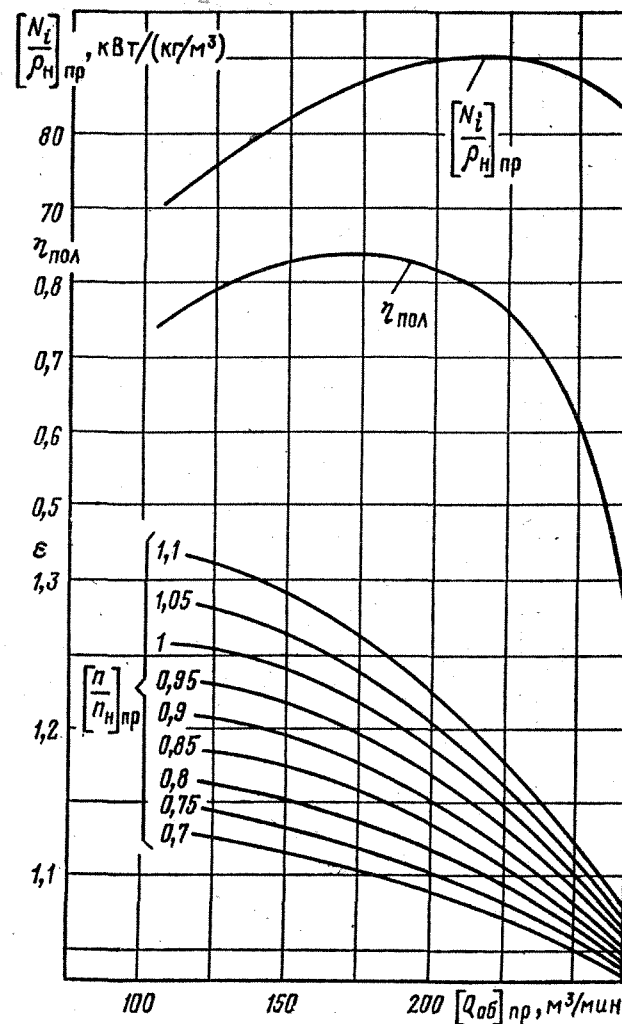


Рис. 5.4. Приведенные характеристики нагнетателя 280 с рабочим колесом диаметром 564 мм (гиперболический покрывающий диск, число лопаток 10) при $[T_n]_{пр} = 288$ К; $z_{пр} = 0,91$; $R_{пр} = 490$ Дж/(кг·К)

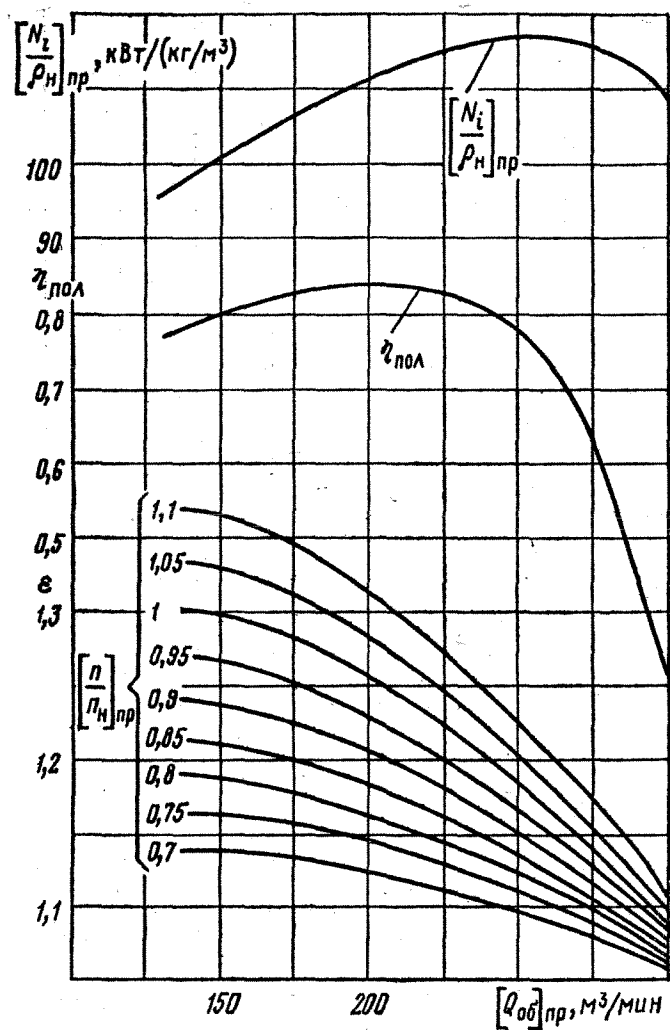


Рис. 5.5. Приведенные характеристики нагнетателя 280 с рабочим колесом диаметром 590 мм (гиперболический покрывающий диск, число лопаток 14) при $[T_H]_{\text{пр}} = 288 \text{ K}$; $z_{\text{пр}} = 0,91$; $R_{\text{пр}} = 490 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{K)}$

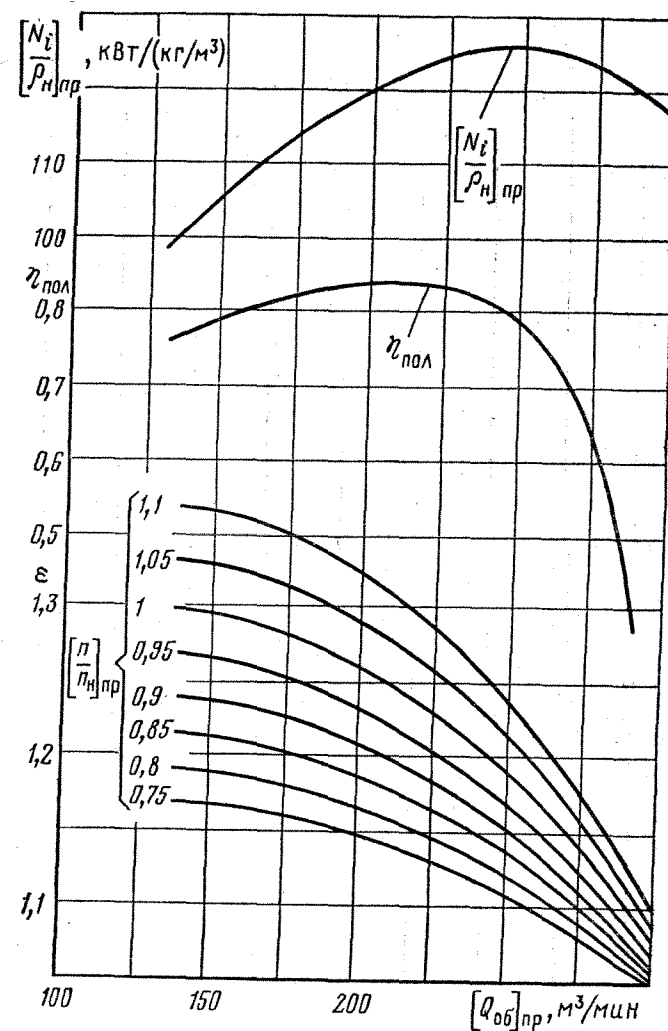


Рис. 5.6. Приведенные характеристики нагнетателя 280 с рабочим колесом диаметром 600 мм (гиперболический покрывающий диск, число лопаток 14) при $[T_H]_{\text{пр}} = 288 \text{ K}$; $z_{\text{пр}} = 0,91$; $R_{\text{пр}} = 490 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{K)}$

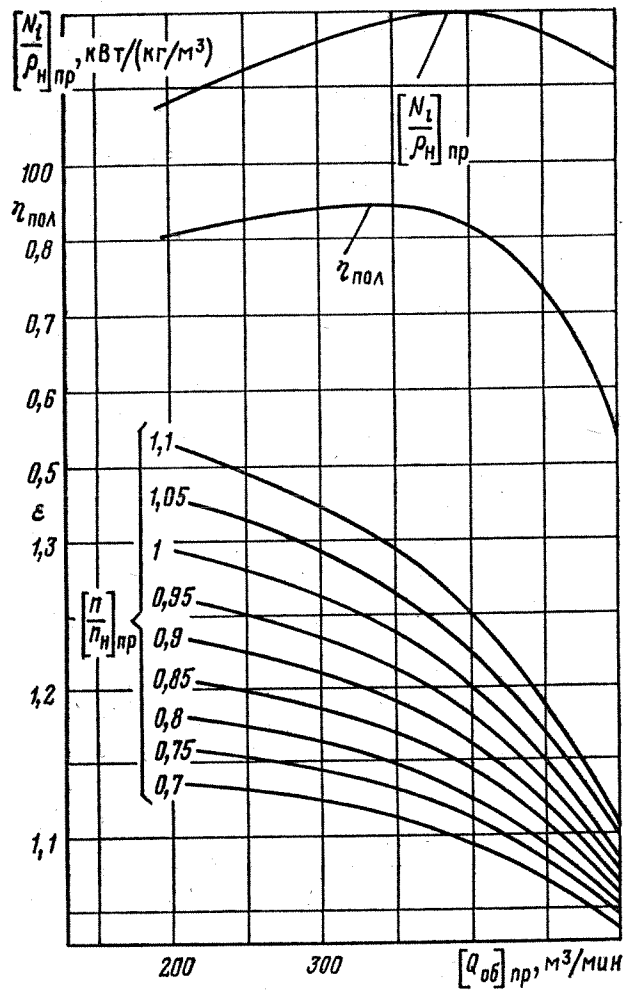


Рис. 5.7. Приведенные характеристики нагревателя Н-300-1,23 при $[T_H]_{пр} = 288$ К; $z_{пр} = 0,91$; $R_{пр} = 490$ Дж/(кг·К)

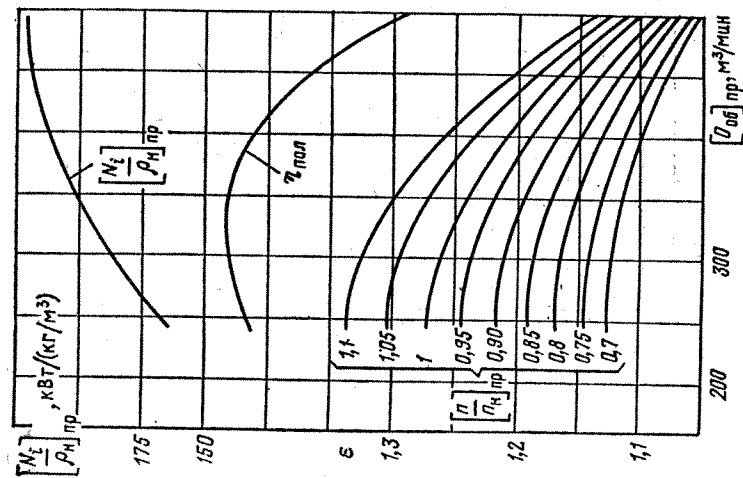


Рис. 5.8. Приведенные характеристики нагревателя 370-14-1/370-15-1 при $[T_H]_{пр} = 280$ К; $z_{пр} = 0,91$; $R_{пр} = 490$ Дж/(кг·К)

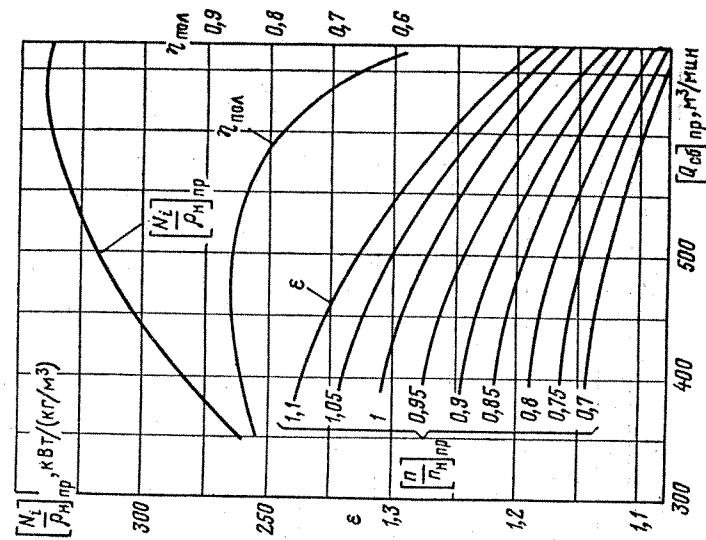


Рис. 5.9. Приведенные характеристики нагревателя 520-12-1 при $[T_H]_{пр} = 293$ К; $z_{пр} = 0,91$; $R_{пр} = 490$ Дж/(кг·К)

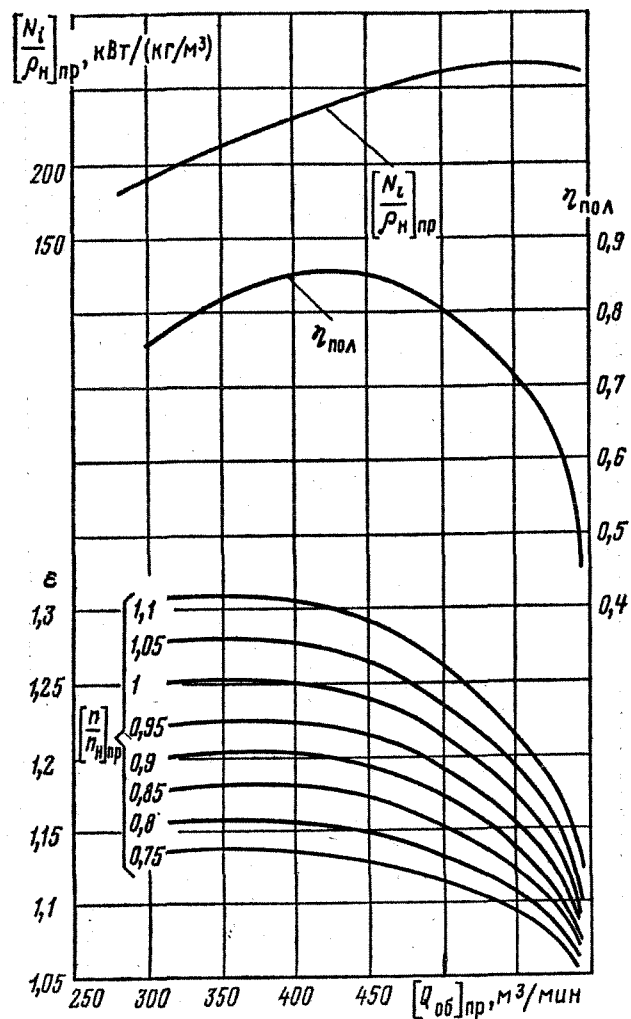


Рис. 5.10. Приведенные характеристики нагнетателя 370-18-1 при $[T_n]_{np} = 288 \text{ K}$; $z_{np} = 0,9$; $R_{np} = 490 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{K)}$

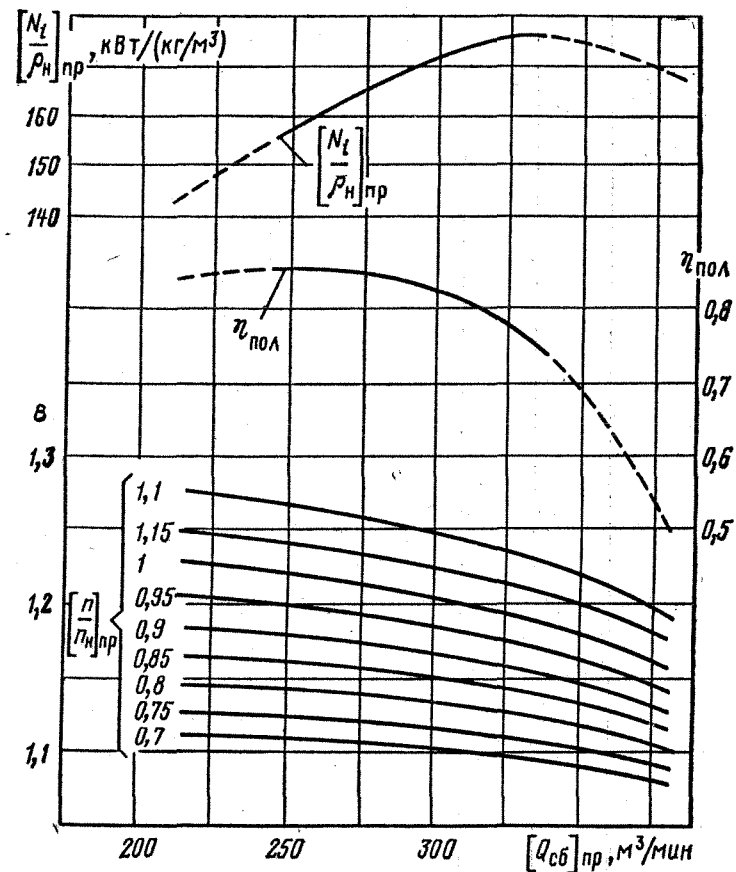


Рис. 5.11. Приведенные характеристики нагнетателя 370-18-1 с зауженным колесом при $[T_n]_{np} = 288 \text{ K}$; $z_{np} = 0,885$; $R_{np} = 490 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{K)}$

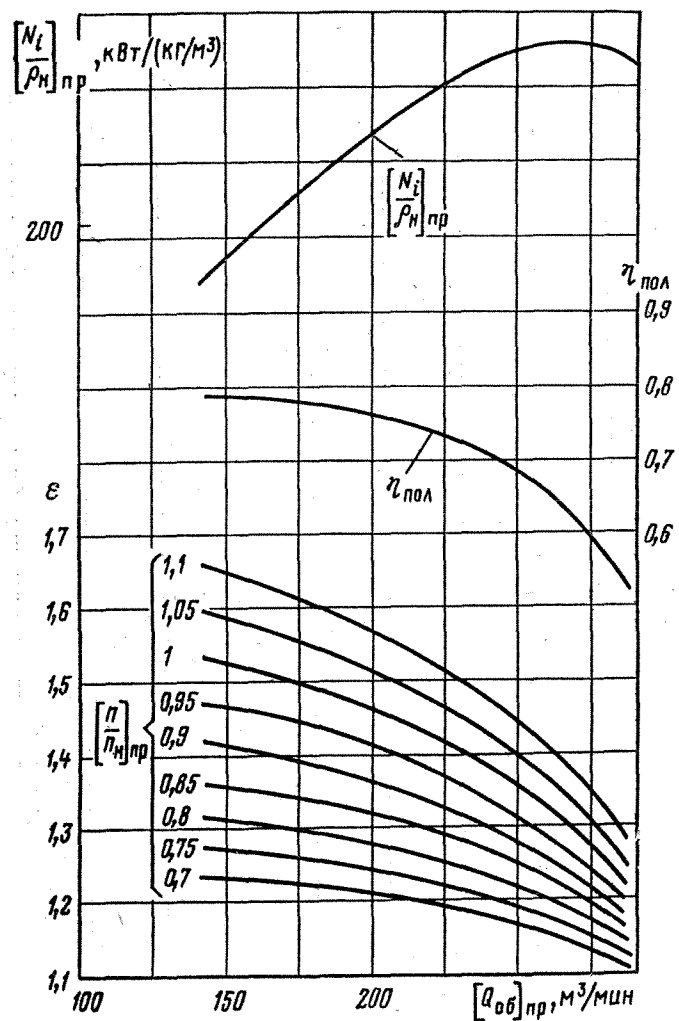


Рис. 5.12. Приведенные характеристики нагнетателя ГПА-Ц-6,3 при $[T_H]_{пр} = 288 \text{ К}$; $z_{пр} = 0,9$; $R_{пр} = 490 \text{ Дж/(кг·К)}$

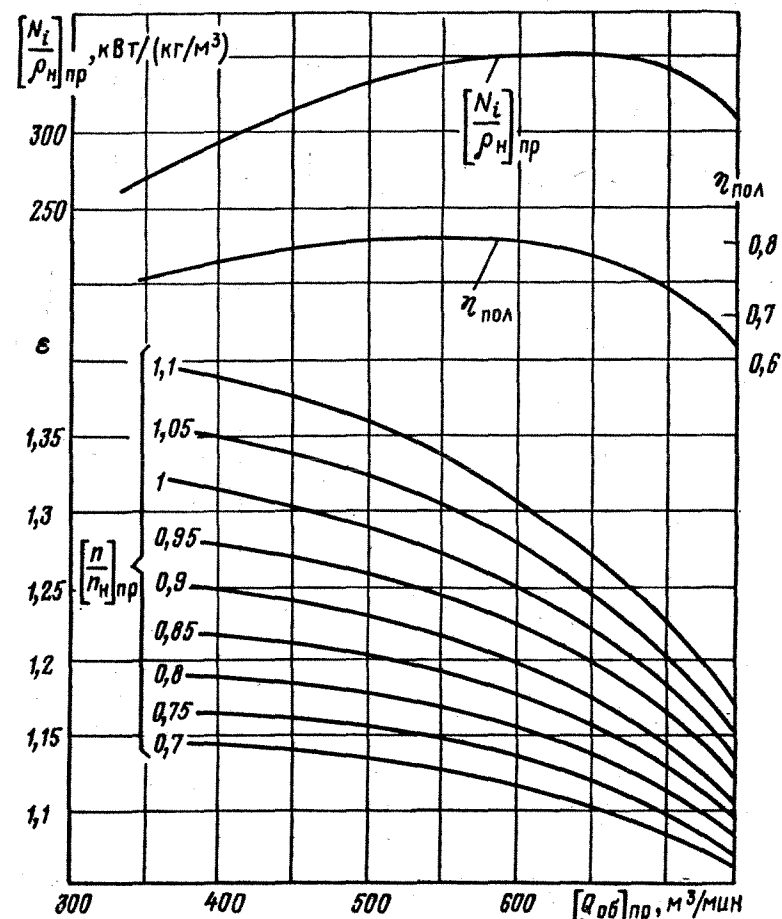


Рис. 5.13. Приведенные характеристики нагнетателя Н-16-76/1,25 при $[T_H]_{пр} = 288 \text{ К}$; $z_{пр} = 0,9$; $R_{пр} = 490 \text{ Дж/(кг·К)}$

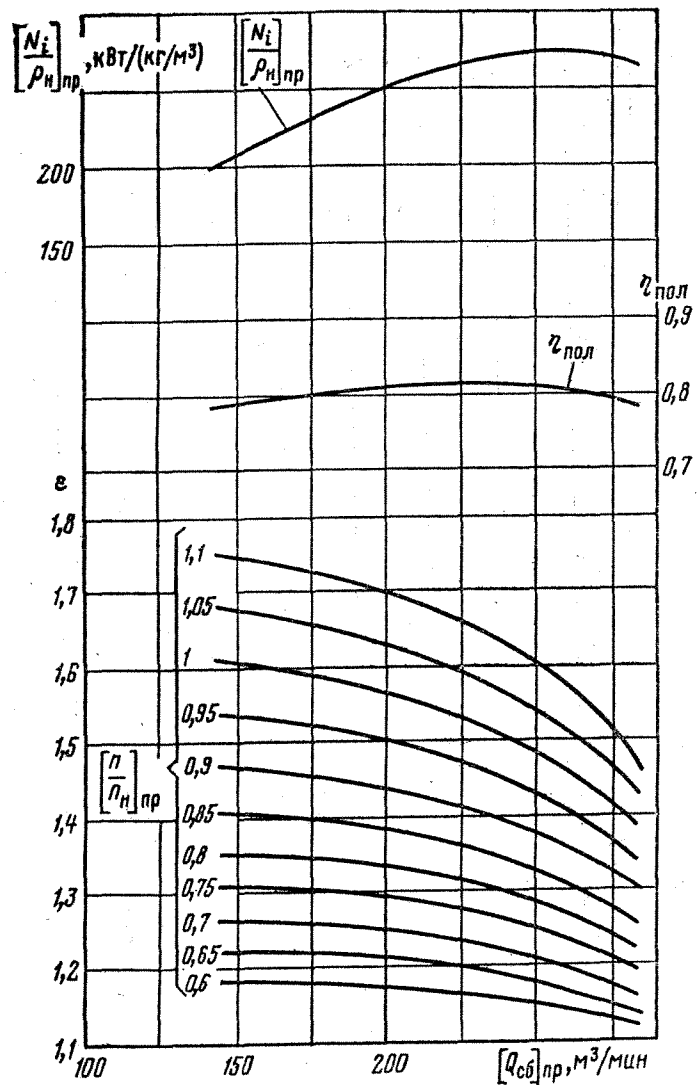


Рис. 5.14. Приведенные характеристики нагревателя PCL-802/24 при $[T_n]_{np} = 288 \text{ K}$; $z_{np} = 0,9$; $R_{np} = 490 \text{ Дж/(кг·K)}$

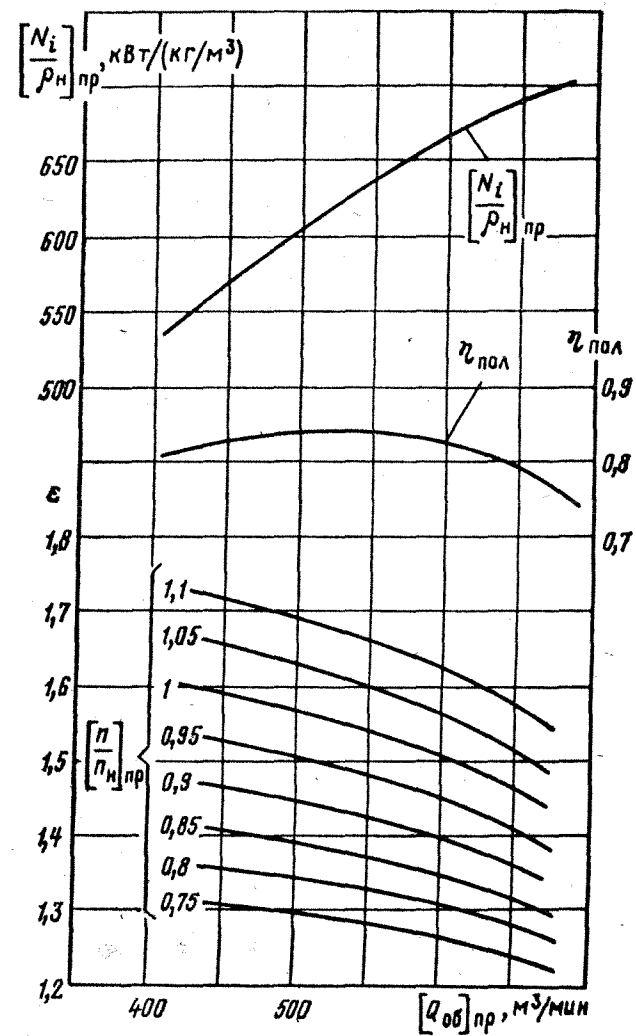


Рис. 5.15. Приведенные характеристики нагревателя PCL-1002 при $[T_n]_{np} = 288 \text{ K}$; $z_{np} = 0,9$; $R_{np} = 490 \text{ Дж/(кг·K)}$

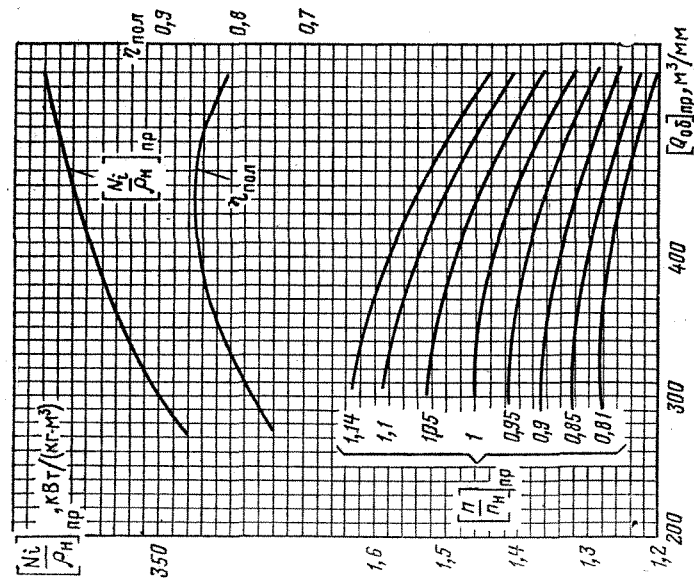


Рис. 5.17. Номограмма для определения коэффициента сжимаемости газа z по давлению p , температуре $T_{вх}$ и относительной плотности Δ_v . Последовательность определения: $p \rightarrow \Delta_v \rightarrow T_{вх} \rightarrow z$.

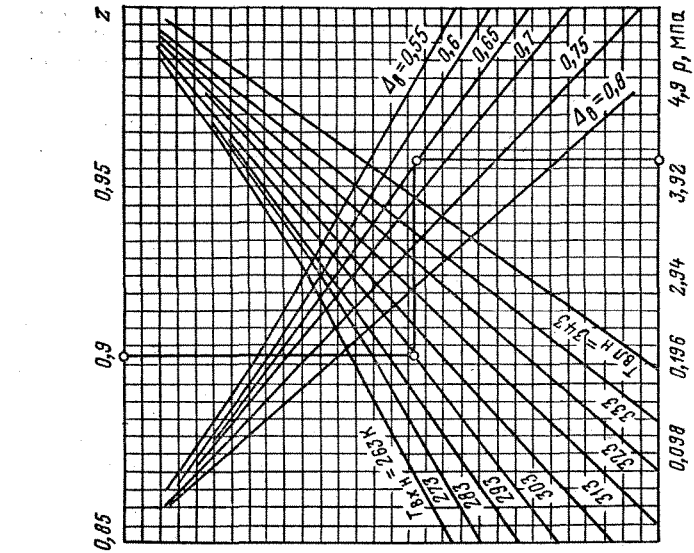


Рис. 5.16. Приведенные характеристики нагнетателя ГПА-Ц-16/76 при $T_{н.пр} = 288 \text{ K}$; $z_{пр} = 0,901$; $R_{пр} = 505,8 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{K)}$.

4. Плотность газа при всасывании, кг/м^3 : $\rho = \frac{p_{вх} \cdot 10^6}{zRT}$, где $p_{вх}$, T — абсолютные давление и (в МПа) температура (в К) при всасывании.

5. Коммерческая подача группы нагнетателей, млн. $\text{м}^3/\text{сут}$: $Q_{к} = Q_{кк}/m$, где $Q_{кк}$ — коммерческая подача КС, оборудованной однотипными агрегатами, млн. $\text{м}^3/\text{сут}$; m — число параллельно работающих групп.

6. Объемная подача нагнетателя первой ступени, $\text{м}^3/\text{мин}$:

$$Q_{об} = Q_{н\rho_n}/(1440 \cdot \rho).$$

Для экспресс-расчетов, когда известны подача центробежного нагнетателя, температура и давление на входе в нагнетатель, при определении объемной подачи целесообразно пользоваться номограммой, изображенной на рис. 5.18.

7. Приведенная объемная подача, $\text{м}^3/\text{мин}$: $[Q_{об}]_{пр} = (n/n_n) Q_{об}$, где n_n — номинальная частота вращения ротора нагнетателя, об/мин; n — фактическая частота вращения ротора, об/мин.

8. Приведенная частота вращения:

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{пр} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{z_{пр} R_{пр} [T_n]_{пр}}{zRT}},$$

где $z_{пр}$, $R_{пр}$, $[T_n]_{пр}$ — параметры газа, для которых составлена характеристика нагнетателя.

9. Степень сжатия ε и приведенная относительная мощность $[N_i/\rho]_{пр}$ центробежного нагнетателя по найденным значениям приведенной объемной подачи и приведенной частоты вращения по характеристикам нагнетателя.

10. Внутренняя мощность, потребляемая нагнетателем, кВт:

$$N_i = [N_i/\rho_n]_{пр} \rho (n/n_n)^3.$$

11. Мощность на муфте привода, кВт: $N = N_i + N_{мех}$, где $N_{мех}$ — механические потери, для газотурбинного привода $N_{мех} = 100 \text{ кВт}$, для электропривода $N_{мех} = 150 \text{ кВт}$.

12. Давление на выходе нагнетателя, МПа: $p_{вых} = p_{вх} \varepsilon$.

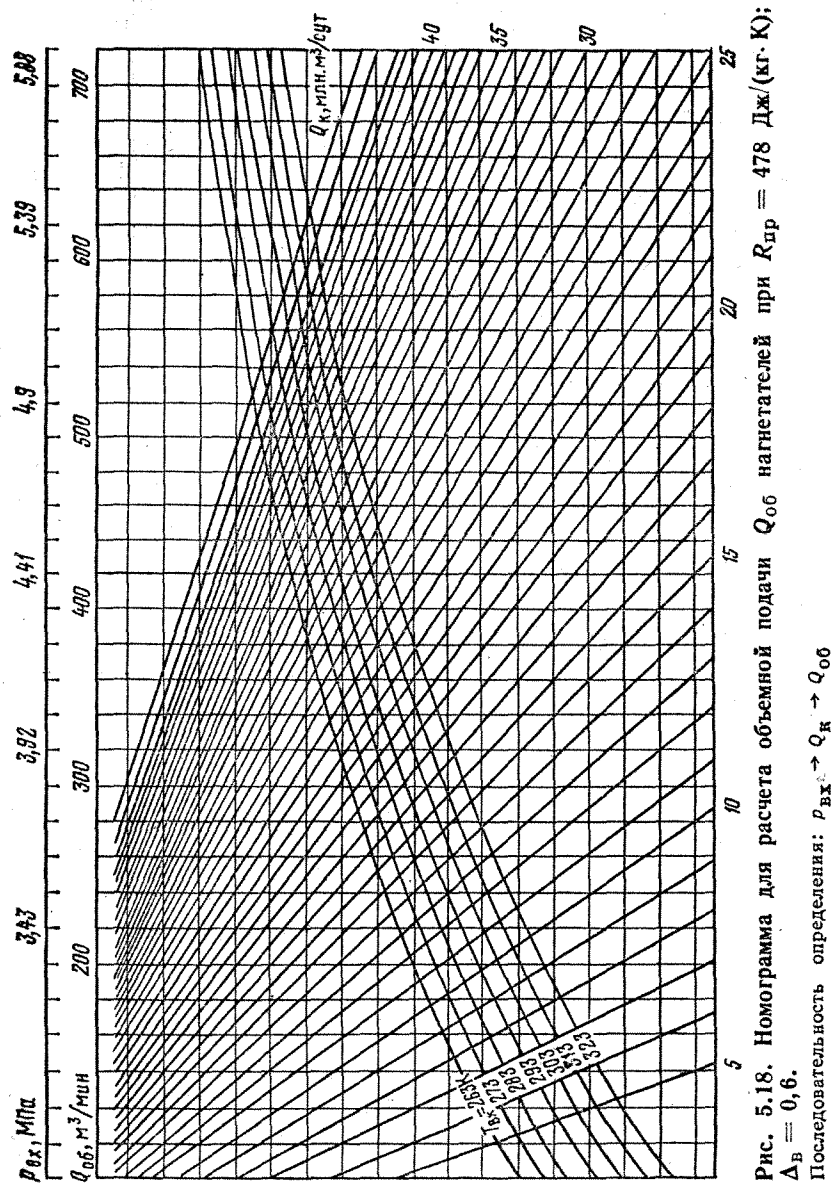


Рис. 5.18. Номограмма для расчета объемной подачи Q_{06} нагнетателей при $R_{пр} = 478$ Дж/(кг·К); $\Delta_B = 0,6$.
Последовательность определения: $p_{вх} \rightarrow Q_K \rightarrow Q_{06}$

13. Температура на выходе нагнетателя

$$T_{вых} = T_{вх} e^{\frac{k-1}{k\eta_{пол}}},$$

где $k = 1,31$; $\eta_{пол}$ — политропический к. п. д. нагнетателя.

Расчет второй ступени выполняется аналогично. Температура на входе второй ступени принимается равной температуре нагнетания первой ступени. Давление на входе второй ступени: $p_{вх} = p_{вых} - (0,015 \div 0,025)$, где $p_{вых}$ — давление нагнетания первой ступени, МПа; $(0,015 \div 0,025)$ МПа — потери в обвязке между первой и второй ступенью.

Пример 5.1. Рассчитать режим работы КС, перекачивающей газ в объеме 65 млн. м³/сут. Абсолютное давление на входе нагнетателей составляет $p_{вх} = 3,72$ МПа, температура 290 К. Компрессорная станция работает двумя параллельными группами с нагнетателями типа 520 с приводом от газовой турбины ГТК-10. Относительная плотность перекачиваемого газа $\Delta = 0,6$. Фактическая частота вращения ротора нагнетателя 4600 об/мин.

Решение

Газовая постоянная: $R = \frac{286,8}{0,6} = 478$ Дж/(кг·К).

По номограмме (см. рис. 5.17) $z = 0,919$.

Плотность газа при 20 °С и 0,1013 МПа $\rho_n = 0,6 \cdot 1,205 = 0,723$ кг/м³.

Плотность газа при всасывании

$$\rho = \frac{3,72 \cdot 10^6}{0,919 \cdot 290 \cdot 478} = 29,2 \text{ кг/м}^3.$$

Подача одной группы последовательно включенных нагнетателей

$$Q_K = 65\,000\,000/2 = 32\,500\,000 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Объемная подача нагнетателя первой ступени

$$Q_{06} = 32\,500\,000 \cdot 0,724 / (1440 \cdot 29,2) = 561,5 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Приведенная объемная подача нагнетателя первой ступени

$$[Q_{06}]_{пр} = (4800/4600) \cdot 561,5 = 586 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Приведенная частота вращения

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{пр} = \frac{4600}{4800} \sqrt{\frac{0,91 \cdot 490 \cdot 293}{0,919 \cdot 478 \cdot 290}} = 0,968,$$

где 0,91, 490 и 293 — значения приведенных величин по графику на рис. 5.9.

По графику на рис. 5.9 степень сжатия $\varepsilon = 1,21$, приведенная относительная внутренняя мощность $[N_i/\rho]_{пр} = 337$ кВт/(кг·м³), $\eta = 0,82$.

Внутренняя мощность, потребляемая нагнетателем: $N_i = 337 \times 29,1 \cdot 0,968^3 = 8895$ кВт.

Мощность на валу привода $N = 8895 + 100 = 8995$ кВт.

Давление на выходе нагнетателя первой ступени $p_{\text{вых}} = 3,8 \times 1,21 = 4,6$ МПа.

Температура газа на выходе первой ступени

$$T_{\text{вых}} = 290 \cdot 1,21^{\frac{1,31-1}{1,31-0,82}} = 306 \text{ К.}$$

Расчет режима работы второй ступени нагнетания выполняется аналогично расчету режима работы первой ступени.

5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК НА ОСНОВЕ ОБОБЩЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

Исходя из того, что приведенные характеристики (параметры) всех двухваловых газотурбинных установок (ГТУ) (за исключением агрегатов ГТК-10И и ГТН-25И, имеющих поворотные направляющие аппараты силовой турбины) были обобщены, т. е. представлены в относительной форме — в виде зависимости параметров, отнесенных к номинальным значениям (см. табл. 5.1), относительные приведенные параметры ГТУ определяют по следующим формулам:

приведенная относительная мощность

$$\bar{N}_{\text{е пр}} = \frac{N_{\text{е}}}{N_{\text{е0}}} \sqrt{\frac{T_{\text{а0}}}{T_{\text{а}}} \frac{p_{\text{а0}}}{p_{\text{а}}}}, \quad (5.1)$$

где $N_{\text{е0}}$ и $N_{\text{е}}$ — номинальная и фактическая мощности ГТУ; $T_{\text{а0}}$ и $T_{\text{а}}$ — номинальная и фактическая температуры наружного воздуха; $p_{\text{а0}}$ и $p_{\text{а}}$ — номинальное и фактическое атмосферные давления;

относительный к. п. д. ГТУ

$$\bar{\eta}_{\text{е}} = \eta_{\text{е}} / \eta_{\text{е0}}, \quad (5.2)$$

где $\eta_{\text{е0}}$ и $\eta_{\text{е}}$ — номинальный и фактический к. п. д. ГТУ; приведенная относительная температура по трактам ГТУ

$$\bar{T}_{\text{пр}} = \frac{T}{T_0} \frac{T_{\text{вх0}}}{T_{\text{вх}}}, \quad (5.3)$$

где T_0 и T — номинальная и фактическая температуры; приведенный относительный расход топливного газа

$$\bar{G}_{\text{т. г пр}} = \frac{G_{\text{т. г}}}{G_{\text{т. г0}}} \sqrt{\frac{T_{\text{вх0}}}{T_{\text{вх}}} \frac{p_{\text{а0}}}{p_{\text{а}}} \frac{Q_{\text{р0}}}{Q_{\text{р}}}}, \quad (5.4)$$

где $G_{\text{т. г0}}$ и $G_{\text{т. г}}$ — номинальный и фактический расход топливного газа; $Q_{\text{р0}}$ и $Q_{\text{р}}$ — номинальная и фактическая теплота сгорания;

относительная степень сжатия в компрессоре

$$\bar{\epsilon}_{\text{к}} = \epsilon_{\text{к}} / \epsilon_{\text{к0}}, \quad (5.5)$$

где $\epsilon_{\text{к0}}$ и $\epsilon_{\text{к}}$ — номинальная и фактическая степень сжатия; приведенный относительный расход воздуха через компрессор

$$\bar{G}_{\text{вх пр}} = \frac{G_{\text{вх}}}{G_{\text{вх0}}} \sqrt{\frac{T_{\text{вх}}}{T_{\text{вх0}}} \frac{p_{\text{а0}}}{p_{\text{а}}}}, \quad (5.6)$$

где $G_{\text{вх0}}$ и $G_{\text{вх}}$ — номинальный и фактический расход воздуха;

приведенная относительная частота вращения

$$\bar{n}_{\text{пр}} = \frac{n}{n_0} \sqrt{\frac{T_{\text{вх0}}}{T_{\text{вх}}}}, \quad (5.7)$$

где n_0 и n — номинальная и фактическая частота вращения;

относительная степень расширения газа в турбине

$$\bar{\epsilon}_{\text{т}} = \epsilon_{\text{т}} / \epsilon_{\text{т0}}, \quad (5.8)$$

где $\epsilon_{\text{т0}}$ и $\epsilon_{\text{т}}$ — номинальная и фактическая относительная степень расширения.

Каждый относительный параметр, приведенный к нормальным или номинальным условиям (см. табл. 5.1) зависит от приведенной относительной мощности. Эти же и некоторые другие параметры могут быть рассчитаны по следующим формулам:

$$\bar{N}_{\text{е пр}} = 1 - 4,2(1 - \bar{T}_{\text{вх твд пр}}) \bar{T}_{\text{вх твд пр}}, \quad (5.9)$$

где $\bar{T}_{\text{вх твд пр}}$ — приведенная температура на входе турбины;

$$\bar{\epsilon}_{\text{к}} = \bar{N}_{\text{е пр}}^{0,42}, \quad (5.10)$$

$$\bar{n}_{\text{твд пр}} = \bar{N}_{\text{е пр}}^{0,21}, \quad (5.11)$$

$$\bar{G}_{\text{вх к пр}} = \bar{N}_{\text{е пр}}^{0,33}, \quad (5.12)$$

где $\bar{G}_{\text{вх к пр}}$ — приведенный расход на входе компрессора;

$$\bar{\eta}_{\text{е}} = \frac{\bar{N}_{\text{е пр}}}{1 - 0,75(1 - \bar{N}_{\text{е пр}})}; \quad (5.13)$$

$$\bar{G}_{\text{т. г пр}} = 1 - 0,75(1 - \bar{N}_{\text{е пр}}), \quad (5.14)$$

где $G_{\text{т. г пр}}$ — приведенный расход топливного газа.

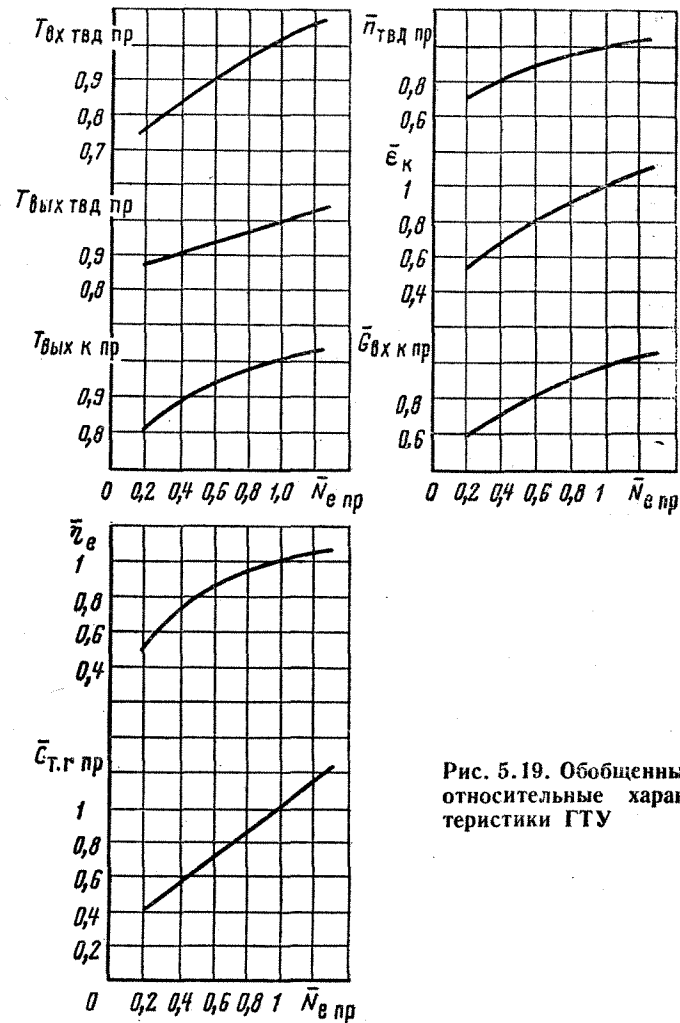


Рис. 5.19. Обобщенные относительные характеристики ГТУ

Приведенная температура на выходе турбины низкого давления

$$\bar{T}_{\text{вых ТНД пр}} = 1 - 0,165(1 - \bar{N}_{\text{е пр}}); \quad (5.15)$$

Приведенная температура на выходе компрессора

$$T_{\text{вых к пр}} = \bar{N}_{\text{е пр}}^{0,133}. \quad (5.16)$$

Зависимость основных обобщенных относительных характеристик ГТУ от относительной мощности изображена на рис. 5.19.

Для определения основных параметров ГТУ в случае отклонения режима ее работы от номинального, в частности при снижении оборотов ТНД, служат характеристики, приведенные на рис. 5.20.

При увеличении сопротивления входного и выходного трактов от приведенных в табл. 5.1, а также в случае отбора сжатого воздуха за компрессором проводится корректировка относительной мощности \bar{N}_e и относительного к. п. д. ГТУ $\bar{\eta}_e$:

Параметр	$\bar{N}_e, \%$	$\bar{\eta}_e, \%$
Увеличение сопротивления на 0,1013 МПа:		
входного тракта	-3	-1,5
	-2	-1,2
выходного тракта	-2	-1,5
	-1	-1,2

Отбор воздуха за осевым компрессором в количестве 1 % от общего расхода через него

Примечание. В числителе — ГТУ со степенью сжатия компрессора до 6; в знаменателе — более 6.

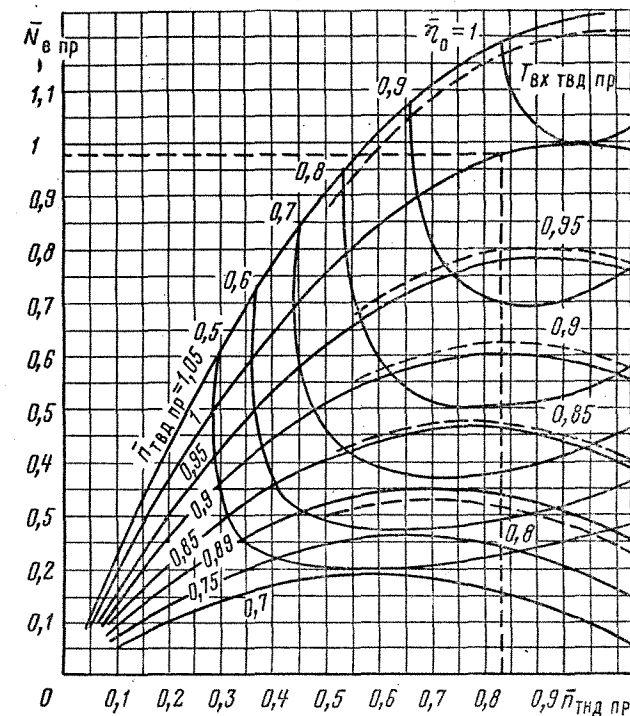


Рис. 5.20. Диаграмма режимов

Пример 5.2. Агрегат ГТК-10 имеет частоту вращения ТНД 3950 об/мин и температуру перед ТВД 770 °С. Температура наружного воздуха $t_a = +5$ °С, барометрическое давление $p_a = 0,1$ МПа, низшая теплотворная способность топлива $Q_{нр} = 34\,332$ кДж/м³. За осевым компрессором отбор воздуха в количестве 1 % от общего расхода через компрессор. Определить основные параметры ГТУ.

Решение

Приведенная относительная температура перед ТВД (см. формулу 5.3)

$$\bar{T}_{вх\,ТВД\,пр} = \frac{770 + 273}{780 + 273} \cdot \frac{15 + 273}{5 + 273} = 1,026.$$

Приведенные относительные обороты ТНД (см. формулу 5.7)

$$\bar{n}_{ТНД\,пр} = \frac{3950}{4800} \sqrt{\frac{15 + 273}{5 + 273}} = 0,83.$$

На диаграмме режимов (см. рис. 5.20) по $\bar{n}_{ТНД\,пр}$ и $\bar{T}_{вх\,ТВД\,пр}$ определяем относительную приведенную мощность. $\bar{N}_e\,пр = 1,075$. По графикам (рис. 5.19) $\bar{T}_{вых\,ТНД\,пр} = 1,02$; $\bar{T}_{вых\,к\,пр} = 1,025$; $\bar{n}_{ТВД\,пр} = 1,03$; $\bar{\epsilon}_k = 1,09$; $\bar{G}_{вх\,к\,пр} = 1,04$; $\bar{\eta}_e = 1,03$; $\bar{G}_{тг\,пр} = 1,13$.

Фактические значения параметров на заданном режиме определяются по формулам 5.1—5.7.

$$N_e = \frac{1,075 \cdot 10\,000}{\sqrt{\frac{288}{278} \cdot \frac{0,1013}{0,1}}} = 10426,8 \text{ кВт.}$$

С учетом потери 3 % мощности из-за отбора воздуха за компрессором $N_e = 10\,426,8 - (10426,8 \cdot 0,037) = 10041,8$ кВт

$$T_{вых\,ТНД} = \frac{1,02 \cdot 768 \cdot 278}{288} = 756 \text{ К (483 °С);}$$

$$T_{вых\,к} = \frac{1,025 \cdot 463 \cdot 278}{288} = 458,1 \text{ К (185,1 °С);}$$

$$n_{ТВД} = \frac{1,03 \cdot 5200}{\sqrt{\frac{288}{278}}} = 5261 \text{ об/мин;}$$

$$\epsilon_k = 1,09 \cdot 4,4 = 4,7;$$

$$G_{вх\,к} = \frac{1,04 \cdot 86,2}{\sqrt{\frac{288}{278}}} \cdot \frac{0,1013}{0,1} = 89,2 \text{ кг/с;}$$

$$\eta_e = 1,03 \cdot 29 = 29,87.$$

С учетом потери к. п. д. из-за отбора воздуха за компрессором $\eta_e = 29,87 - (29,87 \cdot 0,02) = 29,27$.

$$G_{тг} = \frac{1,13 \cdot 3600}{\sqrt{\frac{288}{278}}} \cdot \frac{0,1013}{0,1} \cdot \frac{34\,332}{34\,541} = 4023 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

5.4. РАСЧЕТ РАСПОЛАГАЕМОЙ МОЩНОСТИ ГТУ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ РЕЖИМА РАБОТЫ КС

Располагаемая мощность ГТУ — это максимальная рабочая мощность на муфте, которую может развить ГТУ в конкретных станционных условиях. Ее величина определяется внешними эксплуатационными условиями, уровнем технического состояния, параметрами эксплуатационных ограничений и другими факторами.

Эксплуатационными ограничениями располагаемой мощности ГТУ различных типов могут служить разные параметры (температура на входе и выходе турбины, между турбинами, частота вращения ротора турбокомпрессора и т. д.).

Располагаемая мощность ГТУ

$$N_{ер} = N_{е0} K_N K_{обл} \left(1 - K_t \frac{t_{вх} - t_{а0}}{t_{вх} + 273}\right) \frac{p_a}{0,1013}, \quad (5.17)$$

где K_N — коэффициент технического состояния ГТУ (табл. 5.3); $K_{обл}$ — коэффициент, учитывающий влияние системы противообледенения (0,87 — для ГТК-10, 1 — для остальных типов ГПА); K_t — коэффициент, учитывающий влияние температуры атмосферного воздуха на мощность ГТУ (см. табл. 5.3); $t_{вх}$, $t_{а0}$ — фактическая и номинальная температура воздуха на входе ГТУ, °С; p_a — абсолютное барометрическое давление воздуха, МПа.

Температура воздуха на входе ГТУ

$$t_{вх} = t_a + \delta_t + \delta_n - \delta_{в.о.},$$

где t_a — расчетная температура атмосферного воздуха месяца, сезона, квартала, °С (см. СНиП 2.01.01—82 «Строительная климатология и геофизика»); δ_t — поправка на изменчивость климатических данных (2,5 °С для среднемесячной и 1,5 °С для среднесезонной температуры); δ_n — поправка на местный подогрев атмосферного воздуха (в среднем 2,5 °С); $\delta_{в.о.}$ — поправка, учитываемая при работе установок водоиспарительного охлаждения в летнее время (6—10 °С).

Параметры и коэффициенты для определения индивидуальных норм затрат топливного газа и поправочных коэффициентов к нормам

Параметр или коэффициент	ГТ-700-4	ГТ-700-5	ГТК-5	ГТ-750-6	ГТ-6-750	ГПА-Ц-6,3	ГТН-9-750	ГТК-10	ГПА-10	ГТК-16	ГТН-16	ГТН-25	ГТК-10Н	*Коэффициент 182*	ГТН-25Н
Номинальная мощность ГТУ $N_{\text{об}}$, кВт	4400	4250	4400	6000	6300	6300	10 000	10 000	10 000	16 000	16 000	25 000	9700	12 900	24 500
Номинальный к. п. д. ГТУ $\eta_{\text{об}}$	0,16	0,25	0,26	0,27	0,24	0,225	0,19	0,29	0,265	0,25	0,29	0,28	0,257	0,273	0,275
Номинальная температура воздуха на входе ГТУ t_{30} , °С	10	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	25	25	15	25
Коэффициент технического состояния ГТУ по топливному газу $K_{\text{т.г}}$	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,03	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Коэффициент технического состояния ГТУ по мощности $K_{\text{м}}$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,82	0,95	0,9	0,9	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Коэффициент, учитывающий влияние работы системы противообледенения на к. п. д. ГТУ	1	1	1	1	1	1	1	1,04	1,025	1	1	1	1	1	1,01

ния на к. п. д. ГТУ
 $K_{\text{т. обл}}$ Коэффициент, учитывающий влияние температуры атмосферного воздуха на мощность ГТУ
 K_4 Номинальный полнотропический к. п. д. нагнетателя $\eta_{\text{по}}$
 $K_{\text{реж}}$ Коэффициент режима работы нагнетателя
 $K_{\text{сж}}$ Коэффициент гидравлических потерь между ступенями сжатия
 $K_{\text{м}}$ Механический к. п. д. нагнетателя
 $K_{\text{газ}}$ Коэффициент потерь (утечек) газа в топливном коллекторе
 $K_{\text{нар}}$ Коэффициент наработки $K_{\text{нар}}$ для диапазона:
 25—50 тыс. ч
 50—100 тыс. ч

4,4	4,4	4,4	3,7	3,7	3,7	1,3	3,7	3,7	3,7	3,2	3,2	3,4	2	2	2,2
0,84	0,84	0,87	0,86	0,83	0,82	0,85	0,85	0,85	0,85	0,83	0,82	0,83	0,83	0,83	0,83
0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
0,985	0,985	0,985	0,985	0,985	1	0,985	0,985	0,985	0,985	0,985	1	1	1	1	1
0,95	0,955	0,975	0,985	0,975	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,995	0,995	0,995	0,99	0,995	0,995
0,985	0,985	0,985	0,985	0,99	0,99	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995	0,995
1,05	1,05	1,05	1,05	1,02	1,02	1,05	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
1,08	1,08	1,08	1,08	1,04	1,04	1,08	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04

Расчетное давление воздуха является функцией расположения КС над уровнем моря:

Расчетное давление атмосферного воздуха

Высота над уровнем моря, м. . .	0	250	500	750	1000	1250	1500
Абсолютное давление атмосферного воздуха, МПа. . .	0,102	0,098	0,0954	0,0925	0,0897	0,0872	0,0846

Для газотурбинных установок имеется общее конструктивное ограничение максимальной располагаемой мощности — 100 % для ГПА-10 и 115 % для агрегатов остальных типов.

Пример 5.2. Агрегат ГТН-16 работает в следующих условиях: среднемесячные температуры t_a атмосферного воздуха в июне, июле, августе соответственно 23, 25,6 и 23,5 °С; атмосферное давление 0,1013 МПа; система водоиспарительного охлаждения отсутствует ($\delta_{в.о} = 0$). Коэффициент технического состояния $K_N = 0,95$. Определить для летнего сезона располагаемую мощность при отсутствии вибрационных и прочих ограничений. Низшая теплота сгорания номинальная.

Решение

1. По табл. 5.1 $N_{e0} = 16\,000$ кВт; $K_t = 3,2$.

2. Средняя температура летнего сезона

$$t_a = \frac{23 + 25,6 + 23,5}{3} = 24^\circ\text{С}.$$

3. Температура воздуха на входе в осевой компрессор: $t_{вх} = 24,0 + 1,5 + 2,5 = 28^\circ\text{С}$.

4. Располагаемая мощность ГТУ

$$N_{ep} = 16\,000 \cdot 0,95 \left(1 - 3,2 \frac{28 - 15}{28 + 273} \right) \cdot \frac{0,1013}{0,1013} = 13\,100 \text{ кВт}.$$

Этот метод требует дополнительного определения коэффициента технического состояния по каждому агрегату в КЦ в отдельности.

5.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОЩНОСТИ НА МУФТЕ НАГНЕТАТЕЛЬ — ГТУ ПО ПАРАМЕТРАМ СЖИМАЕМОГО ГАЗА

Мощность на муфте нагнетатель — ГТУ определяют по формуле

$$N_e = \frac{l_{уд} q}{\eta_n} = 4,003 z_{вх} T_{вх} \frac{m}{m-1} \left(\epsilon_n^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right) \frac{q}{\eta_n},$$

где $l_{уд}$ — удельная полезная политропическая работа сжатия; q — подача нагнетателя; $\eta_n = \eta_n K_m$ — к. п. д. нагнетателя; η_n — политропический к. п. д.; K_m — механический к. п. д.; $z_{вх}$, $T_{вх}$ — коэффициент сжимаемости и температура на входе нагнетателя; m — коэффициент политропического сжатия, $m = 0,3$; ϵ_n — степень сжатия нагнетателя.

Можно использовать более простое выражение для удельной полезной работы (погрешность до 1 % при степенях сжатия до 2 и к. п. д. 0,7—0,85):

$$l_{уд} = 2,04 z_{вх} T_{вх} (\epsilon_n - 1/\epsilon_n). \quad (5.18)$$

Мощность, потребляемая нагнетателем, не может быть больше располагаемой мощности привода $N_e \leq N_{ep}$.

Анализ данных испытаний нагнетателей показывает, что снижение политропического к. п. д. в процессе эксплуатации может составлять 1—7 %. Основными причинами ухудшения технического состояния нагнетателей являются: эрозия проточной части; увеличение зазоров в уплотнениях покрывающего диска; загрязнение проточной части.

Эрозия элементов нагнетателя наблюдается в случаях, когда в транспортируемом газе присутствуют механические примеси в количестве, превышающем требования ГОСТ.

Эксплуатационный к. п. д. нагнетателя является функцией номинального к. п. д., технического состояния, режима работы и механических потерь в нагнетателе

$$\eta_n = K_{Nn} K_{реж} K_m \eta_{но},$$

где $K_{Nn} = 0,95$, $K_{реж}$, K_m — коэффициенты, учитывающие соответственно техническое состояние, режим работы нагнетателя и механические потери; $\eta_{но}$ — номинальный политропический к. п. д., определяемый техническим уровнем нагнетателя (см. табл. 5.3).

5.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ТОПЛИВНОГО ГАЗА ДЛЯ ГТУ

Расход топливного газа для ГТУ (в тыс. м³/ч) определяют по формуле

$$G_{т.г} = G_{т.г0} \left(0,75 K_{вар} + 0,25 \sqrt{\frac{T_{вх}}{T_{a0}} \cdot \frac{p_a}{p_{a0}}} \right) K_{т.г} K_{обл} K_{т.с}, \quad (5.19)$$

где $G_{т.г.0}$ — номинальный расход топливного газа (см. табл. 5.1); $K_{заг} = N_e/N_{e0}$ — коэффициент загрузки; $K_{т.г}$ — коэффициент технического состояния ГТУ по топливу (см. табл. 5.3); $K_{т.с}$ — коэффициент, учитывающий отклонение теплоты сгорания топлива от номинала;

$$K_{обл} \left(0,75 + \frac{0,25}{K_{заг}} \sqrt{\frac{T_{вх}}{T_{a0}} \frac{p_a}{p_{a0}}} \right) = K_a$$

— коэффициент, учитывающий параметры атмосферного воздуха (в том числе влияние противообледенительной системы, когда она включена) и степень загрузки.

На основе исследований получена следующая формула для определения коэффициента загрузки:

$$K_{заг} = \frac{N_e}{N_{e0}} = K_n \frac{N_{ep}}{N_{e0}} = K_n K_{обл} K_i \left(1 - K_t \frac{t_{вх} - t_{вх0}}{t_{вх} + 273} \right),$$

где $K_n = 0,925 + 0,0025 (t_{вх} - t_{вх0})$ — коэффициент использования располагаемой мощности.

При поагрегатном расчете расхода топливного газа на многоцеховой КС суммарный расход полностью совпадает с суточным замером. Формула дает очень высокую сходимость результатов.

5.7. НОРМИРОВАНИЕ ЗАТРАТ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ГАЗОТУРБИННЫХ ЦЕХОВ

Целью нормирования затрат природного газа является наиболее полное и рациональное его использование на КС, определение плановой потребности, а также оценка эффективности его использования на собственные нужды компрессорных цехов.

Основным методом, используемым при разработке норм, является расчетно-аналитический метод с использованием как паспортных характеристик, так и опытно-статистических данных о действительных затратах газа по отдельным статьям в различных условиях эксплуатации.

При установлении норм расхода газа должны быть учтены следующие технические, технологические и эксплуатационные факторы:

паспортные (номинальные) характеристики ГТУ и нагнетателей;

поле минусовых допусков на технические показатели ГТУ нагнетателей, предусмотренные техническими условиями и ГОСТ;

техническое состояние ГТУ и нагнетателей по средним статистическим данным в зависимости от времени наработки;

влияние атмосферных и климатических условий на технические показатели агрегата, в том числе и на загрузку ГТУ;

влияние системы противообледенения осевых компрессоров на экономичность работы ГТУ;

использование установок утилизации выхлопных газов ГТУ;

поле возможных эксплуатационных режимов работы нагнетателей;

противопомпажное регулирование и возможные перетечи газа в технологических коммуникациях КС;

подогрев топливного газа;

влияние параметров перекачиваемого газа (температуры, давления, состава газа);

статистические данные о показателях надежности ГПА.

Нормативные затраты природного газа на собственные нужды $Q_{с.н}$ (в млн. м³) цеха складываются из затрат на топливный газ $Q_{т.г}$ и затрат газа на технологические нужды $Q_{т.н}$ за отчетный (планируемый) период $Q_{с.н} = Q_{т.г} + Q_{т.н}$.

Индивидуальные нормы затрат топливного газа

Нормативные затраты топливного газа — это максимально допустимое количество топливного газа, расходуемое на привод ГПА при компримировании запланированного объема транспортируемого газа. Нормирование затрат топливного газа производится на единицу эффективной (полезной) работы сжатия газа. Нормативные затраты за отчетный период: $Q_{т.г} = H_{т.г} L \cdot 10^{-6}$, где $H_{т.г}$ — индивидуальная норма расхода топливного газа; L — эффективная работа сжатия.

Для оценки работы сжатия газа используют политропическую работу сжатия, которую определяют по формуле:

$$L = l_{уд} q \tau = 24 l_{уд} Q,$$

где $l_{уд}$ — удельная полезная работа сжатия, определяемая по (5.18); τ — время расчетного периода; Q — объем газа, перекаченного за период.

Значения коэффициента K_a , учитывающего влияние температуры атмосферного воздуха и загрузки ГПА

Тип агрегата	Расчетная температура атмосферного воздуха, °C														
	+40	+30	+25	+20	+15	+10	+5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-40
ГТ-700-4, ГТ-700-5, ГТК-5	1,32	1,22	1,18	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,03	1,015	1	0,985	0,97	0,96	0,94
ГТ-750-6, ГТ-6-750, ГТН-6	1,265	1,195	1,165	1,14	1,12	1,1	1,075	1,06	1,04	1,025	1,01	1	0,98	0,97	0,95
ГПА-П-6.3 ГТН-9-750	1,2	1,14	1,11	1,09	1,07	1,055	1,04	1,03	1,02	1,01	0,98	0,97	0,95	0,945	0,93
ГТН-10	1,07	1,06	1,055	1,05	1,045	1,04	1,035	1,03	1,025	1,02	1,015	1,01	1,005	1,0	0,99
	1,21	1,145	1,12	1,1	1,075	1,055	1,04	1,02	1,005	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,93
	1,21	1,145	1,12	1,1	1,075	1,055	1,04*	1,03	1,025	1,01	1,005	1,005	1,005	1,005	0,98
ГПА-10	1,2	1,14	1,115	1,09	1,07	1,05	1,035*	1,025	1,01	1,005	0,99	0,98	0,97	0,96	0,94
ГТК-16, ГТН-16	1,155	1,11	1,09	1,07	1,055	1,04	1,025	1,01	1,0	0,99	0,98	0,965	0,955	0,95	0,935
ГТН-25	1,1	1,065	1,05	1,03	1,02	1,005	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,925	0,91
ГТН-101	1,06	1,045	1,035	1,03	1,02	1,01	1	1,005	1,005	1,005	1,005	1,005	1,005	1,005	1,005
«Коберра-182»	1,1	1,08	1,07	1,06	1,05	1,04	1,04	1,03	1,02	1,015	1,005	1	0,99	0,98	0,97
ГТН-25И	1,065	1,045	1,035	1,025	1,015	1,01	1	1,005	1,005	1,005	1,005	1,005	1,005	1,005	1,005

* С учетом включения прогнанообледенительной системы при температуре атмосферного воздуха ниже +5 °C.

Индивидуальные нормы затрат топливного газа $H_{т.р} = K_{т.с} K_a K_{1нар} K_{III} K_y H_{т.ги}$, где $K_{т.с}$ — коэффициент теплотворной способности природного газа; K_a — коэффициент параметров атмосферного воздуха (табл. 5.4); $K_{1нар}$ — коэффициент наработки; $K_{III} = 1,05$ — коэффициент трехступенчатого сжатия транспортируемого газа; K_y — коэффициент влияния утилизаторов выхлопных газов; $H_{т.ги}$ — исходная индивидуальная норма затрат топливного газа.

Коэффициент K_y учитывает эксплуатацию в компрессорных цехах котлов-утилизаторов:

$$K_y = 1 + K'_y n_y / n_{ГПА},$$

где $K'_y = 0,025$ — коэффициент, учитывающий влияние котла-утилизатора на расход топливного газа; n_y — число эксплуатируемых котлов-утилизаторов; $n_{ГПА}$ — число установленных агрегатов.

Исходная индивидуальная норма затрат топливного газа — это максимально допустимое плановое количество топливного газа на единицу эффективной работы сжатия транспортируемого газа при расчетных условиях работы ГПА. Эту норму целесообразно определять при следующих условиях: номинальные атмосферные условия; загрузка ГПА соответствует располагаемой мощности; наработка с начала эксплуатации ГПА от 0 до 25 тыс. ч.

Исходная индивидуальная норма затрат топливного газа (в $\text{м}^3/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$) (табл. 5.5): $H_{т.ги} = 860 \times \times 4,1868 / (34531 \eta_{ГПА и})$, где $\eta_{ГПА и}$ — индивидуальный нормативный к. п. д. ГПА,

$$\eta_{ГПА и} = \eta_e \eta_n = \frac{1}{K_{т.р}} \eta_{св} \eta_{по} K_m K_{нн} K_c K_{рец} K_{рек} K_{ут}.$$

Значения коэффициентов для определения индивидуальных норм ГПА приведены в табл. 5.3.

Затраты природного газа на технологические нужды компрессорного цеха и потери

Затраты газа на технологические нужды и потери определяют по формуле: $Q_{т.н} = Q_{п.о} + Q_{т.о} + Q_{т.п}$, где $Q_{п.о}$ — затраты газа на пуски, остановки и изменение режимов работы ГПА:

$Q_{п.о} = [(Q_{т.д} + Q_{прод} + Q_{страв} + Q_{п.г}) n_{п.о} + Q_{р.р}] \eta_{ГПА}$, $Q_{т.д}$ — затраты газа на работу турбодетандера в режиме пуска и в режиме прокрутки (если требуется по инструк-

Таблица 5.5

Исходные индивидуальные нормы затрат топливного газа

Тип агрегата	$H_{т.г.и.}$ м³/кВт·ч	$H_{т.г.и.}$ кг у. т/кВт·ч
ГТ-700-4	0,94	1,11
ГТ-700-5	0,6/0,8	0,71
ГТК-5	0,55/0,73	0,65
ГТ-750-6	0,53/0,66	0,62
ГТ-6-750	0,63	0,74
ГТН-6	0,63	0,74
ГПА-Ц-6,3	0,66	0,78
ГТН-9-750	0,75	0,88
ГТК-10	0,5/0,71	0,59
ГПА-10	0,54	0,64
ГТК-16	0,58	0,68
ГТН-16	0,5	0,59
ГТН-25	0,51	0,6
ГТН-10И	0,56	0,66
«Коберра-182»	0,54	0,64
ГТН-25И	0,52	0,62

Примечание. Для агрегатов ГТ-700-5, ГТК-5, ГТ-750-6, ГТК-10 в знаменателе приведены величины для ГПА, переведенных на безрегенеративную схему работы.

ции эксплуатации) при остановке ГПА; $Q_{\text{прод}}$ — затраты газа на продувку контура нагнетателя при пуске ГПА; $Q_{\text{страв}}$ — затраты газа на стравливание из контура нагнетателя при остановке ГПА; $Q_{и.г.}$ — затраты импульсного газа в режиме пуска и остановки ГПА; $n_{п.о.}$ — удельное число пусков — остановок ГПА на единицу календарного времени; $Q_{р.р.}$ — затраты импульсного газа на управление и силовой привод кранов и на пневматические устройства КИП и А при изменении рабочих режимов ГПА; τ — календарное время; $n_{\text{ГПА}}$ — число установленных в цехе ГПА; $Q_{т.о.}$ — технологические затраты газа на эксплуатацию и техническое обслуживание установок и аппаратов; $Q_{т.п.}$ — потери (утечки) газа в коммуникациях цеха.

Работа технологических аппаратов и установок газотурбинных цехов сопровождается затратами газа на их эксплуатацию и техническое обслуживание. Затраты газа на эксплуатацию технологических аппаратов — это затраты на продувку аппаратов и их коллекторов через продувочные и дренажные устройства. Затраты на тех-

ническое обслуживание состоят из газа, стравливаемого из аппаратов, установок, коллекторов при их отключении или вскрытии с целью осмотра, очистки, замены фильтрующих элементов или осушающих материалов, десорбционного газа при периодической регенерации осушителей, газа на продувку и настройку предохранительных клапанов и регуляторов. Основные затраты по этой статье (более 90 %) приходятся на продувку пылеуловителей, зависят от кондиционности транспортируемого газа и определяются частотой, продолжительностью, схемой продувок пылеуловителей и параметрами газа на входе в цех.

Затраты газа на продувку определяют расчетным путем по формулам критического истечения газа в атмосферу с учетом имеющихся гидравлических сопротивлений в продувочных линиях. На существующих штатных схемах продувок пылеуловителей критический расход возникает, как правило, на дроссельных шайбах. Расход при этом (в м³/с) определяют по формуле

$$q_{п} = 420 d_1 f^2 \sqrt{\frac{R}{zT} \frac{p}{\sqrt{1 + 0,039 f^4 \lambda_1 L_{1 экв} / d_1}}},$$

где d_1 — диаметр трубы до дроссельной шайбы, м; $f = d_{ш}/d_1$ — отношение диаметров шайбы и трубы; T, z, R, p — соответственно температура (К), коэффициент сжимаемости, газовая постоянная (Дж/(кмоль·К)), давление (МПа) в пылеуловителе; λ_1 — коэффициент гидравлического сопротивления трубы диаметром d_1 ; $L_{1 экв}$ — эквивалентная длина участка коллектора до дроссельной шайбы.

Более достоверные величины расхода газа при продувках пылеуловителей могут быть получены методом опрессовки пылеуловителей в стационарных условиях. Для этого пылеуловитель отсекают по входу и выходу и выполняют его штатную продувку. Средний секундный расход определяют по приближенному выражению (в м³/с)

$$q_{п} = 283,6 V_{п} \Delta p / (z T \tau_{п}),$$

где $V_{п}$ — геометрический объем пылеуловителей, м³; Δp — падение давления газа в пылеуловителе, МПа; T — температура газа в пылеуловителе, К; $\tau_{п}$ — время продувки пылеуловителя, с.

Общие цеховые затраты газа на эксплуатацию и техническое обслуживание технологических установок определяются по следующей приближенной формуле: $Q_{т.о.} = K_{т.о.} Q_{п} n_{п.}$

Таблица 5.6

Потери газа в коммуникациях компрессорных цехов

Место утечки газа	Диапазон возможных утечек, м³/ч	Средние статистические потери, м³/ч
Свечи № 5		30
на работающем агрегате	0—50	10
на резервном агрегате	0—200	60
Свеча № 10	0—30	5
Свеча № 17	0—250	40
Свеча № 18	0—300	50
Свеча крана № 30	0—100	20
Свечи импульсного газа	0—20	5
Свечи и дренажи технологических аппаратов и установок	0—100	10

где $K_{т.о}$ — приближенный коэффициент, учитывающий затраты на срабатывание газа из аппаратов для технического обслуживания (1,03 — для цехов с АВО газа и фильтр-сепараторами; 1,02 — для цехов с АВО газа; 1,01 — для остальных цехов); $Q_{п} = q_{п} \tau_{п}$ — расход на одну продувку пылеуловителя; $n_{п}$ — число продувок за период.

При транспортировке природного газа неизбежными являются потери газа. Основным источником потерь в цехе являются утечки газа через свечи из-за негерметичности запорной арматуры. Незначительные потери (менее 0,1 % общих утечек) составляют утечки газа через неплотности фланцевых соединений обвязки цехов, уплотнения штоков кранов, соединения датчиков КИП и А и др.

Средние статистические данные эксплуатационных потерь газа, полученные по результатам обследования газотурбинных цехов, приведены в табл. 5.6.

Потери в цехе определяют как сумму средних статистических утечек природного газа по основным свечам обвязки

$$q_{т.п} = 1,25 [(q_5 + q_{10}) n_{ГПА} + q_{17} + q_{18} + q_{30} + q_{и.г} + q_{т.а}];$$

$$Q_{т.п} = q_{т.п} \tau_{п},$$

где $q_5, q_{10}, q_{17}, q_{18}, q_{30}, q_{и.г}, q_{т.а}$ — соответственно средние статистические потери по свечам № 5, 10, 17, 18,

30, свечам импульсного газа и продувочным свечам технологических аппаратов; $n_{ГПА}$ — число агрегатов, установленных в цехе; 1,25 — коэффициент учета других потерь в цехе.

Затраты газа на пуск-остановку ГПА, техническое обслуживание и эксплуатацию технологических установок и потери в процессе эксплуатации должны учитываться по нормативным данным. Периодические должны проводиться прямые контрольные измерения этих статей расхода газа для их сравнения с учитываемыми значениями.

Индивидуальные нормы затрат природного газа на технологические нужды и потери

Затраты природного газа на технологические нужды и потери не всегда зависят от работы сжатия транспортируемого газа, а в большей степени определяются установленной мощностью компрессорного цеха. Поэтому нормирование затрат газа по этой статье выполняют на условную единицу работы, рассчитываемую по установленной мощности компрессорного цеха.

Нормативный расход природного газа на технологические нужды и потери — это максимально допустимое плановое количество газа, затрачиваемое по данной статье за плановый или отчетный период.

Нормативные затраты газа на технологические нужды и технические потери (в млн. м³) определяют по формуле

$$Q_{т.п} = H_{т.п} N_{ео} n_{ГПА} \tau \cdot 10^{-6},$$

где $H_{т.п}$ — индивидуальная норма расхода природного газа на технологические нужды и потери, м³/(кВт·ч); $N_{ео}$ — номинальная мощность ГПА, кВт; $n_{ГПА}$ — число установленных в цехе ГПА; τ — календарное время планируемого или отчетного периода, ч.

Индивидуальные нормы затрат природного газа на технологические нужды и потери определяют по исходным индивидуальным нормам на пуски и остановки ГПА $H_{п.о.п}$ на эксплуатацию и техническое обслуживание технологических аппаратов $H_{т.о.п}$ на технические потери $H_{т.п.п}$ с корректировкой их при помощи поправочных коэффициентов, учитывающих отклонение эксплуатационных условий от расчетных:

$$H_{т.п} = K_p (K_{2нар} H_{п.о.п} + K_{3нар} H_{т.о.п} + K_{4нар} H_{т.п.п}),$$

где K_p — коэффициент давления; $K_{2 \text{ нар}}$, $K_{3 \text{ нар}}$, $K_{4 \text{ нар}}$ — коэффициенты наработки.

Для исходных индивидуальных норм затрат природного газа на технологические нужды и потери в качестве расчетных приняты следующие условия: расчетное давление в газопроводе 5,6 и 7,6 МПа; средние статистические данные по надежности ГПА; паспортные данные затрат газа на пуск ГТУ; режим продувки установок очистки газа (индивидуальная продувка каждого аппарата три раза в сутки по 30 с); стравливание газа из аппаратов для технического обслуживания (2 раза в год); средние статистические технические потери природного газа в технологических коммуникациях цеха.

Исходные индивидуальные нормы по отдельным составляющим определяются следующими соотношениями:

$$H_{\text{п.о}} = \frac{Q_{\text{п.о}}}{N_{\text{еот}}}; \quad H_{\text{т.о}} = \frac{Q_{\text{то}}}{N_{\text{еот}} n_{\text{ГПА}} \tau};$$

$$H_{\text{т.п}} = \frac{Q_{\text{т.п}}}{N_{\text{еот}} n_{\text{ГПА}} \tau}.$$

Значения параметров для расчета исходных индивидуальных норм затрат газа по статьям приведены в табл. 5.7, а эти нормы для ГПА разных типов — в табл. 5.8.

Коэффициент давления K_p учитывает рабочее давление в газопроводе. При проектном давлении в газопроводе 5,6 МПа $K_p = 1$, при давлении 7,6 МПа $K_p = 1,36$. Коэффициент наработки $K_{2 \text{ нар}}$ учитывает влияние наработки компрессорного цеха на интенсивность операций пуск—остановка ГПА. Согласно статистическим данным для наработки 0—12 тыс. ч коэффициент $K_{2 \text{ нар}} = 1,5$, для диапазона 12—25 тыс. ч $K_{2 \text{ нар}} = 1,2$ и для наработки свыше 25 тыс. ч $K_{2 \text{ нар}} = 1$.

Коэффициент наработки $K_{3 \text{ нар}}$ учитывает влияние наработки цеха на периодичность и продолжительность продувок пылеуловителей. В начальный период эксплуатации (наработка до 12 тыс. ч) имеет место значительный вынос строительного песка и конденсата из линейных участков, что вызывает необходимость в более частых продувках пылеуловителей. В этот период коэффициент $K_{3 \text{ нар}} = 1,2$. При наработке свыше 12 тыс. ч $K_{3 \text{ нар}} = 1$. Для КС, расположенных на начальных участках газопровода, а также для других КС в периоды, когда выпа-

Таблица 5.7

Параметры расчета исходных индивидуальных норм затрат газа на технологические нужды и технические потери

Параметры	ГТ-700-4	ГТ-700-5	ГТК-5	ГТ-750-6	ГТ-6-750 ГТН-6	ГПА-Ц-6,3	ГТН-9-750	ГТК-10
Затраты газа на работу турбодетандера, м³	2750	2750	2750	4150	1800	500	20 750	1400
Геометрический объем стравливаемого коллектора нагнетателя, м³	12,1	12,1	12,1	12,1	14,25	14	20	19,8
Затраты газа на продувку контура нагнетателя при пуске, м³	35	35	35	35	40	40	60	60
Затраты газа на стравливание из контура нагнетателя при остановке, м³	600	600	600	600	700	700	1000	1000

Параметры	ГПА-10	ГТК-16	ГТН-16	ГТН-25	ГТН-10И	«Кобер-ра-182»	ГТН-25И
Затраты газа на работу турбодетандера, м³	1050	6900	9000	6250	550	60	850
Геометрический объем стравливаемого коллектора нагнетателя, м³	19,8	32,5	32,5	52,5	10,8	10,85	25,9
Затраты газа на продувку контура нагнетателя при пуске, м³	60	100	100	150	40	40	80
Затраты газа на стравливание из контура нагнетателя при остановке, м³	1000	1600	1800	3000	600	600	1400

Примечание. Затраты импульсного газа на пуск-остановку ГПА составляют 50 м³; затраты импульсного газа на изменение рабочих режимов — 0,1 м³/ч; удельное число пусков (с учетом неудавшихся) за календарный период = 0,0015 1/ч.

Таблица 5.8

Исходные индивидуальные нормы затрат (в $\text{м}^3/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$) природного газа на технологические нужды и технические потери КЦ

Тип агрегата	$H_{т. н. и.}$		$H_{п. о. и.}$	$H_{т. о. и.}$	$H_{т. п. и.}$
ГТ-700-4	0,0302	(0,0356) *	0,0014	0,0069	0,0219
ГТ-700-5	0,0284	(0,0335)	0,0013	0,0065	0,0206
ГТК-5	0,0274	(0,0323)	0,0012	0,0063	0,0199
ГТ-750-6	0,0186	(0,0219)	0,0013	0,0039	0,0134
ГТ-6-750	0,0180	(0,0212)	0,0007	0,0039	0,0134
ГТН-6	0,0180	(0,0212)	0,0007	0,0039	0,0134
ГПА-Ц-6,3	0,0167	(0,0197)	0,0003	0,0037	0,0127
ГТН-9-750	0,0150	(0,0177)	0,0034	0,0028	0,0088
ГТК-10	0,0115	(0,0135)	0,0004	0,0031	0,0080
ГПА-10	0,0114	(0,0134)	0,0003	0,0031	0,0080
ГТК-16	0,0084	(0,0099)	0,0006	0,0023	0,0055
ГТН-16	0,0086	(0,0101)	0,0008	0,0023	0,0055
ГТН-25	0,0062	(0,0073)	0,0004	0,0019	0,0039
ГТН-10И	0,0113	(0,0133)	0,0002	0,0031	0,0080
«Коберра-182»	0,0080	(0,0094)	0,0001	0,0021	0,0058
ГТН-25И	0,0073	(0,0086)	0,0001	0,0025	0,0047

Примечание. Суммарная исходная индивидуальная норма затрат $H_{т. н. и.}$ дана при коэффициентах наработки, равных единице.

* В скобках = величина $H_{т. н. и.}$ дана в $\text{кг у. т.}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$.

дение жидких фракций превышает 1 г/м^3 , допускается увеличивать коэффициент до 50 %. Коэффициент наработки $K_{4 \text{ нар}}$ учитывает увеличение технических потерь газа, связанное с ухудшением технического состояния запорной арматуры в процессе длительной эксплуатации. Для диапазона наработки 0—25 тыс. ч коэффициент $K_{4 \text{ нар}} = 1$, для наработки 25—50 тыс. ч $K_{4 \text{ нар}} = 1,1$ и для наработки свыше 50 тыс. ч $K_{4 \text{ нар}} = 1,2$.

5.8. НОРМИРОВАНИЕ РАСХОДА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА КС ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ НАДБАВОК

Использование метода определения суммарной потенциальной работы сжатия по газопроводам позволяет проводить оптимизацию их режимов работы в пределах закольцованной системы с целью снижения расхода энер-

горесурсов. Определение потенциальной работы сжатия по газотранспортной системе осуществляется на основе нормирования расхода энергоресурсов с учетом фактического или планируемого режима работы каждой КС.

Нормирование расхода энергоресурсов осуществляется на основе «Инструкции по нормированию расхода энергоресурсов на компрессорных станциях и станциях подземного хранения газа», разработанной совместно ВНИИ-ГАЗом и ВНИИЭгазпромом.

В основу нормирования расхода топливно-энергетических ресурсов на КС и СПХГ положены индивидуальные нормы, которые устанавливаются по базисным расходам электроэнергии и природного газа, определяемым энергетическими характеристиками. Энергетическая характеристика ГПА представляет собой зависимость расхода энергоресурсов от мощности (потенциальной работы сжатия в единицу времени) при регламентированных параметрах режима работы и условий окружающей среды.

Индивидуальная норма расхода топливного газа $H_t = B_1 + B_2 + B_3 + B_4 + B_5$, где B_1 — расход топливного газа на работу ГПА; B_2 — расход газа на продувку контура нагнетателя; B_3 — расход газа на пуск и остановку агрегата; B_4 — потери газа в системе уплотнений; B_5 — расход газа на отопление и вентиляцию служебных помещений; B_6 — расход газа на электростанцию собственных нужд.

Индивидуальная норма потребления электроэнергии определяется следующим образом: $H_э = e_1 + e_2 + e_3$, где e_1 — расход электроэнергии на работу ГПА; e_2 — расход электроэнергии на привод масляных и водяных насосов, вентиляторов, т. е. основных токоприемников трехфазного тока на 380 В; e_3 — расход электроэнергии на освещение, устройства КИП, т. е. токоприемников на 220 В.

Индивидуальная норма расхода топлива H_t , $\text{кг у. т.}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$

Для газотурбинных ГПА

ГТ-700-5	0,69	ГТН-9-750	0,84
ГТК-5	0,66	ГТК-10	0,62
ГТН-6	0,73	ГТК-16	0,71
ГТ-750-6	0,66	ГПА-Ц-6,3	0,84
ГТ-6-750	0,73		

Для газомотокомпрессоров

10 ГКМ1 55/125	0,7	10 ГКН 25/55	0,75
10 ГКМ1 25/55	0,81	10 ГКН 25/55	0,65

Индивидуальная норма расхода электроэнергии H_e (кг у. т/(кВт·ч)) для электроприводных агрегатов типов СТМ-4000-2 и АЗ-4500-1,5 равна 1,52 и 1,4 кг у. т/(кВт·ч) соответственно.

Норматив потребности электроэнергии e_e для газотурбинных ГПА 0,025 кВт·ч/(кВт·ч), для газомотокомпрессоров 0,03 кВт·ч/(кВт·ч).

Норматив потребности топлива для электроприводных ГПА, по цеху 0,016 кг у. т/(кВт·ч), на работу электростанции собственных нужд 0,045 кг у. т/(кВт·ч).

Потенциальная работа сжатия

$$A = Qw = 0,2215z_m T_m \lg(p_{\text{вых}}/p_{\text{вх}}) Q,$$

где Q — объем перекачиваемого газа при 0,1013 МПа и 20 °С; w — удельная потенциальная работа сжатия газового потока; z_m — среднее значение коэффициента сжимаемости; T_m — средняя абсолютная температура сжатия; $p_{\text{вх}}$ — начальное давление; $p_{\text{вых}}$ — конечное давление.

В условиях работы станции потенциальную работу сжатия рассчитывают по графикам граничных параметров газового потока с использованием показаний штатных контрольно-измерительных приборов.

В общем случае для многоцеховой станции, оснащенной электроприводными, газомотокомпрессорными и газотурбинными агрегатами, потенциальную работу определяют по формуле: $A = A_e + A_{\text{ГМК}} + A_{\text{ГТУ}}$.

Параметры газового потока на планируемый период заносят в форму 1 (табл. 5.9). В графы 1, 2 заносят данные по структурному составу станции. По режимным параметрам газового потока — давлению и температуре на входе и выходе станции находят среднее абсолютное давление $p_m = 0,5(p_{\text{вх}} + p_{\text{вых}})$ и среднюю температуру $T_m = 0,5(T_{\text{вх}} + T_{\text{вых}})$ К.

Найденные значения заносят в графы 3—8 табл. 5.9.

По номограмме (рис. 5.21) с учетом объемной концентрации метана в газе r_{CH_4} определяют среднее значение коэффициента сжимаемости (графы 9, 10 табл. 5.9).

Для заданной степени сжатия определяют удельную потенциальную работу сжатия (рис. 5.22, графы 11, 12 табл. 5.9). Потенциальную работу сжатия определяют как произведение удельной потенциальной работы на объемное количество перекачиваемого газа (графы 13, 14 табл. 5.9).

Таблица 5.9

Форма 1

Номер цеха	Тип ГПА	$p_{\text{вх}}$, МПа	$p_{\text{вых}}$, МПа	p_m , МПа	$T_{\text{вх}}$, К	$T_{\text{вых}}$, К	T_m , К	r_{CH_4} , %	z_m	ε	w , кВт·ч/тис. м³	Q , тис. м³	A , кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Плановую потребность в топливно-энергетических ресурсах на базе потенциальной работы рассчитывают в соответствии с формой 2 (табл. 5.10). Расчетную плановую потребность в энергоресурсах определяют умножением объема потенциальной работы (графы 1—3) на индивидуальную норму потребности в топливно-энергетических ресурсах (графы 4—12). Потребность в энергоресурсах

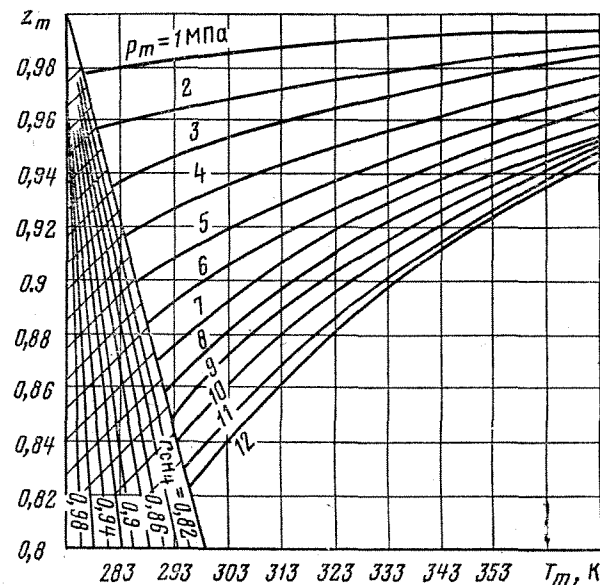


Рис. 5.21. Зависимость коэффициента сжимаемости от средних значений температуры, абсолютного давления и объемной концентрации метана

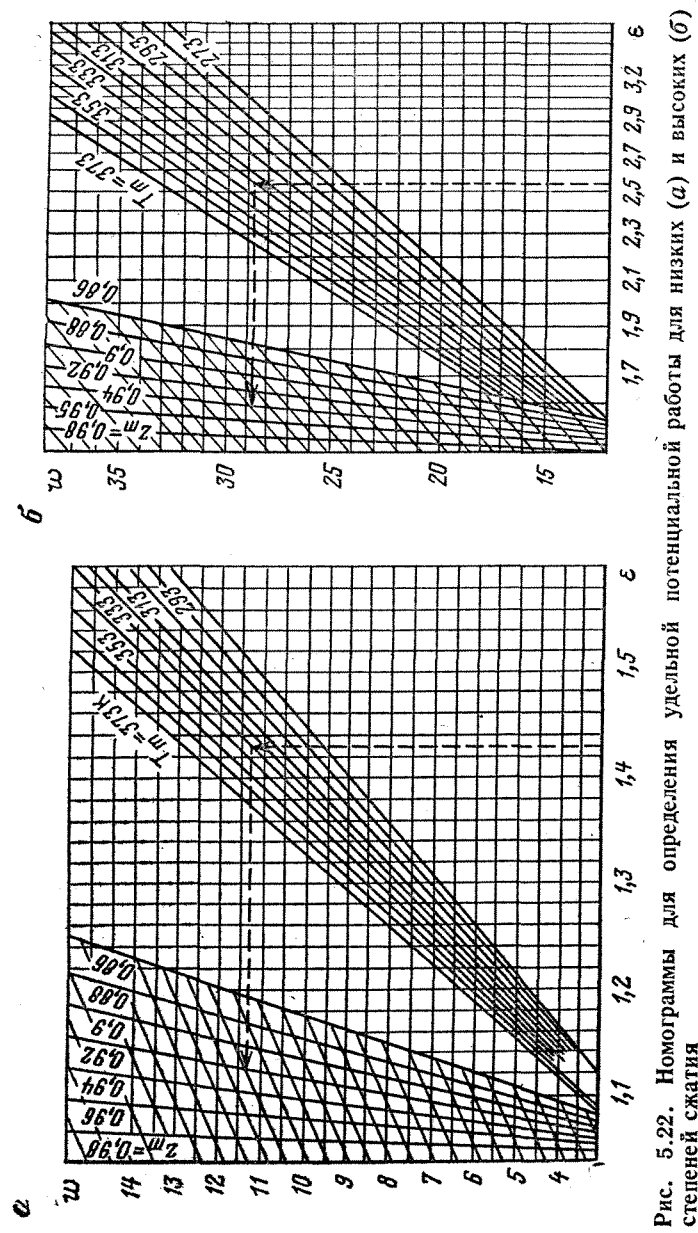


Таблица 5.10
Форма 2

Потенциальная работа			Индивидуальная норма		Эксплуатационные надбавки			
$A_{\text{э}},$ кВт·ч	$A_{\text{ГТУ}},$ кВт·ч	$A_{\text{ГМК}},$ кВт·ч	$\frac{H_{\text{э}}}{\text{кВт·ч}}$ $\frac{\text{кг у. т}}{\text{кВт·ч}}$	$\frac{H_{\text{т}}}{\text{кг у. т}}$ $\frac{\text{кВт·ч}}{\text{кВт·ч}}$	$B_1,$ %	$B_2,$ %	$B_3,$ %	$B_4,$ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Нормативы потребности			Плановая потребность			
топлива, кг у. т кВт·ч		электро- энергии, кВт·ч кВт·ч	в топливе, кг у. т		в электроэнергии, кВт·ч	
по цеху	на работу электро- станции		Всего	С учетом экономии	Всего	С учетом экономии
10	11	12	13	14	15	16

рассчитывают по видам потребляемых ресурсов с учетом экономии от внедрения организационно-технических мероприятий и заносится в графы 13—16.

Надбавки к нормируемому расходу энергетических ресурсов

Основной нормируемый расход топливно-энергетических ресурсов определяют по индивидуальным нормам, которые учитывают ряд эксплуатационных и природно-климатических факторов, влияющих на расход топлива и электроэнергии. В связи с этим устанавливаются следующие процентные надбавки к нормируемому расходу энергоресурсов: B_1 — на работу ГПА с центробежными нагнетателями в две ступени компримирования газа; B_2 — для трехступенчатого компримирования газа ГПА с центробежными нагнетателями; B_3 — на работу агрегатов с газотурбинным приводом в условиях повышенной

температуры наружного воздуха; B_4 — на работу электростанции собственных нужд.

Зависимость надбавки B_3 к нормируемому расходу топлива от среднемесячной температуры окружающего воздуха t

$t, ^\circ\text{C}$	15	18	20	22	24	26	28	30	32	34
$B_3, \%$	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5

Эксплуатационные надбавки B_1, B_4 к индивидуальным нормам расхода топлива для газотурбинных ГПА, %

ГТ-100-5	4,3; 6,6	ГТ-750	1,4; 5,7
ГТК-5	0,5; 6,9	ГТК-10	1,6; 6,9
ГТН-6	1,4; 5,7	ГТК-16	1,6; 6,9
ГТ-750-6	3,6; 6,5	ГПА-Ц-6,3	6,9

Эксплуатационные надбавки B_2 для ГТУ указанных типов равны 5 %.

Эксплуатационные надбавки B_4 для газомотокомпрессоров, %

10 ГКМ1 55/125	6,5	10 ГКН1 25/55	6,1
10 ГКМ1 25/55	5,6	10 ГКН1 24/55	7

Эксплуатационные надбавки B_1, B_2 к индивидуальным нормам расхода электроэнергии по типам электроприводных ГПА, %

СТМ-4000-2	0,7; 2,6
АЗ-4500-1,5	0,7; 2,9

Потребность в котельно-печном топливе по индивидуальной норме $B = H_T A$.

Потребность в электроэнергии по нормативу потребности $E = e_a A$.

Оценка энергопотребления производится сопоставлением фактического расхода топлива и электроэнергии с расходами по нормам. Процент экономии или перерасхода по сравнению с нормой

$$a = \frac{\Delta\Phi - \Delta_n}{\Delta_n} 100, \%$$

Пример 5.4. Цех с параллельно работающими агрегатами ГТК-10 при двухступенчатом сжатии газа должен перекачать за квартал 8 100 000 м³ природного газа с объемной концентрацией метана 96 % при следующих параметрах абсолютного давления и температуры: $p_{вх} = 5,2$ МПа, $p_{вых} = 7,3$ МПа; $T_{вх} = 298^\circ\text{C}$; $T_{вых} = 323$ К. Требуется определить нормируемый расход газа на собственные нужды цеха. Температура наружного воздуха 23 °С.

Решение

Определяем среднее давление потока $p_m = 0,5 (5,2 + 7,3) = 6,25$ МПа.

Среднее значение температуры газового потока $T_m = 0,5 (298 + 323) = 310,5$ К.

По номограмме рис. 5.21 определяем среднее значение коэффициента сжимаемости $z = 0,9$.

Степень сжатия $\varepsilon = 7,3/5,2 = 1,4$.

Определяем удельную полезную работу сжатия (см. рис. 5.22) $\omega = 8,8$ кВт·ч/тыс. м³.

Объем потенциальной работы сжатия $A_{ГТУ} = 8,8 \cdot 8 100 000 = 71 400 000$ кВт·ч.

Индивидуальная норма, норматив и коэффициент эксплуатационной надбавки B_1 : $H_T = 0,62$ кг у. т./кВт·ч; $e_a = 0,025$ кВт·ч/(кВт·ч); $B_1 = 1,6$ %.

Потребность в котельно-печном топливе по индивидуальной норме $B = 0,62 \cdot 71 400 000 = 44 400$ т у. т.

Коэффициент эксплуатационной надбавки на работу ГПА при повышенной температуре, $B_2 = 1,75$ %.

Потребность в топливе с учетом эксплуатационных надбавок B_1 и B_2 : $B_{\text{эк}} = 44 400 + 709 + 777 = 45 886$ т у. т.

Нормируемый расход газа на собственные нужды цеха с учетом экономии за счет внедрения оргтехмероприятий, которые составят по кварталу 9,5 т у. т.: $B_n = 45 886 - 9,5 = 45 099,5$ т у. т.

Нормируемый расход электроэнергии $E_n = e_a A_{ГТУ} = 0,025 \times 71 400 = 1797$ тыс. кВт·ч.

Пример 5.3. Цех с параллельно работающими газомотокомпрессорами ГКМ1 55/125 должен закачать в подземное хранилище за квартал 980 000 тыс. м³ природного газа с объемной концентрацией метана 96 %, при следующих параметрах: $p_{вх} = 4,3$ МПа; $p_{вых} = 10$ МПа; $T_{вх} = 298$ К; $T_{вых} = 365$ К. Требуется определить нормируемый расход природного газа и электроэнергии на собственные нужды цеха.

Среднее давление сжатия $p_m = 0,5 (4,3 + 10) = 7,15$ МПа.

Средняя температура истока $T_m = 0,5 (298 + 365) = 331,5$ К.

По номограмме рис. 5.21 $z = 0,899$.

Степень сжатия $\varepsilon = 10/4,3 = 2,326$.

По номограмме рис. 5.22 удельная потенциальная работа сжатия $\omega = 27$ кВт·ч/тыс. м³.

Индивидуальная норма расхода топлива $H_T = 0,7$ кг у. т./кВт·ч.

Объем потенциальной работы сжатия $A_{ГМК} = 27 \cdot 980 000 = 26 460$ тыс. кВт·ч.

Потребность в котельно-печном топливе $B = 0,7 \cdot 26 460 = 18 502$ т у. т.

Нормируемый расход газа на собственные нужды цеха с учетом экономии от внедрения оргтехмероприятий, составившей за квартал 18 т у. т. составит $B_n = 18 502 - 18 = 18 484$ т у. т.

Норматив потребности в электроэнергии $e_a = 0,03$ кВт·ч/(кВт·ч).

Потребность в электроэнергии за квартал составит $E = e_a A_{ГМК} = 0,03 \cdot 26 460 = 793,8$ тыс. кВт·ч.

Нормируемый расход электроэнергии на собственные нужды цеха с учетом экономии от внедрения оргтехмероприятий в объеме 8000 кВт·ч составит за квартал $E_n = 793,8 - 8 = 785,8$ кВт·ч.

В настоящее время инженерному персоналу КС, а также диспетчерскому персоналу газотранспортных объединений в целях обеспечения проектных пропускных способностей газопроводов необходимо больше внимания уделять техническому состоянию ГТУ.

Техническое состояние определяют на основе коэффициентов технического состояния по мощности, к. п. д. и топливному газу.

6.1. КОЭФФИЦИЕНТЫ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПО МОЩНОСТИ, К. П. Д. И ТОПЛИВНОМУ ГАЗУ

На основе обработки статистических данных были получены средние кривые коэффициентов технического состояния по мощности K_N и к. п. д. K_η в зависимости от наработки (рис. 6.1) для агрегатов ГТ-700-5, ГТ-750-6, ГТ-6-750 и ГТК-10. Эти данные отражены зависимостями $K_N = 1 - c(1 - e^{-0,1t})$; $K_\eta = 1 - d(1 - e^{-0,1t})$, где c , d — коэффициенты, имеющие следующие значения:

Тип	ГТ-700-5	ГТ-750-6	ГТ-6-750	ГТК-10
c	0,2	0,2	0,08	0,01
d	0,1	0,1	0,04	0,05

Среднее квадратичное отклонение коэффициента технического состояния по мощности от усредняющих кривых составляет 8 % для агрегатов ГТ-700-5 и ГТ-750-6 и 4 % для ГТ-6-750 и ГТК-10. На основе этого можно оценочно определять располагаемую мощность и расход газа на собственные нужды. Более точное определение коэффициентов технического состояния по мощности и к. п. д. можно проводить только на основе диагностических данных.

Коэффициент технического состояния по мощности представляет собой отношение фактической мощности ГТУ при номинальных параметрах атмосферного воздуха (на входе в компрессор) и при номинальной температуре перед турбиной к номинальной мощности агрегата по техническим условиям $K_N = N_{\text{ф. пр. ТВД}} / N_{\text{ео}}$. Отношение при этих же условиях фактического к. п. д. ГТУ

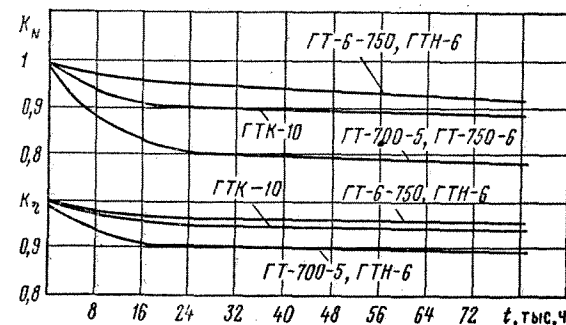


Рис. 6.1. Зависимость коэффициента технического состояния ГТУ от наработки с начала эксплуатации

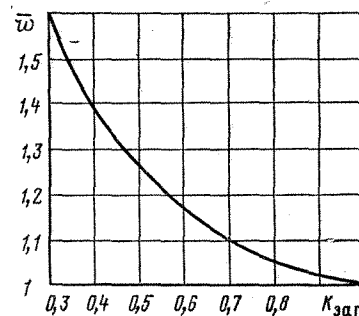


Рис. 6.2. Зависимость относительного удельного расхода топливного газа от коэффициента загрузки ГТУ

к его номинальному значению представляет собой коэффициент технического состояния по к. п. д.: $K_\eta = \eta_c / \eta_{\text{ео}}$.

При решении ряда практических вопросов, в частности, для целей нормирования расхода топливного газа более важным является коэффициент, характеризующий увеличение потребления топливного газа при ухудшении технического состояния при условии постоянной загрузки агрегата ($N_e = \text{const}$). Таким коэффициентом является коэффициент технического состояния ГТУ по топливному газу $K_{\text{т.г}} = q_{\text{т.г}} / q_{\text{т.г.о}}$, где $q_{\text{т.г}}$, $q_{\text{т.г.о}}$ — фактический и номинальный расход топливного газа соответственно. Между этими тремя коэффициентами, характеризующими техническое состояние ГТУ, существует следующая зависимость: $K_{\text{т.г}} = \frac{1}{K_\eta} (0,75 + 0,25K_N)$.

Экономичность работы ГТУ в значительной мере определяется загрузкой. Коэффициент загрузки представляет собой отношение фактической эксплуатационной мощности к номинальной $K_{\text{заг}} = N_e / N_{\text{ео}}$.

На рис. 6.2 изображен график зависимости относительного удельного расхода топливного газа \bar{w} (отноше-

ние расхода топлива к эффективной мощности) от коэффициента $K_{\text{заг}}$ загрузки ГТУ, при номинальных параметрах атмосферного воздуха и коэффициента технического состояния $K_N = 1$.

В настоящее время ГТУ эксплуатируются на выработку максимально возможной мощности, т. е. агрегаты работают практически в режиме эксплуатационной мощности. Эксплуатационная мощность, как правило, ниже располагаемой, что определяется рядом эксплуатационных факторов: разброс машин по техническому состоянию (режим работы цеха определяется в этом случае работой групп с более «слабыми» машинами, так как они попадают в помпаж при увеличении загрузки более «сильных» групп) или снижают по станции общую степень сжатия; повышенная температура подшипников; повышенная вибрация агрегатов; отсутствие регулирования по температуре рабочего тела на входе ГТУ; режимные факторы газопровода.

Основные причины ухудшения технического состояния ГТУ являются достаточно общими для всех типов. Данные табл. 6.1 надо учитывать при определении основных параметров ГТУ на основе обобщенных характеристик.

Под радиальными зазорами турбины и компрессора понимают средние радиальные зазоры (среднеарифметическая величина) $\delta_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n \delta_i / n$, где δ_i — средний зазор

в холодном состоянии для каждого ряда рабочих и направляющих лопаток; n — число рядов лопаток, имеющих радиальные зазоры.

Увеличение зазора дано от начального значения, соответствующего паспортной величине.

Под зазором в уплотнении покрывающего диска понимается средний зазор (среднеарифметическая величина)

$\delta_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n \delta_i / n$, где δ_i — зазор в месте измерения; n — число сечений измерения зазора.

Увеличение Δ зазора дано от начального значения, соответствующего номинальной (паспортной) величине: $\Delta = \delta_{\text{ср}} - \delta_{\text{срн}}$.

Влияние зазора в уплотнении покрывающего диска и эрозионного подреза лопаток на политропический к. п. д. центробежного нагнетателя представлено в табл. 6.2.

Таблица 6.1

Изменение относительной мощности (в %) в зависимости от дефектов проточной части

Дефект	ГТ-700-5 (ГТК-5)	ГТ-750-6	ГТ-6-750 (ГТН-6)	ГТК-10	ГТН-10И	ГПА-Ц-6,3
Увеличение радиальных зазоров на 1 мм:						
— в компрессоре	—16	—14	—14	—8,5	—	—
— в турбине турбокомпрессора	—12,5	—11,5	—7	—6	—	—
— в свободной турбине	—1	—1,3	—1,7	—1	—	—
— из-за уплотнения высокого давления	—3,4	—3,5	—	—1,9	—	—
Утечки (отбор из тракта высокого давления на 1 %)	—4,5	—4	—3,5	—3,8	—2,6	—1,5
Увеличение сопротивления трактов (на 0,001013 МПа):						
— входного	—4	—3,3	—2,5	—3,3	—2,1	—1,9
— выходного	—3	—2,3	—1,5	—2,3	—1	—0,8
Увеличение площади соплового аппарата (на 1 %):						
— турбины турбокомпрессора	—1,3	—1	—1	—0,9	—0,9	+1,3
— свободной турбины	+2,3	+2	+2	+1,8	+1,2	—1,7
Вредный подогрев на входе в компрессор (на 1°)	—1,5	—1,3	—1,3	—1,3	—0,56	—0,5
Загрязнение проточной части компрессора:						
— уменьшение к. п. д. компрессора на 1 %	—4,5	—4,1	—3,6	—3,9	—	—
— увеличение температуры перед (за) турбиной на 1°	0,44	0,4	0,4	0,35	0,3	0,11
— уменьшение давления за компрессором (избыточное) на 0,1	—9,7	—7,8	—5,8	—8,28	—2	—4,7

Таблица 6.2

Политропический к. п. д. (в %) центробежного нагнетателя в зависимости от зазора и эрозионного подреза лопаток

Дефект	Тип нагнетателя				
	280	370	H-300	H-16	520
Увеличение зазора в уплотнении (на 1 мм)	-1,4	-1,4	-1,4	-0,75	-1,1
Эрозионный подрез лопаток рабочего колеса на 10 мм	-1,0	-1,1	-0,9	-0,75	-0,6
Эрозионный подрез лопаток лопаточного диффузора на 10 мм	—	-0,15	—	—	-0,1

6.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГТУ И ЕЕ ЗАГРУЗКИ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ НАГНЕТАТЕЛЯ И НА ОСНОВАНИИ ОБОБЩЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

Метод определения технического состояния по характеристикам нагнетателя используют для определения мощности и технического состояния ГПА всех типов, за исключением ГТК-10И и ГТК-25И, имеющих поворотный направляющий аппарат силовой турбины. Исходная информация для расчета по методу следующая.

1. Барометрическое давление B_0 , МПа.
2. Температура на входе в турбокомпрессор, К:

$$T_{вх} = t_a + \delta t + 273,$$

где t_a — температура наружного воздуха, °С; δt — поправка на подогрев, принимается равной 2,5 °С.

3. Температура на входе в турбину высокого давления $t_{вх\text{ ТВД}}$.

Для агрегатов, у которых отсутствует замер температуры на входе в турбину (ГТ-6-750, ГТН-6, модификация ГТК-10), ее значение определяют косвенно по температуре на выходе турбины $T_{вых\text{ ТНД}}$ и степени сжатия компрессора по формулам:

для ГТК-6-750, ГТН-6

$$t_{вх\text{ ТВД}} = \frac{T_{вых\text{ ТНД}}}{1 - 0,93 [1 - (0,965\varepsilon_K)^{-0,255}]} - 273,$$

где ε_K — степень сжатия компрессора.

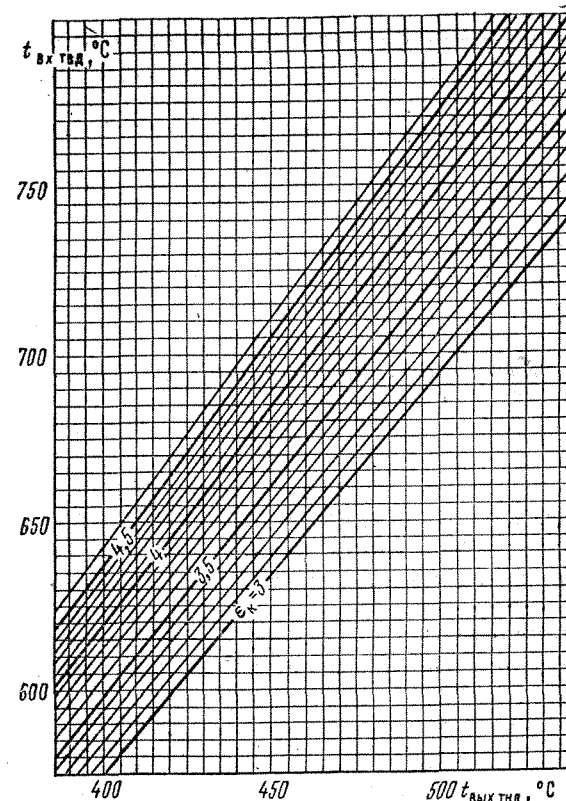


Рис. 6.3. Зависимость температуры газа на входе в турбину от степени сжатия в компрессоре и температуры на выходе турбины

для ГТК-10

$$t_{вх\text{ ТВД}} = \frac{T_{вых\text{ ТНД}}}{1 - 0,865 [1 - (\varepsilon_K)^{-0,239}]} - 273. \quad (6.1)$$

Температуру на входе ТВД можно определить по графику рис. 6.3. На практике модификация этого типа агрегата работает с недогрузкой, так как сменный инженерный персонал не может по температуре на выходе из ТВД определить величину на входе ТВД. Формула (6.1) и рис. 6.3 позволяют это сделать. В общем случае для всех типов ГТУ температуру $t_{вх\text{ ТВД}}$ определяют через температуру $t_{вых\text{ ТНД}}$ по формуле:

$$t_{вх\text{ ТВД}} = \frac{T_{вых\text{ ТНД}}}{\left(1 - \frac{1}{\varepsilon_K^{\frac{k-1}{k}}}\right) \eta_T} - 273,$$

где ε_t — степень расширения турбины; $\varepsilon_t \approx 0,95\varepsilon_h$; k — показатель адиабаты воздуха; η_t — к. п. д. турбины; $\eta_t = 0,84 \div 0,85$.

4. Абсолютное давление на входе в нагнетатель $p_{вх.н.}$, МПа.

5. Абсолютное давление на выходе нагнетателя $p_{вых.н.}$, МПа.

6. Температура на входе нагнетателя $T_{вх.н.}$, К.

7. Частота вращения ТНД $n_{ТНД}$, об/мин.

8. Плотность газа ρ_0 в нормальных условиях (определяется по данным его химического анализа, кг/м³).

Последовательность определения результирующих величин:

1. Барометрическое давление $p_a = B_0/0,098$.

2. Степень сжатия в нагнетателе $\varepsilon_n = p_{вых.н.}/p_{вх.н.}$.

3. Относительная плотность по воздуху $\Delta_b = \rho_0/1,205$.

4. Газовая постоянная (в Дж/(кг·К)) $R = 286,8/\Delta_b$.

5. Коэффициент сжимаемости z (см. рис. 5.17).

6. Плотность газа на входе нагнетателя, кг/м³:

$$\rho_{вх} = p_{вх} \cdot 10^6 / (zRT_{вх}).$$

7. Относительная приведенная частота вращения нагнетателя

$$\left[\frac{n_{ТНД}}{n_n} \right]_{пр} = \frac{n_{ТНД}}{n_n} \sqrt{\frac{z_{пр} R_{пр} [T_n]_{пр}}{zRT_{вх}}}.$$

8. По найденным значениям степени сжатия ε_n и относительным приведенным оборотам $\left[\frac{n_{ТНД}}{n_n} \right]$ из характеристик нагнетателей (см. рис. 5.3—5.16) определяют $\left[\frac{N_i}{\rho_n} \right]$.

9. Внутренняя мощность, потребляемая нагнетателем, кВт

$$N_i = \left[\frac{N_i}{\rho_{вх}} \right]_{пр} \rho_{вх} \left[\frac{n_{ТНД}}{n_n} \right]^3.$$

10. Мощность на валу ГТУ $N_{егту} = N_i + \Delta N_{мех}$, где $\Delta N_{мех}$ — механические потери.

Механические потери (в кВт) в зависимости от типа привода

ГТК-5	100	ГТН-16-56	150
ГТ-750-6	100	ГТК-(ГТН)-16-75	150
ГТ-6-750	150	ГТН-25	150
ГТК-10	100	ГТН-10	100
ГТ-700-5	200	ГТН-25И	150

11. Приведенная мощность на валу ГТУ (к 15 °С и 0,1013 МПа), кВт

$$N_{епр} = N_e \sqrt{\frac{288}{T_{вх}} \frac{0,1013}{p_a}}.$$

12. Приведенная температура газов на входе ТВД, °С

$$t_{ТВД пр} = (t_{ТВД} + 273) \frac{288}{T_{вх}} - 273.$$

13. Поправка для приведения мощности к номинальной температуре на входе ТВД, кВт

$$\Delta N_{епр} = K_{11} (t_{ТВД 0} - t_{ТВД пр}),$$

где $t_{ТВД 0}$ — номинальное значение температуры на входе в ТВД (см. табл. 5.1); K_{11} — поправочный коэффициент, кВт/°С, имеет в зависимости от типа ГТУ следующие значения:

ГТ-700-5	19	ГТ-6-750	23
ГТК-5	19	ГТК-10	36
ГТ-750-6	23,5		

14. Мощность приведенная к нормальной температуре наружного воздуха (+15 °С) для агрегатов ГТ-700-5, ГТК-5, ГТ-750-6, ГТ-6-750, ГТК-10

$$N_{епр t_{ТВД 0}} = N_{епр} + \Delta N_{епр},$$

для остальных типов ГТУ

$$N_{епр t_{ТВД 0}} = N_{епр} / \bar{N}_{с пр},$$

где $\bar{N}_{с пр} = 1 - 4,2 (1 - \bar{T}_{ТВД пр}) \bar{T}_{ТВД пр}$; $\bar{T}_{ТВД пр} = T_{ТВД пр} / T_{ТВД 0}$.

15. Коэффициент технического состояния по мощности $K_N = N_{епр t_{ТВД 0}} / N_{е0}$, где $N_{е0}$ — номинальная мощность ГТУ (см. табл. 5.1).

16. Располагаемая мощность рассчитывается по формуле (5.17).

17. Коэффициент загрузки ГТУ $K_{заг} = N_e / N_{епр}$.

Качество расчета зависит от достоверности информации. Согласно требованиям ВНИИгаза обороты вала ТНД должны быть замерены приборами класса не менее 0,5. Для замера давления на входе и выходе нагнетателя необходимо использовать образцовые манометры класса 0,4.

Метод определения коэффициента технического состояния по мощности, располагаемой мощности и коэффициенту загрузки на основе обобщенных характеристик является универсальным.

Относительные приведенные параметры ГТУ [формулы (5.2) — (5.8)] приводят фактические параметры к номинальным в станционных условиях (см. табл. 5.1). В свою очередь каждый из относительных приведенных параметров ГТУ зависит от относительной приведенной мощности [формула (5.1)]. Эта связь выражена через формулы (5.9) — (5.18) и отражена на рис. 5.19. Таким образом, по любому параметру ГТУ может быть определена фактическая мощность $N_{гту}$ на валу ТНД. Целесообразно проводить расчет по степени сжатия осевого компрессора или по оборотам ТНД.

Для определения коэффициента технического состояния по мощности, располагаемой мощности и коэффициента загрузки ГТУ по мощности на валу ТНД используют методологию предыдущего параграфа (п. п. 11—17).

После оценки технического состояния привода ГПА переходят к газодинамическим характеристикам нагнетателя (см. рис. 5.3—5.16). Следует отметить, что кривая относительной внутренней мощности является стабильной при любых подрезах рабочих колес. По п. п. 3—7 предыдущего параграфа определяют плотность газа на входе нагнетателя и относительную приведенную частоту вращения. Относительная приведенная внутренняя мощность нагнетателя

$$\left[\frac{N_i}{\rho_n} \right]_{пр} = \frac{N_{гту} - \Delta N_{мех}}{\rho_{вх} [n_{ТНД}/n_n]^3}.$$

По относительной приведенной внутренней мощности находят приведенную объемную производительность данного типа нагнетателя.

Приведенная методика позволяет определить техническое состояние каждой ГТУ на КС, а также фактический расход по каждой группе ГПА.

ГЛАВА 7

ЗАЩИТА ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

7.1. КОРРОЗИОННЫЕ СВОЙСТВА ГРУНТОВ И МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Степень коррозионной активности грунтов зависит от концентрации растворимых веществ, влажности, состава и др. (табл. 7.1).

Удельное сопротивление грунта (табл. 7.2) можно определить при помощи симметричной и несимметричной четырехэлектродной установки, стержневого заземлителя

Таблица 7.1

Характеристика коррозионной активности грунтов и средства защиты

Грунты	Коррозионная активность	Методы определения коррозионной активности			Средства защиты
		по удельному электро-сопротивлению грунта, Ом·м	по потере массы трубы, кг/(м ² ·год)	по плотности поляризующего тока, мА/м ²	
Песчаные и песчано-глинистые	Низкая	>100	<0,3	<30	Нормальные противокоррозионные
Глинистые, солончаковые, известковые бедные черноземом Богатые черноземом торфяные, засоренные мусором, известью, шлаком и др.	Средняя или нормальная	20—100	0,35	30—40	То же
	Повышенная	10—20	0,4—0,6	40—50	Усиленные противокоррозионные покрытия вместе с катодной поляризацией
	Высокая	5—10	0,6—1,2	>50	
	Весьма высокая	<5	≥1,2	>100	

Таблица 7.2

Средние значения удельной проводимости γ и удельного сопротивления ρ_r наиболее распространенных грунтов

Грунты	При атмосферных осадках 250 мм в год		При атмосферных осадках 500 мм в год	
	γ , См/м	ρ_r , Ом·м	γ , См·м	ρ_r , Ом·м
Чернозем	0,05—0,02	20—50	0,5—0,1	2—10
Глина	0,1—0,01	10—100	0,2—0,05	5—20
Пористый известняк (мел)	0,02—0,003	50—380	0,03—0,01	33—100
Пористый песчаник	0,001	1000	0,03—0,003	33—330
Кварцит (мрамор, кристаллический известняк)	0,001	1000	0,01—0,001	100—1000

или методом амперметра—вольтметра. Определение удельного сопротивления грунта ρ_r при помощи стержневого заземлителя производится путем измерения сопротивления растеканию тока известного стержневого заземлителя цилиндрической формы и последующего расчета удельного сопротивления окружающего грунта по известной формуле

$$\rho_r = R_z \frac{2\pi l}{\ln(4l/d)}, \quad (7.1)$$

где R_z — измеренное сопротивление растеканию тока заземлителя; l — длина стержня, погруженного в грунт; d — диаметр стержня.

При проведении этих измерений длина стержня должна быть значительно больше его диаметра. В случае однородной среды соотношение (7.1) дает значение истинного удельного сопротивления, а для анизотропной, неоднородной среды — некоторое среднее значение удельного сопротивления. При этом если проектируемое заземление по своим геометрическим размерам будет соизмеримо с использованным для измерения заземлителем, то данный способ не дает больших погрешностей. Если длина измеряемого заземлителя примерно равна 1 м, то глубина исследуемого грунта равна примерно 1,5 м. При таком способе измерения удельного сопротивления грунта может возникнуть значительная погрешность, вызванная неплотным прилеганием грунта к заземлителю. В сухих, щебе-

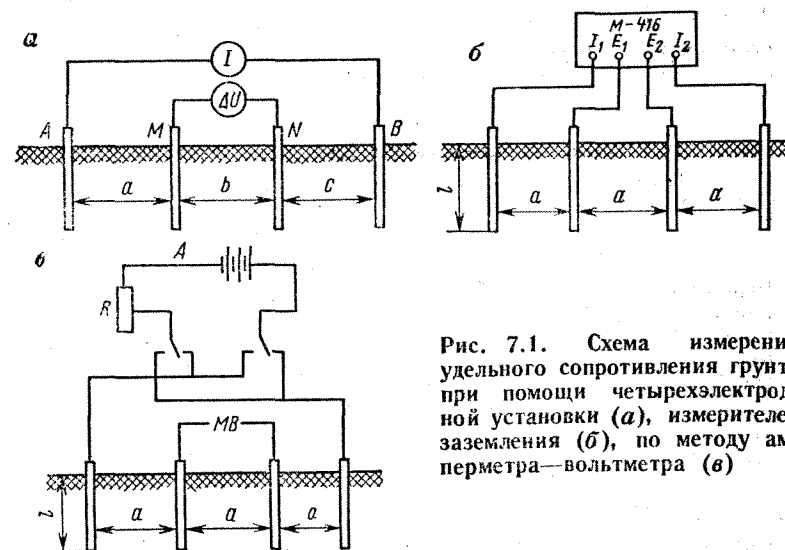


Рис. 7.1. Схема измерения удельного сопротивления грунта при помощи четырехэлектродной установки (а), измерителей заземления (б), по методу амперметра—вольтметра (в)

нистых, крупнозернистых породах контакт стержня с грунтом хуже, чем во влажных тонкодисперсных грунтах.

Измерение удельного сопротивления грунта при помощи четырехэлектродных установок выполняют по схеме рис. 7.1, а. Измерительные электроды размещают обычно в одну линию, которая для проектируемого трубопровода должна совпадать с осью трассы, а для уложенного в землю трубопровода проходить параллельно последнему на расстоянии не менее 4—6 м или перпендикулярно к нему. Расстояние между питающими электродами А и В должно находиться в пределах: $2h < AB < 4h$, где h — глубина прокладки подземного трубопровода, отсчитываемая от поверхности земли до центра трубы трубопровода. Удельное сопротивление грунта определяют по формуле $\rho_r = k \Delta U / I$, где ΔU — разность потенциалов между измерительными электродами М и N; I — ток, протекающий через цепь питающих электродов А и В. Коэффициент k определяется в зависимости от размещения питающих электродов А, В и измерительных электродов М, N. В общем случае

$$k = \frac{2\pi ac(a+b)(b+c)}{b[a(a+b) + c(b+c)]},$$

где a , b , c — соответственно расстояние между электродами А и М, М и N, N и В.

На практике наиболее часто применяют симметричную четырехэлектродную установку Шлюмберже, для которой принято условие: $a = c \geq b$. В этом случае $k = \pi a (a + b)/b$.

Установку Шлюмберже используют преимущественно при выполнении вертикальных электрических зондирований. При этом для изучения электрических характеристик земли в данном месте расстояние между измерительными электродами может не изменяться, перемещают симметрично только питающие электроды. Измерительные электроды нужно перемещать только в том случае, когда чувствительность измерительного прибора не позволяет проводить достоверные измерения.

Частным случаем симметричной четырехэлектродной установки является установка Веннера, для которой расстояние между электродами одинаково и равно a . Для установки Веннера $k = 2\pi a$.

В ряде случаев целесообразно использовать так называемую двухэлектродную (потенциальную) установку, которая отличается тем, что в ней второй питающий электрод B и измерительный электрод N отнесены в бесконечность (на расстояние в 10—20 раз больше, чем расстояние между первым измерительным электродом и ближним к нему питающим), т. е. будет иметь место следующее условие: $c \geq b \geq (10 \div 20) a$. Для этой установки $k = 2\pi l_{AM}$, где l_{AM} — расстояние между электродами A и M .

Двухэлектродную установку удобно использовать для обследования некоторой площади при поиске наилучших условий с целью определения местоположения заземляющих электродов, так как для этого можно перемещать только два электрода A и M , сохраняя постоянное расстояние между ними.

Удельное сопротивление грунта имеет сезонный характер и зависит от изменения температуры и влажности. Для определения его минимальной величины вводится поправочный коэффициент m (табл. 7.3), т. е. $\rho_{г\text{ мин}} = m \rho_{г\text{ изм}}$, где $\rho_{г\text{ мин}}$ — минимальное годовое удельное сопротивление грунта; $\rho_{г\text{ изм}}$ — измеренное удельное сопротивление грунта.

При определении удельного сопротивления грунта с помощью четырехэлектродных установок можно использовать измерители заземления МС-08, М-416, Ф-416, ИзП-03; полевой электроразведочный потенциометр

Таблица 7.3

Поправочный коэффициент m к зависимости от климатического района СССР по месяцам

Месяцы	Европейская часть и Сибирь	Южные районы	Месяцы	Европейская часть и Сибирь	Южные районы
I	0,69	0,66	VII	1	0,89
II	0,63	0,57	VIII	0,89	0,86
III	0,57	0,63	IX	0,97	0,9
IV	0,69	0,71	X	0,86	0,92
V	0,74	1	XI	0,74	0,92
VI	0,89	0,99	XII	0,77	0,74

ЭП-1М; электронный стрелочный компенсатор ЭСК-1, а также другие приборы аналогичного назначения.

Измерение удельного сопротивления грунта по трассе трубопровода с использованием приборов ИзП-03, МС-08 и М-416 выполняют по схеме рис. 7.1, б, где расстояние a между электродами принимается одинаковым и равным приблизительно двойной глубине залегания трубопровода. При этом токовые клеммы I_1, I_2 прибора должны подключаться к внешним (токовым) электродам, а клеммы E_1, E_2 — к внутренним (потенциальным) электродам установки.

Удельное сопротивление грунта определяют по формуле $\rho_r = 2\pi a R$, где a — расстояние между электродами; R — показания прибора.

Длина погруженного в грунт электрода l не должна превышать $1/20$ от величины a , т. е. должно соблюдаться условие $l \leq 0,05a$.

Схема измерения удельного сопротивления грунта методом амперметра—вольтметра изображена на рис. 7.1, в. При этом удельное сопротивление грунта определяется из выражения $\rho_r = 2\pi a U/I$, где U — среднее значение показателя милливольтметра, измеренное при двух противоположных направлениях тока; I — среднее значение показаний амперметра.

При определении удельного сопротивления методом амперметра—вольтметра рекомендуется использовать медные или латунные электроды, а также применять милливольтметр с высоким входным сопротивлением (например, высокоомный вольтметр ВВ-1 или цифровой при-

бор 43312). Очень удобно использовать для этих целей прибор АЭ-72, так как в этом приборе предусмотрены токовые и потенциальные клеммы и измерения сводятся к последовательному измерению тока и разности потенциалов одним и тем же прибором.

7.2. ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫЕ ИЗОЛЯЦИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ

Изоляционные покрытия для защиты от коррозии подземных металлических трубопроводов должны удовлетворять следующим основным требованиям: обладать высокими диэлектрическими свойствами; иметь хорошую адгезию к металлу трубы; обладать низкой влагопроницаемостью и малым влагопоглощением; противостоять проникновению хлоридов, сульфатов и других ионов, которые ускоряют процесс коррозии стали; обладать высокой механической прочностью, биологической и химической стойкостью во времени; не менять своих свойств при значительных отрицательных температурах в зимнее время и высоких температурах в летний период; материалы, входящие в состав покрытий должны быть недефицитными, а само покрытие — недорогим и долговечным.

В зависимости от защитной способности покрытий в конкретных условиях эксплуатации различают типы — нормальный, усиленный, весьма усиленный. В зависимости от используемых материалов различают виды покрытий — мастичные (битумные, каменноугольные), полимерные (экструдированные из расплава, сплавляемые на трубах из порошков, накатываемые на трубы из липких изоляционных лент).

Битумные покрытия

Для изоляции трубопроводов применяют нефтяные битумы различных марок (табл. 7.4).

Битумные мастики (изоляционные)

Мастики изоляционные битумные представляют собой смесь битума с наполнителями и пластификаторами. Для приготовления битумных мастик обычно применяют битум БНИ-IV-3 или БН-IV.

Для улучшения физико-механических свойств изоляционных мастик к битумам добавляют пластификаторы,

Таблица 7.4

Физико-механические свойства нефтяных битумов

Марка битума	Глубина проникновения иглы при 25 °С по ГОСТ 11501—78, не менее	Растяжимость при 25 °С, см, не менее	Температура размягчения по КиШ, °С, не менее
БНИ-IV	25—40	4	75
БНИ-IV-3	30—40	4	65—70
БНИ-V	20	2	90
БН-IV	21—40	3	70
БН-V	5—20	1	90

Примечание. Для указанных марок битума растворимость в хлороформе или бензоле составляет не менее 99 %, а водопоглощение за 24 ч — не более 0,2 %.

а также минеральные и органические наполнители в виде порошка. К минеральным наполнителям относятся: каолин, известняк, доломит, гранитная пыль, молотый асбест и слюда. В качестве органического наполнителя обычно используют дробленую резину. Введение наполнителей в определенных количествах придает мастике большую прочность и вязкость при сохранении достаточной эластичности, делает покрытие менее чувствительным к повышенным температурам и увеличивает сопротивляемость механическим воздействиям.

Основное предназначение пластификаторов — повышение пластичности изоляционных мастик для нанесения их при температуре до —25 °С и ниже. В качестве пластификаторов применяют нефтяные масла — зеленое и осевое (смазочный мазут), веретенное и трансформаторное в незначительном количестве (3—10 %), а также полимерные вещества — низкомолекулярный полиизобутилен П-6, П-8, П-20 или раствор высокомолекулярного полиизобутилена П-200 в зеленом масле, полиидин и др. Из нефтяных масел более эффективными пластификаторами являются осевое (оказывает меньшее влияние на температуру размягчения мастики) и зеленое масла. Лучшими пластификаторами являются полиизобутилен, натуральный каучук, применяемые в виде растворов в количестве 0,1—1 % от массы битума.

Состав мастик

Битумно-резиновые мастики представляют собой смесь 80—93 % битума, 5—10 % резиновой крошки и 3—10 % пластификатора.

Таблица 7.5

Физико-механические свойства битумно-резиновых мастик заводского изготовления и температурные условия их нанесения

Марка	Температурные условия нанесения мастики, °С	Температура размягчения по КиШ, °С	Растяжимость при 25 °С по ГОСТ 11505—75, см, не менее	Глубина проникновения иглы при 25 °С по ГОСТ 11501—78, 0,1 мм, не менее
МБР-65	(+5) — (—30)	65—70	4	40
МБР-75	(+15) — (—15)	71—75	4	30
МБР-80	(+30) — (—15)	80	4	30
МБР-90	(+35) — (—10)	90	3	20
МБР-100	(+40) — (—10)	100	2	15
МБР-120	(+50) — (—5)	120	2	20

Для противокоррозионных покрытий трубопроводов применяют главным образом битумно-резиновые мастики заводского изготовления: мастику МБР-90 для работ в летнее время, мастики МБР-100 и МБР-120 для южных районов и условий постоянного теплового воздействия при температуре до 50 °С, а также мастики МБР-80, МБР-75 и МБР-65, используемые для работ в зимнее время (табл. 7.5).

Битумно-полимерные мастики

Наибольшее распространение получили мастики следующих типов: битумно-полидиеновая (битудиен), битумно-полиэтиленовая (битулен), битумно-полидиено-полипропиленовая (БПП) (табл. 7.6).

Рулонные обертки

В качестве усиливающих оберток в битумном изоляционном покрытии газопроводов, а также защитных оберток в полимерном покрытии широкое применение нашел рулонный материал — бризол. Бризол представляет собой рулонный материал, изготовленный методом вальцевания и последующего каландрирования смеси, состоящей из нефтяного битума, дробленой резины (из

Таблица 7.6

Физико-механические свойства битумно-полимерных изоляционных мастик

Марка	Температура, °С		Физико-механические свойства		
	окружающего воздуха в момент нанесения мастики	мастики при ее нанесении	Температура размягчения по КиШ, °С	Растяжимость при 25 °С по ГОСТ 11505—75, см, не менее	Глубина проникновения иглы при 25 °С по ГОСТ 11501—78, 0,1 мм, не менее
Битудиен-70	(+5) — (—20)	150—180	70	4	30
Битудиен-90	(+30) — (—10)	180—200	90	3	20
Битулен-80	(+30) — (—10)	180—200	80	2,5	20
Битулен-90	(+35) — (+5)	160—200	90	2	15
БПП-90	(+35) — (+5)	160—200	90	1,5	20

амортизированных автопокрышек), асбеста и пластификатора.

В зависимости от физико-механических свойств различают бризол Бр-С и Бр-П:

Марка	Бр-С	Бр-П
Предел прочности при разрыве, МПа, не менее	0,8	1,5
Относительное удлинение, %, не менее	70	72
Остаточное удлинение, %	15—35	15—35
Водопоглощение за 24 ч, %, не более	0,5	0,3
Эластичность, число перегибов, не менее	10	12
Температура применения, °С	(+30) — (—5)	(+45) — (—15)

Размеры полотна бризола: ширина 425 мм, толщина 1,5 мм. Бризол поставляют в рулонах длиной 50 м.

Часто в качестве защитной обертки применяют стеклохолст — стекловолокнистый рулонный материал ВВ-Г (длина рулона 100 м, ширина 400 мм), который обладает хорошими диэлектрическими и механическими свойствами, малой гигроскопичностью и высокой химической стойкостью.

Конструкция битумных покрытий

Конструкция используемых битумных покрытий приведена в табл. 7.7.

Битумно-резиновые мастики следует применять для изоляции газопроводов диаметром не более 820 мм при температуре транспортируемого газа не выше 40 °С. На магистральных трубопроводах диаметром не более 1020 мм при температуре воздуха в период строительства не выше 25 °С допускается применять защитное покрытие на основе битумных мастик с использованием двух армирующих слоев стеклохолста и наружной обертки, нанесенное в базовых условиях.

Защиту изоляционных покрытий нормального и усиленного типов от механических повреждений обеспечивают полимерными липкими лентами толщиной не менее 0,5 мм (обертки ОП), стеклоруберондом (обертки ОП), гидроизолом, толем, антисептированным руберондом (обертки ОК).

Различные виды наружных оберткок при нормальном и усиленном битумном покрытии на магистральных трубопроводах применяют в зависимости от условий прокладки трубопровода: ОП, ОК, ОП — в песках и супесях, ОП, ОП — в глинах, суглинках, лессовых грунтах, ОП — в галечниках, каменистых и щебеночных грунтах, болотах, 2 слоя ОП — в скалистых грунтах, 2 слоя ОП с футеровкой — на переходах подводных и под автомобильными и железными дорогами.

Таблица 7.7

Конструкция битумных покрытий

Тип	Конструкция и материалы защитного покрытия	Общая толщина, мм
Нормальный	Грунтовка, мастика, слой стеклохолста	4
Усиленный	Грунтовка, мастика, слой бризола	5,5
	Грунтовка, мастика, слой стеклохолста	6
Весьма усиленный	Грунтовка, мастика, слой бризола	7,5
	Грунтовка, мастика, слой стеклохолста	8
	Грунтовка, мастика, слой стеклохолста	9
	Грунтовка, мастика, два слоя стеклохолста	

Для трубопроводов, прокладываемых в скальных породах, при необходимости допускается футеровка поверхности труб материалом из дерева. В конструкции весьма усиленных битумно-полимерных, битумно-резиновых и битумно-минеральных защитных покрытий в качестве материалов для наружной обертки следует применять бумагу мешочную по ГОСТ 2228—81, оберточную бумагу марки «А» по ГОСТ 8273—75, бризол, бикарул, пленку типа ПДБ. Толщина наружной обертки входит в общую толщину покрытия, которая в этом случае доходит до 7,5 мм.

При нанесении любого из перечисленных покрытий необходимо соблюдать следующие условия: отсутствие отслаивания изоляции при отрыве; отсутствие пробоя при напряжении на шупе дефектоскопа не менее 5 кВ на 1 мм толщины изоляции; переходное сопротивление изоляции нормальной не ниже 10^4 Ом·м² и усиленной не ниже 10^5 Ом·м².

Полимерные изоляционные покрытия

Для защиты подземных трубопроводов от коррозии часто используют полимерные покрытия из полиэтиленовых или поливинилхлоридных изоляционных липких лент, экструдированного или напыленного полиэтилена, эпоксидной порошковой краски. В зависимости от условий нанесения полимерные покрытия делят на заводские, базовые или трассовые (табл. 7.8).

Изоляционные покрытия заводского нанесения на основе порошковых полимеров могут применяться на трубопроводах любого диаметра при температуре транспортируемого газа не выше 60 °С для полиэтиленового покрытия и 70 °С для эпоксидных. Защитные покрытия на основе полимерных липких лент, наносимых в трассовых условиях, допускается применять на трубопроводах диаметром не более 1420 мм при температуре транспортируемого газа не выше 40 °С для полиэтиленовых лент и 35 °С для поливинилхлоридных.

Полимерные липкие ленты должны удовлетворять требованиям ГОСТ 25812—83 (табл. 7.9).

При изготовлении лент слой клея на пластике должен быть сплошным. Рулоны ленты не должны иметь оплавлений на торцах, витки ленты должны четко обнаруживаться при разворачивании полотна. Изготовленную ленту

Таблица 7.8

Конструкция полимерных покрытий

Тип защитного покрытия	Условия нанесения защитного покрытия	Конструкция и материалы защитного покрытия	Толщина, мм, не менее	
			каждого слоя	общая
Нормальный	Трассовые или базовые	Грунтовка полимерная или битумно-полимерная с расходом 0,1 кг/м ²	—	—
		Лента полиэтиленовая изоляционная липкая	0,5	—
		Наружная обертка	1	1,5
		Грунтовка полимерная или битумно-полимерная с расходом 0,1 кг/м ²	—	—
		Лента поливинилхлоридная изоляционная липкая	0,7	—
		Наружная обертка	1	1,7
Усиленный	Трассовые или базовые	Грунтовка полимерная или битумно-полимерная с расходом 0,1 кг/м ²	—	—
		Лента полиэтиленовая изоляционная липкая	1	—
		Наружная обертка	1	2
	Заводские или базовые	Полиэтилен экструдированный или расплавленный на трубе из порошков для труб диаметром, мм:		
		<1020 1020—1220 ≥1220	— — —	2 2,5 3
Весьма усиленный	Заводские	Краска эпоксидная порошковая	—	0,35
	Заводские или базовые	Полиэтилен экструдированный или расплавленный на трубе из порошков для труб диаметром, мм:		
		<250 250—500 ≥500	— — —	2,5 3 3,5

Таблица 7.9

Физико-механические свойства поливинилхлоридных липких лент типа ПИЛ, МИЛ, ПВХ

Показатель	По нормам ГОСТ 9.015—74	ПИЛ (летняя) ТУ 6.19.103—78	МИЛ—ПВХ—СЛ ТУ 51.456—78	ПВХ.ВК ТУ 102.166—78
Ширина, мм	—	410±10 450±10 500±10	450±10 500±10	450±10 480±10 500±10
Толщина, мм, не менее	0,3	0,4±0,05	0,4±0,05	0,4±0,05
Толщина слоя клея, мм, не менее	0,1	0,1	0,1	0,1
Слой клея на пластике, г/м ²	—	100	80—110	40—70
Длина, м, не менее	250±1	250	125±1	125±1
Сопротивление разрыву, МПа, не менее	8	13	10	15
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	80	190	80	120
Удельное электрическое сопротивление при 20 °С, Ом·см, не менее	1·10 ¹¹	1·10 ¹¹	1·10 ¹¹	1·10 ¹¹
Морозостойкость, °С, не выше	—30	—30	—50	—50
Адгезия к стали, кг/см, не менее	0,1	0,15	0,15	0,15
Температурный режим эксплуатации, °С	—	(+40) — — (—30)	(+40) — — (—45)	(+40) — — (—45)
Температура нанесения (нижний предел), °С	—	+5	< (—35)	< (—35)

наматывают на картонный сердечник с внутренним диаметром 75±5 мм.

Липкую ленту транспортируют любым видом транспорта, предохраняя ее от механических повреждений и воздействия атмосферных осадков. Рулоны поливинилхлоридной липкой ленты хранят вертикально в закрытом помещении при температуре не выше 30 °С на расстоянии не менее 1 м от отопительных приборов.

Эпоксидные покрытия

При сооружении магистральных газопроводов используют трубы диаметром 1020 и 1220 мм с заводским эпоксидным покрытием П-ЭП-534.

Порошковая эпоксидная краска П-ЭП-534, выпускаемая по ТУ6-10-1840—83, представляет собой порошкообразную смесь эпоксидной смолы, модифицирующих добавок, пигментов и отвердителя. В процессе нанесения и последующего высокотемпературного отверждения порошковой краски на поверхности трубы формируется твердое с весьма высокой прочностью и адгезией изоляционное покрытие. Трубы с таким покрытием можно эксплуатировать в сухих и маловлажных грунтах при температуре до +60 °С.

Основные свойства заводского эпоксидного покрытия П-ЭП-534 (по ТУ-14-3-1226—83)

Толщина покрытия, мм, не менее	0,35
Ударная прочность при температуре —40 °С, Н·м, не менее	3,4
Переходное сопротивление при выдержке 250 ч в 3 %-ном растворе поваренной соли и температуре 80 °С, Ом·м ²	1·10 ⁷
Максимальная температура эксплуатации, °С, не более	80

Таблица 7.10

Основные характеристики импортных полиэтиленовых лент и условия их применения

Показатель	Поликен 980-20	Поликен 980-25	Нитто 53-635	Плайко-флекс 450-25
Прочность при растяжении, МПа, не менее	23,5	24,2	24,4	25,3
Относительное удлинение, %, не менее	540	350	715	830
Температура плавления, °С	105—130	106—131	106—130	104—133
Тип клеевой грунтовки (праймер)	Поликен 919	Поликен 918S	Нитто В-30	Плайко-флекс 105, 125
Расход грунтовки при 20 °С, кг/м ²	0,08—0,1	0,08—0,1	0,08—0,1	0,09—0,11
Липкая обертка	Поликен 955-25	Поликен 955-25	Нитто 56-РА-4	Плайко-флекс 650-25
Допустимый температурный предел эксплуатации покрытия, °С:				
не выше	+40	+40	+35	+35
не ниже	—60	—60	—60	—60
Срок службы покрытия, лет, не менее	20	20	20	20

Примечание. Толщина ленты 0,635 мм.

Срок защитного действия (по данным прогнозных испытаний) эпоксидного покрытия ПЭП-534 при температуре эксплуатации 60 °С (с учетом прогрессирующего во времени характера водопоглощения, быстрого снижения переходного электросопротивления и водостойкости адгезии покрытия) во влажных грунтах составляет 10—15 лет, в сухих грунтах — до 30 лет.

Применяемые импортные изоляционные покрытия

Для изоляции трубопроводов применяются импортные изоляционные липкие ленты. На газопроводах наиболее часто используются ленты типа: Поликен 980-20, Поликен 980-25, Нитто 53-635, Плайкофлекс 450-25 и др. (табл. 7.10).

Эти изоляционные ленты представляют собой двухслойный дублированный материал, имеющий наружную основу из полиэтилена и внутренний клеевой подслои на основе бутилкаучука. Изоляционные импортные ленты следует применять с соответствующими грунтовками и липкими обертками. Допускается взаимозамена только липких оберткок.

7.3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ

Контроль качества защитных изоляционных покрытий выполняют как в процессе строительства, так и при эксплуатации газопроводов. Эффективность защиты от коррозии и ее стоимость во многом зависят от правильного выбора типа покрытия, его свойств и качества нанесения. Чем хуже защитное покрытие, тем больше расходов на электрохимическую защиту, содержание и техническое обслуживание трубопровода.

Тщательный контроль за покрытием во время его нанесения и при последующих операциях с трубами является очень важным фактором для обеспечения высокого качества защиты. На каждой стадии изоляции и укладки трубопроводов необходим контроль изоляционного материала, очистки поверхности трубопровода, толщины и сплошности нанесенного покрытия. Кроме того, следует выявлять места дефектов изоляционного покрытия трубопровода после укладки его в траншею и засыпки. Выявленные крупные дефекты изоляции необходимо устранить.

В стандарте США Rp-01—69 Национальной Ассоциации коррозионистов (NACE) сформулированы следующие требования к покрытиям и их контролю:

каждое защитное покрытие (как проводящее, так и изолирующее), применяемое для защиты наружной поверхности от коррозии, необходимо наносить на правильно подготовленную поверхность; оно должно обладать достаточными адгезионными свойствами, чтобы не допускать миграции влаги под покрытием, необходимой вязкостью, чтобы противостоять растрескиванию, и прочностью для обеспечения предотвращения повреждений при работе с трубами и под воздействием грунта, а также свойствами, позволяющими применять катодную защиту;

каждое наружное защитное покрытие, обладающее электрически изолирующими свойствами, должно иметь низкую гидрофильность и высокое электрическое сопротивление;

наружное защитное покрытие необходимо осмотреть перед укладкой трубопровода в траншею и засыпкой его, но ремонт покрытия требуется только при крупных повреждениях, при мелких повреждениях покрытия не ремонтируют;

наружное покрытие должно быть защищено от вредного воздействия грунта и от возможных повреждений, вызванных воздействием опорных блоков;

если изолированный трубопровод предусматривается уложить проталкиванием, продавливанием или другим сходным методом, необходимо принять меры предосторожности для предотвращения повреждения изоляции;

каждую операцию нанесения изоляции следует проводить под надзором инспектора, толщину покрытия, температуру мастики, адгезию и другие параметры необходимо периодически контролировать, а полученные результаты сверять с установленными нормами; при этом большое значение придается визуальному контролю опытного инспектора, который отвечает за каждый этап изоляционно-укладочных работ; и только в тех случаях, когда повреждение не может быть обнаружено визуально, рекомендуется применять электрические дефектоскопы.

Аналогичный подход к выполнению изоляционно-укладочных работ полезно использовать и в наших условиях дополнительно к существующим требованиям проведения таких работ при строительстве и ремонте трубопроводов.

Требования к защитным покрытиям и рекомендации по их нанесению, применению и контролю изложены в ГОСТ 25812—83, СНиП III-42—80, СНиП 2.05.06—85, ТУ 14-3-1226—83 и ВСН-2-84—82.

В настоящее время разработан и выпускается целый ряд приборов и систем, позволяющих контролировать изоляционное покрытие до и после укладки трубопроводов в траншею: толщиномеры, адгезиметры, дефектоскопы, искатели повреждений изоляции на подземных трубопроводах. Качество исходных материалов проверяют, сопоставляя данные, приведенные в паспорте и сертификатах, с результатами лабораторных анализов, а также контролем соответствия их свойств требованиям ТУ и ГОСТ на эти материалы.

Качество нанесенного на трубы изоляционного покрытия определяют внешним осмотром, измерением толщины и сплошности покрытия, адгезии (прилипаемости) к металлу, прочности при ударе, переходного сопротивления. Внешний осмотр изоляции следует проводить в процессе наложения каждого слоя покрытия по всей длине трубы и после окончания изоляции. При этом не допускаются пропуски, поры, трещины, сгустки, вздутия, пузыри, расслоения, складки и другие дефекты изоляции.

При нанесении защитных оберток контролируют натяжение полотнища, обеспечивающее плотное прилегание обертки к поверхности изоляционного покрытия трубопровода, а также ширину нахлеста витков, которая должна быть не менее 2 см (на концах обертки — 10—15 см). Защитные обертки, не имеющие прочного сцепления в конце полотнища, а при необходимости и через каждые 10—12 м, закрепляются бандажом, клеем или другим подходящим способом.

Толщину изоляции проверяют при заводском или базовом нанесении на 10 % труб и в местах, вызывающих сомнение, не менее чем в трех сечениях по длине трубы и в четырех точках каждого сечения. При трассовом нанесении — не менее одного замера на каждые 100 м трубопровода.

Сплошность защитных покрытий контролируют искровыми дефектоскопами. В трассовых условиях нанесения изоляции сплошность покрытия проверяют, например, искровым дефектоскопом ДЭП-1, ДЭП-2, ДИ-74 или аналогичными приборами. Напряжение на щупе устанавливают из расчета не менее 4 кВ на каждый миллиметр

толщины покрытия. В случае пробоя защитного покрытия дефектные места ремонтируют и повторно проверяют.

Адгезию покрытия к поверхности металла определяют с помощью адгезиометров СМ-1, АД-1, А-1. Прибор СМ-1 предназначен для оценки адгезионной прочности битумных изоляционных материалов и покрытия. Принцип действия прибора основан на измерении усилия, необходимого для сдвига образца изоляции контурной площадью 1 см². Этот прибор обеспечивает возможность оценки адгезионной прочности в пределах от 0 до 1,5 МПа при погрешности не более 5—6 %. Прибор АД-1 предназначен для оценки адгезионной прочности битумных покрытий путем измерения усилия, необходимого для отрыва покрытия от поверхности трубы. Пределы измерения прибора от 0 до 1,6 МПа. Прибор А-1 предназначен для контроля адгезии изоляционных покрытий из полимерных лент. Принцип действия прибора основан на измерении усилия, необходимого для отрыва надрезанной полоски изоляции определенной ширины (например, 5 см).

В некоторых случаях по согласованию с заказчиком допускается использовать упрощенные методы определения адгезии покрытия, например, контролировать адгезию защитного покрытия трассового нанесения путем выреза равнобедренного треугольника со сторонами 3—5 см с последующим снятием покрытия ножом от вершины надреза. Адгезия считается удовлетворительной, если треугольник не отслаивается, а при отрыве значительная часть грунтовки и мастики остается на поверхности трубы.

Критерием качества комплексной защиты трубопроводов является переходное сопротивление, которое характеризует состояние изоляционного покрытия и позволяет оптимизировать расход тока катодной поляризации трубопровода. Снижение переходного сопротивления во времени вызывает необходимость либо увеличивать ток катодных станций и их число, либо ремонтировать изоляцию на данном участке. Наибольшее влияние на состояние изоляционного покрытия и, следовательно, на значение переходного сопротивления и его изменение во времени оказывают следующие основные факторы: материал и толщина изоляционного покрытия, диаметр трубопровода, температура транспортируемого продукта, удельное электрическое сопротивление и состав грунта. Ориентировочные значения переходного сопротивления

Таблица 7.11

Переходное сопротивление трубопровода $R_{\Pi} \cdot 10^3$, Ом·м² для песчано-глинистых грунтов при 40 °С

Время эксплуатации, годы	Диаметр трубопровода, мм	
	720	1420
$\rho_r = 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$		
0	10,06	9,91
5	0,21	0,74
10	0,09	0,65
15	0,07	0,57
20	0,06	0,13
$\rho_r = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$		
0	13,31	12,6
5	0,8	2,09
10	0,71	2,05
15	0,70	2,00
20	0,68	1,43

изоляционного покрытия трубопроводов, расположенных в песчано-глинистых грунтах, в зависимости от времени эксплуатации, диаметра трубопровода и удельного электросопротивления ρ_r грунта, представлены в табл. 7.11.

Более подробные данные по определению переходного сопротивления трубопроводов в зависимости от различных факторов приведены в «Методике прогнозирования срока службы изоляционных покрытий трубопроводов и параметров комплексной защиты», разработанной ВНИИСТОм в 1985 г.

Приемочный контроль состояния изоляции законченных строительством участков трубопроводов осуществляется в соответствии с инструкциями ВСН 2-28—76 и ВСН 150—82.

Переходное сопротивление изоляционного покрытия на действующих трубопроводах можно определить посредством измерения разности потенциалов труба—земля по формуле: $R_{\Pi} = R_T l^2 \pi D / \ln(U_1/U_2)$, где $R_T = \rho_T / [\pi d(D - d)]$ — продольное сопротивление 1 м трубопровода, Ом/м; ρ_T — удельное сопротивление трубной стали, $\rho_T = 0,245 \cdot 10^{-6}$ Ом·м; d — толщина стенки трубы; D — наружный диаметр трубы; l — расстояние между точками измерений 1 и 2; $U_1 = U_{ш1} - U_{ел1}$; $U_2 = U_{ш2} -$

— U_{e2} — смещения потенциалов труба—земля соответственно в точках измерения 1 и 2; $U_{п1}$; $U_{п2}$ — общая защитная разность потенциалов труба—земля в точках 1 и 2, измеряемая по отношению к медносульфатному электроду сравнения; U_{e1} ; U_{e2} — естественная разность потенциалов, измеренная в этих же точках по отношению к медносульфатному электроду сравнения.

При проведении этих измерений необходимо соблюдать следующие условия:

должна работать только та установка катодной защиты, с помощью которой производится поляризация трубопровода, а соседние с ней установки выключены;

в точках измерения 1 и 2 смещения потенциалов U_1 и U_2 должны быть не менее 0,1 В и отличаться друг от

Таблица 7.12

Продольное сопротивление 1 м трубопровода ($10^{-6} \cdot \text{Ом} \cdot \text{м}$)
диаметром 219—1420 мм при толщине стенки от 6 до 20 мм

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм			
	6	8	10	11
219	61,022	46,200	37,314	34,085
325	40,745	30,752	24,757	22,578
426	30,947	23,321	18,747	17,083
530	24,805	18,675	14,997	13,660
720	18,204	13,691	10,984	10,000
820	15,968	12,005	9,628	8,763
1020	12,818	9,633	7,721	7,026
1220	—	—	—	5,864
1420	—	—	—	—

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм				
	12	14	16	18	20
219	31,395	—	—	—	—
325	20,763	—	—	—	—
426	15,698	—	—	—	—
530	12,546	10,795	—	—	—
720	9,179	7,890	—	—	—
820	8,043	6,911	—	—	—
1020	6,447	5,537	4,855	—	—
1220	5,380	4,619	4,048	3,604	3,249
1420	—	3,962	3,472	3,090	2,785

Примечание. Удельное сопротивление трубной стали принято равным $0,245 \cdot 10^{-6} \text{ Ом} \cdot \text{м}$ при температуре 20 °С.

друга не менее, чем на 0,05 В; в противном случае необходимо переместить опытную катодную станцию так, чтобы получить требуемые значения U_1 и U_2 .

Значения продольных сопротивлений 1 м трубопровода для некоторых диаметров приведены в табл. 7.12.

Основные типы и характеристика приборов, применяемых для проверки состояния изоляционных покрытий на трубопроводах, приведены в табл. 7.13.

Таблица 7.13

Характеристика приборов для контроля качества
изоляционных покрытий газопроводов

Прибор	Тип прибора	Назначение и характеристика
Электромагнитный толщиномер	МТ-10Н	Для измерения толщины изоляционных покрытий от 250 до 3000 мкм. Основан на измерении магнитного поля в зависимости от толщины изоляции. Размеры 300×130×280 мм. Масса — 6 кг. Основная погрешность ± 10 мкм. Питание прибора автономное (12 В)
Электромагнитный толщиномер	МТ-33Н	Назначение прибора то же, что и прибора МТ-10Н. Пределы измерения от 1 до 10 мм. Размеры 210×230×140 мм. Масса — 5 кг. Основная погрешность ± 5 %. Питание прибора автономное и от сети 220 В
Искровой дефектоскоп	ДИ-74	Для контроля сплошности изоляционных покрытий толщиной до 9 мм. Напряжение на щупе прибора до 36 кВ. Размеры дефектоскопа 375×165×305 мм, импульсного трансформатора — 1450×87×65 мм. Масса дефектоскопа — 6,5 кг. Питание — автономное от аккумуляторов 10КН-13, 12 В. Расход тока 1 А. Время непрерывной работы — 8 ч. Длина штанги — 1400 мм
	ДЭП-1 ДЭП-2	Для контроля сплошности пленочных и эпоксидных покрытий. Напряжение на щупе ДЭП-1 до 3 кВ, на щупе ДЭП-2 до 6 кВ. Питание автономное. Размеры: блок индикации — 400×86×110 мм, блок питания — 180×80×110 мм. Длина штанги — 1550 мм. Масса: блок индикации — 3,5 кг, блок питания — 2,8 кг

Сила тока, протекающего по трубопроводу, определяется двумя методами: непосредственным включением амперметра и по методу падения напряжения между заданными точками трубопровода. Измерение тока путем непосредственного включения амперметра в цепь трубопровода может быть осуществлено только в редких случаях, например: при проведении строительных работ, монтаже новых или ремонте действующих трубопроводов, т. е. когда между участками трубопровода имеется разрыв.

Определение силы тока по методу падения напряжения заключается в измерении падения напряжения между двумя находящимися на некотором расстоянии друг от друга точками трубопровода и в определении сопротивления между этими точками расчетным путем. Средняя сила тока, протекающего по трубопроводу, определяется по формуле $I_{\text{ср}} = \Delta U_{\text{ср}} / (R_{\text{т}} l)$, где $\Delta U_{\text{ср}}$ — среднее значение падения напряжения на трубопроводе между точками измерения; $R_{\text{т}}$ — продольное сопротивление 1 м трубопровода (см. табл. 7.12); l — расстояние между точками измерения.

При измерении силы тока протекторной установки используют миллиамперметр с малым внутренним сопротивлением, который включают в разрыв цепи между протектором и трубопроводом.

Техническая характеристика основных приборов, применяемых при коррозионных обследованиях трубопроводов, дана в табл. 7.14.

Основным методом определения опасных в отношении электрохимической коррозии участков трубопроводов является метод измерения разности потенциалов труба — земля. Средний равновесный электродный потенциал углеродистой стали в грунтах составляет (—0,45) — (—0,55) В по медносульфатному электроду. Трубопроводы, пролежавшие много лет в грунте, отличаются по значению потенциала от вновь уложенных. Отклонения потенциала от среднего значения обычно не превышают 100—200 мВ. Равновесный (стационарный) потенциал может быть измерен по отношению к неполяризующему электроду в период отсутствия блуждающих токов. При отсутствии данных измерений стационарный потенциал трубопровода принимают равным —0,55 В по медносульфатному электроду.

В зонах действия блуждающих токов смещение потенциала трубопровода, определяющее анодные и катодные

импульсы тока, рассчитывают по формуле $\Delta U_{\text{т-з}} = U_{\text{изм}} + 0,55$, где $U_{\text{изм}}$ — измеренный (с учетом знака) потенциал трубопровода по отношению к медносульфатному электроду.

Средние значения потенциалов определяют по результатам измерений за время, в течение которого проводились эти измерения. Если все величины с одним знаком, т. е. только положительные или только отрицательные,

то расчет ведут по формуле $U_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n U_i / n$, где $\sum_{i=1}^n U_i$ — сумма потенциалов U_i отдельных измерений; n — общее число измерений, включая и нулевые значения.

В общем случае, когда имеются положительные, отрицательные и нулевые значения потенциалов, расчет проводят отдельно по каждой группе измерений по последней формуле. При этом средние значения положительных и отрицательных потенциалов определяют делением суммы потенциалов одного знака отдельных измерений на общее число измерений, включающих плюсовые, минусовые и нулевые значения.

Защитные потенциалы для стальных подземных сооружений зависят от условий эксплуатации (температуры, удельного сопротивления грунта, условий прокладки, типа изоляционных покрытий) и должны соответствовать требованиям ГОСТ 25812—83.

7.5. КАТОДНАЯ ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Катодная поляризация осуществляется с помощью положенного тока от внешнего источника энергии, обычно выпрямителя 1 (рис. 7.3), который преобразует переменный ток промышленной частоты в постоянный ток или пульсирующий ток. Защищаемый трубопровод 2 соединяется с отрицательным полюсом внешнего источника тока, так что он действует в качестве катода. Электрод 3 (анодное заземление) соединяется с положительным полюсом источника тока и выступает в качестве анода.

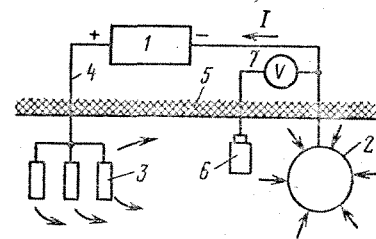


Рис. 7.3. Схема катодной защиты трубопровода

Таблица 7.14

Техническая характеристика приборов, применяемых для измерения потенциалов и токов при электрохимической защите

Тип прибора	Назначение прибора	Класс точности	Пределы измерения		Входное сопротивление, Ом	Питание прибора	Масса, кг
			по току, А	по напряжению, В			
М-231	Измерение постоянных токов и напряжений в полевых условиях	5	0,005—0—0,005; 0,05—0—0,05; 0,1—0—0,1; 1—0—1; 5—0—5; 10—0—10	0,075—0—0,075; 0,5—0—0,5; 1—0—1; 5—0—5; 10—0—10; 50—0—50; 100—0—100	Зависит от предела измерения. Находят умножением предела измерения на 2000	Не требуется	1,5
М-254	Измерение постоянных напряжений и токов	0,5	0—1,5·10 ⁻⁵ ; 0—3·10 ⁻⁵ ; 0—6·10 ⁻⁵ ; 0—1,5·10 ⁻³ ; 0—6·10 ⁻³ ; 0—15·10 ⁻³ ; 0—60·10 ⁻³	100; 300; 3000	То же что для М-231	Не требуется	1,8
ВВ-1	Измерение постоянных напряжений	2,5	—	0—0,1; 0—0,25; 0—0,5; 0—1; 0—2,5; 0—5; 0—10	100·10 ⁶ (не зависит от предела измерения)	Автономное ±9 В	3

Ф-432/1

7 Волков М. М. и др.

Измерение постоянных и переменных токов и напряжений в лабораторных и полевых условиях	1 при постоянном токе и 1,5 при переменном	0—3·10 ⁻⁵ ; 0—1·10 ⁻⁴ ; 0—3·10 ⁻⁴ ; 0—0,001; 0—0,003; 0—0,03; 0—0,1; 0—1	0—0,075; 0—0,1; 0—0,3; 0—1; 0—3; 0—10; 0—30; 0—100; 0—300; 0—600	1·10 ⁴ на пределах 0,075 В; на остальных 3·34·10 ⁴	Автономное	1,4
Измерение постоянных токов и напряжений в лабораторных и полевых условиях	3	(3·10 ⁻³) ⁻³	0—1·10 ⁻³ ; 0—3·10 ⁻³ ; 0—1·10 ⁻² ; 0—0,1; 0—0,3; 0—1	1,5·10 ⁶	Автономное	4
Цифровой прибор для измерения постоянных и переменных токов и напряжений	1,5 при постоянном токе; 2 при переменном токе; 4 при измерении потенциальных потенциалов	0—0,02; 0—0,2; 0—1	0—2; 0—20; 0—200; 0—1000	10·10 ⁶ при измерении потенциальных потенциалов	Автономное	4

43312

Тип прибора	Назначение прибора	Класс точности	Пределы измерения		Входное сопротивление, Ом	Питание прибора	Масса, кг
			по току, А	по напряжению, В			
Н-399	Измерение и регистрация токов и потенциалов в лабораторных и полевых условиях	1,5	(10; 50; 250) × 10 ⁻⁶ До 500 А с использованием наружных щупов типа 75 ШС или 75 РИ	0—1·10 ⁻³ ; 0—1·10 ⁻² ; 0—5·10 ⁻² ; 0—0,075; 0—0,25; 0—1; 0—2,5; 0—5; 0—10; 0—25; 0—50; 0—100	10·10 ⁶	От сети переменного тока 220 В или от аккумулятора тока 12 В	10
ИТБ-1	Определение средних значений блуждающих токов (интегратор тока)	5	—	0,5—5	До 1·10 ⁵	Не требуется	0,25

Катодная защита возможна только в том случае, когда защищаемый трубопровод и анодное заземление находятся в электрическом и электролитическом контакте: первое достигается с помощью металлических проводов 4, а второе — благодаря наличию единой электрической среды 5 (грунта), в которой находятся защищаемый трубопровод и анодное заземление. Катодная защита регулируется путем поддержания необходимого защитного потенциала, который измеряется между конструкцией (или датчиком поляризационного потенциала) и электродом сравнения 6. Обычно электродом сравнения служит медносульфатный электрод длительного действия, находящийся постоянно в электролитической среде (грунте). Потенциал между электродом сравнения и защищаемым трубопроводом, измеряемый высокоомным вольтметром 7, включает в себя, кроме поляризационной составляющей, омическое падение напряжения, обусловленное прохождением катодного тока / через эффективное сопротивление между электродом сравнения и защищаемым трубопроводом. Только поляризация поверхности защищаемого трубопровода обуславливает эффект катодной защиты. Поэтому критериями защищенности являются минимальный и максимальный защитные поляризационные потенциалы. Таким образом, для точного регулирования поляризационного потенциала трубопровода по отношению к электроду сравнения из измеренной разности потенциалов должна быть исключена омическая составляющая. Это достигается применением специальной схемы измерения поляризационного потенциала.

Следует заметить, что катодная поляризация изолированной металлической конструкции до минимального защитного потенциала требует значительных токов. Поэтому катодная защита используется только совместно с изоляционными покрытиями, нанесенными на наружную поверхность защищаемого сооружения.

Ток, необходимый для катодной защиты подземных трубопроводов, почти полностью зависит от качества изоляционного покрытия. Все прочие факторы имеют меньшее значение. Например, трубопровод с хорошим покрытием на участке 100 км может быть защищен током в несколько ампер, в то время как неизолированный трубопровод при такой же длине требует для катодной защиты ток около 1000 А.

Катодные станции

Для защиты от коррозии подземных трубопроводов применяют специальные катодные станции или преобразователи, представляющие собой источники постоянного тока с регулируемым или фиксированным выходным напряжением. Катодные станции, как правило, питаются от промышленной сети переменного тока напряжением 380/220—127/110 В. В случаях, когда нет сетевого источника переменного тока, питание установок катодной защиты (УКЗ) может осуществляться от автономных источников, например, аккумуляторов, ветроэлектрогенераторов, термоэлектрогенераторов, электрогенераторов с приводом от турбинок и т. д.

Катодные станции, питающиеся от сети переменного тока, содержат следующие основные узлы: понижающий трансформатор или автотрансформатор; двухполупериодный полупроводниковый выпрямитель; устройства регулировки выходного напряжения; выключатели и предохранители; стрелочные приборы для контроля выходного выпрямленного тока и напряжения; счетчики электроэнергии. На катодных станциях некоторых типов устанавливают счетчики моточасов, блоки автоматического регулирования и другие устройства.

Катодные станции по схемному исполнению делятся на автоматические и неавтоматические (табл. 7.15).

Таблица 7.15

Техническая характеристика неавтоматических катодных станций

Тип	Номинальная выходная мощность, кВт	Номинальное выходное напряжение, В	Номинальный выходной ток, А	Масса, кг
КСС-150	0,15	24/12	6/12	33
КСС-300	0,3	24/12	12/50	38
КСС-600	0,6	24/12	25/50	72
КСС-1200	1,2	24/12	50/100	92
ТСКЗ-1500	1,5	60/30	25/50	110
ТСКЗ-3	3	60/30	50/100	110
ТСКЗ-6	6	120/60	50/100	150
ПСК-М-0,3	0,3	24/12	12,5/25	95
ПСК-М-0,6	0,6	48/24	12,5/25	110
ПСК-М-1,2	1,2	48/24	25/50	112
ПСК-М-2	2	96/48	21/42	135
ПСК-М-3	3	96/48	31/62	155
ПСК-М-5	5	96/48	52/104	210

Таблица 7.16

Техническая характеристика преобразователей ПАСК-М

Тип	Номинальная выходная мощность, кВт	Номинальное выходное напряжение, В	Номинальный выходной ток, А	Масса, кг
ПАСК-М-0,6	0,6	48/24	12,5/25	115
ПАСК-М-1,2	1,2	48/24	25/50	128
ПАСК-М-2	2	96/48	21/42	140
ПАСК-М-3	3	96/48	31/62	160
ПАСК-М-5	5	96/48	52/104	215

Примечание. Напряжение питающей сети 220 В; частота сети 50 Гц ± 1 ; коэффициент мощности не менее 75 %; пределы регулирования выходного напряжения 10—100 %; основная погрешность поддержания защитного потенциала не более ± 2 %.

Автоматические катодные станции снабжены специальными блоками, обеспечивающими автоматическое регулирование заданных электрических параметров защиты. Посредством автоматического регулирования электрических параметров защиты (тока и напряжения) автоматические устройства обеспечивают ограничение и поддержание в заданных пределах тока или разности потенциалов между защищаемым трубопроводом и землей. К автоматическим катодным станциям относятся преобразователи ПАСК-М, ТДЕ9.

Преобразователь ПАСК-М используют в зонах устойчивых и знакопеременных потенциалов, а ПСК-М — только в зонах устойчивых потенциалов. Преобразователи серии ПАСК-М могут работать как в режиме автоматического поддержания защитного потенциала, так и ручного регулирования, а преобразователи ПСК-М — только в режиме ручного регулирования выходного напряжения (табл. 7.16).

Указанные в таблицах 7.15 и 7.16 номинальные значения выходного напряжения и тока в числителе соответствуют последовательному включению половин вторичных обмоток силового трансформатора, а в знаменателе — параллельному включению этих обмоток.

На газопроводах широко используются также современные преобразователи катодной защиты ТДЕ9. Эти преобразователи по своим техническим и энергетическим параметрам аналогичны преобразователям ПАСК-М, однако имеют следующие отличительные особенности:

Таблица 7.17

Техническая характеристика термоэлектрогенераторов

Тип	Номинальные параметры термоэлектробатарей			Расход газа, м ³ /ч
	Напряжение, В	Ток, А	Мощность, Вт	
ТЭГГ-УГМ-80	24	3	80	0,8
ТЭГГ-УГМ-200	24	8	200	1,4
ТЭГГ-ГКЗ-1М	12—24	6,3	800	8,5

агрегаты ТДЕ9 разработаны в двух климатических исполнениях по ГОСТ 15150—69: ХЛ по категории размещения 1 при рабочих температурах от +30 до —60 °С и V по категории размещения 3 при использовании агрегатов в комплектных устройствах типа УКЗН и УКЗВ;

агрегаты допускают работу в трех режимах — неуправляемый двухполупериодный выпрямитель, ручное регулирование выходного напряжения и автоматическое поддержание заданного защитного потенциала;

в агрегатах установлен счетчик моточасов времени наработки агрегата емкостью до 10 000 ч.

Пример записи обозначения преобразователя ТДЕ9 с выходным током 25/50 А, номинальным выходным напряжением 48/24 В для работы в холодном климате по категории размещения 1 при его заказе и в документации другого изделия имеет вид: агрегат ТДЕ9-25/50-48/24 Н-ХЛ1 ТУ16. Пример записи преобразователя этого типа, но для климатического исполнения V по категории размещения 3: агрегат — ТДЕ9-25/50-48/24 Н-V3 ТУ16.

При отсутствии сетевых источников электропитания вдоль трассы газопровода для питания УКЗ могут использоваться термоэлектрогенераторы, преобразующие тепловую энергию сгорания газа в электрическую (табл. 7.17).

Иногда для питания УКЗ применяют генераторы с двигателями внутреннего сгорания. Для этих целей подходят генераторы постоянного тока (табл. 7.18).

В качестве привода этих генераторов можно использовать бензиновые или газовые двигатели внутреннего сгорания соответствующей мощности. Однако установки катодной защиты с двигателями внутреннего сгорания применяют в крайних случаях, так как для них требуется повседневное обслуживание.

Таблица 7.18

Техническая характеристика генераторов постоянного тока

Показатель	Г-52А или Г-52Б	ЗДН-1000АН	ЗДН-1500АН	ЗДН-3000АН
Мощность, кВт	1	0,48	0,75	1,5
Напряжение, В	12	36/120	60/120	60/120
Сила тока, А	80	12/4	25/12	50/25

Анодное заземление

Анодное заземление характеризуется сопротивлением растеканию тока, стабильностью этого сопротивления в течение года, длительностью срока службы, стоимостью монтажа и эксплуатации. Различают следующие основные типы анодных заземлений: по материалу — стальные, железокремниевые и графитовые; по форме профиля электродов — трубчатые и стержневые; по характеру засыпки — с засыпкой грунтом, коксом, углем или графитом; по расположению рабочих электродов — вертикальные, горизонтальные, комбинированные; по глубине установки — глубинные и поверхностные; по расстоянию от трубопровода — удаленные и приближенные.

Тип анодного заземления выбирают в зависимости от удельного сопротивления грунта, глубины промерзания, расположения других подземных металлических конструкций, местных условий и т. п.

Анодное заземление целесообразно устанавливать на участке с наименьшим удельным сопротивлением грунта, при этом необходимо использовать бросовые земли. Заземлители с коксовой мелочью желательнее устанавливать на глубине ниже промерзания (не менее 1,5 м), но их не рекомендуется устанавливать в постоянно залитых водой грунтах (болотах).

Глубинные анодные заземления применяют при катодной защите сооружений, расположенных в грунтах с высоким удельным сопротивлением грунта (более 100 Ом·м), а также при катодной защите сложных сооружений, например, промышленных площадок компрессорных станций и т. д. Глубина заложения этого типа заземлителей составляет 50—200 м.

Срок службы анодов зависит от плотности стекающего с них тока, свойств материала, из которого они изготовлены, и используемого активатора.

Аноды из стали характеризуются большой потерей массы. Так, например, практический износ стальных анодов без коксового активатора составляет 10 кг/(А·год). На одну такую защитную установку с токоотдачей 10 А требуется около 2 т стали, чтобы обеспечить 20-летний срок службы.

Аноды из железокремниевых сплавов (ферросилидов) характеризуются значительно меньшим износом, порядка 0,2 кг/(А·год). Практический износ этих материалов с коксовым активатором составляет примерно 0,1 кг/(А·год). Поэтому срок их службы очень большой. Легирование ферросилидов молибденом снижает их растворимость в средах, содержащих ионы хлора. Введение 4 % молибдена снижает скорость анодного растворения в 15 раз. Ферросилидовые аноды изготавливаются из железокремнистых сплавов С15 или С17 с содержанием кремния соответственно 14,5—16 % и 16—18 %. Эти сплавы характеризуются очень высокой твердостью и хрупкостью, поэтому ферросилидовые аноды изготавливаются методом литья. Отливки из ферросилидов из-за хрупкости требуют осторожного обращения при транспортировке и монтаже анодов. Практический износ графитовых анодов составляет 1—1,5 кг/(А·год). Эти электроды хорошо работают с коксовым активатором, практический их износ в этом случае составляет 0,5 кг/(А·год).

Износ ферросилидовых и графитовых электродов зависит от плотности наложенного тока — при больших плотностях тока износ увеличивается.

В качестве активатора преимущественно используют доменный кокс с размером зерна 2—15 мм и удельным сопротивлением 0,2—0,5 Ом·м (ниже, чем у большинства грунтов), что способствует созданию низкого сопротивления между анодом и землей. При этом большая часть тока стекает с анода на кокс по имеющимся контактам между ними по механизму электронной проводимости, не вызывая растворения анода, поэтому срок службы анода при использовании коксового активатора удлиняется. Важно также и то, что образующиеся у анода газы (O_2 и CO) могут легко улетучиваться. Сопротивление растекания анодов, уложенных в кокс, в течение многих лет остается практически постоянным, в то время как у анодов без активатора оно сильно возрастает. Расход кокса составляет примерно 2 кг/(А·год).

На объектах газовой промышленности для устройства анодных заземлений наиболее широко применяют железокремнистые электроды АЗМ-2, графитопластовые электроды типа ЭГТ и глубинные анодные заземления из стальных труб. Активным элементом электродов АЗМ-2 является стержень из железокремнистого сплава С15 длиной 1350 мм и диаметром 65 мм с токоведущими выводами с обоих концов электрода. Активным элементом электродов типа ЭГТ является труба из графитопласта АТМ-1 различной длины, диаметром 114 мм, толщиной стенки 12 мм и вспомогательными элементами. Токоввод электродов типа ЭГТ представляет собой конус из графита, пропитанного смолой и склеенного с графитопластовой трубой токопроводящей замазкой Армалит-4. В конце запрессован металлический токоввод, к которому присоединяется кабель и провод.

Глубинные анодные заземления изготавливаются, как правило, из стальных труб диаметром 219 мм и толщиной стенки 10 мм. Длина заземлителя определяется условиями установки и достигает 50, 100, 150 или 200 м. В зонах с высокоомными грунтами (более 1000 Ом·м) устанавливают по 2—4 глубинных заземлителя для достижения требуемого сопротивления растеканию тока анодного заземления.

Сопротивление растеканию тока анодного заземления в большой степени определяет мощность катодной установки. Чтобы уменьшить затрачиваемую мощность катодной станции, необходимо стремиться к тому, чтобы у анодного заземления сопротивление растеканию тока было как можно более низким. Так как сопротивление растеканию прямо пропорционально удельному сопротивлению грунта, то анодные заземления по возможности располагают в грунтах с низким удельным сопротивлением. Сооружение анодного заземления связано со значительными затратами, поэтому тип анодного заземления и применяемые электроды выбирают с учетом его технико-экономических показателей и срока службы заземлителя (не менее 10 лет). Сопротивление растеканию тока одиночных электродов-заземлителей можно определить по приведенным формулам. Для вертикального электрода, установленного непосредственно в земле (грунте), сопротивление растеканию составляет

$$R_{\text{в}} = \frac{\rho_{\text{г}}}{2\pi l_{\text{э}}} \left(\ln \frac{2l_{\text{э}}}{d_{\text{э}}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h + l_{\text{э}}}{4h - l_{\text{э}}} \right),$$

где ρ_r — удельное сопротивление грунта; l_a — длина электрода; d_a — диаметр электрода; h — расстояние от уровня земли до середины электрода (глубина установки).

Для горизонтального электрода, установленного непосредственно в грунте, при $l_a > h$ и $l_a \gg d_a$ сопротивление растеканию

$$R_r = \frac{\rho_r}{2\pi l_a} \left(\ln \frac{2l_a}{d_a} + \ln \frac{l_a + \sqrt{l_a^2 + 16h^2}}{4h} \right).$$

Если $l > 12h$, то для протяженного электрода сопротивление растеканию

$$R_r = \frac{\rho_r}{\pi l_r} \ln \frac{l_a}{\sqrt{d_a h}}.$$

Следует заметить, что общее сопротивление растеканию группового заземления, состоящего из нескольких электродов, будет уменьшаться не прямо пропорционально числу электродов в заземлении, а несколько более замедленно из-за экранирующего влияния электродов друг на друга. Это обстоятельство необходимо учитывать при расчете числа электродов в анодном заземлении.

7.6. ПРОТЕКТОРНАЯ ЗАЩИТА

Защита трубопроводов от почвенной коррозии при помощи гальванических анодов (протекторов) при определенных условиях эффекта, проста и удобна в эксплуатации. Протекторную защиту можно применять в районах, где отсутствуют источники электроэнергии. Эффективность протекторной защиты зависит от физико-химических свойств протектора и внешних факторов, обуславливающих режим его использования.

Свойства протектора определяются составом сплава, массой и формой, способом изготовления, электрохимическим эквивалентом, составом активатора, коэффициентом использования, стационарным потенциалом в грунте и др.

К внешним факторам использования протекторов относятся: степень оголения металла сооружения, подлежащего защите, параметры, определяющие грунтовые условия, расположение протектора относительно защищаемого сооружения, а также требуемый период времени, в течение которого должно быть обеспечено непрерывное действие защиты.

Таблица 7.19

Некоторые электрохимические свойства магния, алюминия и цинка

Показатель	Магний	Алюминий	Цинк
Стандартный электродный потенциал (при 25 °С по отношению к ВЭ), В	—2,363	—1,663	—0,763
Годовой расход (100 %), кг/А	3,95	2,94	10,69
Токоотдача:			
А · ч/кг	2200	2980	820
А · ч/дм ³	3840	8050	5840
Коэффициент использования, %	50	85	90
Расход за 10 лет при стекании тока 0,1 А, кг	8	3,7	12
Стационарный потенциал в грунте по отношению к медносульфатному электроду сравнения (МСЭ), В	—1,4—1,6	—0,9—1,2	—0,9—1,1

К сплаву, используемому в качестве материала протектора, предъявляются следующие требования: электродный потенциал материала протектора должен быть существенно ниже, чем потенциал защищаемого сооружения; количество электричества, получаемое при электрохимическом растворении единицы массы протектора, должно быть как можно большим.

Для протекторов можно использовать магний, алюминий и цинк (табл. 7.19). Однако протекторы на основе чистых металлов не получили практического применения для защиты. Это объясняется тем, что магний имеет сравнительно низкую токоотдачу, а алюминий и цинк склонны к пассивации.

Введение различных добавок позволяет получить сплавы с более отрицательными, чем у основного металла, потенциалами, оставаться активными, равномерно корродировать и не становиться пассивными в среде, где этот сплав используется для катодной защиты сооружения. Для того, чтобы удовлетворить высоким техническим требованиям, предъявляемым к современным протекторным сплавам, необходимо использовать основной материал высокой чистоты. Химический состав некоторых магниевых и алюминиевых сплавов для протекторов, применяемых в отрасли, приведен в табл. 7.20.

Таблица 7.20

Химический состав некоторых сплавов для протекторов

Марка сплава	Основные компоненты, %				
	Магний	Алюминий	Цинк	Марганец	Кальций
МЛ-16	90,35—87,5	7,5—9	2—3	0,15—0,5	—
Мл 16пч	90,37—87,5	7,5—9	2—3	0,15—0,5	—
МП1	93—88,5	5—7	2—4	0,02—0,5	—
АП1	—	96—94	4—6	—	—
АЦК-М	4—6	75—85	8—13	—	3,5—5,3

Таблица 7.21

Типы и размеры промышленных протекторов

Тип	Размеры, мм		Масса, кг
	Диаметр	Длина	
ПМ5	95	500	5
ПМ10	120	600	10
ПМ20	150	800	20
ПМ5У	165	580	16
ПМ10У	200	700	30
ПМ20У	240	900	60
МГА-13В	130	600	13
МГА-13В-ПА	210	700	35
АЦК-М	100	700	20

Протекторная установка (рис. 7.4) состоит из одиночного протектора или группы протекторов 1, активатора или заполнителя, проводов 2, соединяющих протектор через контрольно-измерительную колонку 3 с газопроводом 4.

Для защиты широко применяют промышленные протекторы из магниевых сплавов — ПМ5, ПМ10, ПМ20, ПМ5У, ПМ10У, ПМ20У, МГА-13В, МГА-13В-ПА и др. (табл. 7.21).

Протекторы типа ПМ изготавливают из магниевых сплавов Мл16 и Мл16пч. Протекторы из сплава Мл16пч эффективны в грунтах с повышенной, высокой и весьма высокой коррозионной активностью. Протекторы из сплава

Мл16 целесообразно применять в грунтах с повышенной или средней коррозионной активностью.

Протекторы типа ПМ5У, ПМ10У, ПМ20У, МГА-13В-ПА состоят из собственно магниевого протектора с подключенным к нему проводником и порошкообразного активатора, помещенных в хлопчатобумажный мешок. Заполнители — активаторы предотвращают образование на поверхности протектора нерастворимых окислов, снижающих защитный потенциал.

Максимальная разность потенциалов относительно стальной катодно защищенной поверхности, которую можно получить при использовании протекторов из магниевых сплавов, равна 0,6 В. Поэтому основной областью применения магниевых литых протекторов является защита подземных трубопроводов в грунтах с удельным сопротивлением $\rho_r \leq 80$ Ом·м. Потенциал магниевых протекторов по отношению к медносульфатному электроду составляет 1,4—1,6 В, токоотдача — 1100—1200 А·ч/кг, коэффициент использования — 50—55 %.

Основная область применения протекторов на основе алюминиевых сплавов — катодная защита сооружений в морской воде и низкоомных грунтах с удельным сопротивлением $\rho_r \leq 20$ Ом·м. Разность потенциалов относительно стальной катодно защищаемой поверхности невелика ($\Delta U \approx 0,3 \div 0,4$ В). Потенциал протекторов на основе алюмо-цинк-кальциевых сплавов по отношению к медносульфатному электроду сравнения составляет всего 1,15—1,3 В, токоотдача — 2000—2500 А·ч/кг, коэффициент использования — 75—85 %.

Токоотдача протекторов существенно зависит от удельного сопротивления грунта. Чем ниже удельное сопротивление грунта, тем выше токоотдача протектора, поэтому протекторы желательно размещать в местах с минимальным удельным сопротивлением. При низком значении удельного сопротивления желательно использовать меньшее число больших протекторов, а при высоком значении удельного сопротивления — большее число анодов небольшой массы.

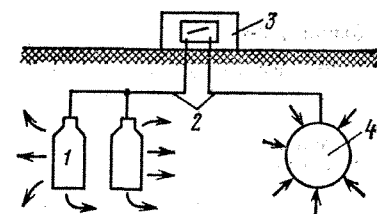


Рис. 7.4. Схема защиты трубопровода протекторами

В любом случае для продления срока службы протекторов защищаемый объект желательно хорошо изолировать от окружающей среды для уменьшения потребляемого защитного тока.

7.7. ЭЛЕКТРОДРЕНАЖНАЯ ЗАЩИТА

Установки дренажной защиты (УДЗ) предназначены для отвода блуждающих токов с трубопровода на сборную шину тяговой подстанции или к рельсовым цепям электрифицированных железных дорог постоянного тока. В зависимости от условий действия блуждающих токов могут использоваться различные типы дренажных установок: прямые и поляризованные дренажи, усиленные дренажи с помощью катодных станций, протекторы и токоотводы.

Прямой электрический дренаж обладает двухсторонней проводимостью, т. е. ток может беспрепятственно протекать как с подземного трубопровода, так и в обратном направлении. Поляризованный дренаж отличается от прямого лишь тем, что он обеспечивает протекание тока по дренажному соединению только в одном направлении с трубопровода в рельсы.

Усиленный дренаж представляет собой катодную станцию (выпрямитель) с той лишь разницей, что он подключается отрицательным полюсом к защищаемому сооружению, а положительным — к рельсам электрифицированной железной дороги или трамвая. Такой дренаж, кроме отвода тока в одном направлении (функции поляризованного дренажа) обеспечивает (усиливает) эффективность защиты катодной установкой, в которой анодным заземлением являются рельсы.

Выбор типа дренажа — простого (прямого), поляризованного или усиленного — основывается на синхронных измерениях разности потенциалов: сооружение—земля и сооружение—рельс.

Прямой электрический дренаж применяют только в тех случаях, когда исключена возможность стекания токов с рельсов (либо с отрицательной шины подстанции) в трубопровод. Прямой электродренаж следует присоединять в сетях электрических дорог — к отсасывающему пункту или к тяговому рельсу на расстоянии не более 50 м от отсасывающего пункта к средней точке путевого дросселя,

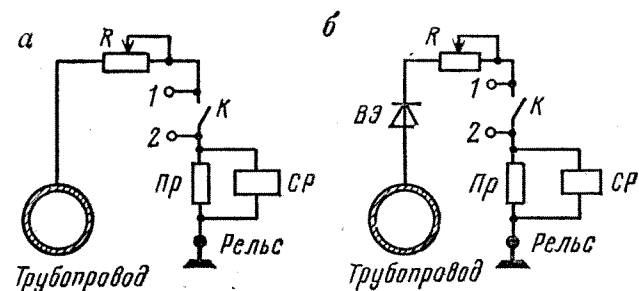


Рис. 7.5. Схемы электрических дренажей

к сборной шине отсасывающих линий тяговой подстанции; в трамвайных сетях — к отсасывающему пункту, к отрицательной шине, к сборной шине отсасывающих линий тяговой подстанции.

Если потенциал защищаемого сооружения по отношению к рельсам или шине и к земле положительный или знакопеременный и если разность потенциалов сооружение—рельс больше разности потенциалов сооружение—земля, то применяют поляризованный электрический дренаж.

Усиленный электрический дренаж используют при положительном или знакопеременном по отношению к земле потенциале защищаемого трубопровода (что обусловлено действием нескольких источников блуждающих токов), а также в случае, если применение усиленного дренажа экономически выгоднее, чем усиление площади сечения дренажного кабеля.

Присоединение электрических дренажных устройств к отрицательной шине или к сборной шине отсасывающих линий тяговой подстанции допускается только в том случае, если присоединение их к отсасывающим пунктам не обеспечивает защиты подземного сооружения или если удаленность отсасывающих пунктов исключает возможность прокладки к ним дренажных кабелей.

Электрический дренаж должен осуществляться при минимальном значении дренажного тока, обеспечивающего защиту трубопровода.

Токоотводы (заземлители) допускается применять при небольших анодных зонах, если потенциал сооружения постоянно положителен по отношению к земле.

Принципиальные схемы электрических дренажей изображены на рис. 7.5. Схема прямого электрического

Таблица 7.22

Техническая характеристика поляризованных электродренажных устройств

Тип	Номинальный ток, А	Допустимое обратное напряжение, В	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
ПД-3А	500	100	782×380×313	30
ПГД-60	60	150	550×365×255	25
ПГД-200	200	50	550×365×255	25
ПГД-130	130	100	550×365×255	25
УПД-1	300	100	500×260×390	26
УПД-57	300	150	725×510×1695	123
ДЭП-300	300	200	682×476×443	60
ДП-63	300	200	682×477×1493	100

дренажа (рис. 7.5, а) состоит из однополюсного рубильника *К*, плавкого предохранителя *Пр* на допустимую силу тока в цепи дренажа, реостата *R* и сигнального реле *СР*. Параллельно к рубильнику подключены клеммы 1 и 2, между которыми включается амперметр для измерения силы тока в цепи дренажа (рубильник при этом должен быть разомкнут).

Устройство поляризованного дренажа (рис. 7.5, б) включает в себя все элементы прямого электрического дренажа с добавлением только вентильного блока *ВЭ*.

Основные электрические и конструктивные характеристики поляризованных дренажных устройств, применяемых для защиты трубопроводов, приведены в табл. 7.22.

Усиленный электрический дренаж (рис. 7.6) представляет собой катодную станцию (автоматическую или неавтоматическую) с той лишь разницей, что она рассчитана на

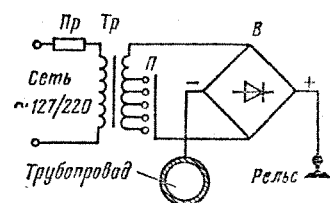


Рис. 7.6. Схема усиленного электрического дренажа:

Тр — понижающий трансформатор; *П* — переключатель; *В* — выпрямитель; *Пр* — предохранитель

большой выходной ток, отрицательным полюсом подключается к защищаемому сооружению, а положительным — не к анодному заземлению, а к рельсам электрифицированного транспорта. Такой электрический дренаж, кроме отвода тока в одном направлении, усиливает также эффект защиты катодной станции, анодным

Таблица 7.23

Техническая характеристика устройств автоматической усиленной электродренажной защиты

Тип	Выходная мощность, кВт	Выпрямленный ток, А	Выпрямленное напряжение, В	Допустимое обратное напряжение, В
ПАД-1,2	1,2	100/200	12/6	300
ПАД-2	2	165/330	12/6	300
ПАД-3	3	250/500	12/6	300
ПДУ-АКХ	3	250/500	12/6	300

заземлением которой в этом случае являются рельсы.

В настоящее время практически используются только автоматические устройства дренажной защиты. Основные технические характеристики усиленных автоматических электродренажных устройств некоторых типов приведены в табл. 7.23.

При наладке устройств дренажной защиты на трубопроводах постепенно повышают дренажный ток и замеряют потенциалы по трассе до полного снятия с трубопровода положительного потенциала. Если положительный потенциал на трубопроводе устранить полностью не удастся, то следует установить дополнительные средства катодной или дренажной защиты.

Защиту всех подземных сооружений следует осуществлять так, чтобы исключить вредное влияние ее на другие соседние подземные металлические сооружения. Причем вредным считается такое влияние, при котором происходит уменьшение минимального или увеличение максимального допустимого защитного потенциала более чем на 0,1 В на соседних металлических сооружениях, ранее не требовавших защиты от нее. Если избежать вредного влияния на соседние металлические сооружения не удастся, то необходимо проводить совместную защиту сооружений от одного источника с использованием специальных блоков совместной защиты. Блоки совместной защиты обеспечивают возможность регулирования тока в перемычках между соседними сооружениями. В качестве блоков совместной защиты используют выпускаемые промышленностью блоки УБСЗ-10, УБСЗ-50, БВ-273 (Р). Блок совместной защиты БВ-273 (Р) оснащен дополнительно разрядником Р-350.

7.8. ТЕЛЕКОНТРОЛЬ РАБОТЫ СТАНЦИЙ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ НА ТРУБОПРОВОДАХ

Требования ГОСТ 25812—83 предписывают регулярно, не реже двух раз в месяц, проводить проверку работы средств электрохимической защиты на трубопроводах. При обеспечении установок катодной защиты средствами дистанционного контроля такую проверку можно проводить реже. Поэтому целесообразно применять специальные устройства для телеконтроля работы станций катодной защиты (СКЗ).

В последнее время как за рубежом, так и в СССР интенсивно ведутся работы по использованию подземных трубопроводов в качестве проводных линий связи для передачи телемеханической информации. Особенно эффективным оказалось использование газопровода в качестве линии связи при организации телеконтроля линейных объектов магистральных газопроводов, а также телеконтроля работы станций катодной защиты. В газовой промышленности для этой цели были разработаны и нашли некоторое применение устройства телеконтроля ТКЗ-2 и ТКЗ-4. Любой подземный изолированный трубопровод можно использовать в качестве проводной линии связи по цепи «труба—земля». Конструктивно такой изолированный от земли трубопровод можно представить в виде коаксиального кабеля, в котором труба является внутренним проводником, а наружным (обратным) проводником — окружающий грунт.

Электрические и конструктивные параметры газопроводов, используемые при расчетах первичных и вторичных параметров проводных линий связи:

Трубопровод	
Внешний диаметр, мм	325, 525, 720, 820 1020, 1220, 1420
Толщина стенок, мм	8÷25
Удельное электросопротивление трубной стали, Ом·м	(0,135÷0,245)·10 ⁻⁶
Относительная магнитная проницаемость трубной стали	120—100
Изоляционные покрытия	
Толщина, мм:	
битумной	3÷9
полимерной	1÷3
эпоксидной	0,35÷0,5

Начальное удельное переходное электросопротивление, Ом·м²:

битумных	10 ⁴
полимерных	10 ⁵
эпоксидных	10 ⁶

Окружающий грунт

Удельное сопротивление, Ом·м	1÷5000
Сопротивление цепи анодного заземления, Ом	0,4÷3,5

Электрические параметры цепи труба—земля

Продольное полное комплексное сопротивление 1 км цепи труба—земля для коаксиального кабеля определяется суммой последовательно соединенных активных и индуктивных сопротивлений прямого (труба) и обратного (грунт) проводников:

$$Z_0 = R_0 + j\omega L_0 = (R_T + R_G) + j\omega (L_T + L_G + L_e),$$

где R_0 — суммарное активное сопротивление цепи; ωL_0 — суммарное индуктивное сопротивление цепи; ω — круговая частота передаваемого сигнала переменного тока, равная $2\pi f_c$; f_c — частота сигнала, Гц; R_T , R_G — активные сопротивления соответственно трубы и грунта; L_T , L_G — внутренние индуктивности трубы и грунта; L_e — внешняя межпроводниковая индуктивность.

Комплексное сопротивление трубы на единицу длины (в данном случае на 1 км) можно определить по формуле для двухслойного проводника

$$Z_T = R_T + j\omega L_T = R_{T0} (k + jk) / lh (k + jk),$$

где $R_{T0} = \rho_T \cdot 10^3 / [\pi d_T (D_n - d_T)]$ — сопротивление 1 км трубы на постоянном токе; ρ_T — удельное электросопротивление трубной стали; d_T — толщина стенки трубы; D_n — наружный диаметр трубы; $k = d_T / \delta_T$ — параметр; $\delta_T = \sqrt{2\rho_T / \omega \mu_T \mu_0}$ — глубина проникновения тока в стенку трубы; μ_T — относительная магнитная проницаемость трубной стали; μ_0 — магнитная постоянная, $4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м.

Полное продольное сопротивление 1 км обратного проводника трубопроводной линии, роль каждого выполняет окружающий грунт, определяется по формуле

$$Z_G = R_G + j\omega L_G = \frac{-j \cdot 10^3 \sqrt{j\omega \mu_T \mu_0} \rho_G}{\pi D_e} \frac{H_0^{(1)}(x_j \sqrt{j})}{H_1^{(1)}(x_j \sqrt{j})}, \quad (7.1)$$

где μ_r — относительная магнитная проницаемость грунта, $\mu_r \approx 1$; ρ_r — удельное электросопротивление грунта; $H_0^{(1)}$, $H_1^{(1)}$ — функции Ханкеля (Бесселя) нулевого и первого порядка от комплексного аргумента ($xj\sqrt{j}$); $x = D_e \sqrt{\omega \mu_r \mu_0 / 4 \rho_r}$ — параметр функции Ханкеля; $D_e = D_n + 2d_n$ — внутренний диаметр обратного проводника (грунта); d_n — толщина изоляционного покрытия.

Следует заметить, что непосредственное вычисление значений функций Ханкеля затруднительно, поэтому их табулируют. Расчет функций Ханкеля (Бесселя) или их таблицы можно найти в справочниках по специальным функциям.

Анализ функций Ханкеля $H_0^{(1)}$ и $H_1^{(1)}$ показывает, что для малых значений параметра x в пределах от $1 \cdot 10^{-5}$ до 0,6 расчет активного и индуктивного сопротивления обратного проводника можно упростить, аппроксимируя их следующими выражениями:

$$R_r = R_{r0} \cdot 0,786 \cdot x (1 - 0,58x), \quad \text{при } 10^{-5} \leq x \leq 0,6;$$

$$\omega L_r = R_{r0} \cdot 2,05 \cdot x^{0,84} (1 - 1,52x), \quad \text{при } 10^{-5} \leq x \leq 0,07;$$

$$\omega L_r = R_{r0} (0,627 + 0,162 \ln x), \quad \text{при } 0,07 \leq x \leq 0,6,$$

где $R_{r0} = 10^3 \cdot \sqrt{\omega \mu_r \mu_0 \rho_r / (\pi D_e)}$, Ом/км.

Следует отметить, что эти формулы можно применять для расчетов продольного сопротивления обратного проводника при следующих граничных условиях: $D_n = 325 \div 1420$ мм; $\rho_r = 1 \div 5000$ Ом·м; $f_c = 1 \div 5000$ Гц, т. е. практически для всех возможных случаев передачи телемеханической информации по трубопроводной линии. Погрешность вычислений по отношению к точной формуле (6.1) не будет превышать $\pm 10\%$, что вполне допустимо для технических расчетов.

Внешнюю индуктивность (в Г/км) межпроводникового пространства можно вычислить по формуле

$$L_e = 2 \cdot 10^{-4} \ln(1 + 2d_n/D_n).$$

Полная поперечная проводимость трубопроводной линии (коаксиального кабеля) определяется как последовательное соединение проводимости изоляционного покрытия и проводимости окружающего грунта.

Полную поперечную проводимость единицы длины трубопровода можно найти из соотношения

$$Y_0 = G_0 + j\omega C_0 = Y_r Y_n / (Y_r + Y_n),$$

где G_0 — активная составляющая поперечной проводимости; ωC_0 — емкостная составляющая поперечной проводимости; $Y_r \approx \gamma^2 / Z_r$ — полная проводимость грунта; $Y_n = G_n + j\omega C_n$ — полная проводимость изоляционного покрытия; $G_n = \pi D_n \cdot 10^3 / R_n$ — гальваническая проводимость изоляции с учетом дефектов покрытия, м/км; $C_n = 2\pi \epsilon_n \epsilon_0 \cdot 10^3 / \ln(1 + 2d_n/D_n)$ — емкость изоляционного покрытия, Ф/км; ϵ_n — относительная диэлектрическая проницаемость изоляции с учетом влагонасыщения; ϵ_0 — диэлектрическая постоянная, равная $8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м²; γ_r — коэффициент распространения электромагнитного поля в земле, равный $10^3 \sqrt{j\omega \mu_r \mu_0 / \rho_r}$, 1/км; Z_r — продольное сопротивление грунта, определенное по формуле (7.1).

Расчет вторичных электрических параметров трубопроводной линии — коэффициента распространения γ и волнового сопротивления цепи Z_B — выполняют по известным из электротехники формулам:

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{Z_0 Y_0};$$

$$Z_B = |Z_B| \exp(j\varphi_B) = \sqrt{Z_0 / Y_0},$$

где α — коэффициент затухания сигнала; β — коэффициент фазы; $|Z_B|$ — модуль волнового сопротивления линии; φ_B — фазовый угол волнового сопротивления; Z_0 , Y_0 — первичные комплексные параметры линии.

Передающая функция цепи труба—земля

Магистральные трубопроводы являются протяженными сооружениями и как проводные цепи для передачи сигналов представляют собой длинные электрические линии. Используя соответствующие формулы для длинных линий, напряжение в любой точке линии при любой нагрузке в конце линии можно найти из соотношения:

$$U(x) = U_1 \left(\operatorname{ch} \gamma x - \frac{Z_B}{Z_{Bx}} \operatorname{sh} \gamma x \right),$$

где U_1 — напряжение на входе линии в точке подключения генератора сигнала; $Z_{Bx} = Z_B (\operatorname{ch} \gamma l + \frac{Z_B}{Z_n} \operatorname{sh} \gamma l) / (\operatorname{sh} \gamma l + \frac{Z_B}{Z_n} \operatorname{ch} \gamma l)$ — входное сопротивление линии; Z_n — сопротивление нагрузки в точке приема сигнала; x — расстояние от начала линии до точки измерения сигнала в линии; l — длина линии.

При использовании подземных трубопроводов в качестве проводных линий связи длина линии обычно составляет сотни и тысячи километров. В этом случае под длиной линии l подразумевается расстояние между точками подключения генератора и приемника сигналов. Сопротивление нагрузки Z_n состоит из параллельно соединенных между собой сопротивления R_n , подключенного к линии в месте приема сигнала и волнового сопротивления продолжения линии, т. е. $Z_n = R_n Z_B / (R_n + Z_B)$.

В теории передачи сигналов по проводным воздушным и кабельным линиям связи потери мощности сигнала в линии принято характеризовать рабочим затуханием линии. Эту характеристику с успехом можно применить при оценке условий передачи телемеханических сигналов и по трубопроводным линиям связи:

$$a_p = \ln \left| \frac{U_0}{U_n} \right| = \alpha l + \ln \left| \frac{Z_r + Z_B}{2 \sqrt{Z_r Z_B}} \right| + \ln \left| \frac{Z_n + Z_B}{2 \sqrt{Z_n Z_B}} \right| + \ln |1 - \eta_0 \eta_n e^{-2\gamma l}|,$$

где U_0 — напряжение на выходе генератора, нагруженного на согласованное сопротивление нагрузки $Z'_n = Z_r$; U_n — напряжение на нагрузке Z_n , подключенной к трубопроводной линии в точке приема сигнала; Z_r — внутреннее сопротивление генератора; $\eta_0 = (Z_r - Z_B) / (Z_r + Z_B)$ — коэффициент отражения сигнала на входе линии в точке подключения генератора; $\eta_n = (Z_n - Z_B) / (Z_n + Z_B)$ — коэффициент отражения сигнала на нагрузке в точке приема сигнала.

В этой формуле первое слагаемое — собственное затухание линии; второе слагаемое — затухание вследствие несогласованности сопротивления генератора и волнового сопротивления линии; третье слагаемое — затухание из-за несогласованности сопротивлений линии и нагрузки и последнее слагаемое — затухание из-за взаимодействия отражений на входе и конце линии. При согласовании сопротивлений генератора и нагрузки с волновым сопротивлением линии рабочее затухание равно собственному затуханию линии, т. е. $a_p = \alpha l$.

Для оценки условий передачи электрической энергии в системе передачи генератор—линия—приемник наряду с понятием о рабочем затухании применяют понятие о вносимом затухании:

$$a_{\text{вн}} = a_{\text{раб}} - \ln \left| \frac{Z_r + Z_n}{2 \sqrt{Z_r Z_n}} \right|.$$

Вносимое затухание меньше рабочего на затухание несогласованности генератора и приемника. При $Z_r = Z_n$ вносимое затухание равно рабочему. Вносимое затухание наряду с рабочим находит широкое использование при оценке свойств трубопроводных линий.

Следует заметить, что электрические параметры трубопровода, как проводной линии связи, существенно зависят от состояния изоляционного покрытия, частоты сигнала и удельного электросопротивления грунта.

В низкоомных грунтах ($\rho_r \leq 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) при повреждениях изоляции существенно ухудшаются электрические параметры трубопроводной линии, в частности, уменьшается волновое сопротивление и возрастает затухание передаваемого сигнала. В высокоомных грунтах ($\rho_r > 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) эти параметры меньше зависят от состояния изоляции трубы.

На хорошо изолированных трубопроводах с переходным сопротивлением изоляции $R_{\text{и}} = (10^3 \div 10^5) \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$, электрические параметры трубопроводных линий зависят в основном от частоты сигнала и мало зависят от удельного электросопротивления грунта.

Практический опыт эксплуатации устройств ТКЗ-4 и теоретические расчеты показывают, что при удовлетворительном состоянии изоляционного покрытия магистральные трубопроводы успешно могут использоваться в качестве проводных линий связи для телеконтроля работы станций катодной защиты, а также для передачи другой телемеханической информации с линейных объектов магистрального трубопровода на ближайший контролируемый пункт промышленных систем телемеханики.

Зависимость затухания передаваемого сигнала от состояния изоляционного покрытия трубопровода позволяет использовать это свойство для оценки качества изоляционного покрытия уложенных в землю трубопроводов как при строительстве, так и при эксплуатации действующих трубопроводов. При этом чувствительность к дефектам изоляции на переменном токе (например, на частоте 1000 Гц) будет в несколько десятков раз выше по сравнению с катодной поляризацией, которая проводится на постоянном токе для оценки изоляционных покрытий на строящихся трубопроводах.

8.1. ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ

Сталь труб, применяемых для сооружения магистральных газопроводов, должна удовлетворять следующим требованиям: предел прочности и предел текучести должен соответствовать расчетным данным, исходя из которых определена толщина стенки трубы; относительное удлинение не менее 16 %; отношение предела текучести к пределу прочности не более 0,8; ударная вязкость стали в зависимости от диаметра газопровода, рабочего давления, минимальной температуры строительства газопровода и его эксплуатации в соответствии со СНиП-III—85; сталь должна хорошо свариваться контактной и дуговыми методами сварки. Толщина стенок труб независимо от расчета должна быть не менее 5 мм для труб диаметром $D_y = 300$ мм, 6 мм для труб $D_y = 300 \div 500$ мм и 7 мм для труб $D_y \geq 500$ мм.

Каждая труба на заводе-изготовителе должна подвергаться гидравлическому испытанию внутренним давлением, создающим в металле кольцевые напряжения, равные 90 % от предела текучести металла в готовой трубе. Напряжения рассчитывают по минимальной толщине стенок.

Магистральные газопроводы наружным диаметром до 426 мм сооружают из стальных бесшовных труб, изготавливаемых из углеродистой и легированной сталей. Магистральные трубопроводы большого диаметра сооружают из стальных электросварных прямошовных или спиральношовных труб, изготавливаемых из низколегированных сталей (табл. 8.1). Эти трубы поставляют по специальным техническим условиям (ТУ).

Техническая характеристика труб отечественного производства представлена в табл. 8.1, а импортных труб — в табл. 8.2. Масса 1 м длины бесшовных горячекатаных труб дана в табл. 8.3, а электросварных труб — в табл. 8.4.

Допускаемые отклонения по наружному диаметру и толщине стенки бесшовных горячекатаных труб

Точность изготовления	Обычная	Повышенная
Отклонения:		
по наружному диаметру		
≤ 50 мм	$\pm 0,5$ мм	$\pm 0,35$ мм

50—219 мм	± 1 %	$\pm 0,8$ %
> 219 мм	$\pm 1,25$ %	± 1 %
по толщине стенки		
≤ 15 мм	$\pm 12,5—15$ %	± 10 %

Строящиеся и реконструируемые трубопроводы сооружают из труб диаметром до 426 мм включительно на давление до 32 МПа, а от 530 мм и выше — на давление транспортируемой среды до 10 МПа.

Выбор труб производится проектными организациями в зависимости от конкретных условий работы трубопроводов по действующим техническим условиям, ГОСТам. Для защитных футляров (кожухов) магистральных трубопроводов на переходах через железные и автомобильные дороги трубы выбирают прямошовные или спиральношовные из углеродистых сталей любой марки по ГОСТ 10704—76 и ГОСТ 8696—74 и действующим техническим условиям на трубы общего назначения.

При выборе материала труб с учетом климатических условий строительства за расчетную температуру строительства следует принимать среднюю температуру воздуха за наиболее холодную пятидневку года, определяемую согласно главе СНиП 2.01.01—82 «Строительная климатология и геофизика». При выборе материала труб с учетом условий эксплуатации за расчетную температуру эксплуатации газопроводов следует принимать:

для подземных трубопроводов — среднемесячную минимальную температуру грунта в году на глубине оси трубопровода в соответствии со «Справочником по климату СССР»;

при транспортировке продукта с температурой ниже температуры грунта — температуру продукта, которая определяется проектом на основе расчетов пусковых и проектных температурных режимов трубопроводов;

для надземных трубопроводов (кроме воздушных переходов подземных трубопроводов) — температуру окружающего воздуха за наиболее холодный период года (если не предусмотрена теплоизоляция и технологические средства регулирования снижения или повышения температуры продукта) согласно СНиП 2.01.01—82 как наиболее низкую температуру, которая может наблюдаться на рассматриваемом отрезке газопровода (от пункта А до пункта Б);

для воздушных переходов подземных газопроводов — температуру как для подземного газопровода, если на

Таблица 8.1

Техническая характеристика труб отечественного производства

Технические условия (рабочее давление, МПа)	Наруж- ный диа- метр тру- бы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Марка стали	Предел прочно- сти, МПа	Предел текуче- сти, МПа	Относи- тельное удлине- ние, %	Ударная вяз- кость, Дж/см ² , при радиусе надреза 1 мм	Эквива- лент угле- рода, %, не более	Испытатель- ное давле- ние, МПа		Конструкция трубы и состояние поставки металла
									без осе- вого под- пора	с осе- вым под- пором	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>Харьковский трубный завод</i>											
ТУ 14-3-741—78 (7,5)	1420	16,8	09Г2ФБ 08Г2ФЮ	549,2	421,7	19	49 (—60 °С)	0,43	9,4	9	Прямошовные трубы из листовой стали контролируемой прокатки
ТУ 14-3-995—81 (7,5)	1420	15,7	X70	588,7	441,3	20	53,9 (—60 °С)	0,41	9,4	8,9	Прямошовные трубы из листовой стали X70 контролируемой прокатки (лист импортной поставки)
ТУ 14-3-911—80 (7,5)	1420	17,5	10Г2Ф	549,2	431,5	19	49 (—60 °С)	0,43	10	9,3	Прямошовные трубы из листовой стали контролируемой прокатки
ТУ 14-3-1137—82 (7,5)	1420	15,7	10Г2ФБ	588,7	441,3	20	53,9 (—60 °С)	0,43	9,4	8,9	Прямошовные трубы из листовой стали контролируемой прокатки
ТУ 14-3-1015—81 (10)	(1380) *	21,6	10Г2ФБ-У 10Г2ФТ-У	588,7	461	20	53,9 (—60 °С)	0,43	12,9		Прямошовные и спиральношовные трубы из листовой стали контролируемой прокатки
ТУ 14-3-1344—85 (5,5)	1220	11,4	13ГС	510	363	20	39,6 (—40 °С)	0,43	6,2	6	Прямошовные трубы из листовой стали контролируемой прокатки
		13,2		510	363	20	39,6 (—40 °С)	0,43			
		10,8		539	402	20	39,6 (—40 °С)	0,43	6,5	6,1	
		12,5		539	402	20	39,6 (—40 °С)	0,43	7,6	7,1	
ТУ 14-3-1138—82 (5,5)	1220	11,4	17ГУС-У	510	362,6	20	39,2 (—40 °С)	0,46	6,2	6,1	Прямошовные трубы из низколегированной нормализованной стали
		13		510	362,6	20	39,2 (—40 °С)	0,46	6,2	6,9	
		13,6		510	362,6	20	39,2 (—40 °С)	0,46	7,5	7,2	
		15,2		510	362,6	20	39,2 (—40 °С)	0,46	8,5	8,2	
		17		510	362,6	20	39,2 (—40 °С)	0,46	9,6	9,2	
		11	13Г2АФ	529	362,6	20	39,2 (—40 °С)	0,45	6,1	5,9	
		12		529	362,6	20	39,2 (—40 °С)	0,45	6,6	6,3	
		13,2		529	362,6	20	39,2 (—40 °С)	0,45	7,3	7	

Продолжение табл. 8.1

Технические условия (рабочее давление, МПа)	Наруж- ный диа- метр тру- бы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Марка стали	Предел прочно- сти, МПа	Предел текуче- сти, МПа	Относи- тельное удлине- ние, %	Ударная вяз- кость, Дж/см², при радиусе надреза 1 мм	Эквива- лент уг- лерода, %, не более	Испытатель- ное давле- ние, МПа		Конструкция трубы и состояние поставки металла
									без осе- вого под- пора	с осе- вым под- пором	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		15,2 16,3		529 529	362,6 362,6	20 20	39,2 (-40 °C) 39,2 (-40 °C)	0,45 0,45	8,5 9,2	8,2 8,8	
Челябинский труб						прокатный завод					
ТУ 14-3-1138—82 (5,5)	1220	11	17Г1С-У	510	362,6	20	39,2 (-40 °C)	0,46	6,1	5,6	Прямошовные трубы из нормализованной низколегированной стали
		12		510	362,6	20	39,2 (-40 °C)	0,46	6,6	6,1	
		13		510	362,6	20	39,2 (-40 °C)	0,46	7,2	6,6	
		14,3		510	362,6	20	39,2 (-40 °C)	0,46	8,0	7,4	
ТУ 14-3-1138—82 (5,5)	1220	15,2	13Г2АФ	510	362,6	20	39,2 (-40 °C)	0,46	8,5	7,8	Прямошовные трубы из нормализованной стали
		11		529,6	362,9	20	39,2 (-5 °C)	0,45	6,1	5,6	
		11,5		529,6	362,9	20	39,2 (-5 °C)	0,45	6,3	5,8	
		12,5		529,6	362,9	20	39,2 (-5 °C)	0,45	6,6	6,1	
ТУ 13-3-1344—85 (5,5)	1220	13	13ГС	529,6	362,9	20	39,2 (-5 °C)	0,45	7,2	6,6	Прямошовные трубы из листовой стали контролируемой про- катки
		13,8		529,6	362,9	20	39,2 (-5 °C)	0,45	7,7	7,1	
		12		510	363	20	39,6 (-40 °C)	0,43	6,6	6,1	
		13,9		510	363	20	39,6 (-40 °C)	0,43	7,8	7,2	
ТУ 14-3-1270—84 (7,5)	530	7	17ГС	510	353	20	29,4 (-40 °C)	0,46	8,5	7,7	Прямошовные трубы из нормализованной низколегированной стали
		7,5		510	353	20	29,4 (-40 °C)	0,46	9,1	8,4	
		8		510	353	20	29,4 (-40 °C)	0,46	9,6	8,8	
		9		510	353	20	29,4 (-40 °C)	0,46	10,9	10,1	
		10		510	353	20	29,4 (-40 °C)	0,46	12,3	11,4	
Волжский труб						ный завод					
ТУ 14-3-1363—85 (7,5)	1420	16,8	09Г2ФБ X70	549,2	421,4	19	49 (-60 °C)	0,43	9,4	9,1	Спиральношовные трубы из листовой стали отечественной или импортной по- ставки контролируе- мой прокатки
		15,7		588,7	441,7	20	49 (-60 °C)	0,41	9,4	9,1	
ТУ 14-3-1364—85 (7,5)	1420	15,1	17Г1С	637	411	16	58,8 (-60 °C)	0,44	9,8	9	Спиральношовные термические упроч- ненные трубы из ру- лонной низколегиро- ванной стали
ТУ 14-3-721—78 (5,5)	1220	10,5	17Г1С	588,7	412	16	49 (-40 °C)	0,46		6,3	Спиральношовные термические упроч- ненные трубы из ру- лонной низколегиро- ванной стали
		12	17Г2СФ	588,7	412	16	49 (-40 °C)	0,46		7,3	
		12,5		588,7	412	16	49 (-40 °C)	0,46		7,6	
		10,5	17Г2СФ	539,4	372,7	20	49 (-40 °C)	0,46		5,7	

Продолжение табл. 8.1

Технические условия (рабочее давление, МПа)	Наруж- ный диа- метр тру- бы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Марка стали	Предел прочно- сти, МПа	Предел текуче- сти, МПа	Относи- тельное удлине- ние, %	Ударная вяз- кость, Дж/см², при радиусе надреза 1 мм	Эквива- лент уг- лерода, %, не более	Испытатель- ное давле- ние, МПа		Конструкция трубы и состояние поставки металла
									без осе- вого под- пора	с осе- вым под- пором	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТУ 14-3-721—78	1020	12	17Г1С 17Г2СФ	539,4	372,7	20	49 (—40 °С)	0,46		6,7	Спиральношовные трубы из рулонной горячекатаной низ- колегированной ста- ли с локальной тер- мообработкой швов Спиральношовные термические упроч- ненные трубы из ру- лонной низколегиро- ванной стали Спиральношовные трубы из рулонной горячекатаной низко- легированной стали с локальной термооб- работкой швов Спиральношовные термические упроч- ненные трубы из ру- лонной низколегиро- ванной стали
		12,5		539,4	372,7	20	49 (—40 °С)	0,46		6,9	
		9		588,7	412	16	39,2 (—40 °С)	0,46		6,5	
		10		588,7	412	16	39,2 (—40 °С)	0,46		7,3	
		10,5		588,7	412	16	39,2 (—40 °С)	0,46		7,7	
		11		588,7	412	16	39,2 (—40 °С)	0,46		8,1	
		12		588,7	412	16	39,2 (—40 °С)	0,46		8,5	
		9		539,4	372,7	20	39,2 (—40 °С)	0,46		5,9	
		10		539,4	372,7	20	39,2 (—40 °С)	0,46		6,6	
		10,5		539,4	372,7	20	39,2 (—40 °С)	0,46		7	
		11		539,4	372,7	20	39,2 (—40 °С)	0,46		7,4	
		12		539,4	372,7	20	39,2 (—40 °С)	0,46		8,1	
ТУ 14-3-721—78 (5,5)	820	8	17Г1С или 17Г2СФ	588,7	412	16	29,4 (—40 °С)	0,46	7,1		
		9		588,7	412	16	29,4 (—40 °С)	0,46	8,1		
		10		588,7	412	16	29,4 (—40 °С)	0,46	9,2		
Новомосковский											
ТУ 14-3-1344—85 (5,5)	1020	10	13ГС	510	363	20	39,6	0,43	6,3	6,2	Прямошовные трубы из листовой стали контролируемой про- катки Прямошовные трубы из листовой стали контролируемой про- катки с ускоренным охлаждением
		11,1		510	363	20	39,6	0,43	7,3	7	
		9,5		539	402	20	39,6 (—40 °С)	0,43	6,8	6,5	
		10,5		539	402	20	39,6 (—40 °С)	0,43	7,6	7,3	
ТУ 14-3-1138—82 (5,5)	1020	10	17Г1С-У 13Г2АФ	510	362,9	20	39,2 (—40 °С)	0,46	6,5	6,2	
		11		510	362,9	20	39,2 (—40 °С)	0,46	7,2	6,8	
		12		510	362,9	20	39,2 (—40 °С)	0,46	7,9	7,5	
		14		510	362,9	20	39,2 (—40 °С)	0,46	9,3	8,8	
		14,9		510	362,9	20	39,2 (—40 °С)	0,46	10	9,6	
		9,7		529	362,9	20	39,2 (—60 °С)	0,45	6,2	5,9	
трубный завод											

Продолжение табл. 8.1

Технические условия (рабочее давление, МПа)	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Марка стали	Предел прочности, МПа	Предел текучести, МПа
1	2	3	4	5	6
		11,5		529	362,9
		12		529	362,9
		14,3		529	362,9
<i>Выксунский металлургии</i>					
ТУ 14-3-1347—85 (7,5)	1420	15,7	09Г2СФ	588,7	441
ТУ 14-3-1347—85 (10,0)		16,8		549	412
		21,6		588,7	441

Примечание. 1. Трубы следует выбирать в соответствии с фактической скаются стальные электросварные спиральношовные трубы с наруж техническим условиям ТУ 14-3-1020—81, сортамент которых и технические тре Харцызским трубным заводом выпускаются по ТУ 14-3-1050—81 трубы сталь сортамент которых и технические требования соответствуют ТУ 14-3-995—81

* Внутренний диаметр трубы.

участке перехода температура газа не снижается больше чем на 5 °С; при снижении температуры газа более чем на 5 °С температура газопровода надземных переходов принимается как для участков надземных газопроводов.

При выборе материала труб с учетом условий эксплуатации для всех видов прокладки нефтепроводов и нефтепродуктопроводов за расчетную температуру эксплуатации следует принимать температуру перекачиваемого продукта с учетом температурных режимов трубопровода (перекачка, остановка) и взаимодействия его с окружающей средой (грунт, воздух). Предельная положительная температура стенки труб принимается с учетом обеспечения оптимальных температурных напряжений в металле труб, а также из условий сохранности изоляции.

Трубы для магистральных трубопроводов следует выбирать в соответствии с требованиями главы СНиП 2.05.06—85 «Магистральные трубопроводы» с учетом следующих ограничений:

Относительное удлинение, %	Ударная вязкость, Дж/см ² , при радиусе надреза 1 мм	Эквивалент углерода, %, не более	Испытательное давление, МПа		Конструкция трубы и состояние поставки металла
			без осевого подпора	с осевым подпором	
7	8	9	10	11	12
20	39,3 (—60 °С)	0,45	7,5	7,1	
20	39,2 (—60 °С)	0,45	7,9	7,5	
20	39,2 (—60 °С)	0,45	9,6	9,1	
<i>ческий завод</i>					
20	78,4 (—20 °С)	0,43	9,9	9,4	Многослойные обечайные трубы из горячекатаной рулонной стали
20	78,4 (—20 °С)	0,43	9,6	9,1	
20	78,4 (—20 °С)	0,43	13,7	13,1	

номенклатурой заводов-изготовителей. 2. Волжским трубным заводом выпущены антикоррозионным покрытием диаметрами 820, 1020 и 1220 мм по бования соответствуют требованиям технических условий ТУ 14-3-721—78. ные электросварные прямошовные с наружным антикоррозионным покрытием и ТУ 14-3-1138—82.

опытно-промышленные партии труб, включая трубы с опытно-промышленной заводской изоляцией, поставляемые по отдельным техническим условиям, допускается применять только для строительства участков трубопровода III—IV категорий; спирально-шовные трубы диаметром 159—377 мм по ГОСТ 20295—85 разрешается применять при строительстве газонефтепроводов на участках I, II категорий на давление не более 5,5 МПа, на участках III—IV категорий на давление не более 7,5 МПа. Спиральношовные трубы не допускается применять для участков трубопроводов категории «В», а также для участков, примыкающих к площадкам ГПЗ, СПХГ, КС, НПС, УКПГ, ГРС, в местах подключения отводов, от места подключения до линейного крана, а также для участков, примыкающих к скважинам, и участков, входящих в состав крановых узлов, узлов подключения, узлов пуска и приема очистных устройств, для изготовления соединительных деталей и кривых искусственного гнутья магистральных трубопроводов.

226 Таблица 8.2

Техническая характеристика импортных труб

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Технические условия (рабочее давление, МПа)	Наруж- ный диа- метр труб, мм	Толщина стенки трубы, мм	Предел прочности, МПа	Предел текуче- сти, МПа	Относи- тельное удлине- ние, %	Ударная вяз- кость при ра- диусе надреза 1 мм, Дж/м²	Эквива- лент угле- рода, %, не более	Испыта- тельное давление, МПа
Япония								
ТУ 100—80 (нс) (10)	1420	18,6 22,2 27,5 20 23,9 29,6 21,6 25,8 15,3 18,3 22,7 16,5 19,6 24,4 17,8 21,2 26,3 12,2 14,6 18,1 13,1 15,7 19,5	686,5 686,5 686,5 637,5 637,5 637,5 588,4 588,4 686,5 686,5 637,5 637,5 637,5 588,4 588,4 588,4 588,4 686,5 686,5 686,5 637,5 637,5 637,5	539,4 539,4 539,4 510 510 510 461 461 539,4 539,4 510 510 510 461 461 539,4 539,4 510 510 510 510 510 510	16 16 16 18 18 18 20 20 16 16 18 18 18 20 20 20 20 16 16 16 18 18 18	58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C)	0,45 0,45 0,46 0,41 0,43 0,43 0,43 0,41 0,45 0,46 0,41 0,41 0,41 0,41 0,41 0,41 0,41 0,41 0,41 0,41 0,41 0,41	13,7 16,3 19,2 13,9 16,6 19,5 13,6 16,2 13,1 15,7 19,4 13,4 15,9 19,8 13 15,6 19,3 12,5 15,0 18,5 12,7 15,2 18,9
	1220							
	1020							

8*

ТУ 100—80 (нк) (10)

TY 100—80 (ннк) (10)	1420	14,2	588,4	461	20	49 (—20 °C)	0,38	12,4
		17	588,4	461	20	49 (—20 °C)	0,38	14,9
		21	588,4	461	20	49 (—20 °C)	0,38	18,4
		18,6	686,5	539,4	16	58,8 (—60 °C)	0,45	13,7
		22,2	686,5	539,4	16	58,8 (—60 °C)	0,45	16,3
		27,5	686,5	539,4	16	58,8 (—60 °C)	0,46	20,2
		20	637,5	510	18	58,8 (—60 °C)	0,43	13,9
		23,9	637,5	510	18	58,8 (—60 °C)	0,44	16,6
		29,6	637,5	510	18	58,8 (—60 °C)	0,45	20,6
		21,6	588,4	461	20	58,8 (—60 °C)	0,42	13,6
		25,8	588,4	461	20	58,8 (—60 °C)	0,43	16,2
		31,9	588,4	461	20	58,8 (—60 °C)	0,44	20,1
		15,3	686,5	539,4	16	58,8 (—60 °C)	0,45	13,1
		18,3	686,5	539,4	16	58,8 (—60 °C)	0,45	15,7
		22,7	686,5	539,4	16	58,8 (—60 °C)	0,45	19,4
	1220	16,5	637,5	510	18	58,8 (—60 °C)	0,43	13,4
		19,6	637,5	510	18	58,8 (—60 °C)	0,43	15,9
		24,4	637,5	510	18	58,8 (—60 °C)	0,44	19,8
		17,8	588,4	461	20	58,8 (—60 °C)	0,42	13
		21,2	588,4	461	20	58,8 (—60 °C)	0,42	15,5
		26,3	588,4	461	20	58,8 (—60 °C)	0,43	19,3
		12,2	686,5	539,4	16	49 (—60 °C)	0,45	12,5
		14,6	686,5	539,4	16	49 (—60 °C)	0,45	15
		18,1	686,5	539,4	16	49 (—60 °C)	0,45	18,5
		13,1	637,5	510	18	49 (—60 °C)	0,43	12,7
		15,7	637,5	510	18	49 (—60 °C)	0,43	15,2
		19,5	637,5	510	18	49 (—60 °C)	0,43	18,9
		14,2	588,4	461	20	49 (—60 °C)	0,42	12,4
		17	588	461	20	49 (—60 °C)	0,42	14,9
		21	588	461	20	49 (—60 °C)	0,42	18,4
TY 100—80 (с) (10)	1420	18,6	686,5	539,4	16	58,8 (—60 °C)	0,46	13,7
		22,2	686,5	539,4	16	58,8 (—60 °C)	0,46	16,3
		27,5	686,5	539,4	16	58,8 (—60 °C)	0,46	20,2

ТУ 100—80 (с) (10)

1 Технические условия (рабочее давление, МПа)	2 Наруж- ный диа- метр труб, мм	3 Толщина стенки трубы, мм	4 Предел прочности, МПа	5 Предел текуче- сти, МПа	6 Относи- тельное удлине- ние, %	7 Ударная вяз- кость при ра- диусе надреза 1 мм, Дж/м ²	8 Эквива- лент угле- рода, %, не более	9 Испыта- тельное давление, МПа
ТУ 100—80 (с) (10)	1220	20	637,5	510	18	58,8 (-60 °C)	0,43	13,9
		23,9	637,5	510	18	58,8 (-60 °C)	0,44	16,6
		29,6	637,5	510	18	58,8 (-60 °C)	0,45	20,6
		21,6	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,43	13,6
		25,8	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,43	16,2
		31,9	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,44	20,1
	1020	15,3	686,5	539,4	16	58,8 (-60 °C)	0,46	13,1
		18,3	686,5	539,4	16	58,8 (-60 °C)	0,46	15,7
		22,7	686,5	539,4	16	58,8 (-60 °C)	0,46	19,4
		16,5	637,5	510	18	58,8 (-60 °C)	0,43	13,4
		19,6	637,5	510	18	58,8 (-60 °C)	0,43	15,9
		24,4	637,5	510	18	58,8 (-60 °C)	0,44	19,8
	1020	17,8	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,42	13
		21,2	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,43	15,5
		26,3	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,44	19,3
		12,2	686,5	539,4	16	49 (-60 °C)	0,46	12,5
		14,6	686,5	539,4	16	49 (-60 °C)	0,46	15
		18,1	686,5	539,4	16	49 (-60 °C)	0,46	18,5
		13,1	637,5	510	18	49 (-60 °C)	0,43	12,7
		15,7	637,5	510	18	49 (-60 °C)	0,43	15,2
		19,5	637,5	510	18	49 (-60 °C)	0,43	18,9
		14,2	588,4	461	20	49 (-60 °C)	0,42	12,4
		17	588,4	461	20	49 (-60 °C)	0,42	14,9
		21	588,4	461	20	49 (-60 °C)	0,43	18,4

ТУ 100—80 (кс) (10)	1420	18,6	686,5	539,4	16	58,8 (-60 °C)	0,46	13,7
		22,2	686,5	539,4	16	58,8 (-60 °C)	0,46	16,3
		27,5	686,5	539,4	16	58,8 (-60 °C)	0,46	19,2
		20	637,5	510	18	58,8 (-60 °C)	0,44	13,9
		23,9	637,5	510	18	58,8 (-60 °C)	0,45	16,6
		29,6	637,5	510	18	58,8 (-60 °C)	0,45	19,5
	1220	21,6	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,44	13,6
		25,8	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,44	16,2
		31,9	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,44	19
		15,3	686,5	532,4	16	58,8 (-60 °C)	0,46	13,1
		18,3	686,5	532,4	16	58,8 (-60 °C)	0,46	15,7
		22,7	686,5	532,4	16	58,8 (-60 °C)	0,46	19,4
		16,5	637,5	510	18	58,8 (-60 °C)	0,44	13,4
		19,6	637,5	510	18	58,8 (-60 °C)	0,44	15,9
		24,4	637,5	510	18	58,8 (-60 °C)	0,45	19,8
		17,8	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,42	13,0
		21,2	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,42	15,6
		26,3	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,44	19,3
	1020	12,2	686,5	539,4	16	49 (-60 °C)	0,46	12,5
		14,6	686,5	539,4	16	49 (-60 °C)	0,46	15
		18,1	686,5	539,4	16	49 (-60 °C)	0,46	18,5
		13,1	637,5	510	18	49 (-60 °C)	0,44	12,7
		15,7	637,5	510	18	49 (-60 °C)	0,44	15,2
		19,5	637,5	510	18	49 (-60 °C)	0,44	18,9
ТУ 40/48/56—79 (7,5)	1420	14,2	588,4	461	20	49 (-60 °C)	0,42	12,4
		17	588,4	461	20	49 (-60 °C)	0,42	14,9
		21	588,4	461	20	49 (-60 °C)	0,42	18,4
		15,7	588,4	461	20	49 (-60 °C)	0,41	8,9
		18,7	588,4	461	20	49 (-60 °C)	0,42	10,7
		23,2	588,4	461	20	49 (-60 °C)	0,44	13,4
	1220	12,9	588,4	461	20	49 (-60 °C)	0,4	8,6
		15,4	588,4	461	20	49 (-60 °C)	0,41	10,2
		12,9	588,4	461	20	39,2 (-60 °C)	0,4	10,3

1 Технические условия (рабочее давление, МПа)	2 Наруж- ный диа- метр труб, мм	3 Толщина стенки трубы, мм	4 Предел прочности, МПа	5 Предел текуче- сти, МПа	6 Относи- тельное удлине- ние, %	7 Ударная вяз- кость при ра- дусе надреза 1 мм, Дж/м²	8 Эквива- лент угле- рода, %, не более	9 Испыта- тельное давление, МПа
ТУ 20/28—40/48—79 (7,5)	1220	15	588,4	461	20	39 (-60 °C)	0,42	10,2
		19,1	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,43	12,7
	1020	12,9	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,42	10,3
		16,0	588,4	461	20	49 (-60 °C)	0,42	12,7
	720	7,6	588,4	461	20	49 (-60 °C)	0,4	8,5
		9,1	588,4	461	20	49 (-60 °C)	0,4	10,2
	530	11,3	588,4	461	20	39,2 (-60 °C)	0,42	12,7
		5	529,6	392,3	20	39,2 (-60 °C)	0,4	8,3
		9	529,6	392,3	20	39,2 (-60 °C)	0,4	11,5
		12	529,6	392,3	20	34,3 (-60 °C)	0,4	17
ТУ 20—28-50-48—79 (5,5)		14	529,6	392,3	20	34,3 (-60 °C)	0,4	20
	530	16	529,6	392,3	20	34,3 (-60 °C)	0,4	22
		6	529,2	392	20	34,3 (-60 °C)	0,43	8,4
		6,5	529,2	392	20	34,3 (-60 °C)	0,43	9,1
	720	6,2	529,2	392	20	39,2 (-60 °C)	0,43	6,3
		7,1	529,2	392	20	39,2 (-60 °C)	0,43	7,3
		7,4	529,2	392	20	39,2 (-60 °C)	0,43	7,6
	820	9,5	529,2	392	20	39,2 (-60 °C)	0,43	9,8
		7,1	529,2	392	20	39,2 (-60 °C)	0,43	6,4
		8,5	529,2	392	20	39,2 (-60 °C)	0,43	7,6
	1020	10,5	529,2	392	20	39,2 (-60 °C)	0,43	9,5
		8	588	460,6	20	39,2 (-60 °C)	0,43	6,8
		9,5	588	460,6	20	39,2 (-60 °C)	0,43	8,1
	1220	12	588	460,6	20	39,2 (-60 °C)	0,43	10,3
		9,5	588	460,6	20	49,0 (-60 °C)	0,43	6,7

ТУ 20-28-40-48—79 (6,4)	530	11,5	588	460,6	20	49 (-60 °C)	0,43	8,2
		14,1	588	460,6	20	49 (-60 °C)	0,43	10
	720	7,2	529,2	392	20	29,4 (-60 °C)	0,43	10,1
		6,9	529,2	392	20	39,2 (-60 °C)	0,43	7,1
		8,3	529,2	392	20	39,2 (-60 °C)	0,43	8,6
	1220	10,1	529,2	392	20	39,2 (-60 °C)	0,43	10,4
		10	588	460	20	49 (-60 °C)	0,43	7,1
		11	588	460	20	49 (-60 °C)	0,43	7,8
		12,5	588	460	20	49 (-60 °C)	0,43	8,9
		13,5	588	460	20	49 (-60 °C)	0,43	9,6
ТУ 55—86 (5,5)	1220	9,5	588,4—686,5	461	20	49,0 (-60 °C)	0,43	6,7
		11,4	588,4—686,5	461	20	49 (-60 °C)	0,43	8,1
	1020	14,1	588,4—686,5	461	20	49 (-60 °C)	0,43	10
		8	588,4—686,5	461	20	39,2 (-60 °C)	0,42	6,8
		9,5	588,4—686,5	461	20	39,2 (-60 °C)	0,43	8
	720	11,8	588,4—686,5	461	20	39,2 (-60 °C)	0,43	10
		6,2	529,6—627	392,3	20	39,2 (-60 °C)	0,43	6,3
		7,5	529,6—686,5	392,3	20	39,2 (-60 °C)	0,43	7,7
		9,3	529,6—686,5	392,3	20	39,2 (-60 °C)	0,43	9,6
	530	6	529,6—686,5	392,3	20	34,3 (-60 °C)	0,43	8,4

ФРТ

ТУ 40/48/56—80 (10)	1420	21,6	588,4	461	18	58,8 (-60 °C)	0,46	12,6
		25,8	588,4	461	18	58,8 (-60 °C)	0,46	15,1
	1220	31,9	588,4	461	18	58,8 (-60 °C)	0,47	18,7
		17,8	588,4	461	18	58,8 (-60 °C)	0,46	11,9
		21,2	588,4	461	18	58,8 (-60 °C)	0,46	14,3
	1020	26,3	588,4	461	18	58,8 (-60 °C)	0,46	17,9
		14,2	588,4	461	18	49 (-60 °C)	0,46	11,3
		17,0	588,4	461	18	49 (-60 °C)	0,46	13,6
		21,0	588,4	461	18	49 (-60 °C)	0,46	17
	1420	15,7	588,4	461	20	58,8 (-60 °C)	0,41	9,6

232
Продолжение табл. 8.2

Технические условия (рабочее давление, МПа)	Наруж- ный диа- метр труб, мм	Толщина стенки трубы, мм	Предел прочности, МПа	Предел текуче- сти, МПа	Относительное удлинение, %	Ударная вяз- кость при ра- диусе надреза 1 мм, Дж/м²	Эквива- лент угле- рода, %, не более	Испыта- тельное давление, МПа
ТУ 20/28/40/48/56—79	1420	15,7 18,7 23,2	588,4 588,4 588,4	461 461 461	20 20 20	49,0 (—60 °C) 49 (—60 °C) 49 (—60 °C)	0,41 0,42 0,44	8,9 10,7 13,4
	1220	25 12,9 15,4	588,4 588,4 588,4	461 461 461	20 20 20	49 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C)	0,44 0,4 0,41	14,6 8,6 10,2
	1020	19,1 26 10,8	588,4 588,4 588,4	461 461 461	20 20 20	58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C)	0,42 0,44 0,4	12,7 17,7 8,6
	720	12,9 16 7,6	588,4 588,4 588,4	461 461 461	20 20 20	49 (—60 °C) 49 (—60 °C) 39,2 (—60 °C)	0,4 0,41 0,4	10,3 12,7 8,5
		9,2 11,3 16	588,4 588,4 588,4	461 461 461	20 20 20	39,2 (—60 °C) 39,2 (—60 °C) 39,2 (—60 °C)	0,4 0,41 0,42	10,2 12,7 18
	1220	20 22 20	588,4 588,4 588,4	461 461 461	20 20 20	39,2 (—60 °C) 39,2 (—60 °C) 39,2 (—60 °C)	0,42 0,44 0,42	19 19 12
	1020	26 16 21,5	529,6 529,6 529,6	392,3 392,3 392,3	20 20 20	58,8 (—60 °C) 58,8 (—60 °C) 49,0 (—60 °C)	0,43 0,42 0,42	12 11 15
	720	7 8,4 11 16	529,6 529,6 529,6 529,6	392,3 392,3 392,3 392,3	20 20 20 20	49 (—60 °C) 39,2 (—40 °C) 39,2 (—40 °C) 39,2 (—60 °C)	0,42 0,4 0,4 0,42	7 8,5 11 12

ТУ 28/40/48—78 (7,5)

ТУ 40/48/56—78X3 (7,5)

1420	16	588,4	461	20	58,8 (—60 °C)	0,41	9,6
1220	19	588,4	461	20	58,8 (—60 °C)	0,41	11,2
1020	13	588,4	461	20	58,8 (—60 °C)	0,41	8,8
	15,5	588,4	461	20	58,8 (—60 °C)	0,41	10,6
	11	588,4	461	20	49 (—60 °C)	0,41	8,9
	13	588,4	461	20	49 (—60 °C)	0,41	10,6

Италия

ТУ 100—80 (10)

1420	20	637,5	500,2	18	58,8 (—60 °C)	0,45	13,9
	23,9	637,5	500,2	18	58,8 (—60 °C)	0,45	16,6
1220	21,6	588,4	461	20	58,8 (—60 °C)	0,43	13,6
	16,5	637,5	500,2	18	58,8 (—60 °C)	0,45	13,4
	19,6	637,5	500,2	18	58,8 (—60 °C)	0,45	15,9
	17,8	588,4	461	20	58,8 (—60 °C)	0,43	13
1020	21,2	588,4	461	20	58,8 (—60 °C)	0,43	15,6
	13,1	637,5	500,2	18	49 (—60 °C)	0,45	12,7
	15,7	637,5	500,2	18	49 (—60 °C)	0,45	15,2
	19,5	637,5	500,2	18	49 (—60 °C)	0,45	18,9
	14,2	588,4	461	20	49 (—60 °C)	0,43	12,4
	17	588,4	461	20	49 (—60 °C)	0,43	14,9

ТУ 20/28/40/48—79 (7,5)

1220	15,4	529,6	392,3	20	49 (—60 °C)	0,43	18,4
	19,1	529,6	392,3	20	49 (—60 °C)	0,43	10,2
1020	12,9	529,6	392,3	20	39,2 (—60 °C)	0,42	12,7
	16	529,6	392,3	20	39,2 (—60 °C)	0,42	10,3
720	7,6	529,6	392,3	20	39,2 (—60 °C)	0,4	12,7
	9,1	529,6	392,3	20	39,2 (—60 °C)	0,4	8,5
	11,3	529,6	392,3	20	39,2 (—60 °C)	0,4	10,2
530	6	529,6	392,3	20	39,2 (—60 °C)	0,4	12,7
	9	529,6	392,3	20	39,2 (—60 °C)	0,4	8,3
							11,5

Технические условия (рабочее давление, МПа)	Наруж- ный диа- метр труб, мм	Толщина стенки трубы, мм	Предел прочности, МПа	Предел текуче- сти, МПа	Относи- тельное удлине- ние, %	Ударная вяз- кость при ра- диусе надреза 1 мм, Дж/м ²	Эквива- лент угле- рода, %, не более	Испыта- тельное давление, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТУ 20/28/40/48—79 (7,5)		12	529,6	392,3	20	39,2 (—60 °C)	0,4	17
		14	529,6	392,3	20	39,2 (—60 °C)	0,4	20
		16	529,6	392,3	20	39,2 (—60 °C)	0,4	22
ТУ 40/48/56/79 (7,5)	1420	15,7	588,4	461	20	49 (—60 °C)	0,42	8,9
		18,7	588,4	461	20	49 (—60 °C)	0,42	10,7
		23,2	588,4	461	20	49 (—60 °C)	0,44	18,4
		12,9	588,4	461	20	49 (—60 °C)	0,4	8,6
		15,4	588,4	461	20	49 (—60 °C)	0,42	10,2
	1220	12,9	588,4	461	20	39,2 (—60 °C)	0,4	10,3

ЧССР

ТУ 301/84

530	7	490	355	20	39,2 (—40 °C)	0,42	7,8
	7,5	490	355	20	39,2 (—40 °C)	0,42	8,3
	8	490	355	20	39,2 (—40 °C)	0,42	9,1

Таблица 8.3

Масса (в кг) 1 м длины наиболее употребляемых бесшовных горячекатаных труб

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм													
	3,5	4	4,5	5	5,5	6	7	8	9	10	11	12	14	
57	4,62	5,23	5,83	6,41	6,99	7,55	8,63	9,27	10,65	11,59	12,48	13,32	—	
60	4,88	5,52	6,16	6,78	7,39	7,99	9,15	10,26	11,32	12,33	13,29	14,21	15,88	
70	5,74	6,51	7,27	8,01	8,75	9,47	10,88	12,23	13,54	14,80	16,01	17,16	19,33	
76	6,26	7,10	7,93	8,75	9,50	10,36	11,91	13,42	14,87	16,28	17,63	18,94	21,41	
89	7,38	8,38	9,38	10,36	11,33	12,28	14,16	15,98	17,76	19,48	21,16	22,79	25,88	
102	8,50	9,67	10,82	11,96	13,09	14,21	16,40	18,55	20,64	22,69	24,69	26,63	30,38	
108	—	10,26	11,49	12,70	13,90	15,09	17,44	19,73	21,97	24,17	26,31	28,41	32,45	
127	—	12,13	13,59	15,04	16,48	17,90	20,72	23,48	26,19	28,85	31,47	34,03	39,01	
133	—	12,73	14,26	15,78	17,29	18,79	21,75	24,66	27,52	30,33	33,10	35,81	41,00	
159	—	—	17,15	18,99	20,82	22,64	26,24	29,79	33,29	36,75	40,15	43,50	50,06	
168	—	—	—	20,10	22,04	23,97	27,79	31,57	35,29	38,97	42,59	46,17	53,17	
219	—	—	—	—	—	31,52	36,60	41,63	46,61	51,54	56,43	61,26	70,78	
273	—	—	—	—	—	—	45,92	52,28	58,60	64,86	71,07	77,24	89,42	
325	—	—	—	—	—	—	—	62,54	70,14	77,68	85,18	92,63	107,38	
377	—	—	—	—	—	—	—	—	81,68	90,51	99,29	108,02	125,33	
426	—	—	—	—	—	—	—	—	92,55	102,59	112,58	122,52	142,25	

Таблица 8.4

Масса (в кг) 1 м длины наиболее употребляемых электросварных труб

Наружный диаметр трубы, мм	Допускаемое отклонение, мм	Толщина стенки, мм											
		4	4,5	5	6	7	8	9	10	11	12	14	16
426	±14,5	41,63	46,78	51,91	62,15	72,33	84,47	92,56	102,6	112,6	122,5	—	—
478	±5	46,76	52,55	58,83	69,84	81,31	92,73	104,1	115,4	126,7	137,9	—	—
529	±5,5	51,79	58,21	64,61	77,39	90,11	102,9	115,4	128	140,5	153	—	—
630	±6,5	61,75	69,42	77,07	92,33	107,5	122,7	137,8	152,9	167,9	182,9	—	—
720	±6,5	—	—	88,17	105,7	123,1	140,5	157,8	175,1	192,3	209,5	—	—
820	±7	—	—	100,5	120,5	140,3	160,2	180	199,8	219,5	239,1	278,3	317,3
920	±7,5	—	—	112,8	135,2	157,6	179,4	202,2	224,4	246,6	268,7	312,8	356,7
1020	±8,5	—	—	125,2	150	174,9	199,7	224,4	249,1	273,7	298,3	347,3	396,2
1120	±9	—	—	—	164,8	192,1	219,4	246,6	273,7	300,8	327,9	381,9	435,6
1220	±9	—	—	—	179,6	209,4	239,1	268,8	298,4	328	357,5	416,4	475,1
1420	±9,5	—	—	—	209,2	243,9	278,6	313,2	347,7	382,2	416,7	485,4	554
1620	±10	—	—	—	—	—	—	—	397,1	436,5	475,9	554,6	632,9

8.2. ФАСОННЫЕ ЧАСТИ И, ФЛАНЦЕВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

Для линейной части газопроводов и технологических трубопроводов КС в качестве приварных соединительных частей применяют отводы крутоизогнутые, тройники сварные, переходы и днища на давления $p_y = 2,5 \div 7,5$ МПа!

Условный диаметр деталей сварных трубопроводов

Условный диаметр, мм:

Отводов:

штампованных с углами 90°,

60°, 45° 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400, 1600

сварных с углами 90°, 60°, 45° . . 1000, 1200, 1400, 1600

тройников:

сварных с укрепляющими на-

кладками 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400, 1600

сварных без укрепляющих на-

кладок 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400, 1600

штампованных 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400, 1600

переходов концентрических свар-

ных От 400×200 до 1600×1400

днищ отбортованных 300, 350, 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400, 1600

Для наружных диаметров труб от 219 до 1420 мм при шаге 3° приняты унифицированные углы поворота: 3, 6, 9, ..., 90°. Для каждого диаметра установлен унифицированный радиус изгиба (табл. 8.5).

В газовой промышленности обычно применяют гладкие фланцы приварные на условное давление 0,6; 1; 1,6 и 2,5 МПа и фланцы (табл. 8.6) с выступом и впадиной приварные встык на условное давление 6,4 и 14 МПа.

Таблица 8.5

Унифицированный радиус изгиба труб

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Унифицированный радиус изгиба трубы, м	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Унифицированный радиус изгиба трубы, м
1420	17—20	50	426	7—12	25
1220	12—15,2	45	377	7—12	20
1020	12—12,7	40	326	7—12	20
820	9—11	35	273	7—10	15
720	8—10	25	219	6—10	15
529	7—10	25			

Таблица 8.6

Присоединительные размеры фланцев для разного давления p_y

Условный проход, мм	Наружный диаметр, мм	Диаметр ок- ружности болта, мм	Диаметр соедини- тельного выступа, мм	Высота сое- динительного выступа, мм	Болты и шпильки		Масса, кг
					Число	Резьба	
$p_y = 0,6 \text{ МПа}$							
50	140	110	90	3	4	M12	1,33
70	160	130	110	3	4	M12	1,63
80	185	150	128	3	4	M16	2,44
100	205	170	148	3	4	M16	2,85
125	235	200	178	3	8	M16	3,88
150	260	225	202	3	8	M16	4,39
200	315	280	258	3	8	M16	5,88
250	370	335	312	3	12	M16	7,67
300	435	395	365	4	12	M20	10,28
350	485	445	415	4	12	M20	12,58
400	535	495	465	4	16	M20	15,20
500	640	600	570	4	16	M20	19,72
600	755	705	670	5	20	M22	26,24
700	860	810	775	5	24	M22	36,88
800	975	920	820	5	24	M22	46,14
1000	1175	1120	1080	5	28	M27	64,36
$p_y = 1 \text{ МПа}$							
50	160	125	102	3	4	M16	2,06
70	180	145	122	3	4	M16	2,80
80	195	150	138	3	4	M16	3,19
100	215	180	158	3	8	M16	3,96
125	245	210	188	3	8	M16	5,40
150	280	240	212	3	8	M20	6,62
200	335	295	268	3	8	M20	8,05
250	390	350	320	3	12	M20	10,65
300	440	400	370	4	12	M20	12,90
350	500	460	430	4	16	M20	15,85
400	565	515	482	4	16	M22	21,56
500	670	620	585	4	20	M22	27,70
600	780	725	685	5	20	M27	39,40
$p_y = 1,6 \text{ МПа}$							
50	160	125	102	3	4	M16	2,58
70	180	145	122	3	4	M16	3,42
80	195	160	138	3	8	M16	3,71
100	215	180	158	3	8	M16	4,73
125	245	210	188	3	8	M16	6,38
150	280	240	212	3	8	M20	7,81
200	335	295	268	3	12	M20	10,10
250	405	355	320	3	12	M22	14,49

Продолжение табл. 8.6

Условный проход, мм	Наружный диаметр, мм	Диаметр ок- ружности болта, мм	Диаметр соедини- тельного выступа, мм	Высота сое- динительного выступа, мм	Болты и шпильки		Масса, кг
					Число	Резьба	
300	460	410	378	4	12	M22	17,78
350	520	470	438	4	16	M22	22,88
400	580	525	490	4	16	M27	31
500	710	650	610	4	20	M30	57,01
600	840	770	720	5	20	M36	80,30
$p_y = 2,5 \text{ МПа}$							
50	160	125	102	3	4	M16	2,71
70	180	145	122	3	8	M16	3,22
80	195	160	138	3	8	M16	4,06
100	230	190	162	3	8	M20	5,02
125	270	220	188	3	8	M22	8,26
150	300	250	218	3	8	M22	10,12
200	360	310	278	3	12	M22	13,34
250	425	370	335	3	12	M27	18,90
300	485	430	390	4	16	M27	23,95
350	550	490	450	4	16	M30	34,35
400	610	550	505	4	16	M30	44,62
500	730	660	615	4	20	M36	67,30
$p_y = 4 \text{ МПа}$							
50	160	125	102	3	4	M16	2,68
70	180	145	122	3	8	M16	3,72
80	195	160	138	3	8	M16	4,81
100	230	190	162	3	8	M20	7,06
125	270	220	188	3	8	M22	10,17
150	300	250	218	3	8	M22	13,20
200	375	320	285	3	12	M27	24
250	445	385	345	3	12	M30	37,30
300	510	450	410	4	16	M30	50,60
350	570	510	465	4	16	M30	69,60
400	655	585	535	4	16	M36	105,5
450	680	610	560	4	20	M42	206
500	755	670	615	4	20	M42	128
$p_y = 6,4 \text{ МПа}$							
50	175	135	108	3	4	M20	4,59
70	200	160	132	3	8	M20	6,16
80	210	170	142	3	8	M20	7,17
100	250	200	170	3	8	M22	10,70
125	295	240	205	3	8	M27	16,94
150	340	280	240	3	8	M30	25,40
200	405	345	300	3	12	M30	38,50
250	470	400	355	3	12	M36	53,80
300	530	460	415	4	16	M36	74,50
350	595	525	475	4	16	M36	106
400	670	585	525	4	16	M42	151

8.3. ТРУБОПРОВОДНАЯ АРМАТУРА

Соотношения между условным, пробным и рабочим давлениями для арматуры и соединительных частей трубопроводов, установленные ГОСТ 356—80, представлены в табл. 8.7.

На заводах установлено следующее условное обозначение арматуры: первая характеристика (первые две цифры) определяет тип арматуры; вторая характеристика (одна-две буквы) обозначает материал, применяемый для изготовления корпуса. Вторая характеристика в обозначении арматуры в зависимости от материала корпуса

Таблица 8.7

Условное, пробное и рабочее давления (в МПа) для арматуры и соединительных частей газопроводов в зависимости от материала корпуса

Условное давление p_y , МПа	Пробное давление водой (при 100 °С), МПа	Рабочее давление наибольшее при температуре рабочей среды, °С						
		120	200	250	120	200	250	300
		Бронза и латунь			Чугун			
0,1	0,2	0,1	0,1	0,07	0,1	0,1	0,1	0,1
0,25	0,4	0,25	0,2	0,17	0,25	0,25	0,2	0,2
0,4	0,6	0,4	0,32	0,27	0,4	0,36	0,34	0,32
0,6	0,9	0,6	0,5	0,4	0,6	0,55	0,5	0,5
1	1,5	1	0,8	0,7	1	0,9	0,8	0,8
1,6	2,4	1,6	1,3	1,1	1,6	1,5	1,4	1,3
2,6	3,8	2,5	2	1,7	2,5	2,3	2,1	2
4	6	4	3,2	2,7	4	3,6	3,4	3,2
6,4	9,6	6,4	—	—	—	—	—	—

Условное давление p_y , МПа	Пробное давление водой (при 100 °С), МПа	Рабочее давление наибольшее при температуре рабочей среды, °С				
		200	225	250	275	300
		Углеродистая сталь				
0,1	0,2	0,1	0,1	0,09	0,09	0,09
0,25	0,4	0,25	0,24	0,22	0,21	0,2
0,4	0,6	0,4	0,38	0,36	0,34	0,32
0,6	0,9	0,6	0,6	0,56	0,53	0,5
1	1,5	1	0,95	0,9	0,85	0,8
1,6	2,4	1,6	1,5	1,4	1,3	1,25
2,6	3,8	2,5	2,4	2,2	2,1	2
4	6	4,0	3,8	3,6	3,4	3,2
6,4	9,6	6,4	6	5,6	5,3	5

представляется следующими буквами: сталь углеродистая — С, легированная сталь — ЛС, стали кислотостойкая и нержавеющая — нж, чугун серый — Ч, ковкий чугун — КЧ, латунь и бронза — Б, алюминий — а. Третья характеристика (одна или три цифры) указывает вид применения привода (первая цифра) и конструкцию, характеризующую конструктивные особенности изделия (вторые две цифры). Приводы газовой арматуры обозначаются следующими цифрами: механический с червячной передачей — 3, с цилиндрической передачей — 4, с конической передачей — 5; пневматический — 6; гидравлический — 7; электромагнитный — 8; электрический — 9.

Четвертая характеристика обозначает материал, из которого выполнены уплотнительные поверхности изделия, и проставляется буквами: латунь и бронза — бр, монель металл — мн, кислотостойкая и нержавеющая стали — нж, нитрированная сталь — нт, баббит — бт, кожа — к, эбонит — э, резина — р, пластмассы — п, винипласт — вн. Для обозначения изделия без вставных и направленных уплотнительных колец, т. е. с уплотнительными поверхностями, выполненными непосредственно на самом корпусе или затворе, пишутся буквы «бк» (без колец).

В зависимости от материала корпуса наружные необработанные поверхности (корпус, крышка, сальник и др.) из чугуна и стали (кроме приводимых устройств) окрашивают в различные цвета: из углеродистой стали — в серый, из легированной стали — в синий, из кислотостойкой стали и нержавеющей стали — в голубой, серого чугуна — в черный. Поверхности из цветных сплавов вообще не окрашиваются.

Первая характеристика в условных обозначениях арматуры

Кран:

пробно-спусковой 10
для трубопроводов 11

Вентиль 14 и 15

Клапан:

предохранительный 17
редукционный 18

обратный поворотный 19

Задвижка 30 и 31

Конденсатоотводчик 45

В газовой промышленности получили распространение краны проходные фланцевые с концами под приварку надземной и подземной установки.

Перечень кранов отечественного производства, используемых в газовой промышленности, представлен в табл. 8.8.

Таблица 8.8

Краны отечественного производства, используемые
в газовой промышленности

Кран	Условное обозначение	D_y , мм	p_y , МПа
I. Краны общепромышленного назначения			
<i>Шаровые</i>			
С пневмогидроприводом бесколодезной установки: в северном исполнении	МА-39095М.01хл	1400	8
	МА-39096.01хл	1200	8
	МА-39117хл	700	8
	МА-39004хл	500	8
	МА-30008хл	400	8
	МА-39003хл	300	8
	МА-39095	1400	8
	11с/6/732р1м	1400	8
	МА-39096	1200	8
	МА-35008	1200	6,4
в обычном исполнении с автоматическим закрытием кранов (АЗК)	МА-39096.02	1000	8
	МК-30005.01	1000/630	6,4
	МА-39117.01	700	8
	МА-39004.01	500	8
	МА-30008.01	400	8
	МА-39003.01	300	8
С пневмогидроприводом колодезной установки: в северном исполнении	МА-39117.03хл	700	8
	МА-39004.02хл	500	8
	МА-30008.02хл	400	8
	МА-39117.04	700	8
	МА-39004.03	500	8
в обычном исполнении	МА-30008.03	400	8
	МА-39003.03	300	8
С ручным приводом бесколодезной установки: в северном исполнении	МА-39117.06хл	700	8
	МА-30008.06хл	400	8
	МА-39117.07	700	8
	МА-39004.05	500	8
в обычном исполнении	МА-30008.05	400	8
С ручным приводом колодезной установки: в северном исполнении	1.9000-155.03-00.03	500	8
	МА-30008.06хл	400	8
	МА-39003.08хл	300	8
	1.9000-155.03-00.02	500	8
	МА-30008.07	400	8
	МА-39003.09	300	8

Продолжение табл. 8.8

Кран	Условное обозначение	D_y , мм	p_y , МПа
<i>Пробковые</i>			
С пневмогидроприводом бесколодезной установки	11с7236к	500	6,4
	11с7236к	400	6,4
	11с7236к	300	6,4
С пневмогидроприводом колодезной установки	11с7226к	400	6,4
	11с7226к	300	6,4
С ручным приводом бесколодезной установки	11с3216к	700	6,4
	11с3216к	500	6,4
	11с3216к	400	6,4
С ручным приводом колодезной установки	11с3216к1	400	6,4
II. Краны целевого назначения			
<i>Шаровые</i>			
С пневмогидроприводом бесколодезной установки: в северном исполнении	МА-39153.05хл	1000	12,5
	МА-39113М.21хл	300	12,5
	МА-39153	1400	12,5
	МА-39153.М.04	700	12,5
	ПТ-39153	500	12,5
	МА-39113М	400	16
	МА-39113М.19	300	12,5
в обычном исполнении			
С пневмогидроприводом колодезной установки: в северном исполнении	МА-39153.07хл	1000	12,5
	ПТ-39153.02хл	400	12,5
	МА-39113М.20хл	300	12,5
	МА-39153.М.06	700	12,5
	МА-39113М.01	400	16
в обычном исполнении	ПТ-39153	400	12,5
	МА-39113М	300	16
С ручным приводом бесколодезной установки: в северном исполнении	ПТ-39153	400	16
	ПТ-39153.06	400	12,5
в обычном исполнении			
С ручным приводом колодезной установки: в северном исполнении	ПТ-39153.12хл	500	12,5
	МА-39113М.09хл	300	16
	МА-39113М.03	300	16
в обычном исполнении			

8.4. СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ПРОКЛАДКИ

Для низкого давления в качестве прокладок под фланцевые соединения используется прокладочный картон марки Б по ГОСТ 9347—74 (выпускается толщиной 0,3; 0,5; 0,8; 1; 1,25; 1,5; 1,75; 2; 2,25; 2,5 мм). Для водогазонепроницаемости вырубленную прокладку выдерживают 20—30 мин в горячем, но не кипящем масле. Перед установкой прокладку покрывают графитовым порошком. Для среднего и высокого давлений применяют паранитовые прокладки, пропитанные цилиндрическим маслом и покрытые графитовым порошком.

Для запорной газовой арматуры применяют смазочные материалы, не растворимые в газе и с высокой температурой каплепадения (табл. 8.9).

Таблица 8.9

Характеристика смазочных материалов для газовой арматуры

Смазочные материалы	Температура, °C		Назначение
	кападения, не ниже	окружающей среды	
Смазка:			
синтетическая типа 1—13с	120	—30—100	Уплотнительные поверхности чугунных и стальных задвижек, а также штоков клапанов блокировки газа и воздуха и полусей регулирующих заслонок
жировая	70	—50—70	Газовые пробковые краны
синтетическая Карбюр	100	—30—70	То же
	70	—30—50	Уплотнительные поверхности цветной арматуры
Технический вазелин (смазка универсальная низкотемпературная АН)	54	—35—35	Гайки и болты газовых задвижек и консервация газовой арматуры всех типов (для смазывания уплотнительных поверхностей не употребляется)

8.5. МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РЕЗКИ И СВАРКИ ДЕТАЛЕЙ ГАЗОПРОВОДА

Основные технические характеристики оборудования, материалов и приспособлений, часто применяемых для резки и сварки деталей магистральных газопроводов, представлены в табл. 8.10—8.13.

Минимальное остаточное давление p_0 в баллонах с ацетиленом в зависимости от температуры окружающей среды t

$t, ^\circ\text{C}$	$< (-5)$	$(-5) - 5$	$5 - 15$	$15 - 20$	$25 - 35$
$p_0, \text{МПа}$	0,05	0,1	1,5	0,2	0,3

Таблица 8.10

Техническая характеристика баллонов для газов

Газ	Состояние газа в баллоне	Предельное рабочее давление, МПа	Периодичность испытания баллонов, годы	Цвет окраски	Надпись	Цвет надписи
Ацетилен	Растворенный	1,6	3	Белый	Ацетилен	Красный
Водород	Сжатый	15	5	Темно-зеленый	Водород	»
Кислород	»	15	5	Голубой	Кислород	Черный
Метан	»	15	5	Красный	Метан	Белый
Пропан-бутановая смесь	Сжиженный	1,7	5	»	Пропан	»

Таблица 8.13

Расход ацетилена и кислорода в зависимости от номера наконечника для горелки ГСМ-53

Номер наконечника	Толщина свариваемой стали, мм	Расход, л/ч	
		ацетилена	кислорода
00	0,02—0,5	50	55
0	0,5—1	75	85
1	1—2	150	165
2	2—4	300	330
3	4—6	500	550

Техническая характеристика машинок типа РФ для обрезки кромок труб

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Продолжительность обрезки одного конца трубы, мин	Давление кислорода, МПа	Примерный расход на обрезку одного конца трубы, л		Масса приспособления, кг	
				кислорода	ацетилен	с зубчатой скобой	с цепью
325	9—10	2,2—3	0,3	200	50	24	12
529	7	2,8—3	0,3	350	90	30	22,5
720	8	3,4—3,9	0,3	450	130	40	30
820	9	4,2—4,4	0,3	520	170	43	30
1020	10	6—6,5	0,4	1000	200	50	40

Таблица 8.12

Техническая характеристика горелок для газовой сварки

Марка	Назначение	Толщина свариваемой стали, мм	Рабочее давление, МПа		Номер наконечника	Длина горелки, мм	Масса, кг	
			кислорода	ацетилен			ствола	наконечника
ГС-53	Для сварки черных и цветных металлов	2—18	0,14	0,01—0,05	3—6	420—640	0,52	0,1—0,4
ГСМ-53	То же	0,3—7	0,05—0,4	0,01—0,05	0,3	350—470	0,38	0,07—0,13
Москва	Для сварки малоуглеродистой стали	0,5—30	0,1—0,4	0,01	1—7	420—640	0,5	0,08—0,5

ГЛАВА 9

ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ

9.1. РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА

Регулирующие клапаны непрямого действия, представляющие собой исполнительные механизмы, применяют вместе с пневматическими регуляторами или приборами дистанционного управления. Регулирующие клапаны подразделяются на две группы:

с линейной регулировочной характеристикой плунжеров (сплошные профильные плунжеры); с параболической регулировочной характеристикой плунжеров (цилиндрические пустотелые плунжеры с профильными окнами).

Регулирующие клапаны выпускают трех типов:

МРК4-иж, МРК4-бр, 25430нж и 25432нж — чугунные на условное давление 1,6 МПа и рабочую температуру до 200 °С с плунжером из нержавеющей стали (нж) или бронзы (бр);

К, КР, КЯ, КРЯ, 25с32нж, 25с50нж, 25с54нж (рис. 9.1), — стальные из углеродистой стали (К, КР, 25с32нж, 25с48нж, 25с50нж, 25с54нж) или нержавеющей (КЯ и КРЯ) на условное давление 4 и 6,4 МПа и рабочую температуру до 200 °С (К и КЯ), 300 °С (25с32нж, 25с48нж, 25с50нж и 25с54нж) и 450 °С (КР и КРЯ); МРК, МРКР, МРКЯ и МРКРЯ — стальные из углеродистой стали (МРК и МРКР) или нержавеющей (МРКЯ и МРКРЯ) на условное давление 10 МПа и рабочую температуру до 200 °С (МРК и МРКЯ) или до 450 °С (МРКР и МРКРЯ).

Маркировка клапанов, например, МРКЯ-70-10,0-ВО или КР-50-6,4ВЗ расшифровывается следующим образом. Буквы в начале шифра обозначают тип клапана, в конце шифра — направление его действия, ВО — воздух открывает, ВЗ — воздух закрывает, т. е. при повышении давления командного воздуха или газа клапан открывается или закрывается. Первое число шифра означает условный проход клапана в миллиметрах, а второе число — условное давление в мегапаскалях.

Основными узлами клапанов всех типов являются мембранно-пружинный привод и двухседельное дроссельное устройство. Мембранный привод клапана питается сжатым воздухом (газом) давлением 0,1—0,12 МПа. Рас-

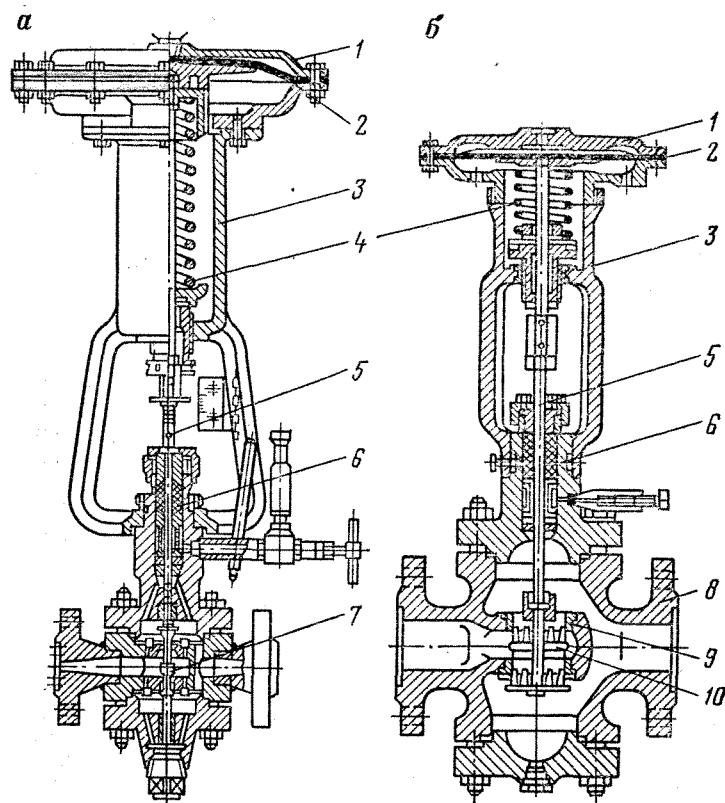


Рис. 9.1. Клапаны регулирующие типов К, КЯ, КР, КРЯ (а) и 25с48нж, 25с50нж (б):

1 — крышка; 2 — мембрана; 3 — корпус промежуточный; 4 — пружина; 5 — плунжер; 6 — сальник; 7 — дроссель; 8 — корпус клапана; 9 — седло; 10 — клапан

ход воздуха (газа) составляет 0,5—0,6 м³/ч. Техническая характеристика регулирующих клапанов представлена в табл. 9.1.

При малых значениях расхода применяют односедельные регулирующие стальные клапаны типа ПРК. Это дроссельные исполнительные механизмы с пневматическим мембранным приводом. Промышленность выпускает 12 модификаций клапанов типа ПРК, отличающихся диаметрами условных проходов и направлением действия (ВО и ВЗ). Условное давление p_y для всех клапанов 6,4 МПа. Клапаны, предназначенные для работы при тем-

Таблица 9.1

Техническая характеристика стальных регулирующих клапанов

Диаметр условного прохода D_y , мм	Диаметр седла клапана, мм	Ход плунжера, мм	Коэффициент производительности C	Размеры, мм		
				ширина	высота	диаметр мембранной головки

Для стальных клапанов К, КЯ, КР, КРЯ на $p_y = 4$ МПа и $p_y = 6,4$ МПа

25	15	14	5	200	860	285
25	20	14	8	210	865	285
25	25	14	14	250	885	285
50	40	28	32	295	1095	360
50	50	28	50	320	1105	360
80	70	28	80	430	1242	360
80	80	28	100	430	1245	410
100	100	60	210	530	1550	410
150	150	60	425	530	1795	410

Для стальных клапанов 25с32нж, 25с48нж, 25с50нж, 25с54нж на $p_y = 6,4$ МПа

25	15	14	3,5	205	583	230
25	20	14	6,5	205	583	230
25	25	14	10	205	583	230
50	40	14	26	260	654	230
50	50	14	40	260	654	230
80	70	21	87	345	772	295
80	80	21	100	345	772	295
100	100	26	160	385	844	295
125	125	33	250	445	970	360
150	150	40	360	485	1023	360
200	200	60	640	595	1253	410

Для чугунных клапанов МРК4нж и МРК4Бр на $p_y = 1,6$ МПа

25	15	14	8 (3,5)	210	712	285
25	20	14	11 (6,5)	210	712	285
25	25	14	14 (10)	210	712	285
50	40	28	41 (26)	280	908	360
50	50	28	50 (40)	280	908	360
80	70	28	79 (87)	355	975	360
80	80	28	98 (100)	355	975	360
100	100	60	175 (160)	430	1348	410
150	125	60	245 (250)	540	1415	410
150	150	60	350 (360)	540	1415	410

Примечание. В скобках указаны коэффициенты производительности чугунных регулирующих клапанов, имеющих параболическую характеристику плунжеров.

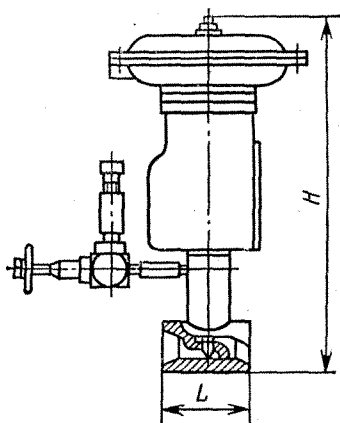


Рис. 9.2. Регулирующий клапан типа ПРК

температуре до 450 °С, снабжены ребристой охлаждающей рубашкой и имеют обозначения РВЗ и РВО. Регулировочная характеристика плунжеров — линейная. Корпус и плунжер всех клапанов ПРК изготовлены из нержавеющей стали. Плунжер совершает полный рабочий ход при изменении давления сжатого воздуха (газа) в мембранной головке от 0,02 до 0,11 МПа (табл. 9.2 и рис. 9.2).

Определение пропускной способности регуляторов непрямого действия

Расчет регулирующих клапанов непрямого действия сводится к выбору условного прохода по максимальному расходу газа и перепаду давления на клапане.

Таблица 9.2

Техническая характеристика клапанов типа ПРК на $p_y = 6,4$ МПа

Марка клапана	Диаметр условного прохода, мм	Резьба присоединительного отверстия, мм	Размеры, мм		Масса, кг
			H	L	
ПРК-1.6-ВЗ	6	K19	268	70	5,9
ПРК-1.6-ВО	6	K19	290	70	5,9
ПРК-2.6-ВЗ	6	K12,7	262	64	5,8
ПРК-2.6-ВО	6	K12,7	285	64	5,8
ПРК-1.6-РВЗ	6	K19	305	70	6,2
ПРК-1.6-РВО	6	K19	328	70	6,2
ПРК-1.6-РВЗ	6	K19	278	70	6,1
ПРК-1.6-РВО	6	K19	300	70	6,1
ПРК-1.9-ВЗ	9	K19	295	70	5,9
ПРК-1.9-ВО	9	K19	335	70	5,9
ПРК-1.9-РВО	9	K19	345	70	6,1
ПРК-1.9-РВО	9	K19	305	70	6,1

Расход газа через клапан (при 20 °С и 0,1013 МПа) определяют по формулам:

для докритических скоростей истечения

$$Q_n = 627 C \varepsilon \sqrt{\frac{(p_1 - p_2) p_1}{\Delta_B (273 + t)}}$$

для сверхкритических скоростей истечения

$$Q_n = 342 C p_1 \sqrt{\frac{1}{\Delta_B (273 + t)}}$$

где ε — поправка на сжимаемость газа, $\varepsilon = 1$ при $(p_1 - p_2)/p_1 \leq 0,08$ и $\varepsilon = 1 - 0,46 (p_1 - p_2)/p_1$ при $(p_1 - p_2)/p_1 > 0,08$; p_1 и p_2 — абсолютное давление соответственно перед и за клапаном, МПа; Δ_B — относительная плотность газа по воздуху; t — температура газа перед клапаном.

Подставляя в эти формулы максимальное значение расхода и перепада давления, вычисляют коэффициент производительности C . По этому коэффициенту в табл. 9.1 для выбранного клапана находят диаметр условного прохода, которому соответствует ближайшее значение C .

Регуляторы прямого действия в большинстве случаев не имеют командных приборов и являются автоматическими регулируемыми клапанами. Регуляторы прямого действия выпускают двух типов — грузовые и мембранно-пружинные. Применяют регуляторы при низких и средних давлениях. Общий вид регулятора прямого действия изображен на рис. 9.3, а техническая характеристика — в табл. 9.3, 9.4, 9.5, 9.6 и 9.7.

Астатические регуляторы давления поддерживают заданное значение выходного давления вне зависимости от расхода газа через регулятор. Регуляторы этого типа изготавливают следующих модификаций, различающихся диаметром условного прохода: РД-50-64, РД-80-64, РД-100-64, РД-150-64 и РД-200-64. Регуляторы РД-64 выполнены с пневматической нагрузкой задания регулируемого давления, устанавливаемого с помощью регулятора давления в пределах 0,15—5 МПа.

Пропускную способность регуляторов прямого действия для условий, которые отличаются от указанных в их заводских паспортных данных (табл. 9.8), определяют по формулам:

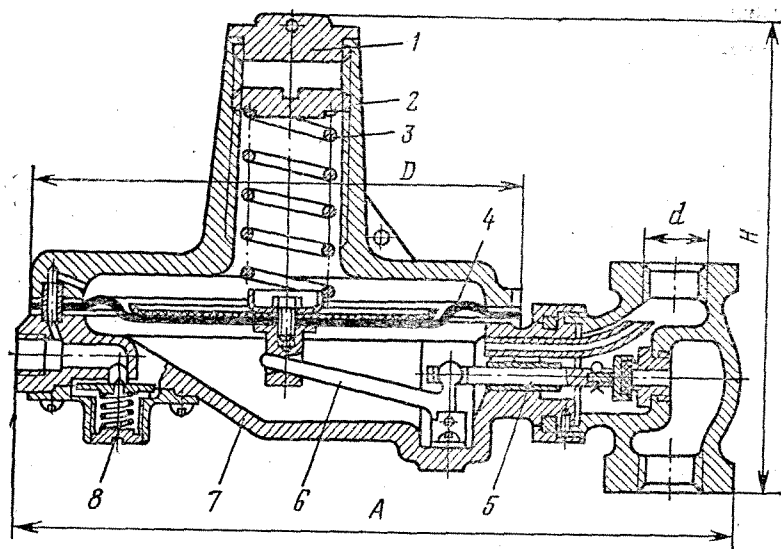


Рис. 9.3. Регулятор прямого действия типа РД:

1 — заглушка; 2 — корпус верхний; 3 — пружина; 4 — мембрана; 5 — шток; 6 — рычаг; 7 — корпус нижний; 8 — предохранительный клапан

для докритических скоростей истечения при $p_1/p_2 \leq 2$

$$Q_{0 \text{ факт}} = \frac{Q_{\text{п}}}{34} \sqrt{\Delta p_{\text{факт}} p_2 / \Delta p_{\text{в}}};$$

для сверхкритических скоростей истечения

$$Q_{0 \text{ факт}} = 1,49 Q_{\text{п}} p_1 / \sqrt{\Delta p_{\text{в}}},$$

где $Q_{0 \text{ факт}}$ — определяемая фактическая пропускная способность регулятора (при 20 °С и 0,1013 МПа); $Q_{\text{п}}$ — паспортная пропускная способность регулятора (при 0 °С и 0,1013 МПа); $\Delta p_{\text{факт}}$ — перепад давления, для которого определяется пропускная способность регулятора, $\Delta p_{\text{факт}} = p_1 - p_2$; p_1 и p_2 — абсолютное давление соответственно перед регулятором и за регулятором; $\Delta p_{\text{в}}$ — относительная плотность по воздуху газа, для которого рассчитывается регулятор.

Для создания устойчивой и безотказной работы регулятора необходимо, чтобы он был загружен не более чем на 80 % и не менее чем на 10 % его максимальной пропускной способности.

Таблица 9.3

Техническая характеристика регуляторов прямого действия типа РД (см. рис. 9.3)

Показатели	РД-20	РД-25	РД-32	РД-50
Диаметр клапана D , мм	5; 6; 9,5	5; 6; 9,5	5; 6; 9,5	13; 19; 25
Максимально допустимое давление на входе, МПа	1	1	1	0,3
Пределы настройки конечного давления, МПа, для пружин:				
ПБ-1	0,0005—0,0025	0,0005—0,0025	0,0005—0,0025	—
ПБ-2	0,002—0,005	0,002—0,005	0,002—0,005	—
№ 1 (для клапанов $D = 19$ мм и $D = 25$ мм)	—	—	—	50—250
№ 5 (для клапанов $D = 13$ мм)	—	—	—	50—250
№ 2 (для клапанов $D = 19$ мм и $D = 25$ мм)	—	—	—	200—500
№ 6 (для клапанов $D = 13$ мм)	—	—	—	200—500
Резьба муфты тройника d , мм	19	25,4	31,8	50,8
Размеры, мм:				
длина A	300	300	300	500
высота H	188	188	200	330
Масса, кг	6,9	6,9	7	21

Таблица 9.4

Техническая характеристика регуляторов прямого действия РД-64

Показатели	Диаметр условного прохода D_y , мм			
	50	80	100	150
Коэффициент пропускной способности, ч	22	67	110	340
Диаметр мембраны, мм	410	410	480	480
Габаритные размеры, мм	260×	345×	385×	480×
	×410×	×410×	×480×	×485×
	×435	×490	×590	×680
Масса, кг	106	135	215	300

Примечание. Диапазон измерения входного давления 1,5—5,5 МПа, выходного — 0,15—2 МПа. Допустимая температура окружающей среды (—30) — (+50) °С.

Таблица 9.5

Техническая характеристика пилотных регуляторов давления прямого действия типа РДС

Показатели	РДС-80	РДС-100	РДС-180	РДС-200	РДС-300
Диаметр условного прохода, мм	80	100	150	200	300
Диаметр клапана, мм	34	42	62	90	140
Масса, кг	186	236	237	336	596

Таблица 9.6

Техническая характеристика прямооточного регулятора с усилителем РДУ-64

Показатели	Диаметр условного прохода D_y , мм		
	50	100	200
Коэффициент пропускной способности, т/ч	50	100	200
Габаритные размеры, мм	330×435×445	380×460×500	430×490×560
Масса, кг	48	76	138

Примечание. Диапазон изменения входного давления регулятор 1,5—5,5 МПа, выходного 0,25—0,6 МПа.

Таблица 9.7

Техническая характеристика регулятора типа РДПР *

Показатели	Диаметр условного прохода D_y , мм			
	25	50	100	150
Коэффициент пропускной способности, т/ч	10	22	220	560
Диаметр мембраны, мм	320	400	500	610
Размеры, мм:				
высота	370	520	610	660
длина	1050	1080	1250	1850
Масса, кг	105	182	342	686

* Регуляторы указанного типа могут успешно использоваться при низких давлениях в газопроводах, так как перепад давления газа на клапане составляет 0,01—0,015 МПа.

Таблица 9.8

Максимальная пропускная способность регуляторов прямого действия (при 0 °С и 0,1013 МПа)

Марка регулятора	Диаметр условного прохода, мм	Диаметр клапана, мм	$Q_{\text{п}}$, м³/ч	Марка регулятора	Диаметр условного прохода, мм	Диаметр клапана, мм	$Q_{\text{п}}$, м³/ч
РД-20	20	5	5	РД-32М	32	4	3,2
	20	6,5	8,5		32	6	7,2
	20	9,5	18		32	10	20
РД-25	25	5	5	РД-50М	50	8	12
	25	6,5	8,5		50	11	24
	25	9,5	18,5		50	15	45
РД-32	40	5	5	РДС-80	80	20	80
	40	6,5	8,5		80	25	130
	40	9,5	18		80	34	360
РД-50	50	13,0	35,0	РДС-100	100	42	510
	50	19	75	РДС-150	150	62	1300
	50	25	130	РДС-200	200	90	2500
				РДС-300	300	140	6000

9.2. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНАЯ АРМАТУРА

В газовой промышленности по правилам техники безопасности на выходе из газораспределительных станций, контрольно-распределительных и газораспределительных пунктов устанавливают предохранительную арматуру, в основном пружинные предохранительные клапаны, на требуемое предельное давление путем подбора соответствующих пружин и специального регулировочного винта.

Пружины для предохранительных клапанов в зависимости от типа и назначения клапана изготавливают следующих диапазонов давления (в МПа) для начала открытия клапанов: ПКП2-00 — от 0,7 до 1,1; 983-07-00 — от 1 до 1,8; 2965-01-01 — от 1 до 1,5; 17с11нж и 17с12нж — от 1,2 до 1,6; 17с22нж — от 1 до 1,6; КП1-15 — от 1,6 до 2; КВВ-80-16 — от 0 до 0,00325; КВП-150-10 — от 0,00304 до 0,0071.

Для всех модификаций предохранительных клапанов ППКМ, СППКМ, ППКД, ППКДМ, ППК4ДМ, ППК1, ППК3, ППК4, СППКР и СППК4Р применяют одни и те же номера пружин, спецификация которых указана в табл. 9.9. Причем клапаны СППКМ, СППК, 17с11нж и 17с12нж — без приспособления для принудительного

Таблица 9.9

Спецификация пружин предохранительных клапанов

Номер пружины	Условный диаметр клапана, мм	Предельное давление, МПа	Пределы настройки давления, МПа	Номер пружины	Условный диаметр клапана, мм	Предельное давление, МПа	Пределы настройки давления, МПа
СППКМ				24	80	6,4; 10; 16	4,9—6,4
1	25	10	0,8—1,6	25	100	1,6	0,19—0,35
2	25	10	1,6—3,0	26	100	1,6; 4	0,35—0,55
3	25	10	3,0—6,4	27	100	1,6; 4	0,55—1
4	25	10	6,4—8,5	28	100	1,6; 4; 6,4	1—1,7
5	25	10	8,5—10,0	29	100	4; 6,4	1,7—2,8
5a	25	10	10,0—10,8	30	100	4; 6,4	2,8—3,6
СППК1				31	100	4; 6,4	3,6—4,7
6	50	1	0,05—0,16	32	100	6,4	4,7—6,4
7	50	1	0,16—0,28	33	150	1,6	0,25—0,4
8	80	1	0,05—0,15	34	150	1,6; 4	0,4—0,5
9	80	1	0,15—0,28	35	150	1,6; 4	0,5—0,8
10	100	1	0,05—0,15	36	150	1,6; 4	0,8—1,3
11	100	1	0,15—0,28	37	150	1,6; 4	1,3—1,9
12	150	1	0,052—0,16	38	150	4	1,9—2,8
13	150	1	0,16—0,28	39	150	4	2,8—3,3
СППК3				40	150	4	3,3—4,2
14	50	1,6	0,2—0,4	ППК1			
14	80	1,6	0,16—0,25	41	50	4	4—2,5
15	50	1,6; 4	0,4—0,75	42	50	4	2,5—1,7
15	80	1,6	0,25—0,4	43	50	1,6; 4	1,7—1,2
16	50	1,6; 4	0,75—0,15	44	50	1,6; 4	1,2—0,7
16	80	1,6; 4	0,4—0,7	45	50	1,6; 4	0,7—1,5
17	50	1,6; 4; 6,4	1,15—1,9	46	50	1,6	0,5—0,3
17	80	1,6; 4	0,7—1,3	47	50	1,6	0,3—0,15
18	50	4; 6,4; 10; 16	1,9—2,8	СППКР			
18	80	1,6; 4; 6,4	1,3—1,8	72	40	1,6	0,05—0,08
19	50	4; 6,4; 10; 16	2,8—4,2	ППК4			
19	80	4; 6,4; 10; 16	1,8—2,6	72	25	1,6; 4	0,05—0,15
20	50	6,4; 10; 16	4,2—6,4	73	25	1,6; 4	0,15—0,25
21	50	10; 16	6,0—14	74	25	1,6; 4	0,25—0,38
22	80	4; 6,4; 10; 16	2,6—3,2	75	25	1,6; 4	0,38—0,75
23	80	4; 6,4; 10; 16	3,2—4,9	76	25	1,6; 4; 6,4	0,75—1,5
				77	25	1,6; 4; 6,4; 10	1,5—2,8
				78	25	4; 6,4; 10	2,8—4

Продолжение табл. 9.9

Номер пружины	Условный диаметр клапана, мм	Предельное давление, МПа	Пределы настройки давления, МПа	Номер пружины	Условный диаметр клапана, мм	Предельное давление, МПа	Пределы настройки давления, МПа
СППК4Р				131	150	1,6; 4	0,3—0,65
101	50	1,6; 2,5	0,05—0,12	132	150	1,6; 4	0,65—1,1
102	50	1,6; 2,5	0,12—0,19	133	150	1,6; 4	1,1—1,5
103	50	1,6; 2,5	0,19—0,35	134	150	1,6; 4	1,5—2,2
104	50	1,6; 2,5; 4	0,35—0,5	135	150	4	2,2—2,8
105	50	1,6; 2,5; 4	0,6—1	136	150	4	2,8—3,5
106	50	1,6; 2,5; 4; 6,4	1—1,6	137	150	4	3,5—4
107	50	2,5; 4; 6,4; 10	1,6—2,5	138	50	6,4; 10; 16	4,4—5
108	50	4; 6,4; 10; 16	2,5—3,5	139	50	6,4; 10; 16	5—6,4
109	50	4; 6,4; 10; 16	3,5—4	140	50	10; 16	6,4—10
110	80	1,6; 2,5	0,05—0,13	141	80	6,4; 10; 16	4,4—5
111	80	1,6; 2,5	0,13—2,25	142	80	6,4; 10; 16	5—6,4
112	80	1,6; 2,5	0,25—0,45	143	80	10; 16	6,4—10
113	80	1,6; 2,5; 4	0,45—0,7	144	100	6,4	4—4,8
114	80	1,6; 2,5; 4	0,7—0,95	145	100	6,4	4,8—6,4
115	80	1,6; 2,5; 4; 6,4	0,95—1,3	146	50	16	10—14
116	80	1,6; 2,5; 4; 6,4	1,3—1,8	147	50	16	14—16
117	80	2,5; 4; 6,4; 10	1,8—2,8	148	80	16	10—13,5
118	80	4; 6,4; 10; 16	2,8—3,5	149	80	16	13,5—16
119	80	4; 6,4; 10; 16	3,5—4,4	ППК4			
120	100	1,6	0,05—0,1	166	40	10; 16	10—8
121	100	1,6; 2,5	0,1—0,15	167	40	6,4; 10; 16	8,0—6,3
122	100	1,6; 2,5	0,15—0,35	168	40	4; 6,4; 10; 16	5,3—2,4
123	100	1,6; 2,5; 4	0,35—0,35	169	25	16	16—11
124	100	1,6; 2,5; 4; 6,4	0,95—2	170	25	10; 16	11—7
125	100	2,5; 4; 6,4	2—3	171	25	6,4; 10; 16	7—4
126	100	4; 6,4	3—4	172	15	16	16—12
127	150	1,6	0,05—0,1	173	15	10; 16	12—9
128	150	1,6	0,1—0,15	174	15	6,4; 10; 16	9—6
129	150	1,6; 4	0,15—0,2	175	15	6,4; 10; 16	6—3,9
130	150	1,6; 4	0,2—0,3	176	15	6,4; 10	3,9—2,4
				177	15	6,4	2,4—1,6

Примечания: 1. Если давление для данной пружины будет максимальным, то следует взять пружину ближайшего большего диапазона. Например, на давление $p_y = 1$ МПа для клапана $D_y = 50$ мм следует применять пружину № 106, а не пружину № 105. 2. Пружины с № 41 по № 47 предназначены для клапанов чехословацкого производства. 3. Для агрессивных сред при заказе необходимо указать: «С антикоррозионным покрытием».

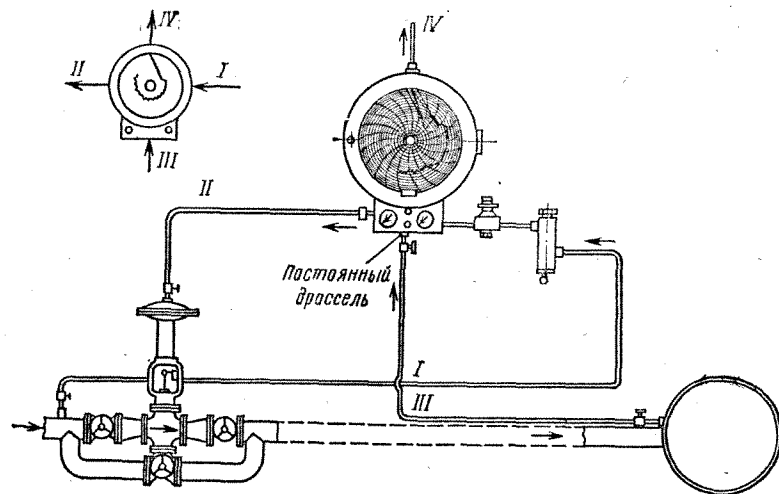


Рис. 9.4. Индивидуальная обвязка регулирующего клапана

открытия клапана; ППК, 17с22нж, ППКМ, ППКД и ППКДМ — с приспособлением для принудительного открытия клапана; ППКД и ППКДМ — с резиновой диафрагмой, ограждающей пружину от воздействия среды; СППКР — рычажные клапаны.

Обвязку регуляторов давления и регулирующих клапанов выполняют из медных трубок сечением 6×1 ; 8×1 ; 10×1 и $12 \times 1,2$ мм или из стальных трубок 6,4, 9,5 и 12,7 мм. Во всех случаях следует стремиться к наименьшей протяженности основных коммуникационных линий обвязки во избежание большого запаздывания в работе регулятора. Обвязку регулятора и регулирующего клапана разделяют на четыре основные линии (рис. 9.4):

I — линия питания, по которой регулятору сообщается постоянная энергия газа с давлением 0,1—0,12 МПа; это давление регулятором преобразуется в исполнительную энергию, сообщаемую в мембранно-исполнительный механизм регулируемого клапана; на линии питания устанавливают воздушный фильтр и редуктор, который обеспечивает постоянство давления питания. Энергия питания контролируется специальным манометром на регуляторе давления;

II — линия исполнительной энергии; она служит для сообщения регулирующему клапану переменной энергии; последняя может быть меньше энергии питания (например,

для открытия регулирующего клапана ВЗ давление из мембранно-исполнительного механизма регулирующего клапана снижается до нуля), равной ей (полное закрытие клапана) или больше энергии питания (наличие позиционного усилительного реле); длина этой линии не должна превышать 40 м;

III — контрольная линия, которая сообщает чувствительному элементу регулятора давление из объекта регулирования; длина этой линии должна быть по возможности малой; большая длина уменьшает чувствительность прибора (регулятора);

IV — линия стравливания давления; она служит для сообщения мембранно-исполнительного механизма через регулятор с атмосферой с целью сброса давления при определенных перемещениях плунжера регулирующего клапана.

В газовой промышленности широко применяют следующие обвязки регуляторов давления: индивидуальную обвязку (см. рис. 9.4); синхронизирующую обвязку параллельно работающих регулирующих клапанов и синхронизирующую обвязку последовательно работающих клапанов (рис. 9.5). Индивидуальная обвязка регулятора

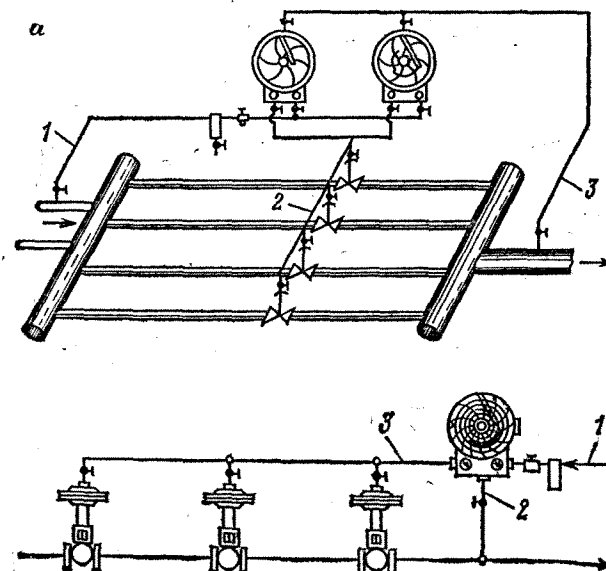


Рис. 9.5. Синхронизирующая обвязка регулирующих клапанов: а — работающих параллельно; б — работающих последовательно; 1 — линия питания; 2 — линия импульса; 3 — линия исполнительной энергии

с клапаном при наличии параллельных редуцирующих ниток может привести к неустойчивому процессу регулирования из-за взаимного влияния регулирующих клапанов друг на друга, что порождает резонанс колебания процесса регулирования. Синхронизирующая обвязка повышает точность регулирования и упрощает схему обвязки дистанционного управления.

Синхронизирующая обвязка регулирующих клапанов по сравнению с индивидуальной обвязкой кроме экономии командных приборов и обвязочной арматуры имеет важное технологическое преимущество, заключающееся в том, что упрощается общая схема управления автоматического объекта и улучшается процесс вследствие повышения точности регулирования.

9.3. ОДОРИЗАЦИЯ ГАЗА

Для обнаружения небольших утечек газа в него добавляют вещества с резким неприятным запахом (одоранты).

Физико-химические свойства некоторых одорантов

Одоранты	Этилмеркаптан	Тетрагидро- тиофен
Физическая характеристика	Прозрачная бесцветная жидкость (допускается зеленоватый оттенок)	Бесцветная жидкость
Характер запаха	Скунсоподоб- ный (может напоминать запах гнилой капусты)	Напоминает запах кок- сового газа
Молекулярная масса, т/м ³	62	88
Содержание серы, %	51,4	36,4
Относительная плотность	0,83	1
Упругость паров, МПа:		
при 10 °С	0,042	0,0001135
» 20 °С	0,0588	0,000193
Температура, °С:		
замерзания	-148	-96
кипения при атмосферном давлении	37	121
Кинематическая вязкость при 20 °С, см ² /с	—	1,042
Норма одоризации, грамм на 1000 мм ³	16	16

Основные показатели автоматической организационной установки АОГ-30

Рабочее давление газа, МПа	0,2—1,2
Производительность по одоранту, см ³ /ч	600
Отношение наибольшего расхода одорируемого газа к наименьшему	5:1
Номинальное число ходов плунжера насоса в минуту	8
Диапазон ручной регулировки числа ходов плунжера насоса в минуту	От 4 до 12
Точность одоризации, %	±10
Максимальный расход газа на питание установки, м ³ /ч	2
Температура окружающего воздуха, °С	От -40 до +50
Габаритные размеры, мм:	
длина	810
ширина	450
высота	2600
Масса, кг	110

Основные показатели одоризатора УОГ-1

Рабочее давление газа, МПа	0,2—1,2
Перепад давления на диафрагме при максимальном расходе газа, МПа, не более	0,06
Производительность по одоранту, см ³ /ч	57—3150
Максимальный расход газа на питание установки, м ³ /ч	1
Точность одоризации, %	±10
Температура окружающего воздуха, °С	От -40 до +50
Габаритные размеры, мм:	
длина	465
ширина	150
высота	800
Масса, кг	63

ГЛАВА 10

УЧЕТ ГАЗА

10.1. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ РАСХОДА ГАЗОВЫХ ПОТОКОВ, ИЗМЕРЯЕМЫХ ПРОМЫШЛЕННЫМИ ДИФФАНОМЕТРАМИ-РАСХОДОМЕРАМИ

На основании Правил измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами (диафрагмами) РД-50-213—80 приняты следующие допустимые диапазоны диаметров трубопроводов D и относительных площадей сужающих устройств m для диафрагм

с угловым способом отбора перепада давления $50 \text{ мм} \leq D \leq 1000 \text{ мм}$; $0,05 \leq m \leq 0,64$; для диафрагм с фланцевым способом отбора перепада давления $50 \text{ мм} \leq D \leq 760 \text{ мм}$; $0,04 \leq m \leq 0,56$, $m = (d/D)^2$.

Диаметр отверстия диафрагм независимо от способа отбора перепада давления $d \geq 12,5 \text{ мм}$. При измерении расхода газа отношение абсолютных давлений на входе и выходе диафрагмы должно быть больше или равно 0,75.

Расход газов в общем виде вычисляют по формулам

$$Q_m = a\varepsilon \frac{\pi d^3}{4} \sqrt{2 \Delta p \rho};$$

$$Q_{об} = a\varepsilon \frac{\pi d^3}{4} \sqrt{\frac{2 \Delta p}{\rho}},$$

где Q_m и $Q_{об}$ — массовый и объемный расходы газового потока; Δp — перепад давления на диафрагме.

Объемный расход сухого газа, приведенный к нормальным условиям (20°C и $0,1013 \text{ МПа}$), определяют по формуле

$$Q_{ном} = 0,2109 a \varepsilon K_t d_{20}^2 \sqrt{\frac{p \Delta p}{\rho_{ном} T K}},$$

где a — коэффициент расхода диафрагмы; ε — коэффициент расширения газа; K_t — поправочный коэффициент, учитывающий тепловое расширение материала диафрагмы; d_{20} — диаметр отверстия диафрагмы при 20°C ; m ; p — абсолютное давление газа перед диафрагмой; $\rho_{ном}$ — плотность сухого газа; T — температура газа; K — коэффициент сжимаемости при измерении расхода газа.

Объемный расход сухого газа в нормальных условиях приводится к другим стандартным условиям через поправочные коэффициенты (табл. 10.1).

Известный при рабочих условиях расход сухого газа приводят к нормальным условиям по формуле

$$Q_{ном} = 283,73 Q_{с.г} \cdot 10,2 / (TK).$$

При измерении влажного газа часовой расход (в $\text{м}^3/\text{ч}$) сухой его части при нормальных условиях в общем случае вычисляют по уравнению

$$Q_{ном} = 3,553 a \varepsilon K_t d_{20}^2 \frac{(p - \varphi p_{в.п. \max})}{(t + 273) K} \times \sqrt{\frac{\Delta p K (t + 273)}{283,73 \rho_{ном} (p - \varphi p_{в.п. \max}) + \varphi (t + 273) K_{в.п. \max}}},$$

Таблица 10.1

Поправочные коэффициенты

Условия приведения объемного расхода газа	0°C и $0,1013$ МПа	15°C и $0,1013$ МПа	20°C и $0,1013$ МПа	15°C и $0,1 \text{ МПа}$	20°C и $0,1 \text{ МПа}$
0°C и $0,1013 \text{ МПа}$	1	1,0549	1,0732	1,0688	1,0874
15°C и $0,1013 \text{ МПа}$	0,9479	1	1,0174	1,0132	1,0308
20°C и $0,1013 \text{ МПа}$	0,9318	0,9829	1	0,9959	1,0132
15°C и $0,1 \text{ МПа}$	0,9355	0,9869	1,0041	1	1,0174
20°C и $0,1 \text{ МПа}$	0,9196	0,9700	0,9869	0,9829	1

Примечание. Заданный при стандартных условиях расход пересчитывается в соответствующий ему при 0°C и $0,1013 \text{ МПа}$ путем умножения его на коэффициент 0,9318.

где φ — относительная влажность природного газа; $p_{в.п. \max}$; $\rho_{в.п. \max}$ — соответственно давление и плотность насыщенного водяного пара (табл. 10.2).

Известный при рабочих условиях объемный расход влажного газа $Q_{в.г}$ приводят к нормальным условиям по формуле

$$Q_{ном} = 283,73 Q_{в.г} \left(\frac{p}{TK} - \varphi \frac{p_{в.п. \max}}{TK} \right).$$

Пересчет известного при рабочих условиях расхода влажного газа в расход его сухой части при тех же условиях проводят по формуле

$$Q_{с.г} = Q_{в.г} (1 - \varphi p_{в.п. \max} / p).$$

Расход газа, измеряемый кольцевыми, колокольными, сильфонными и мембранными дифманометрами, определяют по формулам

для сухих газов

$$Q_{ном} = 0,2109 a \varepsilon K_t d_{20}^2 \sqrt{\frac{\Delta p_{нр}}{\rho_{ном} K (t + 273)}};$$

для сухой части влажных газов

$$Q_{ном} = 3,553 a \varepsilon K_t d_{20}^2 \frac{10,2 (p - \varphi p_{в.п. \max})}{(t + 273) K} \sqrt{\frac{\Delta p_{нр}}{\rho_{в.г}}}$$

или

$$Q_{ном} = 0,2109 a \varepsilon K_t K_\varphi d_{20}^2 \sqrt{\frac{\Delta p_{нр}}{\rho_{ном} K (t + 273)}},$$

где K_t и K_φ — коэффициенты коррекции расхода,

$$K_t = d/d_{20}; \quad K_\varphi = 1 - \varphi p_{в.п. \max} / p.$$

Таблица 10.2

Давление $p_{в.п. \max}$ и плотность $\rho_{в.п. \max}$ насыщенного водяного пара в зависимости от температуры

$t, ^\circ\text{C}$	$p_{в.п. \max} \cdot 10,2$, МПа	$\rho_{в.п. \max}$, кг/м ³	$t, ^\circ\text{C}$	$p_{в.п. \max} \cdot 10,2$, МПа	$\rho_{в.п. \max}$, кг/м ³	$t, ^\circ\text{C}$	$p_{в.п. \max} \cdot 10,2$, МПа	$\rho_{в.п. \max}$, кг/м ³
0	0,00623	0,00485	27	0,03634	0,02576	54	0,15298	0,09980
1	0,00669	0,00519	28	0,03853	0,02722	55	0,16051	0,1044
2	0,00720	0,00556	29	0,04083	0,02875	56	0,16835	0,1092
3	0,00772	0,00594	30	0,04325	0,03036	57	0,17653	0,1142
4	0,00829	0,00636	31	0,04580	0,03205	58	0,18504	0,1193
5	0,00889	0,00679	32	0,04847	0,03381	59	0,19390	0,1247
6	0,00953	0,00726	33	0,05128	0,03565	60	0,2031	0,1302
7	0,01021	0,00775	34	0,05423	0,03758	61	0,2127	0,1360
8	0,01093	0,00826	35	0,05733	0,03960	62	0,2227	0,1420
9	0,01170	0,00882	36	0,06057	0,04172	63	0,2330	0,1482
10	0,01251	0,00940	37	0,06398	0,04393	64	0,2438	0,1546
11	0,01338	0,01001	38	0,06755	0,04623	65	0,2550	0,1613
12	0,01429	0,01066	39	0,07123	0,04864	66	0,2666	0,1682
13	0,01526	0,01134	40	0,07520	0,05115	67	0,2787	0,1753
14	0,01629	0,01206	41	0,07930	0,05376	68	0,2912	0,1827
15	0,01738	0,01282	42	0,08360	0,05649	69	0,3042	0,1903
16	0,01853	0,01363	43	0,08809	0,05935	70	0,3177	0,1982
17	0,01974	0,01447	44	0,09279	0,06234	71	0,3317	0,2064
18	0,02103	0,01536	45	0,09771	0,06545	72	0,3463	0,2148
19	0,02239	0,01630	46	0,10284	0,06868	73	0,3613	0,2236
20	0,02383	0,01729	47	0,10821	0,07205	74	0,3769	0,2326
21	0,02534	0,01833	48	0,11382	0,07557	75	0,3931	0,2420
22	0,02694	0,01942	49	0,11967	0,07923	76	0,4098	0,2526
23	0,02863	0,02057	50	0,12578	0,08302	77	0,4272	0,2615
24	0,03041	0,02177	51	0,13216	0,08696	78	0,4451	0,2718
25	0,03229	0,02304	52	0,13881	0,09107	79	0,4637	0,2824
26	0,03426	0,02437	53	0,14575	0,09535	80	0,4829	0,2933

Расход, измеряемый поплавковыми дифманометрами, вычисляют по формулам:
для сухих газов

$$Q_{\text{ном}} = 0,2109 a \varepsilon K_t^2 d_{20}^2 \sqrt{\frac{\Delta p_{\text{н}} \rho (\rho'_y - \rho')}{\rho_{\text{ном}} \rho_y T K}};$$

для сухой части влажных газов

$$Q_{\text{ном}} = 3,553 a \varepsilon K_t^2 d_{20}^2 \frac{(p - p_{в.п. \max}) 10,2}{(t + 273) K} \sqrt{\frac{\Delta p_{\text{н}} (\rho'_y - \rho')}{\rho_{в.г} \rho_y}};$$

где ρ'_y — плотность уравнивающей жидкости при давлении p и температуре 20°C , кг/м³; ρ' — плотность вещества над уравнивающей жидкостью при давлении p и температуре 20°C , кг/м³.

10.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ИЗМЕРЯЕМОГО ГАЗОВОГО ПОТОКА

Определение абсолютного давления газового потока

Абсолютное давление p газового потока определяют как сумму избыточного (манометрического) $p_{\text{из}}$ и барометрического $p_{\text{бар}}$ давлений.

Избыточное давление газового потока измеряют непосредственно у входного торца диафрагмы с помощью регистрирующего манометра или дифманометра-расходомера с дополнительной записью давления. Отверстие для отбора избыточного давления должно выполняться отдельно от отверстия для измерения перепада давления, а его диаметр не должен превышать $0,08D$.

Среднее значение избыточного давления за сутки (или в промежутке времени менее суток) определяют в результате обработки диаграммы регистрирующего прибора пропорциональным планиметром. Планиметрирование диаграммы выполняют не менее трех раз, а результирующий отсчет принимают как среднее арифметическое планиметрических чисел.

Среднее избыточное давление за данный промежуток времени определяют по формуле:

$$p_{\text{из}} = 0,01 N_{\text{п}} p_{\text{шк. max}}, \quad (10.1)$$

где $N_{\text{п}}$ — среднее арифметическое планиметрическое число, первые две цифры которого отделены запятой (средний радиус в %); $p_{\text{шк. max}}$ — верхний предел шкалы измерительного прибора.

Барометрическое давление определяют непосредственно в пункте измерения количества газа с помощью манометра или дифманометра. При измеренном (известном) барометрическом давлении абсолютное давление газа определяют по уравнению:

$$p = p_{\text{из}} + p_{\text{бар}}/0,098.$$

Барометрическое давление можно принять постоянным, если среднее его значение для данной местности стандартизировано или отклонения текущих его значений от средней величины не превышают 0,5 %.

Определение температуры газового потока

В многониточных системах, имеющих одинаковые геометрические размеры трубопроводов и сужающих устройств, температуру газового потока допускается измерять только в одном из трубопроводов, если значения этого параметра в каждом из них отличаются не более чем на 1/4 погрешности измерения.

Абсолютное значение температуры газового потока определяют по формуле $T = 273,15 + t$, где t — температура газового потока в °C.

При измерении температуры регистрирующим прибором ее значение среднее за сутки или за промежуток времени менее суток (в °C) определяют по данным планиметрирования картограммы измерительного прибора аналогично среднему значению избыточного давления, рассчитываемому по формуле (10.1).

При измерении температуры газового потока ртутным термометром его показания снимают не реже одного раза в час, а среднее значение температуры определяют как среднее арифметическое число зафиксированных результатов. Цена деления применяемого ртутного термометра не должна превышать 0,5 °C.

Поправку Δt (в °C), вносимую в показания ртутного термометра на температуру выступающего в окружающую среду столбика ртути, вычисляют по формуле: $\Delta t = ha_i(t - t_1)$, где h — высота выступающего столбика в градусах шкалы; $a_i = 0,000161/^\circ\text{C}$ — коэффициент относительного расширения ртути; t — температура, показываемая термометром, °C; t_1 — средняя температура выступающего столбика ртути, измеренная дополнительным термометром, °C.

Определение перепада давления газа на диафрагме

Среднее суточное значение перепада давления газа $\Delta p_{\text{ср. сут}}$ на диафрагме определяют по результатам обработки диафрагмы дифманометра-расходомера корневым планиметром и рассчитывают по формуле $\Delta p_{\text{ср. сут}} = 1,333 N_K \sqrt{\Delta p}$, где N_K — планиметрическое число (первые две цифры отделены запятой), полученное по отчету корневого планиметра; Δp — наибольший перепад давления газа на диафрагме, вычисляемый по предельному номинальному перепаду давления дифманометра-расходомера.

Наибольший перепад давления газа на диафрагме определяют при измерении поплавковыми дифманометрами-расходомерами с ртутным заполнением: при плотности газа $\rho' > 14 \text{ кг/м}^3$ $\Delta p = \Delta p_{\text{ном}} (1 - \rho/13\,546)$, где $\rho_{\text{ном}}$ — предельный, номинальный перепад давления дифманометра; при плотности газа $\rho' \leq 14 \text{ кг/м}^3$ $\Delta p = \Delta p_{\text{н}}$. Это уравнение справедливо также при использовании сильфонных и мембранных дифманометров для измерения расхода газа любой плотности.

Определение плотности газов

Газы и их смеси являются сухими, когда их относительная влажность при нормальных условиях находится в пределах $0 \leq \varphi \leq 0,1$.

Плотность газового потока должна быть измерена или определена в процессе измерения расхода газа. Отбор проб газа для измерения его плотности допускается производить как перед диафрагмой, так и за ней. Плотность сухих газов и их смесей определяют лабораторными методами или аналитическим расчетом по известному компонентному составу смеси. При лабораторном определении плотности сухих газов и их смесей предпочтительно применять пикнометрический метод.

Плотность смесей сухих газов при 20 °C и 0,1013 МПа расчетным методом по известному компонентному составу смеси определяют по формулам:

при известной молярной $N_{i \text{ мол}} = m_i/M$ концентрации компонентов смеси плотность i -го компонента смеси

$$\rho_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n N_{i \text{ мол}} \rho_{\text{ном } i} =$$

$$= N_{1 \text{ мол}} \rho_{\text{ном } 1} + N_{2 \text{ мол}} \rho_{\text{ном } 2} + \dots + N_{n \text{ мол}} \rho_{\text{ном } n};$$

при известной массовой $N_{ib} = q_i/q$ доле компонентов смеси

$$\rho_{\text{ном}} = \left[\sum_{i=1}^n \frac{N_{ib}}{\rho_{\text{ном } i}} \right]^{-1} = \left[\frac{N_{1b}}{\rho_{\text{ном } 1}} + \frac{N_{2b}}{\rho_{\text{ном } 2}} + \dots + \frac{N_{nb}}{\rho_{\text{ном } n}} \right]^{-1},$$

где m_i — число молей i -го компонента смеси; M — число молей смеси; q_i — массовая доля i -го компонента смеси; q — масса смеси газов.

Плотность сухого газа в рабочих условиях при известной плотности в нормальных условиях вычисляют по уравнению

$$\rho = \rho_{\text{ном}} \frac{\rho T_{\text{ном}}}{\rho_{\text{ном}} T K} = 283,73 \frac{\rho}{TK} \rho_{\text{ном}}.$$

Влажные газы и их смеси характеризуются наличием в них водяного пара. Газы и их смеси считаются влажными, если значение их относительной влажности при нормальных условиях лежит в пределах $0,1 \leq \varphi \leq 1$. Плотность влажного газа в общем случае определяют как сумму плотностей его сухой части и водяного пара при их парциальных давлениях и температуре

$$\rho_{\text{в. г}} = \rho_{\text{с. г}} + \rho_{\text{в. п}}.$$

Плотность сухой части влажного газа в рабочих условиях находят по выражению:
в общем случае

$$\rho_{\text{с. г}} = 283,73 \rho_{\text{ном}} \frac{(\rho - \varphi \rho_{\text{в. п. max}})}{TK};$$

в состоянии насыщения

$$\rho_{\text{с. г}} = 283,73 \rho_{\text{ном}} \frac{(\rho - \rho_{\text{в. п. max}})}{TK}.$$

Плотность влажного газа (смеси газов) при ρ и t определяют по уравнениям:

в общем случае

$$\rho_{\text{в. г}} = 283,73 \rho_{\text{ном}} \frac{(\rho - \varphi \rho_{\text{в. п. max}})}{TK} + \varphi \rho_{\text{в. п. max}};$$

для насыщенного влажного газа

$$\rho_{\text{в. г}} = 283,73 \rho_{\text{ном}} \frac{(\rho - \rho_{\text{в. п. max}})}{TK} + \rho_{\text{в. п. max}}.$$

Абсолютная влажность — количество водяного пара, содержащегося в единице объема или массы газа.

Относительную влажность газа (в долях единицы) определяют как отношение парциального давления водяного пара, содержащегося во влажном газе, к максимально возможному его парциальному давлению при данной температуре или как отношение плотности водяного пара во влажном газе к наибольшей возможной плотности пара при одних и тех же ρ и T

$$\varphi = \frac{\rho_{\text{в. п}}}{\rho_{\text{в. п. max}}} = \frac{\rho_{\text{в. п}}}{\rho_{\text{в. п. max}}}.$$

Относительная влажность зависит от параметров состояния ρ и T газов (смесей газов). Если относительная влажность φ' задана для условий ρ' и T' , отличающихся от рабочих условий ρ и T , то относительную влажность для рабочих условий определяют по формуле

$$\varphi = \varphi' \frac{\rho' T \rho_{\text{в. п. max}}}{\rho' T \rho_{\text{в. п. max}}},$$

где $\rho_{\text{в. п. max}}$, $\rho_{\text{в. п. max}}$ — соответственно плотность и парциальное давление водяного пара при температуре T и давлении ρ ; $\rho_{\text{в. п. max}}$, $\rho_{\text{в. п. max}}$ — то же, при T' и ρ' .

При $\varphi > 1$ влажный газ пересыщен водяными парами. При этом водяной пар будет конденсироваться до тех пор, пока φ не примет значения, равного 1, которое в данном случае и принимают в качестве расчетного.

Абсолютную влажность газа пересчитывают в относительную по формулам:

при абсолютной влажности $f_{\text{с}}$, выраженной массой водяного пара в 1 кг сухого газа

$$\varphi = \frac{\rho f_{\text{с}}}{\rho_{\text{в. п. max}} (f_{\text{с}} + 0,7496 K / \rho_{\text{ном}})};$$

при абсолютной влажности $f_{\text{ном}}$, выраженной массой водяного пара в 1 м³ сухого газа в нормальных условиях

$$\varphi = \frac{\rho f_{\text{ном}}}{\rho_{\text{в. п. max}} (f_{\text{ном}} + 0,7496 K)}.$$

Относительную влажность газа при известном содержании влаги a определяют по формуле

$$\varphi = a \rho / \rho_{\text{в. п. max}}.$$

Относительная влажность газа при известной температуре

$$\varphi = \frac{6,227 \cdot 10^{-3}}{\rho_{\text{в. п. max}}} \cdot 10^{\left(\frac{7,5t}{237,3 + t_1} \right)},$$

Определение показателя адиабаты

Показатель адиабаты газа зависит от его свойств и параметров состояния — давления и температуры. В диапазонах давлений от 0 до 8 МПа и температур от —25 до +80 °С показатель адиабаты метана

$$\chi = 1,29 + 0,704 \cdot 10^{-6} [2575 + (346,23 - t)^2] \rho \cdot 10,2.$$

Показатель адиабаты смеси газов при давлениях, близких к атмосферному, определяют по формуле

$$\chi = \sum_{i=1}^n N_{i \text{ мол}} \chi_i = N_{1 \text{ мол}} \chi_1 + N_{2 \text{ мол}} \chi_2 + \dots + N_{n \text{ мол}} \chi_n,$$

где χ_i — показатель адиабаты i -го компонента смеси газов при рабочих условиях; $N_{i \text{ мол}}$ — молекулярная концентрация i -го компонента смеси газов.

Значения показателя адиабаты метана приведены в табл. 10.3.

Определение псевдокритических и приведенных параметров

Псевдокритические давление и температуру смеси газов определяют по формулам

$$p_{\text{пк}} = \sum_{i=1}^n N_{i \text{ мол}} p_{ki} = N_{1 \text{ мол}} p_{k1} + N_{2 \text{ мол}} p_{k2} + \dots + N_{n \text{ мол}} p_{kn};$$

$$T_{\text{пк}} = \sum_{i=1}^n N_{i \text{ мол}} T_{ki} = \\ = N_{1 \text{ мол}} T_{k1} + N_{2 \text{ мол}} T_{k2} + \dots + N_{n \text{ мол}} T_{kn},$$

где p_{ki} и T_{ki} — критические значения давления и температуры i -го компонента смеси газов соответственно (принимают по табл. 10.4); $N_{i \text{ мол}}$ — молярная концентрация i -го компонента смеси газов.

Псевдокритические параметры $p_{\text{пк}}$ и $T_{\text{пк}}$ смесей природных газов, не содержащих CO_2 и N_2 , находят по табл. 10.5 в зависимости от значения плотности газа при нормальных условиях.

Псевдокритические параметры $p_{\text{пк}}$ и $T_{\text{пк}}$ смесей природных газов, содержащих CO_2 и N_2 :

$$p_{\text{пк}} = 30,168 [0,05993 (26,831 - \rho_{\text{ном}}) + (N_{\text{CO}_2} - 0,392 N_{\text{N}_2})],$$

$$T_{\text{пк}} = 88,25 [1,7591 (0,56364 + \rho_{\text{ном}}) - (N_{\text{CO}_2} + 1,681 N_{\text{N}_2})],$$

где N_{CO_2} и N_{N_2} — молярные концентрации CO_2 и N_2 в долях единицы.

Приведенные давление и температуру определяют по формулам

$$p_{\text{пр}} = p/p_{\text{пк}}, \quad T_{\text{пр}} = T/T_{\text{пк}}. \quad (10.2)$$

Таблица 10.3

Показатель адиабаты метана χ в зависимости от давления и температуры

$p, \text{ МПа}$	Температура $t, ^\circ\text{C}$											
	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60	70	80
0,2	1,31	1,31	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,29	1,29	1,29	1,29
0,4	1,33	1,32	1,32	1,31	1,31	1,31	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
0,6	1,35	1,34	1,33	1,32	1,32	1,31	1,31	1,31	1,30	1,30	1,30	1,30
0,8	1,36	1,35	1,34	1,33	1,33	1,32	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
1	1,38	1,37	1,36	1,35	1,34	1,33	1,32	1,32	1,31	1,31	1,31	1,31
1,2	1,40	1,39	1,37	1,36	1,35	1,34	1,33	1,32	1,32	1,31	1,31	1,31
1,4	1,42	1,40	1,38	1,37	1,36	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32	1,32	1,32
1,6	1,44	1,42	1,40	1,38	1,36	1,35	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32	1,32
1,8	1,46	1,43	1,41	1,39	1,37	1,36	1,35	1,34	1,33	1,32	1,32	1,32
2	1,48	1,45	1,42	1,40	1,38	1,37	1,35	1,34	1,33	1,33	1,33	1,33
2,2	1,49	1,46	1,44	1,41	1,39	1,37	1,36	1,35	1,34	1,33	1,33	1,33
2,4	1,51	1,48	1,45	1,42	1,40	1,38	1,37	1,35	1,34	1,34	1,33	1,33
2,6	1,53	1,50	1,46	1,44	1,41	1,39	1,37	1,36	1,34	1,34	1,34	1,34
2,8	1,55	1,51	1,48	1,45	1,42	1,40	1,38	1,36	1,35	1,34	1,34	1,34
3	1,57	1,53	1,49	1,46	1,43	1,40	1,38	1,37	1,36	1,35	1,35	1,35
3,2	1,59	1,54	1,50	1,47	1,44	1,41	1,39	1,37	1,36	1,35	1,35	1,35
3,4	1,61	1,56	1,52	1,48	1,45	1,42	1,40	1,38	1,36	1,36	1,35	1,35
3,6	1,62	1,58	1,53	1,49	1,46	1,43	1,40	1,38	1,36	1,36	1,36	1,36
3,8	1,64	1,59	1,54	1,50	1,47	1,43	1,41	1,39	1,37	1,36	1,36	1,36

Р, МПа	Температура t, °C									
	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	80
4	1,66	1,61	1,56	1,51	1,48	1,44	1,41	1,39	1,38	1,36
4,2	1,68	1,62	1,57	1,52	1,48	1,45	1,42	1,40	1,38	1,37
4,4	1,70	1,64	1,58	1,54	1,49	1,46	1,43	1,40	1,38	1,37
4,6	1,72	1,65	1,60	1,55	1,50	1,47	1,43	1,41	1,39	1,37
4,8	1,74	1,67	1,61	1,56	1,51	1,47	1,44	1,41	1,38	1,37
5	1,76	1,69	1,62	1,57	1,52	1,48	1,45	1,42	1,39	1,38
5,2	1,77	1,70	1,64	1,58	1,53	1,49	1,45	1,42	1,40	1,38
5,4	1,79	1,72	1,65	1,59	1,54	1,50	1,46	1,43	1,41	1,39
5,6	1,81	1,73	1,66	1,60	1,55	1,50	1,46	1,43	1,41	1,39
5,8	1,83	1,75	1,68	1,61	1,56	1,51	1,47	1,44	1,40	1,40
6	1,85	1,77	1,69	1,62	1,57	1,52	1,48	1,45	1,42	1,40
6,2	1,87	1,78	1,70	1,64	1,58	1,53	1,48	1,45	1,42	1,41
6,4	1,89	1,80	1,72	1,65	1,59	1,53	1,49	1,46	1,43	1,41
6,6	1,90	1,81	1,73	1,66	1,60	1,54	1,50	1,47	1,44	1,41
6,8	1,92	1,83	1,74	1,67	1,61	1,55	1,50	1,47	1,44	1,41
7	1,94	1,84	1,76	1,68	1,61	1,56	1,51	1,47	1,44	1,42
7,2	1,96	1,86	1,77	1,69	1,62	1,56	1,52	1,48	1,45	1,42
7,4	1,98	1,88	1,78	1,70	1,63	1,57	1,52	1,48	1,45	1,43
7,6	2,00	1,89	1,80	1,71	1,64	1,58	1,53	1,49	1,46	1,43

Таблица 10.4

Основные критические параметры индивидуальных газов и жидкостей

Вещество	Химическая формула	P_K , МПа	T_K , К	Вещество	Химическая формула	P_K , МПа	T_K , К
Метан	CH_4	4,606	190,66	Двуокись углерода	CO_2	7,35	304,25
Этан	C_2H_6	4,8	305,46	Окись углерода	CO	3,43	132,96
Пропан	C_3H_8	4,21	369,90	Двуокись азота	NO_2	10,09	431
н-Бутан	C_4H_{10}	3,65	425,20	Окись азота	NO	6,66	180,30
изо-Бутан	C_4H_{10}	3,63	408,10	Двуокись серы	SO_2	7,84	30,70
н-Пентан	C_5H_{12}	3,27	469,50	Гелий	He	0,196	5,26
изо-Пентан	C_5H_{12}	3,27	460,40	Хлор	Cl_2	7,64	417,20
Гексан	C_6H_{14}	2,94	507,30	Этилмеркаптан	C_2H_5SH	5,49	499,10
Гептан	C_7H_{16}	2,65	540,30	Вода	H_2O	22,8	647,40
Октан	C_8H_{18}	2,45	568,60	Ртуть	Hg	116,4	1750
Азот	N_2	3,27	126,20				
Водород	H_2	1,27	33,26				
Воздух		3,65	132,46				
Водяной пар	H_2O	22,05	647,30				
Кислород	O_2	4,9	154,80				
Сероводород	H_2S	8,9	373,60				

Таблица 10.5

Псевдокритические параметры $P_{ПК}$ и $T_{ПК}$ смесей природных газов, не содержащих H_2 , CO_2 и N_2

$P_{НОМ}$	$P_{ПК}$	$T_{ПК}$	$P_{НОМ}$	$P_{ПК}$	$T_{ПК}$	$P_{НОМ}$	$P_{ПК}$	$T_{ПК}$
0,600	4,646	180,64	0,700	4,628	196,16	0,800	4,61	211,68
0,605	4,645	181,41	0,705	4,627	196,94	0,805	4,61	212,46
0,610	4,643	182,19	0,710	4,626	197,71	0,810	4,609	213,23
0,615	4,642	182,96	0,715	4,626	198,49	0,815	4,608	214,01
0,620	4,642	183,74	0,720	4,625	199,26	0,820	4,607	214,79
0,625	4,641	184,52	0,725	4,624	200,04	0,825	4,606	215,56
0,630	4,640	185,29	0,730	4,623	200,82	0,830	4,605	216,34
0,635	4,639	186,07	0,735	4,622	201,59	0,835	4,604	217,12
0,640	4,638	186,85	0,740	4,621	202,37	0,840	4,603	217,89
0,645	4,637	187,62	0,745	4,62	203,14	0,845	4,602	218,67
0,650	4,637	188,40	0,750	4,62	203,92	0,850	4,60	219,44
0,655	4,636	189,17	0,755	4,619	204,70	0,855	4,6	220,22
0,660	4,635	189,95	0,760	4,618	205,47	0,860	4,599	221
0,665	4,634	190,73	0,765	4,617	206,25	0,865	4,599	221,77
0,670	4,633	191,50	0,770	4,616	207,03	0,870	4,598	222,55
0,675	4,632	192,28	0,775	4,615	207,80	0,875	4,597	223,32
0,680	4,631	193,06	0,780	4,614	208,58	0,880	4,596	224,10
0,685	4,63	193,83	0,785	4,613	209,35	0,885	4,595	224,88
0,690	4,629	194,61	0,790	4,612	210,13	0,890	4,594	225,65
0,695	4,629	195,38	0,795	4,611	210,91	0,895	4,593	226,43
						0,900	4,592	227,21

Определение коэффициента сжимаемости

Коэффициент сжимаемости природных газов плотностью $\rho_{\text{ном}} = 0,55\text{--}0,9 \text{ кг/м}^3$ определяют по таблицам Правил в зависимости от псевдоприведенного избыточного давления $p_{\text{н. п.}}$, псевдоприведенной температуры $t_{\text{н. п.}}$, плотности $\rho_{\text{ном}}$ и содержания CO_2 и N_2 . Приближенно коэффициент сжимаемости можно определить по номограмме (см. рис. 5.17—5.18).

Коэффициент расширения газа при движении его через диафрагму определяют по формуле

$$\xi = 1 - (0,3707 + 0,3184m^2) [1 - (1 - \Delta p/p)^{1/x}]^{0,935}$$

или по специальным таблицам Правил.

Определение вязкости газов

Динамическую вязкость газового потока при рабочих условиях (при p и T) рассчитывают следующим образом.

1. Вычисляют динамическую вязкость (в Па·с) каждого компонента газовой смеси μ_j при рабочей температуре и атмосферном давлении

$$\mu_j = 0,27219 \cdot 10^{-6} \frac{\sqrt{M_j T}}{\sigma^2 \Omega_\mu},$$

где M_j — молекулярная масса j -го компонента (табл. 10.6); σ — потенциал Штокмайера (см. табл. 10.6); Ω_μ — интеграл столкновений для вязкости, определяемый по табл. 10.7 в зависимости от безразмерной температуры

$$T_* = \frac{T}{\xi'/k},$$

ξ'/k — параметр потенциала j -го компонента (см. табл. 10.6).

2. Определяют динамическую вязкость газового потока как смеси газов при рабочей температуре и атмосферном давлении по уравнению

$$\mu_{\text{см}} = \frac{\sum_{j=1}^n \mu_j N_{j \text{ мол}} \sqrt{M_j}}{\sum_{j=1}^n N_{j \text{ мол}} \sqrt{M_j}} = \frac{N_1 \mu_1 \sqrt{M_1} + N_2 \mu_2 \sqrt{M_2} + \dots + N_n \mu_n \sqrt{M_n}}{N_1 \sqrt{M_1} + N_2 \sqrt{M_2} + \dots + N_n \sqrt{M_n}}. \quad (10.8)$$

Таблица 10.6

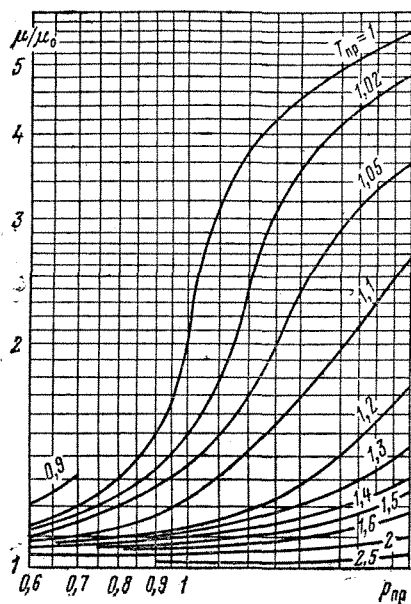
Основные константы индивидуальных газов и жидкостей

Вещество	Молекулярная масса	Плотность ρ , кг/м ³		Коэффициент сжимаемости при 20 °С и 0,1013 МПа	Вязкость при 20 °С и 0,1013 МПа	Параметры потенциалов	
		при 0 °С и 0,1013 МПа	при 20 °С и 0,1013 МПа			ξ'/k	$\sigma \cdot 10^6$, м
Метан	16,042	0,7172	0,6681	0,9980	1,0484	140	3,808
Этан	30,068	1,3548	1,2600	0,9917	0,8720	236	4,384
Пропан	44,094	2,0090	1,8569	0,9821	0,7649	206	5,420
н-Бутан	58,120	2,7010	2,4947	0,9668	0,6956	208	5,869
изо-Бутан	58,120	2,6803	2,4911	0,9701	0,7027	217	5,819
н-Пентан	72,151	3,4531	3,1633	0,9436	0,6354	269	6,099
изо-Пентан	72,151	3,4531	3,1633	0,9436	0,6507	269,6	6,057
Гексан	86,178	3,7484	3,5849	0,9134	0,6119	423	5,916
Гептан	100,198	4,4731	4,1679	—	0,550	288	7,000
Октан	114,220	5,030	4,687	—	0,503	333	7,407
Азот	28,016	1,2501	1,1889	0,1998	1,6981	91,5	3,681
Водород	2,016	0,0898	0,0837	1,0008	0,85	33,3	2,968
Воздух	28,960	1,2928	1,2046	0,9996	1,7419	97	3,617
Водяной пар	18,016	0,8041	0,7469	—	0,8006	809,1	2,641
Сероводород	34,082	1,5358	1,4311	0,9905	1,2025	343	3,49
Двуокись углерода	44,011	1,9767	1,8346	0,9945	1,3942	190	3,996
Оксись углерода	28,011	1,250	1,165	0,9997	1,6951	110	3,590
Двуокись азота	46,006	2,055	1,915	—	—	220	3,879
Оксись азота	30,01	1,340	1,249	—	1,8358	119	3,470
Двуокись серы	64,06	2,947	2,727	—	1,1804	347	4,04
Хлор	70,91	3,233	3,012	—	1,2698	357	4,117
Этилмеркаптан	62,13	0,840	—	—	—	447,6	4,644
Вода	18,12	1	998,2	—	102,4	775	2,52
Ртуть	200,59	13 595,5	13 546,3	—	157,0	851	2,898

Таблица 10.7

Значения интеграла столкновений Ω_μ для различных T .

T_*	Ω_μ	T_*	Ω_μ	T_*	Ω_μ	T_*	Ω_μ
0,30	2,785	1,35	1,375	2,8	1,058	4,9	0,9305
0,35	2,628	1,40	1,353	2,9	1,048	5	0,9269
0,40	2,492	1,45	1,333	3	1,039	6	0,8963
0,45	2,368	1,50	1,314	3,1	1,030	7	0,8727
0,50	2,267	1,55	1,296	3,2	1,022	8	0,8538
0,55	2,156	1,60	1,279	3,3	1,014	9	0,8379
0,60	2,065	1,65	1,264	3,4	1,007	10	0,8242
0,65	1,982	1,70	1,248	3,5	0,9999	20	0,7432
0,70	1,908	1,75	1,234	3,6	0,9932	30	0,7005
0,75	1,841	1,80	1,221	3,7	0,9870	40	0,6718
0,80	1,780	1,85	1,209	3,8	0,9811	50	0,6504
0,85	1,725	1,90	1,197	3,9	0,9755	60	0,6335
0,90	1,675	1,95	1,186	4	0,9700	70	0,6194
0,95	1,629	2	1,175	4,1	0,9649	80	0,6076
1,00	1,587	2,1	1,156	4,2	0,9600	90	0,5973
1,05	1,549	2,2	1,138	4,3	0,9553	100	0,5882
1,10	1,514	2,3	1,122	4,4	0,9507	200	0,5320
1,15	1,482	2,4	1,107	4,5	0,9464	300	0,5016
1,20	1,452	2,5	1,093	4,6	0,9422	400	0,4811
1,25	1,424	2,6	1,081	4,7	0,9382	—	—
1,30	1,399	2,7	1,069	4,8	0,9343	—	—



3. Рассчитывают приведенное давление $p_{пр}$ и температуру $T_{пр}$ газовой смеси по формулам (10.2).

4. По графику на рис. 10.1 находят отношение $\mu/\mu_0 = k_\mu$ в зависимости от $p_{пр}$ и $T_{пр}$.

5. По найденным значениям k_μ и $\mu_{см}$ динамическая вязкость газового потока при рабочих условиях $\mu = k_\mu \mu_{см}$.

Рис. 10.1. График определения поправочного множителя для вычисления вязкости газов

При $p_{пр} < 0,6$ коэффициент $k_\mu = 1$ и $\mu = \mu_{см}$, т. е. в этом случае динамическую вязкость газового потока при рабочих условиях определяют по уравнению (10.3).

Определение числа Рейнольдса

Число Рейнольдса является безразмерным критерием гидродинамического подобия потоков и представляет собой отношение сил инерции к силам вязкости потока. Число Рейнольдса для диаметра D определяют по выражениям:

при известном расходе сухого газа в нормальном состоянии

$$Re = 0,0361 \frac{Q_{ном} \rho_{ном}}{D \mu};$$

при известном расходе сухой части влажного газа в нормальном состоянии

$$Re = 0,0361 \frac{Q_{ном} \rho_{ном} \rho}{D \rho_{с.г} \mu}.$$

Коэффициент расхода диафрагм

Коэффициент расхода диафрагм с угловым способом отбора Δp и острой входной кромкой, устанавливаемых в трубопроводах с относительной шероховатостью (табл. 10.8),

$$\frac{k^2}{D} \cdot 10^4 \leq \begin{cases} 25 & \text{для } m \leq 0,09, \\ 2375m - 1817,5\sqrt{m} + 356,5 & \text{для } 0,09 < m \leq 0,3, \\ 3,9 + 10^3 \cdot \exp(-14,2\sqrt{m}) & \text{для } m > 0,13 \end{cases}$$

в диапазоне чисел Рейнольдса $Re_{min} \leq Re \leq 10^8$ определяют по формуле

$$a_y = \frac{1}{\sqrt{1-m^2}} \left[0,5959 + 0,0312m^{1,05} - 0,1840m^4 + 0,0029m^{1,25} \left(\frac{10^6}{Re} \right)^{0,75} \right]. \quad (10.4)$$

Значения Re_{min} выбирают в зависимости от m : для $0,05 \leq m \leq 0,2$ $Re_{min} = 5 \cdot 10^3$; для $0,20 < m \leq 0,59$ $Re_{min} = 10^4$; для $0,59 < m \leq 0,64$ $Re_{min} = 2 \cdot 10^4$.

Коэффициенты расхода диафрагм с угловым способом отбора Δp , острота входной кромки которых не удовлетво-

Таблица 10.8

Значения относительной шероховатости k для различных условий эксплуатации трубопроводов

Вид труб и материал	Состояние поверхности труб и условия эксплуатации	k , мм
Цельнотянутые стальные трубы	Трубы:	
	новые не бывшие в эксплуатации	0,02—0,1
	изготовленные волочением в холодном состоянии	0,03
	очищенные после многих лет эксплуатации	≤0,04
Цельно сварные стальные трубы	изготовленные горячим волочением	0,05—0,1
	Газопроводы	
	после нескольких лет эксплуатации	0,12—0,22
	после одного года эксплуатации	0,12
	после нескольких лет эксплуатации (корродированные или с небольшими отложениями)	0,15—1
	Трубы:	
	бывшие в эксплуатации, равномерная коррозия	0,15
	новые спирально сварные	0,1
	новые или старые в хорошем состоянии	0,04—0,1
	Магистральные газопроводы после многих лет эксплуатации	0,5
	Магистральные газопроводы после 20 лет эксплуатации	1,1

рует требованиям, определяют путем умножения величины a_y , рассчитанной по формуле (10.4), на поправочный множитель на притупление входной кромки k_n . Коэффициенты расхода диафрагм, устанавливаемых в трубопроводах с относительной шероховатостью k/D , превышающей указанную, определяют умножением величины a_y , рассчитанной по формуле (10.4), на поправочный множитель на шероховатость трубопровода $k_{ш}$.

В случае одновременного учета обоих поправочных множителей уравнение для определения коэффициента расхода принимает вид

$$a_y = \frac{1}{\sqrt{1-m^2}} \left[0,5959 + 0,0312m^{1,05} - 0,1840m^4 + 0,0029m^{1,25} \left(\frac{10^6}{Re} \right)^{0,75} \right] k_{ш} k_n.$$

Значения $k_{ш}$ и k_n определяют по формулам

$$k_{ш} = am + b,$$

где $a = (c - 0,3) [-1,066c^2 + 0,36c - 0,13]$ при $c \leq 0,3$;

$a = 0$ при $c > 0,3$; $b = 1 + (c - 0,3) \cdot (-0,08c^2 + 0,024c - 0,0046)$ при $c \leq 0,3$; $b = 1$ при $c > 0,3$;

$$c = D/10^3;$$

$$k_n = a + b \exp [-n(m - 0,05)],$$

где $a = 1 + 0,011 \exp [-55,2(c - 0,05)^{1,3}]$;

$$b = 0,0020 + 0,2558c - 1,68c^2 + 2,867c^3;$$

$$n = 4,25 + 142,94(c - 0,05)^{1,92};$$

$$c = D/10^3.$$

Если входная кромка острая, $k_n = 1$.

Коэффициент расхода диафрагм с фланцевым способом отбора Δp и острой входной кромкой, устанавливаемых в трубопроводе с относительной шероховатостью

$$\frac{k}{D} \cdot 10^4 \leq \begin{cases} 25 & \text{для } m \leq 0,09; \\ 2375m - 1817,5\sqrt{m} + 356,5 & \text{для } 0,09 < m \leq 0,13; \\ 10 & \text{для } m > 0,13, \end{cases}$$

в диапазоне чисел Рейнольдса $1260 mD = Re_{\min} \leq Re \leq 10^8$ определяют по формуле

$$a_\Phi = \frac{1}{\sqrt{1-m^2}} \left[0,5959 + 0,0312m^{1,05} - 0,1840m^4 + 0,0029m^{1,25} \left(\frac{10^6}{Re} \right)^{0,75} + 0,0900l_1m^2(1-m^2)^{-1} - 0,0337l_2m^{1,5} \right]. \quad (10.5)$$

Значения постоянных l_1 и l_2 определяют следующим образом:

$$l_1 = \begin{cases} 0,4333 & \text{при } D \leq 58,62 \text{ мм;} \\ 25,4/D & \text{при } D > 58,62 \text{ мм;} \end{cases}$$

$$l_2 = 25,4/D.$$

*Определение параметров потока по результатам
планиметрирования диаграмм регистрирующих приборов*

При измерении регистрирующими приборами параметры потока за данный промежуток времени определяют в результате обработки диаграмм приборов пропорциональными, корневыми или полярными планиметрами. Пропорциональные планиметры используют для планиметрирования дисковых диаграмм с равномерными шкалами, корневые планиметры — для планиметрирования дисковых диаграмм с неравномерными шкалами, полярные планиметры — для планиметрирования ленточных диаграмм с равномерными шкалами.

Планиметрическое число N_p получают посредством отделения запятой двух первых значащих цифр трехзначного отсчета, снятого с показаний пропорционального планиметра в результате планиметрирования диаграммы. Планиметрическое число N_k получают посредством отделения запятой одной значащей цифры трехзначного отсчета, снятого с показаний корневого планиметра.

Среднее за данный промежуток времени значение планиметра $P_{ср}$, определяемого в результате планиметрирования 100 %-ной диаграммы пропорциональным планиметром, вычисляют по формуле $P_{ср} = 0,01 N_p P_{пр}$, где $P_{пр}$ — верхний предел шкалы измерений регистрирующего прибора (в единицах измеряемого параметра).

При обработке диаграммы дифманометра с записью перепада давления среднее его значение за данный промежуток времени вычисляют по формуле $\Delta p_{ср} = 0,01778 \Delta p_{пр} N_k^2$, где $\Delta p_{пр}$ — предельное значение перепада давления, соответствующее верхнему пределу шкалы измерения дифманометра.

Среднее за данный промежуток времени значение квадратного корня из перепада давления $\sqrt{\Delta p_{ср}} = 0,1333 N_k \sqrt{\Delta p_{пр}}$.

Показания равномерных ленточных диаграмм обрабатывают по результатам отсчета по полярному планиметру и записывают в виде четырехзначного числа с последующим отделением запятой первых трех значащих цифр: первую цифру берут по стрелке диска (1 деление = 100 см²), вторую и третью с барабанчика (десятки и единицы), четвертую — по нониусу (десятые доли). Значение отсчета определяет площадь (в см²) планиметрируемой части ленточной диаграммы. Диаграмму плани-

метрируют не менее трех раз. Окончательный отсчет есть среднее арифметическое чисел отсчетов, полученных при каждом планиметрировании.

Расчет среднего суточного расхода

Для расчета среднего суточного расхода должны быть известны значения следующих средних суточных физико-химических параметров потока: компонентный состав смеси газов или ее плотность при нормальных или рабочих условиях, а для чистого индивидуального газа — плотность при нормальных или рабочих условиях, абсолютное давление среды, температура среды, относительная или абсолютная влажность газа при рабочих или нормальных условиях, перепад давления на диафрагме.

Средний суточный объемный расход сухого газа, измеряемый диафрагмами с угловым способом отбора Δp , определяют по формулам:

при применении расходомеров с равномерными 100 %-ными диаграммами

$$\bar{Q}_{ном.с} = 0,24 c_{Qy} N_p \epsilon_d K_i^2 k_{Re} K_{pT} K_{pном} \Delta K;$$

при применении расходомеров с неравномерными 100 %-ными диаграммами

$$\bar{Q}_{ном.с} = 3,1992 c_{Qy} N_k \epsilon_d K_i^2 k_{Re} K_{pT} K_{pном} \Delta K,$$

где c_{Qy} — постоянная расходомерного устройства, учитывающая характеристики дифманометра, конструктивные параметры прямых участков трубопровода и диафрагмы; k_{Re} — коэффициент коррекции расхода на число Рейнольдса, $k_{Re} = \frac{c + B(10^6/Re)^{0,75}}{c + B}$; K_{pT} — коэффициент коррекции расхода сухого газа на давление и температуру, $K_{pT} = \sqrt{p/T}$; $K_{pном}$ — коэффициент коррекции расхода на плотность газа в нормальных условиях, $K_{pном} = \sqrt{1/\rho_{ном}}$; ΔK — коэффициент коррекции расхода на сжимаемость газа, $\Delta K = \sqrt{1/K}$. Постоянная расходомерного устройства

$$c_{Qy} = 0,2109 a_y d_{20}^2 \sqrt{\Delta p_{пр}},$$

где a_y — коэффициент расхода диафрагм, определяемый по формуле (10.4). Для определения коэффициента коррекции расхода на число Рейнольдса вначале вычисляют

расход вещества Q_* при его действительных рабочих параметрах и допущении, что $Re = 10^6$ (в этом случае $k_{Re} = 1$, а $a_y = a_{y*}$, где a_{y*} — коэффициент расхода при $Re = 10^6$). По величине расхода Q_* определяют число Рейнольдса Re_* . Определяют действительное число Рейнольдса

$$Re = \frac{Re_* c}{a_{y*} \{1 - s [1 - s (1 - s)^{1,75}]^{1,75}\}},$$

где

$$c = (0,5959 + 0,0312m^{1,05} - 1,84m^4) \frac{1}{\sqrt{1-m^2}};$$

$$s = s_1/s_2^{1,75};$$

$$s_1 = B \frac{Re_*}{a_{y*} 10^6}; \quad s_2 = c \frac{Re_*}{a_{y*} 10^6}; \quad B = \frac{0,0029m^{1,25}}{\sqrt{1-m^2}}.$$

Средний суточный объемный расход сухой части влажного газа, измеряемый диафрагмами с угловым способом отбора Δp , определяют по формулам

при применении расходомеров с равномерными 100 %-ными диаграммами

$$\bar{Q}_{ном. с} = 0,24 c_{Qy} N_{п.д.} K_i^2 k_{Re} K_{pT} K_{p.в.г.}$$

или

$$\bar{Q}_{ном. с} = 0,24 c_{Qy} N_{п.д.} K_i^2 k_{Re} K_{pT} K_{p.ном} \Delta K K_{\Phi};$$

при применении расходомеров с неравномерными диаграммами

$$\bar{Q}_{ном. с} = 3,1992 c_{Qy} N_{к.д.} K_i^2 k_{Re} K_{pT} K_{p.в.г.}$$

или

$$\bar{Q}_{ном. с} = 3,1992 c_{Qy} N_{к.д.} K_i^2 k_{Re} K_{pT} K_{p.ном} \Delta K K_{\Phi},$$

где c_{Qy} — постоянная расходомерного устройства, $c_{Qy} = 3,553 a_{y20} d_{20}^2 \sqrt{\Delta p_n}$; K_{pT} — коэффициент коррекции расхода сухой части влажного газа на давление и температуру, $K_{pT} = \frac{p - p_{p.п.мах}}{\sqrt{T}} \Delta K$; $K_{p.в.г.}$ — коэффициент коррекции расхода сухой части влажного газа на плотность газа в рабочих условиях,

$$K_{p.в.г.} = \sqrt{\frac{1}{283,73 \rho_{ном} (p - p_{p.п.мах}) + p T \rho_{п.мах}}};$$

K_{Φ} — коэффициент коррекции расхода на влажность газа, $K_{\Phi} = 1 - p_{p.п.мах}/p$.

Средний суточный объемный расход сухого газа, измеряемый диафрагмами с фланцевым способом отбора Δp , определяют по формулам

при применении расходомеров с равномерными 100 %-ными диаграммами

$$\bar{Q}_{ном. с} = 0,24 c_{Qф} N_{п.д.} K_i^2 k'_{Re} K_{pT} K_{p.ном} \Delta K; \quad (10.6)$$

при применении расходомеров с неравномерными 100 %-ными диаграммами

$$\bar{Q}_{ном. с} = 3,1992 c_{Qф} N_{к.д.} K_i^2 k'_{Re} K_{pT} K_{p.ном} \Delta K,$$

где $c_{Qф}$ — постоянная расходомерного устройства, $c_{Qф} = 0,2109 a_{ф} d_{20}^2 \sqrt{\Delta p_n}$; k'_{Re} — коэффициент коррекции расхода на число Рейнольдса,

$$k'_{Re} = \frac{c + B (10^6/Re)^{0,75}}{c + B};$$

$a_{ф}$ — коэффициент расхода диафрагм, определяемый по формуле (10.5).

После определения Q^* , Re^* и коэффициента расхода $a_{ф}^*$, соответствующего $Re = 10^6$, вычисляют действительное число Рейнольдса

$$Re = \frac{Re^* c}{a_{ф}^* \{1 - s [1 - s (1 - s)^{1,75}]^{1,75}\}},$$

где

$$c = [0,5959 + 0,0312m^{1,05} - 0,1840m^4 + 0,0900l_1 m^2 (1 - m^2) - 0,0337l_2 m^{1,5}] \frac{1}{\sqrt{1-m^2}};$$

$$s = s_1/s_2^{1,75};$$

$$s_1 = B \frac{Re^*}{a_{ф}^* 10^6};$$

$$s_2 = c \frac{Re^*}{a_{ф}^* 10^6}; \quad B = \frac{0,0029m^{1,25}}{\sqrt{1-m^2}}.$$

Средний суточный объемный расход сухой части влажного газа, измеряемый диафрагмами с фланцевым способом отбора Δp , определяют по формулам

при применении расходомеров с равномерными 100 %-ными диаграммами

$$\bar{Q}_{ном. с} = 0,24 c_{Qф} N_{п.д.} K_i^2 k'_{Re} K_{pT} K_{p.в.г.}$$

или

$$\bar{Q}_{\text{ном. с}} = 0,24 c'_{Q\Phi} N_{\text{ед}} K_i^2 k'_{\text{Re}} K_{pT} K_{\rho \text{ ном}} \Delta K K_{\Phi};$$

при применении расходомеров с неравномерными
100 %-ными диаграммами

$$\bar{Q}_{\text{ном. с}} = 3,1992 c'_{Q\Phi} N_{\text{ед}} K_i^2 k'_{\text{Re}} K_{pT} K_{\rho \text{ в. г}}$$

или

$$\bar{Q}_{\text{ном. с}} = 3,1992 c'_{Q\Phi} N_{\text{ед}} K_i^2 k'_{\text{Re}} K_{pT} K_{\rho \text{ ном}} \Delta K K_{\Phi},$$

$$\text{где } c'_{Q\Phi} = 3,553 a_{\Phi} d_{20}^2 \sqrt{\Delta p_{\text{н}}}.$$

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава 1. Характеристика газов	3
1.1. Средние составы и характеристики природных газов месторождений СССР	3
1.2. Физические свойства газов	3
Глава 2. Показатели транспорта газа	20
Глава 3. Подготовка газа к транспорту	26
3.1. Очистка газа от механических примесей	26
3.2.осушка газа и борьба с гидратообразованием на магистральных газопроводах	30
3.3.осушка газа твердыми поглотителями	34
3.4.осушка газа жидкими поглотителями	36
3.5. Низкотемпературная сепарация	40
Глава 4. Транспорт газа	42
4.1. Основные понятия и формулы	42
4.2. Упрощенный гидравлический расчет многониточного газопровода	49
4.3. Гидравлический расчет многониточного магистраль- ного газопровода с помощью номограмм	61
4.4. Расчет гидравлических потерь в местных сопротив- лениях	72
4.5. Аккумулирующая способность и время опорожнения газопровода	74
4.6. Определение суточной потери газа при истечении его из отверстия в теле трубы	80
4.7. Тепловой расчет магистрального газопровода	82
4.8. Продувка и очистка полости газопровода	100
Глава 5. Компрессорные станции	105
5.1. Электроприводные и газотурбинные КС	105
5.2. Расчет режима работы КС с центробежными нагне- тателями	113
5.3. Определение основных параметров газотурбинных установок на основе обобщенных характеристик	130
5.4. Расчет располагаемой мощности ГТУ при планиро- вании режима работы КС	135
5.5. Определение мощности на муфте нагнетатель—ГТУ по параметрам сжимаемого газа	138
5.6. Определение расхода топливного газа для ГТУ	139
5.7. Нормирование затрат природного газа на собствен- ные нужды газотурбинных цехов	140
5.8. Нормирование расхода энергоресурсов на КС при планировании режимов работы газопроводов с учетом коэффициентов эксплуатационных надбавок	150
	285

Глава 6. Диагностика ГТУ	158
6.1. Коэффициенты технического состояния по мощности, к. п. д. и топливному газу	158
6.2. Определение технического состояния ГТУ и ее загрузки по характеристикам нагнетателя и на основании обобщенных характеристик	162
Глава 7. Защита газопроводов от коррозии	167
7.1. Коррозионные свойства грунтов и методы их определения	167
7.2. Противокоррозионные изоляционные покрытия	172
7.3. Контроль качества изоляционных покрытий	181
7.4. Методы измерений и контрольно-измерительные приборы	188
7.5. Катодная защита магистрального газопровода	191
7.6. Протекторная защита	202
7.7. Электродренажная защита	206
7.8. Телеконтроль работы станций катодной защиты на трубопроводах	210
Глава 8. Трубы и газовая арматура	216
8.1. Трубы стальные	216
8.2. Фасонные части и фланцевые соединения	237
8.3. Трубопроводная арматура	240
8.4. Смазочные материалы и прокладки	244
8.5. Материалы и оборудование для резки и сварки деталей газопровода	245
Глава 9. Газораспределительные станции ГРС	247
9.1. Регулирующая арматура	247
9.2. Предохранительная арматура	255
9.3. Одоризация газа	260
Глава 10. Учет газа	261
10.1. Основные уравнения расхода газовых потоков, измеряемых промышленными дифманометрами-расходомерами	261
10.2. Определение основных параметров измеряемого газового потока	265

СПРАВОЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Волков Михаил Михайлович
Михеев Александр Леонидович
Конев Кузьма Афанасьевич

СПРАВОЧНИК РАБОТНИКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Заведующий редакцией Н. Е. Игнатьева
Редактор издательства Н. В. Сергеева
Технические редакторы: Л. Г. Лаврентьева, О. А. Колотвина
Корректор И. Н. Таранева

ИБ № 7398

Сдано в набор 16.06.88. Подписано в печать 07.12.88. Т-22385.
Формат 84×103¹/₃₂. Бумага кн.-журнальная. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 15,12. Усл. кр.-отт. 15,12. Уч.-изд. л. 16,13. Тираж 21 800 экз. Заказ 507/1471—5. Цена 1 р. 10 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»,
125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3
Ленинградская типография № 6 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли,
193144, г. Ленинград, ул. Монсеенко, 10.

