А.А. Ионин

Газоснабжение

4-е издание, переработанное и дополненное

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебника для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности «Теплогазоснабжение и вентиляция».



Москва
Стройиздат
1989

ББК 38.763
И 75
УДК 696.2(075.8)

Рецензент — д-р техн. наук М. Я. Розкин — зав. кафедрой теплотехники и газоснабжения Днепропетровского инженерно-строительного института

Редактор А. А. Широкова

Ионин А. А.

И 75 Газоснабжение: Учеб. для вузов.—4-е изд., перераб. и доп.— М.: Стройиздат, 1989.—439 с.: ил.— ISBN 5—274—00006—1

Изложены основы проектирования, расчета и эксплуатации городских и промышленных систем газоснабжения. Описаны режимы работы газовых сетей и оборудования. Рассмотрены основы теории сжигания газа, газогорелочные устройства и их расчет. Настоящее издание дополнено методиками расчета для решения отдельных задач с применением ЭВМ, описанием экономного использования газа для отопления котлов и промышленных печей, системным изложением гидравлического расчета сетей и их надежности. 3-е изд. вышло в 1981 г.

Для студентов строительных вузов, обучающихся по специальности «Теплогазоснабжение и вентиляция».

И $\frac{3206000000-511}{047(01)-89}$ 44—88

ББК.38.763

ISBN 5—274—00006—1

© Стройиздат, 1975

© Стройиздат, 1989, с изменениями

Предисловие

Масштабы и темпы развития газовой промышленности и газоснабжающих систем определяет добыча газа, по которой Советский Союз занимает первое место в мире. Значительный рост добычи газа существенно изменил топливный баланс страны. Если в 1950 г. удельный вес газового топлива занимал в общем топливном балансе СССР лишь 2,3%, то в 1983 г он был равен 27%, а в 1990 г. по расчетам доля газа составит 33% всех видов потребляемых топлив.

В Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года предусмотрено довести объем добычи газа в 1990 г. до 835... 850 млрд. $м^3$, ускорить развитие отрасли. Планируется дальнейшее расширение газификации городов. В настоящее время в СССР газифицировано более 70% городов. К 2000 году предполагается завершить газификацию всех городов страны.

Совершенствование, интенсификация и автоматизация технологических процессов приводят к необходимости повысить качество расходуемых теплоносителей. В наибольшей мере по сравнению с другими видами топлива этим требованиям удовлетворяет природный газ.

Рациональное использование газообразного топлива с наибольшей реализацией его технологических достоинств позволяет получить значительный экономический эффект, который связан с повышением КПД агрегатов и сокращением расхода топлива, более легким регулированием температурных полей и состава газовой среды в рабочем пространстве печей и установок, в результате чего удается значительно повысить интенсивность производства и качество получаемой продукции. Применение газа для промышленных установок улучшает условия труда и способствует росту его производительности. Использование природного газа в промышленности позволяет осуществить принципиально новые, прогрессивные и экономически эффективные технологические процессы. Кроме того, применение газа в качестве топлива позволяет значительно улучшить условия быта населения, повысить санитарно-гигиенический уровень производства и оздоровить воздушный бассейн в городах и промышленных центрах

Распределительные системы газоснабжения становятся едиными для областей и республик, и для их проектирования, строительства и эксплуатации необходимы глубокие знания специалиста. Рост потребления газа в городах, поселках и сельской местности, а также масштабность распределительных систем ставят перед инженером по газоснабжению новые и сложные задачи, связанные с развитием и реконструкцией систем, повышением их надежности, необходимостью экономического использования газа и защиты воздушного бассейна от загрязнений. Решение этих задач возможно лишь с применением вычислительной техники.

Распределительные системы являются сложными многокольцевыми системами, экономичное проектирование которых должно базироваться на современных методах оптимизации с учетом вероятностного характера функционирования и обеспечения требуемой надежности подачи газа потребителям. Поэтому методики расчета системы, изложенные в учебнике, построены на базе современных представлений о случайных процессах потребления газа и функционирования элементов системы и использования математических методов оптимизации Изложенные методики иллюстрируются конкретными примерами расчета.

В основу проектирования и расчета систем снабжения сжиженными углеводородными газами положены термодинамические свойства двухфазных, многокомпонентных систем с учетом климатических условий расположения газоснабжаемых объектов.

Выбор газогорелочных устройств и газооборудования агрегатов базируется на современных представлениях теории и практики сжигания газа, методах расчета и проектирования газовых горелок, технологических особенностей агрегатов.

В учебнике приведены методы гидравлического и технико-экономического расчета газовых сетей, дан анализ гидравлических режимов, изложен метод определения расчетных расходов газа, отдельная глава посвящена методу расчета надежности газоснабжающих систем, изложен метод расчета эжекционных газовых горелок.

Четвертое издание учебника дополнено и переработано. В нем учтены новые нормативные документы (ГОСТы и СНиП), а также отражены научные исследования и конструкторские разработки. Методы расчета, примеры, таблицы и графики приведены в международной системе единиц СИ. Все методики расчета представлены в виде алгоритмов, которые должны служить основой для составления программ расчета на ЭВМ. Это будет способствовать расширению применения вычислительной техники в проектировании систем газоснабжения.

Автор выражает признательность заведующему кафедрой Днепропетровского инженерно-строительного института профессору, докт. техн наук М. Я. Розкину за ценные предложения и замечания, сделанные при рецензировании рукописи.

Раздел I.
Горючие газы. Добыча и транспортирование природного газа

Глава 1.
Горючие газы, используемые для газоснабжения городов и промышленных предприятий

1.1. Основные свойства и состав газообразного топлива

Газообразное топливо представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащую некоторое количество примесей. К горючим газам относятся углеводороды, водород и оксид углерода. Негорючие компоненты — это азот, оксид (II) углерода и кислород. Они составляют балласт газообразного топлива. К примесям относят водяные пары, сероводород, пыль. Искусственные газы могут содержать аммиак, цианистые соединения, смолу и пр. Газообразное топливо очищают от вредных примесей. Содержание вредных примесей в граммах на 100 м^3 газа, предназначенного для газоснабжения городов, по ГОСТ 5542—78, не должно превышать: сероводорода —2, меркаптановой серы —3,6, механических примесей —0,1. Отклонение теплоты сгорания от номинального значения не должно быть более $\pm$ 5%.

Для газоснабжения применяют, как правило, сухие газы. Содержание влаги не должно превышать количества, насыщающего газ при t=—20 °С (зимой) и 35 °С (летом). Влагосодержание насыщенного газа в зависимости от его температуры приведено в табл. 1.1. Если газ транспортируют на большие расстояния, то его предварительно осушают. Большинство искусственных газов имеет резкий запах, что облегчает обнаружить утечки газа из трубопроводов и арматуры. Природный газ не имеет запаха. До подачи в сеть его одорируют, т. е. придают ему резкий неприятный запах, который ощущается при концентрации в воздухе, равной 1%.

Запах токсичных газов должен ощущаться при концентрации, допускаемой санитарными нормами. Сжиженный газ, используемый коммунально-бытовыми потребителями (по ГОСТ 20448—80*), не должен содержать сероводорода более 5 г на 100 м^3 газа, а запах должен ощущаться при содержании в воздухе 0,5%. Концентрация кислорода в газообразном топливе не должна превышать 1%. При использовании для газоснабжения смеси сжиженного газа с воздухом концентрация газа в смеси составляет не менее удвоенного верхнего предела воспламеняемости. Физические характеристики и теплота сгорания некоторых газов приведены в табл. 1.2 и 1.3. Используя данные этих таблиц, можно рассчитать теплоту сгорания, плотность и другие характеристики газообразного топлива.

Пример 1.1. Определить теплоту сгорания и плотность газообразного топлива, имеющего следующий состав (% по объему):

CH_4=96,6; C_2H_6=0,8; C_3H_8=0,3; C_4H_{10}=0,8; CO_2=0,5; N_2=1.

Решение. Теплоту сгорания газа опреде-

ляют как сумму произведений величин теплоты сгорания горючих компонентов на объемные доли.

$$Q_{н}^{c}=0{,}01/96{,}6\cdot 35\,840+0{,}8\cdot 63\,730+$$

$$+0{,}3\cdot 93\,370+0{,}8\cdot 123\,770/=36\,390\ кДж/м^{3}.$$

Плотность газа определяют как сумму произведений плотности компонентов на их объемные доли, г. е.

$$\rho^{c}=0{,}01/96{,}6\cdot 0{,}717+0{,}8\cdot 1{,}357+0{,}3\cdot 2{,}019+$$

$$+0{,}8\cdot 2{,}703+0{,}5\cdot 1{,}977+1\cdot 1{,}251/=0{,}756\ кг/м^{3}.$$

Относительная плотность газа

$$s^{c}=0{,}756/1{,}293=0{,}585.$$

Таблица 1.1. **Влагосодержание насыщенного газа в зависимости от температуры**

Показатель	Температура, °С									
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Влагосодержание, г на 1 $м^3$ сухого газа при 0 °С и 101,3 кПа	5	10,1	19,4	35,9	64,6	114	202	370	739	1950

Таблица 1.2. **Физические характеристики газов**

Газ	Химическая формула	Молекулярная масса	Молекулярный объем при 0 °С 101,3 кПа, $м^3$/кмоль	Плотность при 0 °С 101 3 кПа, кг/$м^3$	Относительная плотность по воздуху
Азот	N_2	28,016	22,4	1,2505	0,9673
Ацетилен	C_2H_2	26,038	22,24	1,1707	0,9055
Водород	H_2	2,016	22,43	0,08999	0,0695
Водяной пар	H_2O	18,016	(23,45)	(0,768)	0,5941
Воздух (без CO_2)	—	28,96	22,4	1,2928	1
Диоксид серы	SO_2	64,066	21,89	2,9263	2,2635
Диоксид углерода	CO_2	44,011	22,26	1,9768	1,5291
Кислород	O_2	32	22,39	1,429	1,1053
Оксид углерода	CO	28,011	22,41	1,25	0,9669
Сероводород	H_2S	34,082	22,14	1,5392	1,1906
Метан	CH_4	16,043	22,38	0,7168	0,5545
Этан	C_2H_6	30,07	22,18	1,3566	1,049
Пропан	C_3H_8	44,097	21,84	2,019	1,562
Н-бутан	C_4H_{10}	58,124	21,5	2,703	2,091
Изобутан	C_4H_{10}	58,124	21,78	2,668	2,064
Пентан	C_5H_{12}	72,151	—	3,221	2,491

Таблица 1.3. **Теплота сгорания чистых горючих газов**

Газ	Теплота сгорания					
	высшая	низшая	высшая	низшая	высшая	низшая
	кДж/кмоль		кДж/кг		кДж/$м^3$ при 0 °С, и 101,3 кПа	
Ацетилен	1308560	1264600	50240	48570	58910	56900
Водород	286060	242940	141900	120080	12770	10800
Оксид углерода	283170	283170	10090	10090	12640	12640
Сероводород	553780	519820	16540	15240	25460	23490
Метан	890990	803020	55560	50080	39860	35840
Этан	1560960	1429020	51920	47520	70420	63730
Пропан	2221500	2045600	50370	46390	101740	93370
Н-Бутан	2880400	2660540	49570	45760	133980	123770
Изобутан	2873580	2653720	49450	45680	131890	121840
Пентан	3549610	3277750	49200	45430	158480	146340

Основной характеристикой газа является сухой состав, но так как используемый газ бывает влажным, может возникнуть необходимость в пересчете значений $Q_н^c$, ρ^c и s^c на рабочий состав (с учетом влажности газа). Это легко выполнить с помощью следующих формул для пересчета:

$$CH_4^p = KCH_4^c; \quad N_2^p = KN_2^c \quad \text{и т.д.}$$

$$H_2O^p = (d/0{,}804)K \cdot 100; \quad \rho^p = (\rho^c + d)K;$$

$$Q_н^p = Q_н^c K.$$

Здесь K определяют по формуле

$$K = 0{,}804/(0{,}804 + d).$$

В приведенных выше формулах d — влагосодержание газа, выраженное в кг на 1 м^3 сухого газа при 0 °С и 101,3 кПа.

Пример 1.2. Определить рабочий состав газа $Q_н^p$ и ρ^p, считая, что $d = 0{,}005$ кг/м^3. Сухой состав его приведен в предыдущем примере.

Решение. Рассчитаем коэффициент K по формуле

$$K = 0{,}804/(0{,}804 + 0{,}005) = 0{,}994.$$

Рабочий состав газа будет следующий: $CH_4 = 95{,}993$; $C_2H_6 = 0{,}795$; $C_3H_8 = 0{,}298$; $C_4H_{10} = 0{,}795$; $CO_2 = 0{,}497$; $N_2 = 0{,}994$; $H_2O = 0{,}628$.

Плотность влажного газа
$\rho = (0{,}756 + 0{,}005)0{,}994 = 0{,}757$ кг/м^3.

Теплота сгорания рабочего состава газа

$$Q_н^p = 36390 \cdot 0{,}994 = 36170 \text{ кДж/м}^3.$$

1.2. Природные газы

Для газоснабжения городов и промышленных предприятий в настоящее время широко применяют природные газы. Их добывают из недр земли. Они представляют собой смесь различных углеводородов метанового ряда. Природные газы не содержат водорода, оксида углерода и кислорода. Содержание азота и диоксида углерода обычно бывает невысоким. Газы некоторых месторождений содержат сероводород.

Природные газы можно подразделить на три группы: 1) газы, добываемые из чисто газовых месторождений. Они в основном состоят из метана и являются тощими или сухими. Тяжелых углеводородов (от пропана и выше) сухие газы содержат менее 50 г/м^3; 2) газы, выделяемые из скважин нефтяных месторождений совместно с нефтью, часто называют попутными. Помимо метана они содержат значительное количество более тяжелых углеводородов (обычно свыше 150 г/м^3) и являются жирными газами. Жирные газы представляют собой смесь сухого газа, пропан-бутановой фракции и газового бензина; 3) газы, добываемые из конденсатных месторождений, состоят из смеси сухого газа и паров конденсата, который выпадает при снижении давления (процесс обратной конденсации). Пары конденсата представляют собой смесь паров тяжелых углеводородов, содержащих C_5 и выше (бензина, лигроина, керосина).

Сухие газы легче воздуха, а жирные легче или тяжелее в зависимости от содержания тяжелых углеводородов. Низшая теплота сгорания сухих газов, добываемых в СССР, составляет 31000...38000 кДж/м^3. Теплота сгорания попутных газов выше и изменяется от 38000 до 63000 кДж/м^3. В табл. 1.4 приведены средние составы и характеристики природных газов некоторых месторождений СССР. На газобензиновых заводах из попутных газов выделяют газовый бензин, пропан и бутан, последние используют для газоснабжения городов в виде сжиженного газа. Сжиженные газы получают также из газов конденсатных месторождений.

1.3. Искусственные газы

При термической переработке твердых топлив в зависимости от способа переработки получают газы сухой перегонки и генераторные газы. Как те, так и другие в настоящее время весьма редко применяют для газоснабжения городов и промышленности.

Сухая перегонка твердого топлива представляет собой процесс его термического разложения, протекающий без доступа воздуха. При сухой перегонке топливо проходит ряд стадий физико-

Таблица 1.4 **Средние составы и характеристики природных газов некоторых месторождений СССР**

Месторождение газа	Административный район	Характеристика месторождения	Состав газа, % по объему,								Плотность, кг/м³ при t=0 °С, p=101,3 кПа	Теплота сгорания, кДж/м³ при t=0 °С, p=101,3 кПа	
			CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	CO_2	H_2S	N_2 + редкие газы		высшая	низшая
Газовые залежи													
Степановское	Саратовская обл.	Газоконденсатное	95,1	2,3	0,7	0,4	0,8	0,2	нет	0,5	0,772	41886,8	37821,9
Ленинградское	Краснодарский край	То же	86,9	6	1,6	1	0,5	1,2	»	2,8	0,883	42408,9	38364
Северо-ставропольское	Ставропольский край	Газовое	98,7	0,33	0,12	0,04	0,01	0,1	»	0,7	0,727	39615	35695,2
Пунгинское	Тюменская обл.	Газоконденсатное	86,1	2	0,6	0,34	0,35	8,5	»	2	0,869	37181,4	33475,5
Медвежье	То же	Газовое	99	0,1	0,005	—	—	0,095	—	0,8	0,723	39061,4	35128
Оренбургское	Оренбургская обл.	Газоконденсатное	85	4,9	1,6	0,75	0,55	0,6	1,3	5	0,84	40670,7	36664,7
Вуктылское	Коми АССР	То же	74,8	8,8	3,9	1,8	6,4	—	нет	4,3	1,043	52321,9	47458
Угерское	Украинская ССР	Газовое	98,3	0,45	0,25	0,3	нет	0,1	»	0,6	0,732	39990,3	36070
Шебелинское	То же	Газоконденсатное	93,3	4	0,6	0,4	0,3	0,1	»	1,3	0,772	41449,8	37404,9
Газлинское	Узбекская ССР	Газовое	93	3,1	0,7	0,6	нет	0,1	»	2,5	0,771	40615,8	36654,3
Карадагское	Азербайджанская ССР	Газовое	93,2	2,1	1,2	1	1,2	0,8	»	0,5	0,807	42867,6	38739,3
Ачакское	Туркменская ССР	Газоконденсатное	93	3,6	0,95	0,25	0,31	0,4	»	1,3	0,776	41230,1	37124,8
Тенгенское	Казахская ССР	Газовое	89,4	6	2	0,7	0,4	1	»	0,5	0,82	40778,2	36722,7
Ванейвиское	Архангельская обл.	Газовое	89,59	2,42	0,70	0,27	1,16	1,68	0,25	3,93	0,630	40218,9	36331,4
Лаявож	То же	»	80,23	2,64	1,15	0,70	0,71	0,73	—	13,8	0,690	36976,7	33402,6
Василковское	»	»	93,1	2,0	0,4	0,2	0,3	—	—	4,0	0,595	39517,5	35697,8
Ямбург	Тюменская обл	»	95,2	0,04	0,006	0,001	0,1	0,3	—	4,5	0,578	37968,2	34298,3
Бовиненковское	То же	»	87,19	3,98	1,34	0,75	0,23	1,73	—	4,77	0,576	40169,6	36286,9
Ямал	»	»	78,97	4,53	2,34	1,02	0,27	1,02	—	11,84	0,680	38758,9	35012,6
Заполярное	Тюменская обл.	»	98,5	0,2	0,05	0,012	0,001	0,5	—	0,7	0,729	39455,6	33482,5
Уренгойское	То же	»	97,64	0,1	0,01	—	—	0,3	—	1,95	0,73	38841,8	34925,6
					Попутные газы								
Жирновское	Волгоградская обл.	—	81,6	6,5	3	1,9	1,4	4	0,1	1,5	0,712	45077,7	40490,7

Продолжение табл. 14

Месторождение газа	Административный район	Характеристика месторождения	Состав газа, % по объему							Плотность кг/м³ при $t=0$ °С, $p=101{,}3$ кПа	Теплота сгорания кДж/м³ при $t=0$ °С $p=101{,}3$ кПа	
			CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	CO_2	H_2S	N_2 + редкие газы		высшая	низшая
Ромашкинское	Татарская АССР	—	40	19,5	18	7,5	4,9	0,1	нет	10	1,069	65260,5	59672,7
Туймазинское	Башкирская АССР	—	39,5	20	18,5	7,7	4,2	0,1	»	10	1,065	65052	59505,9
Шкаповское	То же	—	37,5	18,2	16,8	6,8	3,8	0,1	»	16,8	1,047	59464,2	54418,5
Ключевское	Краснодарский край	—	78,5	6	6,5	4,8	3,6	0,2	»	0,4	0,789	53876,4	48830,7
Дмитриевское	То же	—	69,2	10	10	5	5	0,7	»	0,1	0,91	58963,8	53709,6
Небит-Дагское	Туркменская ССР	—	91	3	2,3	1,3	1,8	0,5	»	0,1	0,65	45077,7	40782,6
Верхнеомринское	Коми АССР	—	82,7	6	3	1	0,2	0,1	»	7	0,661	41700	37738,5

химических преобразований, в результате которых оно разлагается на газ, смолу и коксовый остаток. Характер преобразований, претерпеваемых топливом, определяется его природой и температурой процесса Сухую перегонку топлива, происходящую при высоких температурах (900...1100 °С), называют коксованием, в результате которого получают кокс и коксовый газ с величиной теплоты сгорания $Q_н = 16000...18000$ кДж/м³ и $\rho = 0{,}45...$ ...0,5 кг/м³. Примерный состав коксового газа, %: H_2—59; CH_4—24; C_nH_m—2; CO—8; CO_2—2,4; O_2—0,6; N_2—4.

Газификация — процесс термохимической переработки топлива. В результате реакции углерода топлива с кислородом и водяным паром образуются горючие газы: оксид углерода и водород. Одновременно с процессом газификации протекает частичная сухая перегонка топлива. Продуктами газификации топлива являются горючий газ, зола и шлаки. Аппараты, в которых осуществляют газификацию топлива, называют газогенераторами. При подаче в газогенератор паровоздушной смеси получают *генераторный газ*, называемый *смешанным*, примерный состав которого следующий, %: H_2—14; CH_4—1; CO—28; CO_2—6; O_2—0,2; H_2S—0,2; N_2—50,6. Низшая теплота сгорания смешанного газа $Q_н = 5{,}5$ МДж/м³, плотность $\rho = 1{,}15$ кг/м³.

Водяной газ получают путем периодической продувки газогенератора воздухом и паром. При подаче воздуха слой топлива аккумулирует теплоту, выделяющуюся при частичном его сгорании, а при поступлении водяного пара последний взаимодействует с углеродом, используя аккумулированную теплоту и образуя водяной газ. Горючими компонентами будут являться водород и оксид углерода.

Уголь можно газифицировать под землей. В этом случае получается *газ подземной газификации*. Газ подземной газификации имеет невысокую теплоту сгорания, его можно использовать как местное энергетическое топливо.

Глава 2.
Добыча и обработка природного газа

2.1. Газовые месторождения

Залежь нефти или газа представляет собой скопление углеводородов, которые заполняют поры проницаемых пород. Если скопление велико и его эксплуатация экономически целесообразна, залежь считают промышленной. Залежи, занимающие значительные площади, образуют месторождения.

Газоносные (продуктивные) пласты состоят из пород с пористой структурой (пески, песчаники, пористые известняки или доломиты). В зависимости от структуры и состава газоносные пласты имеют различную крепость. Обычно чем больше геологический возраст пласта, тем он прочнее. Мощность (толщина) газоносных пластов измеряется десятками, а иногда и сотнями метров. Газоносные пласты залегают между газонепроницаемыми породами (сланцевыми глинами, плотными известняками, мергелями). Большинство известных газовых месторождений представляют собой антиклинали, т. е. складки земной коры, обращенные выпуклостью кверху, или купола. На рис. 2.1. показана наиболее простая форма газовой залежи. Газ заключен в куполообразном подземном пласте. В верхних горизонтах газ скапливается в виде газовых шапок. Внизу находится нефть (в газонефтяных месторождениях) или пластовая вода (в чисто газовых месторождениях). Основная масса газовых месторождений имеет контакт с пластовой водой.

Часто встречаются месторождения, которые содержат два или несколько газоносных пластов, расположенных один над другим и отделенных газонепроницаемыми слоями. Большинство газовых месторождений в СССР являются многопластовыми. Газ в пластах находится под давлением. При вскрытии залежи буровой скважиной он фонтанирует из нее с большой скоростью. Дебит некоторых скважин достигает нескольких миллионов кубометров газа в сутки. Первоначальное давление в газоносном пласте зависит от глубины его залегания. Обычно через каждые 10 м глубины давление в пласте возрастает на 0,0981 МПа. Такая норма повышения давления связана с поверхностными водами, входящими в обнаженную часть пласта.

Газовые месторождения могут иметь различные режимы. При водонапорном режиме давление в пласте создается водой. В месторождениях с газовым режимом давление обеспечивается самим газом, заполняющим поры пласта. Такой режим является режимом расширяющегося газа. При идеальном водонапорном режиме по мере добычи газа вода, поднимаясь, заполняет поры и вытесняет в скважину газ месторождения. В связи с этим в процессе эксплуатации в залежи падения давления газа не будет.

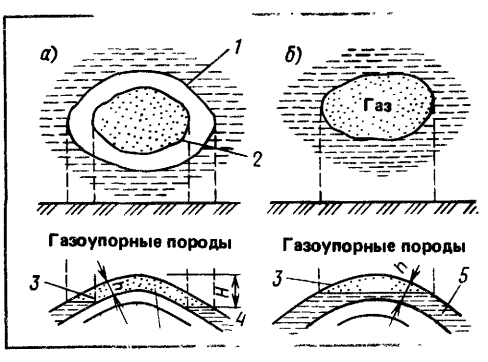


Рис. 2.1. Форма газовой залежи
а — полнопластовая; *б* — неполнопластовая; *1* — внешний контур газоносности; *2* — внутренний контур газоносности; *3* — газовмещающий коллектор; *4* — вода краевая; *5* — вода подошвенная; *H* — высота залежи (этаж газоносности); *h* — мощность вмещающего продуктивного коллектора

Идеальный водонапорный режим встречается в очень немногих газовых месторождениях.

Вследствие ряда причин (значительно большей вязкости воды по сравнению с вязкостью газа, плохой проницаемости продуктивного пласта и др.) подъем воды обычно отстает от темпов отбора газа, поэтому давление в газоносном пласте с течением времени падает. Большинство газовых месторождений имеет газовый или водонапорный режим с небольшим коэффициентом возмещения.

Под коэффициентом возмещения понимают отношение объема воды, поступившей за определенный период в эксплуатируемую газовую залежь, к объему газа, отобранному за это же время (приведенному к пластовым условиям). По мере эксплуатации газовой залежи коэффициент возмещения обычно возрастает. Это связано с падением давления в пласте и, следовательно, с увеличением скорости поступления воды. Знание режима газового месторождения очень важно для его эксплуатации.

2.2. Добыча газа

Газовая скважина является основным элементом промыслов. Верх скважины называют устьем, низ — забоем. Бурят скважину быстровращающимся буром-долотом, который разрушает породы в забое. В настоящее время для этой цели применяют шарошечные долота, в которых шарошки, вращаясь вокруг своих осей, дробят и скалывают породу. В зависимости от привода различают роторное и турбинное бурение.

При *роторном бурении* двигатель расположен на поверхности земли, вращение от него передается долоту через промежуточные механизмы и колонну бурильных труб, имеющих диаметр 125...150 мм. В качестве бурильных труб применяют цельнокатаные (бесшовные) трубы, изготовленные из высококачественных углеродистых и легированных сталей, со стенками толщиной 8...11 мм. Трубы соединяют между собой замками на крупной конической резьбе. В верхней части бурильных труб устанавливают ведущую трубу, имеющую в поперечнике квадратное сечение. Эта труба проходит через ротор, укрепленный над устьем скважины. Ротор передает вращение от двигателя к ведущей трубе и далее к бурильным трубам. Бурильный инструмент (долото), бурильные трубы и ведущая труба подвешены на крюке талевой системы, с помощью которой можно осуществлять его подъем и спуск. Для подъема и разъединения труб имеется вышка. Во время бурения газовой скважины колонну труб непрерывно опускают (осуществляют подачу бурильного инструмента).

Насосом по бурильным трубам нагнетают промывочный раствор. Он проходит через специальные отверстия в долоте и направляется непосредственно в забой со скоростью 15... 30 м/с. В результате этого забой интенсивно омывается, а промывочный раствор по кольцевому зазору между бурильными трубами и стенками скважины выносит из забоя на поверхность земли частицы выбуренной породы. Из скважины промывочный раствор стекает по наклонному желобу (где из него осаждается выбуренная порода) и попадает в приемный чан, откуда буровым насосом его вновь подают в скважину. Плотность промывочного раствора должна превышать плотность воды на 20...40%. Промывочный раствор используют не только для выноса частиц породы из забоя: тонкий слой глины, которая входит в состав промывочного раствора, откладываясь на стенках скважины, укрепляет их и предохраняет от обвалов. Кроме того, промывочный раствор оказывает на продуктивный пласт давление, тем самым предохраняя скважину от преждевременных газовых выбросов.

Турбинное бурение отличается от роторного тем, что буровой двигатель (турбобур) опускают в скважину и

крепят непосредственно над долотом. Турбобур вращается под действием промывочного раствора, который подают в него по бурильным трубам под большим давлением (в этом случае промывочный раствор является носителем энергии). В процессе бурения бурильные трубы остаются неподвижными, вращаются только вал турбобура и долото.

Стенки образовавшейся скважины укрепляют стальными обсадными трубами (рис. 2.2). Первую колонну обсадных труб называют кондуктором. В зависимости от геологического разреза трубы кондуктора диаметром 225...400 мм опускают на различную глубину, но обычно не ниже 300 м. Пространство между скважиной и колонной кондуктора заливают цементом до выхода последнего на поверхность. Это обеспечивает надежное крепление скважины, препятствует обрушению верхних наиболее рыхлых пород и предохраняет скважину от проникания в нее воды из верхних пластов.

Вторая колонна обсадных труб, опускаемая внутри кондуктора, является эксплуатационной с диаметром труб 125...200 мм. В большинстве случаев ее опускают в продуктивный пласт. Пространство между эксплуатационной колонной и скважиной, начиная от низа колонны, заливают цементом с выходом его в кольцевое пространство между трубами на 20... 30 м. Обсадная колонна предохраняет скважину от обрушения и проникания в продуктивный пласт воды из верхних горизонтов, а также предохраняет газоносный пласт от потерь газа в вышележащие слои, если они состоят из пористых пород или имеют трещины. Верх эксплуатационной колонны крепят в колонной головке.

Забои скважины имеют *закрытую* и *открытую конструкции*. В первом случае пространство между породами и эксплуатационной колонной цементируют также и в пределах продуктивного пласта. После этого в колонну опускают специальный стреляющий аппарат (перфоратор), пули которого

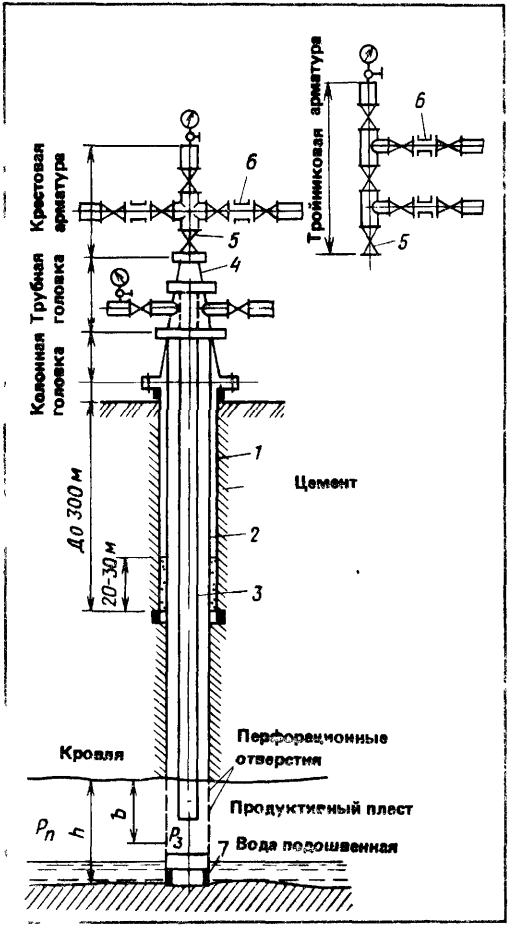


Рис. 2.2. Схема газовой скважины
1— колонна кондуктора, *2*— эксплуатационная колонна 150 мм, *3*— колонна фонтанных труб Ø80 мм, *4*— переводная катушка, *5*— коренная задвижка, *6*— регулирующие штуцера, *7*— башмак колонны, $p_п$— пластовое давление, $p_з$— забойное давление, *b* — глубина вскрытия пласта, *h* — мощность пласта

проходят через трубу, слой цемента и углубляются в породы, в результате чего осуществляется перфорация забоя. Забои скважины закрытой конструкции имеют преимущественное распространение. Если породы продуктивного пласта устойчивы (например, известняки), применяют забои открытой конструкции. В этом случае эксплуатационную колонну опускают в кровлю продуктивного пласта и цементируют, после чего бурят скважи-

ну в газоносном пласте на требуемую глубину.

Внутрь эксплуатационной колонны опускают колонну фонтанных труб, по которой происходит движение газа от забоя к устью скважины. Колонну фонтанных труб крепят в трубной головке, которую устанавливают на колонной головке. В зависимости от дебита скважины фонтанные трубы имеют различный диаметр (50... 100 мм). Скважины, имеющие высокое давление (более 8 МПа) и большие дебиты (более 500 тыс. $м^3$/сут), рекомендуется эксплуатировать через обсадные трубы. Если газ содержит сероводород, эксплуатацию скважины по обсадным трубам не производят вследствие корродирующего воздействия газа на стенки труб. При добыче газа, содержащего сероводород, пространство между фонтанными и обсадными трубами герметизируют в нижней части специальным уплотнением, а в верхней части — с помощью сальника трубной головки Добычу газа ведут по фонтанным трубам, которые в случае коррозии заменяют новыми.

На устье газовой скважины устанавливают специальное оборудование, которое состоит из колонной головки, трубной головки и фонтанной арматуры. Колонная головка служит для герметизации всех колонн обсадных труб, опущенных в скважину, и является опорой трубной головки. Трубная головка герметизирует кольцевое пространство между последней колонной обсадных труб и фонтанными трубами и служит для подвески и укрепления фонтанных труб. Боковые отводы на трубной головке позволяют осуществлять необходимые операции: эксплуатацию скважины по кольцевому пространству между фонтанными и обсадными трубами, нагнетание воды или раствора при глушении скважины, замеры давления газа в межтрубном пространстве, отбор проб газа и пр.

На трубной головке устанавливают фонтанную арматуру, по отводам которой происходит эксплуатация скважины. Фонтанная арматура бывает двух типов: крестовая и тройниковая. Крестовая удобнее в эксплуатации (малая высота, создание симметричной нагрузки на устье скважины), монтировать ее проще. Тройниковую устанавливают в тех случаях когда газ имеет примеси, корродирующие арматуру (сероводород). Наибольшей коррозии подвергается тройник в месте поворота струи газа и перехода ее от вертикального движения к горизонтальному. Газ отбирают через верхний отвод, а во время его ремонта — через нижний.

Регулировать работу скважины задвижками нельзя, так как это приводит к их быстрому износу. Для создания на скважину противодавления применяют штуцера, т. е. суженные отверстия (диаметром 1...40 мм), на которых дросселируется давление газа. Для требуемого снижения давления подбирают штуцер необходимого диаметра. По мере отбора газа давление падает и штуцер заменяют другим — бо́льшего диаметра. Дебит скважины назначают максимально допустимым. Он не должен превосходить величины, при которой возможно разрушение забоя и, как следствие, вынос песка, а также подтягивание подвешенных вод. Кроме того, дебит должен быть таким, чтобы давление отбора газа было достаточным для транспортирования его к головной компрессорной станции.

Специфика эксплуатации газовых месторождений состоит в том, что весь добытый газ необходимо немедленно транспортировать к объектам потребления. Поэтому при назначении режима работы газовых скважин нужно учитывать подготовленность потребителей к использованию газа и режим их работы. Если вблизи городов, потребляющих газ, есть подземное хранилище, режим работы газовых промыслов может не соответствовать режиму потребления, так как избыточный газ будут направлять в хранилище.

Отдельные скважины на газовых промыслах присоединяют газопроводами к коллекторам, которые заканчиваются промысловой газораспреде-

лительной станцией. На выкидных линиях после фонтанной арматуры устанавливают предохранительные клапаны и манометры. Выкидные линии соединяют с сепараторами, в которых газ очищается от твердых и жидких механических примесей. Из сепаратора газ поступает в газосборный коллектор. Количество добываемого газа измеряют счетчиком. В месте присоединения газоотводящей линии к коллектору устанавливают задвижку, обратный клапан и отвод с задвижкой для продувки газопровода.

При прохождении через регулирующий штуцер вследствие падения давления газ сильно охлаждается, поэтому необходимо принимать меры против образования гидратных и ледяных пробок. Кристаллогидратами называют соединения углеводородов с водой, по внешнему виду напоминающие лед. Для предохранения газопровода от закупоривания в него обычно подают метанол (метиловый спирт). Действие метанола заключается в том, что он образует с водяными парами раствор, который имеет низкую температуру замерзания и легко может быть удален из газопровода. На промысловой газораспределительной станции газ вновь очищают в сепараторах, осушают и производят его учет. Если газ содержит сероводород, тогда до подачи в магистральный газопровод его очищают от сероводорода. Из газораспределительной станции газ поступает в головную компрессорную станцию или, если давление отбора достаточно велико, непосредственно в магистральный газопровод.



Рис. 2.3. Диаграмма давление—температура для растворимых смесей

2.3. Газы конденсатных месторождений

Для отдельного вещества зависимость упругости паров от температуры имеет вид кривой AB, обращенной выпуклостью к оси температур (рис. 2.3). Кривая заканчивается критической точкой. Сжижение газа при температуре выше критической невозможно. Условно областью жидкого состояния называют область, лежащую выше кривой фазового равновесия между осью ординат и критической изотермой, а вся остальная область относится к области газообразного состояния. Чем выше критическая температура газа, тем легче он может быть сконденсирован. Критическая температура воздуха минус 140,7 °С, и при обычных параметрах атмосферы (давлении 0,1 МПа и температуре ± 30 °С) он представляет собой газ. Пропан, который содержится во многих природных газах, при обычных условиях легко может быть сконденсирован, его критическая температура 95,7 °С. Наконец, вода, находящаяся при обычных условиях в жидкой фазе, имеет критическую температуру 374,15 °С. Сказанное выше относится к чистым жидкостям, а не к их смесям. Если жидкость представляет собой смесь веществ, тогда давление паров зависит не только от температуры, но и от состава смеси.

Зависимость давления паров от температуры для взаимно растворимых компонентов имеет вид петлеобразной кривой $LC_1C_2C_3M$ (см. рис. 2.3). Здесь точка C_1 — критическая точка смеси. Ей отвечают критическая температура смеси $T_{кр\ см}$ и критическое

давление смеси $P_{кр\,см}$. Левее критической изотермы смеси находится жидкость, правее — газ (пар). Критическая точка не совпадает с экстремальными точками кривой $LC_1C_2C_3M$. В связи с этим возникает область обратных явлений, т. е. процессов конденсации и испарения, протекающих в направлениях, противоположных тем, которые имеются в обычных условиях.

Рассмотрим процесс испарения, протекающий при постоянной температуре t_1. Выше кривой LC_1, являющейся кривой кипения, находится жидкость (100%). При понижении давления начинается процесс испарения, и количество жидкой фазы уменьшается. Пунктирные линии на рис. 2.3 являются кривыми постоянных отношений жидкость — пар. При пересечении кривой конденсации $C_1C_2C_3M$ вся жидкость превращается в пар. Такой процесс является процессом нормального испарения, так как при снижении давления жидкость испаряется. При температуре t_2 процесс протекает следующим образом. Выше точки n находится пар. При снижении давления в точке n начинается процесс конденсации, так как в этой точке изотерма t_2 пересекает кривую конденсации. В процессе дальнейшего снижения давления количество конденсата возрастает и в точке n_1 достигает максимального значения (для температуры t_2).

Процесс конденсации, отвечающий участку диаграммы $n—n_1$, называют обратной конденсацией. Давление, соответствующее точке n_1, при котором количество конденсата является максимальным, называют давлением максимальной конденсации. При дальнейшем снижении давления количество конденсата уменьшается (идет процесс нормального испарения), и в точке n_2 весь конденсат испаряется. С повышением давления (при t_2=const) все процессы протекают в противоположном направлении, а в пределах участка $n—n_1$ происходит обратное испарение. Таким образом, для растворимых смесей при температурах и давлениях, превышающих критические значения, возникает область обратных конденсаций и испарения. Эта область на рис. 2.3 заштрихована. Здесь максимальные давления $p_{макс}$ и температура $T_{макс}$ не совпадают с критической точкой, а лежат на кривой конденсации.

Газы конденсатных месторождений представляют собой смесь предельных углеводородов, основной составляющей которых является метан (80...94%). Содержание пентана и более тяжелых углеводородов составляет 2...5%. Однако ввиду того, что конденсат состоит из высокомолекулярных соединений, его массовая доля достигает 25%. Наличие в газе тяжелых углеводородов (вплоть до фракций керосина) является одной из отличительных особенностей газов конденсатных месторождений. Разгонкой конденсата можно получить товарные продукты.

Газоконденсатные месторождения образовались в результате процесса, обратного испарения конденсата, протекающего при высоких давлениях и температурах (в надкритической области), поэтому они располагаются на больших глубинах, где господствуют высокие давления. Если отбирать газ из такого месторождения при режиме истощения, то с падением пластового давления происходит конденсация тяжелых углеводородов в самом пласте (обратная конденсация). При этом сконденсировавшаяся часть газа оказывается потерянной для добычи, так как остается адсорбированной в порах газоносного пласта. Количество конденсата, выделяющегося из газа, доходит до 300 $см^3$ на 1 $м^3$ газообразного топлива.

Одна из особенностей разработки газоконденсатного месторождения состоит в том, что процесс переработки газа осуществляют на самом промысле, т. е. добычу и переработку газа физическими методами объединяют в один процесс. Другой отличительной чертой является высокое давление, из-за чего необходимо применять специальную дорогостоящую аппаратуру и трубопроводы. Кроме того, обслу-

живать оборудование должен высококвалифицированный персонал.

Существуют два метода эксплуатации газоконденсатных месторождений: с поддержанием пластового давления нагнетанием в пласт рабочего агента (замкнутый цикл) и без поддержания давления (разомкнутый цикл). Основными факторами, определяющими выбор метода эксплуатации газоконденсатных месторождений, являются: величина промышленных запасов газа в месторождении; количество конденсата, который выделяется из газа *при снижении давления*, и его состав; режим пласта, однородность пласта по пористости, проницаемости и т. д.

Нагнетание рабочего агента в пласт применяют при достаточных промышленных запасах газа и таком содержании конденсата, при котором капитальные вложения в добычу и переработку газа будут оправданы получаемым конденсатом. При неоднородных коллекторах и недостаточных запасах газа поддержание пластового давления может оказаться экономически не обоснованным. Тогда эксплуатацию осуществляют по разомкнутому циклу, т. е. при режиме истощения. В качестве рабочего агента для нагнетания в пласт служит сухой газ (при соответствующих условиях воздух или вода).

Недостатком такого способа добычи является то, что сухой газ сразу не может быть использован для потребления. Его используют только лишь после добычи из месторождения всего конденсата. Преимущество же состоит в том, что на нагнетание газа затрачивают меньше энергии, чем на воздух, так как давление газа снижают только до давления максимальной конденсации, которое составляет примерно половину давления в пласте.

При эксплуатации газоконденсатного месторождения по первому методу газ из залежи отбирают через эксплуатационные скважины, а рабочий агент закачивают в пласт через нагнетательные скважины. Сухой газ нагнетают в верхнюю часть залежи. Обладая меньшей плотностью по сравнению с сырым газом, он не перемешивается с ним и в процессе нагнетания вытесняет последний. При эксплуатации месторождения по разомкнутому циклу от добываемого газа отделяют конденсат при давлении максимальной конденсации, после чего сухой газ направляют к потребителю.

2.4. Обработка природного газа

Осушка газа. Содержание влаги в газе при его транспортировании часто вызывает серьезные эксплуатационные затруднения. При определенных внешних условиях (температуре и давлении) влага может конденсироваться, образовывать ледяные пробки и кристаллогидраты, а в присутствии сероводорода и кислорода вызывать коррозию трубопроводов и оборудования. Во избежание перечисленных затруднений газ осушают, снижая температуру точки росы на 5...7 °С ниже рабочей температуры в газопроводе.

При транспортировании осушенного газа трубопровод можно прокладывать на меньшую глубину, что уменьшает капиталовложения. Наибольшие трудности при транспортировании газов по магистральным газопроводам возникают при образовании кристаллогидратов. Многие газы (метан, этан, пропан, бутан, углекислый газ и сероводород), насыщенные влагой, при определенных значениях температуры и давления образуют с водой (в жидкой фазе) соединения, называемые кристаллогидратами. Если влага удалена из газа и газ оказывается ненасыщенным, кристаллогидраты не образуются.

Внешне кристаллогидраты похожи *на белую снегообразную кристаллическую* массу, а при уплотнении напоминают лед. Это неустойчивые соединения, которые при определенных условиях сравнительно легко разлагаются на составные части. Состав

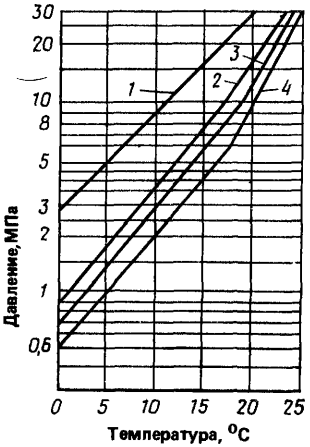


Рис. 2.4. Кривые равновесного состояния гидратов метана и природных газов в зависимости от температуры и давления
1— метан, *2*— природный газ с относительной плотностью 0,6, *3* — природный газ с относительной плотностью 0,7, *4*— природный газ с относительной плотностью 0,8

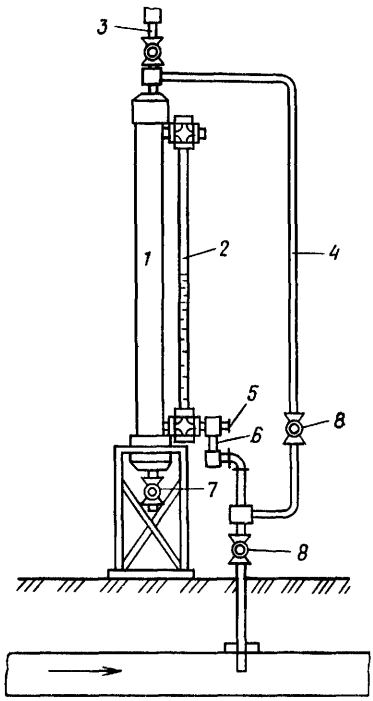


Рис 2.5. Капельный одоризатор
1— резервуар, *2*— жидкостномерное стекло, *3*— штуцер с краном для наполнения резервуара одорантом, *4*— трубка для выравнивания давлений, *5* — игольчатый регулировочный вентиль, *6* — стекло для контроля расхода одоранта, *7*— спускной штуцер с краном, *8*— вентили

кристаллогидратов углеводородов следующий: $CH_4 \cdot 6H_2O$ или $CH_4 \cdot 7H_2O$; $C_2H_6 \cdot 7H_2O$; $C_3H_8 \cdot 18H_2O$. Природный газ и вода представляют собой многокомпонентную систему которая дает смешанные кристаллогидраты. Они устойчивее гидратов индивидуальных углеводородов. На рис. 2.4 показаны кривые образования гидратов метана и природных газов в зависимости от температуры и давления. Сами кривые дают условия равновесного состояния гидратов. При таком изменении температуры и давления газа, когда точка, отвечающая состоянию газа, расположится выше и левее кривой, будет идти процесс образования гидрата. Ниже и правее кривой находится область разложения гидратов.

Для осушки газа применяют способы абсорбционные, т. е. поглощение водяных паров жидкостями, адсорбционные, т. е. поглощение водяных паров твердыми сорбентами, и физические — простое охлаждение или охлаждение с последующей абсорбцией. Широкое распространение получил абсорбционный способ осушки газа диэтиленгликолем и триэтиленгликолем, водные растворы которых обладают высокой влагоемкостью, нетоксичны, не вызывают коррозии металла и достаточно стабильны.

Очистка газа от сероводорода и углекислого газа. В горючих газах используемых для газоснабжения городов, содержание сероводорода не должно превышать 2 г на 100 $м^3$ газа. Содержание углекислого газа нормы не лимитируют, однако по технико-экономическим соображениям в транспортируемом газе оно не должно превышать 2%.

Существуют сухие и мокрые методы очистки газа от H_2S. Сухие методы очистки газа основаны на применении твердых поглотителей (гидрата окиси железа, содержащегося в болотной руде, и активированного угля). При мокрых методах очистки газа используют жидкие поглотители. Для удаления из транспортируемого газа CO_2 применяют промывку газа водой под давлением. Для очистки от H_2S природных газов и газов, полученных на нефтеперерабатывающих заводах, широкое распространение получил этаноламиновый способ. При очистке газа от H_2S моноэтаноламином улавливается и CO_2. Содержание H_2S после очистки не превышает требуемой нормы. Аминосоединения — слабые основания. При взаимодействии с сероводородом и углекислым газом они образуют нестойкие вещества, которые легко разлагаются при относительно невысокой температуре, поэтому поглощение сероводорода происходит при 15...25 °С, а раствор регенерирует при 120. 125 °С.

Одоризация газа. Природный газ не имеет запаха. Поэтому для своевременного выявления утечек газа ему придают запах — газ одорируют. В качестве одоранта применяют этилмеркаптан (C_2H_5SH). По токсичности качественно и количественно он идентичен сероводороду, имеет резкий неприятный запах. Количество вводимого в газ одоранта определяют таким образом, чтобы при концентрации в воздухе газа, не превышающей $^1/_5$ нижнего предела взрываемости, ощущался резкий запах одоранта. На практике средняя норма расхода этилмеркаптана для одоризации природного газа, поступающего в городские сети, установлена 16 г на 1000 $м^3$ газа при 0 °С и давлении 101,3 кПа.

Наибольшее распространение получили капельные и барботажные одоризаторы (рис. 2.5). Первые просты по конструкции, но их недостатком является ручное регулирование спуска одоранта. В барботажных одоризаторах одорант испаряется при барботаже через него газа в специальных камерах. В этом случае целесообразно пропускать через одоризатор только часть газа и после насыщения парами одоранта подмешивать эту часть к основному потоку газа, идущему по газопроводу. Барботажные одоризаторы выпускаются автоматизированными и имеют преимущественное распространение.

Глава 3.

Транспортирование газа на большие расстояния. Хранение газа

3.1. Схема магистрального газопровода

Принципиальная схема газотранспортной системы показана на рис. 3.1. Газ из скважины поступает в сепараторы, где от него отделяются твердые и жидкие механические примеси. Далее по промысловым газопроводам газ поступает в коллекторы и в промысловые газораспределительные станции (ПГРС). Здесь газ вновь очищают в масляных пылеуловителях, осушают, одорируют и снижают давление газа до расчетного значения, принятого в магистральном газопроводе. В начальный период эксплуатации пластовое давление бывает достаточное. Головную компрессорную станцию строят только после снижения давления в

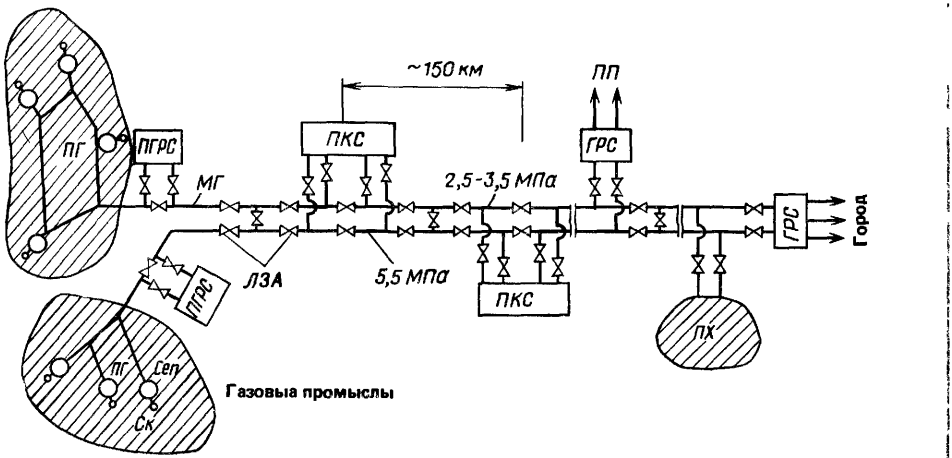


Рис. 3.1. Принципиальная схема газотранспортной системы
Ск – скважины, Сеп— сепараторы, ПГ — промысловые газопроводы, ПГРС – промысловая газораспределительная станция, МГ — магистральный газопровод, ПКС — промежуточная компрессорная станция, ЛЗА — линейная запорная арматура, ГРС — газораспределительная станция, ПХ — подземное хранилище газа, ПП — промежуточный потребитель

пласте. Промежуточные компрессорные станции располагают примерно через 150 км. Для возможности проведения ремонтов предусматривают линейную запорную арматуру, которую устанавливают не реже чем через 25 км. Для надежности газоснабжения и возможности транспортировать большие потоки газа современные магистральные газопроводы выполняют в две или несколько ниток. Газопровод заканчивается газораспределительной станцией (или несколькими ГРС), которая подает газ крупному городу или промышленному узлу. По пути газопровод имеет отводы, по которым газ поступает к ГРС промежуточных потребителей (городов, населенных пунктов и промышленных объектов).

Система магистрального транспортирования газа от промыслов до потребителей является достаточно жесткой, так как ее аккумулирующая способность невелика и может лишь частично покрыть внутрисуточную неравномерность потребления. Для покрытия сезонной неравномерности используют подземные хранилища и специально подобранные потребители-регуляторы, которые в зимний период работают на другом виде топлива (газомазутные или пылегазовые электростанции).

Газопроводы строят диаметром до 1420 мм. Использование труб больших диамеров повышает экономичность газотранспортной системы. Газопроводы рассчитывают на максимальное давление в 7,5 МПа, которое имеет место после компрессорных станций. По мере движения газа его давление уменьшается, так как потенциальная энергия расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений. Перед компрессорными станциями давление снижается до 3...4 МПа. Мощность применяемых газоперекачивающих агрегатов 8. .10 тыс. кВт.

Для транспортирования большого количества газа необходимо увеличить пропускную способность газопроводов. В связи с этим новые магистральные газопроводы проектируют на давление 7,5 МПа (вместо 5,5 МПа). Научно-исследовательские и проектные организации работают над созданием газопроводов из металлов улучшенных прочностных характеристик и

рассчитанных на давление 10 и 12 МПа, разрабатывают газотурбинные установки для компрессорных станций мощностью 25...75 тыс. кВт, работают над проблемой транспортирования охлажденного и сжиженного природного газа.

Магистральные газопроводы выполняют из стальных труб, соединяемых сваркой. Трубы изготовляют из высококачественных углеродистых и легированных сталей. Оптимальный диаметр газопровода и число компрессорных станций определяют технико-экономическим расчетом. Пропускную способность газопровода (млн. $м^3$/сут) рассчитывают исходя из его годовой производительности:

$$q = Q/365\ K_з,$$

где Q — производительность газопровода в млн. $м^3$/год; $K_з$ — среднегодовой коэффициент загрузки газопровода, обычно принимаемый для магистральных газопроводов, равным 0,85, а для ответвлений от магистральных газопроводов 0,75.

3.2. Хранилища газа

Необходимость хранения газа возникает в результате неравномерности его потребления. В летний период, когда подача газа в город превосходит его потребление, излишки газа необходимо направлять в газохранилище с тем, чтобы зимой аккумулированный газ можно было подавать в город. Для хранения газа используют подземные хранилища.

Для покрытия часовой неравномерности потребления газа широко используют аккумулирующую емкость последнего участка магистрального газопровода. Работа последнего участка газопровода существенно отличается от работы других участков, так как носит резко выраженный нестационарный характер. Количество газа, поступившего в последний участок магистрального газопровода, не подвержено резким колебаниям, а отбор газа значительно изменяется, так как зависит от режима его потребления в городе. В ночное время наблюдается провал потребления. В результате из газопровода отбирается меньшее количество газа, чем его поступает. Количество газа, находящегося в последнем участке газопровода, увеличивается, и давление в нем растет. В периоды повышенного потребления и пиковых нагрузок, когда отбор газа оказывается больше поступления, используют аккумулированный газ. Газгольдерные станции, служащие для выравнивания часовой неравномерности потребления газа, в настоящее время не строят из-за их высокой стоимости и большой металлоемкости.

Для выравнивания сезонной неравномерности служат подземные хранилища газа. В качестве подземных хранилищ используют истощенные газовые и нефтяные месторождения. Если вблизи центров потребления газа такие месторождения отсутствуют, то хранилища сооружают в подземных водоносных пластах. Подземное хранение газа получило в мировой практике большое распространение. В Советском Союзе в настоящее время проводят большие работы по созданию подземных газохранилищ. Первое подземное газохранилище в нашей стране было создано в истощенной газовой залежи около Бугуруслана. Построены и строят газохранилища вблизи Москвы, Ленинграда, Минска, Киева, Ташкента и других городов. Подземное хранение значительно дешевле других способов хранения газа.

В качестве подземных хранилищ используют пласты пористых пород. Хорошим коллектором является пласт, имеющий пористость не менее 15%. Во избежание потерь газа выбранный коллектор должен быть герметичным. Наибольшее значение имеют плотность и прочность кровли пласта. Кровля, состоящая из плотных пластичных глин или крепких известняков и доломитов без трещин толщиной 5...15 м, обеспечивает должную герметичность, предотвращая утечку газа. Снизу на газ оказывает давление вода. Для облегчения закачки газа и его

извлечения коллектор хранилища должен иметь достаточную проницаемость.

Рабочая вместимость газохранилища определяется верхним и нижним пределами допустимых давлений. Максимально допустимое давление в подземном газохранилище зависит от глубины залегания пласта, плотности и прочности кровли и пород над хранилищем, геологических характеристик пласта и характеристик оборудования газохранилища. После извлечения газа из хранилища в нем остается определенный объем газа, который называется буферным, или подушечным. Он создает минимально необходимое давление, обеспечивающее экономичную работу хранилища.

Для создания подземных газохранилищ в пластах водонапорных систем используют купола или антиклинали, т. е. складки, которые имеют понижение слоев во всех направлениях от свода. Пласты должны быть герметичными. Газ закачивают в центральную часть купола, он вытесняет воду в специально пробуренные разгрузочные скважины, которые располагают в виде кольцевой батареи. При создании хранилищ целесообразно использовать упругие свойства жидкостей и горных пород. В этом случае газ закачивают в центральные скважины, а воду оттесняют вниз по падению пласта

Раздел II
Распределительные системы газоснабжения

Глава 4
Городские системы газоснабжения

4.1. Схема городских систем газоснабжения

Современные городские распределительные системы представляют собой сложный комплекс сооружений, состоящий из следующих основных элементов: газовых сетей низкого, среднего и высокого давления, газораспределительных станций, газорегуляторных пунктов и установок. В указанных станциях и установках давление газа снижают до необходимой величины и автоматически поддерживают постоянным. Они имеют автоматические предохранительные устройства, которые исключают возможность повышения давления газа в сетях сверх нормы. Для управления и эксплуатации этой системы имеется специальная служба с соответствующими средствами, обеспечивающими возможность осуществлять бесперебойное газоснабжение.

Проекты газоснабжения областей, городов, поселков разрабатывают на основе схем перспективных потоков газа, схем развития и размещения отраслей народного хозяйства и проектов районных планировок, генеральных планов городов с учетом их развития на перспективу. Система газоснабжения должна обеспечивать бесперебойную подачу газа потребителям, быть безопасной в эксплуатации, простой и удобной в обслуживании, должна предусматривать возможность отключения отдельных ее элементов или участков газопроводов для производства ремонтных и аварийных работ. Сооружения, оборудование и узлы в системе газоснабжения следует применять однотипные. Принятый вариант системы должен иметь максимальную экономическую эффективность и предусматривать строительство и ввод в эксплуатацию системы газоснабжения по частям

В настоящее время почти все города Советского Союза газифицированы, поэтому основной задачей при проектировании системы газоснабжения города встает ее реконструкция и развитие, соответственно развитию города и его промышленности. При решении этой задачи прежде всего необходимо выявить новую газовую нагрузку на перспективу в зависимости от схемы реконструкции городской застройки, принятых решений по их теплоснабжению, горячему водоснабжению и степени бытового обслуживания. После расчета новых нагрузок выявляются газопроводы, которые сохраняются в новой сети, проектируется новая сеть и определяются диаметры газопроводов. Здесь следует отметить, что с развитием города растет его система газоснабжения и к ней предъявляются более высокие требования по надежности функционирования, поэтому сети должны быть запроектированы со структурными и транспортными резервами, которые необходимо проверить расчетом

Основным элементом городских систем газоснабжения являются газопроводы, которые классифицируют по

давлению газа и назначению. В зависимости от максимального давления газа городские газопроводы разделяют на следующие группы:

1) газопроводы низкого давления с давлением газа до 5 кПа (500 мм вод. ст. избыточных);

2) газопроводы среднего давления с давлением от 5 кПа до 0,3 МПа (до 3 кгс/см^2 избыточных);

3) газопроводы высокого давления II категории с давлением от 0,3 до 0,6 МПа (от 3 до 6 кгс/см^2 избыточных);

4) газопроводы высокого давления I категории для природного газа и газовоздушных смесей от 0,6 до 1,2 МПа (от 6 до 12 кгс/см^2 избыточных), для сжиженных углеводородных газов до 1,6 МПа (до 16 кгс/см^2 избыточных).

Газопроводы низкого давления служат для транспортирования газа в жилые, общественные здания и предприятия бытового обслуживания. В газопроводах жилых зданий разрешается давление до 3 кПа; в газопроводах предприятий бытового обслуживания непроизводственного характера и общественных зданий — до 5 кПа.

Газопроводы среднего и высокого (II категории) давления служат для питания городских распределительных сетей низкого и среднего давления через газорегуляторные пункты (ГРП). Они также подают газ через ГРП и местные газорегуляторные установки (ГРУ) в газопроводы промышленных и коммунальных предприятий. По действующим нормам максимальное давление для промышленных предприятий, а также расположенных в отдельно стоящих зданиях отопительных и производственных котельных, коммунальных и сельскохозяйственных предприятий допускается до 0,6 МПа. Для предприятий бытового обслуживания производственного характера, пристроенных к производственным зданиям, давление газа допускается до 0,3 МПа.

Городские газопроводы высокого (I категории) давления являются основными артериями, питающими крупный город, их выполняют в виде кольца, полукольца или в виде лучей. По ним газ подают через ГРП в сети среднего и высокого давления, а также промышленным предприятиям, технологические процессы которых нуждаются в газе давлением свыше 0,6 МПа.

Промышленные предприятия можно присоединять непосредственно к городским сетям высокого и среднего давления без головного ГРП на вводе, если это обосновано техническими соображениями и подтверждено технико-экономическим расчетом. Питание газом жилых и общественных зданий, а также предприятий бытового обслуживания непроизводственного характера от сетей среднего и высокого давления осуществляют только через ГРП.

Связь между газопроводами различного давления также осуществляется только через ГРП.

Современные схемы городских систем газоснабжения имеют ярко выраженную иерархичность в построении, которая увязывается с приведенной выше классификацией газопроводов по давлению. Верхний иерархический уровень составляют газопроводы высокого давления. Они составляют главный костяк городской газовой сети. Сеть высокого давления должна быть резервированная, лишь для небольших систем можно ограничиться тупиковыми схемами. Резервируют сети кольцеванием или дублированием с обязательной проверкой пропускной способности при наиболее напряженных гидравлических режимах. Сеть высокого давления гидравлически соединяется с остальной частью системы через регуляторы давления, оснащенные предохранительными устройствами, предотвращающими повышение давления после регуляторов. Таким образом, вся система разделяется на несколько иерархических уровней, на каждом уровне автоматически поддерживается максимально допустимое давление газа. С переходом на более низкий иерархический уровень давление газа снижается (дросселиру-

ется) на клапанах регуляторов, которые поддерживают давление после себя постоянным, но более сниженным соответственно нормам.

По числу ступеней давления, применяемых в газовых сетях, системы газоснабжения подразделяют на: 1) двухступенчатые, состоящие из сетей низкого и среднего или низкого и высокого (до 0,6 МПа) давления; 2) трехступенчатые, включающие газопроводы низкого, среднего и высокого (до 0,6 МПа) давления; 3) многоступенчатые, в которых газ подается по газопроводам низкого, среднего и высокого (до 0,6 и 1,2 МПа) давления. Помимо основного обстоятельства — необходимости иерархии в построении схемы — совместное применение нескольких ступеней давления газа в городах объясняется следующими причинами:

1) в городе имеются потребители, которые требуют различных давлений. Так, в жилых и общественных зданиях, у предприятий бытового обслуживания непроизводственного характера разрешают только низкое давление газа, а многим промышленным предприятиям необходимо среднее или высокое давление;

2) необходимость в среднем или высоком давлении возникает также вследствие значительной протяженности городских газопроводов, несущих большие нагрузки;

3) в центральных районах городов со старой застройкой ширина улиц и проездов небольшая и прокладка газопроводов высокого давления может оказаться неосуществимой. Кроме того, при высокой плотности населения из условий безопасности и удобства эксплуатации прокладка газопроводов высокого давления нежелательна;

4) шкафные газорегуляторные пункты, располагаемые на стенах общественных зданий непроизводственного характера и на стенах жилых зданий, разрешается присоединять к газопроводам с давлением до 0,3 МПа, т. е. к газопроводам среднего давления;

5) наличие нескольких ступеней давлений газа объясняется еще тем, что системы газоснабжения больших городов строили, расширяли и реконструировали в течение многих лет, и газопроводы в центральной части города были запроектированы на меньшие давления, чем те, которые разрешают в настоящее время.

Провести строгую классификацию городских газопроводов по назначению представляется задачей достаточно сложной, ибо структура и построение сетей в основном определяются иерархическими уровнями. Вместе с тем городские газопроводы можно разделить на следующие три группы:

1) распределительные газопроводы, по которым газ транспортируют по снабжаемой газом территории и подают его промышленным потребителям, коммунальным предприятиям и в районы жилых домов. Распределительные газопроводы бывают высокого, среднего и низкого давления, кольцевые и тупиковые, а их конфигурация зависит от характера планировки города;

2) абонентские ответвления, подающие газ от распределительных сетей к отдельным потребителям;

3) внутридомовые газопроводы, транспортирующие газ внутри здания и распределяющие его по отдельным газовым приборам.

Основные городские распределительные газопроводы высокого и среднего давления проектируют как единую сеть, подающую газ промышленным предприятиям, отопительным котельным, коммунальным потребителям и в сетевые ГРП. Проектирование единой сети экономически выгоднее, чем прокладка раздельной, что объясняется большей стоимостью прокладки параллельных газопроводов, чем одного газопровода, несущего ту же нагрузку. Кроме того, коммунальная и бытовая нагрузки являются относительно небольшими по сравнению с промышленной, и включение их в общий поток газа приводит лишь к небольшому увеличению стоимости сети.

Так, только для малых городов потребление газа на коммунально-бытовые нужды составляет примерно 40% общего годового расхода, а для средних, больших и крупных городов оно не превосходит 15...20% общего годового расхода.

Оценочные расчеты для малых городов дают увеличение стоимости сети, запроектированной для промышленных предприятий и коммунально-бытового сектора по сравнению со стоимостью сети только для промышленных предприятий на 21%, а при раздельной прокладке увеличение стоимости будет 86%, что в 4 раза превосходит увеличение стоимости сети высокого давления при пропуске через нее коммунально-бытовой нагрузки. Для средних, больших и крупных городов увеличение стоимости промышленной сети при использовании ее для газоснабжения селитебной территории составит 9%, а при раздельной прокладке — 59%.

Приведенные данные показывают экономическую эффективность проектирования единой распределительной сети высокого и среднего давления. Даже при выделении промышленной зоны часто целесообразно ее газопроводы соединять с городской сетью высокого давления, что существенно повышает надежность сети и незначительно увеличивает ее стоимость. Только для крупных промышленных объектов и электростанций может оказаться целесообразным проектировать специальные газопроводы.

На выбор системы газоснабжения города оказывает влияние ряд факторов, основные из которых: размеры города, особенности его планировки и застройки, плотность населения; число и характер промышленных потребителей и электростанций; наличие больших естественных или искусственных препятствий для прокладки газопроводов (рек, озер, железнодорожных узлов и пр.); перспективный план развития города. При проектировании системы газоснабжения разрабатывают ряд вариантов и производят их технико-экономические сравнения. Для строительства применяют наивыгоднейший вариант.

Для средних и небольших городов обычно принимают двухступенчатую систему с газопроводами высокого (до 0,6 МПа) и низкого давления. Если в центральной части города проложить газопроводы высокого давления оказывается невозможным, применяют трехступенчатую систему: высокое (до 0,6 МПа), среднее и низкое давление. В этом случае высокое давление заменяют средним только частично: в центральной, наиболее плотно застроенной и населенной части города. Выбор того или иного варианта определяют технико-экономическим расчетом.

Многоступенчатые системы газоснабжения с газопроводами давлением более 0,6 МПа применяют только в крупных городах и областных системах. Для крупных и средних городов сети проектируют кольцевыми, а для мелких городов как высокая ступень давления, так и низкая может быть запроектирована тупиковой. Диаметры распределительных газопроводов обычно изменяются в пределах 50...400 мм.

Газорегуляторные пункты располагают в отдельно стоящих зданиях с отоплением и вентиляцией, их удобно эксплуатировать и проводить ремонтные работы. Разработанные газорегуляторные пункты, располагаемые в специальных отапливаемых шкафах (ШРП), экономичнее стационарных ГРП старого типа. Но для эффективной эксплуатации ШРП необходима организация блочного ремонта с быстрой заменой отказавшего агрегата при любых, неблагоприятных атмосферных условиях. Но максимальное использование ШРП всегда дает экономический эффект, естественно, при правильно организованной их эксплуатации. Число ГРП определяют технико-экономическим расчетом. Газорегуляторные пункты располагают в центрах зон, которые они питают.

Трассы газопровода проектируют с учетом транспортирования потребителям газа кратчайшим путем, т. е.

из условия минимальной протяженности сети. Точки встречи потоков газа назначают на границе зон соседних ГРП. Сети низкого давления состоят из кольцевых и тупиковых газопроводов и абонентских ответвлений. Основные газопроводы проектируют при разработке технического проекта, а ответвления—при рабочем проектировании. Плотность основных газопроводов принимают такой, чтобы длина абонентских ответвлений до вводов в здания была 50...100 м.

В городах и поселках, имеющих большую разность геодезических отметок, т. е. расположенных в холмистой и гористой местностях, при расположении ГРП и трассировке газопроводов необходимо учитывать гидростатическое давление. Если используемый газ легче воздуха, ГРП и основные линии распределительных газопроводов следует прокладывать по проездам с наименьшими геодезическими отметками. Жилые и общественные здания, коммунально-бытовые потребители, а также мелкие предприятия непосредственно присоединяют к распределительным сетям. Поэтому на вводах газопроводов в зданиях устанавливают только отключающие устройства.

В зависимости от характера планировки жилых массивов и плотности населения сети низкого давления выполняют из газопроводов, прокладываемых по проездам и улицам в виде сплошных кольцевых сетей, или из газопроводов, прокладываемых преимущественно внутри кварталов с закольцованными только основными линиями. Первая схема характерна для районов города со старой планировкой, когда кварталы имеют сплошную застройку по периметру и состоят из отдельных замкнутых владений. В этом случае газопроводы прокладывают по каждой улице, переулку и проезду; пересекаясь между собой они образуют кольца. От уличных газопроводов в каждое владение идут вводы.

Вторая схема свойственна городским районам с новой планировкой. Жилые здания располагают равномерно по всей площади микрорайонов с соблюдением необходимых разрывов, а отдельные микрорайоны группируют в жилые массивы. При такой планировке газопроводы прокладывают внутри микрорайонов. В большинстве случаев их проектируют тупиковыми, разветвленными. Закольцовывают только основные линии так, чтобы получить единую сеть с несколькими точками питания, число которых равно числу ГРП.

Для возможности отключения сетей низкого давления отдельных микрорайонов при производстве ремонтных работ на газопроводах устанавливают отключающие устройства. На газопроводах среднего и высокого давления отключающие устройства устанавливают так, чтобы можно было выключить из работы отдельные участки. Отключающие устройства устанавливают перед отдельными жилыми, общественными и производственными зданиями, наружными газопотребляющими установками и ГРП, на пересечениях водных преград, железнодорожных и автомобильных магистралей. Число отключающих устройств должно быть строго обоснованным и минимально необходимым для возможности оперативного управления распределительной системой при производстве ремонтных работ, реконструкциях, а также при необходимости аварийного отключения отдельных газопроводов. Каждое отключающее устройство характеризуется определенной вероятностью отказа в работе, что снижает надежность системы, но их наличие позволяет в аварийных ситуациях отключать меньше потребителей, что повышает надежность.

Принципиальная схема распределительной системы газоснабжения крупного города показана на рис. 4.1. Из магистральных газопроводов (МГ) газ через ГРС поступает в городские сети. Крупные города имеют несколько точек питания и несколько ГРС, что повышает надежность системы газоснабжения. Оптимальное число ГРС определяют технико-экономическим

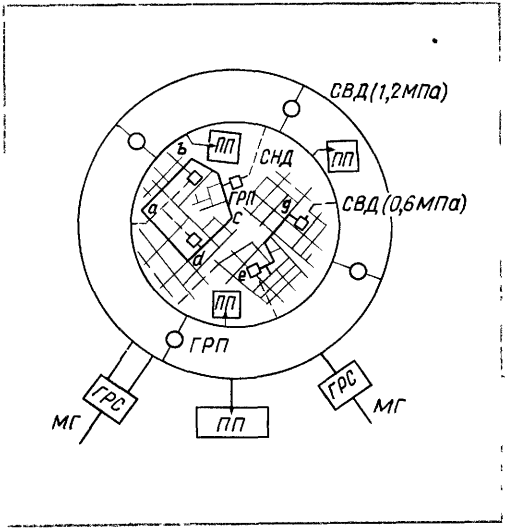


Рис. 4.1. Многоступенчатая система газоснабжения крупного города
СВД — сеть высокого давления, СНД — сеть низкого давления, ПП — промышленные предприятия

расчетом. Из ГРС в основное городское кольцо газ поступает по нескольким ниткам. Система газоснабжения многоступенчатая. Газ последовательно проходит по газопроводам высокого давления, поток газа дросселируется клапанами регуляторов, его давление снижается и он поступает в газопроводы более низкой ступени давления. На рис. 4.1 показана система газоснабжения, состоящая из трех ступеней давления, запроектированная из газопроводов высокого давления, допускающих давление величиной 1,2 МПа, газопроводов высокого давления, допускающих 0,6 МПа, и газопроводов низкого давления — до 3 кПа.

На схеме для большей наглядности газопроводы расположены последовательно, в действительности по одним и тем же улицам и проездам параллельно могут проходить газопроводы высокого и низкого давления или среднего и низкого давления. Это вызвано тем, что сети низкого давления охватывают всю селитебную территорию, является протяженными и для сокращения расхода металла их питают в нескольких точках через ГРП, а газ к ГРП поступает по газопроводам высокого или среднего давления. Чем глубже расположен ГРП, тем длиннее будет параллельная прокладка газопроводов. Необходимость в параллельной прокладке возникает также в тех случаях, когда в жилых районах имеются отопительные котельные (преимущественно домовые и квартальные) и промышленные предприятия. Это в основном относится к городским районам старой застройки. Жилые кварталы и микрорайоны новой застройки не имеют промышленных предприятий, а их теплоснабжение осуществляют от ТЭЦ или от крупны районных котельных, что сводит к минимуму параллельные прокладки газопроводов.

Подавляющее большинство промышленных предприятий можно присоединять к газопроводам как среднего, так и высокого давления, что исключает необходимость параллельной прокладки по улицам и проездам газопроводов высокого и среднего давления. Если в части города возможна прокладка газопроводов только среднего давления или она желательна из-за большого числа шкафных ГРП или комбинированных регуляторов давления, устанавливаемых на стенах жилых и общественных зданий, тогда в этой части проектируют газопроводы среднего давления, которые соединяют последовательно через головные ГРП (ГГРП) с сетью высокого давления, располагаемой в остальной части города. Газопроводы высоких давлений стараются прокладывать по окраинным районам города, где небольшая плотность населения и меньшее число подземных сооружений. Многоступенчатые системы являются экономичными системами, так как основные потоки газа транспортируют под высоким давлением, что приводит к сокращению металловложений в газовые сети. К сетям высокого или среднего давления присоединяют крупных потребителей. В жилых и общественных зданиях прокладывают

только газопроводы низкого давления.

Для повышения надежности газоснабжения сети кольцуют. Прежде всего следует кольцевать сети высокого и среднего давления, так как они являются главными городскими артериями. В сетях низкого давления целесообразно кольцевать только основные газопроводы, а второстепенные выполнять тупиковыми разветвленными. Для надежного газоснабжения в кольцевых сетях должен быть обеспечен резерв давления, а основные кольца желательно выполнять постоянного диаметра. Сети разных ступеней давления соединяют несколькими ГРП, что обеспечивает их резервирование. Сети низкого давления питают в нескольких точках, а по низкой ступени давления объединяют газопроводами: кольцевыми или лучевыми, участки которых имеют одинаковые диаметры (см. рис. 4.1, газопроводы *a*, *b*, *c*, *d*, *e*, *f*, *g*). Это резервирует точки питания со стороны низкой ступени давления: при выключении ГРП потоки газа от соседних ГРП будут направляться кратчайшим путем по этим газопроводам в зону действия отключенного ГРП. Такое решение газовой сети обеспечивает требуемую надежность и вместе с тем является экономичным, так как принято закольцовывание, не сплошное, а только магистральных линий.

В современных системах газоснабжения газопроводы низкого давления не представляют собой единую сеть, они расчленены на отдельные районы и микрорайоны. Такой принцип проектирования вытекает из того, что газопроводами низкого давления нецелесообразно пересекать большие естественные и искусственные препятствия (например, реки, овраги, железнодорожные узлы, автострады и т. д.). При распределении потока газа по сети низкого давления следует выделить главные магистральные линии и по ним направить основные транзитные расходы. Такое решение является более экономичным, так как в этом случае поток газа делится на малое число основных потоков, а не равномерно распределяется по всем газопроводам. Оптимальному распределению потока газа по двум параллельным линиям соответствует случай, когда весь поток идет только по одной короткой линии.

Наибольшая стоимость будет в том случае, если поток будет распределен равномерно по обеим параллельным линиям. Этот вывод справедлив и для нескольких параллельных линий. Кроме того, выделение главных магистральных линий из общей сети более технологично и удобно для эксплуатации, так как магистральные линии составляют кольцевой костяк системы и для повышения надежности газоснабжения за ними может быть установлен строгий контроль.

Второстепенные тупиковые газопроводы имеют местный характер, и перерывы в газоснабжении при ремонтных работах будут затрагивать небольшой круг потребителей, а сам ремонт можно произвести в достаточно короткое время.

Система газоснабжения, показанная на рис. 4.1, является надежной и гибкой в эксплуатации. В ней выдержан принцип многостороннего питания городских газовых сетей, кольцевание основных линий сетей. Предусмотрено выравнивание суточного графика и покрытие неравномерности потребления газа с помощью потребителей-регуляторов и использования в качестве аккумулирующих емкостей, концевых участков магистральных газопроводов.

4.2. Трубы, арматура и оборудование газопроводов

Для строительства газопроводов применяют стальные бесшовные, сварные прямошовные и спирально-шовные трубы. Трубы изготовляют из хорошо сваривающихся сталей, содержащих не более 0,25% углерода, не более 0,56% серы и не более 0,046% фосфора. Для систем газо-

снабжения следует применять трубы, изготовленные, как правило, из углеродистой стали обыкновенного качества по ГОСТ 380—71* и качественной стали по ГОСТ 1050—74**.

В зависимости от расчетных значений наружных температур, способа прокладки (надземная, наземная, подземная), диаметра трубопровода и его назначения ГОСТы и СНиПы устанавливают нормы на материалы, которые возможно применять для изготовления труб и на способы их производства (бесшовные, горячедеформированные; электросварные прямошовные или со спиральным швом и др.). Сварные швы стальных труб должны быть равнопрочны основному металлу трубы.

Трубы подвергают гидравлическим испытаниям на заводах-изготовителях. Необходимое внутреннее давление при испытании определяют по формуле

$$p_и = 2\delta R / D_в,$$

где $p_и$ — испытательное давление, МПа; R — расчетное значение напряжения, принимаемое равным 85% предела текучести, МПа; δ, $D_в$ — соответственно минимальная толщина стенки и внутренний диаметр трубы, мм

Минимальный условный диаметр для распределительных газопроводов принимают обычно равным 50 мм, а для ответвлений к потребителям — 25 мм. Толщина стенки трубы для подземных газопроводов должна быть не менее 3 мм, а для надземных — не менее 2 мм. Толщина стенок труб для подводных переходов должна быть на 2 мм больше расчетной, но не менее 5 мм. Для их строительства следует использовать длинномерные сварные трубы. Соединение труб осуществляют сваркой. Качество сварных стыков контролируют. У наружных газопроводов фланцевые соединения устанавливают для присоединения задвижек, кранов и другой арматуры. Для уплотнения применяют паронит, резину и другие материалы в соответствии со СНиП. Резьбовые соединения допустимы при установке кранов, пробок и муфт на гидрозатворах и сборниках конденсата, на надземных вводах газопроводов низкого давления в местах установки отключающих устройств и для присоединения контрольно-измерительных приборов.

На внутренних газопроводах резьбовые и фланцевые соединения устраивают в местах установки арматуры, газовых приборов и другого оборудования. Кроме указанных выше случаев резьбовые соединения могут быть применены при монтаже газопроводов низкого и среднего давления из узлов, заготовленных на заводах строительно-монтажной организации. Разборные соединения газопроводов должны быть доступны для осмотра и ремонта.

Для газоснабжения поселков и сельских населенных пунктов используют полиэтиленовые газопроводы с давлением газа до 0,3 МПа. Давление газа в межпоселковых газопроводах может быть до 0,6 МПа. Трубы допускается прокладывать только под землей на глубине не менее 1 м до верха трубы. Кроме того, СНиП 2.04.08—87 предусматривает другие ограничения, связанные с применением полиэтиленовых труб, которые следует выполнять при проектировании и строительстве. Для подземной прокладки газопроводов применяют полиэтиленовые трубы с маркировкой «газ», изготовленные в соответствии с действующими техническими условиями.

Трубы соединяют на сварке. Ответвления к пластмассовым газопроводам присоединяют с помощью стандартных фасонных частей, а также врезкой в стальные вставки, которые должны быть не более 1 м. Арматуру и конденсатосборники присоединяют также стальными вставками. Переходы газопроводов под железнодорожными и трамвайными путями, автомобильными дорогами, а также при пересечении сложных препятствий осуществляют из стальных труб.

Разъемные соединения полиэтиленовых труб, а также их соединение с арматурой, оборудованием и металлическими газопроводами целесообразно осуществлять с помощью фланцев, устанавливаемых в колод-

цах. Соединения полиэтиленовых труб со стальными газопроводами высокого давления выполняют разъемными фланцами. Исследования разъемных соединений показали, что лучшие характеристики имеют фланцевые соединительные устройства заклинивающего типа (рис. 4.2).

Основным достоинством пластмассовых труб являются их высокая коррозионная стойкость, малая масса, легкая обработка труб и меньшее, чем у стальных, гидравлическое сопротивление (примерно на 20%). Вместе с тем пластмассовые трубы обладают меньшей механической прочностью, чем стальные (предел прочности при растяжении для полиэтиленовых труб 10...40 МПа), меньшей температуростойкостью и старением (т. е. ухудшением физико-механических характеристик со временем). Температурный предел применимости полиэтиленовых труб составляет —40 °С.

В качестве запорных устройств на газопроводах применяют краны и задвижки. Вентили из-за больших потерь давления нашли ограниченное применение только для газопроводов небольших диаметров при высоких давлениях газа, когда гидравлическое сопротивление запорного устройства не имеет существенного значения. Для газопроводов низкого давления в качестве отключающих устройств находят применение гидравлические затворы.

Краны обеспечивают бóльшую герметичность отключения, чем задвижки. Они являются надежными и быстродействующими устройствами. Вместе с тем с помощью кранов трудно обеспечить плавное регулирование потока газа. Задвижки имеют преимущество в плавной регулировке подачи газа, но недостаточно герметичны. Негерметичность задвижек объясняется тем, что поток газа постоянно омывает притертые поверхности и вызывает эрозию их, образуя различного рода неровности. Кроме того в нижней части корпуса задвижки, под затвором, могут скапливаться различные твердые частицы, пыль и грязь и препятствовать ее плотному закрытию. Учитывая изложенное, применение в качестве отключающих устройств кранов является предпочтительным.

Краны широко применяют для газопроводов малых диаметров. Их используют как для отключения газопро-

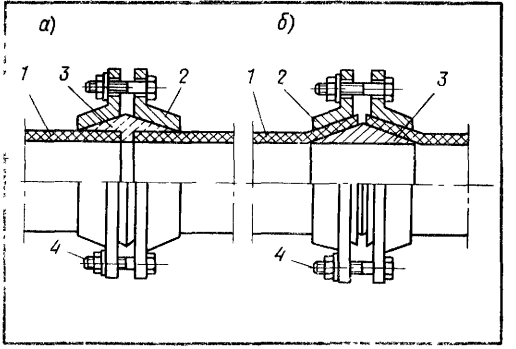


Рис. 4.2. Универсальное клиновое соединение (УКС)
а — конструкция для жестких труб, *б* — конструкция для полиэтиленовых труб, *1*— соединяемые трубы, *2*—конические фланцы, *3*—уплотнительное кольцо, *4*—соединительные болты

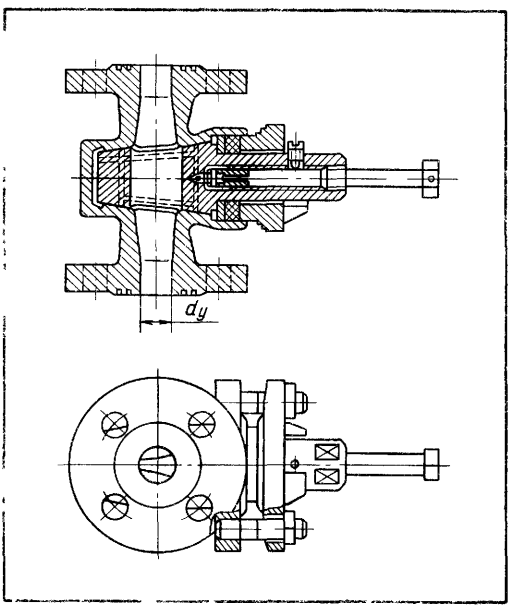


Рис. 4.3. Кран чугунный фланцевый со смазкой

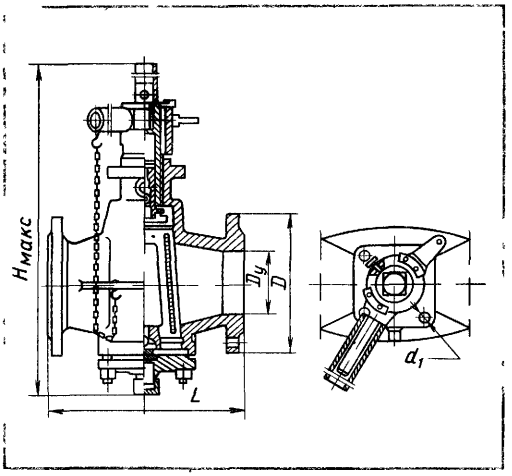


Рис. 4.4. Кран проходной со смазкой фланцевый, КСР на p_y= =1,6 МПа

водов, так и для регулирования потока газа, поступающего к горелкам. В зависимости от способа герметизации краны разделяют на натяжные и сальниковые. У натяжных кранов пробка прижимается к корпусу усилием, создаваемым гайкой, навинченной на хвостовик. У сальниковых кранов пробка прижимается давлением сальниковой буксы. Краны изготовляют из бронзы, латуни и чугуна Бронзовые и латунные краны устанавливают в тех местах, где в процессе эксплуатации ими приходится часто пользоваться, чугунные и комбинированные краны — где ими пользуются редко. Сальниковые краны применяют на промышленных газопроводах.

В зависимости от способа присоединения краны разделяют на муфтовые, цапковые и фланцевые. Для возможности демонтажа муфтовых кранов на газопроводах устанавливают сгоны Краны имеют диаметры условных проходов от 15 до 100 мм. Их рассчитывают на рабочее давление 0,01... 0,6 МПа. Для надземных и подземных газопроводов применяют краны со смазкой, чугунные при рабочем давлении до 0,6 МПа и стальные при большом давлении (до 6,4 МПа).

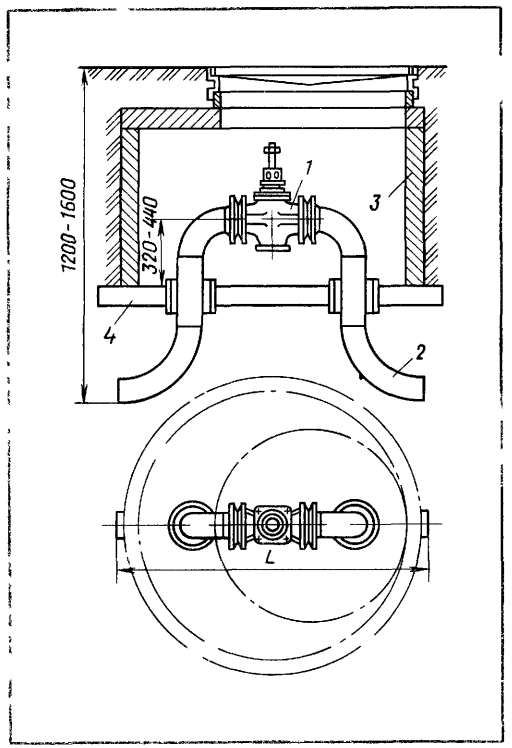


Рис. 4.5. Установка кранов D_y=25...100 мм в мелком железобетонном кольце
1— кран проходной сальниковый фланцевый, *2*— отводы из бесшовных труб, *3*— железобетонный колодец, *4* — железобетонное днище

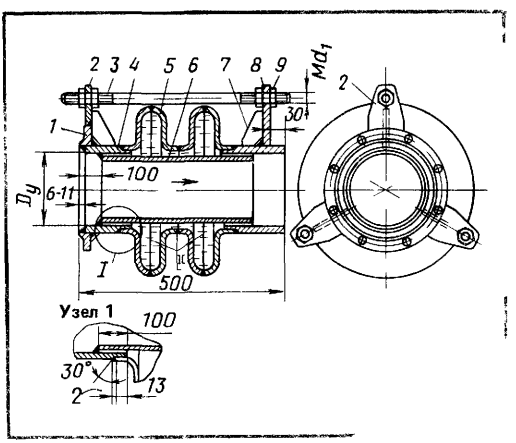


Рис. 4.6. Двухлинзовый компенсатор с одним фланцем на p_y= =0,3 МПа
1— фланец, *2, 8*— стойки, *3*— тяга, *4*— патрубок, *5*— полулинза, *6*— стакан, *7*— ребро, *9*— гайка

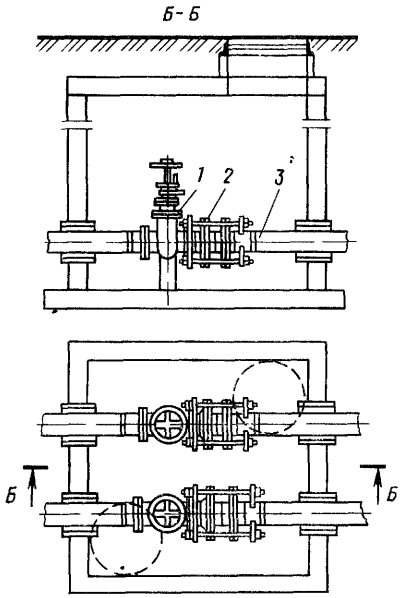


Рис. 4.7. Колодец железобетонный с установкой двух задвижек: D_{y1}=100...200, D_{y2}==200.. 400 мм

1— задвижка параллельная, *2*— компенсатор двухлинзовый, *3*— газопровод

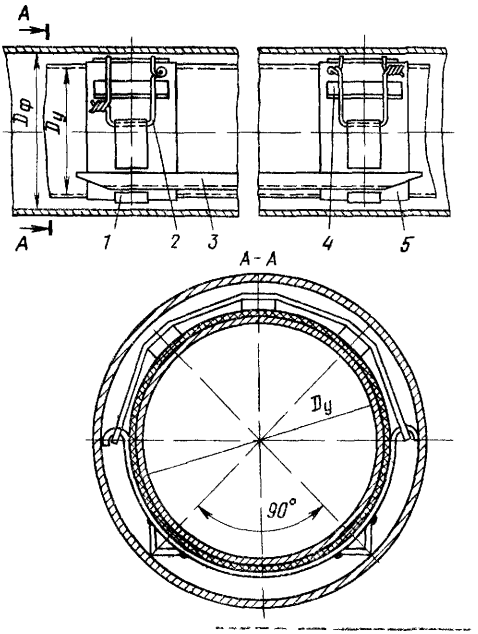


Рис. 4.9. Конструкция опоры газопроводов в футляре

1— скоба, *2*— крепежная проволока, *3*— полоз, *4* планка, *5*— обертки из гидроизола, толя, рубероида и аналогичных материалов

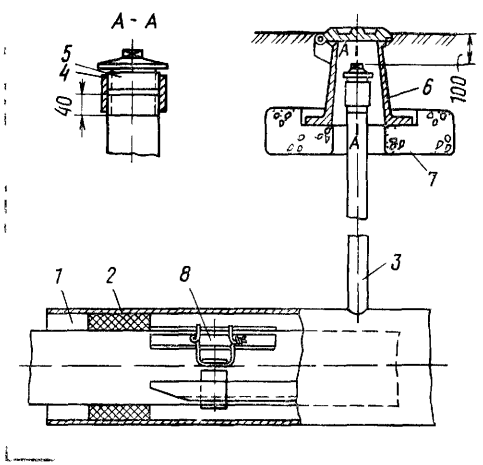


Рис. 4.8. Конструкция конца футляра

1— битумная эмаль, *2*— промасленная пенька, *3*— контрольная трубка ∅ 50 мм, *4*— муфта ∅ 50 мм, *5*— пробка, *6*—ковер малый *7*—подушка под ковер, *8*—опора

Смазка обеспечивает герметичность затвора, повышает сопротивление коррозии, уменьшает износ уплотнительных поверхностей и облегчает поворачивание пробки Смазку закладывают в канал, расположенный в хвостовике пробки При ввертывании нажимного болта смазка поступает в специальные канавки, имеющиеся в пробке, и равномерно смазывает все уплотнительные поверхности На рис 4 3 показан чугунный фланцевый кран со смазкой. Такие краны изготовляют диаметром 25 .100 мм. Они являются герметичными отключающими устройствами для городских и внутриобъектовых газопроводов.

Стальные краны типа КС (рис 4.4) предназначены для установки на газопроводах и нефтепроводах. Они рассчитаны на давление 1,6; 4 и 6,4 МПа. Их выпускают в двух модификациях: с ручным приводом (КСР) диаметром 50 .80 мм и с пневмоприво-

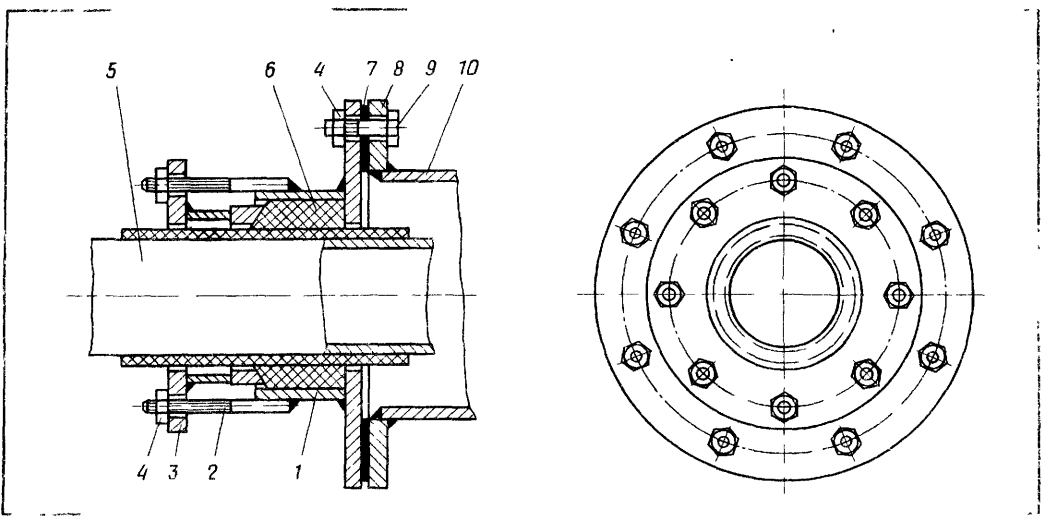


Рис. 4.10. Сальниковое уплотнение для футляра
1— корпус, *2*— шпилька; *3*— грундбукса, *4*— гайка, *5*— газопровод; *6*— набивка из промасленной пеньки или аналогичного материала; *7*— паронитовая прокладка, *8* — фланец, *9*— болт; *10*— футляр

дом (КСП) диаметром 50..100 мм. Существуют краны со смазкой, предназначенные для подземной установки без колодцев. Их выпускают диаметром 400, 500 и 700 мм и применяют для магистральных газопроводов.

Задвижки в качестве запорной арматуры используют на газопроводах всех давлений с диаметром 50 мм и более. Их используют также для регулирования подачи газа в горелки котлов и печей. При давлении газа до 0,6 МПа применяют чугунные задвижки, а при бо́льшем — стальные. Параллельные задвижки применяют для газопроводов с давлением до 0,3 МПа, а клиновые — для всех давлений. На газопроводах больших диаметров и при высоких давлениях газа используют задвижки, оборудованные редуктором с червячной передачей или электроприводом. Для облегчения подъема затвора задвижки имеют обводной трубопровод с краном для выравнивания давления по обе стороны затвора.

На подземных газопроводах отключающую арматуру устанавливают в колодцах. Колодцы выполняют из железобетона и кирпича. Они должны быть водонепроницаемыми. При подаче сухого газа для газопроводов небольших диаметров (25...100 мм) целесообразно использовать мелкие малогабаритные колодцы. Такие колодцы можно устанавливать в непучинистых или малопучинистых грунтах. На рис. 4.5 показана конструкция мелкого железобетонного колодца для установки кранов (D_y=25...100 мм). Одним из достоинств мелких колодцев являются обслуживание и ремонт запорного органа с поверхности земли.

Задвижки устанавливают в колодцах с габаритами, обеспечивающими доступ обслуживающему персоналу. Для снятия монтажных напряжений с фланцев задвижки и температурных напряжений в колодце после задвижки по ходу газа устанавливают линзовый компенсатор. Наличие компенсатора облегчает монтаж и демонтаж задвижек в процессе эксплуатации. На рис. 4.6 показан двухлинзовый компенсатор, рассчитанный на давление до 0,6 МПа. Конструкция железобетонного колодца для установки задвижек (D_y=100...400 мм) показана на рис. 4.7. При устройстве колодцев в водонасыщенных грунтах применяют гидроизоляцию: наружные стены колодца оклеивают борулином, бризолом

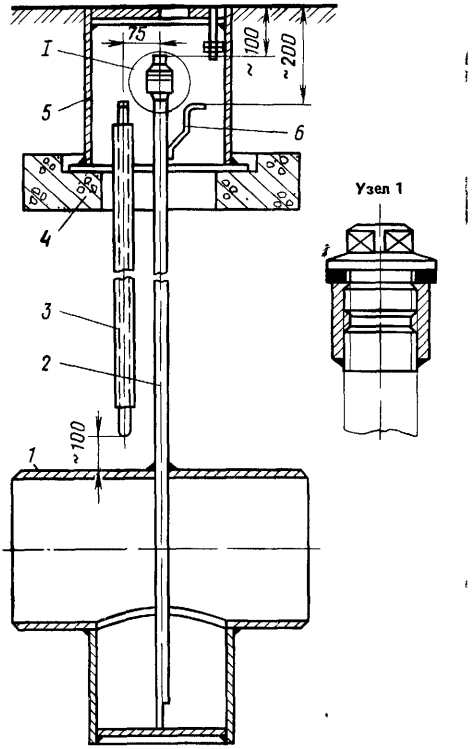


Рис. 4.11. Сборник конденсата для газопроводов $D_y = 200...600$ мм осушенного газа низкого давления
1 — корпус, *2* — труба для удаления конденсата, *3* — электрод заземления, *4* — подушка под ковер, *5* — ковер, *6* — контактная пластинка для замера разности потенциалов труба—грунт

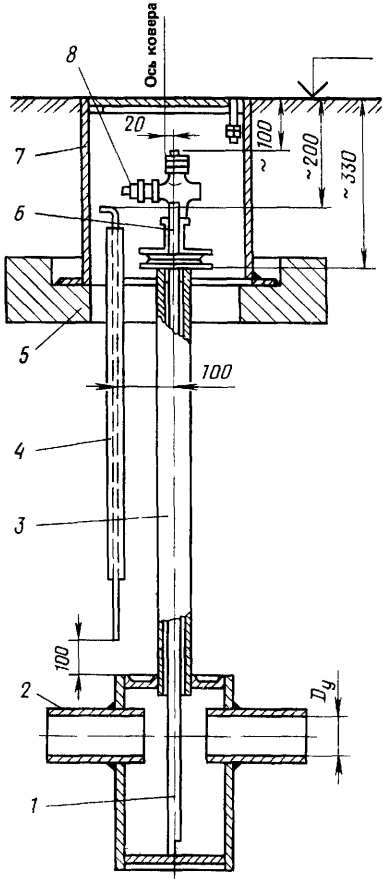


Рис. 4.12. Сборник конденсата для газопроводов $D_y = 50...150$ мм осушенного газа высокого давления $p_y \leqslant 0{,}6$ МПа
1 — труба внутренняя в сборе, *2* — корпус, *3* — кожух из трубы 57×6, *4* — электрод заземления, *5* — подушка под ковер, *6* — пластина контактная для замера разности потенциалов, *7* — ковер большой, *8* — кран

или штукатурят водонепроницаемым цементом. При установке в колодце стальной задвижки допускается устраивать косую фланцевую вставку в качестве монтажного компенсирующего устройства. Отключающие устройства на газопроводах устанавливают в наземных шкафах и на стенах зданий.

При пересечении железных и шоссейных дорог, коллекторов и колодцев, при необходимости прокладки газопроводов в непосредственной близости от жилых и общественных зданий или на малой глубине ставят футляры. Их используют также при производстве работ закрытым способом. В этом случае футляр предварительно продавливают через грунт и укладывают в него газопровод. На рис. 4.8 показан футляр, предназначенный для газопроводов с давлением до 0,3 МПа при пересечении железных дорог, трамвайных путей и т. д. Футляр оборудуют контрольной трубкой, выводимой под ковер. С помощью трубок по наличию или отсутствию газа контролируют плотность газопровода. Конструкция опоры газопровода в футляре показана на рис. 4.9. При наличии блуждающих токов применяют диэлектрические опоры.

Футляры для газопроводов высокого давления имеют сальниковые уплотнения и трубопровод, отводящий газ из футляра в атмосферу при неплотности газопровода или при разрыве стыка. Этот трубопровод отводят от пересекаемого препятствия в безопасное место и оборудуют дефлектором. На рис. 4.10 показано сальниковое уплотнение для футляров.

При использовании влажного газа в нижних точках газопроводов устанавливают **сборники конденсата**. Их конструкция и размеры зависят от давления газа и количества конденсирующейся влаги. Конденсатосборники небольшой вместимости целесообразно устанавливать в условиях подачи осушенного газа. В этом случае конденсатосборники используют для удаления влаги, попавшей в газопровод при строительстве, при эксплуатационных промывках и т. д. Трубки конденсатосборников используют при продувках газопроводов и выпуске газа при ремонте.

Сборник конденсата для газопроводов низкого давления при использовании осушенного газа показан на рис. 4.11. Конденсат периодически удаляют через трубку с помощью насоса или вакуум-цистерны. На трубке имеется электрод для измерения разности потенциалов между трубой и землей. Сборник конденсата для газопроводов среднего и высокого давления показан на рис. 4.12. Трубку конденсатосборника располагают в футляре, она имеет вверху отверстие диаметром 2 мм. Такое устройство дает возможность выравнивать давления в трубке и газопроводе, поэтому конденсат не может подняться вверх по трубке, что исключает возможность его замерзания.

4.3. Устройство наружных газопроводов

На территории городов и населенных пунктов газопроводы прокладывают в грунте. Для газопроводов промышленных и коммунальных предприятий целесообразно предусматривать надземную прокладку по стенам и крышам зданий, по колоннам и эстакадам. Допускается надземная прокладка внутриквартальных (дворовых) газопроводов на опорах и на стенах зданий.

Подземные газопроводы. Газопроводы прокладывают по городским проездам. Рекомендуется предусматривать прокладку в технической зоне или в полосе зеленых насаждений. Газопроводы высокого давления следует прокладывать в районах с малой плотностью застройки и по проездам с малой насыщенностью другими подземными коммуникациями. Прокладка газопроводов по проездам с усовершенствованным дорожным покрытием, а также параллельно путям электрифицированных железных дорог на расстоянии менее 50 м не рекомендуется. Расстояния по горизонтали между подземными и другими сооружениями должны быть не менее величин, указанных в табл. 4.1. Расстояния, указанные в табл. 4.1, не распространяются на совместные прокладки газопроводов с другими коммуникациями в одной траншее.

На отдельных участках трассы газопровода, а также при прокладке между зданиями или под арками расстояния, приведенные в табл. 4.1, могут быть уменьшены. Уменьшение расстояний допустимо до 50% для газопроводов с давлением до 0,6 МПа при условии применения для этих участков бесшовных труб или электросварных труб со 100%-ным контролем сварных швов неразрушающими методами или электросварных труб, проложенных в футляре. Размеры участков выбирают из условия их выхода на 2 м с каждой стороны от зданий и сооружений. Расстояние от газопровода до стенок колодцев и камер подземных сооружений должно быть не менее 0,3 м. Допускается прокладка нескольких газопроводов в одной траншее. Расстояние между ними в свету должно быть принято достаточным для производства монтажа и ремонта трубопроводов.

При пересечении газопроводами

Таблица 4.1 **Минимальные расстояния по горизонтали в свету между подземными газопроводами и другими сооружениями и коммуникациями, м**

Газопровод	Здания и сооружения (до обреза фундамента)	Железнодорожные пути	Трамвайные пути	Водопровод (стенки трубы)	Канализация, водосток (до стенки трубы)	Тепловая сеть (до начала стенки канала)	Силовые кабели до 35 кВ	Телефонные кабели		Деревья (до ствола)	Воздушные линии электропередачи (до фундамента опоры) различных напряжений		
								бронированные	в канализации		до 1 кВ	св 1 до 35 кВ	св 35 кВ
Низкого давления не более 5000 Па	2	3,8	2,8	1	1	2	1	1	1	1,5	1	5	10
Среднего давления 5000 Па — 0,3 МПа	4	4,8	2,8	1	1,5	2	1	1	1,5	1,5	1	5	10
Высокого давления 0,3—0,6 МПа	7	7,8	3,8	1,5	2	2	1	1	2	1,5	1	5	10
Высокого давления 0,6—1,2 МПа	10	10,8	3,8	2	5	4	2	1	3	1,5	1	5	10

различных давлений подземных инженерных сетей расстояние между ними по вертикали в свету должно быть не менее 0,2 м, при пересечении электрических сетей — в соответствии с указаниями ПУЭ.

Арматуру, устанавливаемую на газопроводах, следует располагать не ближе 2 м от края пересекаемых коммуникаций и сооружений.

При пересечении газопроводами каналов теплосети, коллекторов, тоннелей их прокладывают в футлярах, выходящих на 2 м с каждой стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений, при этом должен быть обязательный контроль всех сварных стыков в пределах пересечения и по 5 м в стороны от наружных стенок неразрушающими методами. На одном конце футляра должна быть контрольная трубка. Глубина заложения газопроводов должна быть не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра. Газопроводы, транспортирующие влажный газ, укладывают ниже зоны сезонного промерзания грунта с уклоном $\geqslant 0{,}002°$ и установкой конденсатосборников в низших точках.

Надземные газопроводы. Надземную прокладку газопроводов производят по наружным несгораемым покрытиям зданий, отдельно стоящим колоннам и эстакадам. По стенам газифицируемых жилых и общественных зданий допустима прокладка газопровода с давлением не более 0,3 МПа (исключая транзитную прокладку). Газопроводы высокого давления до 0,6 МПа можно прокладывать только по глухим стенам или над окнами верхних этажей производственных зданий. Газопроводы, проложенные по стенам здания, не должны нарушать архитектуру его фасада. Высоту прокладки принимают такой, чтобы газопроводы были доступны для осмотра и ремонта и чтобы была исключена возможность их повреждения. Минимальные расстояния от газопроводов, проложенных на опорах, до соседних зданий и сооружений, лимитированы СНиП 2.04.08—87 и изменяются от 1 до 40 м в зависимости от

типа сооружения и давления газа.

При пересечении надземных газопроводов с воздушными линиями электропередачи они должны проходить ниже линий электропередачи. На газопроводе должны быть предусмотрены ограждения для защиты от падения на него электропровода. Расстояние между газопроводом и линиями электропередачи, а также размеры ограждения принимают по ПУЭ. Возможна прокладка газопроводов на опорах и эстакадах совместно с трубопроводами другого назначения при условии обеспечения свободного осмотра и ремонта каждого из трубопроводов. Расстояния между газопроводом и трубопроводами при их совместной прокладке и пересечении принимают от 100 до 300 мм в зависимости от диаметра. Совместная прокладка газопроводов с электролиниями должна соответствовать ПУЭ.

Газопроводы, транспортирующие осушенный газ, можно прокладывать без уклонов. При транспортировании влажного газа газопроводы следует прокладывать с уклоном не менее 0,003°, а в низших точках предусматривать устройства для удаления конденсата (дренажные штуцера). Трубы и арматуру следует покрывать тепловой изоляцией. Надземные газопроводы следует проектировать с учетом компенсации температурных удлинений по фактически возможным температурным условиям. Если продольные деформации нельзя компенсировать за счет изгибов газопровода, предусмотренных схемой (за счет самокомпенсации), то следует устанавливать линзовые или П-образные компенсаторы. Сальниковые компенсаторы на газопроводах устанавливать нельзя.

Величину пролета между опорами стальных газопроводов, транспортирующих осушенный газ, определяют из условий прочности многопролетной балочной системы с учетом нагрузки от собственного веса, веса транспортируемого газа, снега или обледенения трубы, а также от воздействия внутреннего давления, ветрового давления, температуры и др. Для газопроводов, транспортирующих влажный газ, величину пролета между опорами определяют из условий прогиба газопровода, который должен быть не более $0{,}02D$. Методику расчета принимают такую же, как и для магистральных газопроводов.

Переходы газопроводов через естественные и искусственные препятствия. Переходы газопроводов через реки, каналы и другие водные преграды осуществляют подводными (дюкерами) и надводными (по мостам, эстакадам и др.) способами. *Подводные переходы* газопроводов при ширине водных преград при меженном горизонте 75 м и более выполняют в две нитки с пропускной способностью каждой 0,75 расчетного расхода газа. В одну нитку дюкер можно проектировать для закольцованных газопроводов, если при его отключении будет обеспечено снабжение потребителей газом. При ширине водной преграды менее 75 м вторую нитку прокладывают при неблагоприятных условиях по СНиП 2.04.08—87. Для тупиковых газопроводов к промышленным потребителям переход возможно прокладывать в одну нитку, если предприятия имеют резервное топливо.

Расстояние по горизонтали между дюкерами, надводными переходами и мостами по СНиП 2.04.08—87 в зависимости от характера реки, типа моста и расположения перехода выше или ниже моста должно составлять величину от 2 до 50 м. Расстояние между осями параллельных газопроводов на подводных переходах следует принимать не менее 30 м. При пересечении несудоходных рек, неподверженных размыву, а также при пересечении водных преград в пределах населенного пункта возможна укладка двух газопроводов в одну траншею, при этом расстояние между газопроводами в свету должно быть не менее 0,5 м.

Глубина заложения в грунт от верха забалластированного газопровода на переходах через судоходные реки

должна быть не менее 1 м, а через другие — не менее 0,5 м, ниже прогнозируемого дна. Подводные переходы следует выполнять из длинномерных труб и покрывать весьма усиленной изоляцией. Толщину стенки принимают на 2 мм больше расчетной, но не менее 5 мм. Для предотвращения всплытия газопровод, проложенный по дну реки или водоема, нагружают железобетонными грузами (балластом). При соответствующих условиях можно применять чугунные грузы. На обоих берегах перехода сооружают колодцы, в которых размещают задвижки. Вблизи каждого перехода устанавливают постоянные реперы. Через водные преграды с неустойчивым руслом и берегами, с высокими скоростями (более 2 м/с) течения воды, через глубокие овраги и балки целесообразно осуществлять надземные переходы. Их устраивают в виде шпренгельных, арочных и висячих систем, а также в виде эстакад.

Возможность прокладки газопроводов по железнодорожным и автомобильным мостам решается в соответствии с требованиями по проектированию мостов и трубопроводов по СНиП 2.05.03—84. Газопроводы, подвешиваемые к мостам, должны выполняться из стальных бесшовных или прямошовных труб, изготовленных электродуговой сваркой, и иметь компенсирующие устройства. Расположение газопроводов должно исключать возможность скопления газа в конструкциях моста.

Газопроводные переходы через железнодорожные, трамвайные пути и автомобильные дороги (I, II и III категорий) бывают подземные и надземные. При подземных переходах газопроводы укладывают в футляры, концы которых выводят на определенные расстояния по СНиП, например: от крайних рельсов железнодорожных путей не менее 10 м, от крайних рельсов трамвайных путей 2 м, от края проезжей части автомобильной дороги 3,5 м. Диаметр футляра принимают не менее чем на 100 мм больше диаметра газопровода. Газопровод в пределах футляра должен имет минимальное число сварных стыков, быть покрыт весьма усиленной изоляцией и уложен на центрирующие диэлектрические прокладки. Все сварные стыки в пределах футляра необходимо проверять физическими методами контроля, концы футляра уплотнять, а на одном из них устанавливать контрольную трубу, выходящую под защитное устройство.

Глубина укладки газопровода под магистральными железнодорожными путями должна быть не менее 1,5 м при производстве работ методом продавливания, считая от подошвы шпалы до верха футляра. Под трамвайными путями и железнодорожными ветками промышленных предприятий, а также под автомобильными дорогами глубину укладки следует принимать не менее 1 м. Высоту надземного перехода определяют с учетом обеспечения свободного передвижения транспорта и прохода людей. Так, в непроезжей части территории в местах прохода людей высота прокладки должна быть 2,2 м, а в местах пересечения автомобильных дорог —4,5 м, а при пересечении трамвайных и железнодорожных путей —5,6...7,1 м.

Установка отключающих устройств. Отключающие устройства на газопроводах устанавливают в следующих местах:

1) на распределительных газопроводах низкого давления для отключения отдельных микрорайонов, кварталов, группы жилых домов и на газопроводах среднего и высокого давления при отключении отдельных участков;

2) перед жилыми, общественными и производственными зданиями, наружными газопотребляющими установками, на пересечении водных преград, железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий и ГРП.

Отключающие устройства допускается не устанавливать:

1) на выводе из ГРП при системах газоснабжения с одним ГРП;

2) перед ГРП предприятий, если отключающее устройство, имеющееся на отводе от распределительного газопровода, находится от ГРП на расстоянии не более 100 м;

3) на пересечении железнодорожных путей общей сети и автомобильных дорог I и II категории при наличии отключающего устройства на расстоянии от путей (дорог) не далее 1000 м, обеспечивающего прекращение подачи газа на участке перехода.

На наружных газопроводах отключающие устройства устанавливают в колодцах, наземных шкафах или оградах, а также на стенах зданий. На вводе газопровода в жилых и общественных зданиях отключающее устройство следует устанавливать на стене снаружи здания.

На подземных газопроводах отключающие устройства следует устанавливать в колодцах с линзовыми компенсаторами или косыми фланцевыми вставками. На газопроводах малого диаметра (d_y=100 мм) лучше применять гнутые или сварные П-образные компенсаторы. При стальной арматуре, присоединяемой к газопроводам на сварке, компенсаторы не устанавливают. Участки закольцованных распределительных газопроводов, проходящие по территории предприятий, должны иметь отключающие устройства вне их территории. При тупиковом газопроводе достаточна установка одного отключающего устройства перед территорией предприятия.

4.4. Защита газопроводов от коррозии

В зависимости от состава газа, материала трубопровода, условий прокладки и физико-механических свойств грунта газопроводы подвержены в той или иной степени внутренней и внешней коррозии. *Коррозия внутренних поверхностей труб* в основном зависит от свойств газа. Она обусловлена повышенным содержанием в газе кислорода, влаги, сероводорода и других агрессивных соединений. Борьба с внутренней коррозией сводится к удалению из газа агрессивных соединений, т. е. к хорошей его очистке. Значительно большие трудности представляет борьба с *коррозией внешних поверхностей труб*, уложенных в грунт, т. е. с почвенной коррозией. Почвенную коррозию по своей природе разделяют на химическую, электрохимическую и электрическую (коррозию блуждающими токами).

Химическая коррозия возникает от действия на металл различных газов и жидких неэлектролитов. Она не сопровождается превращением химической энергии в электрическую. При действии на металл химических соединений на его поверхности образуется пленка, состоящая из продуктов коррозии. Если образующаяся пленка не растворяется, имеет достаточную плотность и эластичность, а также хорошо сцеплена с металлом, то коррозия будет замедляться и при определенной толщине пленки может прекратиться. Химическая коррозия является сплошной коррозией, при которой толщина стенки трубы уменьшается равномерно. Такой процесс является менее опасным с точки зрения сквозного повреждения труб.

Коррозия металла в грунте имеет преимущественно *электрохимическую* природу. *Электрохимическая коррозия* является результатом взаимодействия металла, который выполняет роль электродов, с агрессивными растворами грунта, выполняющими роль электролита. Процесс электрохимической коррозии схематично показан на рис. 4.13. Металл, обладая определенной упругостью растворения, при соприкосновении с грунтом посылает в него свои положительно заряженные ионы. Электроны остаются в металле, и он приобретает отрицательный потенциал, а грунт (электролит) заряжается положительно, так как в нем накапливаются положительные ионы. В силу физико-химической неоднород-

ности металла и грунта вблизи участков, где протекает процес растворения металла (т. е. обладающих большей упругостью растворения), располагаются участки, характеризующиеся меньшей упругостью растворения. Первые становятся анодными зонами, а вторые — катодными. Катодный участок газопровода приобретает положительный потенциал по отношению к аноду. Электроны перетекают от анода к катоду по металлу трубопровода. В грунте происходит перемещение ионов: катионов (заряженных положительно) — к катоду, анионов (заряженных отрицательно) — к аноду.

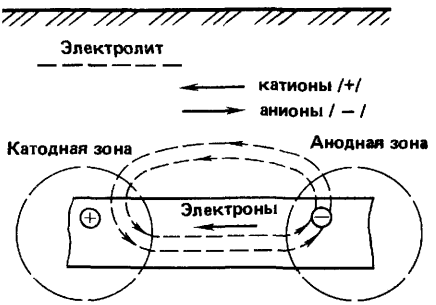


Рис. 4.13. Процесс электрохимической коррозии

Электрохимическая неоднородность расположенных рядом участков газопровода вызывает разность их электродных потенциалов. Нормальным электродным потенциалом называют разность потенциалов, которая возникает между металлом, погруженным в нормальный раствор (при концентрации 1 г·экв на 1 л) соли этого металла, и потенциалом нормального водородного электрода, условно принятым равным нулю. Все металлы можно расположить в электрохимический ряд напряжений по возрастанию их нормальных электродных потенциалов (в вольтах):

K^{+}	Mg^{++}	Al^{+++}	Zn^{++}	Fe^{++}	H^{+}	Cu^{++}	Au^{++}
—2,92	—2,38	—1,33	—0,76	—0,44	0	+0,34	+1,7

Участки металла, обладающие более отрицательными электродными потенциалами, будут становиться анодами. Металл подвергается коррозии в анодных зонах и участках, так как в них ионы металла выходят в грунт.

Рассмотренный процесс электрохимической коррозии представляет собой работу гальванической пары. В реальных условиях, коррозия протекает значительно сложнее, так как на основной процесс накладывается ряд других физико-химических процессов. Потенциал металла по отношению к грунту зависит не только от его физико-химических свойств, но и от свойств грунта. Вследствие неоднородности грунта также возникают гальванические пары. Физико-химическая неоднородность близко расположенных участков металла приводит к образованию микропар. Если газопровод проходит через участки грунта, резко отличающиеся по своим свойствам друг от друга, то возникают гальванические элементы очень большой длины — в сотни и даже тысячи метров (макропары).

Электрохимическая коррозия имеет характер местной коррозии, т. е. такой, когда на газопроводах возникают местные язвы и каверны большой глубины, которые могут, развиваясь, превратиться в сквозные отверстия в стенке трубы. Местная коррозия значительно опаснее сплошной коррозии.

Электрохимическая коррозия возникает также при воздействии на газопровод электрического тока, который движется в грунте. В грунт токи попадают в результате утечек из рельсов электрифицированного транспор-

та — их называют блуждающими. *Коррозию, возникающую под действием блуждающих токов, называют электрической* в отличие от электрохимической—гальванокоррозии.

Блуждающие токи, стекая с рельсов в грунт, движутся по направлению к отрицательному полюсу тяговой подстанции. В местах, где повреждена изоляция, они попадают на газопровод. Вблизи тяговой подстанции токи выходят из газопровода в грунт в виде положительных ионов металла. Начинается электролиз металла. Участки выхода тока из газопровода представляют собой анодные зоны, в которых протекает активный процесс электрокоррозии. Зоны входа постоянного тока в газопровод называют катодными. Электрическая коррозия блуждающими токами во много раз опаснее электрохимической коррозии. В городских условиях это наиболее распространенный вид коррозии.

Коррозионная активность грунта зависит от структуры, влажности, воздухопроницаемости, наличия солей и кислот, а также от электропроводности. Сухие грунты менее активно воздействуют на металл, чем влажные. С увеличением влажности грунта первоначально увеличивается и его коррозионная активность. Наибольшую активность имеет грунт при влажности 11...13 %. Увеличение влажности свыше 20...24 % приводит к снижению интенсивности коррозии. В водонасыщенных грунтах интенсивность коррозии будет минимальной, если вода, насыщающая грунт, сама не является агрессивной по отношению к металлу. При переменной влажности, когда возникают условия совместного воздействия влаги и кислорода, создается наиболее благоприятная среда для коррозии металла.

Городские грунты, засоренные сточными водами, имеющие разнородную структуру и включения различных предметов, являются коррозионно-активными. Заболоченные участки, торфянистые влажные почвы, участки грунта, находившиеся под отвалами шлаков, засоленные почвы также являются коррозионно-активными. Чистые пески менее опасны в коррозионном отношении.

При исследовании грунта учесть все указанные факторы весьма сложно, поэтому выбирают такую характеристику, которая в основном отражала бы основные факторы. Наиболее важным свойством грунта, поддающимся быстрому и относительно точному определению, является его удельное электрическое сопротивление, которое и рассматривают как основную характеристику его коррозионной активности. Электрическое сопротивление является функцией ряда других характеристик грунта: состава, концентрации растворенных веществ, влажности и др., поэтому оно связывает воедино ряд главнейших факторов, определяющих коррозионную активность грунта. Как показывает опыт, сопоставление электрометрических характеристик грунта с его коррозионной активностью, установленной осмотром стальных трубопроводов, дает хорошее совпадение результатов (около 80...90 %).

Для выявления коррозионного состояния подземного газопровода проводят электрические измерения, основными из которых являются определение потенциала газопровода по отношению к земле, а также направления и величины блуждающего тока, текущего по газопроводу. Потенциал газопровода по отношению к земле измеряют высокоомным вольтметром, который присоединяют к газопроводу и заземляющему электроду. При большой разности потенциалов используют стальной электрод, а при разности потенциалов меньше 1 В — неполяризующийся электрод. Участки газопровода, имеющие положительный потенциал по отношению к земле, являются опасными в коррозионном отношении.

Если среднее значение положительного потенциала газопровода по отношению к земле превышает 0,1 В, но не более 0,5 В, тогда электрическая защита газопровода должна быть введена в эксплуатацию в первый год после окончания строительства

газопровода. Если среднее значение положительного потенциала превышает 0,5 В, то защита газопровода должна быть сооружена до его сдачи в эксплуатацию, но не позднее чем через 6 мес после окончания строительства газопровода.

Измерение потенциалов газопровода относительно земли производят через каждые 200...300 м. Для измерений используют специальные контрольные пункты (рис. 4.14), а также места, где возможен доступ к газопроводу (задвижки, сборники конденсата, гидравлические затворы и др.). Контрольно-измерительные пункты устанавливают в местах пересечения газопроводов с рельсовыми путями электрифицированного транспорта и в местах перехода газопроводов через водные преграды шириной более 50 м.

Существующие методы защиты газопроводов от коррозии можно разделить на две группы: пассивные и активные. *Пассивные методы защиты* заключаются в изоляции газопровода. К изоляционным материалам, используемым для защиты газопроводов, предъявляют ряд требований, основные из которых следующие: монолитность покрытия, водонепроницаемость, хорошее прилипание к металлу, химическая стойкость в грунтах, высокая механическая прочность (при переменных температурах), наличие диэлектрических свойств. Изоляционные материалы не должны быть дефицитными.

Наиболее распространенными изоляционными материалами являются битумно-минеральные и битумно-резиновые мастики. В первом случае в качестве заполнителя к битуму добавляют хорошо измельченные доломитизированные или асфальтовые известняки, асбест или обогащенный каолин, во втором — резиновую крошку, изготовленную из амортизированных покрышек. Битумно-резиновая мастика обладает несколько большей прочностью, эластичностью и долговечностью. Для усиления изоляции применяют армирующие обертки из гидроизола, бризола или стекловолокнистого материала. Гидроизол представляет собой толстый лист из асбеста с добавлением 15...20 % целлюлозы, пропитанной нефтяным битумом. Бризол готовят на основе битума и дробленой старой вулканизированной резины.

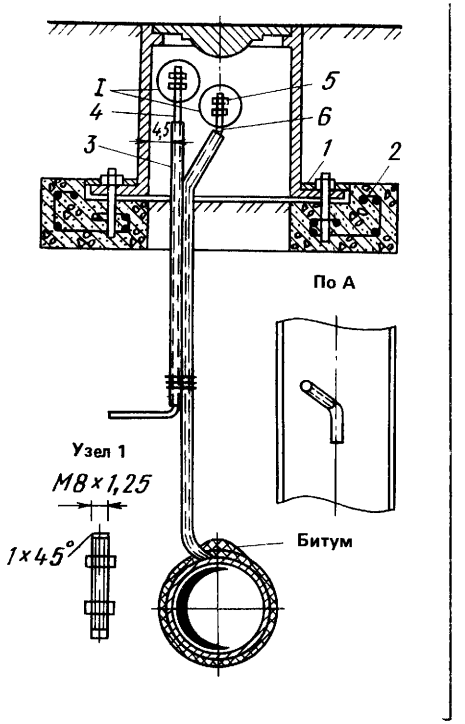


Рис. 4.14. Устройство контрольного пункта *1*— ковер; *2*— бетонная подушка под ковер; *3*— трубка; *4*— электрод заземления; *5*— гайки М8 с шайбой; *6*— контрольный проводник

Изоляцию газопровода производят в такой последовательности. Трубу очищают стальными щетками до металлического блеска и протирают. После этого на нее накладывают грунтовку толщиной 0,1...0,15 мм. Грунтовка представляет собой нефтяной битум, разведенный в бензине в отношении 1:2 или 1:3. Когда грунтовка высохнет, на трубопровод накладывают горячую (160...180° С) битумную эмаль. Эмаль накладывают в несколько слоев в зависимости от

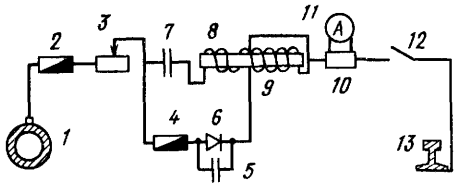


Рис. 4.15. Электрическая схема поляризованного дренажа
1— газопровод, *2*— предохранитель на 350 А, *3*— сопротивление, *4*— предохранитель на 15А, *5* и *7*— контакты; *6*— диод, *8*— дренажная обмотка, *9*— включающая обмотка, *10*— шунт амперметра, *11*— амперметр, *12*— рубильник, *13*— рельс

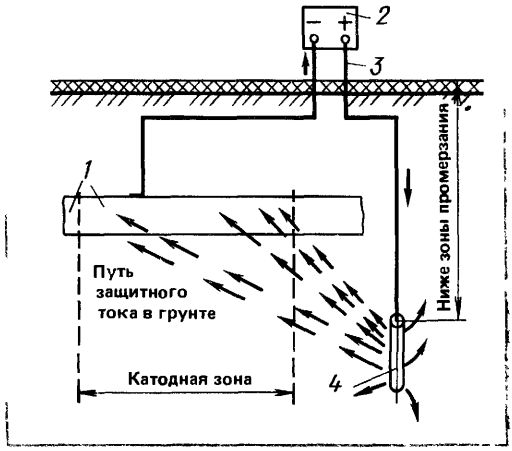


Рис. 4.16. Схема катодной защиты
1— защищаемый газопровод, *2*— источник постоянного тока, *3* — соединительный кабель, *4* — заземлитель-анод

требований, предъявляемых к изоляции. Снаружи трубу обертывают крафт-бумагой. В современных условиях все работы по изоляции труб механизируют.

В зависимости от числа нанесенных слоев эмали и усиливающих оберток изоляция бывает следующих типов: нормальная, усиленная и весьма усиленная. Нормальную изоляцию применяют при низкой коррозионной активности грунта, усиленную — при средней, в остальных случаях используют весьма усиленную изоляцию. Для защиты газопроводов применяют также пластмассовые пленочные материалы (ленты), покрытые подклеивающим слоем. Поливинилхлоридные и полиэтиленовые ленты выпускают толщиной 0,3...0,4 мм, шириной 100... 500 мм и длиной 100...150 м, намотанные в рулоны. Трубы очищают, покрывают грунтовкой, представляющей собой клей, растворенный в бензине, после чего обертывают изоляционной лентой. Для обертки труб используют специальные машины.

К активным методам защиты относят катодную и протекторную защиту и электрический дренаж. Основным методом защиты газопроводов от блуждающих токов является электрический дренаж. Он заключается в отводе токов, попавших на газопровод, обратно к источнику. Отвод осуществляют через изолированный проводник, соединяющий газопровод с рельсом электрифицированного транспорта или минусовой шиной тяговой подстанции. При отводе тока из газопровода по проводнику прекращается выход ионов металла в грунт и тем самым прекращается электрическая коррозия газопровода. Для отвода тока, как правило, используют поляризованный электродренаж. Он обладает односторонней проводимостью от газопровода к рельсам (минусовой шине). При появлении положительного потенциала на рельсах электрическая цепь дренажа автоматически разрывается.

Схема универсальной поляризованной дренажной установки показана на рис. 4.15. Если газопровод *1* имеет положительный потенциал по отношению к рельсу *13*, то электрический ток пойдет через предохранитель (на 350 А) *2*, сопротивление *3*, предохранитель (на 15 А) *4*, диод *6*, включающую обмотку *9*, шунт *10*, рубильник *12* и попадает на рельс *13*. Если разность потенциалов достигает 1...1,2 В, то контактор замкнет контакты *7* и *5* и элек-

трический ток потечет по основной дренажной цепи через обмотку *8*, а по ответвлению к диоду — через шунтирующие контакты *5*. При снижении разности потенциалов до 0,1 В контакты разомкнутся и дренажная цепь разорвется. При отрицательной разности потенциалов (потенциал рельса больше потенциала трубы) диод *6* тока не пропустит. Все узлы дренажной установки размещают в металлическом шкафу. Одна дренажная установка может защитить газопровод большой протяженности, измеряемой несколькими километрами.

Для защиты газопроводов от почвенной коррозии применяют к а т о д н у ю з а щ и т у. При катодной защите на газопровод накладывают отрицательный потенциал, т. е. переводят весь защищаемый участок газопровода в катодную зону (рис. 4.16). В качестве анодов применяют малорастворимые материалы (чугунные, железокремниевые, графитовые), а также отходы черного металла, которые помещают в грунт вблизи газопровода. Отрицательный полюс источника постоянного тока соединяют с газопроводом, а положительный — с анодом. Таким образом, при катодной защите возникает замкнутый контур электрического тока, который течет от положительного полюса источника питания по изолированному кабелю к анодному заземлению, от анодного заземления ток растекается по грунту и попадает на защищаемый газопровод, далее он течет по газопроводу, а от него по изолированному кабелю возвращается к отрицательному полюсу источника питания. Электрический ток выходит из анода в виде положительных ионов металла, поэтому вследствие растворения металла анод постепенно разрушается. Электрический потенциал, накладываемый на газопровод, составляет 1,2...1,5 В. В зависимости от качества изоляции одна установка может защищать участок газопровода от 1 до 20 км.

П р и п р о т е к т о р н о й з а щ и т е участок газопровода превращают в катод без постороннего источника тока, а в качестве анода используют металлический стержень, помещенный в грунт рядом с газопроводом. Между газопроводом и анодом устанавливается электрический контакт. В качестве анода используют металл с более отрицательным потенциалом, чем железо (например, цинк, магний, алюминий и их сплавы). В образованной таким образом гальванической паре корродирует протектор (анод), а газопровод защищается от коррозии. На рис. 4.17 показана принципиальная схема протекторной защиты.

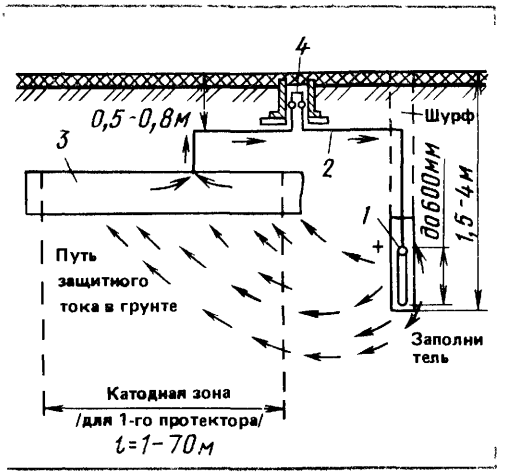


Рис. 4.17. Схема протекторной защиты
1— протектор; *2*— соединительные кабели, *3*— защищаемый газопровод; *4*— контрольный пункт

Для исключения возможности электрического контакта газопровода с заземленными конструкциями и коммуникациями потребителей на стояках вводов газопроводов устанавливают изолирующие фланцевые соединения. Их также устанавливают на надземных и надводных переходах газопроводов через препятствия и на вводах (и выводах) газопроводов в ГРС, ГРП и ГРУ. Фланцевые соединения на подземных газопроводах (в колодцах) должны быть зашунтированы постоянными электроперемычками. На изолирующих флан-

цах электроперемычки должны быть разъемными с размещением контактных соединений вне колодцев. Для защиты надземных газопроводов от атмосферной коррозии на них наносят лакокрасочные покрытия.

Глава 5.
Потребление газа

5.1. Расчет годового потребления газа городом

Годовое потребление газа городом, районом города или поселком является основой при составлении проекта газоснабжения. Расчет годового потребления производят по нормам на конец расчетного периода с учетом перспективы развития городских потребителей газа. Продолжительность расчетного периода устанавливают на основании плана перспективного развития города или поселка. Все виды городского потребления газа можно сгруппировать следующим образом: а) бытовое потребление (потребление газа в квартирах); б) потребление в коммунальных и общественных предприятиях; в) потребление на отопление и вентиляцию зданий; г) промышленное потребление.

Расчет расхода газа на бытовые, коммунальные и общественные нужды представляет собой сложную задачу, так как количество газа, расходуемого этими потребителями, зависит от ряда факторов: газооборудования, благоустройства и населенности квартир, газооборудования городских учреждений и предприятий, степени обслуживания населения этими учреждениями и предприятиями, охвата потребителей централизованным горячим водоснабжением и от климатических условий. Большинство приведенных факторов не поддается точному учету, поэтому потребление газа рассчитывают по средним нормам, разработанным в результате анализа многолетнего опыта фактического потребления газа и перспектив изменения этого потребления.

Особенно трудно определить расход газа в квартирах. В нормах расхода газа учтено, что население частично питается в буфетах, столовых и ресторанах, а также пользуется услугами коммунально-бытовых предприятий. Годовые расходы газа на приготовление пищи и горячей воды в квартирах, а также на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды общественных зданий, предприятий общественного питания и коммунальных предприятий определяют по нормам СНиП 2.04.08—87, которые приведены в табл. 5.1. По СНиП, расход газа на приготовление пищи в квартирах при наличии централизованного горячего водоснабжения принимают равным 2800 МДж/(год·чел.). При отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя расход газа увеличивается (так как горячую воду приготовляют на плите) и составляет по нормам 4600 МДж/(год·чел.). Расход газа на приготовление пищи и горячей воды в газовом водонагревателе принимают равным 8000 МДж/(год·чел.).

В табл. 5.1 приведены нормы расхода газа по СНиП в МДж, отнесенные к потреблению одним человеком в год или условному показателю в год. Так, расход в квартирах дан в МДж в год на 1 чел. Потребление в учреждениях здравоохранения дано в МДж на 1 койку в год. Расход газа на стирку белья, мытье в банях, приготовление пищи в столовых и на выпечку хлеба при-

Таблица 5.1. **Нормы расхода газа (в тепловых единицах) на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды**

Продолжение табл. 5.1

Потребитель	Показатель потребления газа	Норма расхода теплоты, МДж (тыс ккал)
1. Жилые здания		
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения.	На 1 чел. в год	
при газоснабжении природным газом		2800 (660)
при газоснабжении сжиженным газом		2540 (610)
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения):	То же	
при газоснабжении природным газом		8000 (1900)
при газоснабжении сжиженным газом		7300 (1750)
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя:	»	
при газоснабжении природным газом		4600 (1100)
при газоснабжении сжиженным газом		4240 (1050)
2. Предприятия бытового обслуживания		
Фабрики-прачечные:		
на стирку белья в немеханизированных прачечных	На 1 т сухого белья	8800 (2100)
на стирку белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами	То же	12 600 (3000)
на стирку белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение	»	18 800 (4500)
Дезкамера:		
на дезинфекцию белья и одежды в паровых дезкамерах	»	2240 (535)
на дезинфекцию белья и одежды в горячевоздушных камерах	»	1260 (300)
Бани:		
мытье без ванн	На одну помывку	40 (9,5)
мытье в ваннах	То же	50 (12)
3. Предприятия общественного питания		
Столовые, рестораны, кафе:		
на приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности предприятий)	На 1 обед	4,2 (1)
на приготовление завтраков или ужинов	На 1 завтрак или ужин	2,1 (0,5)
4. Учреждения здравоохранения		
Больницы, роддома:		
на приготовление пищи	На 1 койку в год	3200 (760)
на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	То же	9200 (2200)
5. Хлебопекарные и кондитерские предприятия		
Хлебозаводы и пекарни:		
на выпечку хлеба формового	На 1 т изделий	2500 (600)
на выпечку хлеба подового, батонов, булок, сдобы	То же	5450 (1300)
на выпечку кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья, пряников и т. п.)	»	7750 (1850)

Примечания 1 Нормы расхода теплоты на жилые дома, приведенные в таблице, учитывают расход теплоты на стирку белья в домашних условиях 2 При применении газа для лабораторных нужд школ, вузов, техникумов и других специальных учебных заведений норму расхода теплоты следует принимать в размере 50 МДж (12 тыс ккал) в год на одного учащегося

веден в МДж на единицу условного показателя. Такое разнообразие единиц измерения создает известные трудности при расчете годового потребления. Поэтому целесообразно методики расчета годового потребления рассмотреть отдельно для каждой группы потребителей.

Потребление газа в квартирах. Охват газоснабжением квартир для большинства городов близок к единице. Однако при наличии старого жилищного фонда, который нельзя газифицировать, или, наоборот, при наличии высоких зданий, оборудованных электроплитами, степень охвата газоснабжением квартир будет меньше единицы. Обозначим степень охвата населения города (района города) газоснабжением через $y_к$, тогда при общей численности населения $N_{чел}$ газом в квартирах будет пользоваться $y_к N_{чел}$. Годовой расход газа на приготовление пищи и горячей воды существенно зависит от системы горячего водоснабжения зданий. Обозначим долю людей, проживающих в квартирах, имеющих централизованное горячее водоснабжение, z_1; долю людей, проживающих в квартирах с горячим водоснабжением от газовых водонагревателей, z_2, и долю людей, проживающих в квартирах без горячего водоснабжения z_3. Тогда, для населения, пользующегося газом, можно написать

$$z_1+z_2+z_3=1.$$

Обозначим нормы расхода теплоты на одного человека в год в отмеченных выше типах квартир соответственно: $q_{к1}$, $q_{к2}$, $q_{к3}$, тогда общее годовое потребление газа в квартирах города (в МДж/год) определится выражением

$$Q_к=y_к N\,(q_{к1}z_1+q_{к2}z_2+q_{к3}z_3).$$

Потребление газа в предприятиях бытового обслуживания. При расчете потребления газа этими предприятиями учитывают расход газа на стирку белья, в дезкамерах и банях. Норма расхода теплоты на стирку белья отнесена к 1 т сухого белья, поэтому для расчета газа на стирку белья следует определить количество белья, стираемого в прачечных и в квартирах в течение года. В нормах СНиПа учтен расход теплоты на стирку белья в домашних условиях, но количество белья, стираемого в квартирах, не определено, поэтому при расчете расхода газа на прачечные прежде всего необходимо установить долю белья, стираемого в них, т. е. степень охвата прачечными населения города. Если принять, что прачечными пользуются $z_п N$ человек, тогда производительность будет равна $100(\frac{z_п N}{1000})$ т/год (норма накопления белья 100 т/1000 жителей).

При наличии в городе прачечных с различной степенью механизации количество белья следует разделить соответственно производительностям этих прачечных. Будем считать, что с учетом осреднения норм расхода теплоты, а также с учетом охвата прачечных газоснабжением $y_п$ удельный расход теплоты (в газе) на городские прачечные составит $q_п$ МДж/т.с.б., тогда расход газа на прачечные составит в МДж/год:

$$Q_п=100\,\frac{z_п y_п N}{1000}q_п.$$

При определении количества помывок в банях можно исходить из расчета 52 помывки в год одним человеком в банях или в ванных квартир. Если в банях моется $z_б N$ человек, а охват бань газоснабжением $y_б$, тогда годовой расход газа на бани в МДж/год) можно подсчитать по формуле:

$$Q_б=z_б\,y_б\,N\,52\,q_б,$$

где $q_б$ — норма расхода теплоты, МДж/одну помывку. При определении $z_б$ можно считать, что банями пользуются жители города, в квартирах которых нет ванн с некоторым увеличивающим коэффициентом

При расчете годового расхода газа **на предприятиях общественного питания** учитывают их среднюю загрузку. Охват обслуживанием населения принимают $z_{п\,оп}=0{,}25...0{,}3$ общей численности населения, считая при этом, что каждый человек регулярно пользующийся столовыми и ресторанами, потребляет в день примерно 1 обед и ужин (завтрак). Охват столовых и ресторанов газоснабжением $y_{п\,оп}$ дается в задании на проектирование. Следовательно, общее количество газа, по-

требляемого предприятиями общественного питания города, будет в МДж/год:

$$Q_{\text{п оп}} = 360 z_{\text{п оп}} y_{\text{п оп}} N q_{\text{п оп}},$$

где $q_{\text{п оп}}$, МДж/обед+завтрак

Потребление газа в учреждениях здравоохранения. При расходе газа в больницах следует учитывать, что их общая вместимость определяется из расчета 12 коек на 1000 жителей, поэтому общее число коек в больницах будет равно 0,012 N (где N — общая численность населения города). При оценке охвата больниц газоснабжением $y_б$ необходимо учитывать возможность работы столовых больниц на электрооборудовании, наличие централизованного теплоснабжения, возможность использования твердого или жидкого топлива для котельных больниц. Обозначим удельную годовую норму потребления теплоты больницами на приготовление пищи и горячей воды — $q_{\text{уз}}$ (МДж/год, одна койка), тогда общий расход газа больницами города будет, МДж/год:

$$Q_{\text{уз}} = \frac{12 y_б}{1000} N q_{\text{уз}}$$

Расчет годового расхода газа для хлебозаводов и пекарен ведут в предположении, что объем суточной выпечки на 1000 жителей составляет 0,6... 0,8 т, следовательно, годовой объем будет равен (0,6...0,8) $\frac{365}{1000} N$ т/год. При расчете расхода газа также следует учитывать охват газоснабжением хлебозаводов и пекарен $y_{\text{х п}}$. Удельный расход теплоты следует принимать осредненным — $q^{\text{ср}}_{\text{х п}}$ (МДж/т). Общий расход газа на хлебозаводы и пекарни будет, МДж/год:

$$Q_{\text{х п}} = (0{,}6 \quad 0{,}8) \frac{365}{1000} y_{\text{х п}} N q^{\text{ср}}_{\text{х п}}$$

Годовые расходы газа на нужды предприятий торговли, предприятий бытового обслуживания населения (ателье, мастерскими, парикмахерскими, магазинами и др.) принимают в размере 5 % годового расхода газа на жилые дома.

В итоге следует отметить, что при расчете потребления газа городом должны быть увязаны не только каждый вид потребления по всем зданиям и сооружениям, где он имеет место (например, стирка белья в квартирах и прачечных, использование газа для нагрева воды в ваннах квартир или банях и т. д.), но и все виды энергии, используемые для каждого вида потребления (например, газ и электричество для приготовления пищи, газ, твердое и жидкое топливо для нагрева воды и т. д.).

Каждый город следует разделить на ряд районов, для которых основные характеристики, определяющие объемы потребляемого газа, будут примерно одинаковыми. Расчет производят для каждого района отдельно, в конце расчета составляют итоговую таблицу расчета по всему городу. Крупных потребителей, которые будут присоединены к сетям высокого (среднего) давления, но уже вошедших в отдельные виды потребления, выделяют в самостоятельную группу (бани, прачечные, хлебозаводы, крупные рестораны и т. д.). Число потребителей газа по районам города выявляют из анализа их населенности, этажности застройки и ее основных характеристик, числа и характеристики предприятий и учреждений городского хозяйства, наличия централизованного горячего водоснабжения, характеристики отопительных систем, топливного и теплового баланса города.

При проведении укрупненных расчетов потребления газа городом, например, при составлении проектов генеральных планов городов и населенных пунктов СНиП 2.04.08—87 допускает применять укрупненные показатели газопотребления в м^3/год на 1 чел. Величина укрупненных показателей в основном зависит от вида горячего водоснабжения. Рекомендуются следующие укрупненные нормы потребления газа в м^3 в год на 1 чел.: а) при наличии централизованного горячего водоснабжения —

100; б) при горячем водоснабжении от газовых водонагревателей — 250; в) при отсутствии всяких видов горячего водоснабжения — 125 (для сельской местности — 165). Нормы рассчитаны для газа с теплотой сгорания в 34 МДж/м^3 (8000 ккал/м^3).

Расход газа на отопление, вентиляцию и централизованное горячее водоснабжение жилых и общественных зданий определяют по удельным нормам теплопотребления.

Расход газа на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение промышленных предприятий принимают по соответствующим проектам. Годовой расход газа (КДж) на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий вычисляют по формуле

$$Q_{о\,в} = \left[24(1+K)\frac{t_{вн}-t_{ср\,о}}{t_{вн}-t_{р\,о}} + \right.$$

$$\left. + zK_1K\frac{t_{вн}-t_{ср\,о}}{t_{вн}-t_{р\,в}}\right]\frac{qFn_0}{\eta_о}, \qquad (5.1)$$

где $t_{вн}$, $t_{р\,о}$, $t_{р\,в}$, $t_{ср\,о}$ — температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного воздуха за отопительный сезон, °С, K, K_1 — коэффициенты, учитывающие расходы теплоты на отопление и вентиляцию общественных зданий; при отсутствии данных соответственно принимаются равными 0,25 и 0,4, z — среднее число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток; при отсутствии данных принимается 16 ч; n_0 — продолжительность отопительного периода, сут; F — жилая площадь отапливаемых зданий, м^2; $\eta_о$ — КПД отопительной системы: для котельных η=0,8 ..0,85, для отопительных печей η=0,7 ..0 75; q — укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, кДж/ч на 1 м^2 жилой площади принимают по табл. 5.2.

Годовой расход газа (кДж) на централизованное горячее водоснабжение от котельных определяют по формуле

$$Q_{і\,в} = 24q_{г\,в}N\left[n_0 + (350 - \right.$$

$$\left. - n_0)\frac{60-t_{хл}}{60-t_{хз}}\beta\right]\frac{1}{\eta_{г\,в}}, \qquad (5\,2)$$

где $q_{г\,в}$ — укрупненный показатель среднечасового расхода теплоты на горячее водоснабжение, кДж/ч на 1 чел. (с учетом общественных зданий района), принимают по табл 5.3 N — число жителей, пользующихся горячим водоснабжением; β — коэффициент, учитывающий снижение расхода горячей воды в летний период (при отсутствии данных принимают 0,8; для курортных и южных городов 1); $t_{хз}$, $t_{хл}$ — температуры водопроводной воды в отопительный и летний периоды, °С (при отсутствии данных соответственно принимают равными 5 и 15° С), $\eta_{г\,в}$ — КПД котельной, равный 0,8...0,85

Таблица 5.2. **Значения показателя q при разных наружных температурах**

Показатель	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $t_{р\,о}$, °С				
	0	—10	—20	—30	—40
Укрупненный показатель q, кДж/(ч·м^2)	335	461	544	628	670

Таблица 5.3 **Значения показателя $q_{г\,в}$ средней нормы потребления горячей воды**

Показатель	Средние за отопительные периоды нормы расхода воды на горячее водоснабжение, л на 1 чел в сут					
	80	90	100	110	120	130
Укрупненный показатель $q_{г\,в}$, кДж/(ч·чел)	1050	1150	1260	1360	1470	1570

Пример 5.1. Определить годовое потребление газа городом (без промышленных предприятий) исходя из следующих данных. Площадь жилой застройки города 250 га, средняя плотность населения 380 чел/га. Для газоснабжения используют природный газ с теплотой сгорания $Q_н^с$=35840 кДж/м^3 и относительной плотностью по воздуху s=0,562.

Степень охвата городских потребителей газоснабжением принята следующая: 100 % населения расходует газ на приготовление пищи в квартирах; 20 % квартир имеют централизованное горячее водоснабжение; 30 % квартир оборудовано горячим водоснабжением от газовых водонагревателей; газифицированы мелкие отопительные установки жилых и общественных зданий в объеме 20 % общей отопительно-вентиляционной нагрузки, газифицировано 60 % предприятий бытового обслуживания, предприятий общественного питания, учреждений здравоохранения, хлебопекарен и

Таблица 5.4. **Исходные данные для расчета**

№ п. п	Потребитель	Охват обслуживанием z_i	Охват газоснабжением y_i	Норма расхода теплоты Q_i, МДж
1	Квартиры с централизованным горячим водоснабжением	$z_1=0,2$	$y_1=1$	$Q_1=2800$
2	Квартиры с газовыми водонагревателями	$z_2=0,3$	$y_2=1$	$Q_2=8000$
3	Квартиры без горячего водоснабжения	$z_3=0,5$	$y_3=1$	$Q_3=4600$
4	Предприятия общественного питания (обед+завтрак)	$z_4=0,25$	$y_4=0,6$	$Q_4=(4,2+2,1)\times 360=2268$

кондитерских предприятий. Средняя норма жилой площади на 1 чел. 9 м^2. Расчетная наружная температура для проектирования отопления $t_{р.о}=-25$ °С.

Решение. Годовое потребление газа городом рассчитаем отдельно для следующих видов потребления:

1) потребление в квартирах для приготовления пищи и горячей воды и мелкими потребителями, присоединяемыми к сетям низкого давления, и рассматриваемое как равномерно распределенная нагрузка. В данном примере к мелким потребителям отнесены предприятия общественного питания;

2) потребление крупными коммунальными потребителями: прачечными, банями; большими больницами, хлебозаводами. Этих потребителей рассматривают как сосредоточенные нагрузки и присоединяют к газопроводам среднего или высокого давления;

3) потребление газа на отопительно-вентиляционные нужды, расходуемого отопительными котельными.

Расчеты произведем по приведенной выше методике. Для облегчения расчетов по расходу газа первой группой потребителей составим программу для микрокалькулятора «Электроника МК 56».

1. Произведем расчет расхода теплоты на коммунально-бытовые нужды. Исходные данные сведены в табл. 5.4. Индексация показателей упрощена.

2. Произведем расчет расхода теплоты на 1 чел. (в МДж) на микрокалькуляторе. Программа расчета приведена в табл. 5.5.

Программа вводится в микрокалькулятор после нажатия клавиш В/О, *F* ПРГ. Исходная информация вводится после нажатия клавиш *F*, АВТ. Программа пускается нажатием клавиш В/О, С/П. Для численных значений параметров, приведенных в табл. 5.4 по результатам расчета на микрокалькуляторе, получен ответ — 5600,2 МДж — это годовое потребление теплоты, отнесенное к одному жителю

Таблица 5.5. **Программа расчета расхода теплоты на микрокалькуляторе**

Программа			Вводимые исходные данные
Адрес команды	Нажатая клавиша	Код операции	
00	П—x1	61	z_1, x—П1
01	В↑	0E	
02	П—x2	62	Q_1, x—П2
03	×	12	
04	x—П3	43	
05	П—x4	64	z_2, x—П4
06	В↑	0E	
07	П—x5	65	Q_2, x—П5
08	×	12	
09	П—x3	63	
10	+	10	
11	x—П3	43	
12	П—x6	66	z_3,x—П6
13	В↑	0E	
14	П—x7	67	Q_3, x—П7
15	×	12	
16	П—x3	63	
17	+	10	
18	x—П3	43	
19	П—x8	68	z_4, x—П8
20	В ↑	0E	
21	П—x9	69	y_4, x—П9
22	×	12	
23	П—x, a	6—	Q_4, x—П, а
24	×	12	
25	П—x, 3	63	
26	+	10	
27	С/П	50	

города. С учетом 5 % на нужды мелких предприятий получаем 5880 МДж.

Расчет потребления теплоты крупными потребителями. Эти расходы рассчитывают на микрокалькуляторе в автоматическом режиме:

1) потребление фабриками-прачечными. Норму принимаем 12 600 МДж на 1 т сухого белья. Будем считать, что в прачечных стирает 70 % населения, т. е. $z=0,7$, тогда:

$$Q_п=100\,\frac{0,7\cdot 0,6\cdot 95\,000}{1000}\,12\,600=$$

$$=50,27\cdot 10^6 \text{ МДж/год}.$$

Здесь общая численность населения города $N=380\cdot 250=95\,000$ чел.;

2) потребление теплоты в банях. Принимаем, что в банях моется 50 % населения

$$Q_б=0,5\cdot 0,6\cdot 95\,000\cdot 52\cdot 45=$$

$$=60,69\cdot 10^6 \text{ МДж/год};$$

3) потребление теплоты в больницах

$$Q_{уз}=\frac{12\cdot 0{,}6\cdot 95\,000}{1000}(3200+9200)=$$
$$=8{,}48\cdot 10^6\ \text{МДж/год},$$

4) потребление теплоты хлебозаводами

$$Q_{х\,п}=0{,}7\ \frac{365}{1000}\ 0{,}6\cdot 95\,000\cdot 3000=$$
$$=43{,}68\cdot 10^6\ \text{МДж/год}.$$

Подсчитаем общий расход теплоты в газе, потребляемой в жилых домах и крупными коммунальными потребителями. Суммарные расходы газа приведены ниже:

Потребители	Годовой расход на город, тыс. МДж
Жилые дома	5,88·95 000=558 600
Прачечные	50 270
Бани	60 690
Больницы	8480
Хлебозаводы	43 680
Итого	721 720

Потребление теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Расход газа на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий определяем по формуле (5.1)

$$Q_{ов}=\left[24\,(1+K)\ \frac{t_{вн}-t_{ср\,о}}{t_{вн}-t_{р\,о}}+\right.$$
$$\left.+zK_1K\ \frac{t_{вн}-t_{ср\,о}}{t_{вн}-t_{р\,о}}\right]\frac{qFn_0}{\eta}=$$
$$=\left[24(1+0{,}25)\frac{18+3{,}2}{18+25}+16\cdot 0{,}4\cdot 0{,}25\frac{18+3{,}2}{18+14}\right]\times$$
$$\times\frac{586\cdot 171\,000\cdot 205}{0{,}75}=434\cdot 10^6\ \text{МДж/год}.$$

Здесь $t_{рв}=-14$ °С; $t_{ср\,о}=-3{,}2$°С $n_0=205$; $F=9\cdot 95\,000\cdot 0{,}2=171\,000$ м^2 — площадь зданий, отапливаемых газом.

Определяем расход газа на централизованное горячее водоснабжение, считая, что оно осуществляется от котельных, по формуле (5.2)

$$Q_{гв}=24q_{гв}N\left[n_0+(350-n_0)\ \frac{60-t_{хл}}{60-t_{хз}}\beta\right]\frac{1}{\eta_{гв}}=$$
$$=24\cdot 1470\cdot 0{,}2\cdot 95\,000\left[205+(350-205)\times\right.$$
$$\left.\times\frac{60-5}{60-15}\ 0{,}8\right]\frac{1}{0{,}75}=$$
$$=310\cdot 10^6\ \text{МДж/год}.$$

Здесь $q_{гв}=1470$ взято из табл. 5.3 для нормы потребления горячей воды в 120 л/(чел.·сут).

Общий годовой расход теплоты городом составит

$$721\,720+434\,000+310\,000=$$
$$1\,465\,720\ \text{тыс. МДж/год}.$$

Если теплота сгорания газа $Q_н^c=36$ МДж/м^3, тогда

$$Q=\frac{1465\cdot 720\cdot 10^3}{36}=40{,}7\cdot 10^6\ \text{м}^3/\text{год}.$$

Удельный расход газа на одного жителя составит

$$\frac{40{,}7\cdot 10^6}{95\,000}=428\ \text{м}^3/(\text{год}\cdot\text{чел.}).$$

5.2. Режим потребления газа

Все городские потребители — бытовые, коммунальные общественные и промышленные — потребляют газ неравномерно. Потребление газа изменяется по месяцам года, дням недели, календарным дням, а также по часам суток. В зависимости от периода, в течение которого потребление принимают постоянным, различают: 1) *сезонную неравномерность*, или неравномерность по месяцам года; 2) *суточную неравномерность*, или неравномерность по дням недели, месяца или года; 3) *часовую неравномерность*, или неравномерность по часам суток или часам года. Режим расхода газа городом зависит от режима отдельных категорий потребителей и их удельного веса в общем потреблении.

Неравномерность расходования газа отдельными категориями потребителей определяется рядом факторов: климатическими условиями, укладом жизни населения, режимом работы предприятий и учреждений, характеристикой газооборудования зданий и промышленных цехов. В большинстве случаев теоретический учет влияния отдельных факторов на неравномерность потребления оказывается невозможным. Наиболее достоверный путь — это накопление и систематизация опытных данных в течение длительного периода. Только при достаточном количестве экспериментального материала можно говорить о надежных сведениях по режимам потребления.

Неравномерность потребления ока-

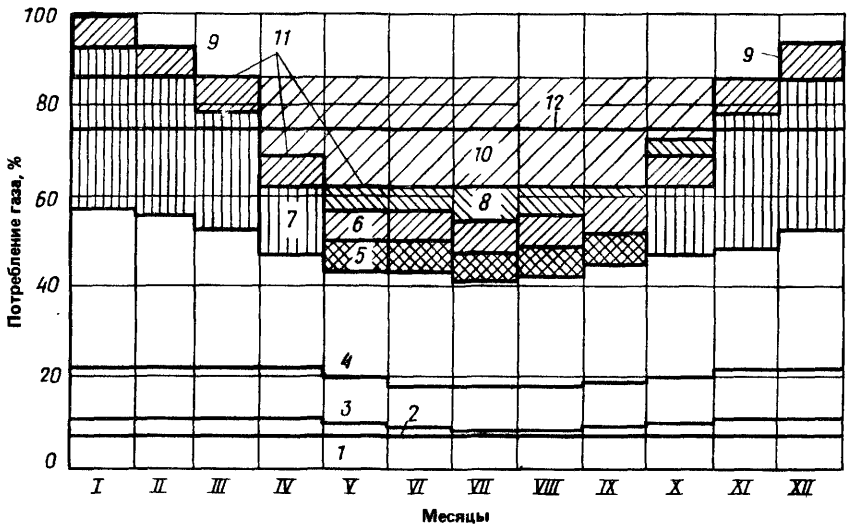


Рис. 5.1. Годовой график потребления
1— потребление газа как сырья для переработки; *2*— коммунально-бытовое потребление; *3*— потребление промышленными печами; *4*— потребление в котельных для выработки технологического пара; *5*— закачка газа в подземное хранилище; *6* и *8*— постоянное и сезонное потребление газа электростанциями; *7*— потребление газа котельными для выработки тепла на отопление зданий; *9*— отбор газа из подземного хранилища; *10* — неравномерность, покрываемая подачей магистрального газопровода; *11*—линия подачи газа магистральным газопроводом; *12*—средняя линия подачи газа

зывает большое влияние на экономические показатели систем газоснабжения. Наличие пиков и провалов в потреблении газа приводит к неполному использованию мощностей газовых промыслов и пропускной способности магистральных газопроводов, что повышает себестоимость газа. Выравнивание спроса и потребления газа приводит к необходимости строительства подземных хранилищ и к созданию потребителей — регуляторов, а следовательно, и к дополнительным капитальным вложениям в газотранспортные системы и во вторые топливные хозяйства потребителей. Эта противоречивость постановки задачи как всегда решается оптимизационным методом.

Режим потребления по месяцам года и сезонная неравномерность. Суммарные годовые графики потребления газа городами и экономическими районами являются основой для планирования добычи газа, а также для выбора и обоснования мероприятий, обеспечивающих регулирование неравномерности потребления газа. Решение проблемы неравномерности потребления позволяет обеспечить надежность газоснабжения и повысить экономическую эффективность газоснабжающих систем.

Знание годовых графиков газопотребления имеет большое значение и для эксплуатации городских систем газоснабжения, так как позволяет правильно планировать спрос на газ по месяцам года, определять необходимую мощность городских потребителей — регуляторов, планировать проведение реконструкций и ремонтных работ на газовых сетях и их сооружениях. Используя провалы потребления газа для отключения отдельных участков газопровода и газорегуляторных пунктов на ремонт, можно провести его без нарушения подачи газа потребителям.

На рис. 5.1 показан годовой гра-

фик промышленного узла, включающего несколько городов. Из графика видно, что различные категории потребителей характеризуются и различной неравномерностью потребления газа. Из всех видов потребления наибольшей сезонной неравномерностью характеризуется отопительная нагрузка, которая изменяется соответственно температуре наружного воздуха. Зимой при низких температурах расход газа максимальный, а в летние месяцы газ вообще не потребляют. Коммунально-бытовое потребление газа характеризуется также значительной сезонной неравномерностью, но меньшей, чем отопительно-вентиляционная нагрузка. Вместе с тем доля коммунально-бытовой нагрузки в общем годовом потреблении невелика, поэтому в конечном итоге она незначительно сказывается на общей неравномерности.

Наиболее равномерно потребляют газ заводы, где его используют как сырье для дальнейшей переработки. Незначительной неравномерностью характеризуется также потребление газа промышленными печами. С небольшой неравномерностью потребляют газ и промышленные котельные, вырабатывающие пар для технологических нужд. Из общего расхода газа котельными примерно две трети расходуют на технологические нужды и одну треть — на отопление и вентиляцию. Примерно 35 % газа, расходуемого в промышленности, сжигают в промышленных печах, а 65 % — в промышленных котельных и на электростанциях.

На рис. 5.1 показаны закачка и отбор газа из газохранилищ, а также сезонное потребление газа электростанциями для выравнивания годового графика. Из рассмотрения графика можно сделать вывод, что неравномерности потребления газа различными категориями потребителей существенно отличаются друг от друга. Поэтому неравномерность графика в целом будет весьма значительно зависеть от доли в общем годовом расходе потребителей со значительной неравномерностью. Наибольшие колебания расхода по месяцам будут наблюдаться в городах, в которых потребление газа на отопление и вентиляцию зданий, а также населением составляет значительную долю общего расхода. В городах, где технологическое потребление имеет большой удельный вес, годовой график более равномерный.

Основное влияние на режим бытового потребления оказывают климатические условия. Понижение наружной температуры вызывает увеличение потребления газа. Это объясняется тем, что в зимние месяцы температура водопроводной воды значительно снижается и на ее нагрев расходуют больше теплоты. Кроме того, зимой больше пользуются горячей пищей, а численность населения города летом несколько уменьшается, так как некоторая его часть выезжает за город. Режим потребления по месяцам года на бытовые нужды (в квартирах), на учреждения коммунально-бытового обслуживания, столовые, хлебозаводы, бани и прачечные приведен в табл. 5.6.

Режим потребления газа на отопление и вентиляцию зданий зависит от климатических условий того района, где расположен город или промышленный узел. Количество потребляемого газа определяется наружной температурой. Отопительную нагрузку рассчитывают по формуле

$$Q = C\,(t_в - t_н)\,n\,,$$

где Q — количество газа, расходуемого на отопление и вентиляцию зданий в течение периода n; C — постоянная величина; $t_в$ — внутренняя температура; $t_н$ — наружная температура, средняя для периода n; n — число часов или суток стояния температуры $t_н$.

Внутреннюю температуру принимают постоянной и равной 18...20 °С. Средние температуры наружного воздуха определяют по климатологическим данным, которые получены в результате многолетних наблюдений (СНиП 2.01.01—82). Месячные расходы в процентах от годового расхода

Таблица 56 **Расход газа по месяцам года, % годового потребления**

Потребитель	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Квартиры жилых зданий	10,3	9,6	10	9,3	8,6	7	5	5,2	7	8,7	9,4	9,9
Учреждения коммунально-бытового обслуживания	10,6	9,6	9,8	9,2	9	7,8	4,6	4,8	7,9	8,8	8,9	9,6
Столовые и рестораны	9,5	8,6	9,5	8,6	8,2	7,7	6,8	6,8	7,7	8,5	8,6	9,5
Хлебозаводы и пекарни	10,2	8,7	9,8	8,7	7,6	7,2	6,4	6,6	7,1	8,5	8,8	10,4
Бани	11,5	10,4	10	9,2	6,6	6,1	5,4	4,9	6,1	8,2	9,6	12
Прачечные и дезинфекционные камеры	9,4	8,5	8,9	8,5	7,4	8	7,5	7,5	8,3	8,5	8,2	9,3

Таблица 57 **Расчет режима потребления газа на отопление для Москвы**

Показатель	Месяц							
	X	XI	XII	I	II	III	IV	V
Среднемесячные температуры	5	—1,6	—6,9	—9,4	—8,5	—3,6	4,9	12,5
Число отопительных дней в месяце	19	30	31	31	28	31	30	5
Месячный расход, % [по формуле (5 3)]	6	13,7	17,6	19,3	16,9	16,1	9,1	0,8

Примечание Режим потребления газа в октябре и мае принят соответственно с 12 по 31 е и с 1 по 5 е число

рассчитывают по формуле

$$q_м = \frac{(t_в - t_{ср\,м}) n_м}{\sum (t_в - t_{ср\,м}) n_м} 100, \qquad (5\,3)$$

где $t_{ср\,м}$ — среднемесячные температуры, $n_м$ — число отопительных дней в месяце

Среднемесячные температуры для Москвы приведены в табл. 5.7 и произведены вычисления по формуле (5.3). Длительность отопительного периода 205 дней, $t_в$=20°С.

По формуле (5.3) можно рассчитать график расхода газа на отопительные нужды в зависимости от длительности стояния наружных температур как для года, так и для каждого месяца. Для этого по климатологическим данным определяют продолжительность стояния интервалов температур. Для каждого интервала находят среднюю температуру $t_{ср\,i}$ и по формуле определяют расход газа для i-го интервала:

$$Q_i = C(t_в - t_{ср\,i}) n_i,$$

где n_i — длительность стояния интервала температур

Долю месячного расхода газа для интервала n_i определяют по формуле

$$q_i = \frac{(t_в - t_{ср\,i}) n_i}{\sum (t_в - t_{ср\,i}) n_i},$$

где q_i — доля месячного расхода газа, $q_i Q_м$ количество газа, потребляемого за период n_i

После определения расходов газа для всех интервалов стояния температур $t_{ср\,i}$ строят график расхода газа по продолжительности, располагая величину q_i в порядке возрастания величины $t_{ср\,i}$. На основании данных расчета газа за январь, сведенных в табл. 5.8., для узла потребления, расположенного в районе Москвы,

Таблица 58 **Данные расчета графика расхода газа на отопление в зависимости от длительности стояния наружных температур.**

Интервалы температур, °С		Средняя температура интервала $t_{ср\,i}$, °С	$(t_в - t_{ср\,i})$, °С	Длительность стояния интервала температур n_i, сут	$(t_в - t_{ср\,i})n_i$	$\frac{(t_в - t_{ср\,i})n_i}{\Sigma(t_в - t_{ср\,i})n_i}$	Количество газа потребляемого в интервале температур, млн. м³
от	до						
—	—25	—25	43	1,1	47,3	0,055	5,5
—24,9	—20	—22,5	40,5	2,1	85	0,099	9,9
—19,9	—15	—17,5	35,5	4,6	163,3	0,191	19,1
—14,9	—10	—12,5	30,5	6	183	0,213	21,3
— 9,9	—5	— 7,5	25,5	7,6	193,8	0,277	22,7
— 4,9	0	— 2,5	20,5	7	143,5	0,168	16,8
0,1	+5	2,5	15,5	2,6	40,3	0,047	4,7
Итого	—	—	—	31	856,2	1	100

построен график (рис. 5.2). Расход газа на отопление за январь составил 100 млн.м³ при $t_в$=18 °С, $t_{н\,р}$= =—25 °С.

Используя рассмотренную методику расчета отопительной нагрузки с учетом изменения наружной температуры воздуха в течение месяца можно более точно построить годовой график. Такой график будет отражать зимние пики расхода газа, связанные с понижением температуры во время морозов, покрыть которые представляет наибольшие трудности как для газовой промышленности, так и для городских газовых хозяйств. Годовой график потребления газа промышленным узлом показан на рис. 5.3. На графике дано более детальное разделение потребителей в зависимости от режимов потребления. Наряду с обычным разделением выделены отдельно потребители: 1) промышленные печи, расходующие 22,1 % газа; 2) котельные установки, технологическая нагрузка — выработка технологического пара, 29,8 %; 3) котельные установки, отопительная нагрузка 33,5 %; 4) электростанции и ТЭЦ 14,6 %. Выделение отопительной нагрузки от технологической имеет большое значение, так как эти виды потребления газа резко отличаются режимами. Режим потребления на графике осреднен для каждого месяца.

Используя изложенную выше методику, график был перестроен, что показано на рис. 5.4. Отопительная нагрузка представлена не постоянной в течение месяца, а переменной в зависимости от наружной температуры и длительности ее стояния в течение месяца. Как следует из графика, суточная неравномерность в зимний период при детальном его построении существенно возрастает.

Режим потребления газа промышленными предприятиями зависит от характера технологического процесса. Наиболее равномерно потребляют газ те крупные предприятия, в которых технологический процесс протекает непрерывно. Неравномерность потребления газа котельными зависит от соотношения теплоты, идущей на отопление и вентиляцию, и теплоты, расходуемой на технологические процессы. Первая статья расхода характеризуется значительной неравномерностью, а расходы по второй статье более равномерны. Но и в этом случае летом наблюдается снижение потребления вследствие повышения температур наружного воздуха и воды, а также сезонного сокращения производства.

Неравномерность потребления газа характеризуется двумя показателями: 1) количеством газа в долях от годового потребления, которое является избыточным по отношению к средней равномерной подаче газа или которого недостает в периоды превышения потребления над средней подачей $\alpha_{год}$ (объемный показатель); 2) максимальным значением коэффи-

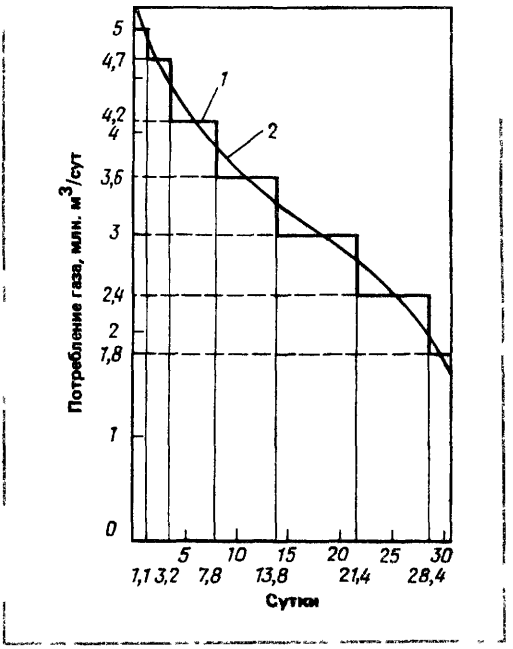


Рис. 5.2. Зависимость расхода газа на отопление от длительности стояния наружных температур для января (район Москвы)

1— кривая, построенная по интервалам температур, *2*—кривая при непрерывном изменении температур



Рис. 5.3. Годовой график потребления газа промышленного узла *1*— коммунально бытовое потребление *2* — плавильные печи, *3*— промышленные печи, *4*— котельные установки (технологическая нагрузка), *5*— котельные установки (отопительная нагрузка), *6* — электростанции (ТЭЦ)

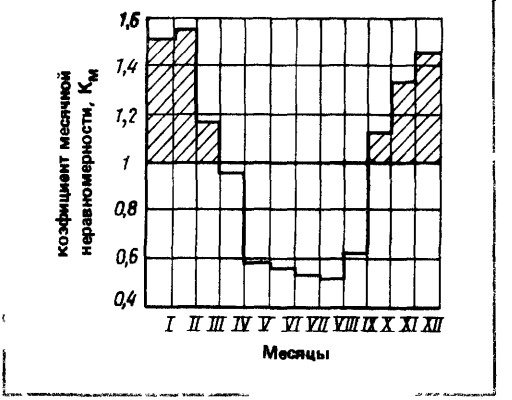


Рис. 5.4,а. Неравномерность потребления газа по годовому графику

Рис. 5.4. Годовой график потребления газа промышленным узлом с учетом суточной неравномерности отопительной нагрузки

1 — коммуиально бытовое потребление, *2*— плавильные печи, *3*— промышленные печи, *4*—котельные установки (технологическая нагрузка), *5*—котельные установки (отопительная нагрузка), *6*— электростаиции (ТЭЦ)



Таблица 5.9. **Месячные коэффициенты неравномерности потребления газа**

Коэффициент неравномерности потребления газа	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$K_м$	1,509	1,545	1,185	0,952	0,592	0,575	0,536	0,525	0,618	1,185	1,336	1,459

циента сезонной неравномерности потребления газа $K_м^{макс}$ (мощностной показатель).

Коэффициент сезонной (месячной) неравномерности потребления газа $K_м$ определяют как отношение расхода газа за данный месяц к среднемесячному расходу за год. Однако такой метод недостаточно точен, так как число дней в месяце колеблется от 28 до 31. Для большей точности следует определить его как отношение среднесуточного расхода за данный месяц к среднесуточному расходу за год. В этом случае будет учтено различное число дней в месяцах.

Из табл. 5.6 для потребления газа в квартирах получаем следующие значения коэффициентов месячной неравномерности для I, II и VII месяцев:

$$K_м^{I}=\frac{10,3}{31}\cdot\frac{365}{100}=1,21\,;\quad K_м^{II}=\frac{9,6}{28}\cdot\frac{365}{100}=1,25\,;$$

следовательно, максимальной неравномерностью характеризуется февраль.

$$K_м^{VII}=\frac{5}{31}\cdot\frac{365}{100}=0,59\,.$$

Из сравнения максимального и минимального коэффициентов неравномерности следует, что потребление газа в квартирах летом уменьшается более чем в два раза. Рассчитаем коэффициенты неравномерности для каждого месяца для годового графика, показанного на рис. 5.3 без учета его выравнивания с помощью подземного хранилища. Результаты расчетов сведем в табл. 5.9.

По данным табл. 5.9. на рис. 5.4 построен годовой график потребления, на котором ординаты представлены в виде месячных коэффициентов неравномерности. Равномерная подача газа, при которой удовлетворено годовое потребление, соответствует $K_м=1$. Неравномерность потребления соответствует площади (заштрихованной) над средней линией подачи газа или равной ей площади (недостаток газа) под линией подачи.

Заштрихованная площадь равна

$$\sum_{K\geqslant 1} K_i n_i-\sum_{K\geqslant 1} n_i\,,$$

где K_i, n_i — соответственно коэффициент неравномерности и число дней в месяце i.

В расчете учитывают только месяцы, для которых $K>1$.

Общая площадь графика, соответствующая годовому потребления газа:

$$\sum_{1}^{12} K_i n_i=\sum_{1}^{12}\frac{Q_{ср.сут}^{мi}}{Q_{ср.сут}^{год}}\,n_i=365\,,$$

где $Q_{ср.сут}^{мi}$, $Q_{ср.сут}^{год}$ — соответственно среднесуточные расходы за i-тый месяц и за год.

Сезонную неравномерность потребления $\alpha_{год}$ рассчитывают по формуле

$$\alpha_{год}=\frac{\sum\limits_{K>1} K_i n_i-\sum\limits_{K>1} n_i}{\sum\limits_{1}^{12} K_i n_i}\,100\%\,. \qquad (5.4)$$

Если не учитывать разное количество дней в месяцах, считая их по длительности одинаковыми (что обычно обеспечивает достаточную точность), тогда расчетная формула примет следующий вид:

$$\alpha_{год}=\frac{\sum\limits_{K>1} K_i-N}{12}\,100\%\,, \qquad (5.5)$$

где N — число месяцев в году, для которых $K>1$.

Рассчитаем по приближенной формуле (5.5) значение α по данным табл. 5.9 и графика рис. 5.5:

$$\alpha_{\text{год}} = \frac{(1{,}509 + 1{,}545 + 1{,}185 + 1{,}185 + 1{,}336}{12}$$

$$\frac{+1{,}459) - 6}{} 100 = 18{,}5\%,$$

Объемный показатель неравномерности $\alpha_{\text{год}}$ равен 12...15 %. Значение величины $\alpha_{\text{год}}$ зависит от удельного веса отопительной нагрузки в суммарном газопотреблении: чем больше доля отопительной нагрузки, тем больше $\alpha_{\text{год}}$.

Режим потребления газа по дням недели и суточная неравномерность. Колебания потребления газа по отдельным дням недели и месяца (суточные колебания) в основном зависят от следующих факторов: уклада жизни населения, режима работы предприятий, изменения температуры наружного воздуха. Суточные колебания, связанные с укладом жизни населения, примерно одинаковы для любой недели, за исключением тех, в которые попадают праздники. Недельный режим работы предприятий также достаточно стабилен. Третий фактор — изменения температуры наружного воздуха — учесть значительно сложнее, так как трудно прогнозировать изменение температур по дням недели и месяца. Вместе с тем максимальное значение коэффициента суточной неравномерности за месяц и отопительный период можно определить, используя климатологические наблюдения за продолжительный период времени Такие данные приведены в СНиП 2.01.01—82.

Определим максимальное значение коэффициента суточной неравномерности отопительной нагрузки (для Москвы) для самого холодного месяца (января). По СНиП средняя температура января —9,4 °С, средняя температура наиболее холодных суток —32 °С, получим следующее значение $K_{\text{с м от}}^{\text{макс}}$

$$K_{\text{с м от}}^{\text{макс}} = \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{ср сут}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{ср мес}}} = \frac{20 - (-32)}{20 - (-9{,}4)} = 1{,}77$$

Режим потребления газа на бытовые и коммунальные нужды в основном определяется укладом жизни населения. Здесь можно говорить о закономерности потребления газа по обычным дням недели или в предпраздничные и праздничные дни. Из наблюдений за потреблением газа в квартирах следует, что в течение первых четырех дней недели газ потребляют почти равномерно. В пятницу расход газа возрастает и достигает максимального значения в субботу. В воскресенье потребление газа снижается. Максимальные коэффициенты суточной неравномерности по дням недели примерно равны: для квартир, где газ используется только для приготовления пищи, $K_{\text{с н}}^{\text{макс}} = 1{,}2$; для квартир, где газ используется для приготовления пищи и горячей воды, $K_{\text{с н}}^{\text{макс}} = 1{,}25$.

Наибольшим потреблением газа характеризуются предпраздничные дни. Как показали наблюдения, максимальный суточный расход газа в квартирах за год приходится на 31 декабря. Соответствующие максимальные коэффициенты суточной неравномерности за год примерно равны: для квартир, где газ используется только для приготовления пищи при наличии центрального горячего водоснабжения, величина $K_{\text{с г}}^{\text{макс}} = 2$, и где газ используется на приготовление пищи и горячей воды, величина $K_{\text{с г}}^{\text{макс}} = 2{,}65$.

Значительной суточной неравномерностью потребления характеризуются бани, для которых величина $K_{\text{с н}}^{\text{макс}} = 1{,}82$. Максимальные коэффициенты суточной неравномерности для различных отраслей промышленности колеблются в пределах 1,1. .1,2. Неравномерность потребления отдельными предприятиями может значительно превышать неравномерность для целой отрасли, так как график потребления отраслью сглаживает неравномерность отдельных предприя-

тий. Так, у предприятия, работающего с выходными днями, потребление газа в выходной день значительно уменьшается или полностью прекращается, что значительно повышает недельную неравномерность.

Режим потребления газа по часам суток и часовая неравномерность. Городские газовые сети рассчитывают на максимальные часовые расходы газа, которые можно определить, только располагая достаточно надежными сведениями о часовых колебаниях потребления газа. Знание суточных графиков необходимо также для правильной эксплуатации газовых сетей и установок и расчета аккумулирующей емкости для выравнивания суточного графика.

Для всех городских потребителей характерна та или иная часовая неравномерность потребления газа в течение суток. Наибольшая часовая неравномерность наблюдается у бытовых и коммунальных потребителей. Расход газа на отопление и вентиляцию в крупных установках мало изменяется в течение суток (за исключением периодов резких похолоданий и потеплений). Мелкие установки, особенно отопительные печи периодического действия, потребляют газ в течение суток неравномерно. Режим потребления газа промышленными предприятиями в основном определяется числом рабочих смен. При трехсменной работе газ потребляют почти равномерно. С увеличением числа объектов, обслуживаемых газоснабжением, часовая неравномерность уменьшается. Суточный режим потребления газа квартирами зависит от уклада жизни населения, дня недели, календарного дня (праздничный, предпраздничный или рядовой день), а также от количества газифицированных квартир.

Суточный график потребления характеризуется двумя пиками — утренним и вечерним. Утренний пик приходится на 8...11 ч утра, причем в будни он попадает на более ранние часы, а в воскресные и праздничные дни — на более поздние. Вечерний пик приходится, на 18...21 ч. Суточные графики для рядовых дней недели близки по своему характеру, а графики субботних, воскресных, предпраздничных дней значительно отличаются от них. Суточные графики характеризуются теми же показателями, что и годовые: неравномерностью $\alpha_{сут}$ (объемный показатель) и максимальным значением коэффициента неравномерности $K_{ч\,с}^{макс}$.

Неравномерность потребления равна такому количеству газа, которое, находясь в запасе, способно обеспечить нормальный режим использования газа потребителями при равномерной его подаче. Это количество газа равно необходимой аккумулирующей емкости, которая способна выравнивать график потребления. Неравномерность, или аккумулирующую емкость, определяют в долях от суточного потребления. Коэффициенты неравномерности определяют как отношение часового расхода газа к среднечасовому за сутки.

Максимальные коэффициенты часовой неравномерности потребления газа в течение суток в квартирах городов или поселков в зависимости от объема газоснабжения и характера газооборудования изменяются в пределах $K_{ч\,с}^{макс}=1{,}6..\,2{,}2$. Для предприятий и учреждений коммунально-бытового и культурного обслуживания величина $K_{ч\,с}^{макс}=2{,}62$. Значительной неравномерностью характеризуется потребление газа в банях, где $K_{ч\,с}^{макс}=1{,}65$; в прачечных — $K_{ч\,с}^{макс}=2{,}25$, и на печное отопление — $K_{ч\,с}^{макс}=2{,}4$.

Аккумулирующая емкость, необходимая для выравнивания суточного графика потребления, определяется как доля суточного расхода. Среднечасовая подача, а также среднечасовой расход составляют $100/24=$ $=4{,}17$ % суточного. Предполагая подачу равномерной и сравнивая ее с потреблением, можно рассчитать необходимую аккумулирующую емкость. Порядок расчета проследим на примере.

Пример 5.2. Определить аккумулирующую

Таблица 5.10. **Определение аккумулирующей емкости, необходимой для выравнивания суточного графика потребления газа**

Часы суток, ч	Поступление газа с начала счета, %	Расход газа, % от суточного потребления		Избыток или недостача газа, %
		за данный час	с начала счета	
0—1	4,17	3,1	3,1	1,07
1—2	8,34	2,6	5,7	2,64
2—3	12,5	2,5	8,2	4,3
3—4	16,67	2,2	10,4	6,27
4—5	20,84	2,5	12,9	7,94
5—6	25	2,7	15,6	9,4
6—7	29,17	3,5	19,1	10,07
7—8	33,34	5	24,1	9,24
8—9	37,5	5,2	29,3	8,2
9—10	41,67	5,2	34,5	7,17
10—11	45,84	5,4	39,9	5,94
11—12	50	5,2	45,1	4,9
12—13	54,17	4,9	50	4,17
13—14	58,34	5	55	3,34
14—15	62,5	4	59	3,5
15—16	66,67	5,2	64,2	4,47
16—17	70,84	4,7	68,9	1,94
17—18	75	5	73,9	1,1
18—19	79,17	5,2	79,1	0,07
19—20	83,34	5,4	84,5	—1,16
20—21	87,5	4,7	89,2	—1,7
21—22	91,67	4,2	93,4	—1,73
22—23	95,84	3,5	96,9	—1,06
23—24	100	3,1	100	0
———	———	100	———	———

емкость для выравнивания суточного графика потребления газа для Москвы; исключая электростанции. Данные по суточному графику приведены в гр. 3 табл. 5.10.

Решение. Все расчеты сводим в табл. 5.10. В графе 2 дано количество газа, поданного в город с начала счета, а в графе 4 — количество газа, израсходованного городом также с начала счета. Разность этих величин, приведенная в графе 5, дает количество газа, подлежащего хранению.

Объем хранилища, обеспечивающего выравнивание суточного графика или неравномерность потребления, определяем из графы 5; $10{,}07-(-1{,}73)\approx 12\,\%$ суточного потребления. Таким образом, величина $\alpha_{сут}=0{,}12$. Наличие отрицательных значений в графе 5 (см. табл. 5.10) связано с выбором начала счета. При составлении таблицы, начиная с 22 ч, отрицательных значений не будет.

На рис. 5.5 построены график потребления газа по часам суток и кривая, характеризующая количество газа, которое должно находиться в хранилищах. Подача газа равномерная и изображена горизонтальной линией (4,17 %). В периоды, когда подача больше потребления (например, с 0 до 7 ч) количество газа в хранилище увеличивается. Максимум падает на тот час, когда подача равна потреблению. В периоды, когда потребление больше подачи (например, с 7 до 14 ч), количество газа в хранилище уменьшается. Минимум совпадает с часами равенства подачи и потребления.

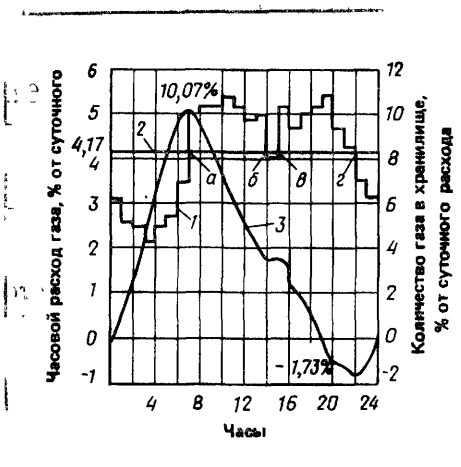


Рис. 5.5. График потребления газа и работы газохранилища
а, б, в, г — моменты времени, когда подача газа равна потреблению; *1* — суточный график потребления газа; *2* — график подачи газа; *3* — количество газа, которое должно находиться в хранилище

5.3. Регулирование неравномерности потребления газа

Для регулирования сезонной неравномерности газопотребления применяют следующие способы: 1) подземное хранение газа; 2) использование потребителей-регуляторов, которым сбрасывают излишки в летний период; 3) резервные мощности промыслов и газопроводов. В результате технико-экономического анализа определяют оптимальный состав средств регулирования неравномерности газопотребления.

Магистральные газопроводы обычно проектируют с коэффициентом загрузки годового графика $K_з=0{,}85$. Это значит, что фактическое количество газа, подаваемого за год по газопроводу, составляет 85 % максимально возможного количества или производительности магистрального газопровода. Следовательно, после

выравнивания годового графика потребления газа городом или промышленным узлом с помощью подземных хранилищ и потребителей регуляторов его степень заполнения должна быть не менее 0,85, т. е. незаполненная часть графика, считая, что его общая площадь определена по максимальной подаче газа, должна быть не более 15 %. Превышение линии максимальной подачи газа над средней линией годового графика в долях от пропускной способности магистрального газопровода составляет величину, равную $1-K_з$. Это справедливо в том случае, если при использовании всех средств регулирования, включая резервные мощности магистрального газопровода, годовой график будет полностью зарегулирован, а пропускная способность магистрального газопровода будет равна максимальному месячному потреблению.

При регулировании неравномерности годового графика сначала выявляют возможную степень его выравнивания путем использования подземных хранилищ. В периоды наименьшего потребления (провалов) газ закачивают в хранилища, в результате увеличивается суммарное потребление, а в месяцы наибольшего потребления газ отбирают из хранилищ и тем самым уменьшают максимум подачи газа магистральным газопроводом. Степень выравнивания графика с помощью подземных хранилищ (см. рис. 5.1) показана штриховкой: закачка газа — в клетку *5*, а отбор газа — обведенным контуром.

Если емкость хранилища ограничена, тогда используют *потребителей-регуляторов*. С помощью этих потребителей можно заполнить только провалы потребления в графике путем подачи потребителям-регуляторам излишков газа. Так как зимой потребители-регуляторы работают на другом топливе, поэтому с их помощью уменьшить максимумы потребления нельзя. Следовательно, максимальная пропускная способность магистрального газопровода должна быть равна максимальному месячному потреблению после уменьшения максимумов подземными хранилищами. На рис. 5.1 выравнивание графика этими потребителями показано площадью *8*. В качестве потребителей-регуляторов используют электростанции, котельные цехи которых имеют двойное топливоснабжение: газ — мазут или газ — угольная пыль.

В летний период они используют избытки газа, а зимой переходят на другой вид топлива.

Оставшаяся незаполненная часть графика должна лежать ниже линии, соответствующей максимальной пропускной способности магистрального газопровода, и составлять не более 15 % максимального годового количества газа, которое может подать магистральный газопровод. На рис. 5.1 линия подачи газа показана позицией *11*, а незаполненная часть графика — площадью *10* с редкой штриховкой. Средняя линия графика, выравненного подземными хранилищами и потребителями-регуляторами (поз. *12* на рис. 5.1), лежит ниже максимальной пропускной способности магистрального газопровода на 15 %, следовательно, его коэффициент загрузки составляет $K_з=0{,}85$.

Наибольшие трудности представляет удовлетворение суточных пиковых нагрузок, возникающих при значительных снижениях наружной температуры (при морозах), т. е. суточной неравномерности отопительной нагрузки (см. рис. 5.4). Использование для этой цели подземных хранилищ неэкономично, так как с увеличением интенсивности отбора газа резко возрастают капитальные вложения и эксплуатационные расходы в хранилища. Для уменьшения суточной неравномерности отопительной нагрузки приходится вводить ограничения, т. е. прекращать или сокращать подачу газа промышленным предприятиям, переводя их газоиспользующие установки на другой вид топлива. Если использование двойного топливоснабжения для электростанций с сезонным потреблением газа экономически обосновано, то для большинства про-

мышленных предприятий это связано с определенным ущербом.

Рациональное решение рассматриваемого вопроса — это создание станций пикового покрытия неравномерности газопотребления. На таких станциях сооружают изотермические хранилища сжиженного метана или пропана и установки регазификации. Из испарившегося пропана до подачи в газораспределительную сеть приготовляют газовоздушную смесь, которая по теплотехническим характеристикам эквивалентна природному газу. Если на станции хранится сжиженный природный газ (метан), тогда его после испарения непосредственно подают в сеть.

Часовую, внутрисуточную неравномерность потребления покрывать с помощью подземных хранилищ также неэкономично. Неэкономично использовать и газгольдерные парки, которые по указанным причинам теперь не строят. Для покрытия часовой неравномерности используют аккумулирующую емкость последних участков магистральных газопроводов. В ночное время газ накапливается в газопроводе и его давление растет, а днем производительность газопровода увеличивается вследствие выдачи аккумулированного газа. Если емкости последнего участка не хватает, тогда в нестационарный режим работы включается следующий участок магистрального газопровода. При невозможности покрытия часовой неравномерности с помощью аккумулирующей емкости магистрального газопровода приходится для этой цели использовать потребители-регуляторы несмотря на то, что частые переходы с одного вида топлива на другой экономически невыгодны.

5.4. Определение расчетных расходов газа

Городские системы газоснабжения не имеют аккумулирующих емкостей, расположенных у потребителей, а емкость самих газовых сетей очень мала. Для каждой ступени давления она составляет 3...4 % максимально часовой их пропускной способности, следствием этого является жесткая связь, существующая между подачей газа в город и расходом его потребителями. Отсюда, чтобы система нормально функционировала, ежечасовая подача газа в городскую сеть должна строго соответствовать потреблению. Если потребление окажется меньше подачи, сети не примут лишний газ; если же оно будет больше подачи, тогда начнет падать давление газа в сетях и будет нарушено нормальное газоснабжение.

Основным следствием жесткой связи в городской системе распределения газа является то, что пропускную способность газовых сетей и элементов системы необходимо рассчитывать на пиковые, максимально часовые расходы газа. Поскольку система газоснабжения имеет высокую стоимость и большую металлоемкость, максимально часовые (расчетные) расходы газа должны быть тщательно обоснованы. Максимально часовые расходы для городских газопроводов всех давлений и назначений определяют по годовым расходам и коэффициентам неравномерности потребления:

$$Q_{ч}^{макс} = K_{ч\,г}^{макс} \times \frac{Q_г}{8760} = \frac{Q_г}{m}, \qquad (5\,6)$$

где $Q_{ч}^{макс}$ — максимальный часовой расчетный расход газа, м^3/ч, $Q_г$ — годовое потребление газа, м^3/год, $K_{ч\,г}^{макс}$ — максимальный коэффициент часовой неравномерности потребления за год; m — число часов использования максимума

$$m = 8760/K_{ч\,г}^{макс}. \qquad (5\,7)$$

Из формулы (5.6) следует и определение числа часов использования максимума: если бы потребление газа в течение года было равномерным и равным максимальному часовому расходу, тогда весь годовой расход потребили бы в m часов, которое равно числу часов использования максимума. Величину, обратную m,

называют коэффициентом часового максимума

$$K_m = 1/m.$$

По городским сетям газ поступает к различным потребителям: промышленным, коммунальным, на потребление в жилые микрорайоны, кварталы и дома. Все эти потребители имеют свои режимы потребления в разрезе года, месяца, суток, которые отражаются соответствующими графиками. Очевидно, что максимальный часовой расход газа, подаваемый различным группам потребителей, но характеризующийся одинаковыми годовыми расходами, будет зависеть от состава группы Чем больше в группе будет доля потребителей с равномерными графиками потребления, тем равномернее будет суммарный график, тем меньше будет величина $K_{ч\,г}^{макс}$ и тем меньше будет максимально часовой расход газа.

Но может быть и такая группа, в которой каждый потребитель будет характеризоваться весьма неравномерным графиком потребления, однако максимально часовой расход всей группы окажется сравнительно невысоким. Такое положение может наблюдаться в том случае, если графики потребления различных потребителей существенно отличаются друг от друга и их пики не совпадают во времени. Именно разновременность пиков и приводит к тому, что максимальный расход группы потребителей всегда меньше суммы максимумов потребителей, суммарный график уплотняется, его неравномерность уменьшается и падает значение коэффициента неравномерности. Чем разнообразнее и больше число потребителей, тем плотнее суммарный график и тем меньше величина $K_{ч\,г}^{макс}$.

Особенно большое значение для уплотнения графика потребления имеет число потребителей. С ростом числа потребителей коэффициент неравномерности монотонно убывает. Это связано с тем, что чем больше число складываемых графиков, тем меньше вероятность совпадения их режимов, тем больше выявляется разновременность пиковых нагрузок Следовательно, чем больше число потребителей в группе, тем большее значение приобретает фактор случайности в формировании суммарного графика. Если графики некоторых потребителей (например, промышленных) приближенно можно рассматривать как определенные характеристики, вытекающие из технологии, то для суммарных графиков такой детерминированный подход невозможен.

Анализ режимов потребления можно вести только со стохастических — вероятностных позиций. Действительно, режим потребления газа по своей природе является случайным, и даже наличие в группе потребителей промышленных предприятий со строго отрегулированным технологическим процессом и соответствующим ему строго ритмичным потреблением газа не может нарушить случайную природу режима потребления группой. Это связано, во-первых, с тем, что потребителя с постоянным из года в год режимом потребления найти нельзя, так как меняется технология производства, меняются режим и количество потребляемой энергии, кроме того, потребители всегда имеют такие составляющие общего расхода топлива, которые характеризуются режимом, в значительной степени зависящим от случайных факторов: расходы теплоты на отопление зданий, на горячее водоснабжение, на бытовые нужды.

Во-вторых, в группе всегда есть потребители, режим которых в основном или в значительной степени определяется факторами, имеющими случайную природу. Например, режим потребления газа конкретной отопительной котельной является ярким примером случайного процесса. Количество ежесуточно потребляемого газа котельной колеблется в соответствии с изменением температуры наружного воздуха, изменяющейся случайным образом. Потребление газа в течение суток обычно равномернее.

Есть потребители, у которых и суточный график имеет в значительной мере случайную природу. К этим потребителям относятся люди, потребляющие газ для приготовления пищи и горячей воды. Даже если ритм жизни семьи весьма регулярный, все же всегда имеет место значительное количество случайных факторов, которые приводят к случайности суточных графиков.

Если фактор случайности оказывает существенное влияние на режимы многих отдельных потребителей, то для группы потребителей он приобретает определяющее значение. Таким образом, общая закономерность уплотнения графика с увеличением числа потребителей имеет стохастическую (вероятностную) природу. Влияние фактора случайности для газоснабжения усиливается еще неопределенностью исходной информации, служащей основой для проектирования систем, а также изменениями, вносимыми в процесс строительства и реконструкции.

Случайная природа режима потребления газа приводит к необходимости рассматривать графики потребления и расчетные расходы с вероятностных позиций. Это значит, что годовые и суточные графики, приведенные выше, не являются точно заданными, они получились как средние из изученных режимов потребления и поэтому имеют определенную степень достоверности. Чем больше число графиков было осреднено, тем точнее будут результаты. Подходить к оценке точности значений коэффициентов неравномерности потребления также следует с вероятностных позиций. Каждое численное значение коэффициента является какой-то осредненной величиной. Чем с большей доверительной вероятностью необходимо получить расчетное значение коэффициента неравномерности, тем большее значение он будет иметь. Для расчетов газовых сетей доверительная вероятность представляет собой степень уверенности в том, что фактический коэффициент не превзойдет расчетную величину. Вероятностный характер режима потребления газа проявляется и в зависимости числа часов использования максимума от численности населения, получающего газ от данного газопровода. Чем меньше потребителей присоединено к газопроводу, тем при прочих равных условиях будет меньше число часов использования максимума (m) и больше расчетный расход. Поэтому сумма расчетных расходов газа участков, выходящих из данного, будет больше расчетного расхода этого участка. Кажущийся дисбаланс компенсируется разновременностью пиков потребления в рассматриваемых участках. Для учета рассмотренной вероятностной особенности сети число «m» следует выбирать по головному участку гидравлически связанной сети, участки которой не несут резко различные расходы газа. Для сетей низкого давления это будут микрорайоны, объединяющие несколько ГРП, а для сетей высокого давления это будут сети, объединяющие магистрали.

При потреблении газа на хозяйственно-бытовые нужды (без отопления) СНиП 2.04.08—87 рекомендует следующие значения чисел часов использования максимума:

Число жителей, снабжаемых газом от сети, тыс. чел.	Число часов использования максимума m, ч/год
1	1800
2	2000
3	2050
5	2100
10	2200
20	2300
30	2400
40	2500
50	2600
100	2800
300	3000
500	3300
750	3500
1000	3700
2000 и более	4700

Число часов использования максимума для некоторых коммунальных предприятий приведено в табл. 5.11.

Таблица 5.11. **Значения m для коммунальных предприятий**

Предприятия	m, ч/год	Примечание
Бани	2700	С учетом расхода на отопление и вентиляцию
Прачечные	2900	То же
Предприятия общественного питания	2000	Без учета расхода на отопление и вентиляцию
Хлебопекарные предприятия	6000	То же

Число часов использования максимума промышленных предприятий зависит от вида производства, технологического процесса, соотношения отопительной и технологической нагрузок (при подаче теплоты на производство и отопление от заводской котельной) и числа рабочих смен в сутки. Число часов использования максимума для промышленных предприятий ориентировочно можно принять: для предприятий, работающих в три смены с непрерывным технологическим процессом, $m=6000$ ... ...7000 ч/год; для предприятий, работающих в две смены, $m=4500...5000$; для мелких предприятий, работающих в одну смену, $m=3000...4000$ ч/год.

Число часов использования максимума для отопительных котельных определяют по формуле

$$m=24\, n_{от}\, \frac{t_в - t_н^{ср\,от}}{t_в - t_{но}}, \qquad (5.8)$$

где $t_{но}$ — расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С

Число часов использования максимума m прямо связано с максимальным часовым коэффициентом неравномерности потребления газа за год [формула (5.6)]. Для многих потребителей величину $K_{ч\,г}^{макс}$ удобно определять исходя из сезонной, суточной и часовой неравномерностей, каждая из которых оценивается своим коэффициентом неравномерности. Найдем связь между этими коэффициентами и величиной $K_{ч\,г}^{макс}$.

1. Рассмотрим соотношение расходов газа, учитывающих сезонную неравномерность. Среднесуточный расход газа за год $Q_{год}^{ср\,сут}$ равен:

$$Q_{год}^{ср\,сут} = Q_{год}/365,$$

где $Q_{год}$ — годовое потребление газа

Среднесуточный расход газа за месяц максимального потребления $Q_{мес\,макс}^{ср\,сут}$ определится через максимальный коэффициент месячной неравномерности за год $K_{м\,г}^{макс}$:

$$K_{м\,г}^{макс} = Q_{мес\,макс}^{ср\,сут} / Q_{год}^{ср\,сут};$$

$$Q_{мес\,макс}^{ср\,сут} = K_{м\,г}^{макс}\,(Q_{год}/365).$$

2. Учтем суточную неравномерность в пределах месяца. Максимальный суточный расход за месяц максимального потребления газа $Q_{мес\,макс}^{макс\,сут}$ определится через максимальный коэффициент суточной неравномерности за месяц $K_{с\,м}^{макс}$:

$$K_{с\,м}^{макс} = Q_{мес\,макс}^{макс\,сут} / Q_{мес\,макс}^{ср\,сут},$$

$$Q_{макс\,сут\,год} = Q_{мес\,макс}^{макс\,сут} =$$

$$= K_{с\,м}^{макс}\, K_{м\,г}^{макс}\,(Q_{год}/365) = K_{с\,г}^{макс}\,(Q_{год}/365),$$

так как максимальный суточный расход за месяц максимального потребления есть максимальный суточный расход за год. Это положение справедливо, если месяц максимального потребления будет характеризоваться и максимальной суточной неравномерностью. Если же максимальную неравномерность будет иметь другой месяц, тогда сутки максимального потребления могут не попасть в месяц максимального потребления. Отсюда написанное выше соотношение справедливо при совпадении пиков сезонной и суточной неравномерности.

3. Учтем часовую неравномерность за сутки. Среднечасовой расход за сутки максимального потребления $Q_{макс\,сут\,год}^{ср\,час}$ равен:

$$Q_{макс\,сут\,год}^{ср\,час} = Q_{макс\,сут\,год}/24.$$

Максимально-часовой расход в сутки максимального потребления $Q_{макс\,сут\,год}^{макс\,час}$ определится через максимальный коэффициент часовой неравномерности

за сутки $K_{ч\,с}^{макс}$:

$$K_{ч\,с}^{макс} = Q_{макс\ час\ макс\ сут\ год} / Q_{ср\ час\ макс\ сут\ год},$$

$$Q_{макс\ ч\ год} = Q_{макс\ сут\ год}^{макс\ ч} =$$

$$= K_{ч\,с}^{макс} K_{с\,м}^{макс} K_{м\,г}^{макс} (Q_{год}/365 \cdot 24),$$

так как максимально часовой расход газа за сутки максимального потребления есть максимально часовой расход газа за год. Это также будет справедливо, если сутки максимального потребления будут характеризоваться и максимально часовой неравномерностью, т. е. если пики часовой и суточной неравномерностей совпадут.

Окончательно получим

$$Q_{ч\,г}^{макс} = K_{ч\,с}^{макс} K_{с\,м}^{макс} K_{м\,г}^{макс} (Q_{год}/8760) =$$

$$= K_{ч\,г}^{макс} (Q_{год}/8760) \qquad (5\ 9)$$

или $$K_{ч\,г}^{макс} = K_{ч\,с}^{макс} K_{с\,м}^{макс} K_{м\,г}^{макс} \qquad (5\ 10)$$

Для максимального коэффициента суточной неравномерности за год можно написать

$$K_{с\,г}^{макс} = K_{с\,м}^{макс} K_{м\,г}^{макс}. \qquad (5.11)$$

При выводе формулы (5.10) предполагалось, что пики потребления по месяцам года, дням месяца и часам суток совпадают. Это приведет к запасу в пропускной способности газопроводов.

Часто коэффициент суточной неравномерности за месяц заменяют коэффициентом суточной неравномерности за неделю, так как этот коэффициент легче получить экспериментально. Но этот метод менее точен, так как не учитывает суточную неравномерность в календарном разрезе. Действительно, сутки максимального потребления могут попадать в предпраздничные дни или в дни с наинизшей температурой наружного воздуха независимо от дня недели.

Определение расчетных расходов газа для внутридомовых газопроводов и квартальных газовых сетей. Режим потребления газа в квартирах является характерным примером случайного процесса. Бытовые газовые приборы работают периодически и включаются в случайные моменты времени. Обработка экспериментального материала методами математической статистики показывает, что распределение показателей режима потребления подчиняется нормальному закону. С увеличением числа квартир, присоединяемых к газопроводу, график нагрузки уплотняется и становится более равномерным. Это приводит к уменьшению коэффициента неравномерности.

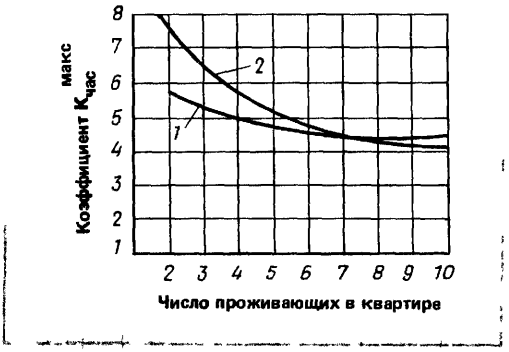


Рис. 5.6. Максимальные коэффициенты часовой неравномерности за сутки в зависимости от населенности квартир *1* — квартиры, оборудованные только газовыми плитами, *2* — квартиры, оборудованные газовыми плитами и ванными водонагревателями

Анализ режимов потребления газа в квартирах показывает, что максимальные коэффициенты часовой неравномерности в значительной степени зависят от населенности квартиры, уменьшаясь с увеличением населенности. На графике (5.6) показана зависимость величины $K_{ч\,с}^{макс}$ от числа проживающих в квартире. Из приведенных данных следует, что при определении расчетных расходов газа нужно учитывать газооборудование квартиры, ее населенность и число квартир, присоединенных к газопроводу.

Для определения максимально часовых расходов газа используют два метода. По первому методу их определяют с помощью коэффициента одновременности включения газовых

приборов в пик потребления K_o, по второму — с помощью максимальных коэффициентов неравномерности, представляющих собой отношение максимально часового расхода газа к среднечасовому за год. Эти коэффициенты связаны друг с другом и при наличии необходимой информации по одному можно определить другой.

Расчетный расход газа через значение K_o определяют по формуле

$$Q_p = \sum_1^n K_o Q_{номi} N_i, \qquad (5.12)$$

где K_o — коэффициент одновременности работы однотипных приборов или однотипных групп приборов: его берут для общего числа приборов $\sum_1^n N_i$, для жилых зданий это общее число квартир; n — число типов приборов или однотипных групп приборов; $Q_{номi}$ — номинальный расход газа прибором или группой приборов; N_i — число однотипных приборов или групп приборов.

По этому методу номинальный расход газа приборами или группами приборов умножают на коэффициент K_o, величина которого меньше единицы. Он учитывает вероятность одновременной работы определенного числа газовых приборов и зависит от числа установленных газовых приборов и газооборудования квартир. Через коэффициенты неравномерности расчетный расход газа определяют по формуле

$$Q_p = \sum_1^n K_{ч\,г}^{макс} (Q_{год\ кв}/8760) N_i, \qquad (5.13)$$

где $K_{ч\,г}^{макс}$ — максимальный коэффициент часовой неравномерности потребления газа за год. Зависит от характера использования газа в квартире (на приготовление пищи или на приготовление пищи и горячей воды), населенности квартиры и общего числа квартир $\sum_1^n N_i$; $Q_{год\ кв}$ — годовое потребление газа жильцами квартиры; N_i — число квартир типа i; n — число типов квартир.

Главный недостаток метода расчета по коэффициентам одновременности состоит в том, что в нем не учитывается число людей, пользующихся одним газовым прибором. При современных условиях бытового обслуживания населения мощность установленных газовых приборов, как правило, превосходит необходимую мощность, вытекающую из потребности людей, проживающих в квартире. В перспективе в связи с дальнейшим ростом службы быта избыточность мощности газовых приборов квартиры будет расти. Несоответствие мощности установленных приборов ее потребности приводит к существенным ошибкам в определении расчетных расходов по коэффициентам одновременности. В большинстве случаев это приводит к перерасходу металла.

Как для определения величины K_o, так и величины $K_{ч\,г}^{макс}$ необходимо знать экспериментальные значения максимально часовых расходов газа $Q_ч^{макс}$. Если для изучаемого объекта были определены значения $Q_ч^{макс}$ и для известных номинальных и годовых расходов объекта были рассчитаны значения K_o и $K_{ч\,г}^{макс}$, тогда в случае использования их для аналогичных объектов оба метода дадут одинаковые результаты. Но если применить полученные значения K_o к квартирам с таким же газооборудованием, но другой населенностью, расчетные расходы не изменятся, в то время как фактические максимальные расходы будут меньше расчетных при меньшей населенности квартиры и большими при бóльшей населенности. Действительно, при оборудовании одно-, двух-, трех- и четырехкомнатных квартир четырехконфорочными плитами (что часто имеет место) диаметры газопроводов, определенные по значениям K_o во всех случаях будут одинаковые, несмотря на то, что максимально часовые расходы во всех квартирах будут существенно отличаться.

Методика расчета по коэффициентам неравномерности, разработанная МИСИ им. В. М. Куйбышева, базируется на графиках потребления газа квартирой с учетом ее населенности и непосредственно не связана с номинальными расходами газа приборами. Она исходит не из газооборудования квартиры, а из целей потребления газа (на приготовление пищи,

а также пищи и горячей воды), числа людей в квартире, использующих газ в этих целях, годовых норм потребления газа и числа газоснабжаемых квартир. Эти факторы полностью определяют режим потребления газа. Расход газа на местные отопительные установки в пик потребления рассчитывают по отопительной нагрузке с учетом режима работы отопительных приборов. Прочие виды потребления газа являются неопределяющими и в расчетах не учитывают. Расчеты по этой методике соответствуют фактическому газопотреблению. Действительно, если в однокомнатной квартире установить двух-, трех- или четырехконфорочную плиту, то максимально часовые расходы не будут зависеть от номинальной нагрузки плиты, так как однокомнатная квартира — малонаселенная и любая из указанных плит удовлетворит потребности жильцов. Максимальные расходы будут зависеть от того, живут ли в однокомнатных квартирах по одному или по два человека. С увеличением населенности квартиры графики потребления газа будут плотнее и коэффициенты неравномерности меньше.

Проектную населенность квартиры устанавливают по ее площади и предполагаемым нормам заселения. Годовые нормы принимают по видам потребления с учетом благоустройства квартир (наличие или отсутствие централизованного горячего водоснабжения).

Метод определения расчетных расходов по коэффициентам одновременности следует сохранить для расчета газопроводов коммунальных и промышленных предприятий, так как установленная мощность газоиспользующих агрегатов соответствует технологическим процессам, а необходимые резервы лимитируются.

Основой для составления таблиц коэффициентов неравномерности послужили экспериментальные исследования режимов газопотребления в квартирах. В результате измерений были установлены для различных объектов максимально часовые и годовые расходы газа. По этим данным были рассчитаны величины $K_{чг}^{макс}$ и K_o, на основании которых были составлены таблицы. Составить таблицы значений $K_{чг}^{макс}$ для любого числа квартир на основании ограниченного числа полученных значений $K_{чг}^{макс}$ оказалось возможным в результате применения методов теории вероятностей.

Как отмечалось выше, коэффициент одновременности отражает вероятность одновременного включения газовых приборов в пик потребления. Дадим более точную формулировку величины K_o. Рассмотрим опыт — наблюдение газовых приборов квартиры в пик потребления. В результате опыта могут быть два исхода: газовые приборы включены, газовые приборы не включены. Проведем n таких опытов (один опыт в каждой квартире). Если в результате опытов в m квартирах газовые приборы будут включенными в пик потребления, тогда коэффициент одновременности будет равен: $K_o = m/n$. Такая формулировка требует некоторого уточнения. Дело в том, что в пик потребления газовые приборы могут быть включены не на полную нагрузку Вместе с тем метод коэффициентов одновременности предполагает включение приборов на номинальную нагрузку. Для удовлетворения этого требования надо полученные опытные данные эквивалентировать. Так, если по опытным данным в пик потребления расчетный расход газа составляет Q_Σ, а номинальная нагрузка газовых приборов одной квартиры равна $Q_{ном}$, тогда эквивалентное число квартир, включенных в пик потребления, будет равно: $m = Q_\Sigma / Q_{ном}$. Это число квартир и считают результатом проведенных n опытов, хотя действительное число квартир, включенных в пик потребления, будет больше m. Такое эквивалентирование не искажает основную вероятностную природу процесса и позволяет использовать теорему Бернулли о повторении опытов для расчетов.

По теореме Бернулли вероятность P_n^m появления m событий A из n опытов

определяется формулой

$$P_n^m = C_n^m P^m (1-P)^{n-m} =$$

$$= \frac{n!}{m!(n-m)!} P^m (1-P)^{n-m},$$

где P — вероятность появления события A в одном опыте; C_n^m — число сочетаний из n по m.

Под событием A будем понимать включение газовых приборов квартиры в пик потребления на номинальную нагрузку. Так как режим потребления газа имеет случайную природу, поэтому, говоря о численном значении K_o, необходимо указать, с какой доверительной вероятностью $P_{дв}$ должно быть определено это значение. Такой подход к определению коэффициента одновременности позволяет утверждать, что с вероятностью $P_{дв}$ фактическое значение K_o не превзойдет расчетную величину.

Считая, что для всех квартир вероятность включения газооборудования одной квартиры в пик потребления одинаковая, число рассматриваемых квартир равно числу опытов и, используя формулу Бернулли, можно написать следующее уравнение:

$$P_n^0 + P_n^1 + P_n^2 + \ldots + P_n^m = C_n^0 P^0 (1-P)^n +$$

$$+ C_n^1 P (1-P)^{n-1} + C_n^2 P^2 (1-P)^{n-2} +$$

$$+ \ldots + C_n^m P^m (1-P)^{n-m} = P_{дв},$$

где n — число квартир; P — вероятность включения газооборудования одной квартиры в пик потребления; $P_{дв}$ — принятое значение доверительной вероятности, т. е. надежности определения коэффициента одновременности.

Коэффициент одновременности в рассматриваемом случае определяется отношением $K_o = m/n$. В уравнении суммируются вероятности включения 0, 1, 2, ..., m квартир в пик потребления вплоть до получения принятого в расчетах значения доверительной вероятности $P_{дв}$. Если при целом числе m уравнение удовлетворить не удается, тогда величину K_o определяют интерполяцией. Чем больше значение принятой доверительной вероятности (надежности), тем больше будет коэффициент одновременности, тем больше будут расчетные расходы газа, а следовательно, и диаметры газопроводов. Учитывая высокую стоимость газовых сетей, расчетное значение доверительной вероятности должно быть обосновано.

Таким образом, использование метода коэффициентов одновременности для анализа зависимости максимальных нагрузок от числа квартир оказывается весьма плодотворным, так как он позволяет для расчетов привлечь методы теории вероятностей. Так как вероятность включения газооборудования одной квартиры в пик потребления для всех квартир мы приняли одинаковой и рассматривали число квартир как число повторяемых опытов, то по предельной теореме Бернулли можно утверждать, что при неограниченном увеличении числа квартир с практической достоверностью можно считать частоту включения газооборудования квартир в пик, сколь угодно мало отличающейся от вероятности включения газооборудования в отдельном опыте — P. Частота включения газооборудования представляет собой величину коэффициента одновременности, полученную опытным путем, следовательно,

$$P = \lim_{n \to \infty} K_o .$$

Если изучаемый объект имеет большое число квартир, тогда полученное из опыта значение коэффициента одновременности будет близко к вероятности включения в пик потребления газовых приборов одной квартиры. Формула Бернулли позволяет по коэффициентам одновременности рассчитать вероятность P. При составлении таблиц сначала по опытным данным были рассчитаны коэффициенты одновременности, затем по формуле Бернулли рассчитаны вероятности P. По полученным значениям P для различных населенностей квартир были рассчитаны значения K_o для раз-

Таблица 5.12 **Расчетные значения $K_{ч\,г}^{расч}$ для квартир, использующих газ для приготовления пищи**

Число квартир	Число проживающих в квартире, чел				
	2 и менее	3	4	5	6 и более
1	37,144	30,834	24,255	21,556	18,407
2	21,915	18,349	14,145	12,432	11,613
3	17,820	14,738	12,222	11,250	10,339
4	16,430	13,364	11,487	10,638	9,618
5	15,345	12,388	10,953	10,102	9,172
6	14,845	11,923	10,508	9,770	8,875
7	14,200	11,328	10,085	9,388	8,556
8	13,625	11,005	9,800	9,056	8,153
9	13,220	10,641	9,545	8,750	8,004
10	12,915	10,382	9,257	8,444	7,813
15	11,695	9,533	8,385	7,781	7,112
20	11,035	9,014	7,863	7,270	6,667
30	10,150	8,265	7,075	6,556	6,093
40	9,380	7,681	6,599	6,071	5,690
50	8,945	7,327	6,319	5,842	5,435
60	8,535	6,993	5,995	5,587	5,223
70	8,110	6,636	5,761	5,382	5,053
80	7,830	6,419	5,599	5,255	4,947
90	7,615	6,228	5,452	5,127	4,841
100	7,455	6,094	5,351	5,025	4,756
400	6,000	4,908	4,388	4,158	3,970

Таблица 5.13 **Расчетные значения $K_{ч\,г}^{расч}$ для квартир, использующих газ для приготовления пищи и горячей воды**

Число квартир	Число проживающих в квартире чел				
	2 и менее	3	4	5	6 и более
1	59,934	39,978	29,989	23,982	19,983
2	32,629	23,809	18,460	15,473	13,195
3	22,388	16,932	13,995	12,483	11,224
4	19,870	14,900	12,879	11,729	10,266
5	18,549	14,310	11,981	10,644	9,713
6	17,708	13,586	11,538	10,181	9,389
7	17,025	12,812	10,852	9,635	9,170
8	16,308	12,249	10,510	9,295	8,760
9	15,511	11,981	10,231	8,988	8,486
10	15,282	11,608	10,051	8,870	8,349
15	13,726	10,458	9,126	8,114	7,336
20	13,191	10,030	8,707	7,720	6,926
30	11,903	9,470	8,062	7,063	6,378
40	11,220	8,907	7,503	6,636	6,050
50	10,572	8,346	7,080	6,242	5,784
60	10,113	7,918	6,761	6,012	5,584
70	9,694	7,570	6,340	5,749	5,393
80	9,429	7,114	6,079	5,552	5,228
90	8,896	6,820	5,899	5,420	5,092
100	8,553	6,606	5,757	5,289	5,009
400	6,462	5,134	4,574	4,270	4,106

личных n при доверительной вероятности $P_{дв}=0{,}98$ и далее $K_{ч\,г}^{макс}$.

Расчетные значения максимальных коэффициентов часовой неравномерности приведены в табл. 5.12 и 5.13. Таблицы составлены для двух видов потребления газа: для приготовления пищи, для приготовления пищи и горячей воды. Коэффициенты даны для различного числа квартир при различной их населенности.

Графики зависимости коэффициен-

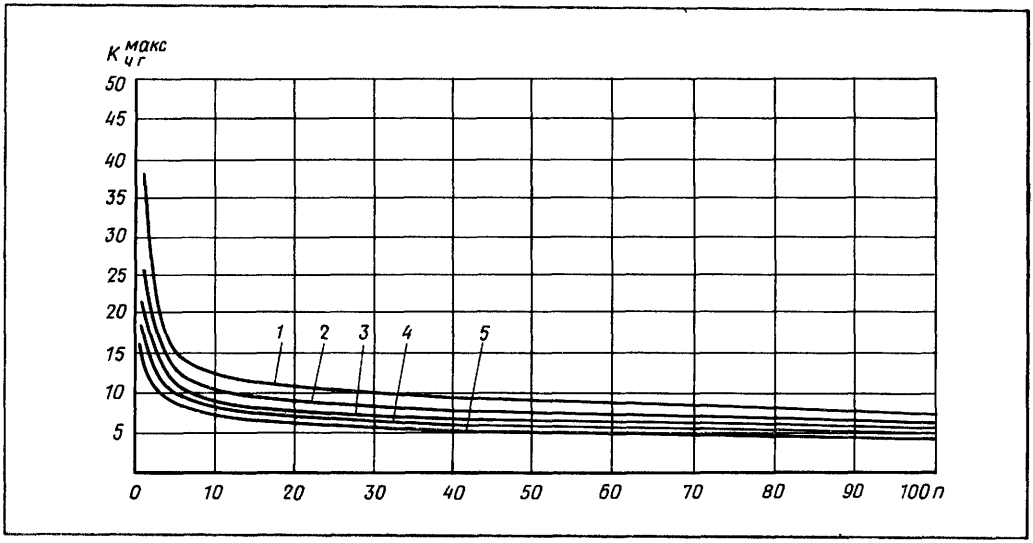


Рис. 5 7. Максимальный коэффициент часовой неравномерности за год в зависимости от количества квартир (квартиры, оборудованные газовыми плитами)
1, 2, 3, 4, 5— кривые для числа проживающих в квартире соответственно 2, 3, 4, 5 и 6 человек

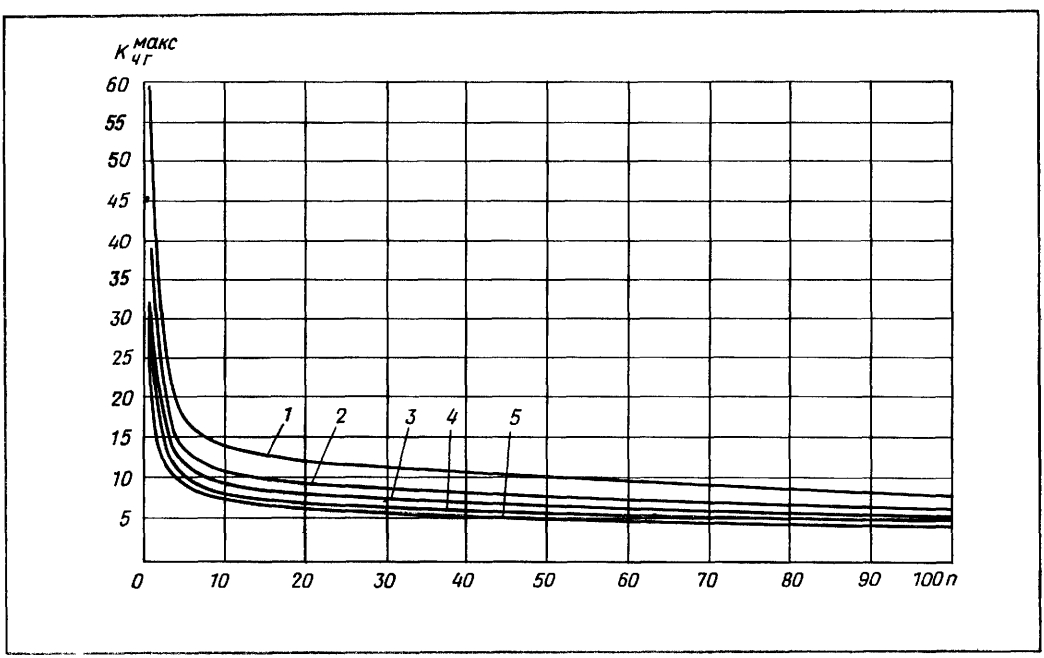


Рис. 5.8 Максимальный коэффициент часовой неравномерности за год в зависимости от количества квартир (квартиры, оборудованные газовыми плитами и водонагревателями)
1, 2, 3, 4, 5— кривые для числа проживающих в квартире соответственно 2, 3, 4, 5 и 6 человек

тов от числа квартир и плотности их населения показаны на рис. 5.7 и 5.8, откуда следует, что при малой плотности населения квартиры (2; 3 чел.) кривые располагаются на значительном расстоянии друг от друга. С увеличением числа квартир они сближаются. Следовательно, значение населенности квартиры с увеличением числа ее жильцов уменьшается.

Максимально часовые расходы рассчитывают по формуле (5.13). Годовой расход газа квартирой определяют по нормам потребления (см. табл. 5.1) и населенности квартиры, которую рассчитывают по нормам жилой площади на одного человека.

Пример 5.3. Определить расчетный расход газа для газопровода, который траспортирует газ в 15 трехкомнатных квартир (площадью по 45 м^2) и в 15 однокомнатных квартир (площадью по 18 м^2). Норма жилой площади 9 м^2 на 1 чел. Теплота сгорания газа равна: $Q_н^c$=36 000 кДж/м^3.

Решение. 1) определим годовые расходы газа:

а) для трехкомнатной квартиры

$$\frac{2\,800\,000}{36\,000}\,\frac{45}{9}=389\ \text{м}^3/(\text{год}\cdot\text{кв});$$

б) для однокомнатной квартиры

$$\frac{2\,800\,000}{36\,000}\,\frac{18}{9}=156\ \text{м}^3/(\text{год}\cdot\text{кв})$$

(здесь 2 800 000 кДж — годовое потребление газа одним человеком на приготовление пищи по табл. 5.1);

2) определим коэффициенты неравномерности $K_{ч\,г}^{макс}$ по табл. 5.13 для 30 квартир:

а) для трехкомнатных квартир $K_{ч\,г}^{макс}$=6,556; б) для однокомнатных квартир $K_{ч\,г}^{макс}$=10,15;

3) определим расчетный расход газа по формуле (5.13)

$$Q_р=6{,}556\,\frac{389}{8760}15+10{,}15\,\frac{156}{8760}15=7{,}08\ \text{м}^3/\text{ч}.$$

При использовании для определения расчетных расходов метода коэффициентов одновременности следует особенно тщательно подходить к оценке соответствия мощности установленных газовых приборов населенности квартиры, т. е. в конечном счете ее жилой площади. В противном случае могут быть существенные ошибки. Таблицы расчетных значений коэффициентов одновременности приведены в СНиП 2.04. 08—87.

Глава 6
Гидравлический рачет газовых сетей

6.1. Определение потерь давления в газопроводах

При расчете движения газа в трубопроводах следует учитывать изменение его плотности. Это связано с тем, что давление по длине трубопроводов падает и соответственно уменьшается плотность газа. Только газопроводы низкого давления можно рассчитывать, считая, что по ним движется несжимаемая жидкость. В общем случае движение газа в газопроводах является нестационарным. Нестационарность обусловливается как переменным режимом работы газовых промыслов (изменяют число работающих скважин и регулируют интенсивность отбора из них газа), переменным режимом работы компрессорных станций (в работу включают различное число компрессорных агрегатов при разных схемах их совместной работы), так и переменным режимом потребления газа (что определяется числом потребителей, получающих в данный момент газ, и их нагрузкой).

Указанные факторы приводят к переменному во времени режиму давления в газопроводе и изменению количества газа, находящегося в нем. Последним определяется аккумулирующая емкость газопроводов, кото-

рая позволяет покрывать неравномерность суточного графика потребления газа Аккумулирующая емкость сглаживает неравномерность и обусловливает запаздывание в передаче изменений режима на одном конце газопровода в противоположный. Так, например, изменение режима потребления скажется с запаздыванием на режиме давления газа в начале газопровода. В свою очередь, изменение режима добычи или транспортирования газа скажется с запаздыванием на режиме давления у потребителей. Вместе с тем при проектировании городских и промышленных газопроводов в большинстве случаев можно не учитывать нестационарность течения газа и рассчитывать диаметры газопроводов на постоянный расход в течение определенного отрезка времени (часа, суток).

Для большинства задач расчета газопроводов движение газа можно считать изотермическим, а его температуру — равной температуре грунта, в котором уложен газопровод С учетом отмеченного обстоятельства параметрами, определяющими потоки газа, будут: абсолютное давление p, плотность ρ и скорость w. Таким образом, для определения p, ρ, w система должна состоять из трех уравнений.

В качестве первого уравнения используем уравнение Дарси, написанное в дифференциальной форме, которое определяет потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений на участке газопровода длиной dx:

$$dp = -\lambda \frac{dx}{d} \rho \frac{w^2}{2}, \qquad (6\,1)$$

где λ — коэффициент трения, d — внутренний диаметр газопровода

Так как плотность газа ρ в уравнении (6 1) величина переменная, поэтому и скорость движения газа при постоянном диаметре трубы будет также переменной Для учета изменения плотности в зависимости от давления используют уравнение состояния

$$p = \rho RT. \qquad (6.2)$$

В качестве третьего уравнения используют уравнение неразрывности

$$M = \rho w F = \rho_0 w_0 F = \rho_0 Q_0, \qquad (6\,3)$$

где M — массовый расход, а Q_0 — объемный расход, приведенный к нормальным условиям

Из уравнения (6 3) получаем:

$$\rho w = \rho_0 Q_0 / F, \quad w = \frac{\rho_0 Q_0}{\rho F},$$

отсюда

$$\rho w^2 = \frac{Q_0^2 \rho_0}{F^2} \cdot \frac{\rho_0}{\rho} \qquad (6\,4)$$

Отношение плотности выразим через отношение давлений, используя уравнение состояния

$$\frac{\rho_0}{\rho} = \frac{P_0 T}{P T_0} \qquad (6.5)$$

Подставим уравнения (6 4) и (6 5) в уравнение (6.1) и разделим переменные

$$-p dp = \frac{16}{2\pi^2} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 p_0 \frac{T}{T_0} dx \qquad (6\,6)$$

Проинтегрируем уравнение (6.6), считая λ и T постоянными в пределах от $p_н$ до $p_к$ и от $x_1 = 0$ до $x_2 = l$ (l — длина газопровода):

$$p_н^2 - p_к^2 = 1{,}62 \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 p_0 \frac{T}{T_0} l \qquad (6\,7)$$

Последнее уравнение является основным для расчета газопроводов как высокого, так и низкого давления в предположении изотермического течения газа.

Для городских газопроводов температура газа при расчетных нагрузках близка к 0 °С, поэтому можно принять отношение $T/T_0 = 1$. При этих условиях расчетная формула примет вид.

$$p_н^2 - p_к^2 = 1{,}62 \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 p_0 l \qquad (6\,8)$$

Уравнение (6.8) используют при расчете распределительных газопрово-

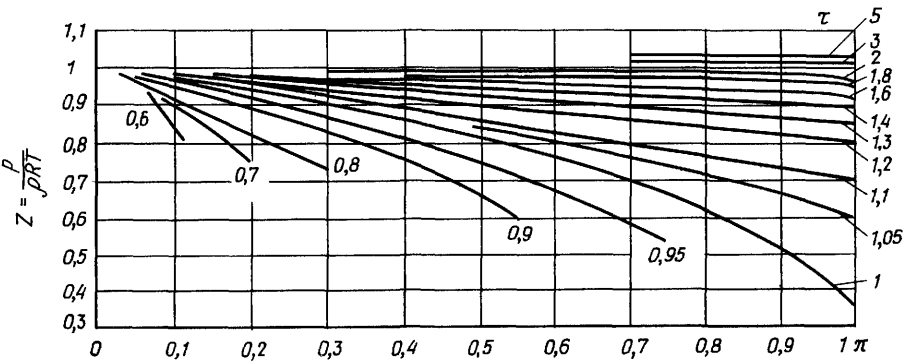


Рис. 6.1. Зависимость коэффициента сжимаемости газов от приведенного давления и приведенной температуры

дов среднего и высокого давления.

При давлении газа более 1,2 МПа следует учитывать отклонения в поведении природных газов от законов идеальных газов. Для этого в уравнение состояния вводят эмпирический коэффициент z, который учитывает эти отклонения. Уравнение состояния записывают так:

$$p=z\rho RT. \qquad (6.9)$$

Коэффициент z часто называют коэффициентом сжимаемости.

Коэффициент z можно определить по рис. 6.1 в зависимости от значений приведенного давления π и приведенной температуры τ.

$$\pi=p/p_{кр};\ \tau=T/T_{кр}. \qquad (6.10)$$

В этих выражениях $p_{кр}$ и $T_{кр}$ — критические параметры. Для смесей газов при определении коэффициента z используют среднекритические параметры, которые находят из следующих выражений:

$$p_{с\,к}=\Sigma r_i p_{кр\,i};\ T_{с\,к}=\Sigma r_i T_{кр\,i}, \qquad (6.11)$$

где r_i — объемная доля газа i в смеси

Для углеводородных газов в области давлений и температур, имеющих место в магистральных газопроводах, коэффициент $z<1$. Таким образом, реальные газы сжимаются сильнее, чем идеальные Например, при изотермическом увеличении давления идеального газа от 0,1 $МПа_{абс}$ до 5 $МПа_{абс}$, т. е. в 50 раз, его объем уменьшится также в 50 раз. Если увеличить давление метана ($t=0$ °С), то при $p_1=0{,}1$ $МПа_{абс}$ $z=1{,}002$, а при $p_2=5$ $z=0{,}883$ и объем уменьшится в $50\,\frac{1{,}002}{0{,}883}=56{,}7$ раза.

При учете коэффициента сжимаемости уравнение (6.7) примет следующий вид:

$$p_н^2-p_к^2=1{,}62\,\lambda\frac{Q_0^2}{d^5}\rho_0 p_0\frac{T}{T_0}lz. \qquad (6.12)$$

Из уравнения (6.8) получаем расчетную зависимость и для газопроводов низкого давления. Для получения этой зависимости разложим разность квадратов давлений на сомножители

$$p_н^2-p_к^2=(p_н-p_к)\,2p_{ср\,ар}, \qquad (6.13)$$

где $p_{ср\,ар}=(p_н+p_к)/2$ — среднеарифметическое значение начального и конечного давления

Для газопроводов низкого давления $p_{ср\,ар}\approx p_0$, тогда из уравнения (6.8) получим

$$p_н - p_к = \frac{1}{2}\,1{,}62\lambda\,\frac{Q_0^2}{d^5}\,\rho_0 l\,\frac{p_0}{p_{ср\ ар}} =$$

$$= 0{,}81\,\lambda\frac{Q_0^2}{d^5}\,\rho_0 l\,. \qquad (6.14)$$

Уравнение (6.14) является основным для расчета газопроводов низкого давления. Из сравнения уравнений (6.8), (6.13) и (6.14) можно получить связь между потерями давления в газопроводах высокого давления $(p_н - p_к)_{в\ д}$ и потерями давления в газопроводах низкого давления $(p_н - p_к)_{н\ д}$:

$$(p_н - p_к)_{в\ д} = \frac{1{,}62}{2}\,\lambda\,\frac{Q_0^2}{d^5}\,\rho_0 l\,\frac{p_0}{p_{ср\ ар}} =$$

$$= (p_н - p_к)_{н\ д}\,\frac{p_0}{p_{ср\ ар}} \qquad (6.15)$$

Из уравнения (6.15) следует, что потери давления в газопроводах высокого давления во столько раз меньше потерь в газопроводах низкого давления (при одинаковых значениях Q_0, ρ_0, λ, l, d), во сколько раз среднеарифметическое давление в них ($p_{ср\ ар}$) больше давления в газопроводах низкого давления (нормального давления p_0). Этот вывод объясняет экономические преимущества газопроводов высокого давления, так как, сохраняя те же перепады, что и для низкого давления (для высокого они будут больше), можно получить меньшие диаметры.

Точность расчета газопроводов высокого давления по формуле для низкого давления определится зависимостью λ от давления. Величина λ зависит от числа Рейнольдса, которое слабо зависит от давления. Эту зависимость можно представить так:

$$\mathrm{Re} = \frac{Wd}{\nu} = \frac{\rho W(\pi d^2/4)}{\mu d\pi/4} = \frac{4}{\pi}\,\frac{M}{\mu d}\,, \qquad (6.16)$$

где ν и μ — кинематическая и динамическая вязкость.

С изменением давления массовый расход M не изменяется, поэтому число Re будет зависеть от значения μ. Но динамическая вязкость метана при t=0 °С с изменением давления от 0,1 до 2 МПа увеличивается всего на 3,5%. Поэтому практически можно считать, что режим движения газа не изменяется. Вышесказанное позволяет таблицы, составленные для низкого давления, использовать для расчета газопроводов высокого давления. Это целесообразно и дает бóльшую точность при расчете газопроводов среднего или высокого давления, когда перепады давления на участках весьма малы, т. е. $(\Delta p/p_{ср\ ар})_{уч} \ll 1$. Такое положение характерно для промышленных и внутриобъектовых газопроводов.

Из сравнения уравнений (6.8) и (6.14) получаем следующее соотношение:

$$(p_н^2 - p_к^2)_{в\ д}/(p_н - p_к)_{н\ д} = 2p_{ср\ ар}\,, \qquad (6.17)$$

которое справедливо при использовании одинаковых разномерностей как в формуле (6.8), так и в формуле (6.14). Таким образом, табличные данные, определяющие потери квадрата давления в газопроводах высокого и среднего давления ($p_к^2 - p_н^2$) и потери давления в газопроводах низкого давления ($p_н - p_к$), связаны между собой соотношением (6.17).

Если в формулы (6.8) и (6.14) подставить выражение, определяющее коэффициент трения, который зависит от режима движения газа, материала газопровода, способов изготовления труб и их соединения, а также от качества монтажа и эксплуатации газопроводов, то получим рабочие формулы для расчета газопроводов.

Формулы, рекомендуемые СНиП для определения коэффициента трения, следующие:

1) в области ламинарного режима при величинах $\mathrm{Re} < 2000$

$$\lambda = 64/\mathrm{Re}; \qquad (6.18)$$

2) при критическом режиме при $2000 < \mathrm{Re} < 4000$

$$\lambda = 0{,}0025\sqrt[3]{\mathrm{Re}}\,; \qquad (6.19)$$

3) при турбулентном режиме при величинах $Re>4000$

$$\lambda=0{,}11\left(\frac{K_э}{d}+\frac{68}{Re}\right)^{0{,}25} \qquad (6.20)$$

Приведенным уравнениям соответствуют номограммы, показанные на рис 6.2...6.5. Номограммы построены при абсолютной эквивалентной шероховатости $K_э=0{,}01$ см.

Потери давления на местных сопротивлениях определяют по формуле

$$\Delta p_{м\,с}=\Sigma\zeta\frac{w^2}{2}\rho, \qquad (6.21)$$

где $\Delta p_{м\,с}$ — потеря давления на местных сопротивлениях расчетного участка (расчетный участок выбирают так, чтобы у него расход и диаметр были постоянными), $\Sigma\zeta$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений расчетного участка, w — скорость движения газа, ρ — плотность газа

При расчете газопроводов потери на местных сопротивлениях учитывают через эквивалентные длины Эквивалентную длину местных сопротивлений определяют по формуле

$$\Delta p_{м\,с}=\Sigma\zeta\frac{w^2}{2}\rho=\lambda\frac{l_э}{d}\frac{w^2}{2}\rho,$$

отсюда

$$l_э=\Sigma\zeta d/\lambda. \qquad (6.22)$$

Используя формулы для определения коэффициента трения λ и принимая $\Sigma\zeta=1$, можно получить уравнения для расчета значения $l_э$ при $\Sigma\zeta=1$ По таким уравнениям построена номограмма, приведенная на рис. 6.6. Расчетную длину газопровода определяют как сумму фактической и эквивалентной длин.

При расчете распределительных городских сетей потери на местных сопротивлениях обычно учитывают как долю от потерь на трение. СНиП 2.04.08—87 рекомендуют принимать потери на местных сопротивлениях величиной, равной 5—10% потерь на трение. При расчете распределительных газопроводов небольшой протяженности и сложной конфигурации, а также при расчете внутридомовых и внутрицеховых газопроводов потери давления на местных сопротивлениях следует рассчитывать по изложенной выше методике. Значение коэффициентов местных сопротивлений приведены в специальной литературе. Некоторые значения коэффициентов местных сопротивлений приведены в табл. 6.1.

Если отдельные участки газопроводов имеют разные геометрические отметки по высоте, то в газопроводах низкого давления возникает дополнительное избыточное давление, величина которого пропорциональна разности плотностей воздуха и газа. Величину этого дополнительного избыточного давления можно определить следующим образом. В сечении $I—I$ (рис. 6.7) вблизи поверхности земли в газопроводе будет абсолютное давление $p_г^I$ и барометрическое давление $p_{бар\,I}$. С увеличением высоты давление в газопроводе и барометрическое давление уменьшаются. Это уменьшение определяют по уравнениям

$$\left.\begin{aligned} p_г^{II}&=p_г^{I}-g\rho_г H\\ p_{бар}^{II}&=p_{бар}-g\rho_в H\end{aligned}\right\} \qquad (6.23)$$

При использовании газа необходимо знать избыточные давления, так как они определяют производительность газовых приборов и газоиспользующих установок. Избыточные давления в сечениях $I—I$ и $II—II$ (см. рис. 6.7) соответственно будут равны:

$$\left.\begin{aligned} p_{изб}^{I}&=p_г^{I}-p_{бар}^{I};\\ p_{изб}^{II}&=p_г^{II}-p_{бар}^{II}.\end{aligned}\right\} \qquad (6.24)$$

Сравнивая уравнения (6.23) и (6.24), получим:

$$p_{изб}^{II}=(p_г^{I}-g\rho_г H)-(p_{бар}^{I}-g\rho_в H)=$$

$$=p_{изб}^{I}+gH(\rho_в-\rho_г). \qquad (6.25)$$

Из формулы (6.23) следует, что избыточное давление газа увеличилось на

$$\Delta p=g(\rho_в-\rho_г)H, \qquad (6.26)$$

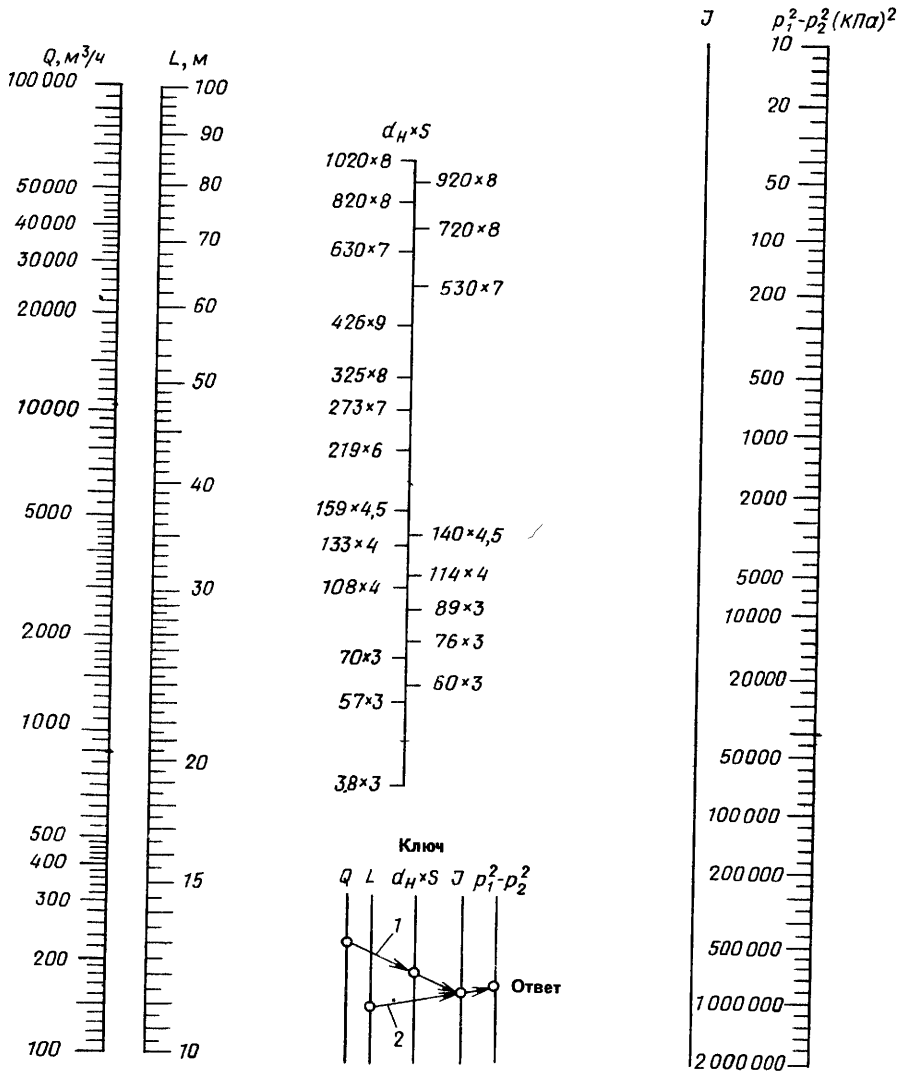


Рис 6 2 Номограмма для определения потерь давления в газопроводах среднего и высокого давления (до 1,2 МПа) Природный газ $\rho=0{,}73$ кг/м^3, $\nu=14{,}3\ 10^{-6}$ м^2/с (при 0 °С и 101,3 кПа) (в номограммах принято 1 кгс/см^2 = = 100 кПа)

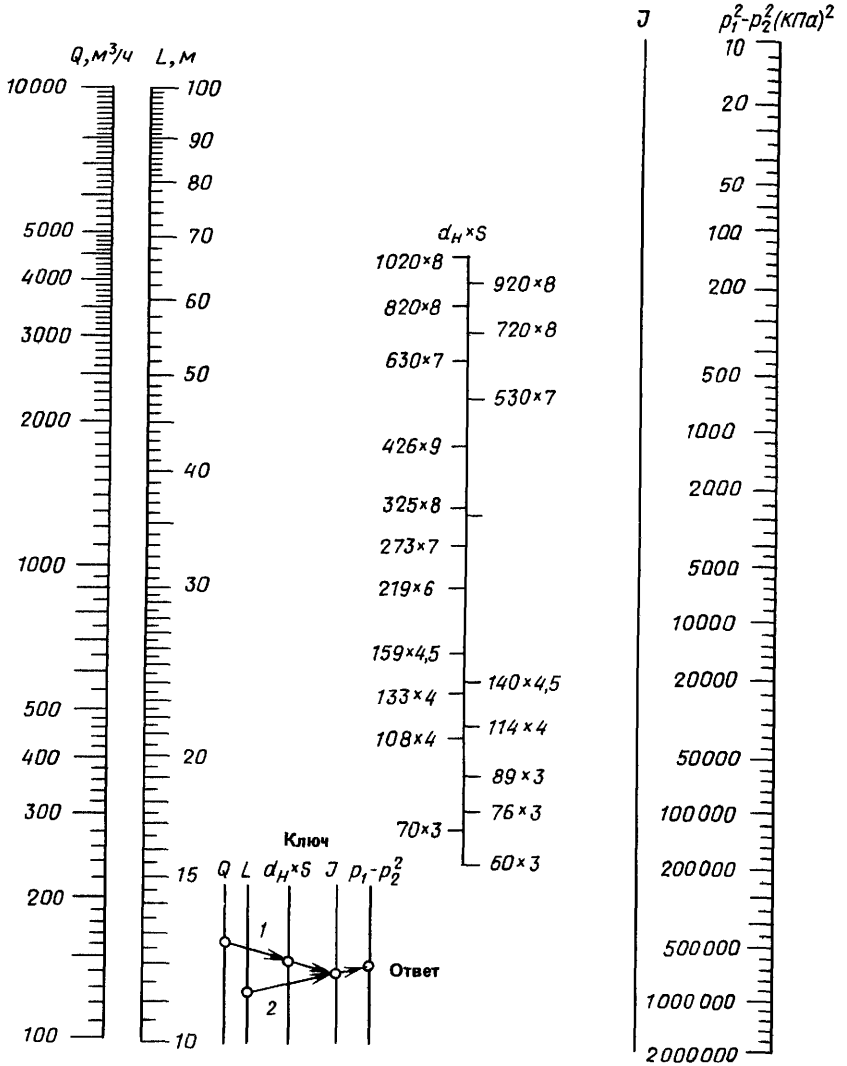


Рис 6 3 Номограмма для определения потерь давления в газопроводах среднего и высокого давлений (до 1,2 МПа) Пропан $\rho = 2$ кг/м^3, $\nu = 3{,}7 \times 10^{-6}$ м^2/с (при 0 °С и 101,3 МПа)

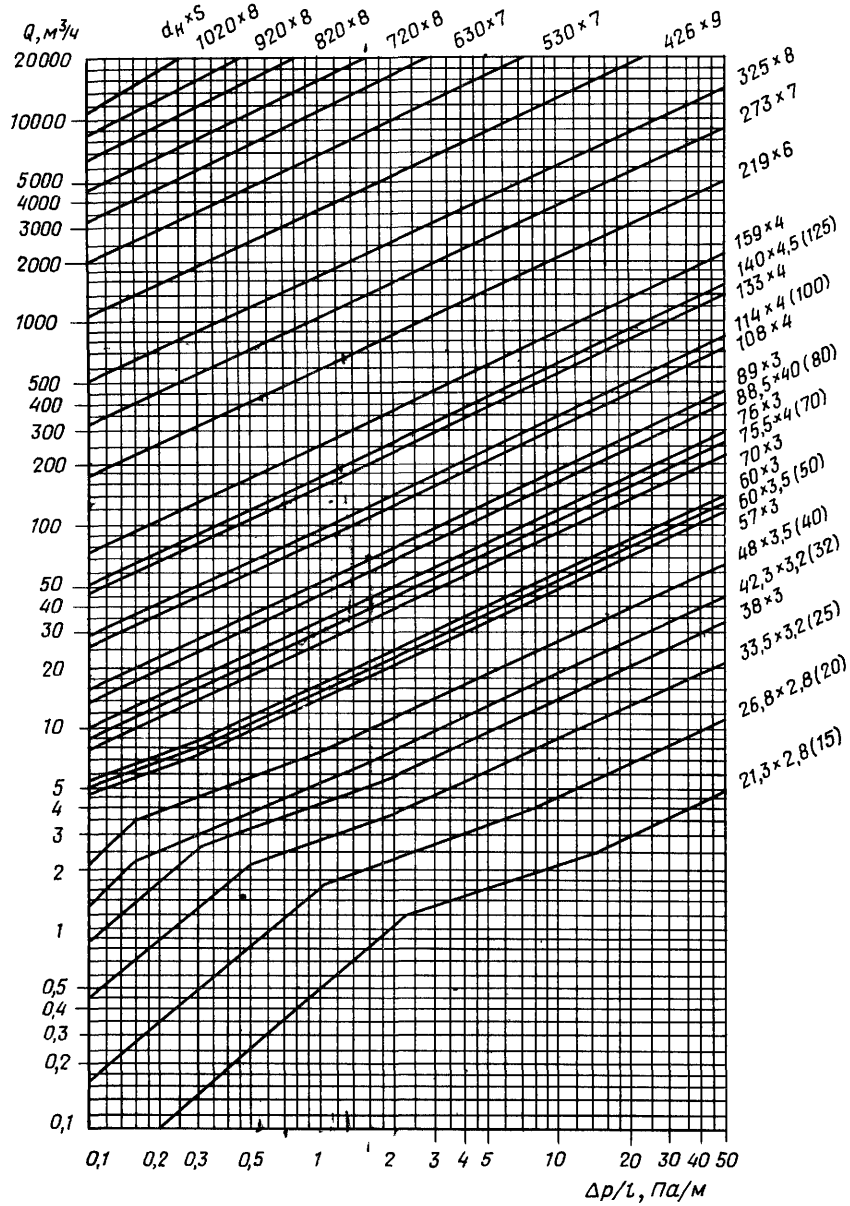


Рис 64 Номограмма для определения потерь давления в газопроводах низкого давления (до 5 кПа) Природный газ $\rho=0{,}73$ кг/м^3 $\nu=14{,}3\ 10^{-6}$ м^2/с (при 0 °С и 101,3 МПа)

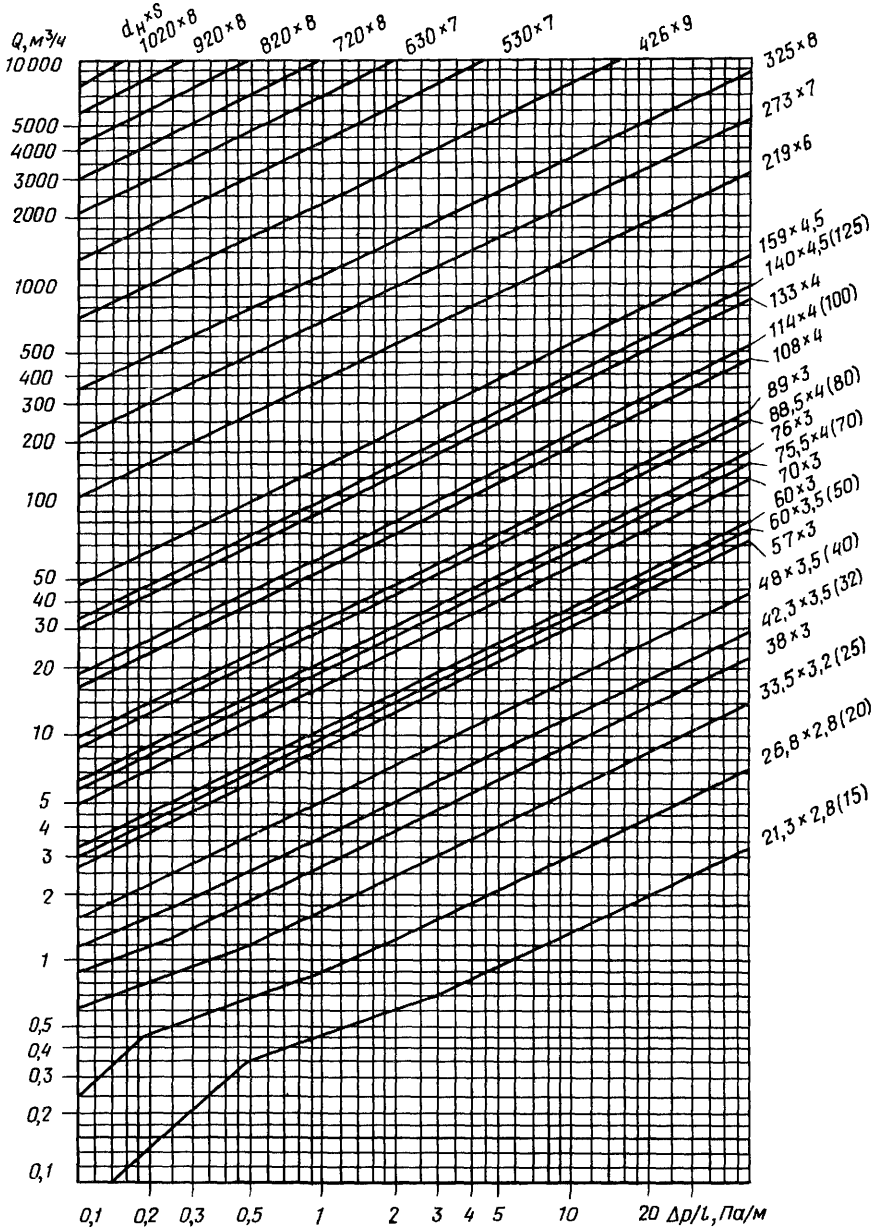


Рис. 6.5. Номограмма для определения потерь давления в газопроводах низкого давления (до 5 кПа). Пропан $\rho=2$ кг/м³, $\nu=3{,}7\times10^{-6}$ м²/с (при 0 °С и 101,3 кПа)

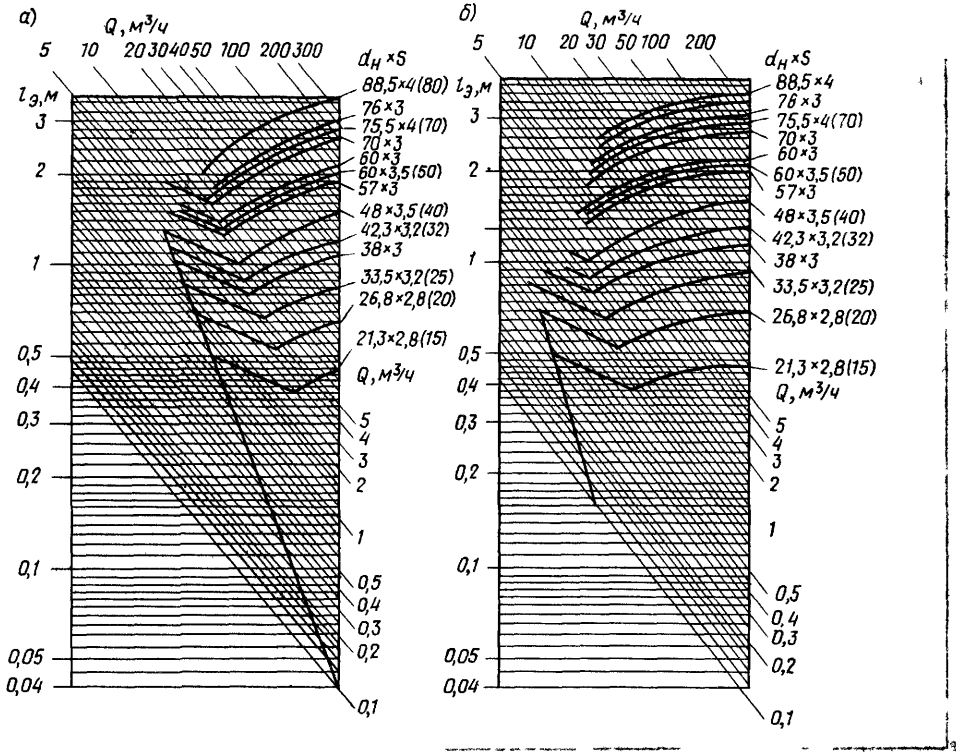


Рис. 6.6. Номограмма для определения эквивалентных длин
а — природный газ ($\rho = 0{,}73$ кг/м³, $\nu = 14{,}3 \times 10^{-6}$ м²/с при 0 °С и 101,3 кПа), *б* — пропан ($\rho = 2$ кг/м³, $\nu = 3{,}7 \times 10^{-6}$ м²/с при 0 °С и 101,3 кПа)

Таблица 61 **Коэффициент местных сопротивлений ζ**

Вид местного сопротивления	Значение ζ	Вид местного сопротивления	Значения ζ для диаметров мм					
			15	20	25	32	40	50 и более
Внезапное сужение в пределах перехода на следующий диаметр по ГОСТу	0,35*	Угольник 90 °	2,2	2,1	2	1,8	1,6	1,1
Тройник проходной	1**	Пробочный кран	4	2	2	2	2	2
Тройник поворотный (ответвление)	1,5**	Вентиль прямой	11	7	6	6	6	5
Крестовина проходная	2**	Вентиль «косва»	3	3	3	2,5	2,5	2
Крестовина поворотная	3**	—	—	—	—	—	—	—
Отвод гнутый 90 °	0,3	Задвижка	0,5 (D = 50—100)		0,25 (D = 175—200)		0,15 (D = 300 и более)	

*ζ — отнесен к участку с меньшим диаметром
**ζ — отнесен к участку с меньшим расходом газа

отсюда следует, что дополнительное давление газа с увеличением высоты возникает потому, что абсолютное давление в газопроводе падает в меньшей степени, чем барометрическое давление. В формуле (6.26) величина H(м) означает разность геометрических отметок в конце и в начале газопровода. При подъеме газопровода значение H будет положительным, а при опускании — отрицательным. Если газ тяжелее воздуха (например, пропан), то дополнительное давление будет отрицательным (избыточное давление в газопроводе уменьшается). Дополнительное избыточное давление учитывают при расчете городских и промышленных газопроводов низкого давления при резко выраженном переменном рельефе местности, а также при расчете внутридомовых и внутрицеховых газопроводов низкого давления.

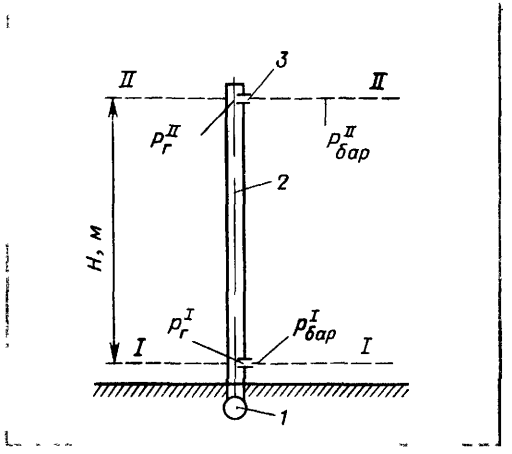


Рис. 6.7. Изменение избыточного давления в газопроводе в зависимости от высоты

1— подземный газопровод, *2*— стояк, *3*— сопла горелок приборов (условно)

6.2. Основные характеристики газовых сетей. Постановка задачи расчета

Газовые сети состоят из участков, по которым движется газ, и узлов, в которых соединяются участки и к которым присоединяют ответвления к потребителям. Геометрические фигуры, состоящие из ребер и вершин, когда каждому ребру соответствуют две вершины, являющиеся концами этих ребер, называют графами. У связного графа каждая вершина может быть соединена цепью ребер с любой другой вершиной. Любая газовая сеть представляет собой конечный связный ориентированный граф, состоящий из конечного числа вершин (узлов), соединенных между собой ребрами (участками). Примеры газовых сетей, представляющих собой конечные связные ориентированные графы, показаны на рис. 6.8. Графы, у которых ребра пересекаются только в узлах, называются плоскими. Большинство газовых сетей можно представить в виде плоских графов. Цепочка последовательно соединенных ребер (участков), в которой каждую вершину (узел) при движении по направлению потока проходят один раз, называется путем. Например, *1—2—3—4—5*— путь газовой сети *а*, показанной на рис. 6.8. Путь, у которого начальная и конечная вершины совпадают, образует контур, цикл. Контур, у которого нет внутренних ребер, пересекающих его площадь, называется элементарным кольцом. Сеть *а* (см. рис. 6.8) состоит из двух элементарных колец, а сеть *б* — из одного.

Деревом графа называется подграф, содержащий все вершины графа и не имеющий ни одного замкнутого контура. Ребра, входящие в дерево, называются его ветвями. Тупиковая разветвленная газовая сеть представляет собой дерево (*а′*, *б′*). Кольцевая сеть представляет собой граф, состоящий только из циклов и не имеющий тупиковых ответвлений (*а*, *б*). Большинство газовых сетей представляют собой смешанный граф, состоящий из замкнутых контуров и тупиковых ответвлений. Граф (кольцевую сеть) можно трансформировать в дерево путем исключения из каждого цикла замыкающего участка. Очевидно, число замыкающих участков равно числу

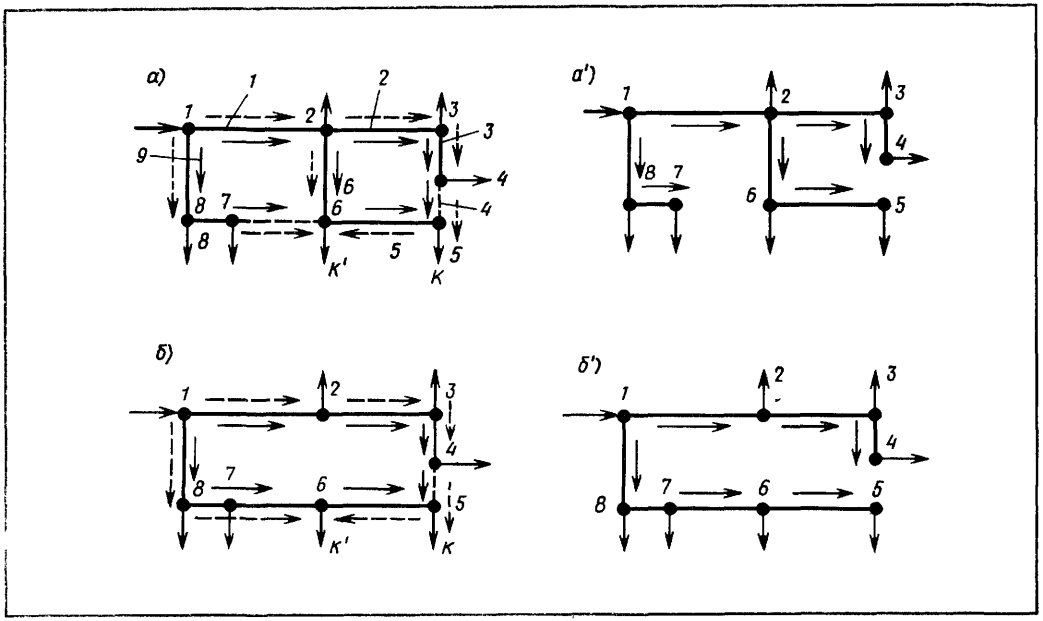


Рис. 6.8. Подача газа потребителям по тупиковым и кольцевым сетям
а, б — варианты кольцевых сетей, *а', б'* — варианты тупиковых сетей, *k, k'* — точки встречи потоков для различных вариантов потокораспределения, *1* — узел подачи газа, *2, 3, 4, 5, 6, 7, 8* — узлы потребления газа

элементарных циклов. Так, из кольцевых сетей *а, б* получаются деревья *а', б'* путем исключения замыкающих участков, показанных на рисунке пунктиром. В качестве замыкающих можно принимать различные участки сети, поэтому из каждой кольцевой сети можно получить несколько деревьев.

Цикломатическое число графа ν определяется равенством:

$$\nu = P - m + 1, \qquad (6.27)$$

где P — число ребер (участков) графа (сети), m — число вершин (узлов)

Цикломатическое число для всякого графа равно наибольшему числу независимых циклов. Для плоского графа число таких контуров равно числу элементарных колец n, т. е. $\nu = n$. Для плоских графов равенство

$$P = n + m - 1 \qquad (6.28)$$

может быть получено как следствие теоремы Эйлера о соотношении ребер P, вершин m и граней (колец) n выпуклых многогранников. Для разветвленных тупиковых газовых сетей, не имеющих замкнутых контуров, $\nu = n = 0$, следовательно,

$$P = m - 1. \qquad (6.29)$$

Рассмотрим особенности разветвленных и кольцевых газовых сетей. У разветвленных сетей газ поступает к узлу потребления по одному участку (по одному направлению), поэтому они являются тупиковыми сетями. Таким образом, потребители, присоединенные к разветвленным сетям, имеют одностороннее питание и не имеют резервных участков сети, по которым газ мог бы поступать к потребителям при отказе основных участков. Ввиду того, что разветвленная сеть не имеет резервирующих элементов, надежность газоснабжения определяется только надежностью элементов сети, по которым газ последовательно движется к потребителям. Если у разветвленной сети будет выключен элемент (например, участок газопровода) из работы, тогда все потребители, которые присоединены

за этим элементом, не получат газа.

Повысить надежность разветвленной сети можно, например, дублированием всех элементов. Однако этот путь связан с большими дополнительными капитальными вложениями и для распределительных сетей его не используют. В распределительных системах возможно дублирование только отдельных участков, которые питают систему в целом. Повышения надежности разветвленных сетей достигают путем их кольцевания. На рис. 6.8 показаны два варианта решения разветвленной сети (*а'* и *б'*) для обеспечения газоснабжения потребителей *2, 3...,6*. Оба варианта могут быть превращены в кольцевые схемы (*а* и *б*) путем введения замыкающих участков, которые показаны на рисунке пунктиром.

Основное отличие кольцевых сетей от разветвленных заключается в том, что они состоят из замкнутых контуров, в результате чего газ может поступать к потребителям по двум или нескольким линиям, т. е. потребители имеют двустороннее или многостороннее питание. Если в расчетном режиме газ к узлу, к которому присоединен потребитель, поступает только по одному участку (например, узел *3* на рис. 6.8), все равно он обеспечен двусторонним питанием. Действительно, если откажет участок *1—2* (см. *а* и *б* на рис. 6.8), тогда направление движения газа на отдельных участках изменится на противоположное и газ к узлу *3* будет поступать по другой линии питания — по участку *3—4*.

Надежность кольцевой сети по сравнению с разветвленной значительно выше, так как она имеет резервирующие элементы — замыкающие участки. Надежность газоснабжения потребителей будет выше, чем надежность элементов сети, по которым газ в расчетном режиме последовательно движется к потребителям. При отказе элемента в расчетном пути газа к потребителю возникает другой путь движения газа через резервирующий элемент. Следовательно, надежность кольцевой сети будет выше надежности элементов, из которых она состоит.

Другое отличие разветвленной сети от кольцевой сети состоит в том, что у тупиковой разветвленной сети транзитные расходы распределяются по участкам однозначно, а у кольцевых сетей можно наметить бесчисленное количество вариантов их распределения, что проиллюстрировано на схемах сетей (см. рис. 6.8). Например, для тупиковой схемы *а'* транзитный расход для участка *2—6* равен сумме расходов в узлах *5* и *6*, и это является единственным решением. В общем случае транзитный расход для любого участка будет равен сумме всех узловых расходов, расположенных за этим участком. Для кольцевой сети (вариант *а*), во-первых, можно назначить точку встречи газа в любом из узлов, исключая узел питания, что даст определенное количество вариантов; во-вторых, расход газа из узла встречи потоков можно распределить между примыкающими к узлу участками бесконечным количеством вариантов, вследствие чего появляется возможность произвольного распределения транзитных расходов в кольцевых сетях. Вместе с тем для оптимального распределения потоков необходимо использовать определенный принцип.

Учитывая, что кольцевые газопроводы проектируют исключительно для того, чтобы обеспечить надежную работу сети, при распределении транзитных расходов следует руководствоваться принципом максимальной надежности сети, исходя из которого наилучшим будет решение, допускающее взаимозаменяемость отдельных участков. В этом случае нагрузку участка, вышедшего из строя, можно передать на соседние участки с наименьшими нарушениями работы сети.

Третье отличие кольцевой сети от разветвленной заключается в том, что изменение диаметра какого-нибудь участка у разветвленной сети не влияет на распределение расходов по

другим участкам и приводит лишь к изменению давления в начальной точке сети. Изменение диаметра какого-либо участка кольцевой сети приведет к перераспределению расходов у всех остальных участков, так как ветви кольцевой сети включены параллельно. Кроме того, изменится и давление в точке питания сети.

Рассмотрим постановку задачи расчета разветвленной сети. Как было отмечено выше, транзитные расходы в сети определены однозначно, следовательно, расчетные расходы для всех участков известны. Таким образом, каждый участок характеризуется двумя неизвестными: диаметром d_i и потерей давления на участке Δp_i. Если число участков тупиковой сети Р, то общее число неизвестных будет 2Р. Выясним, какие уравнения можно составить для отыскания 2Р неизвестных, т. е. для решения поставленной задачи.

Для каждого участка можно написать уравнение гидравлических потерь

$$\Delta p_i = k \frac{Q_i^{\alpha}}{d_i^{\beta}} l_i , \qquad (6.30)$$

где Δp_i — потери давления на участке, k — коэффициент, зависящий от свойств газа, d_i, l_i — диаметр и длина участка; α и β — показатели степени, которые в общем случае зависят от режима движения газа и шероховатости труб

Таких уравнений можно написать Р. Следовательно, оставшееся число неизвестных будет Р. Распределительные газовые сети рассчитывают на постоянный расчетный перепад давлений $\Delta p_р$. Учитывая этот принцип, можно написать дополнительные уравнения типа

$$\sum_{1}^{k} \Delta p_i - \Delta p_р = 0 , \qquad (6.31)$$

которые устанавливают, что по каждому направлению от точки питания *1* до концевой точки k сумма потерь давления должна быть равна $\Delta p_р$ (см. рис. 6.8). Число таких уравнений равно числу концевых точек к. Например, для схемы *а′* рис. 6.8 $k=3$, а схемы *б′* к=2.

Оставшееся количество лишних неизвестных

$$f = P - к. \qquad (6.32)$$

Так как для разветвленной сети существует соотношение (6.29)

$$Р = m - 1,$$

то, используя его, можно написать

$$f = P - к = m - 1 - к = m - (1 + к) \qquad (6.33)$$

Уравнение (6.33), определяющее число лишних неизвестных, имеет следующую интерпретацию: общее число узлов m, число узлов с заданным давлением (1+к), т. е. первый и все концевые узлы. Таким образом, число лишних неизвестных равно числу узлов с незаданными давлениями. Для определения лишних неизвестных надо задать дополнительное условие. Таким условием служит минимизация функции приведенных затрат. Учитывая то, что эксплуатационные расходы при незначительном изменении диаметров практически остаются неизменными, можно минимизировать стоимость газопроводов или даже расход металла на сеть.

Анализируя процесс минимизации функции стоимости с позиции распределения потерь по участкам газопроводов, можно сделать вывод, что потери давления между последовательно расположенными участками должны быть распределены таким образом, чтобы суммарная стоимость сети была минимальной. Иначе говоря, наиболее экономичному решению будет отвечать оптимальная форма пьезометра, которую необходимо отыскать при минимизации функции стоимости. На рис. 6.9 изображен пьезометр части тупиковой сети, включающей узлы *1—2—3—4—5—6*, показанные на схеме *а′* (см. рис. 6.8). Обычно при «ручном» счете расчет ведут по постоянному падению давления по длине газопровода ($\Delta p/l$=const), чему соответствует пьезометр на рис. 6.9 показанный прямыми, соединяющими давления в т. 1—4′, 2—5′. Этот

метод расчета дает отклонения от оптимального метода расчета на 3—6%. На рис. 6.9 показаны также и другие возможные формы пьезометра, например *3*, когда удельные потери давления на головных участках приняты бóльшими, чем на конечных. При таком пьезометре уменьшается стоимость головных участков и увеличивается стоимость конечных. Для пьезометров *2* существует обратное распределение удельных потерь давления по участкам. Каждому пьезометру (*1,2,3*) будет соответствовать определенная стоимость сети. Технико-экономический расчет дает возможность найти оптимальную форму пьезометра, при которой стоимость газовой сети будет минимальной. Давление в узлах с незаданным давлением (*2,3,6*) можно выбрать любое, только соблюдая ограничения $p_н > p_i > p_к$.

Как было отмечено выше, при расчете кольцевой сети можно наметить бесчисленное множество вариантов потокораспределения. Следовательно, в общем случае у кольцевой сети неизвестными будут диаметры d_i, перепады давления на них Δp_i и расчетные расходы Q_i (для разветвленных сетей неизвестными были только диаметры и перепады давления). Отсюда каждый участок кольцевой сети будет характеризоваться тремя неизвестными: диаметром, перепадом давления и расчетным расходом, а общее число неизвестных сети равно утроенному числу участков, т. е. равно 3Р. Так же, как и при расчете разветвленной сети, для каждого участка можно написать уравнение гидравлических потерь (6.30). Число таких уравнений равно Р.

Некоторое число уравнений можно составить, исходя из двух законов кольцевых сетей, аналогичных законам Кирхгофа для электрических сетей:

1) алгебраическая сумма всех потоков газа Q_{ij}, сходящихся в узле, включая узловые расходы Q_j, равна нулю. Потокам, подходящим к узлу, присвоим знак плюс, а выходящим

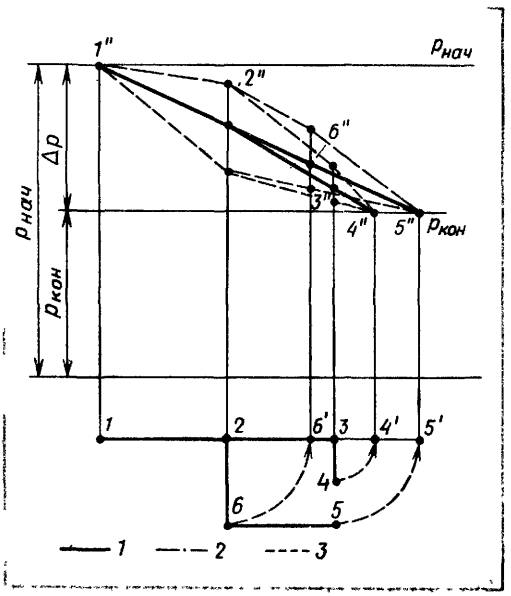


Рис. 6.9. Выбор оптимальной формы пьезометра
1 — пьезометр при $\Delta p/l$=const, *2* — пьезометр при меньших потерях давления на головных участках; *3* — пьезометр при больших потерях на головных участках

из узла — минус. Математически этот закон выражается уравнением

$$\Sigma Q_{ij} + Q_j = 0. \qquad (6.34)$$

Число уравнений типа (6.34) для кольцевой сети равно числу узлов без одного, так как последний узел при заданном количестве газа, подаваемого в сеть, дает тождество. Первый закон дает $(m-1)$ уравнений;

2) алгебраическая сумма всех перепадов давлений в замкнутом контуре равна нулю при условии, если в этом контуре нет нагнетателей. Считаем перепады давления газа на участках, в которых газ движется по часовой стрелке, положительными, а на участках с направлением движения газа против часовой стрелки — отрицательными. Таким образом, второй закон дает число уравнений

$$\Sigma_{\text{по кольцу}} \Delta p_i = 0, \qquad (6.35)$$

равное числу элементарных колец n. Следовательно, рассмотренные законы дают $m+n-1$ уравнений, т. е. коли-

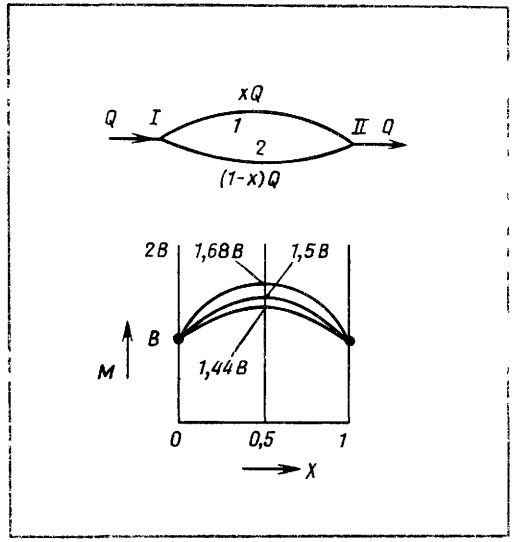


Рис. 6 10. Зависимость материальной характеристики M сети от распределения потока газа по параллельным газопроводам x

чество, равное числу участков P [см. формулу (6.28)]

Городские газовые сети рассчитывают на заданный перепад давлений. Это условие дает дополнительные уравнения типа (6.31). Число таких уравнений для кольцевой сети равно числу точек встречи потоков (концевых точек) k. Таким образом, общее число уравнений равно $2P+k$, а число неизвестных — $3P$. Число лишних неизвестных равно $P-k$. Следовательно, задача расчета кольцевой сети является неопределенной. Для того чтобы она имела единственное решение, нужно добавить дополнительные условия или задаться лишними неизвестными. Добавление $P-k$ уравнений экономичности для определения лишних неизвестных желаемого результата не дает, так как экономически наивыгоднейший вариант распределения расходов по результатам многочисленных исследований приводит к вырождению кольцевой сети в тупиковую. Следовательно, экономически оптимального решения для кольцевой сети в общем случае не существует.

Подтвердим высказанные соображения на следующем примере. Как отмечалось выше, основным отличием кольцевых сетей от разветвленных является двойное, двустороннее или многостороннее питание узлов. Следовательно, если можно найти оптимальное распределение потока по двум параллельным линиям, при котором их суммарная материальная характеристика будет иметь минимальное значение, то в принципе можно найти оптимальное распределение потоков и для кольцевой сети.

Материальной характеристикой сети называют величину, пропорциональную расходу металла на сеть:

$$M=\sum_{1}^{p} d_i l_i , \qquad (6.36)$$

где d_i и l_i — диаметры и длины участков сети, а P — общее число участков

Расход металла на сеть рассчитывают по формуле

$$m=\sum_{1}^{p} \pi d_i \delta_i l_i \rho_м ,$$

где δ_i — толщина стенки трубы, $\rho_м$ — плотность металла

Приняв для распределительных газопроводов толщину стенок труб $\delta_{ср}$, получим следующую зависимость:

$$m \approx \pi \delta_{ср} \rho_м \sum_{1}^{p} d_i l_i = \pi \delta_{ср} \rho_м M ,$$

т. е. материальная характеристика M пропорциональна массе израсходованного металла на сеть m. На рис. 6.10 показаны две равные по длине параллельные линии, которые питают узел II. Поставим задачу: поток газа между этими параллельными линиями xQ и $(1-xQ)$ распределить так, чтобы сумма $d_1 l_1 + d_2 l_2$ имела минимальное значение. Для простоты примем $l_1 = l_2 = l$. Диаметры участков определим по формуле (6.30)

$$d_i = k^{1/\beta} \left(\frac{l_i}{\Delta p_i} \right)^{1/\beta} Q^{\alpha/\beta} = A Q_i^{\alpha/\beta}$$

или

$$d_1 = A Q^{\alpha/\beta} x^{\alpha/\beta} ;$$

$$d_2 = A Q^{\alpha/\beta} (1-x)^{\alpha/\beta} .$$

Материальную характеристику M можно определить из следующего уравнения:

$$M=\sum_{1}^{2} d_i l_i = AQ^{\alpha/\beta} lx^{\alpha/\beta} + AQ^{\alpha/\beta} l(1-x)^{\alpha/\beta} = B[x^{\alpha/\beta}+(1-x)^{\alpha/\beta}]. \quad (6.37)$$

Показатели степени α и β зависят от режима движения жидкости: при квадратичном режиме $\alpha=2$, $\beta=5{,}25$, $\alpha/\beta=0{,}381$; для режима гидравлической гладкости $\alpha=1{,}75$, $\beta=4{,}75$, $\alpha/\beta=0{,}367$; для ламинарного режима $\alpha=1$, $\beta=4$, $\alpha/\beta=0{,}25$.

Продифференцируем уравнение (6.37) и отыщем экстремальное значение

$$\frac{dM}{dx} = B\left[\frac{\alpha}{\beta}x^{\alpha/\beta-1} + \frac{\alpha}{\beta}(1-x)^{\alpha/\beta-1}(-1)\right] = 0.$$

$x=0{,}5$

При $x=0{,}5$ материальная характеристика будет соответственно: $\alpha/\beta=0{,}381$; $M=1{,}44$В; $\alpha/\beta=0{,}367$; $M=1{,}5$В; $\alpha/\beta=0{,}25$; $M=1{,}68$В. Зависимость $M=f(x)$показана на рис. 6.10. Вторая производная имеет отрицательный знак, следовательно, в точке $x=0{,}5$ материальная характеристика M имеет максимальное значение. Минимальные значения материальная характеристика будет иметь при $x=0$ и $x=1$, $M_{мин}=B$.

Из приведенного расчета следует, что оптимальному распределению потоков отвечает тот случай, когда весь поток идет только по одному трубопроводу. Если длины параллельных линий неодинаковые, то минимум соответствует варианту, когда поток газа направляется по кратчайшему пути. В результате проведенных расчетов установлено, что при экономической оптимизации распределения потоков в кольцевой сети расходы газа на замыкающих участках становятся нулевыми, и сеть вырождается в «дерево». Из приведенного анализа следует: всякое дробление потока повышает стоимость сети.

Для решения вопроса о распределении потоков газа по участкам сети, т. е. для определения расчетных расходов, используют принцип надежности сети. Исходя из этого принципа, распределяют транзитные расходы, после чего вычисляют все расчетные расходы; число неизвестных становится при этом равным удвоенному числу участков. После распределения потоков газа число уравнений сокращается на $(m-1)$, так как условия баланса газа в узлах удовлетворяют при определении расчетных расходов. Теперь число неизвестных составит

$$f=2\text{Р}-(\text{Р}+n+\text{к})=\text{Р}-(n+\text{к}),$$

но $\text{Р}=n+m-1$,

следовательно,

$$f=m-(1+\text{к}). \quad (6.38)$$

Из последнего выражения вытекает, что и для кольцевой сети число лишних неизвестных равно числу узлов с незаданными давлениями. При технико-экономическом расчете кольцевой сети нужно добавить f уравнений экономичности, после чего задача станет определенной, а ее решение даст единственно возможные диаметры для всех участков сети, но экономический расчет для кольцевых сетей не применяют, так как диаметры участков выбирают из соображений надежности.

6.3. Расчетная схема отдачи газа из сети. Предварительное распределение потоков

Расчетная схема отдачи газа из сети. При проектировании распределительной сети низкого давления данные о потребителях, которые будут к ней присоединены, отсутствуют. Известны только суммарная нагрузка отдельных кварталов и районов, а также направления использования газа. Поэ-

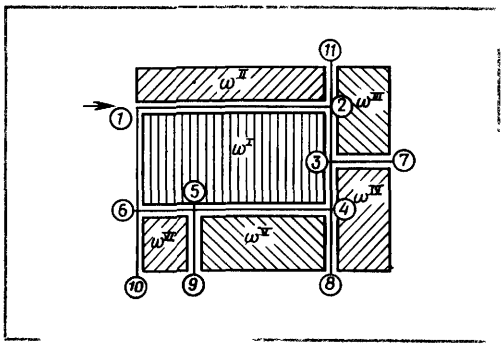


Рис. 6.11. Расчетная схема газоотдачи

тому при расчете газопроводов необходимо исходить из определенной схемы отдачи газа из сети, которая в наибольшей степени отражала бы фактическую нагрузку, присоединяемую к газопроводам. Для этого используют следующую методику.

Всю газоснабжаемую селитебную территорию делят на несколько районов, считая газовую нагрузку для каждого района равномерно распределенной, но отличающейся для отдельных районов значениями удельных часовых расходов, отнесенных к единице площади. В качестве критерия для разделения по районам должна быть принята степень использования газа в жилых домах, в частности использование газа для приготовления горячей воды и для местных систем отопления. В районах новой многоэтажной застройки местные системы отопления не проектируют, поэтому сеть низкого давления отопительной нагрузки нести не будет. При наличии централизованного горячего водоснабжения соответственно будет уменьшена и подача газа в здания.

После разделения селитебной территории по районам осуществляют трассировку распределительной сети, в результате чего выявляют контуры газопроводов, к которым будут присоединены потребители. К газопроводам присоединяют большое число различных потребителей. Это могут быть отдельные стояки жилых зданий, отдельные жилые здания и отдельные мелкие отопительные котельные, коммунальные, общественные и прочие потребители. Кроме того, к ним присоединяют ответвления, которые подают газ группам зданий. Отличительная особенность этих потребителей состоит в том, что заранее не известны места их присоединения к газопроводу. Поэтому предполагают равномерное присоединение потребителей по длине участков газовой сети, тем самым предполагая, что газ равномерно расходуется по пути движения. Такую нагрузку называют путевой. Путевой расход для каждого участка принимают пропорциональным его длине. Только для потребителя со значительным расходом газа может быть известно место присоединения к газопроводу, в таком случае его учитывают как сосредоточенную нагрузку. Ниже представлена методика определения путевых расходов:

а) всю газифицируемую территорию разбивают на площади с одинаковым удельным потреблением газа, которые получают газ от определенных контуров или участков сети;

б) вычисляют количества газа, которые потребляют на этих площадях;

в) рассчитывают удельные путевые расходы путем деления потребляемого газа на этих площадях на периметр сети, от которой подается газ;

г) определяют путевой расход участка, умножая удельный расход на его длину. При двухсторонней раздаче газа удельный расход участка равен сумме удельных путевых расходов газа по обе стороны участка. Путевые расходы для отдельных участков схемы, показанной на рис. 6.11, вычисляют по следующим соотношениям:

$$Q_{\text{п}}^{1\,2} = \left[\frac{q_{\omega}\omega^{\text{II}}}{l_{1\,2\,11}} + \frac{q_{\omega}\omega^{\text{I}}}{l_{1\,2\,3\,4\,5\,6\,1}} \right] l_{1\,2};$$

$$Q_{\text{п}}^{2\,3} = \left[\frac{q_{\omega}\omega^{\text{III}}}{l_{11\,2\,3\text{-}7}} + \frac{q_{\omega}\omega^{\text{I}}}{l_{1\,2\,3\,4\,5\,6\text{-}1}} \right] l_{2\,3};$$

$$Q_{\text{п}}^{3\text{-}4} = \left[\frac{q_{\omega}\,\omega^{\text{IV}}}{l_{7\ 3\text{-}4\text{-}8}} + \frac{q_{\omega}\,\omega^{\text{I}}}{l_{\text{I}\ 2\text{-}3\ 4\ 5\text{-}6\text{-}1}} \right] l_{4\ 8} \text{ и т.д.}$$

где q_{ω} — удельное потребление газа, м^3/(ч·га), на площади ω, га, l — длина участка, м.

Из изложенного следует, что кроме сосредоточенных расходов, присоединяемых в узлах сети, к участкам присоединяют путевые расходы, вследствие чего возникает необходимость в специальной методике определения расчетных расходов для участков сети. На рис. 6.12 показаны различные схемы присоединения потребителей к участку газопровода длиной l. Схема *а* является обычной схемой присоединения нагрузки в узлах. Узловая нагрузка в конце участка включает и нагрузку потребителей, присоединенных к этому узлу, и расход газа, подаваемого в соседний участок. Для участка (схема *а*) эта нагрузка является транзитным расходом $Q_{\text{т}}$. Расчетный расход газа будет равен транзитному расходу:

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{т}}.$$

На схеме *б* показан участок газопровода, к которому присоединено большое число мелких потребителей, т. е. путевая нагрузка $Q_{\text{п}}$. Транзитного расхода участок не несет ($Q_{\text{т}} = 0$). Расчетный расход для этого участка определяют как эквивалентный, дающий одинаковые гидравлические потери с фактическими. Его удобно принимать как долю α от путевого расхода, т. е.

$$Q_{\text{р}} = \alpha Q_{\text{п}},$$

где α — коэффициент, зависящий от соотношения между путевым и транзитным расходами и числа мелких потребителей, составляющих путевую нагрузку.

На схеме *в* показана общая схема отдачи газа из сети, когда участок несет и путевой, и транзитный расход. Для него

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{т}} + \alpha Q_{\text{п}}.$$

Рассмотрим возможные численные значения для коэффициента α. За

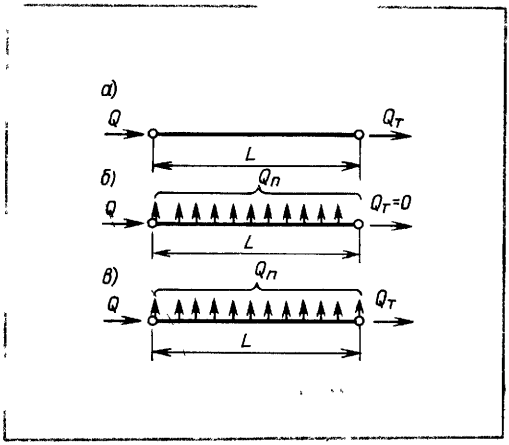


Рис. 6.12. Расчетные схемы отдачи газа из сети
а — только транзитный расход, *б* — только путевой расход; *в* — путевой и транзитный расходы

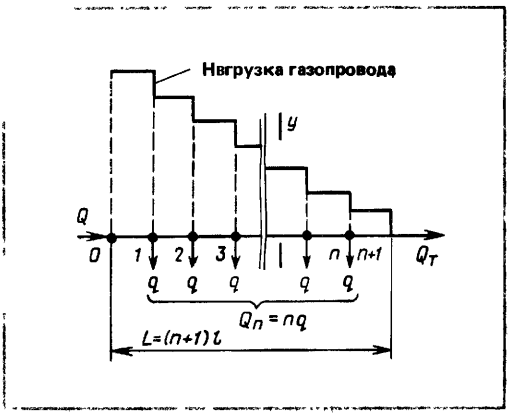


Рис. 6.13. График распределения нагрузки по газопроводу

расчетную схему примем схему нагрузки участка газопровода, показанную на рис. 6.13. Участок имеет диаметр d и длину L. На одинаковом расстоянии l друг от друга присоединены ответвления (первое упрощение). Все ответвления несут одинаковую нагрузку q (второе упрощение). Принятые упрощения вытекают из главного допущения о равномерной раздаче газа по контурам.

Рассчитаем фактические потери давления на всем газопроводе, принимая квадратичный закон гидравлического сопротивления

$$\Delta p = aQ^2 l.$$

Расход газа для любого участка, например для y, определим из выражения

$$Q_y = Q - (y-1)q,$$

где Q — общий расход газа.

Потери давления на участке y равны:

$$\Delta p_y = a\,[Q-(y-1)q]^2 l$$

или

$$\Delta p_y = aQ^2 l\left[1-(y-1)\frac{x}{n}\right]^2,$$

где

$$q = Q_{\text{пут}}/n;\quad x = Q_{\text{пут}}/Q.$$

Величина x определяет долю путевого расхода $Q_{\text{пут}}$ от общего и может изменяться в пределах $0 \leqslant x \leqslant 1$. Бóльшие значения x характерны для периферийных участков сети, а меньшие — для головных.

Суммарные потери Δp на всем газопроводе равны:

$$\Delta p = \sum_1^{n+1} \Delta p_y = aQ^2 l \sum_1^{n+1}\left[1-(y-1)\frac{x}{n}\right]^2.$$

Раскроем квадраты для скобок и просуммируем полученные выражения для участков в пределах от 1 до $n+1$.

$$1 - 2(1-1)\frac{x}{n} + (1-1)^2\left(\frac{x}{n}\right)^2;$$

$$1 - 2(2-1)\frac{x}{n} + (2-1)^2\left(\frac{x}{n}\right)^2;$$

$$\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots$$

$$\frac{1-2(n+1-1)\frac{x}{n}+(n+1-1)^2\left(\frac{x}{n}\right)^2}{n+1-2\frac{x}{n}\cdot(1+2+\ldots+n)+\left(\frac{x}{n}\right)^2(1^2+2^2+\ldots+n^2)}$$

так как

$$1+2+\ldots+n = \frac{n(n+1)}{2};$$

$$1^2+2^2+\ldots+n^2 = \frac{n(n+1)(2n+1)}{6},$$

то

$$\sum_1^{n+1}\left[1-(y-1)\frac{x}{n}\right]^2 = (n+1)\left(1-x+\frac{2n+1}{6n}x^2\right).$$

Окончательное выражение для потерь давления в газопроводе примет вид

$$\Delta p = aQ^2 L\left(1-x+\frac{2n+1}{6n}x^2\right).$$

За расчетный расход газа примем такой эквивалентный расход, при пропуске которого через участок газопровода потери давления будут равны потерям при действительном, переменном расходе. В качестве расчетной формулы примем приведенное выше выражение

$$Q_p = Q_т + \alpha Q_{\text{пут}},$$

тогда потери давления на газопроводе

$$\Delta p = a\,(Q_т + \alpha Q_п)^2 L = aQ^2 L\,(1-x+\alpha x)^2.$$

Приравняем выражения и определим α:

$$\alpha = \frac{\sqrt{\left(1-x+\frac{2n+1}{6n}x^2\right)}-(1-x)}{x}. \qquad (6.39)$$

Подсчитаем значение α при различных сочетаниях x и n. При $x=0$ путевой расход отсутствует. В этом случае коэффициент α не имеет физического смысла. Его предельное значение определяют по правилу Лопиталя, оно равно 0,5. При $x=1$ (транзитный расход отсутствует) и $n=\infty$ (равномерно распределенный путевой расход) $\alpha = 1/\sqrt{3} = 0{,}577$. Значение коэффициента α для некоторых сочетаний x и n приведены в табл. 6.2. Для распределительных газопроводов число ответвлений обычно бывает не менее 5—10. Коэффициент α в таком случае изменяется в пределах 0,5—0,6.

Таблица 6.2. **Значения коэффициента α**

x	Число ответвлений n				
	1	5	10	100	∞
0	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
0,5	0,582	0,538	0,534	0,528	0,528
1	0,707	0,606	0,592	0,577	0,577

Таблица 6.3. **Значения коэффициента α при показателе степени в формуле гидравлического сопротивления, равном 1,75**

x	Число ответвлений n		
	1	5	∞
0	0,500	0,50	0,500
1	0,674	0,59	0,562

В среднем можно принять $\alpha=0{,}55$. Значения α, приведенные в табл. 6.2., были получены для квадратичного закона сопротивления газопроводов.

Если закон сопротивления будет иметь показатель степени 1,75, то коэффициент α изменится незначительно. Коэффициент α для некоторых значений x и n приведен в табл. 6.3. Таким образом, среднее значение для гидравлически гладких труб можно принять также равным 0,55. На основании изложенного можно написать следующую формулу расчетного расхода газа для распределительных газопроводов:

$$Q_р=Q_т+0{,}55Q_п. \qquad (6.40)$$

Из полученной зависимости следует, что на газопроводе, несущем в конце сосредоточенную нагрузку ($Q_р=Q_т+0{,}55Q_п$), перепад давлений равен перепаду при фактической нагрузке. Отсюда путевую нарузку можно заменить эквивалентной, состоящей из двух сосредоточенных расходов: в начале участка $0{,}45Q_п$ и в конце $0{,}55Q_п$. При расчете газовых сетей часто путевые расходы заменяют узловыми. Узловые расходы равны сумме $0{,}55Q_п$ всех участков, по которым газ подходит к узлу, плюс сумма $0{,}45Q_п$ всех участков, по которым газ отходит от узла, плюс сосредоточенный расход в данном узле. В целях упрощения расчета часто коэффициент α принимают равным 0,5 и узловой расход определяют как полусумму путевых расходов всех участков, сходящихся в узле, плюс сосредоточенный расход в данном узле.

Газовые сети в отличие от водопроводных характеризуются большим числом точек питания и малым числом последовательно соединенных участков от точки питания до концевых точек. Поэтому для них характерно отношение $Q_п/Q=0{,}3-1$, в то время как для сетей с большим числом последовательных участков значения $Q_п/Q$ будут значительно меньшие. При малых значениях $Q_п/Q$ (что характерно для водопроводных сетей) определение расчетных расходов по формуле $Q_р=Q_т+0{,}5Q_п$ приведет к небольшой ошибке. Но при значениях $Q_п/Q$, характерных для газовых сетей, такое упрощение приведет к существенному занижению расчетных расходов. Это не оправдывается некоторым упрощением расчета. Поэтому для газовых сетей расчетные расходы следует определять по формуле 6.40.

Предварительное распределение потоков газа в сети. Как отмечалось выше, кольцевые сети проектируют для повышения надежности газоснабжения. У кольцевых сетей выключение участка не приводит к перерыву в газоснабжении, ибо газ к потребителям будет поступать по другому, резервному пути. Обычно резервный путь оказывается длиннее расчетного пути, и для преодоления гидравлических сопротивлений на нем необходимо располагать дополнительным давлением газа. Таким образом, структурное резервирование сети путем введения перемычек и превращения дерева в кольцевую сеть само по себе не может обеспечить надежного газоснабжения.

Структурный резерв должен со-

провождаться резервом мощности (пропускной способности), который выражается в запасах в диаметрах сети (или в давлении). В большинстве случаев диаметры сети подбирают по расчетным нагрузкам с оставлением некоторого резерва давления и проверяют их достаточность в аварийных гидравлических режимах. При такой постановке расчета большое значение приобретает вопрос правильного начального распределения потоков. В процессе окончательного гидравлического расчета начальное распределение будет скорректировано, но величины и направления главных потоков в основном будут сохранены. Остановимся на принципах решения этой задачи.

Первоначально рассмотрим предварительное распределение потоков в сетях высокого (среднего) давления. Эти сети представляют собой верхний иерархический уровень городской системы газоснабжения, и потому от их надежности зависит надежность всей системы. Сеть высокого (среднего) давления резервируют путем кольцевания и дублирования отдельных участков. Степень резервирования должна соответствовать требуемому уровню надежности. Сети верхнего иерархического уровня характеризуются ограниченным числом источников питания, соответствующих числу ГРС; значительной протяженностью, определяемой размерами города и сравнительно крупными узловыми нагрузками, присоединяемыми к сети (заметим, что путевую нагрузку сети высокого давления не несут). Отмеченные особенности в основном и определяют начальное распределение потоков и принципы кольцевания сетей.

Сначала разделяют сеть высокого давления на зоны, соответствующие источникам питания (ГРС). От каждого источника питания выбирают направления главных потоков газа. При выборе направлений учитывают два обстоятельства: потоки должны быть направлены в центры нагрузки и их направления должны способствовать образованию замкнутых контуров, участки которых несут примерно одинаковые нагрузки. Параллельные газопроводы, по которым движутся главные потоки газа, следует резервировать перемычками. В результате образуется кольцевая сеть, которая должна содержать основные контуры, объединяющие источники питания и охватывающие весь город, и второстепенные, которые возникают при соединении перемычками главных магистралей. Сети высокого (среднего давления) малых и средних городов состоят из одного кольца или небольшого числа колец (2—3), и только у больших и крупных городов они представляют многокольцевые системы.

При назначении диаметров трубопроводов кольцевой сети необходимо придерживаться следующего принципа: любой замкнутый контур, который рассматривается как резервированная кольцевая часть сети, должен состоять из участков, имеющих одинаковые диаметры или диаметры, отличающиеся друг от друга не более чем на 15—20%.

Для того чтобы обеспечить подачу газа потребителю в аварийных режимах, необходимо иметь резерв давления, т. е. в расчетном режиме использовать не весь перепад квадратов давления ($p_н^2 - p_к^2$), а только определенную долю от него. Размер резерва давления зависит от числа последовательных колец, располагающихся по направлению главного потока газа. Чем больше колец, тем меньше должен быть резерв давления. Достаточность принятого резерва давлений проверяется расчетами для наиболее напряженных гидравлических аварийных режимов.

Кольцевая структура и характеристика сети низкого давления принципиально отличаются от сети высокого давления. Во-первых, она представляет собой низший иерархический уровень, поэтому требования к ее резервированию снижены. Во-вторых, сеть низкого давления имеет большое число точек питания, соответствую-

щее числу ГРП, и относительно небольшую протяженность от точек питания до концевых точек. В-третьих, точки питания располагаются, как правило, в центрах своих зон и сеть равномерно простирается во все стороны от точки питания. Кроме отмеченных особенностей в структуре сети она имеет и ряд других отличительных характеристик: 1) к ней присоединяется большое число мелких потребителей, которые рассматриваются как равномерная путевая нагрузка; 2) диаметры газопроводов относительно небольшие, только главные участки имеют диаметры до 300—400 мм; 3) все ремонты сети производят без освобождения ее от газа и во время ремонта в трубах находится газ под сниженным давлением.

Учитывая отмеченные особенности, сеть низкого давления следует выполнять смешанной с кольцеванием только основных трубопроводов, включающих головные участки, выходящие из ГРП. Закольцованная часть сети должна объединять по низкому давлению ГРП, а диаметры этих участков также должны быть одинаковыми или отличаться не более чем на 15—20%. При расчете сети резерв давления не оставляют.

6.4. Гидравлический расчет тупиковых разветвленных газовых сетей

Гидравлические расчеты, как тупиковых, так и кольцевых газовых сетей весьма трудоемкие и требуют большой вычислительной работы, поэтому их расчет следует производить с помощью специальных программ на ЭВМ. Сокращение времени счета позволяет просмотреть бóльшее число вариантов и выбрать вариант наиболее экономичный.

Рассмотрим *алгоритм расчета тупиковой разветвленной газовой сети,* опираясь на конкретный пример, что облегчит рассуждения, но не ограничит общность решения. Произведем гидравлический расчет разветвленного газопровода низкого давления жилого микрорайона (рис. 6.14). На рис. (6.14) показан газопровод высокого давления, по которому газ поступает в ГРП, где давление газа снижается с высокого давления до низкого, в зимнее время до 3000 Па. С этим давлением газ входит в распределительные сети микрорайона. Расчетный перепад давлений для распределительных газопроводов принят равным: $\Delta p = 1000$ Па. Номинальное давление газа перед бытовыми приборами 2000 Па. Общая площадь застройки микрорайона составляет 37,19 га и включает 6 кварталов, площади которых в га показаны на рисунке. Плотность населения составляет 300 чел/га. Общая численность населения микрорайона составляет 11 160 чел.

На рисунке показана газовая сеть низкого давления, стрелками указаны направления потоков газа, все узлы перенумерованы. Удельный расход газа на 1000 жителей составляет 86 м^3/ч. Общий расход газа составит 959,8 м^3/ч. Рассмотрим, как следует формировать задание на расчет и составлять алгоритмы расчета с тем, чтобы они могли лечь в основу программы расчета на ЭВМ. Для лучшего понимания алгоритм дадим в описательной форме и проиллюстрируем расчетами.

I. Задание на расчет тупиковой разветвленной газовой сети, составленное применительно к расчету на ЭВМ:

1. Общая протяженность распределительной сети $\Sigma l = 2600$ м (цифры приведены для возможности иллюстрации алгоритма численными расчетами).

2. Максимально часовое потребление газа Qм^3/ч (959,8).

3. Расчетный перепад давления Δp Па (1000) ($p_н = 3000$ Па).

4. Топологию сети удобнее всего представить в виде матрицы вершин $NKU(J,I)$, в которой в первой строчке даются узлы входа в участок (началь-

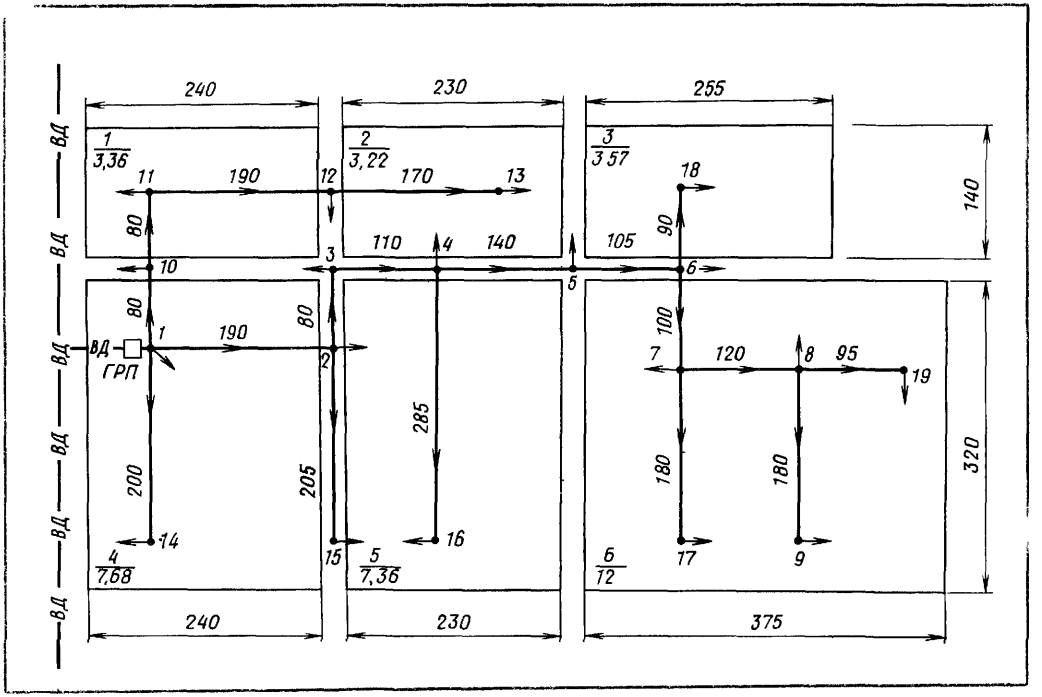


Рис. 6.14. Схема тупиковой разветвленной сети

ные), а во второй строчке — узлы выхода (конечные). Число столбцов (I) и их нумерация соответствуют числу участков сети.

$q = Q_{\Sigma}/\Sigma l = 959{,}8/2600 = 0{,}369$ м^3/(ч·м).

2. Определяем путевые расходы для каждого участка сети, перемножая удельный расход q на длину участка по матрице $DLU(I)$. На основании расчетов составляем матрицу $PR(I)$ путевых расходов.

Матрица вершин $NKU(J, I)$

Номера ограничивающих узлов	Номера участков																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Начальный	1	2	3	4	5	6	7	8	1	10	11	12	1	2	4	7	6	8
Конечный	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

5. Длина участков сети (в м) задается матрицей длин DLU (I). Порядок нумерации участков здесь принят в порядке следования участков в матрице $NKU(J,I)$.

II. Описание алгоритма расчета.

1. Определяем удельный часовой расход газа q м^3/(ч·м), отнесенный к 1 м распределительной сети:

3. Путевой расход каждого участка разделяем на два сосредоточенных расхода. В начальный узел участка помещаем 0,45 путевого расхода, а в конечный — 0,55. Результаты расчета сводим в матрицу $SPR(J,I)$

4. Составляем матрицу узловых расходов $SQ(K)$. Для этого берем все повторения первого узла из матрицы $NKU(J,I)$. Определяем расходы

Матрица $DLU(I)$

I	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	190	80	110	140	105	100	120	180	80	80	190	170	200	205	285	180	90	95

Матрица $PR(I)$

1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	69,9	29,4	40,5	51,5	38,6	36,8	44,2	66,2	29,4	29,4	69,9	62,6	73,6	75,4	104,9	66,2	33,1	35

Матрица $SPR(M, I)$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	31,5	13,3	18,2	23,2	17,4	16,6	19,9	29,8	13,3	13,3	31,5	28,2	33,1	33,9	47,2	29,8	15	15,8
2	38,4	16,1	22,3	28,3	21,2	20,2	24,3	36,4	16,1	16,1	38,4	34,4	40,5	41,5	57,7	36,4	18,1	19,2

газа соответственно повторениям первого узла из матрицы $SPR(I)$ и складываем все эти расходы. Аналогичные расчеты проводим для всех узлов. Например: узел 1: $31,5+13,3+33,1=77,9$, узел 5: $28,3+17,4=45,7$.

5. Преобразуем матрицу $NKU(J,I)$ в матрицу $QNKU(J,I)$ добавив третью строчку, в которую поместим расчетные расходы газа соответствующих участков. Нагрузку сети начинаем рассматривать с концевых узлов Концевые узлы располагаются только во второй строчке матрицы $NKU(J,I)$ и не встречаются в первой строчке. Нагрузка концевого узла является расчетным расходом участка, который оканчивается этим концевым узлом. Расчетную нагрузку этого участка записываем в третью строчку матрицы $QNKU(J,I)$. Нагрузку рассматриваемого концевого узла прибавляем к нагрузке начального узла этого участка и полученное новое значение нагрузки начального узла записываем в соответствующую ячейку матрицы $SQ(K)$ вместо старого значения, а нагрузку концевого узла стираем. Стираем также номера начального и конечного узлов участка, для которого определен расчетный расход в матрице $QNKU(J,I)$. На этом заканчивается рассмотрение первого концевого узла и переходим к рассмотрению следующего концевого узла Процедура рассмотрения следующего концевого узла аналогичная. В итоге рассматриваются все узлы. В конце расчета в матрице $QNKU(J,I)$ останется только третья строка, в которой будут записаны расчетные расходы для всех участков сети. В матрице $SQ(K)$ останется нагрузка только первого узла, равная часовому расходу газа для всей сети.

На этом заканчивается первый этап гидравлического расчета — определение расчетных расходов газа для всех участков сети. Суммарный расход газа по матрице $QNKU(J,I)$ равный $Q=77,9+658,4+178+40,5=954,8$ м^3/ч соответствует потреблению газа (959,8).

Матрица $SQ(K)$

K	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	77,9	85,6	34,3	92,7	45,7	52,8	69,9	69,9	34,6	29,4	47,6	66,6	34,4	40,5	41,5	57,7	36,4	18,1	19,2

Матрица $QNKU(J,I)$ (начала и концы участков условно не стерты)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
3	658,4	531,3	497	346,6	300,9	230	123,7	34,6	178	148,6	101	34,4	40,5	41,5	57,7	36,4	18,1	19,2

6. По известным расчетным расходам газа по участкам сети и заданному расчетному перепаду давления рассчитывают диаметры участков Расчет диаметров осуществляют следующим образом. Первоначально определяют все пути от начальной точки сети до конечных. Для этого пишут матрицу путей $PT(L,N)$. Число строчек этой матрицы равно числу путей Для тупиковых сетей число путей равно числу концевых точек На пересечении строчек и столбцов проставляются номера узлов, соответствующих данному пути. Число столбцов соответствует пути с наибольшим числом узлов Любой путь начинается с концевого узла, определяемого по матрице $NKU(J,I)$, и прослеживается по последовательно соединенным участкам при обходе их против потока, т. е. от конечной к начальной точке.

Ниже приведена матрица $PT(L,N)$ для рассматриваемого примера.

Матрица $PT(L,N)$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	9	8	7	6	5	4	3	2	1
2	13	12	11	10	1	0	0	0	0
3	14	1	0	0	0	0	0	0	0
4	15	2	1	0	0	0	0	0	0
5	16	4	3	2	1	0	0	0	0
6	17	7	6	5	4	3	2	1	0
7	18	6	5	4	3	2	1	0	0
8	19	8	7	6	5	4	3	2	1

Перестраиваем матрицу $PT(L,N)$ по номерам участков, используя матрицы $NKU(J,I)$ и $DLU(I)$. Для каждого участка матрицы $PT(L,N)$ (например, *9—8*) находим этот участок в матрице $NKU(J,I)$ и соответствующий ему номер (для *9—8* это будет *8*). Этот номер проставляем в строчку данного пути в матрице $PTU(L,N)$. Используя матрицы $PTU(L,N)$ и $DLU(I)$, строим матрицу длин направлений $PTUL(L,N)$. В последнем столбце матрицы проставляем суммарную длину направления.

Матрица *PTU* (*L*, *N*)

	1	2	3	4	5	6	7	8
1	8	7	6	5	4	3	2	1
2	12	11	10	9	0	0	0	0
3	13	0	0	0	0	0	0	0
4	14	1	0	0	0	0	0	0
5	15	3	2	1	0	0	0	0
6	16	6	5	4	3	2	1	0
7	17	5	4	3	2	1	0	0
8	18	7	6	5	4	3	2	1

$$\Delta p = 2{,}76 \cdot 10^6 \frac{Q_0^2}{d^{5\,25}} L, \text{ Па}$$

Q_0 в м^3/ч; d в мм, L в м
плюс 10% на местные сопротивления

$$\Delta p_1 = 2{,}76 \cdot 10^6 \frac{658{,}4^2}{151^{5\,25}} \cdot 1{,}1 \cdot 190 = 909{,}6 \text{ Па}$$

$\Delta p_2 = 187{,}4$ Па; $\Delta p_3 = 173{,}6$ Па.

Матрица *PTUL* (*L*, *N*)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	180	120	100	105	140	110	80	190	0	1025
2	170	190	80	80	0	0	0	0	0	520
3	200	0	0	0	0	0	0	0	0	200
4	205	190	0	0	0	0	0	0	0	395
5	285	110	80	190	0	0	0	0	0	665
6	180	100	105	140	110	80	190	0	0	765
7	90	105	140	110	80	190	0	0	0	715
8	95	120	100	105	140	110	80	190	0	940

Из матрицы *PTUL*(*L*,*N*) следует, что самый протяженный путь располагается в первой строчке, поэтому подбирают диаметры сначала для него.

7. Определяют $\Delta p/L = \frac{1000}{1{,}1 \cdot 1025} = 0{,}887$ Па/м. Диаметры подбирают последовательно от участка к участку. Участок 1. $Q = 658{,}4$ м^3/ч (матрица $QNKU(J,I)$ $L_1 = 190$ м).

$$d = 16{,}81 \frac{Q_0^{0\,381}}{(\Delta p/L)^{0\,191}}, \text{ мм},$$

1) $$d = 16{,}81 \frac{658{,}4^{0\,381}}{0{,}887^{0\,191}} = 203{,}9 \text{ мм}$$

2) Ближайшие по ГОСТ внутренние диаметры труб будут: 219×6 (207); 159×4(151); таким образом $151 < 203{,}9 < 207$. Гостовский диаметр выбирают из принципа наименьшей разницы в потерях давления между гостовским и полученным диаметром. Для этого рассчитывают потери давления для всех трех диаметров по формулам:

Ближе подходит гостовский диаметр 219×6. Его и принимают. Соответственно потери 174 Па.

Приоритетный диаметр можно определить проще по формуле, если

$$(d/D_{\text{мин}})^{5{,}25} \leqslant 2 - (d/D_{\text{макс}})^{5\,25},$$

тогда принимают $D_{\text{мин}}$. Это выражение получено из соотношения

$$\frac{\Delta p^{\text{макс}} - \Delta p}{\Delta p - \Delta p^{\text{мин}}} \leqslant 1,$$

по которому приоритетным будет меньший диаметр. Здесь: $D_{\text{мин}}$ и $D_{\text{макс}}$ меньший и больший ближайшие гостовские диаметры. Проведем сравнение для рассматриваемого примера

$$(204/151)^{5\,25} \leqslant 2 - (204/207)^{5\,25}$$
$$4{,}83 \not\leqslant 1{,}07$$

Неравенство не выполняется, следовательно приоритетным будет бóльший диаметр

Аналогично подбирают все диаметры для первого направления.

После подбора диаметров определяют степень использования расчетного перепада по формуле

$$\frac{\Delta p_{\text{р}} - \sum_{\text{к}} \Delta p_i}{\Delta p_{\text{р}}} \leqslant 0{,}1$$

Если ошибка больше 0,1, тогда выбирают диаметр с наибольшими потерями давления или уменьшают его. Эту процедуру, случается, повторяют несколько раз, с тем чтобы добиться требуемой точности. Однако для коротких направлений это условие может быть невыполнимо. Если ошибка отрицательная, то увеличивают соответствующий диаметр и также добиваются необходимой точности.

Затем определяют узловые давления путем последовательного вычитания из давления в первой точке p_1 потери давления на участках. Так, давление в узле *2* будет: $p_1 - \Delta p_{1-2} = 3000 - 174 = 2826$ Па. После расчета главного направления рассчитывают другие направления.

8. Рассматривают по очереди все направления из матрицы $PTU(L,N)$. Так, второе и третье направления не имеют общих участков с направлением *1* и между собой, поэтому они рассчитываются независимо от других направлений, так же как и первое направление. Направление *5* имеет общие участки с направлением *1*, это участки *1, 2, 3*. Поэтому из расчетного перепада давления $\Delta p_{\text{р}}$ следует вычесть сумму потерь давления на участках *1, 2, 3* и на оставшуюся величину перепада давления подобрать диаметр остальных участков. В направлении *5* — это один участок *15*.

Аналогично рассчитываются все направления.

Алгоритм расчета тупиковой разветвленной газовой сети был изложен подробно и с частичной иллюстрацией примерами для того, чтобы лучше раскрыть процесс разработки алгоритма, предназначенного для составления программы на ЭВМ.

6.5. Гидравлический расчет кольцевых газовых сетей

Первый этап гидравлического расчета кольцевой сети включает предварительное распределение потоков газа с соблюдением первого закона Кирхгофа ($\Sigma Q_{ij} + Q_j = 0$) и заканчивается подбором диаметров всех участков газопроводов. После подбора диаметров второй закон Кирхгофа для большинства колец оказывается неудовлетворенным. Здесь следует отметить, что одной из причин, приводящих к невыполнению второго закона Кирхгофа, являются ограничения, накладываемые на выбор диаметров газопроводов при конструировании сети. Эти ограничения порождаются требованиями эксплуатации (например, применение минимального диаметра труб), учета прогноза роста газовых нагрузок, а также требованиями надежности газоснабжения (например, проектирование колец с постоянным диаметром, с резервом в диаметрах). Для главных взаимозаменяемых линий и участков в соответствии с требованиями надежности назначают близкие по размеру диаметры, при этом потери давления в замкнутых контурах могут не балансироваться. Другой причиной является дискретность диаметров труб в соответствии с ГОСТом.

Учитывая изложенное, при проектировании кольцевой газовой сети вторым этапом расчета всегда является задача определения истинного потокораспределения, соответствующего принятым диаметрам участков газопроводов. Необходимость в расчете потокораспределения возникает также при проведении гидравлических расчетов для различных нерасчетных эксплуатационных режимов, а также при расчете аварийных гидравлических режимов, возникающих при аварийном отключении какого-либо элемента сети.

Расчет потокораспределения в кольцевых газовых сетях. Задача расчета потокораспределения формулируется следующим образом. Дана коль-

цевая газовая сеть с заданными геометрическими характеристиками и диаметрами участков. Известны расходы газа для всех участков сети, которые сбалансированы во всех узлах, т. е. первый закон Кирхгофа для сети удовлетворен. Второй закон Кирхгофа для колец сети не удовлетворен. Таким образом, задача расчета потокораспределения сводится к удовлетворению второго закона Кирхгофа для всех независимых контуров (элементарных колец) газовой сети.

Элементарным кольцом называется кольцо, не имеющее внутренних, пересекающих его газопроводов. Из постановки задачи следует, что расчет потокораспределения в заданной сети относится к классу проверочных задач. Поставленную задачу математически можно сформулировать следующим образом. После предварительного распределения потоков и подбора диаметров для участков сети в общем случае второй закон Кирхгофа не удовлетворен, поэтому будет иметь место следующая система уравнений для всех независимых контуров:

$$\left.\begin{aligned} \sum_{1} a_i Q_i^{\alpha} &= \Delta_1, \\ \sum_{2} a_i Q_i^{\alpha} &= \Delta_2, \\ &\cdots\cdots \\ \sum_{n} a_i Q_i^{\alpha} &= \Delta_n, \end{aligned}\right| \qquad (6.41)$$

где Δ_1, Δ_2, ,Δ_n — невязки потерь давлений в независимых контурах, 1,2, ,n — номера независимых контуров, a_i, Q_i – гидравлические сопротивления и расходы газа для участков i, α — показатель степени расхода газа в формуле для расчета гидравлических потерь

$$\Delta p_i = a_i Q_i^{\alpha}. \qquad (6.42)$$

Сумма потерь давления берется для всех участков независимого контура.

Для сети низкого давления

$$\Delta p_i = p_{ni} - p_{ki}; \qquad (6.43)$$

для сети высокого и среднего давления

$$\Delta p_i = p_{ni}^2 - p_{ki}^2. \qquad (6\,44)$$

Индексы «н» и «к» относятся соответственно к началу и концу участка по ходу газа

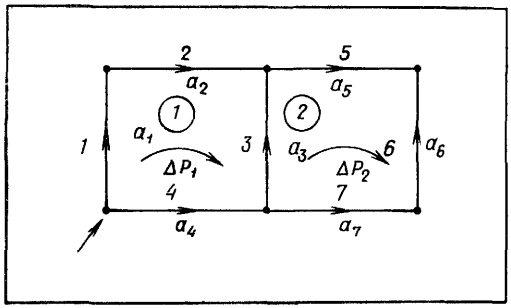


Рис. 6.15. Расчетная схема кольцевой сети *1—6*— камеры участков, *1, 2* (в кружке) — камеры контуров, *l* — длина участка, *d* — диаметр участка, *Q* — расчетный расход газа на участке

Для решения задачи используем метод циркуляционных (контурных) расходов, по которому в каждый независимый контур вводится циркуляционный, увязочный расход $\Delta Q_к$, в результате чего удовлетворяется второй закон Кирхгофа. Циркуляционные расходы в каждый контур будем вводить с положительным знаком, считая положительным направление по часовой стрелке. Введенный в контур циркуляционный расход будет алгебраически прибавляться к расходам на участках. К участкам, которые имеют соседние кольца, помимо контурного расхода данного кольца будет прибавляться контурный расход соседнего кольца с противоположным знаком. Для кольцевого газопровода, показанного на рис. 6.15, после предварительного распределения потоков и подбора диаметров участков справедлива следующая система уравнений:

$$\left.\begin{aligned} a_1 Q_1^{\alpha} + a_2 Q_2^{\alpha} - a_4 Q_4^{\alpha} - a_3 Q_3^{\alpha} &= \Delta_1; \\ a_3 Q_3^{\alpha} + a_5 Q_5^{\alpha} - a_7 Q_7^{\alpha} - a_6 Q_6^{\alpha} &= \Delta_2 \end{aligned}\right\}$$

После введения в каждое кольцо увязочного, циркуляционного расхода $\Delta Q_к$ произойдет такое распределение транзитных расходов, в результате которого гидравлические невязки в кольцах превратятся в нуль или окажутся за пределами точности расчета. Система уравнения изменится так:

$$\left.\begin{aligned} &a_1(Q_1+\Delta Q_1)^{\alpha}+a_2(Q_2+\Delta Q_1)^{\alpha}-\\ &-a_4(Q_4-\Delta Q_1)^{\alpha}-a_3(Q_3-\\ &-\Delta Q_1+\Delta Q_2)^2=0\,;\\ &a_3(Q_3+\Delta Q_2-\Delta Q_1)^{\alpha}+\\ &+a_5(Q_5+\Delta Q_2)^{\alpha}-a_7(Q_7-\Delta Q_2)^{\alpha}-\\ &-a_6(Q_6-\Delta Q_2)^{\alpha}=0\,. \end{aligned}\right\}$$

В общем виде система уравнений (6.41) после введения контурных расходов примет следующий вид:

$$\left.\begin{aligned} &\sum_1 a_i\left[Q_i\pm(\Delta Q_1-\Delta Q_j)\right]^{\alpha}=0;\\ &\sum_2 a_i\left[Q_i\pm(\Delta Q_2-\Delta Q_j)\right]^{\alpha}=0;\\ &\cdots\cdots\cdots\cdots\\ &\sum_n a_i\left[Q_i\pm(\Delta Q_n-\Delta Q_j)\right]^{\alpha}=0, \end{aligned}\right\} \quad (6.45)$$

где ΔQ_1, ΔQ_2, ,ΔQ_n — контурные расходы, вводимые в независимые контуры *1, 2, , n*, ΔQ_j — контурный расход, вводимый в соседний для данного участка j-тый контур (если участок не имеет соседнего контура, тогда для него $\Delta Q_j=0$)

Для линеаризации полученной системы уравнений разложим каждый член уравнения в ряд Маклорена, ограничившись лишь линейными членами разложения:

$$\left.\begin{aligned} &\sum_1 a_i Q_i^{\alpha}+\alpha\sum_1 a_i Q_i^{\alpha-1}\Delta Q_1-\\ &-\alpha\sum_j a_{ij}Q_{ij}^{\alpha-1}\Delta Q_j=0;\\ &\sum_2 a_i Q_i^{\alpha}+\alpha\sum_2 a_i Q_i^{\alpha-1}\Delta Q_2-\\ &-\alpha\sum_j a_{ij}Q_{ij}^{\alpha-1}\Delta Q_j=0;\\ &\cdots\cdots\cdots\cdots\\ &\sum_n a_i Q_i^{\alpha}+\alpha\sum_n a_i Q_i^{\alpha-1}\Delta Q_n-\\ &-\alpha\sum_j a_{ij}Q_{ij}^{\alpha-1}\Delta Q_j=0. \end{aligned}\right\} \quad (6.46)$$

Сумма $\Sigma a_{ij}Q_{ij}^{\alpha-1}\Delta Q_j$ берется для всех участков независимого контура «к», имеющих соседние контуры j. Преобразуем уравнения, перенеся свободные члены в правую часть, и запишем систему так, чтобы коэффициенты при неизвестных:

ΔQ_1, ΔQ_2,...,ΔQ_n составили симметричную матрицу:

$$\left.\begin{aligned} &A_{11}\Delta Q_1+0-\ -A_{1j}\Delta Q_j+\ +0=-\Delta_1\,,\\ &0+A_{22}\Delta Q_2-\ -A_{2j}\Delta Q_j+\ +0=-\Delta_2\,,\\ &\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\ &0+0-\ -A_{nj}\Delta Q_j+\ +A_{nn}\Delta Q_n=-\Delta_n \end{aligned}\right] \quad (6.47)$$

Здесь $A_{кк}=\alpha\sum_k a_i Q_i^{\alpha-1}/k=1,2,...,n/$ — коэффициенты при неизвестных, стоящих на главной диагонали; $A_{kj}=\alpha a_{ij}Q_{ij}^{\alpha-1}$ — коэффициенты при неизвестных круговых расходах ΔQ_j соседних контуров для данного кольца.

Коэффициенты при неизвестных системы уравнений представляют собой квадратную симметричную матрицу A с диагональным преобладанием

$$A=\left\|\begin{matrix} A_{11} & 0 & \dots & A_{1j} & \dots & 0;\\ 0 & A_{22} & \dots & A_{2j} & \dots & 0;\\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots\\ 0 & 0 & \dots & A_{nj} & \dots & A_{nn} \end{matrix}\right\|. \quad (6.48)$$

В результате проведенных преобразований получена система линейных уравнений, неизвестными в которой являются круговые увязочные расходы $\Delta Q_к$. Для решения системы могут быть использованы конечные методы, т. е. такие, которые дают точное решение в результате конечного числа операций. Однако для больших систем линейных уравнений конечные методы [например, Гаусса, Крамера] требуют значительно большего числа операций, чем итерационные методы [методы последовательных приближений], поэтому для определения увязочных контурных расходов используют итерационные методы. Это целесообразно еще и потому, что система уравнений (6.46) получена в результате линеаризации исходной системы уравнения (6.45). При линеаризации были отброшены все нелинейные члены, поэтому полученная система (6.46) является приближенной. И даже при точном решении системы (6.46) может возникнуть необходимость в итерационном процессе для получения решения системы (6.45) необходимой точности.

По методу Лобачева-Кросса[1] из матрицы коэффициентов системы уравнений (6.48) отбрасывают все члены, которые не стоят на главной диагонали. В таком случае система уравнений (6.47) приобретает следующий вид:

$$\left.\begin{aligned} A_{11}\Delta Q_1 &= -\Delta_1;\\ A_{22}\Delta Q_2 &= -\Delta_2;\\ &\cdots\cdots\cdots\\ A_{nn}\Delta Q_n &= -\Delta_n. \end{aligned}\right\} \qquad (6.49)$$

Решение этой системы дает известную формулу Лобачева-Кросса для определения увязочных расходов

$$\Delta Q_к = -(\Delta_к/A_{кк}) = \\ = -\left(\sum_к a_i Q_i^{\alpha}\right) / \left(\alpha \sum_к a_i Q_i^{\alpha-1}\right) \qquad (6.50)$$

Полученные увязочные расходы сразу вводят во все независимые контуры системы и вычисляют новые расходы для всех участков.

Отбрасывание всех членов матрицы A, не лежащих на главной диагонали, приводит, по существу, к неучету влияния невязок в соседних кольцах на контурный расход, вводимый в данное кольцо. В результате этого возникает необходимость многократного повторения процедуры определения контурных (поправочных) расходов $\Delta Q_к$ с последующими пересчетами балансов потерь давления для каждого независимого контура. Расчет заканчивается тогда, когда достигается требуемая точность удовлетворения второго закона Кирхгофа.

Исследованию сходимости итерационного процесса по методу Лобачева-Кросса посвящен ряд работ, в результате которых установлено, что процесс сходится, если матрица A имеет диагональное преобладание. Для плоских сетей, в случае использования системы элементарных колец, матрица A всегда имеет диагональное преобладание, поэтому для них итерационный процесс сходится.

Метод Лобачева-Кросса предусматривает введение поправочных круговых расходов сразу во все независимые контуры, поэтому поправочные расходы для участков, имеющих соседние кольца, будут равны увязочному расходу в своем кольце плюс увязочный расход в соседнем кольце с обратным законом. Этим учитывается влияние соседних колец при определении поправочных расходов для участков, но при расчете контурных расходов влияние соседних колец не учитывали, поэтому значения самих увязочных расходов были определены весьма приближенно. Вместе с тем поправочные расходы по Лобачеву-Кроссу для одного кольца, без соседних, определяются точно, в пределах линеаризованной системы уравнений. Это послужило основой для другой методики увязки сети, когда поправочный расход по Лобачеву-Кроссу рассчитывается последовательно для каждого кольца.

Рассчитанный поправочный расход вводится в это кольцо, в результате чего оно оказывается увязанным или имеющим небольшую ошибку балансов потерь давлений. При увязке кольца ошибка в соседних кольцах может увеличиться. После увязки первого кольца аналогично увязывают второе кольцо, при этом невязка в первом кольце может также вырасти. Так увязывают последовательно все кольца. Для колец, у которых ошибка получилась больше допустимой величины, процедуру увязки повторяют. Как показали исследования, такой метод имеет лучшую сходимость, чем прямой метод Лобачева-Кросса.

Ввиду неучета влияния соседних колец метод Лобачева-Кросса требует большой вычислительной работы. Если же при определении поправочных расходов учесть влияние соседних колец, тогда существенно улучшается сходимость итерационного процесса. Для учета влияния соседних колец можно использовать метод простых итераций (метод Якоби) с ограниченным, наперед заданным числом итераций. Для этого перепишем си-

[1] Метод разработан независимо проф В Г. Лобачевым (1934 г) и Х. Кроссом (1936 г.)

стему уравнений (6.47), решив каждое из них относительно неизвестного, расположенного на главной диагонали:

$$\left.\begin{aligned}
\Delta Q_1 &= -\frac{\Delta_1}{A_{11}} + \frac{\Sigma A_{1j}\Delta Q_j}{A_{11}};\\
\Delta Q_2 &= -\frac{\Delta_2}{A_{22}} + \frac{\Sigma A_{2j}\Delta Q_j}{A_{22}};\\
&\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\
\Delta Q_n &= -\frac{\Delta n}{A_{nn}} + \frac{\Sigma A_{nj}\Delta Q_j}{A_{nn}}.
\end{aligned}\right\} \quad (6.51)$$

В каждой сумме число членов типа $A_{kj}\Delta Q_j$ равно числу участков кольца «к», имеющих соседние кольца j. В качестве начального приближения примем результаты решения системы уравнений при учете только свободных членов, т. е. поправочные расходы, рассчитанные по методу Лобачева-Кросса. Эти приближения соответственно будут:

$$\Delta Q_1^{(0)} = -\frac{\Delta_1}{A_{11}};\ \Delta Q_2^{(0)} = -\frac{\Delta_2}{A_{22}};$$
$$\ldots;\ \Delta Q_n^{(0)} = -\frac{\Delta_n}{A_{nn}}. \quad (6.52)$$

В результате первой итерации получим второе приближение решения:

$$\left.\begin{aligned}
\Delta Q_1^{(1)} &= \Delta Q_1^{(0)} + \frac{\Sigma A_{1j}\Delta Q_j^{(0)}}{A_{11}};\\
\Delta Q_2^{(1)} &= \Delta Q_2^{(0)} + \frac{\Sigma A_{2j}\Delta Q_j^{(0)}}{A_{22}};\\
&\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\
\Delta Q_n^{(1)} &= \Delta Q_n^{(0)} + \frac{\Sigma A_{nj}\Delta Q_j^{(0)}}{A_{nn}};
\end{aligned}\right\} \quad (6.53)$$

Если продолжить решения, то третье приближение соответственно будет:

$$\left.\begin{aligned}
\Delta Q_1^{(2)} &= \Delta Q_1^{(0)} + \Sigma\frac{A_1}{A_{11}}\left(\Delta Q_j^{(0)} + \frac{\Sigma A_{jl}\Delta Q_l^{(0)}}{A_{jj}}\right) =\\
&= \Delta Q_1^{(0)} + \frac{\Sigma A_{1j}\Delta Q_j^{(0)}}{A_{11}} +\\
&+ \Sigma\frac{A_{1j}\Sigma A_{jl}\Delta Q_l^{(0)}}{A_{11}A_{jj}};
\end{aligned}\right\}$$

$$\left.\begin{aligned}
\Delta Q_2^{2} &= \Delta Q_2^{(0)} + \frac{\Sigma A_{2j}\Delta Q_j^{(0)}}{A_{22}} +\\
&+ \Sigma\frac{A_{2j}\Sigma A_{jl}\Delta Q_l^{(0)}}{A_{22}A_{jj}};\\
&\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\\
\Delta Q_n^{(2)} &= \Delta Q_n^{(0)} + \frac{\Sigma A_{nj}\Delta Q_j^{(0)}}{A_{nn}} +\\
&+ \Sigma\frac{A_{nj}\Sigma A_{jl}\Delta Q_l^{(0)}}{A_{nn}A_{jj}}.
\end{aligned}\right\} \quad (6.54)$$

Число итераций можно продолжать до получения практически точного решения; вместе с тем, как отмечалось выше, получение точного решения при определении поправочных контурных расходов может не обеспечить удовлетворения законов Кирхгофа для всех независимых контуров. Это связано с линеаризацией исходной системы уравнений. Точность решения будет тем меньше, чем большую долю составляет поправочный расход ΔQ по сравнению с расходом по участку Q. При получении недостаточно точного решения всю процедуру расчета приходится повторить. Учитывая изложенное, число итераций при определении поправочного контурного расхода целесообразно ограничить. Итак, решение системы при использовании метода итераций можно представить в виде ряда, состоящего из одного, двух, трех и большего числа членов. Рассмотрим члены, составляющие решение для первого кольца:

$$\Delta Q_1^{(2)} = \Delta Q_1^{(0)} + \frac{\Sigma A_{1j}\Delta Q_j^{(0)}}{A_{11}} +$$
$$+ \Sigma\frac{A_{1j}\Sigma A_{jl}\Delta Q_l^{(0)}}{A_{11}A_{jj}} =$$
$$= \Delta Q_1' + \Delta Q_1'' + \Delta Q_1'''. \quad (6.55)$$

Первое приближение решения

$$\Delta Q_1^0 = \Delta Q_1' \quad (6.56)$$

учитывает невязку только в собственном кольце, как будто бы соседних колец нет. Для одного кольца это будет точным решением линеаризованной системы.

Второе приближение решения

$$\Delta Q_1^{(1)}=\Delta Q_1^{(0)}+\frac{\Sigma A_{1l}\Delta Q_l^{(0)}}{A_{11}}=$$
$$=\Delta Q_1'+\Delta Q_1'' \qquad (6.57)$$
$$\Delta Q_1^{(1)}=\Delta Q_1^{(0)}+\Sigma A_{1l}\frac{\Delta Q_l^{(0)}}{A_{11}}=$$
$$=\Delta Q_1'+\Delta Q_1''$$

учитывает влияние на круговой расход невязок в соседних кольцах.

Член

$$\Delta Q_1''=\Sigma A_{1l}\Delta Q_l^{(0)}/A_{11}. \qquad (6.58)$$

содержит поправочные круговые расходы соседних колец $j\Delta Q_l$, определенные в предыдущем приближении решения. Число членов, составляющих поправку $\Delta Q_1''$, равно числу участков кольца *1*, имеющих соседние кольца.

Третье приближение будет

$$\Delta Q_1^{(2)}=\Delta Q_1^{(0)}+\frac{\Sigma A_{1l}\Delta Q_l^{(0)}}{A_{11}}+$$
$$+\Sigma\frac{A_{1l}\Sigma A_{jl}\Delta Q_j^{(0)}}{A_{11}A_{jj}}= \qquad (6.59)$$
$$=\Delta Q_1'+\Delta Q_1''+\Delta Q_1'''.$$

Здесь третий член

$$\Delta Q_1'''=\Sigma\left(A_{1l}\Sigma A_{jl}\Delta Q_l^{(0)}/A_{11}A_{jj}\right). \qquad (6.60)$$

учитывает влияние на ΔQ_1 колец, окружающих соседние кольца. В рассматриваемом случае собственное кольцо *1* имеет соседние кольца *j*. А эти соседние кольца *j*, в свою очередь, имеют соседние кольца *l* ($\Delta Q_l^{(0)}$) — первое приближение решения для поправочных расходов колец *l*). Число членов

$$\Sigma\left(A_{1l}\Sigma A_{jl}\Delta Q_l^{(0)}/A_{11}A_{jj}\right)$$

суммы равно числу соседних колец для всех колец, соседних кольцу *1*. В это число войдет и само кольцо *1*. Таким образом, третья поправка $\Delta Q_1'''$ учитывает влияние невязок колец сети на ΔQ_1 через поправочные расходы соседних колец. Это влияние обычно невелико, поэтому решение можно ограничить двумя членами, т. е. ограничиться нулевым приближением и первой итерацией. В этом случае первый член решения будет учитывать ошибку в своем кольце, а второй — ошибку в соседних кольцах.

Раскроем выражение для контурного увязочного расхода кольца $K\Delta Q_к$, используя соотношения уравнений (6.42), (6.47), (6.53):

$$\left.\begin{aligned}\Delta Q_к&=\Delta Q_к'+\Delta Q_к'';\\ \Delta Q_к'&=-\frac{\sum_к a_l Q_l^\alpha}{\alpha\sum_к a_l Q_l^{\alpha-1}},\\ \Delta Q_к''&=\frac{\sum_l \alpha a_{lj}Q_{lj}^{\alpha-1}\Delta Q_j}{\alpha\sum_к a_l Q_l^{\alpha-1}}.\end{aligned}\right\} \qquad (6.61)$$

При определении знака поправочного расхода необходимо учитывать следующее: выражения типа $a_l Q_l^{\alpha-1}$ или $a_{lj}Q_{lj}^{\alpha-1}$ всегда положительные; знак выражения $\Sigma a_l Q_l^\alpha$ определяют расчетом, считая направление движения газа по часовой стрелке положительным; знак величины $\Delta Q_к'$ противоположен знаку величины $\Sigma a_l Q_l^\alpha$.

Для газопроводов низкого давления обычно наблюдается режим гидравлической гладкости, поэтому $\alpha=1{,}75$. В этом случае система уравнений (6.61) примет следующий вид:

$$\left.\begin{aligned}\Delta Q_к'&=-\frac{\sum_к \Delta p_l}{1{,}75\sum_к \frac{\Delta p_l}{Q_l}},\\ \Delta Q_к''&=\frac{\sum_l \frac{p_{lj}}{Q_{lj}}\Delta Q_j'}{\sum_к \frac{\Delta p_l}{Q_l}}\end{aligned}\right\} \qquad (6.62)$$

Для газопроводов высокого и среднего давления имеет место квадратичный закон гидравлического сопротивления ($\alpha=2$), поэтому система уравнений (6.61) примет такой вид:

$$\Delta Q_к'=-\frac{\sum_к \left(p_{нl}^2-p_{кl}^2\right)}{2\sum_к \frac{p_{нl}^2-p_{кl}^2}{Q_l}}; \qquad (6.63)$$

$$\Delta Q''_{к}=\frac{\sum\limits_{l}\frac{p^2_{нl}-p^2_{кl}}{Q_{ll}}\Delta Q_l}{\sum\limits_{к}\frac{p^2_{нl}-p^2_{кl}}{Q_l}}\Bigg\} \quad (6\,63)$$

После расчета круговых поправочных расходов для всех колец определяют поправочные расходы и новые расчетные расходы для всех участков. Для участков, не имеющих соседних колец, поправочные расходы $\Delta Q_{уч}=\Delta Q_к$, а новые расчетные расходы

$$Q_{нов\ расч}=Q+\Delta Q_{уч}$$

Для участков, имеющих соседние кольца, поправочные расходы будут равны:

$$\Delta Q_{уч}=\Delta Q_к-\Delta Q_l,$$

а новые расчетные расходы

$$Q_{нов\ расч}=Q+\Delta Q_{уч}=Q+\Delta Q_к-\Delta Q_l,$$

где ΔQ_l – поправочный расход в соседнем кольце, который прибавляют к расходу на участке, с обратным знаком

Введение поправочного расхода в кольцо, которое имеет концевую точку, может переместить ее в соседний узел, если поправочный расход больше расхода газа на соседнем для концевой точки участке ($\Delta Q_к>Q_l$) В таком случае направление движения газа на этом участке изменится на противоположное. Если участки несут путевую нагрузку $Q_п$, тогда введение поправочного расхода приводит к смещению концевой точки на величину

$$\Delta l=(\Delta Q_{уч}/Q_п)\,l.$$

С приближением, удовлетворяющим практическим требованиям, можно считать, что концевая точка не смещается вплоть до значения поправочного расхода к участку $\Delta Q_{уч}=0{,}55Q_п$, а при величине $\Delta Q_{уч}>0{,}55Q_п$ она перемещается в соседний узел. Таким образом, смещение концевой точки учитывают только тогда, когда расчетный расход участка меняет знак.

Для новых расчетных расходов определяют потери давления на каждом участке и рассчитывают невязки во всех кольцах:

а) для сети высокого давления

$$\sum_{к}(p^2_{нl}-p^2_{кl})=\Delta_к;$$

б) для сети низкого давления

$$\sum_{к}(p_{нl}-p_{кl})=\Delta_к.$$

По невязкам вычисляют относительные ошибки во всех кольцах по формуле:

а) для сети высокого давления

$$\delta=\frac{\sum\limits_{к}(p^2_{нl}-p^2_{кl})}{0{,}5\sum\limits_{к}|p^2_{нl}-p^2_{кl}|}100\%,$$

б) для сети низкого давления

$$\delta=\frac{\sum\limits_{к}(p_{нl}-p_{кl})}{0{,}5\sum\limits_{к}|p_{нl}-p_{кl}|}100\%$$

Если полученные ошибки оказываются меньше заданной точности расчета, тогда на этом расчет потокораспределения заканчивается. Точность расчета обычно принимают в 5 или 10%. Если ошибка для некоторых колец оказалась больше допустимой величины, тогда всю процедуру расчета повторяют снова.

6.6. Расчет кольцевых газовых сетей низкого давления

Сеть низкого давления конструируют из условий экономичности с соблюдением требований надежности Ее выполняют с кольцеванием основных газопроводов, в том числе связывающих источники питания (ГРП) по низкому давлению. Основные кольца выполняют постоянного диаметра (или из близких диаметров по ГОСТу). Степень кольцевания и принципы конструирования сети в основном зависят от типа планировки и застройки жилых районов. Учитывая изложенное, после подбора диаметров сети, а также после корректировки полученных диаметров согласно требованиям надежности, распределение потоков не будет удовлетворять второму закону Кирхгофа, поэтому возникает необходимость в гидравлической увязке колец сети. При

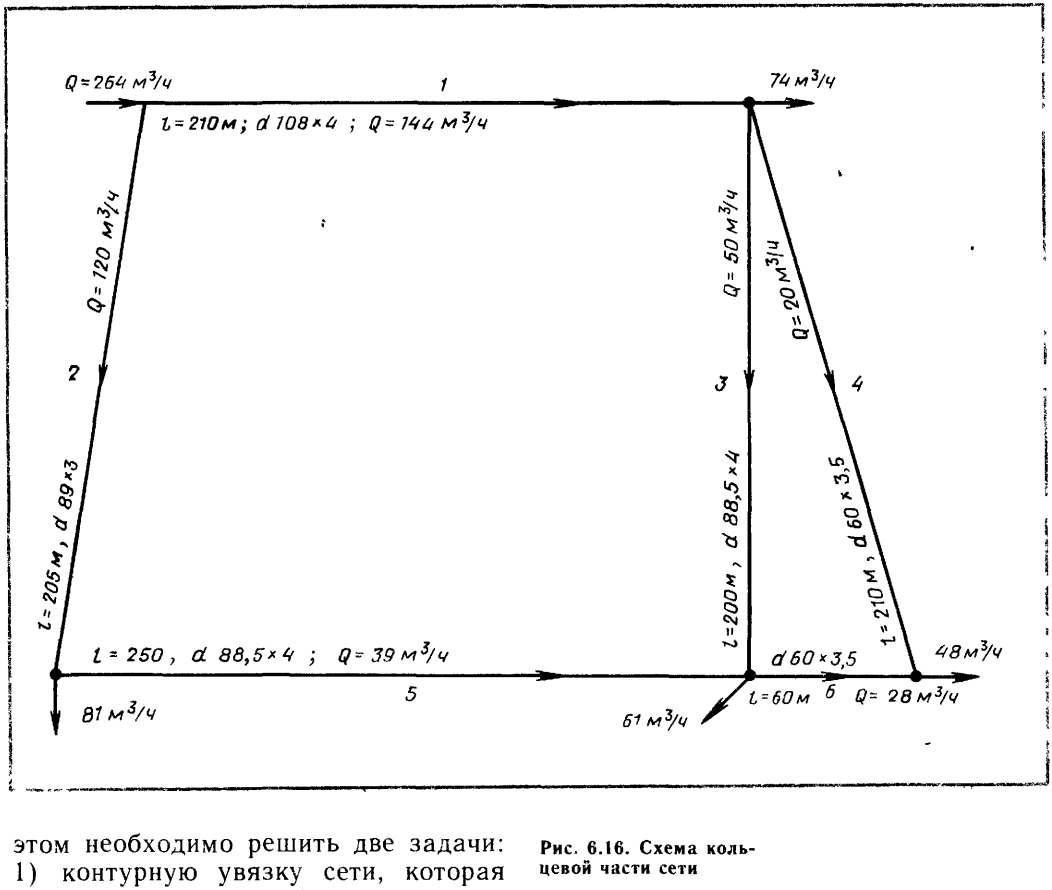


Рис. 6.16. Схема кольцевой части сети

этом необходимо решить две задачи: 1) контурную увязку сети, которая точно решается разработанными математическими методами и выполняется на ЭВМ; 2) задачу, состоящую в полном использовании расчетного перепада давления газа по всем направлениям сети. При решении второй задачи возникает необходимость изменения диаметров отдельных участков кольцевой сети. Тогда, после изменения диаметров участков, весь расчет и увязку сети повторяют снова.

Алгоритм увязки кольцевой сети низкого давления. Рассмотрим сеть которая предварительно рассчитана, определены диаметры участков сети, но второй закон Кирхгофа не удовлетворен. Изложим решение задачи увязки кольцевой сети, ориентированное на использование ЭВМ. Рассмотрим алгоритм увязки сети, используя простейший пример для возможности иллюстрации алгоритма фрагментами численных расчетов. На рис. 6.16 показана двухкольцевая сеть, указаны точки питания и сброса (потребления) газа, дана нумерация участков и колец и приведены длины, диаметры и расчетные расходы для всех участков.

В рассматриваемом мегоде расчета исходная информация представляется в виде двух матриц. Основной является контурная матрица *KON* (*K*, *I*). Каждая строчка К этой матрицы соответствует элементарному контуру кольцевой сети. Каждый столбец матрицы соответствует участку сети. Если на пересечении строки и столбца стоит единица — это значит, что участок, номер которого соответствует столбцу, принадлежит контуру, номер которого соответствует строке. При совпадении направления потока газа в участке с обходом контура по часовой стрелке проставляется просто единица. При несовпадении — перед еди-

ницей ставится минус. Для сети (см рис. 6.16) матрица KON (K, I) имеет следующий вид.

Матрица KON (K, I)

	1	2	3	4	5	6
1	1	—1	1	0	—1	0
2	0	0	—1	1	0	—1

При расчете увязочных контурных расходов для независимых колец необходимо знать длину участка ($L_м$), расчетный расход газа по участку (Q_i м^3/ч); потерю давления газа на участке Δp_i Па) и диаметр участка ($d_{мм}$). Все эти данные сводятся в матрицу PR (M, I), в которой в первой строчке проставлены длины участков, во второй — расчетные расходы газа, в третьей — потери давления газа на каждом участке и в четвертой — диаметр участка (принятый после предварительного подбора). Столбцы матрицы соответствуют участкам сети. Для рассматриваемого примера эта матрица представляется так.

Матрица PR (M, I)

	1	2	3	4	5	6
1	210	205	200	210	250	60
2	144	120	50	20	39	28
3	600	923	240	380	200	180
4	108×4	89×3	88,5×4	60× ×3,5	88,5×4	60× ×3,5

Увязку колец производим в такой последовательности:

1) определяем по очереди невязки потерь давления в каждом элементарном кольце, т. е.: $\Sigma \Delta p_i = \Delta_к$;

2) вычисляем круговые поправочные расходы последовательно для каждого кольца, учитывающие невязки в этих кольцах, $\Delta Q'_к$;

3) последовательно вычисляем поправочные расходы для данных колец K, связанные с невязками потерь давления в соседних кольцах — $\Delta Q''_к$;

4) определяем полные круговые поправочные расходы для каждого кольца $\Delta Q_к = \Delta Q'_к + \Delta Q''_к$;

5) вводим полученные поправочные расходы сразу во все кольца и определяем новые расходы по всем участкам сети;

6) вновь определяем невязки во всех кольцах и при необходимости повторяем расчет;

7) если после увязочного расчета расчетные перепады давления использованы по направлениям потоков от точки питания до точек схода не полностью, тогда корректируют диаметры и увязочный расчет повторяют. Ниже приводится алгоритм увязки кольцевой сети низкого давления, построенный на изложенном выше принципе.

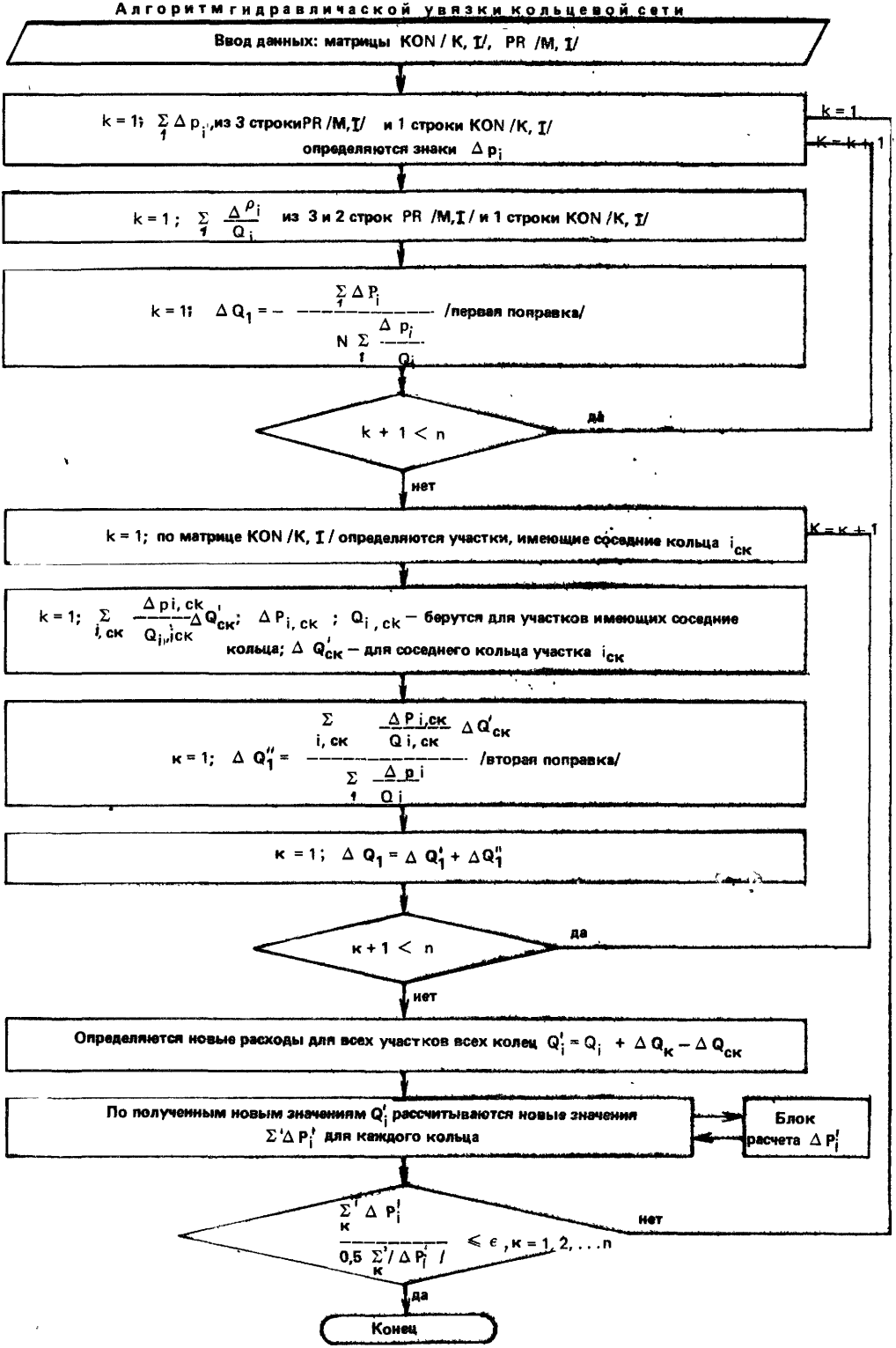
Гидравлический расчет кольцевой сети с тупиковыми ответвлениями. Для более всестороннего освещения гидравлического расчета кольцевых сетей низкого давления проведем такой расчет без применения ЭВМ. Рассмотрим всю последовательность расчета, начиная от определения расходов для участков сети до конечного результата —рассчитанных диаметров сети при выполнении всех ограничивающих условий.

Расчет кольцевой сети низкого давления осуществляют в два этапа:

1) на первом этапе распределяют потоки газа и определяют расчетные расходы для всех участков сети; по заданному расчетному перепаду давления Δp подбирают диаметры участков; производят гидравлическую увязку сети; проверяют степень использования расчетного перепада давления и при необходимости корректируют отдельные диаметры;

2) вся последовательность расчетов по п. 1 приводит к завершению гидравлического расчета сети, т. е к получению диаметров газопроводов для всех участков при удовлетворении всех ограничений на расчет. Как правило не удается решить лишь одну задачу — взаимного резервирования участков сети для повышения надежности газоснабжения. Ее решают во втором этапе, в котором по изложенному ниже принципу уточняют диаметры основных колец для повышения надежности сети.

Алгоритм гидравлической увязки кольцевой сети



Первый этап расчета: 1) на основании известных количеств потребляемого газа и принятой схемы газопроводов вычисляют сосредоточенные и удельные путевые расходы для всех контуров питания потребителей;

2) определяют путевые расходы для всех участков сети;

3) задают начальное распределение потоков в сети. Основной задачей, решаемой при распределении потоков в сети, является определение главных направлений движения газа и установление связей между этими потоками. В результате формируется основная кольцевая сеть. Решение этой задачи тесно связано с разработкой схемы сети. Если уже есть предварительный вариант схемы, тогда при решении вопроса распределения потоков в нее вносят необходимые коррективы. По главным контурам направляют транзитные потоки. По второстепенным участкам транзитные расходы не направляют. Головные участки, примыкающие к точкам питания, должны быть взаимозаменяемыми, а их расчетные расходы примерно одинаковыми. Точки питания главных контуров выбирают так, чтобы потоки газа двигались к потребителям кратчайшим путем, а точки их встречи располагались диаметрально противоположно точкам питания. Целесообразно, чтобы один из контуров сети объединял точки питания ее от ГРП. Основные направления движения транзитных расходов должны пролегать в зонах наибольшего потребления газа. В результате выполнения изложенных выше общих принципов потокораспределения в определенной степени решается задача повышения надежности газоснабжения.

Экономический принцип кратчайшего пути газа к потребителям при построении системы выдержать удается только частично, так как требования взаимозаменяемости участков из условий надежности часто приводят к необходимости удлинять путь движения газа;

4) в итоге решения задачи потокораспределения определяют расчетные расходы газа для всех участков сети;

5) исходя из определенных выше расчетных расходов газа и заданного расчетного перепада давления в сети, подбирают диаметры для всех участков. При подборе используют принцип приоритетности направлений и колец, т. е. сперва подбирают диаметры для главных направлений (проходящих через всю сеть) и для основных колец. При подборе диаметров второстепенных направлений используют оставшиеся перепады давления;

6) производят гидравлическую увязку сети, в результате чего получают окончательное распределение потоков. При этом для замкнутых контуров сети алгебраическая сумма потерь давления будет равна нулю;

7) проверяют полноту использования расчетного перепада давления от точки питания до концевых точек. При необходимости расчет уточняют.

Второй этап расчета. У сетей низкого давления транспортный резерв не рассчитывают, как это делают для кольцевых газопроводов высокого и среднего давлений. Вместе с тем, предварительно определенные диаметры участков кольцевой части сети могут по размерам сильно отличаться друг от друга. Если же кольцо состоит из сильно отличающихся диаметров, то оно перестает быть резервированным элементом системы, так как участки с малыми диаметрами не смогут пропустить необходимые потоки при аварийных ситуациях. Поэтому возникает задача модернизации разработанной ранее сети для повышения ее надежности с минимальными дополнительными затратами. При разработке сети на первом этапе были выделены главные кольца. Это кольца, объединяющие источники питания (ГРП), они несут основную нагрузку; кольца, непосредственно примыкающие к ГРП; возможны и другие контуры, объединяющие участки с большими расходами газа. Выделенные кольца следует расположить по их рангу в ряд. Для оценки значимости кольца целесообразно использовать его материальную характеристику: $M=$

$=\sum_{к} d_i l_i$. В результате получим ранжированный ряд колец: M_1, M_2 ... M_n.

Основной принцип взаимного резервирования участков кольца состоит в проектировании кольца с постоянным диаметром. Если это не удается, тогда кольцо проектируют из двух ближних диаметров по ГОСТу. С учетом изложенного, модернизация сети заключается в конструировании главных колец с постоянным диаметром. Предлагается следующая методика: постоянный диаметр кольца выбирают путем осреднения его материальной характеристики, принимаемой с некоторым увеличением, так как методика подбора диаметров сети по среднему удельному падению давления характеризуется меньшим расходом металла. Таким образом, осредненный диаметр кольца $d_{ср}$ определяется следующим соотношением:

$$d_{ср}=(\alpha\sum_{к} d_{ij}l_{ij})/\sum_{к} l_{ij},$$

где d_{ij} и l_{ij} — диаметр и длина участка ij; α — коэффициент, учитывающий увеличение материальной характеристики кольца с постоянным диаметром (обычно α до 1,1).

Первоначально определяют диаметр кольца первого ранга. Полученный осредненный диаметр кольца будет заключаться между двумя ближними диаметрами по ГОСТ, т. е.:

$$d_б > d_{ср} > d_м,$$

где $d_б$ и $d_м$ — больший и меньший диаметры по ГОСТу Выбор осуществляем по методике, изложенной в п 6.4.

При осреднении диаметра кольца второго ранга в сумму включают участки, принадлежащие кольцу первого ранга, но при осреднении диаметра кольца диаметры участков, принадлежащие кольцам более высокого ранга, не изменяют. Таким образом, конструируют кольцевую часть сети. После этого производят гидравлическую увязку и проверяют полноту использования расчетного перепада давления в сети.

Пример 6.4. Рассчитать кольцевой газопровод низкого давления, показанный на рис. 6 17 Плотность населения 550 чел/га.

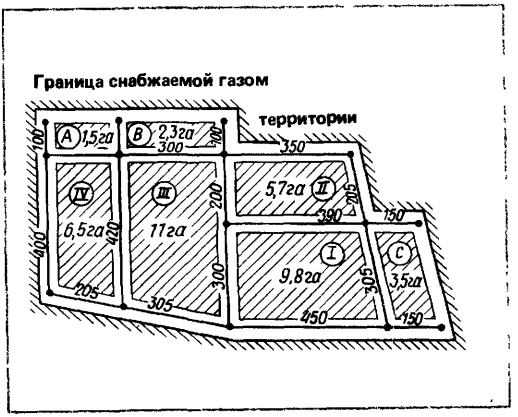


Рис. 6.17. Схема газоподачи кольцевой сети

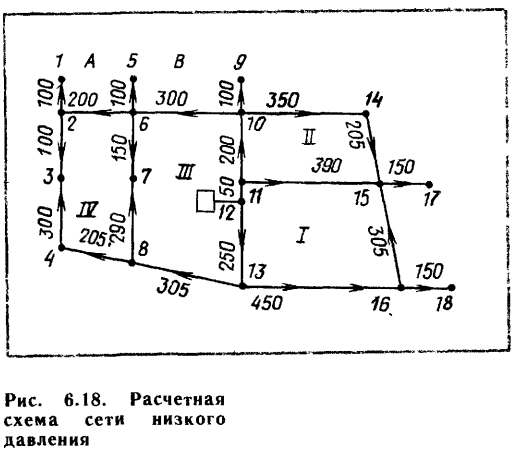


Рис. 6.18. Расчетная схема сети низкого давления

Удельный расход газа $q=0{,}09$ м^3/(ч·чел). Сосредоточенных нагрузок нет. Длины сторон колец и площади застройки жилых кварталов приведены на рис. 6.17. Для газоснабжения используют природный газ. Расчетный перепад давления в сети $\Delta p_c=1000$ Па

Первый этап расчета. 1. Расчет начинаем с определения удельных путевых расходов для всех участков сети, для чего: а) разбиваем всю газоснабжаемую территорию на зоны, которые питаются от определенных контуров; б) рассчитываем максимальные часовые расходы для каждой такой зоны, перемножая площадь зоны, плотность населения и удельный расход газа на одного человека; в) подсчитываем суммарную длину питающего контура; г) определяем удельные расходы для всех контуров, разделив максимальные часовые расходы газа в зонах на суммарную длину питающих контуров. Все расчеты сводим в табл. 6.4.

Таблица 6.4. **Удельные путевые расходы для всех питающих контуров сети**

Номер контура	Газоснабжаемые зоны			Длина питающего контура, м	Удельный путевой расход, м³/ч·м
	размер, га	численность населения, чел	расход газа, м³/ч		
I	9,8	5390	485	1445	0,336
II	5,7	3135	282	1145	0,246
III	11	6050	544	1525	0,357
IV	6,5	3575	322	1225	0,263
A	1,5	825	74	400	0,186
B	2,3	1265	114	500	0,228
C	3,5	1925	173	605	0,288
Итого	40,3	22165	1994	—	—

2. Задаем начальное распределение потоков газа в сети. Схема газопроводов показана на рис. 6.18. Первоначально назначаем направления движения газа от точки питания 12 по газопроводам к переферии кратчайшим путем. В результате получаются четыре концевых точки схода потоков: *3, 7, 14, 16* и пять концевых точек тупиковых ответвлений: *1, 5, 9, 17, 18*. Для повышения надежности сети в частности для взаимного резервирования участков выделяем из нее два основных контура.

Контур III (*12-13-8-7-6-10-11-12*) и контур *I* (*12-11-15-16-13-12*). Третий контур присоединен к точке питания и несет основную нагрузку, так как питает контур *IV* и тупиковые ответвления. Контур *I* также присоединен к точке питания сети, но несет меньшую нагрузку о чем можно судить по путевым расходам. В своих регионах эти контуры будут представлять резервированную часть кольцевой сети, обладающую дополнительной пропускной способностью для обеспечения подачи газа в аварийные зоны.

Соответственно выбранному основному кольцу принимаем следующие главные направления: *12-11-10-6-2-3* и *12-13-8-4-3*. Желательно, чтобы они несли примерно одинаковые нагрузки. Для этого точки встречи потоков *3* и *7* смещены в сторону направления *12-11-...-3*. Выбором расположения точек *3* и *7* решается вопрос распределения транзитных расходов в кольцах *III* и *IV*. При принятом направлении потоков колец *I* и *II* точки встречи будут *14*

Таблица 6.5. **Определение расчетных расходов газа для участков сети**

Номер участка	Длина участка, м	Удельный путевой расход газа, м³/(ч·м)	Расход газа, м³/ч			
			$Q_п$	$0,55Q_п$	$Q_т$	$Q_р$
2—1	100	0,186	19	10	—	10
2—3	100	0,263	26,3	14,5	—	14,5
6—2	200	0,186+0,263=0,449	90	50	45,3	95,3
6—5	100	0,186+0,228=0,414	41	23	—	23
6—7	150	0,357+0,263=0,62	93	51,2	—	51,2
10—6	300	0,357+0,228=0,585	176	100	269,3	369,3
10—9	100	0,228	22,8	13	—	13
11—10	200	0,357+0,246=0,603	121	66	496,1	562,1
12—11	50	0,336+0,357=0,693	35	19	1127,1	1146,1
4—3	300	0,263	78,9	43,4	—	43,4
8—4	205	0,263	54	30	78,9	108,9
8—7	270	0,62	179,8	99	—	99
13—8	305	0,357	109	60	312,7	372,7
12—13	250	0,693	173	95	596,7	691,7
13—16	450	0,336	151	83	24	107
*16—18**	150	0,288	43	24	—	24
11—15	390	0,336+0,246=0,582	227	125	283	408
15—14	205	0,246	50	28	—	28
15—17	150	0,288	43	24	—	24
15—16	305	0,336+0,288=0,624	190	105	—	105
10—14	350	0,246	88	47	—	47

*Транзит *43* на *13-16*

и *16*, и транзитные потоки кольца *II* распределяются однозначно. Для кольца *I* главные направления: *12-11-15-16-18* и *12-13-16-18*. Транзитный поток к участку *16-18* передаем на участок *13-16*, так как он менее загружен, чем соответствующий ему (геометрически) участок *11-15*. Рассмотренный вариант выбора направлений движения потоков газа и распределения транзитных расходов учитывает (качественно) вопросы резервирования в кольцевой сети.

Вычисляем путевые расходы для всех участков сети (сосредоточенных расходов сеть не имеет). Все расчеты сводим в табл. 6.5. Сперва проставляем номера и длины участков, далее удельные путевые расходы (из табл. 6.4), а затем путевые расходы для всех участков. Последовательность проставления нумерации участков в табл. 6.5 принята такая: от концевых точек против движения газа в трубопроводе вдоль выбранных главных направлений в таком порядке, в каком предполагается определять расчетные расходы. При этом следует учитывать, что расходы для всех выходящих из данного узла участков должны быть известны, тогда можно определить расход на участке, который доставляет газ в этот узел. Если хотя бы для одного выходящего из узла участка расход газа неизвестен, тогда это направление следует временно оставить и рассматривать другое направление, из которого можно определить этот неизвестный расход.

Принятая схема и расположение точек встречи потоков позволяет сразу рассчитать все расходы для участков колец *IV* и *III* кроме участков, которые граничат с кольцами *II* и *I*. Для участков от *2-1* до *11-10* расходы были определены по схеме. Для участка *11-10* расход можно найти, зная расходы на участках кольца *II*. Поэтому дальнейший расчет ведем по участкам *4-3*, *8-4*, *8-7*, *13-8*. Далее рассматриваем участки *10-14*, *11-10*, *15-14*, *15-17* и *15-16* (как отмечалось выше на него транзит не перекладываем). В результате заканчиваем расчет потока газа, выходящего из ГРП по участку *12-11*. Для оставшихся участков расходы известны, в итоге определяем расход для второго головного участка *12-13*. Определим расход газа, выходящего из ГРП:

1) участок *12-11*, $35+1127,1=1162,1$
2) участок *12-13*, $173+596,7=769,7$

Итого 1931,8

Потребление газа составляет 1994 м^3/ч, что отличается от полученного значения на 2,6%. Считаем такую точность приемлемой.

3. Производим подбор диаметров для всех участков. Потери на местные сопротивления принимаем равными 10% линейных, тогда допустимые потери давления на трение составят:

$$\Delta p_т = 1000/1,1 = 910 \text{ Па}.$$

Поскольку пути движения газа до концевых точек и точек встречи потоков весьма различны, поэтому принимаем разные удельные потери давления $\Delta p_т/l$ для разных направлений.

Рассмотрим основные направления.

1) *12-11-10-6-2-1*,
$50+200+300+200+100=850$,
2) *12-13-8-4-3*, $\Sigma l = 1060$,
3) *12-11-15-16-18*, $\Sigma l = 895$,
4) *12-11-10-14*, $\Sigma l = 600$,

$$\Delta p_т/l = \frac{910}{850} = 1,07 \text{ Па/м}.$$

$\Delta p_т/l = \ldots = 0,86$ Па/м.
$\Delta p_т/l = \ldots = 1,02$ Па/м.
$\Delta p_т/l = \ldots = 1,52$ Па/м.

Сравнение удельных потерь давления показывает их различие (например: $1,52/0,86=1,78$). Учитывая изложенное, производим корректировку $\Delta p_т/l$. Сперва подбираем диаметры основных участков. Для оставшихся участков корректируем $\Delta p_т/l$ и подбираем диаметры. Целесообразно, по ходу расчета, оценивать возможные невязки в кольцах и учитывать их при назначении диаметров. Следует отметить, что чем точнее будет осуществлен предварительный подбор диаметров кольцевой сети, тем меньше труда будет затрачено на увязку сети и дальнейшие расчеты.

На основании полученных расчетных расходов и изложенных подсчетов возможных удельных потерь давления были подобраны диаметры для всех участков кольцевой сети. Результаты расчетов приведены в табл. 6.6. При гидравлическом расчете использовались номограммы, приведенные в учебнике.

В результате расчета ошибка в кольцах не превысила 10% (т. е. максимальную по СНиПу), поэтому дальнейшую увязку можно не производить. Однако, имея в виду методическую сторону, ниже будет приведена гидравлическая увязка колец, что значительно повысит точность расчета.

4. Производим гидравлическую увязку колец. Сначала рассчитаем первые поправочные круговые расходы $\Delta Q'_к$ для всех колец по формуле (6.62).

$$\Delta Q'_I = -\frac{\sum_к \Delta p_i}{1,75 \sum_к \frac{\Delta p_i}{Q_i}} =$$

$$= -\frac{-77,7}{1,75 \cdot 10,382} = 4,3;$$

$$\Delta Q'_{II} = -\frac{37,5}{1,75 \cdot 42,798} = -0,5;$$

$$\Delta Q'_{III} = -\frac{1}{1,75 \cdot 12,749} = -0,05;$$

$$\Delta Q'_{IV} = -\frac{-40,5}{1,75 \cdot 36,368} = 0,64.$$

Рассчитаем по формуле (6.62) поправки $\Delta Q''_к$, учитывающие ошибки в соседних кольцах, и полные круговые расходы $\Delta Q_к$.

Таблица 66 **Гидравлический расчет кольцевой сети**

Номер кольца	Участки				Предварительное распределение расходов				Поправочные расходы ΔQ м³/ч	Первая итерация			
	номер	номер среднего кольца	l м	$d_н \times s$ мм	$Q_р$ м³/ч	$\Delta p/l$ Па/м	Δp, Па	$\frac{\Delta p}{Q_р}$		$\Delta Q_{уч}$ м³/ч	$Q_р$, м³/ч	$\Delta p/l$, Па/м	Δp, Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I	*12—11*	III	50	219×6	1146,1	3,4	170	0,148		3,49	1149,6	3,42	171
	11—15	II	390	219×6	408	0,5	195	0,478		4,65	412,7	0,51	199
	15—16	—	305	108×4	105	1,45	442,3	4,21	4,2	4,2	109,2	1,56	475
	12—13	III	250	219×6	—691,7	—1,38	—345	0,499		3,49	—688,2	—1,36	—339
	13—16	—	450	114×4	—107	—1,2	—540	5,047		4,2	—102,8	—1,12	—502
				Ошибка 9,2 %			— 77,7	10,382			Ошибка 0,5 %		4
II	*11—10*	III	200	219×6	562,1	0,9	180	0,32		—1,16	560,9	0,897	179
	10—14	—	350	75,5×4	47	2,2	770	16,38	—0,45	—0,45	46,6	2,16	757
	11—15	I	390	219×6	—408	—0,5	—195	0,478		—4,65	—412,7	—5,1	—199
	15—14	—	205	57×3	—28	—3,5	—717,5	25,62		—0,45	—28,5	—3,6	—738
				Ошибка 4 %			37,5	42,798			Ошибка 0,1 %		—1
III	*12—13*	I	250	219×6	691,7	1,38	345	0,499		—3,49	688,2	1,36	339
	13— 8	—	305	219×6	372,7	0,4	122	0,327		0,71	373,4	0,4	122
	8—7	IV	290	108×4	99	1,3	377	3,81		—0,15	98,9	1,296	376
	12—11	I	50	219×6	—1146,1	—3,4	—170	0,148	0,71	—3,49	—1149,6	—3,42	—171
	11—10	II	200	219×6	—562,1	—0,9	—180	0,32		1,16	—560,9	—0,897	—179
	10—6	—	300	219×6	—369,3	—0,4	—120	0,325		0,71	—368,6	—0,4	—120
	6— 7	IV	150	75,5×4	— 51,2	—2,5	—374	7,32		—0,15	—51,4	—2,51	—377
				Ошибка 0,1 %			1	12,749			Ошибка 1,2 %		—10
IV	*8—4*	—	205	108×4	108,9	1,5	307,5	2,823		0,86	109,8	1,52	311,9
	4—3	—	300	108×4	43,4	0,28	84	1,935		0,86	44,3	0,29	87
	6—7	III	150	75,5×4	51,2	2,5	375	7,32	0,86	0,15	51,4	2,51	377
	8—7	III	290	108×4	—99	—1,3	—377	3,81		0,15	—98,9	—1,296	—376
	6—2	—	200	60×3	—23	—1,8	—360	15,65		0,86	—22,1	—1,68	—336,1
	2—3	—	100	60×3	—14,5	—0,7	— 70	4,83		0,86	—13,6	—0,63	—62,7
				Ошибка 5,1 %			—40,5	36,368			Ошибка 1,4 %		1,1

$$\Delta Q_{\text{I}}' = \frac{\sum_{I} \frac{\Delta p_{ij}}{Q_{ij}} \Delta Q_j}{\sum_{I} \frac{\Delta p_{ij}}{Q_{ij}}} =$$

$$= \frac{(0{,}148+0{,}499)(-0{,}05)-0{,}478\cdot 0{,}5}{10{,}382} = -0{,}03\ ;$$

$$\Delta Q_{\text{I}} = \Delta Q_{\text{I}}' + \Delta Q_{\text{I}}'' = 4{,}3 - 0{,}03 = 4{,}2;$$

$$\Delta Q_{\text{II}}'' = \frac{0{,}32\,(-0{,}05)+0{,}478\cdot 4{,}2}{42{,}798} = 0{,}05\ ;$$

$$\Delta Q_{\text{II}} = -0{,}5+0{,}05 = -0{,}45\ .$$

По методу Зейделя в процессе итеративного счета на каждом шáге можно использовать более уточненные значения переменных, чем полученные на первом шáге, поэтому в формулу для $\Delta Q_{\text{II}}''$ вместо $\Delta Q_{\text{I}}'=4{,}3$ подставлено значение $\Delta Q_{\text{I}}=4{,}2$.

$$\Delta Q_{\text{III}}'' = \frac{(0{,}499+0{,}148)\cdot 4{,}2-0{,}32\cdot 0{,}45+}{12{,}749} + \cdots$$

$$\cdots + \frac{+(3{,}81+7{,}32)\cdot 0{,}64}{12{,}749} = 0{,}76\ ;$$

$$\Delta Q_{\text{III}} = 0{,}71\ ;$$

$$\Delta Q_{\text{IV}}'' = \frac{(7{,}32+3{,}81)\cdot 0{,}71}{36{,}368} = 0{,}22\ ;$$

$$\Delta Q_{\text{IV}} = 0{,}86\ .$$

Ввиду хорошей точности предварительного расчета поправочные круговые расходы получились весьма малые.

Вводим поправочные расходы во все кольца, определяем новые расчетные расходы для всех участков и новые значения потерь давления. Все расчеты сводим в табл. 6.6. Проведенные расчеты показывают высокую точность увязки колец. Ввиду малого различия в расходах на участках при предварительном распределении и после итеративного пересчета новые потери давления на участках рассчитывались аналитически пропорционально изменению отношения расхода газа в степени 1,8, т. е. $(Q_{\text{нов}}/Q_{\text{ст}})^{1{,}8}$, где $Q_{\text{нов}}$ — новый расход газа, $Q_{\text{ст}}$ — расход газа, полученный при предварительном расчете.

Проверим полноту использования расчетного перепада давления в сети. Направление *12-13-8-4-3*, потери давления $\Delta p=860$ Па; *12-11-15-16*, $\Delta p=845$ Па; *12-11-10-14*, $\Delta p=1107$ Па, По всем направлениям степень использования расчетного перепада давления удовлетворительная, лишь на направлении *12-11-10-14 имеется перерасход давления. На втором этапе расчета это будет учтено.*

Второй этап расчета сети. Несмотря на то, что при предварительном распределении потоков учитывались главные направления и были выделены два главных кольца, взаимозаменяемости в кольцевой сети осуществить не удалось. Действительно, нет ни одного кольца, диаметры которого мало отличались бы друг от друга. Поэтому эти кольца нельзя рассматривать как резервированные элементы. Действительно, если, например, отключить участок *12-13*, то вся система будет находиться в аварийном режиме, и у многих потребителей давление газа значительно упадет и они, практически, останутся без газа. Для повышения надежности скорректируем диаметры выбранных основных колец *III* и *I*. За принцип корректировки примем примерное сохранение материальной характеристики кольца постоянной. Это естественно, так как речь идет лишь о изменении структуры кольца по диаметрам, без изменения ее геометрии и нагрузки. Учитывая то, что кольцо, рассчитанное по среднему гидравлическому уклону с уменьшающимися диаметрами по мере уменьшения нагрузки, характеризуется меньшей величиной материальной характеристики M, чем кольцо с постоянным диаметром, поэтому при определении диаметра кольца материальную характеристику кольца несколько увеличиваем.

Проведем осреднение диаметров *III* и *I* колец.

Кольцо III $M_{\text{III}}=219\,(250+50+200+$

$$+305+300)+108\cdot 290+75{,}5\cdot 150=284\,640\ ;$$

$$\sum_{\text{III}} l = 1545\ \text{м}\ ;$$

$$d_{\text{ср}}^{\text{III}} = M \Big/ \sum_{\text{II}} l = 284\,640/1545 = 184{,}2\ \text{мм}$$

Такого диаметра по используемому в проектировании сортаменту нет. Поэтому кольцо конструируем из двух ближних диаметров по сортаменту: 219×6 и 159×4. Участки *12-13, 12-11, 11-10* как основные, примыкающие к точке питания кольца *12*, оставим диаметром 219×6. Участки *13-8* и *10-6* также оставим диаметром 219×6, так как они транспортируют газ в район потребления IV кольца. Участки *8-7* и *6-7* примем диаметром 159×4. Тогда: $M_{\text{III}}'=219\times$ $\times(250+50+200+305+300)+159(150+290)=$ $=311955$. Материальная характеристика превышает M, полученную в результате расчета в первом этапе на 9,6%. Дополнительная стоимость повысит надежность газоснабжения. Соответственно средний диаметр кольца III будет равен $d_{\text{ср}}=201{,}9$ мм.

Кольцо I. $M_{\text{I}}=219\,(50+390+250)+108\cdot 305+$

$$+114\cdot 450=235\,350.$$

$$d_{\text{ср}} = \frac{235\,350}{1445} = 162{,}9\ \text{мм}\ .$$

Проектируем также кольцо из ближних двух диаметров: участки *12-13* и *12-11* диаметром 219×6, эти диаметры изменять нельзя, так как они были приняты в кольце высшего ранга — III; участок *11—15* сохраняем диаметром 219×6, так как этот участок транспортирует газ в зону кольца II; участки *13-16* и *15-16* принимаем диаметром 159×4. Материальная характеристика равна $M_{\text{I}}'=247755$. Она пре-

Таблица 67 **Гидравлическая увязка кольцевой сети на втором этапе расчета**

Номер кольца	Участки				Предварительное распределение расходов				Поправочные расходы ΔQ, м³/ч	Первая итерация			
	номер	номер соседнего кольца	l, м	$d_н \times s$, мм	$Q_р$, м³/ч	$\Delta p/l$, Па/м	Δp, Па	$\frac{\Delta p}{Q_р}$		$\Delta Q_{уч}$, м³/ч	$Q_р$, м³/ч	$\Delta p_т$, Па	$1{,}1\Delta p_т$, Па
I	*12—11*	III	50	219×6	1149,6	3 42	171	0,149	−88	−55,1	1094,5	157	173
	11—15	II	390	159×4	412,7	2,33	910	2,2		−85,3	327,4	600	660
	15—16	—	305	159×4	109,2	0,25	76	0,697		−88	21,2	4	4
	12—13	III	250	219×6	− 688,2	−1,36	−339	0,493		−55,1	−743,3	−391	430
	13—16	—	450	159×4	−102,8	−0,23	−103	1		−88	−190 8	−314	345
							715	4,539		Ошибка 7,6 %		56	
II	*11—10*	III	200	219×6	560,9	0,897	179	0,319	−2,7	30,2	591,1	197	217
	10—14	—	350	76×3	46,6	1 8	630	13,52		−2,7	43,9	566	623
	11—15	I	390	159×4	−412,7	−2,33	−910	2,2		85,3	− 327,4	−600	660
	15—14	—	205	76×3	−28,5	− 0,7	−144	5,05		−2,7	− 31,2	− 169	186
							−245	21,1		Ошибка 0,8 %		−6	
III	*12—13*	I	250	219×6	688,2	1,36	339	0,493	−32,9	55,1	743,3	391	430
	13—8	—	305	219×6	373,4	0,4	122	0,327		−32,9	340,5	103	113
	8—7	IV	290	159×4	98,9	0,176	51,2	0,517		−32,7	66,2	25	28
	12—11	I	50	219×6	−1149,6	−3,42	−171	0,149		55,1	−1094,5	−157	173
	11—10	II	200	219×6	−560,9	−0,897	−179	0,319		−30,2	−591,1	−197	217
	10—6	—	300	219×6	−368,6	−0,4	−120	0,325		−32,9	−401,5	−140	154
	6—7	IV	150	159×4	−51,4	− 0,054	−8,1	0,159		−32,7	− 84,3	−20	22
							34,1	2,29		Ошибка 1 %		5	
IV	*8—4*	—	205	108×4	109.8	1,52	312	2,842	0,2	0,2	110	312	343
	4—3	—	300	108×4	44,3	0,29	87	1,964		0,2	445	87	96
	6—7	III	150	159×4	51,4	0,054	8,1	0,159		32,7	84,3	20	22
	8—7	III	290	159×4	−98,9	− 0,176	−51,2	0 517		32,7	−66,2	−25	28
	6—2	—	200	60×3	−22,1	−1,68	−336	1,52		0,2	−21,9	−336	370
	2—3	—	100	60×3	−13,6	−0,63	−63	4,63		0,2	−13,4	−63	69
							−43,1	11,63		Ошибка 1,2 %		− 5	

Таблица 6.8. **Гидравлический расчет тупиковых газопроводов**

Номер участка	l, м	$Q_р$, м³/ч	Располагаемые		$d_н \times s$	$\Delta p/l$	Δp	$1{,}1\Delta p$
			Δp, Па	$\Delta p/l$, Па/м				
2—1	100	10	86	0,86	57×3	0,55	55	61
5—6	100	23	456	4,56	57×3	2,5	250	275
10—9	100	13	610	6,1	57×3	0,85	85	94
15—17	150	24	167	1,1	70×3	0,8	120	132
16—18	150	24	225	1,5	70×3	0,8	120	132

вышает принятую ранее на 5,3% Соответствующий средний диаметр будет $d_{ср}$=171,5 мм. Оставляем принятые диаметры.

Учитывая то, что в кольце II потери давления превышали допустимые значения, заменяем диаметры двух участков на большие. Принимаем для участков *10-14* и *15-14* диаметр 76×3.

Для новых диаметров решаем задачу потокораспределения аналогично первому этапу расчета Все расчеты сводим в табл. 6.7, аналогичную табл. 6.6. За начальное потокораспределение принимаем полученное в конце первого этапа.

По данным табл. 6.7 рассчитываем поправочные круговые расходы: ΔQ_I=—88; ΔQ_{II}= =—2,7; ΔQ_{III}=—32,9; ΔQ_{IV}=0,2. Вводим поправочные расходы и производим перерасчет. В результате одной итерации все кольца были увязаны с ошибкой менее 8% Таким образом, задача потокораспределения при новых диаметрах колец решена

Проверим полноту использования расчетного перепада давления в сети Направления: *12-13-8-4-3,* Δp=893 Па; *12-11-10-6-2-3,* Δp= =893 Па; *12-11-10-14,* Δp=920 Па; *12-11-15--16,* Δp=761 Па, за этим направлением следует тупиковое ответвление длиной в 150 м, на котором будет использован оставшийся перепад.

В итоге второго этапа расчета можно отметить, что, используя методику ранжировки колец по значимости и осредняя их диаметры, можно существенно улучшить структуру кольцевой сети и повысить надежность газоснабжения. Но для повышения надежности необходимы дополнительные металловложения В изложенном примере материальная характеристика разработанного варианта превышает на 7,7% материальную характеристику сети, полученную в первом этапе расчета, структура сети которого характеризовалась меньшей надежностью Однако, теория и практика показывают, что расходы на повышение надежности всегда окупаются за счет снижения ущерба от ненадежности систем. Поэтому следует рекомендовать для использования второй, более надежный вариант.

Расчет тупиковых ответвлений.

При расчете тупиковых ответвлений стремимся использовать весь расчетный перепад давления. Все расчеты сводим в табл. 6.8. Расчетные расходы берем из табл. 6.5. Располагаемые перепады, на которые подбираем диаметры, рассчитываем по данным последней графы табл. 6.7 Например, располагаемый перепад для участка *2-1* определяем, исходя из потерь давления по направлению *12-11-10-6-2,* которые равны: 173+217+154+370=914. Располагаемый перепад для участка *2-1* равен: 1000—914=86 Па. Диаметры газопроводов принимаем не менее 50 мм.

Проверяем степень использования расчетного перепада в сети по основным направлениям. Определяем потери давления по направлениям: *12-11-10-6-2-1,* Δp=975; *12-13-16-18,* Δp=907; *12-11-10-9,* Δp=484. По основным направлениям расчетный перепад давления использован примерно на 90%. По коротким направлениям например: *12-11-10-9* расчетный перепад недоиспользован, так как диаметры трубопроводов менее 50 мм не принимались.

Нерасчетные гидравлические режимы в кольцевой сети. При непосредственном присоединении потребителей к сети низкого давления количество газа, поступающего к отдельным абонентам, регулировать нельзя. Потребление газа абонентами зависит от величины гидравлического сопротивления абонентского ответвления (включая сопротивление кранов перед приборами и горелок) и давления газа в точке присоединения ответвления к кольцевой сети. Если давление в точке присоединения ответвления уменьшается, то поступление газа потребителю автоматически также уменьшается. Следовательно, снижение подачи газа различным абонентам при аварийном режиме будет определяться гидравлическим сопротивлением абонентского ответвления и местом его присоединения к кольцевой сети. Таким образом, для нерасчетных гидравлических режимов расходы газа потребителям, присоединенным к сети низкого давления, неизвестны. Для их определения необходимо ответвления к потребителям условно закольцовывать с основной сетью. Это возможно,

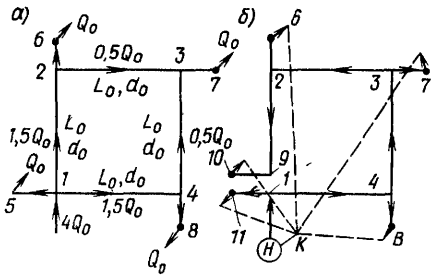


Рис. 6.19. Расчетные схемы кольца низкого давления *а*—расчетный режим, *б*—аварийный режим



Рис. 6.20. Подача газа потребителям при аварийном режиме *1*—при расчете ответвлений на полный перепад, *2*—при расчете ответвлений на постоянный перепад

так как продукты горения из газовых горелок выходят в атмосферу, следовательно, давление в газораспределительной системе после абонентов равно атмосферному. С точки зрения гидравлического расчета, это значит, что концы всех абонентов сходятся в одной точке «к». Чтобы замкнуть систему между этой точкой и точкой питания, следует установить условный нагнетатель, который должен развивать давление, равное избыточному давлению в начале сети. Лучи, соединяющие концы абонентов с точкой «к», имеют нулевое гидравлическое сопротивление. Такая модификация схемы позволяет соседние ответвления с соединяющими их участками считать параллельными

Параллельные соединения газопроводов рассчитывают, используя по-

$$Q=\frac{1}{\sqrt{a}}\sqrt{\Delta p}=b\sqrt{\Delta p}$$

Общий расход газа через параллельное соединение равен сумме расходов через все участки, отсюда

$$Q_\Sigma=(b_1+b_2+\ldots+b_к)\sqrt{\Delta p}=b_\Sigma\sqrt{\Delta p}.$$

Следовательно, общая гидравлическая проводимость параллельного соединения равна сумме гидравлических проводимостей отдельных участков.

На рис. 6.19 показан кольцевой газопровод низкого давления постоянного диаметра d_0 с присоединенными четырьмя ответвлениями к потребителям. Здесь же показана схема сети, у которой абонентские ответвления закольцованы через точку »к« и нагнетатель H с точкой питания, приспособленная для гидравлического расчета аварийного режима при отключении головного участка слева от точки питания сети. Для этой схемы участки к-*10-2* и к-*6-2* являются параллельными; параллельными являются и другие абонентские ответвления Так как однокольцевой газопровод при аварийном отключении участка превращается в тупиковый, поэтому схему (см. рис. 6.19, *б*) можно рассчитывать, используя метод гидравлических сопротивлений и проводимостей. Для этого первоначально определяют гидравлические сопротивления и проводимости всех соединений, начиная от точки *10*. Так, рассматривают параллельное соединение элементов сети к-*10-2* и к-*6-2*, находят их общие проводимость и сопротивление Далее определяют сопротивление и проводимость последовательного соединения, состоящего из разветвления (к-*10-2* и к-*6-2*) и участка *2-3*. Производя таким образом дальнейшие расчеты, определяют гидравлическое сопротивление и проводимость всей системы.

После этого рассчитывают расходы газа для всех участков и абонентов.

Начинают расчет с точки питания и двигаются к концевой точке, учитывая, что поток газа распределяется по параллельным линиям прямо пропорционально их проводимостям. Расчеты показывают, что при аварийном режиме работы сети потребители в зависимости от удаленности их от точки питания получают различное количество газообразного топлива. Чем ближе расположен потребитель к точке питания, тем в лучших условиях он находится. На рис. 6.20 (кривая *1*) дан график подачи газа при аварийном режиме работы сети, показанной на рис. 6.19, в случае расчета всех ответвлений к потребителям на полный перепад давлений. Кольцо низкого давления с постоянным диаметром обладает значительно большей надежностью, чем кольцо высокого давления. Это объясняется тем, что при непосредственном присоединении потребителей в случае снижения подачи им газа перед ними падает давление и возрастает перепад в сети, что повышает ее пропускную способность.

Роль гидравлических сопротивлений ответвлений в распределении расходов при аварийных гидравлических режимах невелика, так как основные потери давления имеют место в головных, наиболее нагруженных участках сети. Это положение иллюстрирует кривая *2* (см. рис. 6.20), показывающая количества газа, подаваемые отдельным потребителям в аварийном режиме, если все ответвления были рассчитаны на постоянный перепад давления. Основная масса потребителей в обоих вариантах получает одинаковое количество газа и только концевому абоненту по второму варианту поступает 46,6% газа вместо 40% по первому варианту. Таким образом, при расчете ответвлений от распределительных сетей к зданиям необходимо использовать весь располагаемый перепад.

Из этого следует, что при разрыве кольца низкого давления постоянного диаметра количество газа, подаваемого основной массе потребителей, уменьшается не столь существенно. Поэтому можно считать, что кольцо низкого давления постоянного диаметра обеспечивает надежность системы. Это положение нашло свое отражение в рекомендациях по предварительному назначению диаметров и распределению потоков при расчете сети низкого давления, изложенных в начале параграфа. При расчете аварийных режимов многокольцевых сетей низкого давления используют метод контурных расходов, так как методом гидравлических сопротивлений и проводимостей сложные задачи решить нельзя.

6.7. Расчет кольцевых газовых сетей высокого (среднего) давления

Газовые сети высокого (среднего) давления являются верхним иерархическим уровнем городской системы газоснабжения. Для средних и больших городов их проектируют кольцевыми (резервированными), и только для малых городов они могут выполняться в виде разветвленных тупиковых сетей.

Все городские сети рассчитывают на заданный перепад давления. Такой подход к расчету связан с тем, что в город газ поступает под определенным давлением и поддерживается не ниже заданной величины. При движении газа по сетям высокого, среднего и низкого давления, а также при истечении из сопл газовых горелок все избыточное давление газа теряется. Городские системы не имеют нагнетателей, поэтому давление газа в системе не может увеличиваться. В связи с этим при технико-экономическом расчете городских сетей расход энергии на повышение давления газа не учитывают.

Расчетный перепад давления для сетей высокого (среднего) давления определяют исходя из следующих соображений. Начальное давление принимают максимальным по СНиП. Конечное давление принимают таким, чтобы при максимальной нагрузке сети

было обеспечено минимально допустимое давление газа перед регуляторами. Величина этого давления складывается из максимального давления газа перед горелками, перепада давлений в абонентском ответвлении при максимальной нагрузке и перепада в газорегуляторном пункте. В большинстве случаев перед ГПР достаточно иметь избыточное давление примерно 0,15...0,2 МПа.

Для разветвленных (нерезервированных) сетей потокораспределение однозначно определяется заданной схемой системы, а диаметры рассчитывают при полном использовании максимального перепада давления. Для сокращения расходов на сеть следует проводить технико-экономический расчет диаметров.

При расчете кольцевых сетей, как уже отмечалось выше, необходимо оставлять резерв давления для увеличения пропускной способности системы при аварийных гидравлических режимах. Принятый резерв следует проверять расчетом при возникновении наиболее неблагоприятных аварийных ситуаций. Такие режимы обычно возникают при выключении головных участков сети Для многокольцевой сети неблагоприятных режимов, которые необходимо проверить расчетом, может быть несколько.

Стопроцентное обеспечение потребителей газом при отказах элементов системы связано с дополнительными капитальными вложениями. Максимального эффекта можно добиться лишь при следующей постановке задачи. Ввиду кратковременности аварийных ситуаций следует допускать снижение качества системы при отказах ее элементов. Снижение качества оценивают коэффициентом обеспеченности $K_{об}$, который зависит от категории потребителей. Таким образом, количество газа, подаваемого потребителям при аварийном гидравлическом режиме $Q_{ав}$, не должно быть меньше предельного значения, определяемого соотношением

$$Q_{ав} = K_{об} Q_{расч}.$$

Сети высокого (среднего) давления являются управляемыми, к ним присоединяют ограниченное число крупных потребителей, режимом подачи газа которым управляет диспетчерская служба. При аварийной ситуации на сети диспетчер принимает меры для сокращения потребления газа. Такое сокращение можно осуществить в результате временного уменьшения подачи теплоты на отопление зданий и горячее водоснабжение, что приведет к уменьшению расходования газа котельными; можно временно прекратить работу второстепенных цехов; наконец, котельные и цехи, имеющие резервное топливоснабжение, должны быть переведены на работу с использованием этих топлив. Следует отметить, что во всех указанных случаях режим давлений в сети должен быть таким, чтобы была обеспечена нормальная работа газогорелочных устройств неотключенных агрегатов. Сократить подачу газа можно и коммунально-бытовым потребителям путем перенастройки регуляторов давления в ГРП на более низкое выходное давление

Следствием управляемости сети является и особая постановка задачи расчета аварийного гидравлического режима, заключающегося в том, что не только в расчетном режиме, но и в аварийных ситуациях узловые расходы газа являются заданными. Это положение позволяет вести расчет аварийных режимов теми же методами, какими определяют диаметры газопроводов при расчетном режиме. Отличие состоит лишь в том, что меняется геометрия сети: выключают один или несколько элементов и уменьшают узловые нагрузки в соответствии с принятыми коэффициентами обеспеченности.

Рассмотрим вопрос о возможных значениях коэффициентов обеспеченности. Коммунально-бытовых потребителей обычно питают от сети низкого давления после ГРП. Возможное уменьшение подачи газа ограничено нижним пределом, который устанавливают из соображений минимально

допустимого давления газа перед приборами. Это минимальное давление определяется минимальной нагрузкой, которую принимают равной 50% расчетного значения. Такое сокращение подачи газа хотя и снизит качество газоснабжающей системы, но не поставит потребителей в условия, когда они будут лишены источника теплоты и вынуждены искать другой вид топлива или энергии

Половину нормы газообразного топлива будут получать примерно 20... 30% потребителей, причем такое снижение подачи топлива существенно не отразится на приготовлении пищи. В основном это будет отражаться на качестве горячего водоснабжения. Как показывают исследования, при снижении давления после ГРП можно уменьшить максимальный расход примерно на 15.. 20% Следовательно, для коммунально-бытовых потребителей, присоединенных к сети низкого давления, коэффициент обеспеченности $K_{об}$ можно принять равным 0,8. .0,85. Учитывая кратковременность аварийных ситуаций и теплоаккумулирующую способность зданий, можно сократить подачу газа на отопительные цели. Коэффициент обеспеченности для отопительных котельных можно принимать равным: $K_{об}=0,7...0,75$.

Коэффициент обеспеченности для промышленных предприятий определяют из следующих соображений. Если предприятие имеет резервную систему снабжения топливом, то $K_{об}=0$. При ее отсутствии допустимое сокращение подачи газа зависит от сокращения подачи теплоты на отопительные цели. Для технологических нужд сокращать подачу газа не следует. Таким образом, коэффициент $K_{об}$ можно определить для всех сосредоточенных потребителей и на их основе рассчитать аварийные гидравлические режимы. После обоснования коэффициентов обеспеченности для всех потребителей решают вторую задачу, т е. определяют необходимый резерв пропускной способности сети.

Для однокольцевого газопровода аварийных режимов, подлежащих расчету, два: при выключении головных участков слева и справа от точки питания. Так как при выключении головных участков однокольцевой газопровод превращается в тупиковый, поэтому диаметр кольца можно определить из расчета аварийного гидравлического режима при лимитированном газоснабжении для тупиковой линии. Рекомендуется следующий порядок расчета однокольцевой газовой сети высокого (среднего) давления:

1. Производим предварительный расчет диаметра кольца по приближенным зависимостям:

$$Q_р = 0,59 \sum_{i=1}^{n} K_{об i} Q_i ,$$

$$p_н^2 - p_к^2 / 1,1 L_к , \qquad (6\,65)$$

где $Q_р$ — расчетный расход газа, Q_i — расчетные расходы газа потребителями, $K_{об i}$ — коэффициенты обеспеченности, $p_н$, $p_к$ — абсолютные давления газа в начале и в конце сети, $L_к$ — протяженность кольца (коэффициент 1,1 учитывает местные сопротивления), 0,59— приближенное значение коэффициента α в формуле определения расчетного расхода, когда газопровод несет путевую нагрузку Значение этого коэффициента можно уточнить по формуле (6 39)

Целесообразно принимать постоянный диаметр кольца. Если такой диаметр подобрать не удастся, то участки газопроводов, расположенные диаметрально противоположно точке питания, следует прокладывать меньшего диаметра, но не менее чем 0,75 диаметра головного участка. Расчеты показывают, что если запроектировать однокольцевой газопровод с таким же резервом пропускной способности, но при постоянном падении квадрата давления в расчетном режиме $[(p_н^2 - p_к^2)/l = \text{const}]$, тогда будет иметь место перерасход металла на 5...10% по сравнению с кольцом постоянного диаметра.

2. Выполняем два варианта гидравлического расчета аварийных режимов при выключенных головных участках слева и справа от точки питания. Диаметры участков корректируем так, чтобы давление газа у последнего потребителя не понижалось ниже минимально допустимого значения.

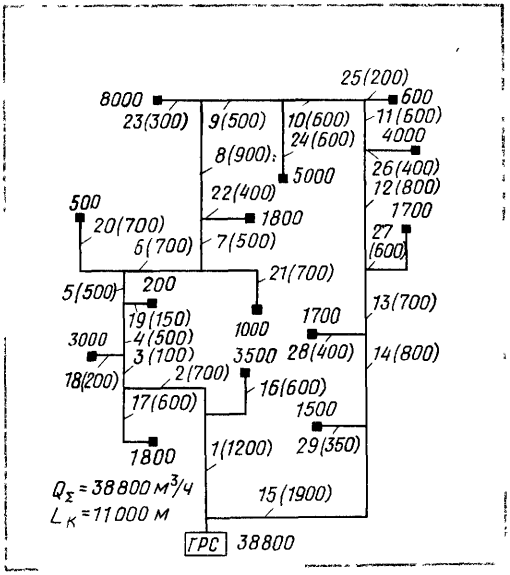


Рис. 6.21. Схема однокольцевого газопровода высокого давления

Для всех ответвлений рассчитываем диаметры газопроводов на полное использование перепада давления с подачей им $K_{об i} Q_i$ газа.

3. Рассчитываем распределение потоков при нормальном режиме и определяем давление газа во всех узловых точках.

4. Проверяем диаметры ответвлений к сосредоточенным потребителям при расчетном гидравлическом режиме. При недостаточности диаметров увеличиваем их до необходимых размеров.

Пример. 6.5. Рассчитать однокольцевой газопровод (рис. 6.21). На схеме рис. 6.21 показаны у всех потребителей узловые расходы газа (м³/ч), даны номера всех участков кольца и ответвлений, около номеров участков в скобках указаны их длины (м) Начальное давление газа после ГРС $p_н$=700 кПа (абс), минимальное конечное давление $p_к$=300 кПа (абс). Коэффициент обеспеченности для всех потребителей принят равным· $K_{об}$=0,7.

Решение. 1. Определим диаметр кольца по расчетному расходу

$$Q_п = 0{,}59 \sum_{i=1}^{n} K_{об} Q_i =$$

$$= 0{,}59 \cdot 0{,}7 \cdot 38\,800 = 16\,024 \text{ м}^3/\text{ч}$$

и удельному падению квадрата давления

$$\frac{p_н^2 - p_к^2}{1{,}1\, L_к} = \frac{700^2 - 300^2}{1{,}1 \cdot 11\,000} = 33{,}06 \text{ кПа}^2/\text{м}$$

Здесь потери давления на местных сопротивлениях приняты в 10% линейных потерь.

Диаметр определяем по номограмме (см. рис 6.2), он равен 273×7 мм.

2. Производим расчеты для аварийных режимов при выключении участков *1* и *15*. Расчеты для обоих вариантов сводим в табл. 6.9. Узловые расходы принимаем равными: $K_{об} Q_р = 0{,}7 Q_р$.

В процессе гидравлического расчета выяснилось, что кольцо диаметром 273×7 мм не обеспечивает необходимого давления в концевых точках Особенно это проявлялось при выключении участка *1*. Такое положение объясняется тем, что нагрузка на кольцо несимметричная — перегружена левая ветвь. Учитывая изложенное, для участков *1, 12, 13, 14* и *15* был принят диаметр 325×8, который и учтен в табл. 6.9.

Определим давление в концевых точках. При выключении участка $15 p_к = \sqrt{490\,000 - 328\,730} = 402$ кПа. При выключении участка $1 p_к = \sqrt{490\,000 - 342\,185} = 384$ кПа. В обоих случаях давления достаточны, чтобы присоединить соответственно ответвления *29* и *16*. Полученные диаметры кольца оставляем.

Рассчитываем диаметры ответвлений для аварийных режимов при подаче потребителям $Q_{аб} = K_{об} Q_р$ м³/ч газа. Сначала определяем давление газа в начале всех ответвлений как при отказе участка *15*, так и при отказе участка *1*. Из сравнения двух значений начальных давлений для каждого ответвления $p_{н\,от}$ выбираем меньшее. Для этого давления и подбираем диаметр ответвления при условии, чтобы давление в конце ответвления $p_{к\,от}$ было не менее 300 кПа Кроме того, диаметры менее 50 мм не проектируем

Порядок расчета проследим на примере ответвления *20*.

а) Находим давление в начале ответвления при отказе участка *15*

$$p_{н20} = \sqrt{700^2 - (58\,080 + 69\,300 + 9350 + 38500 + 37400)} = 526{,}7 \text{ кПа},$$

здесь 700 кПа — давление в начале сети, а сумма в скобках — потери квадрата давления на участках *1, 2, 3, 4, 5*, взятые из табл 6.9

б) Определяем давление в начале ответвления при отказе участка 1

$$p_{н20} = \sqrt{700^2 - (91\,960 + 39\,960 + 29\,260 + 31\,680 + 42\,900 + 39\,600 + 24\,750 + 18\,810 + 8800 + 10\,780)} =$$

$$= 393 \text{ кПа}.$$

Таблица 6.9. **Результаты гидравлического расчета аварийных режимов**

Отказал участок *15*						Отказал участок *1*					
показатели участка						показатели участка					
№	$d_н \times s$, мм	$l_у$, м	$Q_у$, м³/ч	$\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\times$ $\times 100$, кПа²	$(p_н^2-p_к^2)_у = 1{,}1\times\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\times \times 100 l_у/100$, кПа²	№	$d_н \times s$, мм	l_v, м	$Q_у$, м³/ч	$\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\times$ $\times 100$, кПа²	$(p_н^2-p_к^2)_у = 1{,}1\times\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\times \times 100 l_у/100$, кПа²
1	325×8	1200	27160	4400	58080	15	325×8	1900	27160	4400	91960
2	273×7	700	24710	9000	69300	14	325×8	800	26110	4200	36960
3	273×7	100	23450	8500	9350	13	325×8	700	24920	3800	29260
4	273×7	500	21350	7000	38500	12	325×8	800	23730	3600	31680
5	273×7	500	21210	6800	37400	11	273×7	600	20930	6500	42900
6	273×7	700	17710	4600	35420	10	273×7	600	20510	6000	39600
7	273×7	500	17010	4500	24750	9	273×7	500	17010	4500	24750
8	273×7	900	15750	3800	37620	8	273×7	900	11410	1900	18810
9	273×7	500	10150	1600	8800	7	273×7	500	10150	1600	8800
10	273×7	600	6650	700	4620	6	273×7	700	9450	1400	10780
11	273×7	600	6230	600	3960	5	273×7	500	5950	550	3025
12	325×8	800	3430	80	700	4	273×7	500	5810	500	2750
13	325×8	700	2240	30	230	3	273×7	100	3710	200	220
14	325×8	800	1050	—	—	2	273×7	700	2450	90	690
Итого	—	—	—	—	328 730		—	—	—	—	342 185

Таблица 6.10. **Результаты гидравлического расчета ответвлений при аварийных режимах**

Отказал участок *15*								Отказал участок *1*							
№ ответвления	$Q_{от}$, м³/ч	$l_{от}$, м	$d_н \times s$, мм	$\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\times$ $\times 100$, кПа²	$1{,}1\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\times$ $\times 100 l_{от}/100$, кПа²	$p_{к\,от}$, кПа	$p_{к\,от}$, кПа	№ ответвления	$Q_{от}$, м³/ч	$l_{от}$, м	$d_н \times s$, мм	$\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\times$ $\times 100$, кПа²	$1{,}1\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\times$ $\times 100 l_{от}/100$, кПа²	$p_{н\,от}$, кПа	$p_{к\,от}$, кПа
16	2450	600	—	—	—	657,2	—	29	1050	350	—	—	—	630,9	—
17	1260	600	—	—	—	602,2	—	28	1190	400	—	—	—	600,9	—
18	2100	200	—	—	—	594,4	—	27	1190	600	—	—	—	576,0	—
19	140	150	—	—	—	561	—	26	2800	400	—	—	—	547,9	—
20	3500	700	—	—	—	526,7		25	420	200	—	—	—	507,2	—
21	700	700	—	—	—	498	—	24	3500	600	—	—	—	466,5	—
22	1260	400	—	—	—	466	—	23	720	300	—	—	—	439,2	—

Продолжение табл. 6 10

Отказал участок *15*								Отказал участок *1*							
№ ответвления	$Q_{от}$, м³/ч	$l_{от}$, м	$d_н \times s$, мм	$\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\times 100$, кПа²	$1{,}1\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\times 100 l_{от}/100$, кПа²	$p_{н\,от}$, кПа	$p_{к\,от}$, кПа	№ ответвления	$Q_{от}$, м³/ч	$l_{от}$, м	$d_н \times s$, мм	$\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\times 100$, кПа²	$1{,}1\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\times 100 l_{от}/100$, кПа²	$p_{н\,от}$, кПа	$p_{к\,от}$, кПа
23	5600	300	133×4	20000	66000	423,8	337	22	1260	400	89×3	10000	44000	417,2	360,7
24	3500	600	133×4	9000	59400	413,3	334	21	700	700	76×2	7500	57750	406,5	327,9
25	420	200	57×3	16000	35200	407,6	362	20	3500	700	133×4	8500	65450	393,0	298,4
26	2800	400	108×4	18000	79200	402,7	288	19	140	150	57×3	1800	2970	389,2	385,4
27	1190	600	89×3	9000	59400	401,9	320	18	2100	200	89×3	30000	66000	385,6	287,6
28	1190	400	89×3	9000	39600	401,6	349	17	1260	600	89×3	9000	59400	385,4	298,5
29	1050	350	76×3	16000	61600	401,6	316	16	2450	600	133×4	4300	28380	384,5	345,6

Таблица 6 11 **Результаты расчета потокораспределения при нормальном гидравлическом режиме сети**

Показатели участка			Предварительное распределение расходов				Окончательное распределение расходов			
№	$d_н \times s$, мм	$l_{уч}$, м	$Q_{уч}$, м³/ч	$\frac{p_н^2-p_к^2}{l}100$, кПа²	$(p_н^2-p_к^2)_{уч}=\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\cdot 100\times l_{уч}/100$, кПа²	$Q_{уч}(p_н^2-p_к^2)_{уч}$	$Q_{уч}$, м³/ч	$\frac{p_н^2-p_к^2}{l}100$, кПа²	$(p_н^2-p_к^2)_{уч}=\frac{p_н^2-p_к^2}{l}\times 100 l_{уч}/100$, кПа²	$1{,}1(p_н^2-p_к^2)_{уч}$, кПа
1	325×8	1200	19300	2000	24000	1,244	20300	2600	31200	34320
2	273×7	700	15800	2500	17500	1,108	16800	4000	28000	30800
3	273×7	100	14000	3000	3000	0,214	15000	3500	3500	38500
4	273×7	500	11000	1900	9500	0,864	12000	2300	11500	12650
5	273×7	500	10800	1800	9000	0,833	11800	2220	11100	12210
6	273×7	700	5800	500	3500	0,603	6800	700	4900	5390
7	273×7	500	4800	330	1650	0,344	5800	500	2500	2750
8	273×7	900	3000	160	1440	0,48	4000	250	2250	2475
9	273×7	500	—5000	380	—1900	0,38	—4000	—250	—1250	1375
10	273×7	600	—10000	—1500	—9000	0,9	—9000	—1300	—7800	8580
11	273×7	600	—10600	—1700	—10200	0,962	—9600	—1400	—8400	9240
12	325×8	800	—14600	—1200	—9600					
13	325×8	700	—16600	—1600	—11200	0,658	—13600	—1200	—9600	10560
14	325×8	800	—18000	—1800	—14400	0,675	—15600	—1500	—10500	11550
15	325×8	1900	—19500	—2000	—38000	0,8	—17000	—1700	—13600	14960
						1,949	—18500	—2000	—38000	41800
Ошибка $\frac{-24710\cdot 100}{0{,}5\cdot 163890}=-30{,}2\%$					—24710	12,014	Ошибка $\frac{-5800\cdot 100}{0{,}5\cdot 184100}=6{,}3\%$		5800	

Так как при отказе участка *1* давление в начале ответвления меньше, поэтому за расчетное значение принимаем $p_{н20}=393$ кПа

в) Определяем допустимую потерю квадрата давления на 100 м

$$\frac{p^2_{н20}-p^2_{к20}}{1{,}1\,l_{20}}\cdot 100=$$

$$=\frac{393^2-300^2}{1{,}1\cdot 700}\cdot 100=8370\ \text{кПа}^2$$

г) Подбираем диаметр ответвления по номограмме (см. рис. 6.3)

$$d\times s=133\times 4\,,\quad \frac{p^2_н-p^2_к}{l}\cdot 100=8500\ \text{кПа}^2$$

д) Определяем потерю квадрата давления на ответвлении

$$1{,}1\ \frac{p^2_н-p^2_к}{l}\cdot 100\,l_{20}/100=$$

$$=1{,}1\cdot 8500\cdot 7=65\,450\ \text{кПа}^2.$$

е) Находим давление в конце ответвления

$$P_{к20}=\sqrt{393^2-65\,450}=298{,}4\ \text{кПа}.$$

Принятый диаметр оставляем.

Все расчеты для ответвлений сводим в табл. 6.10. Из рассмотрения расчетов (см. табл. 6.10) следует, что для ответвлений *23, 24-29* начальное давление будет меньшим при отказе участка *15*, а для ответвлений *16, 17-22*— при отказе участка *1*. Для этих условий и были подобраны диаметры.

3) Производим расчет потокораспределения при нормальном гидравлическом режиме сети. Сначала задаемся предварительным распределением потоков (нулевое приближение), при этом для каждого узла соблюдаем первый закон Кирхгофа. Примем точку схода в узле ответвления *23*. Будем считать, что по участку *8* в это ответвление поступает 3000 м^3/ч газа, а по участку *9*—5000 м^3/ч (Q_{23}=8000 м^3/ч). Далее, двигаясь против потока газа по каждой ветви кольца, находим расчетные расходы для всех участков кольца. По известным диаметрам и расходам по номограмме (см. рис. 6.3) находим потери давления на 100 м длины для всех участков и далее потери на участках. Все расчеты сводим в табл. 6.11.

В результате расчета кольца, исходя из предварительного распределения потоков, получаем невязку потерь квадрата давления в кольце, равную 24 710. Следовательно, ветвь *15, 14-9* перегружена. Для ее разгрузки необходимо ввести круговой расход по часовой стрелке. Ошибка в кольце составляет величину

$$\delta=\frac{\sum\left(p^2_{нi}-p^2_{кi}\right)100}{0{,}5\sum\left(p^2_{нi}-p^2_{кi}\right)}=\frac{-24\,710\cdot 100}{0{,}5\cdot 163\,890}=$$

$$=-30{,}2\%\,.$$

Рассчитаем поправочный круговой расход по формуле (6.63), учитывая, что для одного кольца $\Delta Q_к=\Delta Q^I_к$:

$$\Delta Q_к=-\frac{\sum\limits_к\left(p^2_{нi}-p^2_{кi}\right)}{2\sum\limits_к\frac{\left(p^2_{нi}-p^2_{кi}\right)}{Q_i}}=-\frac{-24\,710}{2\cdot 12{,}014}=1028\,,$$

примем $\Delta Q_к=1000$ м^3/ч.

Полученный увязочный круговой расход вводим в кольца и производим окончательный расчет. После введения кругового расхода ошибка в кольце уменьшилась до 6,2%, что, приемлемо Этим заканчивается расчет кольца.

4) Проверяем достаточность принятых диаметров ответвлений в процессе расчета аварийных гидравлических режимов. Сначала определяем давление газа в узлах присоединения ответвлений к кольцевому газопроводу, т. е. начальное давление в ответвлении $p_{н\,ог}$. Далее находим потерю давления, исходя из расчетной нагрузки и принятого диаметра, и затем давление в конце ответвления $p_{к\,ог}$. Если полученное давление не меньше 300 кПа, тогда принятый диаметр оставляем, в противном случае диаметр увеличиваем. Все расчеты сводим в табл. 6.12, откуда следует, что во всех случаях диаметры ответвлений, принятые при расчете аварийных режимов, удовлетворяют требованиям расчетного режима. Следовательно, аварийные гидравлические режимы для ответвлений оказались более напряженными, чем расчетный режим, поэтому они и определили диаметры ответвлений. На этом гидравлический расчет кольцевого газопровода высокого давления заканчивается.

Определим степень использования расчетного перепада квадрата давления при обеспечении лимитированного газоснабжения в аварийных ситуациях. Абсолютные значения давлений: $p_н$=700 кПа, $p_к$=300 кПа Потерю квадрата давления на ответвлении примем в 60 000 кПа^2. В этом случае величина расчетного перепада давления на кольце будет равна:

$$(p^2_н-p^2_к)_{расч}=700^2-300^2-60\,000=$$
$$=340\,000\ \text{кПа}^2.$$

Использованный в расчетном режиме перепад составляет

$$p^2_н-p^2_{к\,исп}=700^2-620{,}9^2=104\,483\ \text{кПа}.$$

Следовательно, степень использования расчетного перепада квадрата давления, определяемая необходимостью резервирования пропускной способности кольца для обеспечения лимитированного газоснабжения в аварийных ситуациях, составит:

$$\frac{104483}{340000}-100=30{,}7\%.$$

Таблица 6.12. **Проверка диаметров ответвлений на расчетный режим**

№ ответвления	$Q_{от}$, м³/ч	$l_т$, м	$d_н \times s$, мм	$\frac{p_н^2 - p_к^2}{l} \times 100$, кПа²	$1{,}1\frac{p_н^2 - p_к^2}{l_{от}} \times 100 l_{от}/100$, кПа²	$p_{н\,от}$, кПа	$p_{к\,от}$, кПа
16	3500	600	133×4	8000	52800	675	634,7
17	1800	600	89×3	20000	132000	651,8	541,2
18	3000	200	89×3	50000	110000	648,9	557,2
19	200	150	57×3	3500	5750	639	635,3
20	5000	700	133×4	17000	130900	629,4	515
21	1000	700	76×3	16000	123200	625,1	517,3
22	1800	400	89×3	20000	88000	622,9	547,7
23	8000	300	133×4	40000	132000	620,9	503,5
29	1500	350	76×3	34000	130900	669,5	663,3
28	1700	400	89×3	18000	79200	658,2	595
27	1700	600	89×3	18000	118800	649,4	550,4
26	4000	400	108×4	36000	158400	641,2	502,7
25	600	200	57×3	32000	70400	633,9	575,7
24	5000	600	133×4	18000	118800	627,1	523,9

В рассмотренном выше примере гидравлического расчета однокольцевого газопровода для обеспечения потребителей лимитированным газоснабжением в периоды аварийных ситуаций при определении диаметра кольца использовано лишь 30,7% ($y=0{,}307$) максимально возможного перепада квадрата давлений $(p_н^2 - p_к^2)^{макс}$. Доля используемого в расчетном режиме перепада квадрата давлений y зависит от схемы сети, ее нагрузки и коэффициента обеспеченности потребителей ($K_{об}$). Определим значения, которые может принимать коэффициент y для однокольцевого газопровода с равномерно распределенной нагрузкой.

Рассмотрим однокольцевой газопровод с одной точкой питания, к которому присоединено N потребителей с расчетным расходом $q=Q/N$ каждый (где Q — суммарный расход газа). Потребители присоединены к кольцу через равные интервалы $l=L/(N+1)$. С некоторым приближением как для четных, так и для нечетных значений N расчетный расход газа для расчетного режима кольца $Q_{р.р}$ можно определить по следующему уравнению:

$$Q_{р\,р} = \alpha \frac{Q}{2} = \sqrt{\frac{2n+1}{6n}} \frac{Q}{2} = \sqrt{\frac{2\frac{N}{2}+1}{6\frac{N}{2}}} \frac{Q}{2} = \sqrt{\frac{N+1}{3N}} \frac{Q}{2}. \quad (6.66)$$

Это уравнение получено в предположении, что число узловых нагрузок, присоединенных к полукольцу, равно $N/2$; нагрузки присоединены к кольцу

Таблица 6.13 **Значения y и $d_{ав}/d_р$ при различных величинах $K_{об}$ и N**

N	Коэффициент обеспеченности $K_{об}$					
	1		0,7		0,5	
	y	$d_{ав}/d_р$	y	$d_{ав}/d_р$	y	$d_{ав}/d_р$
5	0,164	1,41	0,334	1,23	0,656	1,08
10	0,144	1,44	0,294	1,26	0,576	1,11
50	0,129	1,47	0,263	1,28	0,516	1,13
100	0,127	1,48	0,259	1,29	0,508	1,14

равномерно. Таким образом, диаметр кольца (принимаемый постоянным) определяется в предположении, что полукольцо несет только путевую нагрузку $Q/2$ и на нем срабатывается расчетный перепад, равный:

$$y(p^2_{\text{н}}-p^2_{\text{к}})^{\text{макс}}.$$

Коэффициент α определен из формулы (6.39) при $x=1$.

Считая закон гидравлического сопротивления квадратичным, напишем уравнение для определения диаметра кольца

$$y\left(p^2_{\text{н}}-p^2_{\text{к}}\right)^{\text{макс}}=k\frac{Q^2}{d_{\text{р}}^{5,25}}l=$$

$$=k\frac{\frac{N+1}{3N}\frac{Q^2}{4}}{d_{\text{р}}^{5,25}}L/2=\frac{kQ^2L}{d_{\text{р}}^{5,25}}\frac{N+1}{24N},$$

отсюда

$$d_{\text{р}}^{5,25}=\frac{kQ^2L}{\left(p^2_{\text{н}}-p^2_{\text{к}}\right)^{\text{макс}}}\frac{1}{y}\frac{N+1}{25N}. \qquad (6\,67)$$

Определим диаметр кольца, исходя из аварийного режима, когда выключен головной участок. В таком случае кольцо превратится в линейный газопровод длиной $L\frac{N}{N+1}$ и нагруженный N одинаковыми узловыми расходами, расположенными на одинаковых расстояниях. В аварийном режиме потребители получают сниженное, лимитированное количество газа $q_{\text{ав}}=\frac{K_{\text{об}}}{N}Q$ (где $K_{\text{об}}$ — коэффициент обеспеченности), а на сети срабатывается максимальный перепад давления, соответствующий $(p^2_{\text{н}}-p^2_{\text{к}})^{\text{макс}}$

Диаметр кольца будет равен:

$$\left(p^2_{\text{н}}-p^2_{\text{к}}\right)^{\text{макс}}=k\frac{2N+1}{6N}\frac{\left(K_{\text{об}}Q\right)^2}{d_{\text{р}}^{5,25}}L\frac{N}{N+1};$$

$$d_{\text{ав}}^{5,25}=\frac{kQ^2L}{\left(p^2_{\text{н}}-p^2_{\text{к}}\right)^{\text{макс}}}\frac{2N+1}{6(N+1)}K^2_{\text{об}} \qquad (6\,68)$$

Из полученных соотношений можно решить две задачи:

1) определить долю максимального перепада y, используемого в расчетном режиме в зависимости от коэффициента обеспеченности $K_{\text{об}}$ [приравниваем выражения (6.67) и (6.68), так как $d_{\text{р}}=d_{\text{ав}}$ и определяем y];

2) определить необходимое увеличение диаметра кольца для возможности пропуска лимитированного количества газа в аварийных ситуациях (берем отношение $d_{\text{ав}}/d_{\text{р}}$ при $y=1$). Результаты решения сведены в табл. 6.13.

Для однокольцевого газопровода сети высокого давления число узловых потребителей обычно не бывает менее 10, поэтому в расчетах можно принимать следующие примерные значения коэффициента y: при $K_{\text{об}}=1$; $y=0{,}15$; при $K_{\text{об}}=0{,}7$; $y=0{,}3$ и при $K_{\text{об}}=0{,}5$; $y=0{,}6$. Справедливость принятого резерва давления следует проверять расчетом.

Дополнительные металловложения в резервирование однокольцевого газопровода примерно составляют: при $K_{\text{об}}=1$ — /40—45/%, при $K_{\text{об}}=0{,}7$ — /25—30/%, $K_{\text{об}}=0{,}5$ — /8—15/%. С увеличением числа колец резерв давления уменьшается и значение y увеличивается. Существенное увеличение коэффициента y будет при последовательном расположении по направлению основного потока газа нескольких колец. Эти кольца следует проектировать одинакового или близких по значению диаметров и на всех кольцах срабатывать примерно одинаковые перепады квадрата давления.

Проведенный анализ и расчеты для однокольцевого газопровода дают возможность ориентироваться при назначении диаметров и резервов давления в процессе предварительного расчета многокольцевой сети высокого давления.

6.8. Особенности расчета многокольцевых газовых сетей высокого (среднего) давления

Исходной информацией является заданная кольцевая сеть с узловыми нагрузками и точками питания сети. Задача состоит в определении диамет-

ров участков сети из условий ее надежного функционирования. Для решения этой задачи предлагается метод расчета, состоящий из трех этапов: 1) предварительное определение диаметров и осреднение их по рангам колец; 2) корректировка диаметров в результате расчетов потокораспределения для всего набора аварийных ситуаций; 3) расчет потокораспределения для расчетной нагрузки газовой сети.

Для предварительного определения диаметров следует задаться предварительным потокораспределением в сети с увязкой балансов потоков в узлах. Для этого сначала выбирают направления движения потоков, назначают узлы — точки схода потоков на периферии кольцевой сети и, двигаясь от этих точек к точке питания сети, выбирают направление движения газа для каждого участка. В схеме проставляют направления движения газа по участкам После выбора направлений движения потоков назначают расходы для участков, также двигаясь от точек схода против движения потоков к точке питания. В точках схода потоков транзитные расходы распределяют так, чтобы расходы на соседних участках были примерно одинаковыми, тогда участки будут близкими к взаимозаменяемым.

После предварительного распределения потоков по сети определяют удельные потери давления для подбора диаметров. Для этого расчетную потерю давления для всей сети уменьшают умножая на коэффициент φ, который определяет необходимый запас давления для транспортного резерва. Следует напомнить, что газопроводы высокого и среднего давлений рассчитывают по удельным потерям квадрата давления, т. е по выражению:

$$(p_i^2 - p_j^2)/l\,,$$

где p_i и p_j — абсолютное давление в начале (i) и конце (j) участка, l — длина участка

Для сети удельную потерю для подбора диаметров определяют так

$$\varphi(p^2_{н} - p^2_{к})/1{,}1 \cdot L,$$

где $p_н$ и $p_к$ — абсолютные давления в точке питания и точке схода потоков (концевой точке) в сети, L — длина направления от точки питания до точки схода, 1,1 — коэффициент, учитывающий потери давления на местных сопротивлениях, φ — коэффициент транспортного резерва

Коэффициент φ зависит в основном от числа взаимно-резервирующих друг друга колец, характера узловой нагрузки и коэффициента обеспеченности потребителей $K_{об}$. Чем больше колец, чем равномернее нагрузка и чем меньше $K_{об}$, тем больше величина φ. Коэффициент φ обычно колеблется в пределах: φ=0,2...0,4.

После подбора диаметров участков производят увязку сети. Далее ранжируют кольца. Для этого необходимо выбрать критерий. Но, первоначально устанавливают критерий для ранжировки участков. Так как задача любого участка сети — перетранспортировать в единицу времени определенное количество газа, а на транспорт газа затрачивается мощность, поэтому ранжировать участки целесообразно по затрачиваемой на транспортирование газа мощности. Чем больше затрачиваемая мощность, тем выше ранг участка.

Выведем выражение для определения мощности, затрачиваемой на транспортирование газа. Потери квадрата давления определим по формуле

$$p_i^2 - p_j^2 = a\,\frac{Q_{ij}^2}{d_{ij}^{5{,}25}}\,l_{ij}$$

Потерю мощности определим по следующему выражению

$$\Delta N_{ij} = |\Delta p_{ij}| \cdot |Q_{ij}| = \frac{a}{p_i + p_j}\,\frac{|Q_{ij}|^3}{d_{ij}^{5{,}25}}\,l_{ij}$$

Для ранжировки колец используем суммарную величину потерянной мощности, Вт:

$$\Delta N_{к} = \sum_{\text{кольца}} \frac{a}{p_i + p_j}\,\frac{|Q_{ij}|^3}{d_{ij}^{5{,}25}}\,l_{ij}$$

Порядок ранжирования колец сети принимают следующий: первое по рангу кольцо — это кольцо, примыкающее к точке питания городской сети (к

ГРС), его всегда проектируют наиболее нагруженным; следующие по рангу обычно бывают кольца, имеющие общие участки с первым кольцом. Ранжированию подлежат только кольца, которые являются основными резервирующими элементами сети. Итоговой оценкой при ранжировании является энергетическая загруженность кольца при транспортировании газа, определяемая приведенной выше формулой.

После ранжировки имеется ряд колец, для которых определяют их средние диаметры. Осреднения ведут из условия сохранения материальной характеристики кольца, полученной при предварительном определении диаметров газовой сети. Для первого по рангу кольца войдут все участки, и средний диаметр определится по формуле

$$d_{\text{ср1}} = \sum_{\text{к1}} d_{ij} l_{ij} / \sum_{\text{к1}} l_{ij}$$

При осреднении диаметра второго кольца диаметры участков, общих с первым, сохраняют такими, какие они были получены при осреднении первого кольца.

Второй этап рассматриваемого метода состоит в корректировке принятых в предварительном расчете диаметров с тем, чтобы обеспечить необходимый транспортный резерв кольцевой сети. Для этого прежде всего устанавливают набор аварийных ситуаций, для которых производят расчет потокораспределения сети. Расчет потокораспределения ведут из условий обеспечения потребителей лимитированным газоснабжением. Аварийные ситуации, подлежащие гидравлическому расчету, подбирают следующие. Первые две аварийные ситуации — это отказы с одной и другой стороны от точки питания. Следующие аварийные ситуации связаны с отказами участков, которые отходят от первого кольца. Их ранжируют по критерию:

$$\Delta N_{ij} = \frac{a}{p_i + p_j} \frac{|Q_{ij}|^3}{d_{ij}^{5,25}} l_{ij}$$

Далее аналогично рассматривают третье и последующие кольца.

Для принятого набора аварийных ситуаций производят расчет потокораспределения и корректируют диаметры, исходя из двух условий: 1) диаметры сети должны обеспечить необходимый транспортный резерв; 2) скорректированные диаметры должны обеспечивать полное использование расчетного перепада давления в сети. Порядок корректировки диаметров принимают следующий. Для каждой аварийной ситуации производят определенный цикл расчетов. Следует отметить, что геометрическая схема любой аварийной ситуации может представить одну из следующих схем. Первая схема соответствует отказам головных участков первого кольца, она выглядит так: тупиковый газопровод, питающий оставшуюся кольцевую сеть и выходящий из источника питания, и тупиковое ответвление, представляющее собой часть участков первого кольца, которые попали в аварийную зону. Вторая схема, которая соответствует любой другой аварийной ситуации, будет представлять собой следующее: две части кольцевой сети, соединенные участками кольца, на котором произошла аварийная ситуация, но эти участки не попали в аварийную зону. Участки, попавшие в аварийную зону, будут представлять собой тупиковые ответвления Сеть будет питаться от источника.

Таким образом, каждая аварийная ситуация прежде всего будет иметь свою схему. Для этой схемы назначают предварительное распределение потоков с соблюдением первого закона Кирхгофа. Узловые нагрузки принимают для лимитированного газоснабжения. После предварительного распределения потоков решают задачу истинного распределения потоков по сети. После этого корректируют диаметры. Здесь следует еще раз подчеркнуть, что в основу рассматриваемого метода заложен принцип постоянного диаметра элементарного контура, как только это можно осуществить по ран-

жированному ряду колец. Но, учитывая ГОСТовскую дискретность диаметров, строго решить задачу по этому принципу не удается, поэтому приходится проектировать кольца из составных диаметров. При этом выполняют правило, чтобы диаметры одного кольца были соседними по ГОСТу. Это не относится к участкам, входящим в кольцо более высокого ранга.

После окончания корректировки диаметров, произведенной последовательно для всего набора аварийных ситуаций, весь расчет для всех аварийных ситуаций повторяют вновь, но при этом за исходное распределение потоков принимают потокораспределение, полученное в предыдущем расчете, кольца — состоящие из скорректированных диаметров. Второй повтор расчета — это вторая итерация. Итерационный процесс проводят до достижения требуемой точности. На этом заканчивают второй этап.

Третий этап включает расчет потокораспределения для сети с установленными диаметрами и расчетными нагрузками в узлах. После расчета потокораспределения определяют давления во всех узлах.

6.9. Гидравлические режимы газовых сетей

Определение расчетных перепадов давления газа в сети при непосредственном присоединении потребителей. К городским сетям низкого давления потребителей присоединяют, как правило, непосредственно. Колебания давления газа у потребителей зависят от: 1) величины расчетного перепада давления и степени его использования на пути движения газа от точки питания до газоиспользующей установки; 2) режима работы газоиспользующих установок; 3) метода регулирования давления газа в точке питания сети. Нормальная работа газоиспользующих установок может быть обеспечена только при условии стабильного давления газа перед ними, чего достигают правильным выбором исходных данных для гидравлического расчета сети и способа регулирования начального давления.

На рис. 6.22 показан график давлений, соответствующий расчетному режиму работы газовой сети при непосредственном присоединении к ней потребителей. При сравнении кривых давления плоскости, в которых расположены ответвления и их пьезометры, совмещены с плоскостью основного газопровода AB, и его пьезометра. Таким образом, на графике давлений ответвление *1—1* будет сливаться с основным газопроводом AB, а точка *1* условно смещается вправо на величину отрезка *1—1*. Проекцию условного расположения точки *1* на плане можно получить поворотом ответвления *1—1* до совмещения с линией AB. Пьезометр ответвления *1—1* на графике давлений показан прямой *1′—1′*. Давление газа перед газоиспользующими установками, присоединяемыми непосредственно к сети, различно и зависит от полноты использования расчетного перепада.

При разработке городской системы газоснабжения на стадии технического проекта рассчитывают распределительную сеть, а на стадии рабочих чертежей — абонентские ответвления. Распределительную сеть проектируют на перепад давлений Δp_c, а абонентские ответвления, включая внутридомовые газопроводы,— на $\Delta p_{от}$. В таком случае расчетный перепад давлений ($\Delta p_р = \Delta p_c + \Delta p_{от}$) будет использован полностью только у абонентов, присоединенных к концевым точкам *4* и *5*. Тогда давление у них будет равно конечному ($p_A = p_{мин}$). Перед ответвлениями, присоединенными к газопроводам до концевых точек, *1—1* и *3—II*, давление будет больше, чем $p_к$, а в самих ответвлениях сохранится расчетный перепад $\Delta p_{от}$. Отсюда давление перед абонентами окажется больше минимального ($p'_A > p_{мин}$, $p''_A > p_{мин}$). В отдельных случаях, когда небольшие здания расположены вблизи ГРП, расчетный перепад может быть использован лишь незначительно, поэтому давление перед ними можно считать рав-

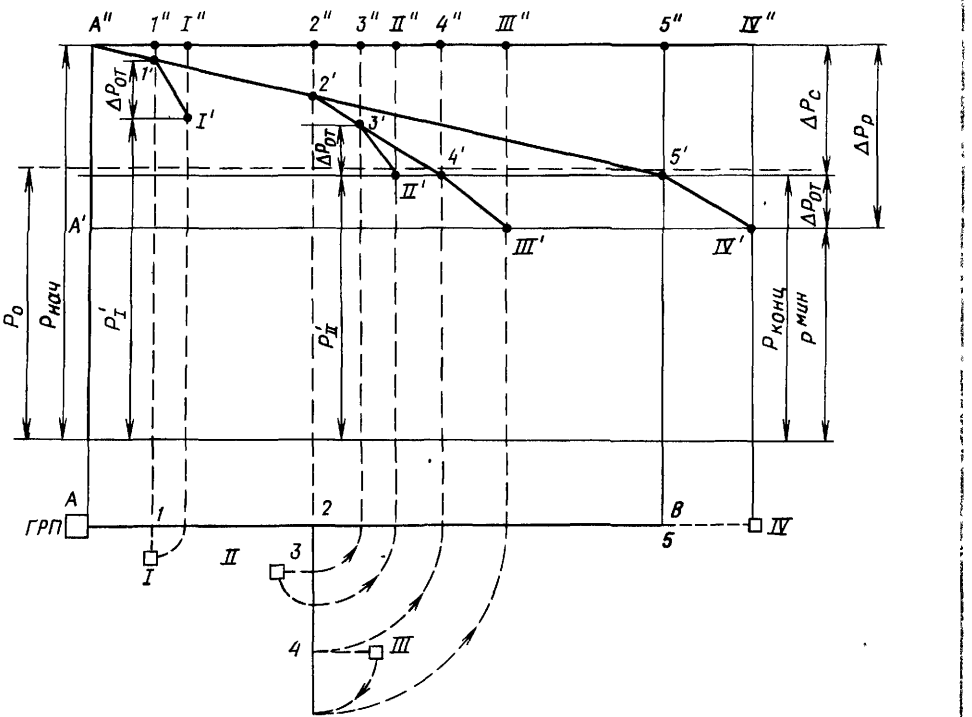


Рис. 6.22. График давлений расчетного режима сети при непосредственном присоединении к ней потребителей

$p_{нач}$, $p_{конц}$, p_0, $p_Д$, $\Delta p_р$, $\Delta p_с$, $\Delta p_{от}$ — соответственно начальное давление в распределительной сети, конечное давление, номинальное давление, давление перед абонентами, расчетный перепад давлений в распределительной сети, перепад давлений в абонентских ответвлениях, *A*, *B* — начальная и конечная точки распределительной сети, *1—IV* — абоненты, *1—I*, *3—II*, *4—III*, *5—IV* — абонентские ответвления, *1—5* — точки присоединения абонентских ответвлений к распределительной сети, *4*, *5* — концевые точки распределительной сети, соответствующие точки на пьезометре даны со штрихами

ным максимальному значению ($p_{макс}$ = $= p_{нач}$). В зависимости от степени использования расчетного перепада давление газа перед приборами и установками может принимать значения, находящиеся в зоне $A'—IV'—A''$ (см. рис. 6.22), которая является зоной давления перед установками при расчетной (максимальной) нагрузке сети.

Давление при максимальной нагрузке соответствует графику, показанному на рис. 6.22. При нулевом потреблении и поддержании $p_{нач}$ постоянным пьезометры газопроводов сольются в одну линию $A''—IV''$. Отсюда возможная зона колебаний давления газа перед горелками потребителей будет представлять собой контур $A''—IV''—IV'—A'$, а диапазон колебаний у отдельных приборов будет зависеть от степени использования расчетного перепада. Так, для установки 1 диапазон колебаний будет равен $I'—I''$, а для установки II он составит величину $II'—II''$. Максимальный диапазон колебаний давления будет равен расчетному перепаду давлений. Если изменять начальное давление в соответствии с режимом потребления газа, то можно значительно повысить стабильность работы установок. Действительно, если с падением нагрузки снижать давление в

точке питания сети, тогда перед приборами и газоиспользующими установками давление увеличиваться не будет. При нулевой нагрузке начальное давление снизится до конечного (минимального), а пьезометры основной линии и ответвлений сольются в одну прямую $A'—IV'$ (см. рис. 6.22). Таким образом, при непосредственном присоединении газоиспользующих установок к сети максимально возможные колебания давления газа перед ними будут равны расчетному перепаду давления для всей сети.

Обозначим допустимую степень перегрузки и недогрузки установок, использующих газ, по отношению к номинальной так

$$p_{\text{макс}}=k_1 p_0;\ p_{\text{мин}}=k_2 p_0,$$

где k_1 и k_2 — соответственно коэффициенты перегрузки и недогрузки, p_0 — номинальное давление газа, на которое рассчитана установка

Допустимая степень перегрузки и недогрузки приборов определяется техническими показателями газогорелочных устройств и требованиями технологии Исходя из максимальных колебаний давления газа перед установками расчетный перепад давления для сети будет равен:

$$\Delta p_{\text{р}}=p_{\text{макс}}-p_{\text{мин}}=(k_1-k_2)\,p_0.$$

В этой формуле расчетный перепад давления определен как доля номинального давления газа перед установками, а зона колебания давления газа в долях p_0 определяется коэффициентами k_1 и k_2. Из анализа написанного выше уравнения следует, что увеличить расчетный перепад при сохранении размеров зоны допустимых колебаний давления газа перед установками (k_1=const и k_2=const) можно только путем увеличения номинального давления газа, т. е. давления, на которое запроектированы горелки приборов. Но чем выше номинальное давление газа, тем бóльшие требования предъявляются к конструкции, изготовлению и качеству монтажа оборудования и тем выше стоимость эксплуатации сети. При выборе номинального давления следует учитывать изложенные обстоятельства.

Производительность установки зависит от давления газа перед ней. Считая закон гидравлического сопротивления газоиспользующей установки квадратичным, можно записать следующие зависимости:

$$p=aQ^2,$$

$$Q=\frac{1}{\sqrt{a}}\sqrt{p}=b\sqrt{p},$$

где p — давление газа перед установкой (или прибором), a — сопротивление установки, Q — производительность установки, b — проводимость установки

Максимальному давлению газа перед установкой будет соответствовать максимальная ее производительность, а минимальному давлению — минимальная производительность. Считая, что максимальное давление перед установками равно начальному, а минимальное — конечному, можно записать уравнения:

$$p_{\text{н}}=p_{\text{макс}}=aQ^2_{\text{макс}};$$
$$p_{\text{к}}=p_{\text{мин}}=aQ^2_{\text{мин}}.$$

Но максимальное давление газа у потребителей будет при минимальной нагрузке сети. Следовательно, максимальная перегрузка отдельных приборов возможна только в периоды провалов потреблений, т. е. когда большинство потребителей не работает. С увеличением числа работающих абонентов давление перед приборами будет падать и их возможная перегрузка сократится. При максимуме потребления перед приборами абонентов установится минимальное давление.

За расчетный режим принимают режим максимального потребления газа. Пропускную способность сети рассчитывают на максимальную нагрузку, при которой перед газоиспользующими агрегатами должно установиться номинальное давление p_0. Такое условие обеспечивает соответствие пропускной способности сети возможности использования подаваемого количества газа приборами в период

пика потребления. Если исходить из этих расчетных условий, то коэффициент недогрузки следует принять $k_2=1$. Исследуем, какова будет нагрузка сети и абонентов в период пика потребления, если для расчетного режима принять $k_2<1$, т. е. допустить возможность работы абонентов в часы пик потребления с величиной давления меньше номинального. Здесь возможны следующие два крайних случая:

1) нагрузка приборов находится в полном соответствии с давлением. Газовые краны перед всеми приборами полностью открыты. В этом случае расчетная схема не обеспечивает максимального потребления. В период пика абоненты потребляют газа меньше максимальной величины, а сеть не работает с максимальной нагрузкой, на которую она рассчитана;

2) в пик потребления по технологическим соображениям горелки работают с давлениями меньше номинального, т. е. приборы работают с недогрузкой. Газовые краны перед приборами прикрыты. В этом случае максимум потребления обеспечивается числом работающих абонентов и потребление газа не находится в соответствии с давлением перед горелками, т. е. максимум потребления обеспечен. При расчетном режиме сеть работает с максимальной нагрузкой.

Рассмотрим работу сети в период пика потребления для первого случая при различных значениях k_2. Закон сопротивления сети выразим следующей формулой:

$$\Delta p=a_1 Q^{1,75}.$$

Сеть рассчитывают на максимальную нагрузку, т. е.

$$\Delta p_{\text{р}}=(k_1-k_2)\,p_0=a_1\,Q_{\text{р}}^{1,75},$$

где a_1 — эквивалентное сопротивление сети; Q_p — расчетная (максимальная) нагрузка сети.

Приборы абонентов рассчитаны на номинальное давление, при котором работают с расчетной нагрузкой:

$$p_0=a_2 Q^2{}_p,$$

где a_2 — эквивалентное сопротивление приборов абонентов; $Q_{\text{р}}$ — расчетная (номинальная) нагрузка абонентов.

Если $k_2<1$, то пик потребления не обеспечен. Обозначим фактическую нагрузку сети и абонентов в период пика потребления как долю x от расчетной нагрузки, тогда

$$Q=xQ_{\text{р}}.$$

Теперь для пика потребления можно записать уравнение

$$p_{\text{н}}=p_{\text{к}}+\Delta p$$

или

$$k_1 p_0=a_2(xQ_{\text{р}})^2+a_1(x\,Q_{\text{р}})^{1,75}.$$

С учетом предыдущих уравнений получим

$$k_1 p_0=x^2 p_0+x^{1,75}(k_1-k_2)\,p_0,$$

отсюда

$$x^2+(k_1-k_2)x^{1,75}-k_1=0.$$

В приведенных формулах значение x является степенью удовлетворения максимума. Если $x=1$, то максимум (пик) удовлетворен. Рассчитаем значение x для различных величин k_2, считая значение $k_1=1{,}5$. Результаты расчета приведены ниже:

при $x=1$; 0,98; 0,96; 0,94; 0,9; 0,85; 0,8; 0,759 соответственно $k_2=1$; 0,941; 0,879; 0,813; 0,671; 0,467; 0,228; 0.

Откуда видно, что, чем меньше величина k_2, тем меньше x. Однако если $k_2=0$, т. е. сеть рассчитана на все избыточное давление ($\Delta p_p=p_{\text{макс}}$), то и в этом случае степень удовлетворения максимума окажется значительно больше нуля ($x=0{,}759$). Это объясняется тем, что с уменьшением значения x увеличивается недогрузка сети, в результате чего частично освобождается избыточное давление, которое используется у приборов абонентов. Каждому значению k_2 отвечает определенное значение x, при котором потери давления в сети плюс потери давления в приборах абонентов становятся равными начальному давлению газа в сети.

Фактические условия работы системы не будут соответствовать ни одному из рассмотренных случаев. Действительно, при пике потребления по технологическим соображениям часть приборов должна работать с расчетной номинальной нагрузкой (ванные колонки, отопительные котлы и печи при расчетной наружной температуре), а часть их — с пониженной нагрузкой (горелки плит). Если давление перед горелками меньше номинального, то вторая группа приборов не будет испытывать недостатка в работе системы, но первая группа должна будет работать с пониженными нагрузками, а это приведет к сокращению потребления газа (т. е. к неудовлетворению максимума).

Допустимую степень недогрузки приборов k_2 следует назначать исходя из технологических соображений, а также из условий удовлетворения максимума Учитывая технические показатели газовых горелок и технологические требования, предъявляемые к коммунально-бытовым установкам, коэффициент k_2 можно принять равным 0,60...0,8. Как следует из предыдущих расчетов, при таких значениях k_2 пик потребления будет удовлетворен примерно на 0,88...0,94.

Действительные значения x будут несколько больше. Соответственно 0,91...0,97. Это связано со следующими причинами: 1) в период пика потребления одна часть приборов должна работать с недогрузкой, а другая часть с номинальной нагрузкой;
2) время работы приборов, у которых краны открыты полностью, но нагрузка вследствие пониженного давления газа меньше номинальной, несколько увеличивается. Вследствие этого возрастает число приборов, работающих в период пика, что приводит к увеличению x; 3) у определенной части абонентов расчетный перепад давления недоиспользован, поэтому давление перед их горелками в пик потребления будет больше расчетного и приборы смогут работать с номинальной нагрузкой.

Считая степень удовлетворения максимума в 0,97 достаточной, за расчетное значение коэффициента недогрузки целесообразно принять $k_2=0{,}8$. Коэффициент перегрузки принимают $k_1=1{,}5$, так как перегрузку приборов допускают примерно в 20%, следовательно, $1{,}2^2=1{,}44$, или округленно 1,5. Таким образом, расчетный перепад давления для сети низкого давления (включая абонентское ответвление, ввод, внутридомовую разводку и потери давления в приборе до горелки) составит

$$\Delta p_p=(1{,}5-0{,}8)p_0=0{,}7p_0.$$

По действующим нормам при использовании природного газа непосредственное присоединение потребителей к сети разрешается, если давление в ней не превышает 3000 Па. Отсюда максимальные значения номинального давления и расчетного перепада будут равны:

$$p_0=p_{\text{макс}}/1{,}5=3000/1{,}5=2000 \text{ Па};$$
$$\triangle p_p=0{,}7\cdot 2000=1400 \text{ Па}.$$

Гидравлический режим сети низкого давления. Рассмотрим режим давления газа у потребителей при непосредственном их присоединении к сети низкого давления в зависимости от метода регулирования начального давления газа. Применяют два способа регулирования режима: 1) поддерживают начальное давление в сети постоянным в течение определенного периода времени (месяц, сезон); 2) автоматически изменяют начальное давление в сети в зависимости от ее нагрузки. Если в начале сети поддерживают постоянное давление, то с уменьшением нагрузки перепады уменьшаются, давление перед установками возрастает и при нулевом потреблении оно становится максимальным.

Запишем уравнение, связывающее значение $p_н$ в сети, давление у потребителей и перепад давлений при расчетном режиме:

$$p_н=p_п+\beta\triangle p_р,$$

где $p_п$ — давление газа перед горелками приборов, β — степень использования расчетного перепада давления

При любом режиме потребления газа это уравнение примет вид $p_н = p_п + \beta \Delta p$,

где Δp—фактический перепад давления в сети

Зависимость перепада давления от нагрузки сети можно принять следующую:

$$\Delta p / \Delta p_р = (Q/Q_{макс})^{1,75} = x^{1,75}$$

Коэффициент x характеризует сеть с точки зрения ее нагрузки по отношению к максимальной.

Из приведенных уравнений получаем

$$p_н = p_п + \beta x^{1,75} \Delta p_р. \qquad (6.69)$$

Уравнение (6.69) является основным уравнением давления газа в сети, т. е. его характеристикой. Оно может быть использовано для построения кривой давления у любого потребителя, так как это уравнение учитывает степень использования расчетного перепада Считая начальное давление в сети постоянным и равным $p_н = 1{,}5 p_0$ и принимая расчетный перепад давления $\Delta p_р = 0{,}7 p_0$, уравнение (6.69) можно преобразовать следующим образом:

$$p_п / p_0 = 1{,}5 - 0{,}7 \beta x^{1,75}. \qquad (6.70)$$

Это уравнение определяет давление перед любым потребителем в зависимости от режима работы сети.

Построим кривую давления газа у потребителей по уравнению (6.70), считая коэффициент $\beta = 1$ (рис. 6.23). Точка пересечения этой кривой с ординатой, равной единице ($p_п = p_0$), дает величину максимальной (предельной) нагрузки, при которой давление у потребителей будет не меньше номинального. Вычислим эту предельную нагрузку $x_{пр}$, для чего приравняем правую часть уравнения (6.70) к единице:

$$1 = 1{,}5 - 0{,}7 x_{пр}^{1,75};$$
$$x_{пр} = 0{,}825.$$

Следовательно, при нагрузках сети от 0 до $0{,}825 Q_{макс}$ давление перед потребителями будет больше номинального, а при нагрузках от 0,825 до $1 Q_{макс}$ — меньше номинального.

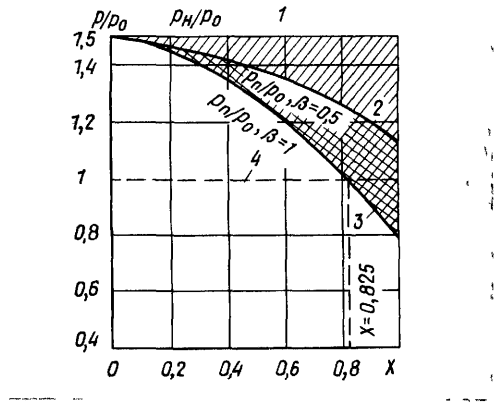


Рис. 6.23. Изменение давлений $p_н$ и $p_п$ в зависимости от нагрузки сети
1— кривая начального давления, *2*— область колебания давления газа у горелок потребителей, *3*— кривая давления у потребителей при $\beta = 1$, *4*— номинальное давление газа

Кривая давления газа перед приборами потребителей, у которых расчетный перепад был использован не полностью ($\beta < 1$), строится аналогично. На графике (см рис. 6.23) построена кривая для величины $\beta = 0{,}5$. Зависимости для других величин β находятся в заштрихованной области, которая является зоной максимально возможных колебаний величины $p_п$.

Коэффициент использования расчетного перепада давлений для подавляющего большинства абонентов будет иметь пределы $0{,}5 < \beta < 1$ (область с двойной штриховкой на рис. 6.23). Следовательно, зона колебаний давления газа у приборов для основной массы потребителей будет значительно меньше зоны максимально возможных колебаний $p_п$. Вместе с тем из рассмотрения графика (см. рис. 6.23) можно сделать вывод, что при поддержании постоянного давления газа в начале сети приборы у потребителей значительную часть времени работают с перегрузкой Чтобы сократить время работы приборов с перегрузкой, целесообразно в весенние, летние и осенние месяцы снижать начальное давление газа в сети. Величина давления, на которое следует

Таблица 6.14. **Значения коэффициентов $k_{м\,г}$**

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$k_{м\,г}$	1,26	1,26	1,2	1,12	0,99	0,82	0,67	0,68	0,83	0,94	1,08	1,14

Таблица 6.15. **Значения ежемесячных перепадов давления**

Параметр	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$x_{мес}^{макс}$	1	1	0,953	0,89	0,785	0,651	0,532	0,54	0,658	0,745	0,858	0,905
$(x_{мес}^{макс})^{1,75}$	1	1	0,917	0,816	0,654	0,469	0,331	0,34	0,47	0,496	0,765	0,84
Δp, Па	950	950	870	780	620	450	310	320	450	470	730	800

настраивать регуляторы в данный месяц, должна определяться из условия поддержания номинального давления у потребителей при максимальной нагрузке в этот месяц. Максимальную нагрузку для каждого месяца определяют из уравнения

$$Q_{ч\,м}^{макс} = k_{м\,г} k_{с\,н}^{макс} k_{ч.с}^{макс} (Q_г/8760),$$

где $k_{м\,г}$ — коэффициент месячной неравномерности; $k_{с\,н}^{макс}$ $k_{ч\,с}^{макс}$ — максимальные коэффициенты суточной неравномерности за неделю и часовой неравномерности за сутки; $Q_{ч\,м}^{макс}$ — максимальная часовая нагрузка в течение месяца; $Q_г$ — годовое потребление газа.

Порядок определения начального давления в сети $p_н$ для различных месяцев года можно принять следующий.

1. По заданным значениям коэффициентов месячной неравномерности $k_{м\,г}$ вычисляют относительные максимальные нагрузки для всех месяцев $x^{макс}{}_{мес}$, используя выражение

$$x_{мес}^{макс} = Q_{ч\,м}^{макс} / Q_{ч\,г}^{макс} = k_{м\,г} / k_{мг}^{макс}.$$

2. Для полученных значений $x_{мес}^{макс}$ вычисляют перепады давления в сети

$$\Delta p = \Delta p_р (x_{мес}^{макс})^{1,75}.$$

3. Определяют давления настройки регуляторов для каждого месяца

$$p_н = p_0 + \Delta p.$$

Применение рекомендуемой методики рассмотрим на примере.

Пример 6.6. Определить давления ежемесячной настройки регуляторов для значений коэффициентов месячной неравномерности, указанных в табл. 6.14, принимая номинальное давление равным $p_0 = 1350$ Па.

2. Построить зону колебания давления газа у потребителей в летние месяцы.

Решение. Расчетный перепад давлений равен:

$$\Delta p_р = 0{,}7 p_0 = 0{,}7 \cdot 1350 = 950 \text{ Па}.$$

Определим максимальные перепады давления газа в сети для каждого месяца.

$$x_{мес}^{макс} = k_{м\,г}/1{,}26;$$
$$\Delta p = 950 (x_{мес}^{макс})^{1,75}.$$

Расчеты сводим в табл. 6.15.

Определим давление настройки регуляторов по формуле

$$p_н = 1350 + \Delta p,$$

учитывая одновременно, что $p_н$ не может быть больше, чем

$$p_н^{макс} = 1{,}5 p_0 = 1{,}5 \cdot 1350 = 2000 \text{ Па}.$$

Рассчитанные значения давлений (Па) для каждого месяца следующие: для I; II; III; IV; V; VI, VII; VIII, IX; X; XI; XII соответственно $p_р$ равны 2000; 2000; 2000; 2000; 1970; 1800; 1660; 1670; 1800; 1820; 2000; 2000.

Сравним зоны колебания давления газа у потребителей в зимние и летние месяцы. Построим эти зоны для начальных давлений: $p_н = 2000$ Па и $p_н = 1670$ Па, принимая уравнение (6.70) при $\beta = 1$. В результате получим следующие значения $p_п$; для зимних месяцев $p_п = 2000 - 950x^{1,75}$, для летних $p_п = 1670 - 950x^{1,75}$.

Зоны изменения давления газа перед горелками потребителей приведены на рис. 6.24, откуда следует, что область колебания давления газа перед горелками потребителей можно значительно сократить путем сезонной настройки регуляторов давления. Малые нагрузки (x, равные 0...0,3) наблюдаются в ночное время, поэтому днем давление у потребителей при $\beta = 1$ (кривые *3* и *4*, на рис. 6.24) будет изме-

няться в меньшем диапазоне. Например, если $p_п$=2000 Па, то отклонения $p_п$ от p_0 будут составлять +40, −22%; если $p_п$=1670 Па, то отклонения будут равны +15%. У потребителей с неполностью использованным расчетным перепадом давления колебание давления значительно возрастет (заштрихованная зона).

Рассмотрим работу газоиспользующих установок у потребителей при регулировании выходного давления из ГРП в соответствии с нагрузкой сети. В этом случае начальное давление в сети следует поддерживать таким, чтобы давление у потребителей при всех режимах работы было равно номинальному или мало от него отличалось. Для нагрузок, близких к максимальной, при которых давление у потребителей поддерживается меньше номинального, начальное давление в сети следует поддерживать постоянным, равным наибольшему значению, т. е. для значений x от 0,825 до 1 начальное давление должно составлять $p_н=1{,}5p_0$. Для величин нагрузок меньше 0,825 величину $p_н$ следует снижать так, чтобы давление у потребителей было равно номинальному.

Закономерность изменения величины $p_н$ выражают следующей формулой:

$$p_н=p_0+\Delta p=p_0+0{,}7p_0x^{1{,}75} \text{ или}$$

$$p_н/p_0=1+0{,}7x^{1{,}75} \text{ при } 0\leqslant x\leqslant 0{,}825.$$

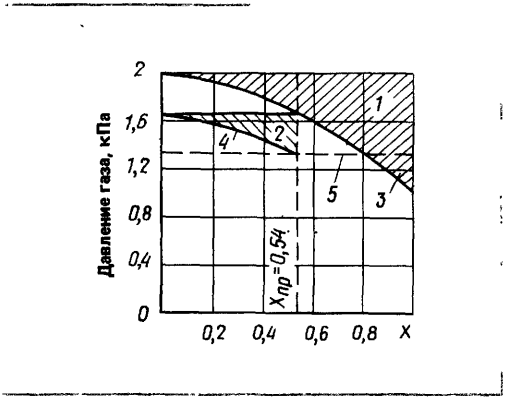


Рис. 6.24. Кривые давлений при сезонном регулировании начального давления
1— область колебаний $p_п$ при $p_н$=2 кПа; *2*— область колебания $p_п$ при $p_н$=1,67 кПа; *3, 4*— кривые давления у потребителей при β=1; *5*— номинальное давление газа 1,35 кПа

На основании изложенного может быть построена оптимальная кривая регулирования начального давления в сети и кривая давления газа у потребителей при β=1. Если в ответвлениях к абонентам расчетный перепад давления используется неполностью, то кривая давления перед горелками будет лежать выше кривой давления $p_п$ при β=1.

Глава 7
Регулирование давления газа в городских сетях

7.1. Регулирование давления газа. Классификация регуляторов давления

Управление гидравлическим режимом работы системы газоснабжения осуществляют с помощью регуляторов давления, которые автоматически поддерживают постоянное давление в точке отбора импульса независимо от интенсивности потребления газа. При регулировании давления происходит снижение начального, более высокого давления, на конечное (более низкое).

Автоматический регулятор давления состоит из регулирующего и реагирующего устройства. Основной частью реагирующего устройства является чувствительный элемент (мембрана), а основной частью регулирующего устройства — регулирующий орган (у регуляторов давления дроссельный орган). Чувствительный элемент и регулирующий орган

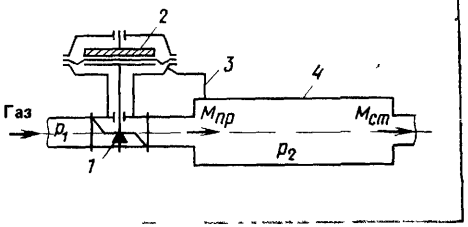


Рис. 7.1. Схема регулятора давления
1 — регулирующий (дроссельный) орган, *2* — мембранно-грузовой привод, *3* — импульсная трубка, *4* — объект регулирования — газовая сеть

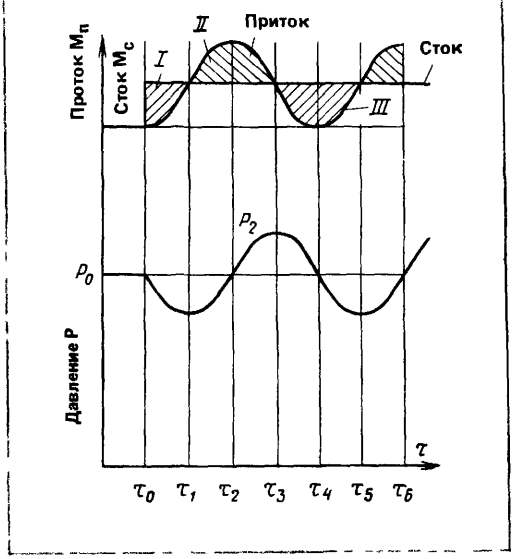


Рис. 7.2. График астатического регулирования при отсутствии самовыравнивания

соединяются между собой исполнительной связью. На рис. 7.1. показаны схема регулятора давления и условно газовая сеть, которая является объектом регулирования. Давление до регулятора обозначено p_1, давление после регулятора — p_2. Автоматический регулятор — типа «после себя», поэтому давление p_2 является регулируемым параметром. При установившейся работе системы количество газа в газовой сети M остается постоянным, а приток газа $M_п$ равен количеству отбираемого газа, т. е. его стоку $M_с$. Следовательно, условием равновесия системы является равенство $M_п = M_с$, при этом регулируемый параметр сохраняет постоянное значение $p_2 = \text{const}$. Если равновесие притока и стока будет нарушено, например вследствие изменения режима потребления (т. е. $M_п \neq M_с$), тогда будет изменяться и регулируемое давление p_2.

Регулятор давления будет находиться в равновесии, если алгебраическая сумма сил, действующих на клапан, равна нулю (т. е. силы, действующие на клапан, сбалансированы, $\Sigma N_i = 0$). В этом случае регулятор будет пропускать в объект постоянное количество газа $M_п = \text{const}$. Если баланс сил нарушается ($\Sigma N_i \neq 0$), то клапан начнет перемещаться в сторону действия больших сил, изменяя приток газа $M_п$. Таким образом, равновесие объекта обеспечивается условием $M_п = M_с$, а равновесие регулятора — условием $\Sigma N_i = 0$.

Рассмотрим силы, действующие на клапан регулятора давления (см. рис. 7.1). Эти силы можно разделить на три группы: активную, величина которой связана со значением регулируемого параметра, противодействующую, которая уравновешивает активную силу, и дополнительные силы: сила веса подвижных частей, односторонняя нагрузка на клапан, силы трения, которые возникают при движении, а также инерционные силы.

Регулятор, показанный на рис. 7.1, имеет мембранно-грузовой привод *2*. Активная сила привода — это усилие, которое воспринимает мембрана от давления газа p_2, передаваемое по импульсной трубке *3*, и передает на шток клапана. Эту силу называют перестановочной $N_{пер}$, она равна:

$$N_{пер} = P_2 F_{акт},$$

где $F_{акт}$ — активная поверхность мембраны

Активную силу уравновешивает груз *2* ($N_{гр}$). На клапан также действует вес подвижных частей

$N_{п\,ч}$ и односторонняя нагрузка $N_{кл}$, которую, пренебрегая поперечным сечением штока, определяют по формуле

$$N_{кл}=f_c(p_1-p_2),$$

где f_c — площадь седла клапана; p_1 и p_2 — давления газа до и после клапана.

Таким образом, баланс сил, действующих на клапан, можно представить так (принимая за положительное направление действие активной силы):

$$N_{пер}-N_{гр}-N_{п\,ч}+N_{кл}=0.$$

От величины регулируемого давления зависит перестановочная сила. Если величина p_2 станет больше или меньше величины, на которую настроен регулятор, тогда баланс сил нарушится и регулятор придет в действие. Рассмотрев условия равновесия объекта и регулятора, проследим процесс регулирования во времени.

Предположим, что объект и регулятор находятся в равновесии, следовательно:

$$M_п=M_c;\ \Sigma N_i=0.$$

В момент τ_0 (рис. 7.2) резко увеличилось потребление газа (включился крупный потребитель, величина M_c стала больше $M_п$). Равновесие объекта нарушилось, отбор газа стал больше его поступления в сеть, давление p_2 в сети снизилось. С уменьшением давления p_2 уменьшилась активная сила $N_{пер}$, нарушился баланс сил, действующих на клапан, и под действием груза клапан стал опускаться, увеличивая приток газа в сеть [см. на рис. 7.2 кривые изменения притока и давления газа p_2 за четверть периода $(\tau_0-\tau_1)$]. К моменту τ_1 приток стал равным стоку и объект снова пришел в равновесие. Но за время $\tau_1-\tau_0$ сток газа был больше его притока и количество газа в сети все время уменьшалось, а давление p_2 падало.

Количество газа, отобранного из трубопровода за время $\tau_1-\tau_0$, равно площади I (см. рис. 7 2). В момент τ_1 давление газа p_2 перестает падать, но остается ниже давления p_{02}, на которое настроен регулятор и при котором он находится в равновесии. Поэтому, несмотря на то, что объект пришел в равновесие, регулятор продолжает работать: его клапан открывается, приток газа увеличивается и становится больше стока. В результате регулятор выводит объект из равновесия. За вторую четверть периода $\tau_2-\tau_1$ приток все время превосходит сток, количество газа в газопроводе увеличивается и его давление растет. Наконец, в момент τ_2 убыль газа за первую четверть периода полностью компенсируется его дополнительной подачей, и давление газа p_2 делается равным давлению, на которое настроен регулятор. Регулятор приходит в равновесие, но в этот момент приток газа больше стока ($M_п>M_c$), объект не находится в равновесии, давление газа p_2 становится больше давления настройки регулятора, и объект выводит его из равновесия. Клапан регулятора изменяет направление движения на обратное и он начинает закрываться.

С момента τ_2 процесс регулирования повторяется, но в противоположном направлении. Таким образом, процесс регулирования представляет собой периодический незатухающий процесс. *Регуляторы,* работающие по рассмотренному принципу, называются *астатическими.* Эти регуляторы после возмущения приводят регулируемое давление к заданному значению независимо от величины нагрузки и положения регулирующего органа. Таким образом, равновесие системы при астатическом регулировании может наступить только при заданном значении регулируемого параметра, причем регулирующий орган может занимать любое положение. Если объект обладает свойством самовыравнивания, то процесс регулирования будет затухающим, а регулирование устойчивым.

Под *самовыравниванием* понимают такое свойство объекта, при котором после нарушения равновесия объект способен сам восстановить равновесие между притоком и стоком, но

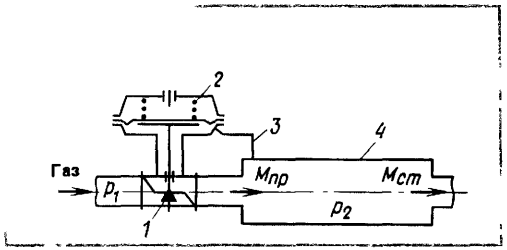


Рис. 7.3. Статический регулятор давления *1* — регулирующий (дроссельный) орган, *2* — мембранно-пружинный привод, *3* — импульсная трубка, *4* — объект регулирования — газовая сеть

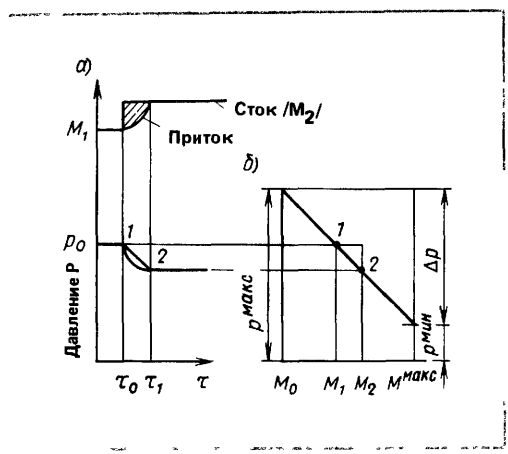


Рис. 7.4. График статического регулирования при отсутствии самовыравнивания *а* — график регулирования, *б* — статическая характеристика регулятора

при другом значении регулируемого параметра. В качестве объекта, обладающего самовыравниванием, можно привести газовые сети низкого давления. Действительно, если увеличить отбор газа из этих сетей (включить новых потребителей), то давление газа уменьшится, вследствие чего сток сократится, а равновесие установится только при другом, более низком давлении газа. Зона нечувствительности, люфты, трение в сочленениях и другие конструктивные недостатки регуляторов могут привести к тому, что колебательный процесс регулирования станет расходящимся, а регулирование — неустойчивым. Для стабилизации процесса (т. е. превращения его в затухающий) в регулятор вводят стабилизирующие устройства, в частности жесткую обратную связь. Такое регулирование называют *статическим*. Регуляторы этого типа характеризуются тем, что значение регулируемого давления при равновесии системы зависит не только от задания (настройки регулятора), но и от нагрузки или от положения регулирующего органа. Каждому значению регулируемого параметра соответствует одно определенное положение регулирующего органа. При статическом регулировании равновесное значение регулируемого давления всегда отличается от заданной величины, и только при номинальной нагрузке фактическое давление становится равным номинальному значению. Таким образом, *статические регуляторы* характеризуются неравномерностью, под которой понимают величину изменения регулируемого параметра, необходимую для перестановки регулирующего органа из одного крайнего положения в другое.

Если груз у регулятора заменить пружиной, как это показано на рис. 7.3, то регулятор станет статическим, а пружина будет стабилизирующим устройством. Усилие, развиваемое пружиной, пропорционально ее деформации. Когда клапан находится в крайнем верхнем положении (закрыт, $M_п=0$), пружина приобретает наибольшую степень сжатия и значение p_2 становится максимальным. При полностью открытом клапане ($M_п=M^{макс}$) значение p_2 уменьшается до минимального (рис. 7.4,*б*).

Рассмотрим процесс регулирования, протекающий во времени. Предположим, что до времени τ_0 система (объект — регулятор) находилась в равновесии. В момент τ_0 резко возрос сток газа. Давление в объекте стало падать (см. рис. 7.4,*а*), но с увеличением расхода понизилось также и давление, на которое настроен регулятор (см. рис. 7.4,*б*), и в момент τ_1 объект и регулятор снова вошли в равновесие. Таким образом, переход-

ной процесс превратился из колебательного в апериодический. Статическая характеристика, показанная на рис. 7.4,*б* является очень крутой, а ее неравномерность Δp составляет большую величину.

Обычно регуляторы конструируют с небольшой неравномерностью. В таком случае процесс регулирования будет не апериодическим, а колебательным (затухающим). Затухающим процессом регулирования характеризуются и *изодромные регуляторы.* Они имеют упругую обратную связь, которая дает возможность совместить в регуляторе свойства статических и астатических регуляторов. В начальный момент после возмущения изодромные регуляторы работают как статические с некоторой неравномерностью. При дальнейшей работе регулятора неравномерность снимается, и регулятор приводит регулируемое давление к заданному значению независимо от величины нагрузки и положения регулирующего органа.

Регуляторы давления бывают прямого и непрямого действия. *У регуляторов прямого действия* регулирующий орган (клапан) перемещается усилием, возникающим в его чувствительном элементе (мембране) без использования энергии от постороннего источника. У таких регуляторов силовой элемент привода является одновременно и чувствительным элементом. Регуляторы прямого действия не имеют усилителей. Они просты по конструкции, надежны в работе и нашли широкое применение в системах газоснабжения.

У регуляторов непрямого действия усилие, возникающее в чувствительном элементе, приводит в действие управляющий элемент, который открывает доступ энергии сжатого воздуха, газа и др. в сервомотор, а последний развивает усилие, необходимое для перемещения регулирующего органа. Регуляторы этого типа всегда содержат один или несколько усилителей. Если давление газа регулируется после регулятора, то регулятор называется «после себя»; если регулируется давление до регулятора, то регулятор называется «до себя». Для регулирования давления газа в городских системах газоснабжения применяют регуляторы «после себя».

7.2. Дроссельные органы регуляторов давления. Приводы дроссельных органов

Дроссельными органами у регуляторов давления служат клапаны различных конструкций и реже дроссельные заслонки, которые применяют в регуляторах-стабилизаторах при небольших перепадах давления на регулирующем органе. Клапаны бывают односедельные и двухседельные (рис. 7.5). Односедельные клапаны неразгруженные, так как на них действует одностороннее усилие, равное произведению площади отверстия седла на разность давлений с двух сторон клапана. Наличие одностороннего усиления затрудняет процесс регулирования и увеличивает влияние изменения давления до регулятора на регулируемое давление (после регулятора). Однако для газорегуляторных пунктов (ГРП) они нашли наибольшее распространение, так как обеспечивают надежное отключение газа при отсутствии его отбора. Односедельные клапаны бывают жесткими и мягкими, у которых прокладка выполнена из кожи или газостойкой резины.

Максимальный подъем затвора выбирают таким, чтобы проход для газа был не меньше, чем проход в седле клапана. Величина полного подъема зависит от профиля клапана. Чтобы тарельчатый клапан был полностью открыт, его подъем должен быть равен 0,25 диаметра седла клапана (см. рис. 7.5,*а*). Для постепенного увеличения площади прохода по мере подъема затвора применяют затворы специальных конструкций, имеющие кроме уплотнительной дроссельную поверхность. Эта поверхность образует с цилиндрической поверхностью прохода в седле щель, сечение которой плавно изменяется при подъе-

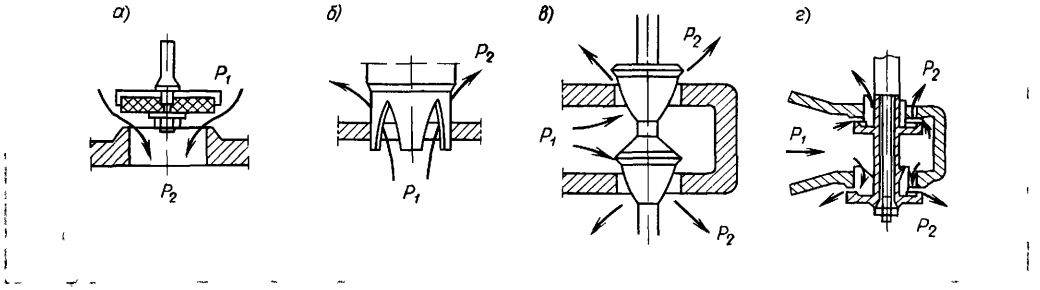


Рис. 7.5. Схемы дроссельных клапанов
а — односедельный мягкий клапан, *б* — клапан с дроссельной поверхностью окнообразной формы, *в* — двухседельный пробкообразный клапан, *г* — двухседельный тарельчатый клапан

ме или опускании затвора. Вследствие этого расход газа постепенно увеличивается по всей высоте подъема затвора. Максимальный подъем затвора у таких клапанов 0,5. ...0,6 диаметра седла.

Двухседельные клапаны выпускают не полностью разгруженными, так как для возможности установки неразрезного клапана одно седло делают большего диаметра, чем другое Разгруженные клапаны требуют меньшей перестановочной силы. Если по технологическим условиям требуется постепенное увеличение расхода газа по всей высоте подъема затвора, то применяют дроссельные поверхности пробкообразной и окнообразной формы. С эксплуатационной точки зрения пробкообразные затворы более совершенны. У них отсутствуют острые выступающие края, поверхности соединяются плавными переходами, поэтому они в меньшей степени подвержены коррозии и эрозии. Двухседельные клапаны не обеспечивают герметичного закрытия прохода. Это связано с неодинаковым изменением размеров затвора и седла при изменении температуры, с неравномерностью износа обоих седел и сложностью притирки затвора одновременно к двум седлам. В полностью закрытом клапане утечка газа составляет до 4% максимального расхода, поэтому такие клапаны устанавливают в тех местах газопровода, в которых постоянно расходуется газ.

Регулировочной характеристикой дроссельного органа называют зависимость относительного расхода газа (по отношению к максимальному расходу) от относительного перемещения затвора (по отношению к полному перемещению). Характеристику, построенную при постоянном перепаде давления на дроссельном органе, называют внутренней. Эта характеристика указана в паспорте заводом-изготовителем. Регулирующие клапаны выпускают с линейными, логарифмическими и параболическими характеристиками. На рис. 7.6 показаны внутренние характеристики регулирующих клапанов. Кривизна характеристики зависит от конструкции клапана.

Рабочая характеристика показывает зависимость относительного расхода от относительного перемещения затвора при фактическом (переменном) перепаде давления на дроссельном органе. Если перепад давления сохраняется постоянным (регулируется) на клапане и последовательно установленном каком-либо элементе системы, тогда при переменных режимах перепад давления на клапане будет изменяться и его внутренняя характеристика соответственно будет искажаться Степень искажения зависит от соотношения гидравлического сопротивления открытого дроссельного органа и этого элемента. Чем меньше доля гидравлического сопротивления элемента в общем сопротивлении, тем меньше искажается внутренняя характеристика. При большой доле

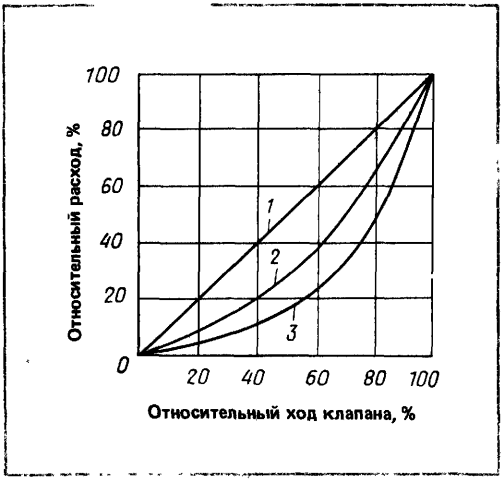


Рис. 7.6. Внутренние характеристики регулирующих клапанов *1* — линейная; *2* — параболическая; *3* — логарифмическая

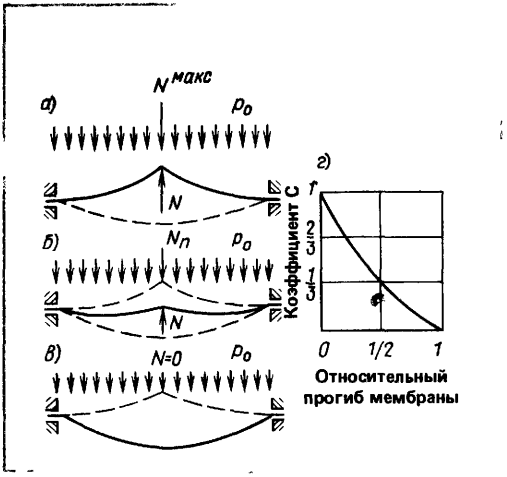


Рис. 7.7. Схема работы мембранного привода *а* — прогиб мембраны равен нулю, *б* — прогиб мембраны равен половине максимального; *в* — максимальный прогиб мембраны; *г* — зависимость коэффициента *C* от относительного прогиба мембраны

внутренняя линейная характеристика искажается, приобретая примерно обратную логарифмическую зависимость, а внутренняя логарифмическая характеристика все больше выпрямляется, приближаясь к линейной. В большинстве случаев в качестве оптимальной рабочей характеристики принимают линейную зависимость между относительным расходом и относительным перемещением дроссельного клапана в пределах его хода.

На газовых сетях в зоне перепада давления до точки отбора импульса не устанавливают значительных гидравлических сопротивлений последовательно с регулирующим клапаном, поэтому его рабочая характеристика мало отличается от внутренней.

Перестановку клапана осуществляют при помощи привода, в результате чего происходит изменение проходного сечения для потока, что необходимо в процессе регулирования. У регуляторов давления газа используют пневматические мембранные приводы с противодействием прогибу мембраны пружиной или грузом. В качестве рабочего вещества применяют сжатый воздух или газ. Силовым элементом привода служит эластичная мембрана. Мембрану изготовляют из кожи, резины, прорезиненной ткани или пластмассы. Материал мембраны должен быть газонепроницаемым, газостойким, прочным и эластичным. Под действием избыточного давления воздуха или газа мембрана прогибается и перемещает связанный с нею шток и золотник.

Перестановочную силу, развиваемую пневматическим мембранным приводом, определяют по формуле

$$N_{\text{пер}} = CFp_0,$$

где $N_{\text{пер}}$ — перестановочная сила привода (действующая на стержень золотника); C — коэффициент активности мембраны; F — проекция поверхности мембраны на плоскость ее заделки; p_0 — избыточное давление рабочего вещества (газа или воздуха).

Таким образом, активная поверхность мембраны будет равна произведению CF. Коэффициент активности мембраны C не является величиной постоянной, а зависит от прогиба мембраны. Прогиб отсчитывают по направлению действия перестановочной силы, развиваемой мембраной (рис. 7.7). Коэффициент активности мембраны $C=1$, если прогиб мембраны равен нулю. В этом случае плоскость

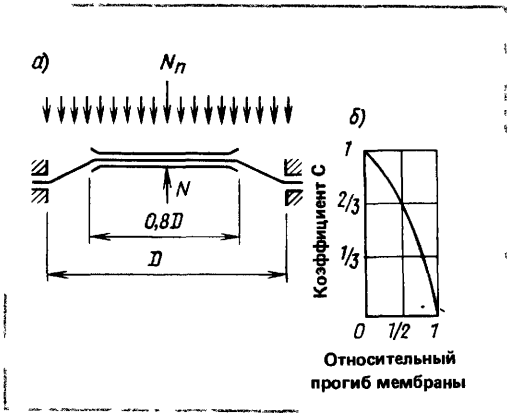


Рис. 7.8. Схема мембранного привода с обжимными дисками
а — схема мембраны, *б* — зависимость коэффициента *C* от относительного прогиба мембраны

заделки мембраны не воспринимает нагрузку от давления рабочего газа — нагрузка передается в центр мембраны. Когда прогиб мембраны равен половине максимального (т. е. центр мембраны находится в одной плоскости с ее фланцами), на фланцы будет передаваться $^2/_3$ нагрузки мембраны, а в центр — $^1/_3$ нагрузки. Следовательно, перестановочная сила будет равна $^1/_3$ максимальной величины и коэффициент активности будет также равен $^1/_3$. При крайнем нижнем положении (прогиб мембраны равен 1) вся нагрузка от давления рабочего газа передается на фланцы. В этом случае перестановочная сила и коэффициент активности будут равны нулю. Зависимость коэффициента активности мембраны от ее прогиба показана на рис. 7.7.

Характеристику мембраны можно улучшить, применив жесткие диски, обжимающие ее центральную часть. Диски увеличивают перестановочную силу и уменьшают неравномерность регулирования. В этом случае активная поверхность мембраны равна сумме активной поверхности эластичной части мембраны и площади жесткого диска, коэффициент активности которого равен 1. Применение жесткого диска позволяет повысить коэффициент активности мембраны для среднего ее положения (прогиб равен $^1/_2$) до $^2/_3$ вместо $^1/_3$, который имеют мембраны без обжимных дисков. На рис. 7.8 приведена схема мембранного привода с обжимными дисками. Однако наряду с улучшением характеристики мембраны обжимные диски уменьшают величину ее свободного хода. Исходя из этого ширину эластичного края следует принимать не менее 0,1 диаметра мембраны. Чтобы уменьшить неравномерность регулирования, вызываемую изменением коэффициента активности мембраны, привод дроссельных органов конструируют так, чтобы рабочий ход мембраны находился в той части ее характеристики, в которой не происходит значительного изменения коэффициента активности. Поэтому рабочий ход мембраны выбирают в пределах изменения относительного прогиба от 0 до 0,5 с применением обжимных дисков.

7.3. Регуляторы давления

Регулятор давления прямого действия с рычажной передачей малой пропускной способности РДК показан на рис. 7.9. *Регуляторы типа РДК* предназначены для редуцирования паров сжиженных углеводородных газов при баллонном газоснабжении и для регулирования давления газа, подаваемого потребителям от сети среднего или высокого давления. Конечное давление после регуляторов низкое. Регулятор имеет односедельный мягкий клапан, соединенный с мембраной рычажной передачей. Она служит для увеличения перестановочного усилия, развиваемого мембраной и передаваемого на клапан. Регулятор статический с пневматическим мембранно-пружинным приводом.

Газ высокого давления входит через штуцер под клапан. При прохождении через клапан давление газа снижается до требуемого. Газ попадает в подмембранное пространство и через выходной штуцер поступает к газовым приборам. Чтобы давление

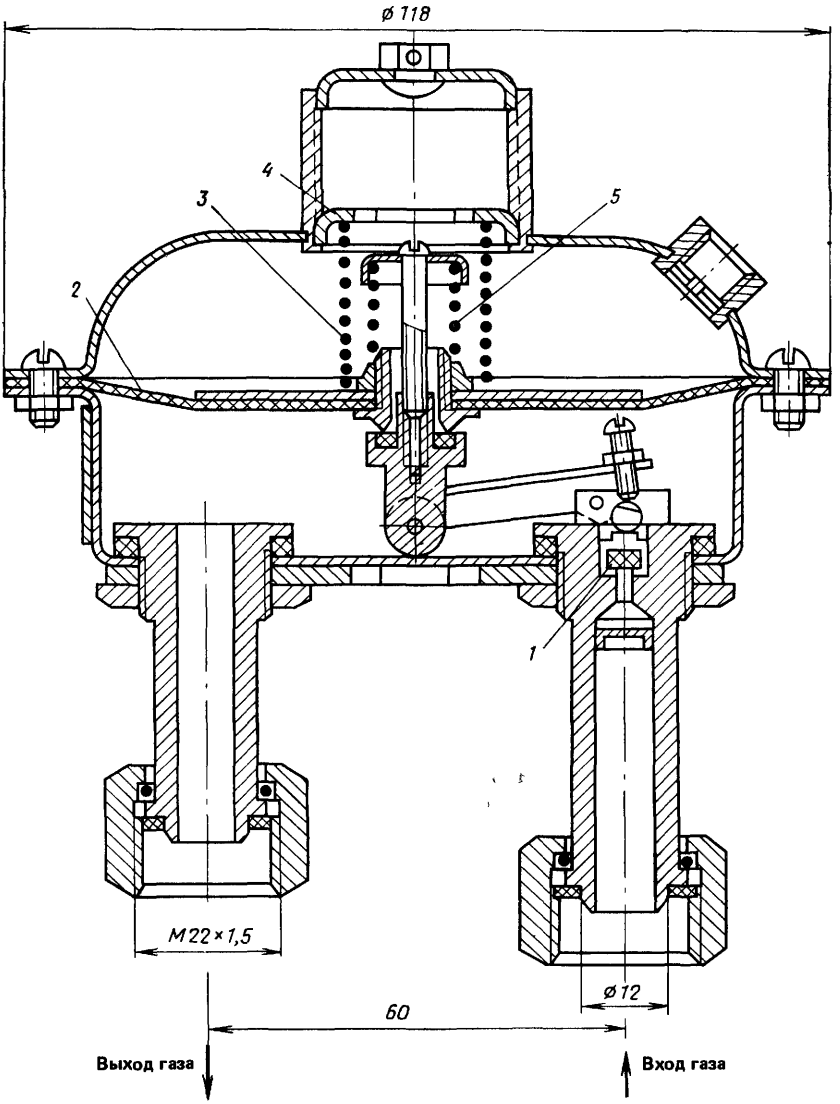


Рис. 7.9. Регуляторы давления РДК
1 — клапан с мягким уплотнением из газо-, бензо- и морозостойкой резины, *2* — эластичная газо-, бензо- и морозостойкая мембрана, *3* — пружина, *4* — винт для натяжения пружины, *5* — пружина предохранительного клапана

газа после регулятора не превышало допускаемой нормы, в мембрану вмонтирован предохранительный клапан, выпускающий газ через надмембранное пространство в атмосферу. Регуляторы рассчитаны на максимальное давление 1,6 МПа. При конечном давлении 1...1,5 кПа и перепаде давления 0,1 МПа они имеют следующую пропускную способность; при плотности газа $\rho = 2$ кг/м^3 (сжиженный газ) — 1 м^3/ч при плотности газа $\rho = 0{,}7$ кг/м^3 (природный газ) — 2 м^3/ч.

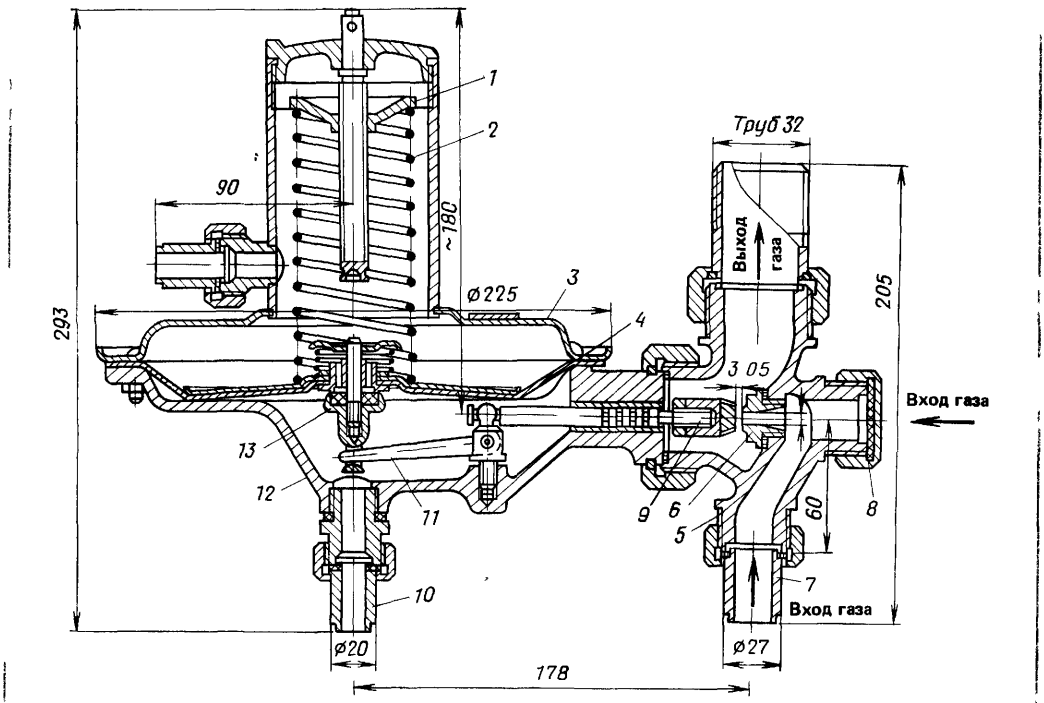


Рис. 7.10. Регулятор давления РД-32М
1 — регулировочная гайка, *2*— регулировочная пружина, *3*— крышка мембраны, *4*— мембрана, *5*— вентильный корпус, *6*— седло, *7*— ниппель с накидной гайкой, *8* — пробка, *9*— клапан, *10* импульсная трубка, *11*— коленчатый рычаг, *12*— корпус, *13*— предохранительно сбросной клапан

Регуляторы давления типа РД (рис. 7.10), разработанные институтом Мосгазпроект, применяют для снабжения жилых домов и кварталов газом из сети среднего или высокого давления. Их применяют также для отдельных промышленных предприятий. В зависимости от местных условий эти регуляторы монтируют непосредственно у агрегатов, в стальных шкафах, устанавливаемых на стенах зданий или в отдельно стоящих регуляторных пунктах. Регуляторы имеют односедельный клапан с мягким уплотнением из газо-, бензо- и морозостойкой резины. Регулятор монтируют на вертикальных участках газопровода. Привод регулятора мембранно-пружинный. Для увеличения усилия, передаваемого от мембраны к клапану, регулятор снабжен рычажной передачей. Импульс давления передается по трубке в подмембранную полость. При повышении давления газа после регулятора мембрана поднимается, а рычаг поворачивается по часовой стрелке и придвигает клапан к седлу, в результате чего давление газа после регулятора снижается. Когда давление газа снизу мембраны уравновесится усилием пружины, перемещение мембраны прекратится. Настройку регулятора производят при помощи регулировочной гайки. При нарушении работы регулятора (негерметично закрытые клапаны) и повышении давления в подмембранной зоне сверх допустимого предела мембрана предохранительного клапана отжимается, клапан открывается и газ выходит в сбросную линию. Предохранитель настраивается на заданное давление с помощью пружины.

Регуляторы РД рассчитаны на

максимальное давление до 1,6 МПа. Давление после регулятора 1...3 кПа. Производительность регуляторов при конечном давлении 800...2500 Па и плотность газа $\rho=0{,}7$ кг/м^3 в зависимости от величины начального давления и диаметра регулятора составляет 25...600 м^3/ч. Неравномерность регулятора равна 7...14%.

Регуляторы давления РДУК-2, разработанные институтом Мосгазопроект, состоят из следующих основных элементов (рис. 7.11): регулирующего клапана с мембранным приводом, представляющим собой исполнительный механизм, регулятора управления, дросселей и соединительных трубок. Регулятор работает следующим образом. Газ высокого или среднего давления из надклапанной камеры исполнительного механизма *1* попадает в регулятор управления *2*. Пройдя клапан *5* регулятора управления, газ движется по трубке *12*, проходит через дроссель *11* и поступает в газопровод после регулирующего клапана. Клапан *5* регулятора управления *2*, дроссель *11* и трубки *9, 12* и *10* представляют собой усилительное устройство дроссельного типа. Газ поступает в усилитель с давлением p_1; после дросселя переменного сечения (клапан *5*) газ приобретает давление p_x, а после дросселя постоянного сечения *11*— давление p_2.

Давлением p_x регулируется работа исполнительного механизма и в зависимости от положения клапана *5* давление p_x может изменяться от p_2 (клапан *5* закрыт) до максимальной величины (клапан *5* полностью открыт), зависящей от отношения площади открытого клапана *5* к сечению дросселя *11*. Таким образом, импульс конечного давления, воспринимаемый командным прибором, усиливается дроссельным устройством, трансформируется в командное давление p_x и передается по трубке *13* в подмембранную зону исполнительного механизма, перемещая соответствующим образом регулирующий клапан. В результате этого перестановочная сила, развиваемая мембраной, изменяется и клапан *3* перемещается в соответствии с изменившимся расходом газа. Например, если расход газа уменьшился, давление газа за регулятором увеличилось, то клапан регулятора управления, соединенный с газопроводом импульсной трубкой *8*, прикроется, давление p_x в подмембранной зоне исполнительного механизма уменьшится, регулирующий клапан *3* опустится и давление после регулятора снизится. Надмембранная зона исполнительного механизма соединена трубкой *14* с газопроводом после регулятора, поэтому в ней всегда поддерживается конечное давление.

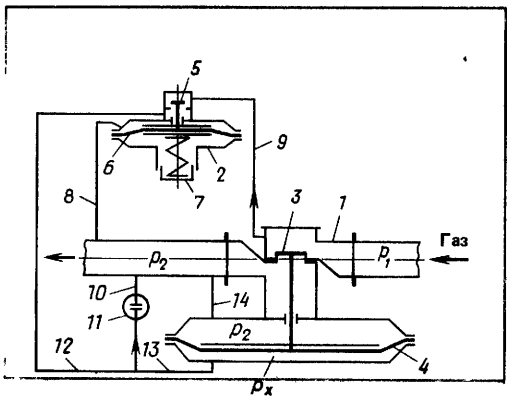


Рис. 7.11. Схема регулятора давления РДУК-2
1 — исполнительный механизм, *2*— регулятор управления (командный прибор), *3* и *4* – клапан и мембрана исполнительного механизма, *5* и *6*— клапан и мембрана регулятора управления, *7*— винт для настройки регулятора, *8* импульсная трубка, *9*— трубка для подачи газа начального давления, *10*— трубка для сброса газа после регулятора управления, *11*— дроссель, *12*— трубка, соединяющая командный прибор с дросселем, *13* — трубка, передающая командное давление p_x исполнительному механизму, *14*— трубка, соединяющая надмембранную зону исполнительного механизма с газопроводом после регулятора

На рис. 7.12 показана конструкция регулятора давления РДУК-2. Газ высокого давления до поступления в регулятор управления при движении из камеры *А* в камеру Е проходит через фильтр, что улучшает условия работы регулятора управления. После регулятора управления газ по трубке *4* поступает в подмембранную зону *Г* испол-

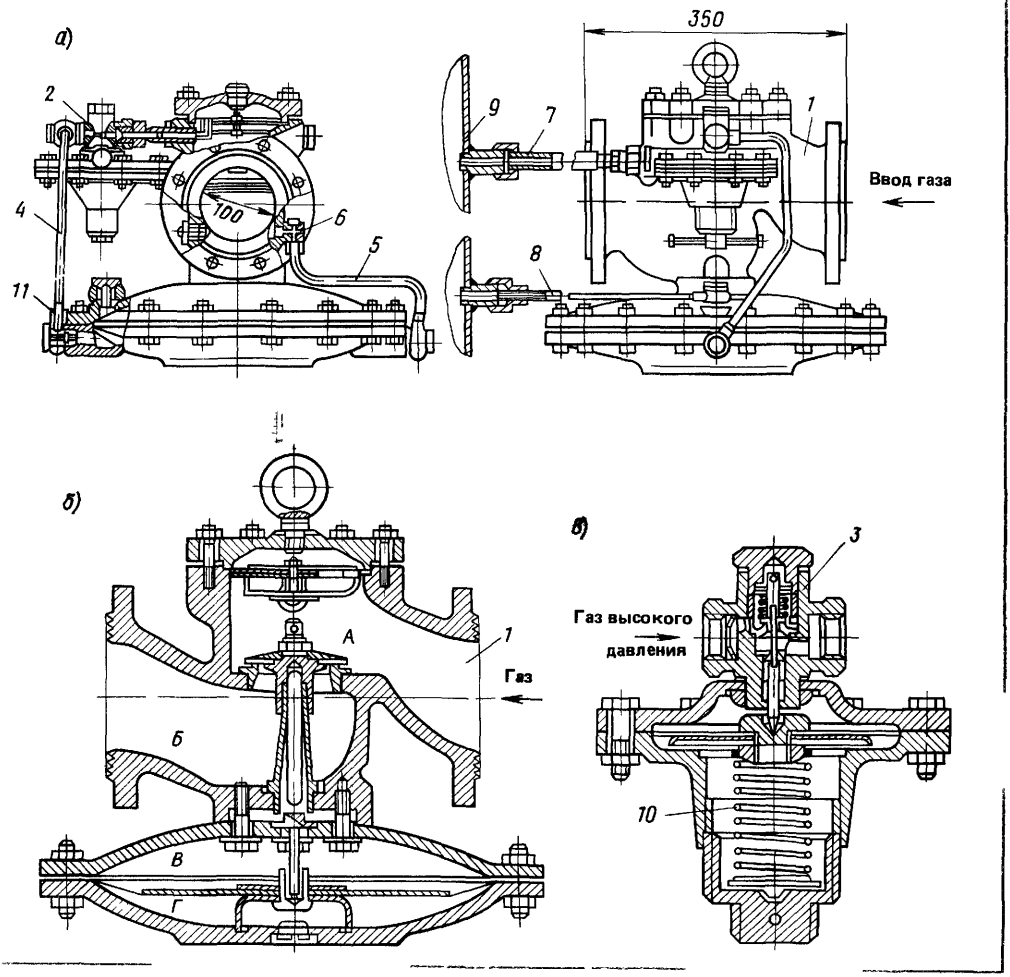


Рис 7 12. Регулятор давления РДУК-2
а – регулятор давления с регулятором управления, *б* — разрез регулятора давления РДУК-2, *в* — регулятор управления КН 2, *1* – исполнительный механизм регуляторов *2*– регулятор управления, *3*— клапан регулятора управления, *4, 5 8* — соединительные трубки, *6*, *11*— дроссели, *7*— импульсная трубка, *9*— газопровод после регулятора, *10*— регулировочная пружина

нительного механизма и далее по трубке *5* сбрасывается в камеру *Б* после регулирующего клапана, предварительно пройдя через дроссель усилительного устройства *6*. На пути движения газа перед исполнительным механизмом установлен дроссель *11*, который устанавливает верхний предел давления в камере *Г*. Мембрана исполнительного механизма по периферии зажата между корпусом и крышкой мембранной коробки, а в центре — между плоским и чашеобразным дисками. Чашеобразный диск опирается в проточку, имеющуюся в крышке. Это обеспечивает центрирование мембраны перед ее зажимом. Настройка регулятора на заданное давление производится пружиной *10*.

Регуляторы РДУК рассчитаны на входное давление до 1,2 МПа. Давление газа на выходе из регулятора зависит от применяемого регулятора управления. Если используется регу-

лятор управления КН-2, то конечное давление может изменяться от 0,0005 до 0,06 МПа. Если регулирующий клапан комплектуется с командным прибором КВ-2, то конечное давление может быть от 0,05 до 0,6 МПа. Пропускная способность регуляторов РДУК при плотности газа $\rho=0{,}73$ кг/м^3, перепаде давления на клапане $\Delta p=0{,}1$ МПа и конечном давлении $p_2=1$ кПа в зависимости от диаметра колеблется от 900 до 12 500 м^3/ч.

Регулятор прямого действия типа РД конструкции ВНИИГаза (рис. 7.13) выпускают пяти типоразмеров от 50 до 200 мм, рассчитанные на давление $p_y=6{,}4$ МПа. Привод регулятора мембранный пневматический с двухсторонней газовой нагрузкой. Давление в надмембранной зоне задают в зависимости от требуемого значения регулируемого давления p_2. В качестве задатчика используют двухступенчатый редуктор, в который поступает газ высокого давления, отбираемый из газопровода до регулятора. Клапан регулятора тарельчатый, виброустойчивый, разгруженный с мягким уплотнением. Нижнее седло выполняет роль направляющей втулки, в которой перемещается клапан. Через шток *6* клапан жестко скреплен с двумя металлическими дисками, между которыми плотно зажата резиновая мембрана *3*. Клапанная система регулятора уравновешена, так как входное давление на клапан действует сверху и снизу. Система имеет две направляющие, в результате чего исключаются вибрации и сильный шум. Затвор *1* имеет эластичное уплотнение, которым садится на седло *7*.

Газ высокого давления поступает к дроссельному органу через отверстия в цилиндрической втулке. Это улучшает условия обтекания затвора потоком газа. В своей центральной части затвор имеет конический участок, который улучшает гидравлические характеристики клапана. В результате существенно повышается виброустойчивость подвижной системы регулятора и снижается шум. В клапане

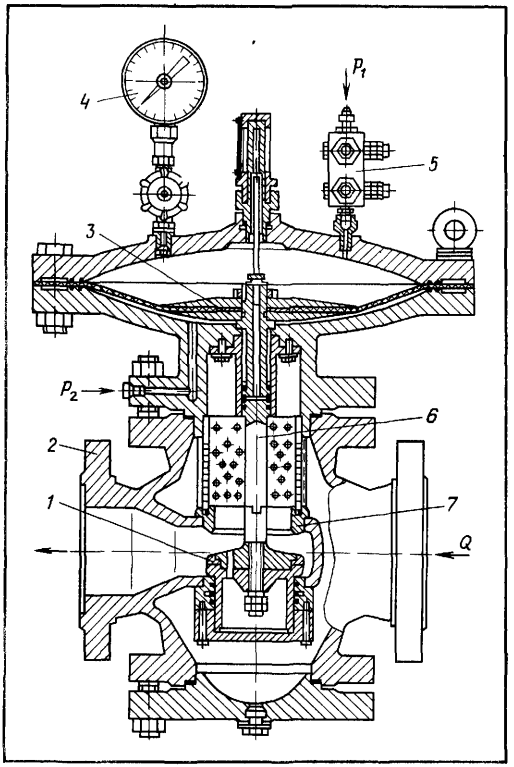


Рис. 7.13. Регулятор давления прямого действия РД-64
1— затвор, *2*— корпус, *3*— мембранный привод, *4*— манометр, *5*— двухступенчатый редуктор, *6*— шток, *7*— седло

имеется сверление, с помощью которого под клапан передается давление p_1 и клапан разгружается. Корпус регулятора *2*— стальной литой. Неравномерность мембранного привода, порождающая зону пропорциональности регулятора, не превышает 1,25%. Регулятор астатический, зона нечувствительности $\leqslant 2{,}5\%$. Регулятор типа РД служит для установки на ГРС, конечное давление от 0,15 до 2 МПа.

Для регулирования давления газа на ГРС используют также *регуляторы непрямого действия (типа РДУ)*. Рассмотрим схему и работу регулятора давления непрямого действия прямоточного типа (РДУ), разработанного ВНИПИгаздобыча. Принципиальная схема регулятора показана на рис. 7.14. Регулятор состоит

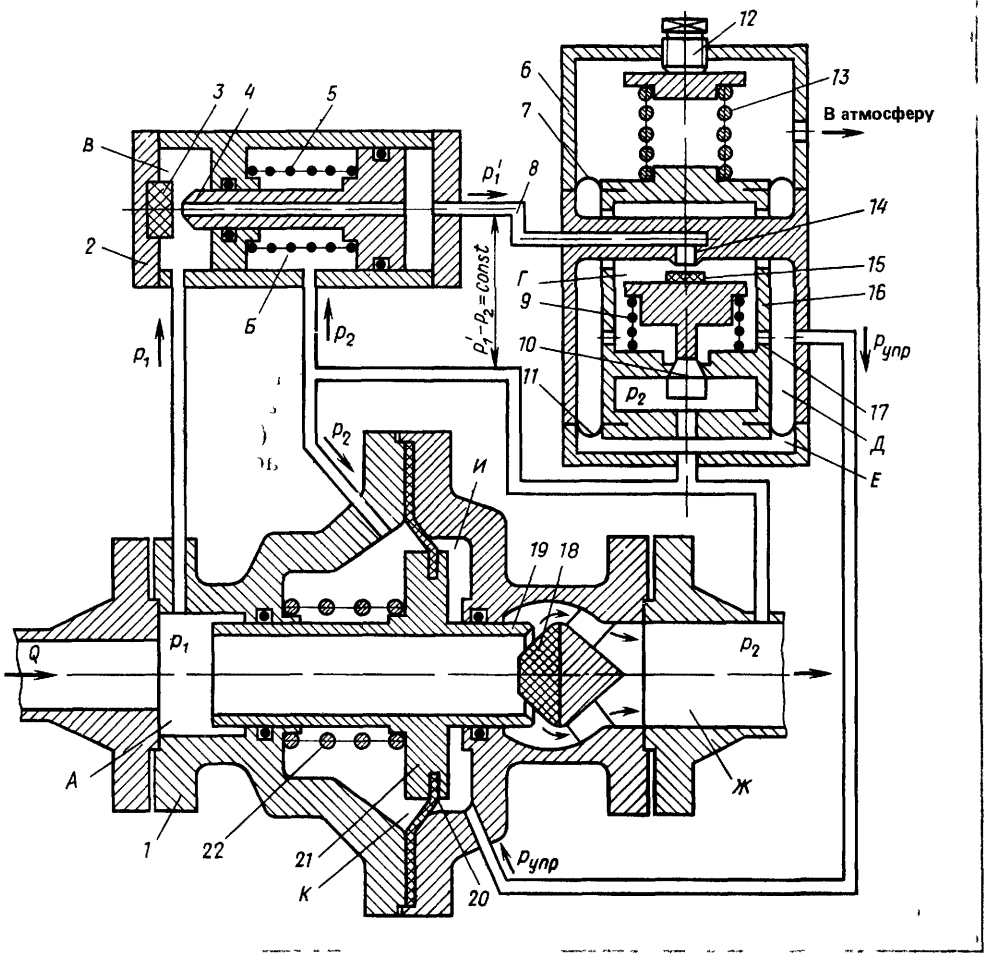


Рис 7 14 Принципиальная схема прямоточого регулятора давления непрямого действия

1 – прямоточное исполнительное устройство *2*— стабилизатор перепада давления *3 4*— плоский затвор и подвижное седло стабилизатора давления *5*— пружина *6*— управляющее устройство *7*— мембрана *8*— соединительная трубка *9*— уплотняющая пружина *10*— сбросной клапан *11*— мембрана *12*— регулировочное устройство *13*— задающая пружина *14*— седло, *15*— клапан, *16*— двухмембранный блок *17*— отверстие, *18*— неподвижный клапан с мягким уплотнением исполнительного механизма, *19*— трубчатое подвижное седло *20*— мембрана *21*— диск крепления мембраны *22*— пружина исполнительного механизма

из трех элементов прямоточного исполнительного устройства *1*, стабилизатора перепада давления *2* и управляющего устройства *6* Применение прямоточного дроссельного устройства исключает двойной поворот потока под углами в 90°, который имеет место у обычных затворов, и тем самым улучшает условия обтекания затвора и снижает вибрацию подвижных элементов Исполнительное устройство состоит из мембранно-пружинного привода (*20, 22*), трубчатого подвижного седла *19*, уплотненного в корпусе, в жестком центре которого заделана мембрана *20*. Клапан *18* укреплен не-

подвижно во второй половине корпуса с помощью ребер. В камеру К исполнительного механизма подается регулируемое давление p_2, а в камеру И управляющее давление $p_{упр}$. Ввиду малого хода трубчатого седла статическая ошибка регулятора весьма незначительна.

Стабилизатор перепада давления по существу, является редуктором, который снижает начальное давление p_1 до p'_1 и перепад давлений $p'_1 - p_2$ поддерживает постоянным. Стабилизатор имеет подвижное седло *4* и плоский затвор *3*. Подвижное седло уплотнено в кожухе стабилизатора и его равновесие определяется балансом сил пружины *5*, усилием от давления p_2, действующего слева, и усилием p'_1, действующего справа. Усилие пружины определяет разность давлений $p'_1 - p_2$. При разбалансе сил седло *4* соответственно перемещается и баланс восстанавливается. Давление p'_1 из стабилизатора по соединительной трубке *8* поступает в управляющее устройство. Оно состоит из блока *16* с двумя мембранами *7* и *11*. Мембраны изолируют блок от внешней среды и позволяют ему перемещаться вдоль своей оси. Внутри блока *16* размещен клапан двойного действия. Сверху его расположен клапан *15*, который садится на входное седло *14*. Снизу имеется сбросной клапан *10*, который с помощью пружины *9* плотно сидит на седле.

Управляющее давление $p_{упр}$ формируется следующим образом. Газ из стабилизатора перепада давления *2* через линию *8* поступает к седлу *14* управляющего устройства, проходит через него и далее через отверстие *17* в камеру *Д* и управляющую камеру *И* исполнительного устройства *1*. При проходе через седло *4* стабилизатора давление снижается до p'_1, а при проходе через седло *14* управляющего устройства—до $p_{упр}$. Давление p_2 задает пружина *13*. Когда давление p_2 соответствует заданному значению, тогда блок управляющего устройства занимает верхнее положение и клапан *15* садится на седло *14*. Давление p_2 при этом сохраняется неизменным, так как количество газа (при давлении p_2) заполняет замкнутый объем, состоящий из камер: *Г, Д, И*. Седло *4* под действием давления p'_1 закрывается, что предотвращает поступление газа с давлением p_1 в управляющее устройство. При изменении нагрузки степень открытия клапана исполнительного устройства соответственно изменяется и стабилизируется в новом положении. Если потребление газа сократится, тогда давление p_2 будет расти. Нарушится баланс сил, действующих на блок регулирующего устройства (усилие пружины *13* уравновешивается усилием от давления газа в камере *Е*). Блок переместится вверх, откроется дроссельный сбросной клапан *10* и избыток газа будет сброшен в трубопровод после регулятора. Клапан исполнительного механизма прикроется соответственно новому расходу и равновесие восстановится. При падении давления p_2 блок опустится, клапан *5* приоткроется, вырастет давление $p_{упр}$ и увеличится поток газа. После переходного периода равновесие восстановится.

Регуляторы РДУ выпускают трех типоразмеров: $D_у = 50$; 80 и 100 мм. Максимальное давление 6,4 МПа. Выходное давление 0,25...1,6 МПа. Зона нечувствительности регулирования от верхнего предела настройки 2,5%. При входном давлении 5,5 МПа в зависимости от диаметра регулятора пропускная способность изменяется от 50 000 до 200 000 м^3/ч.

На действующих ГРС установлены и другие регуляторы непрямого действия. Например, типа РД в комплекте с регулирующим клапаном или *регуляторы с изодромным устройством*. У последних регуляторов имеется упругая обратная связь, которая в начале переходного процесса создает неравномерность и обеспечивает устойчивый переходный процесс, но к концу этого процесса неравномерность снимается. Этот регулятор поддерживает постоянное давление.

7.4. Расчет пропускной способности регуляторов давления

Поток газа при движении через дроссельный орган преодолевает гидравлические сопротивления, в результате чего уменьшается его статическое давление. Потери давления возникают в результате трения, неоднократного изменения направления движения и вследствие сужения потока при проходе через седло клапана. При небольшом перепаде давления на клапане изменением плотности газа можно пренебречь и рассматривать его как несжимаемую жидкость. В этом случае перепад давления полностью определяется гидравлическим сопротивлением дроссельного органа, а коэффициент гидравлического сопротивления открытого клапана данной конструкции при турбулентном режиме является величиной постоянной. Если перепад давления значительный, то следует учитывать изменение плотности газа. С уменьшением давления объем газа будет увеличиваться и на его проталкивание необходимо затрачивать дополнительную энергию. С изменением давления изменится также температура газа, что приведет к теплообмену между потоком газа и ограничивающими его стенками. Таким образом, движение газа через дроссельный орган представляет весьма сложный физический процесс, и при расчете пропускной способности клапанов приходится исходить из упрощенной физической модели.

Обычно при расчете пропускной способности регулирующего клапана проводят аналогию между движением газа через него и истечением из отверстия. Эта аналогия весьма приближенная по следующим причинам. Во-первых, многие клапаны выпускают с площадью прохода в седле, равной площади присоединительного патрубка. Во-вторых, при истечении из отверстия газ попадает в неограниченный объем, а при движении через регулирующий дроссельный орган — в трубопровод. В связи с этим в результате стабилизации потока давление в трубопроводе возрастет. Наконец, несмотря на то, что основной перепад давления, а следовательно, и основное гидравлическое сопротивление регулятора приходится на регулирующий орган, определенная часть давления теряется в корпусе и при полностью открытом клапане может составлять значительную долю общего перепада давления.

Указанные отклонения действительного движения газа через дроссельный орган от истечения из отверстия компенсируются экспериментальным коэффициентом, вводимым в расчетную зависимость. В этом случае точность расчета будет зависеть от того, насколько удачно выбран метод корректировки расчета, основанный на эксперименте. Вместе с тем расчет регулирующего клапана по формуле истечения позволяет исходя из теоретических соображений приближенно определить коэффициент, учитывающий расширение газа.

При малых перепадах давления на регуляторах пренебрегают сжимаемостью газа. Если $\Delta p/p_1 \leqslant 0{,}08$, то ошибка не будет превышать 2,5%. При $\Delta p/p_1 > 0{,}08$, следует учитывать сжимаемость газа (где Δp — перепад давления на регуляторе, а p_1 — давление газа до регулятора). Определим пропускную способность регулятора с помощью коэффициента гидравлического сопротивления по известной формуле

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

где W — скорость движения газа в присоединительном патрубке, ρ — плотность газа.

Выражая скорость через расход и решая относительно него уравнение, получим

$$Q = \frac{F_y}{\sqrt{\zeta}}\sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}, \qquad (7.1)$$

где F_y — площадь сечения присоединительных патрубков регулирующего органа (или площадь условного прохода), к которой отнесены все потери как в клапане, так и в корпусе, ζ — коэффициент гидравлического сопро-

тивления регулирующего органа, отнесенный к площади условного прохода.

Если принять размерности величин, обычно используемые при расчете пропускной способности регуляторов (т. е. Q, м^3/ч, F_y см^2, Δp, МПа, ρ, кг/м^3), получим следующую рабочую формулу [формула (7.1) записана в единицах измерения систем СИ]:

$$Q=509\frac{F_y}{\sqrt{\zeta}}\sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}}. \qquad (7.2)$$

При расчете регулирующих клапанов часто используют понятие коэффициента пропускной способности K_v, понимая под ним количество воды в м^3, при $\rho=1000$ кг/м^3, которое проходит за 1 ч через клапан при перепаде давления на нем 0,0981 МПа. Если в формулу (7.2) подставить эти значения, то получим соотношение

$$Q=K_v=5{,}04F_y/\sqrt{\zeta}. \qquad (7.3)$$

Коэффициент пропускной способности регулирующего дроссельного органа учитывает его проходное сечение и коэффициент местного сопротивления. Таким образом, зная для регулятора давления или регулирующего клапана величину K_v, можно по формуле (7.3) определить значение ζ, и, наоборот, зная коэффициент местного сопротивления, можно рассчитать значение K_v.

Коэффициет местного сопротивления зависит от отношения площади прохода в седле клапана к площади присоединительного патрубка, от конструкции регулирующего клапана и корпуса, а при малых расходах — и от числа Re. Для регуляторов с односедельными клапанами отношение площадей принимают

$$f/F_y=(d/D_y)^2=0{,}02...0{,}5,$$

где f и d — площадь и диаметр проходного сечения седла клапана; F_y и D_y — площадь и диаметр условного прохода.

Для регулятора с двухседельными клапанами отношение f/F_y примерно 0,7...2 (где f — сумма площадей проходных сечений обоих седел клапана). Часто коэффициент сопротивления ζ_c относят к проходному сечению седла клапана f. Он связан с коэффициентом ζ соотношением, полученным из уравнения (7.1):

$$F_y/\sqrt{\zeta}=f/\sqrt{\zeta} \text{ или } \zeta/\zeta_c=$$
$$=(F_y^2/f)^2=(D_y/d)^4. \qquad (7\,4)$$

Для большинства распространенных конструкций регуляторов, применяемых на ГРП, коэффициент сопротивления открытых клапанов ζ_c колеблется в пределах $\zeta_c=2...7$.

Если все потери в регуляторе учитывать коэффициентом расхода, отнесенным к проходному сечению седла, тогда будет иметь место следующее соотношение:

$$W=\alpha\sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}=\frac{1}{\sqrt{\zeta_c}}\sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}},$$

отсюда

$$\alpha=1/\sqrt{\zeta_c} \qquad (7.5)$$

Если на клапане срабатывается большой перепад давления ($\Delta p/p_1>>0{,}08$) и входное давление высокое, то при расчете пропускной способности дроссельных органов необходимо учитывать изменение плотности газа и отклонения от законов идеального газа. В этом случае используют приближенную модель дросселирования, рассматривая движение газа через клапан как истечение из отверстия, и расход определяют из выражения

$$Q_0=Wf(\rho_2/\rho_0), \qquad (7.6)$$

где Q_0 — объемный расход газа при нормальных условиях, W — скорость истечения; ρ_2 и ρ_0 — соответственно плотности газа при условиях истечения газа после отверстия и при нормальных условиях.

Скорость истечения определяют по известному уравнению

$$W=\alpha\sqrt{\frac{2k}{k-1}\frac{p_1}{\rho_1}\left[1-\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]}, \qquad (7.7)$$

где индексы *1* соответствуют условиям до истечения, т. е до регулятора

Подставим формулу (7.7) в (7.6) и произведем преобразования с учетом формул (7.4) и (7 5):

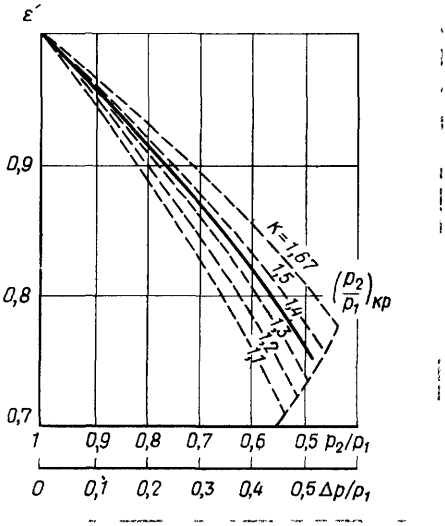


Рис. 7.15. Значения коэффициента ε в зависимости от p_2/p_1 и $\Delta p/p_1$
k—показатель адиабаты

$$Q_0=\alpha f\frac{\rho_2}{\rho_0}\sqrt{\frac{2\Delta p_1}{\rho_1}}\times$$

$$\times\sqrt{\frac{k}{k-1}\left[1-\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]}\times$$

$$\times\sqrt{\frac{(p_1-p_2)/p_1}{(p_1-p_2)/p_1}}=\frac{\sqrt{2}F_y}{\sqrt{\zeta}}\times\sqrt{\frac{p_1}{\rho_0}\frac{\rho_1}{\rho_0}}\sqrt{\frac{\Delta p}{p_1}}\times$$

$$\times\sqrt{\frac{k}{k-1}\frac{1-(p_2/p_1)^{\frac{k-1}{k}}}{1-(p_2/p_1)}\frac{\rho_2}{\rho_1}}$$

Считая движение газа адиабатным (еще одно допущение), заменим отношение плотностей отношением давлений

$$\frac{\rho_2}{\rho_1}=\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{1}{k}}.$$

Кроме того, используем уравнение состояния

$$p=z\rho RT,\ \frac{\rho_1}{\rho_0}=\frac{p_1}{p_0}\cdot\frac{T_0}{T_1}\cdot\frac{1}{z_1},$$

где $z_0=1$

Учитывая приведенные соотношения, преобразуем уравнение расхода

$$Q_0=\frac{\sqrt{2}F_y}{\sqrt{\zeta}}\sqrt{\frac{T_0}{p_0}}\sqrt{\frac{p_1\Delta p}{\rho_0 T_1 z_1}}\times$$

$$\times\sqrt{\frac{k}{k-1}\frac{(p_2/p_1)^{2/k}-(p_2/p_1)^{\frac{k+1}{k}}}{1-(p_2/p_1)}}.$$

Если в приведенное уравнение подставить значения $p_0=101\,300$ Па, $T_0=273$ К, а также применить формулу (7.3), где F_y (см^2), то получим расчетную зависимость

$$Q_0=1{,}46\cdot10^{-6}K_v\varepsilon\sqrt{\frac{p_1\Delta p}{\rho_0 T_1 z}},\qquad(7.8)$$

где ε определено соотношением

$$\varepsilon=\sqrt{\frac{k}{k-1}\frac{(p_2/p_1)^{\frac{2}{k}}-(p_2/p_1)^{\frac{k+1}{k}}}{1-(p_2/p_1)}}\qquad(7.9)$$

Коэффициент ε учитывает изменение плотности газа при движении через дроссельный орган. Если принять размерности Q в м^3/ч, а p_1 и Δp, в МПа, то получим следующую формулу для расчета пропускной способности регулятора:

$$Q_0=5260K_v\varepsilon\sqrt{\frac{\Delta p\,p_1}{\rho_0 T_1 z_1}}.\qquad(7.10)$$

При расчете пропускной способности регулятора по уравнению (7.10), считая величину K_v постоянной, неточность исходной модели должна быть компенсирована коэффициентом ε. Поэтому в расчетах целесообразно использовать не теоретическую зависимость (7.9), а экспериментальную, т. е.

$$\varepsilon=1-0{,}46(\Delta p/p_1).\qquad(7.11)$$

Уравнение (7.11) получено при испытаниях регулирующих клапанов на сжатом воздухе, поэтому при использовании этого уравнения для других газов его следует корректировать. Это с некоторым приближением можно сделать, пересчитав значение ε, определяемого по формуле (7.11), на другой показатель адиабаты

путем умножения на поправочный коэффициент

$$\varkappa = \varepsilon_{газ}/\varepsilon_{воз}. \qquad (7.12)$$

Значения $\varepsilon_{газ}$ и $\varepsilon_{воз}$ определяют по формуле (7.9) при показателях адиабаты для воздуха ($k=1{,}4$) и для газа. На рис. 7.15 приведены пересчитанные значения коэффициента ε для газов с различными значениями k. Величиной ε, определенной по рис. 7.15, следует пользоваться при расчете пропускной способности регулятора давления или регулирующего клапана.

При критическом или большем перепаде давлений (т. е. когда соблюдается неравенство)

$$p_2/p_1 \leqslant (p_2/p_1)_{кр} \qquad (7.13)$$

пропускную способность регулятора определяют по формуле (7.10) при подстановке в нее критического отношения давления. Это объясняется тем, что сверхзвуковая скорость при движении газа через дроссельный орган получена быть не может. Коэффициент ε определяют также при $(p_2/p_1)_{кр}$ по рис. 7.15. Расчетная зависимость будет иметь следующий вид:

$$Q_0 = 5260\, K_v \varepsilon_{кр} p_1 \sqrt{\frac{(\Delta p/p_1)_{кр}}{\rho_0 T_1 z_1}}, \qquad (7.14)$$

где

$$(\Delta p/p_1)_{кр} = 1 - (p_2/p_1)_{кр}.$$

Как показали эксперименты, для клапанов, работающих на воздухе, критическое отношение давления $(p_2/p_1)_{кр}=0{,}48$. Теоретическое значение $(p_2/p_1)_{кр}=0{,}528$. Рассматривая отношение $0{,}48/0{,}528=0{,}91$ как поправку к формуле для расчета $(p_2/p_1)_{кр}$, получаем следующее уравнение, по которому можно рассчитать критическое отношение давлений для газа любого состава:

$$\left(\frac{p_2}{p_1}\right)_{кр} = 0{,}91\left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}} \qquad (7.15)$$

Для природного газа ($k=1{,}3$) критическое отношение давлений равно: $(p_2/p_1)_{кр}=0{,}5$.

Дроссельные органы регуляторов давления рассчитывают, исходя из максимальной производительности и минимально возможного перепада давлений. Такое сочетание производительности и давления возможно, но оно в то же время самое невыгодное. Проходное сечение затвора регулятора рекомендуется выбирать так, чтобы максимальная производительность была обеспечена при перемещении затвора не более чем на 0,9 полного хода. Для этого дроссельный орган регулятора нужно рассчитывать на производительность, которая превышает максимальную на 15...20%. Таким образом, регулятор следует подбирать на расчетную пропускную способность

$$Q_р = (1{,}15-1{,}2)Q^{макс},$$

где $Q^{макс}$ — максимальная пропускная способность

При определении расчетного перепада давлений следует учитывать потери энергии на трение в трубопроводах газорегуляторного пункта на запорной и предохранительной арматуре, в фильтре и устройствах, измеряющих расход газа. Расчетный перепад определяют по выражению

$$\Delta p = p_1^{мин} - p_2 - \Delta p_{пот},$$

где $p_1^{мин}$ — минимальное давление газа перед регуляторной станцией; p_2 — регулируемое давление газа после регулятора, $\Delta p_{пот}$ — суммарные потери давления в газорегуляторной станции, исключая потери в регуляторе давления

В табл. 7.1 приведены значения коэффициента K_v для расчета пропускной способности основных типов регуляторов.

Если известна пропускная способность регулятора при работе на газе определенного состава и при известных начальном и конечном давлениях (табличные данные), то можно определить его производительность при использовании другого газа и работе на другом режиме.

Преобразовав предыдущее уравнение, можно получить следующую формулу пересчета:

Таблица 7.1 **Коэффициент пропускной способности регуляторов**

Тип регулятора	Коэффициент, K_v	Тип регулятора	Коэффициент, K_v
РД-20-5	0,52	РД-50М-20	9
РД-25-5	0,52	РД-50М-15	5,8
РД-25-6,5	0,9	РД-50М-11	3,3
РД-32-5	0,52	РД 50М-8	1,7
РД-32-6,5	0,9	РДУК-2-50/35	27
РД-32-9,5	1,9	РДУК 2-100/50	38
РД-50-13	3,7	РДУК-2-100/70	108
РД-50-19	7,9	РДУК 2-200/105	200
РД-50-25	13,7	РДУК-2-200/140	300
РД-32М-10	1,4	РД-50-64	22
РД-32М-6	0,8	РД-80-64	66
РД-32М-4	0,52	РД 100-64	110
РД-50М-25	11	РД-150-64	314
		РД-200-64	424
		РДУ-50	50
		РДУ-80	100
		РДУ-100	200

$$Q_0 = 5260\, K_v \varepsilon \sqrt{\frac{p_1}{p_2}} \frac{1}{\sqrt{Tz_1}} \sqrt{\frac{\Delta p\, p_2}{\rho_0}} = A \sqrt{\frac{\Delta p\, p_2}{\rho_0}} \qquad (7\,16)$$

Коэффициент A изменяется мало и приближенно его можно считать постоянным, тогда формула пересчета примет вид

$$Q = Q^T \sqrt{\frac{\rho_0^T \Delta p\, p_2}{\Delta p^T p_2^T \rho_0}}. \qquad (7.17)$$

Здесь параметры с индексом T относятся к табличным данным.

Если при новых условиях работы перепад давления на регуляторе будет равен или больше критического, т. е. $p_2/p_1 \leqslant (p_2/p_1)_{кр}$, то в формуле (7.17) отношения $\Delta p/p_1$ и p_2/p_1 нужно заменить критическими отношениями.

Если принять $(p_2/p_1)_{кр} = 0{,}5$, то формула пересчета будет иметь вид

$$Q = 0{,}5\, Q^T p_1 \sqrt{\frac{\rho_0^T}{\Delta \rho^T p_2^T \rho_0}} \qquad (7\,18)$$

Глава 8
Газорегуляторные станции

8.1. Размещение газорегуляторных пунктов и установок

Газорегуляторные пункты (ГРП) сооружают на территории городов, населенных пунктов, промышленных и коммунальных предприятий, а газорегуляторные установки (ГРУ) размещают внутри газифицируемых зданий. Комбинированные регуляторы давления, имеющие встроенные предохранительные устройства, размещают на вводе в газифицируемые здания или на несгораемых опорах. В зависимости от величины давления газа на вводе в ГРП и ГРУ последние разделяют на ГРП и ГРУ *среднего давления* с давлением газа до 0,3 МПа и ГРП и ГРУ *высокого давления* с давлением газа более 0,3 до 1,2 МПа избыточных. ГРП могут быть *сетевыми*, питающими городскую распределительную сеть низкого и среднего давлений, и *объектовыми*, подающими газ необходимого давления промышленным и коммунально-бытовым потребителям. ГРП следует размещать в отдельно стоящих зданиях или в шкафах. Газорегуляторные пункты коммунальных предприятий и отдельно стоящих отопительных котельных с давлением до 0,6 МПа разрешается размещать в пристройках к зданиям, в которых расположены газовые установки. На промышленных предприятиях допускают раз-

Таблица 81. **Минимальные расстояния от отдельно стоящих ГРП до зданий и сооружений**

Объект	Расстояние по горизонтали в свету при разном давлении газа на вводе в ГРП, м		Объект	Расстояние по горизонтали в свету при разном давлении газа на вводе в ГРП, м	
	до 0,6 МПа	0,6 1,2 МПа		до 0,6 МПа	0,6 1,2 МПа
До зданий и сооружений	10	15	До автодороги (до обочины)	5	8
До железнодорожных и трамвайных путей (до ближайшего рельса)	10	15	До воздушной линии электропередачи	Не менее 1,5 высоты опоры	

мещение ГРП с давлением до 0,6 МПа в пристройках к огнестойким зданиям. ГРП с давлением более 0,6 до 1,2 МПа можно размещать в пристройках к цехам, в которых используют газ с давлением более 0,6 МПа. Отдельно стоящие ГРП располагают в садах, скверах, внутри жилых кварталов, во дворах, на территории промышленных и коммунальных предприятий на расстояниях от зданий и сооружений, не менее указанных в табл. 8.1.

На территории промышленного предприятия ГРП можно располагать на открытых площадках под навесом, если климатические условия допускают нормальную работу оборудования. Можно также выносить из здания на площадку только часть оборудования ГРП (задвижки, фильтры и др.). Оборудование, располагаемое открыто, должно иметь ограждения. Минимальные расстояния от ГРП открытого типа до зданий и сооружений приведены в табл. 8.1. Можно располагать ГРП на несгораемых покрытиях промышленных зданий, в которых находятся газоиспользующие агрегаты. Не разрешается устанавливать ГРП и ГРУ в подвальных и полуподвальных помещениях и в колодцах.

ГРП, располагаемые в шкафах, устанавливают на отдельных несгораемых опорах с разрывами, указанными в табл. 8.1. Шкафные ГРП промышленных и коммунальных предприятий с давлением газа до 0,6 МПа можно крепить к огнестойким стенам газифицируемых зданий, а шкафные ГРП коммунально-бытовых предприятий и жилых зданий можно крепить к огнестойким стенам только при давлении газа до 0,3 МПа. Шкафы следует располагать на высоте, удобной для обслуживания и ремонта. Расстояние от шкафа до окна или двери должно быть не менее 3 м при условии, что давление газа не более 0,3 МПа. Расстояние по вертикали от шкафа до оконных проемов должно быть не менее 5 м.

ГРУ промышленных и коммунальных предприятий и отопительных котельных располагают непосредственно в помещениях цеха и котельных, в которых находятся газоиспользующие агрегаты, или в смежных помещениях, соединенных с ними открытыми дверными проемами. В последнем случае смежные помещения должны быть обеспечены не менее чем трехкратным воздухообменом. От этих ГРУ не разрешается подавать газ потребителям, расположенным в других зданиях. Максимальное давление газа на входе в ГРУ должно быть не более 0,6 МПа. Запрещается размещать ГРУ в жилых и общественных зданиях.

ГРП следует располагать в светлых и несгораемых одноэтажных помещениях с покрытиями, легко сбрасываемыми при действии взрывной волны с массой на 1 $м^2$ не более 120 кг. В случае применения трудносбрасываемых покрытий общая площадь оконных, дверных проемов и световых фонарей принимается не менее 500 $см^2$ на 1 $м^3$ внутреннего объема помещения. Двери помещений должны открываться наружу. Если ГРП располагают в пристройке, то ее отде-

ляют от здания глухой стеной. Пристройка должна иметь самостоятельный вход.

Вопрос об отоплении ГРП решают в зависимости от климатических условий, влажности газа и конструкции применяемого оборудования. В отапливаемых помещениях ГРП температуру воздуха следует поддерживать не менее 5 °С. Отопление может быть водяным, паровым или от индивидуальной отопительной установки, которую отделяют от рабочего помещения ГРП глухой стеной. В отдельных случаях для отопления можно применять печи, заключенные в герметичный металлических кожух. Печи следует топить снаружи или из части здания, не сообщающейся с рабочим помещением ГРП. Здание ГРП оборудуют естественной вентиляцией, обеспечивающей трехкратный воздухообмен. Вытяжку осуществляют с помощью дефлектора, а приточный воздух поступает через жалюзийную решетку. Помещение ГРП должно иметь естественное освещение. Электрическое освещение ГРП может быть внутренним во взрывобезопасном исполнении или наружным в обычном исполнении (кососвет). Если расстояние от ГРП до ближайшего здания больше высоты этого здания, то ГРП оборудуют молниеотводами.

Газорегуляторные установки размещают на вводе газопровода в помещение на несгораемой стене, в местах с хорошим освещением. Оборудование ГРУ должно быть защищено от механических повреждений и воздействия сотрясений и вибраций. При установке оборудования на высоте более 2 м следует устраивать площадки с лестницами, огражденными перилами. Помещение, в котором расположена ГРУ, должно быть оборудовано постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляцией. При размещении ГРП в шкафу его следует изготовлять из несгораемых материалов, а в нижней и верхней частях устраивать отверстия для вентиляции. На вводе газопровода в ГРП и на выводах из него должны быть установлены отключающие устройства на расстоянии не менее 5 и не более 100 м. При газоснабжении предприятий от индивидуальных ГРП отключающие устройства на выходных газопроводах можно не устанавливать

Комбинированные регуляторы, предназначенные для жилых домов и общественных зданий, устанавливают на несгораемых опорах или на стенах газифицируемых зданий. Входное давление в регуляторах, устанавливаемых на стенах зданий, должно быть не более 0,3 МПа. Входное давление в комбинированных регуляторах, устанавливаемых на стенах промышленных зданий, допускается до 0,6 МПа. Комбинированные регуляторы давления устанавливают на горизонтальных газопроводах на высоте не более 2,2 м. При установке на стенах зданий СНиП регламентирует расстояния до оконных, дверных и других проемов.

8. 2. Газорегуляторные пункты

Оборудование сетевых газорегуляторных пунктов состоит из следующих основных узлов и элементов: узла регулирования давления газа с предохранительно-запорным клапаном и обводным газопроводом (байпасом), предохранительного сбросного клапана, комплекта контрольно-измерительных приборов, продувочных линий. Схема ГРП с регулятором давления РДУК-2, разработанная Мосгазпроектом, показана на рис. 8.1 (РДУК-2-100).

Газ высокого или среднего давления входит в ГРП и поступает в узел регулирования, в котором оборудование по ходу движения газа располагают в такой последовательности; отключающее устройство; фильтр для очистки газа от механических примесей и пыли; предохранительный запорный клапан для отключения подачи газа потребителям при недопустимом повышении или понижении давления после регулятора; регулятор давления

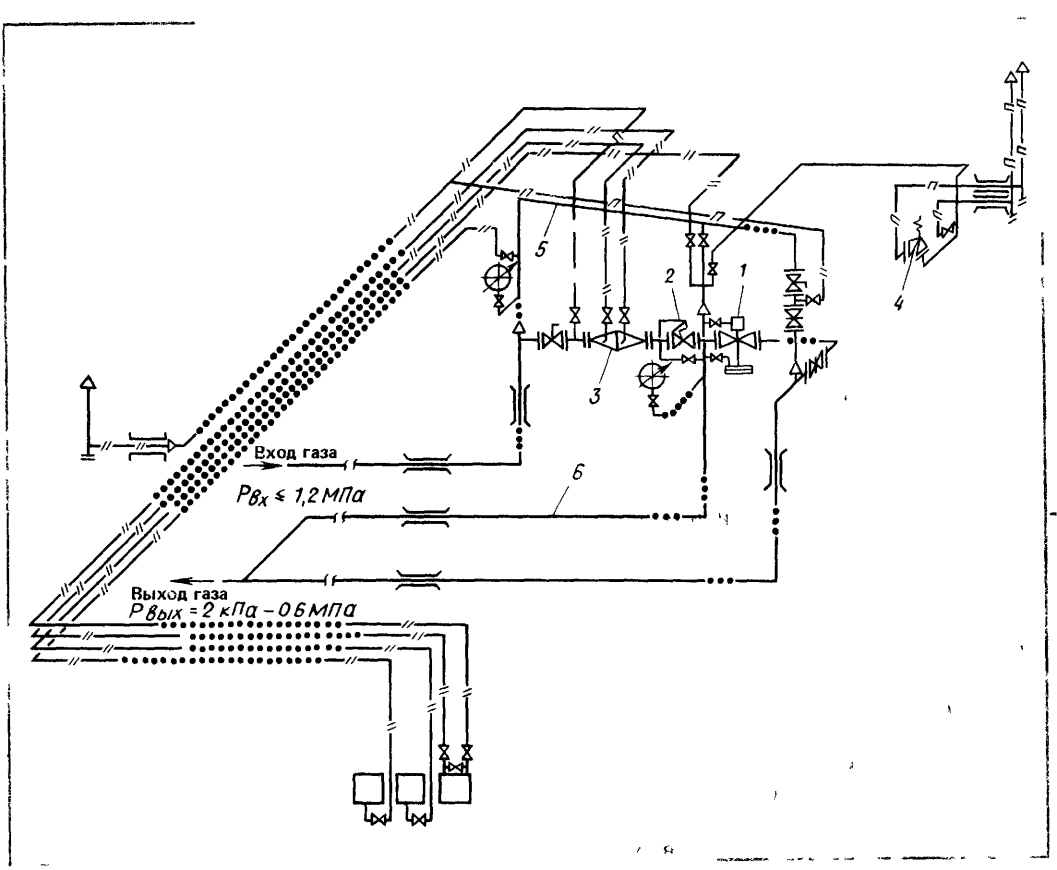


Рис. 8.1. Схема сетевого газорегуляторного пункта
1 — регулятор давления РДУК 2 100, *2* — предохранительный клапан ПКН 100 (ПКВ-100), *3* — фильтр сварной волосяной D_y=100, $p_р$=1,2 МПа, *4* — сбросное устройство, *5* — байпас, *6* — труба для отбора импульса давления

для снижения давления газа и поддержания его постоянным после себя; отключающее устройство. В качестве отключающих устройств при диаметрах до 100 мм используют пробковые краны со смазкой (КСР), при бо́льших диаметрах — клиновые стальные задвижки (ЗКЛ2).

Для очистки газа на ГРП устанавливают волосяные или сетчатые фильтры. На рис. 8.2 показан волосяной фильтр, разработанный Мосгазпроектом, для установки перед регуляторами РДУК-2 (D_y=50, 100 и 200 мм). Корпус *4* фильтра стальной сварной. Твердые частицы, вносимые потоком газа в фильтр, ударяются об отбойный лист *1* и накапливаются в нижней части фильтра, из которой их периодически удаляют через люк *5*. Оставшиеся в газе мелкие частицы и пыль задерживаются в кассете *2*. Фильтрующий материал (конский волос или капроновая нить) находится между двумя металлическими сетками. Для очистки и промывки кассеты ее вынимают из корпуса сверху, предварительно сняв крышку *3*. Фильтры выпускают двух модификаций с максимальным давлением до 0,6 и до 1,2 МПа. Перепад давления на кассете фильтра не должен превышать 10 000 Па. В условиях эксплуатации этот перепад обычно не превосходит 3000...5000 Па. При бо́льшем перепаде давления фильтр вынимают и очищают. Перепад давления контролируют дифманометром. На схеме (см. рис. 8.1) предусмотрена установ-

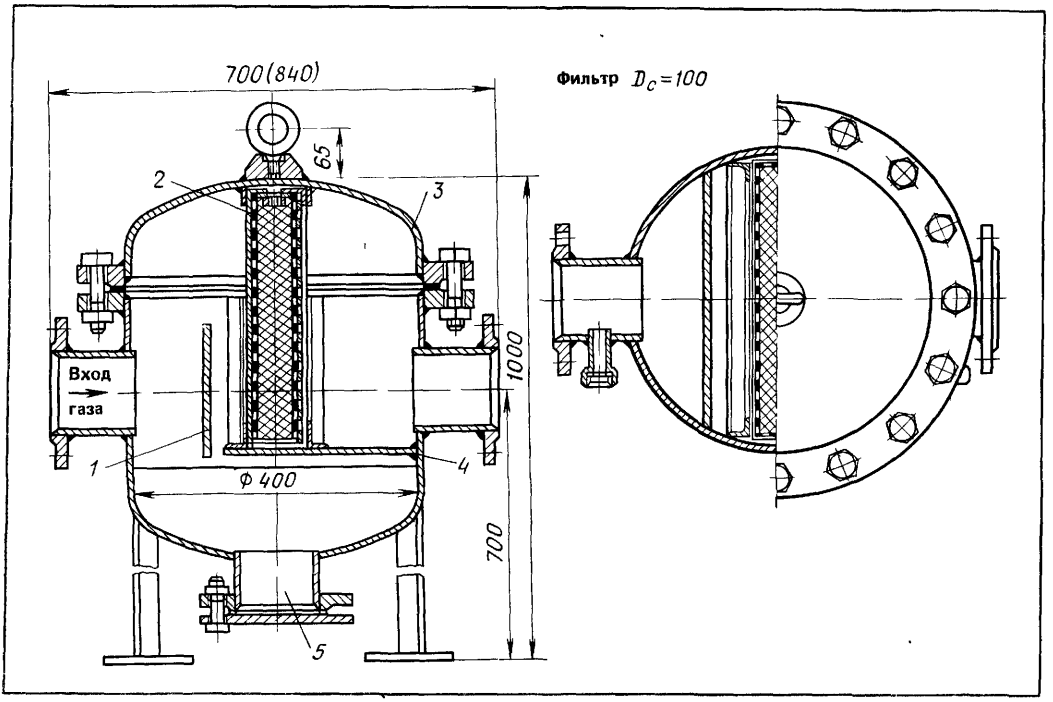


Рис. 8.2. Волосяной фильтр
1—отбойный лист, *2*—кассета с фильтрующим материалом, *3*—крышка, *4*—корпус, *5*—люк

ка сильфонного показывающего дифманометра ДСП-780Н.

При перепаде давления на фильтре 5000 Па, избыточном давлении перед ним 0,6 МПа и плотности газа 0,73 кг/м^3 пропускная способность фильтров соответственно составляет, при нормальных условиях, м^3/ч: для D=50—6000, D=100—14750, для D=200—38600. Если фильтр используют в условиях, отличных от указанных, тогда его пропускную способность определяют по формуле пересчета (7.17).

Выходное давление из ГРП контролируют предохранительным запорным клапаном (ПЗК) и предохранительным сбросным клапаном (ПСК). ПЗК контролирует верхний и нижний предел, ПСК — только верхний. ПСК настраивают на меньшее давление, чем ПЗК, поэтому он срабатывает первым. Сброс газа в атмосферу следует осуществлять в том случае, если регулятор давления работает нормально, но при закрытии клапан не обеспечивает герметичности отключения (вследствие засорения клапана, износа и пр.). Если протечка через неплотно закрытый клапан будет превосходить потребление газа, то выходное давление будет расти. Для предотвращения роста давления избыток газа необходимо сбросить в атмосферу. Такие ситуации обычно бывают кратковременными (в ночное время), а количество сбрасываемого газа незначительным. Срабатывание клапана ПСК при указанных обстоятельствах предотвращает закрытие предохранительного клапана и нарушение нормального газоснабжения потребителей.

Если же отказал регулятор давления, клапан ПСК сработал, а давление в сетях продолжает расти, то такая ситуация является аварийной. В этом случае срабатывает клапан ПЗК, который перекроет газопровод перед регулятором и прекратит подачу газа потребителям.

Клапан ПЗК сработает также при недопустимом снижении давления газа, которое может произойти при аварии на газопроводе. По устранении причин отключения газа его подача потребителям автоматически не возобновляется. Вновь пустить газ может только обслуживающий персонал, что предотвращает аварии и несчастные случаи при пуске газа.

Клапан ПСК настраивают на давление, превышающее регулируемое на 10%. При низком выходном давлении разность между давлениями настройки клапана и регулируемым давлением должна быть не менее 500 Па. Расчетную величину сброса газа через клапан ПСК при наличии в ГРП клапана ПЗК или при установке после ГРП у потребителей дополнительных регулирующих устройств принимают в 10% пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов системы регулирования в ГРП. В иных случаях величину сброса газа принимают не менее пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов ГРП за вычетом минимального потребления газа.

Пропускную способность системы сброса газа следует проверять расчетом, считая, что давление срабатывания $p_{ср}$ клапана ПСК полностью расходуется на гидравлические потери в сбросных трубопроводах $\Delta p_{тр}$ и на клапане ПСК $\Delta p_{кл}$, т. е.

$$p_{ср}=\Delta p_{тр}+\Delta p_{кл}.$$

Потери давления на клапане ПСК рассчитывают по формулам потерь давления на клапанах регуляторов давлений. Верхний предел настройки клапана ПЗК принимают на 20% выше регулируемого давления после ГРП. За нижний предел принимают минимально допустимое давление газа в сетях.

Импульсы для клапанов ПЗК, ПСК и регулятора давления следует отбирать из газопровода после ГРП в месте, где поток газа стабилизировался. На схеме (рис. 8.1) предусмотрен специальный трубопровод, который с одной стороны присоединен к газопроводу после ГРП в конце прямого участка длиной в пять диаметров, а с другой стороны к нему подведены импульсные трубки. К этому газопроводу присоединен и клапан ПСК.

На рис. 8.3 показаны предохранительно-запорные клапаны типа ПКН и ПКВ (для низкого и высокого давлений), разработанные Мосгазпроектом. Клапаны выпускают диаметрами, соответственно равными 50, 100 и 200 мм. Максимальное давление 1,2 МПа. Пределы давления, на которые могут быть настроены клапаны, приведены в табл 8.2.

Принцип работы клапана ПК следующий. В открытом состоянии клапан *6* поддерживает внутренняя вилка *3*, которая установлена на общей оси *18* с подъемным рычагом *8*. Подъемный рычаг в верхнем положении удерживает курок коленчатого рычажного предохранителя *4*, ось которого закреплена в корпусе прибора. Ударник *11* поддерживается в вертикальном положении в результате зацепления выступа ударника с защелкой *16* коромысла. Противоположный конец коромысла сопряжен с пазом мембранного штока *10*. Импульс контролируемого давления подводят в подмембранную зону. При выходе контролируемого давления за нижний предел усилие от грузов *13*, передаваемое на шток мембраны, окажется больше усилия, развиваемого мембраной, в результате чего шток опустится, защелка *16* коромысла отклонится вверх и ударник *11* упадет на рычажный предохранитель *4*. Это вызовет расцепление предохранительного и подъемного рычагов и клапан закроется. Нижний предел настройки клапана ПК устанавливают путем подбора веса дисковых грузов.

Верхний предел настройки устанавливают путем сжатия пружины *15* регулировочной гайкой *14*. При открытом клапане пружина упирается через опорную шайбу *12* в выступ крышки мембранной коробки. До тех пор, пока усилие, развиваемое мембраной,

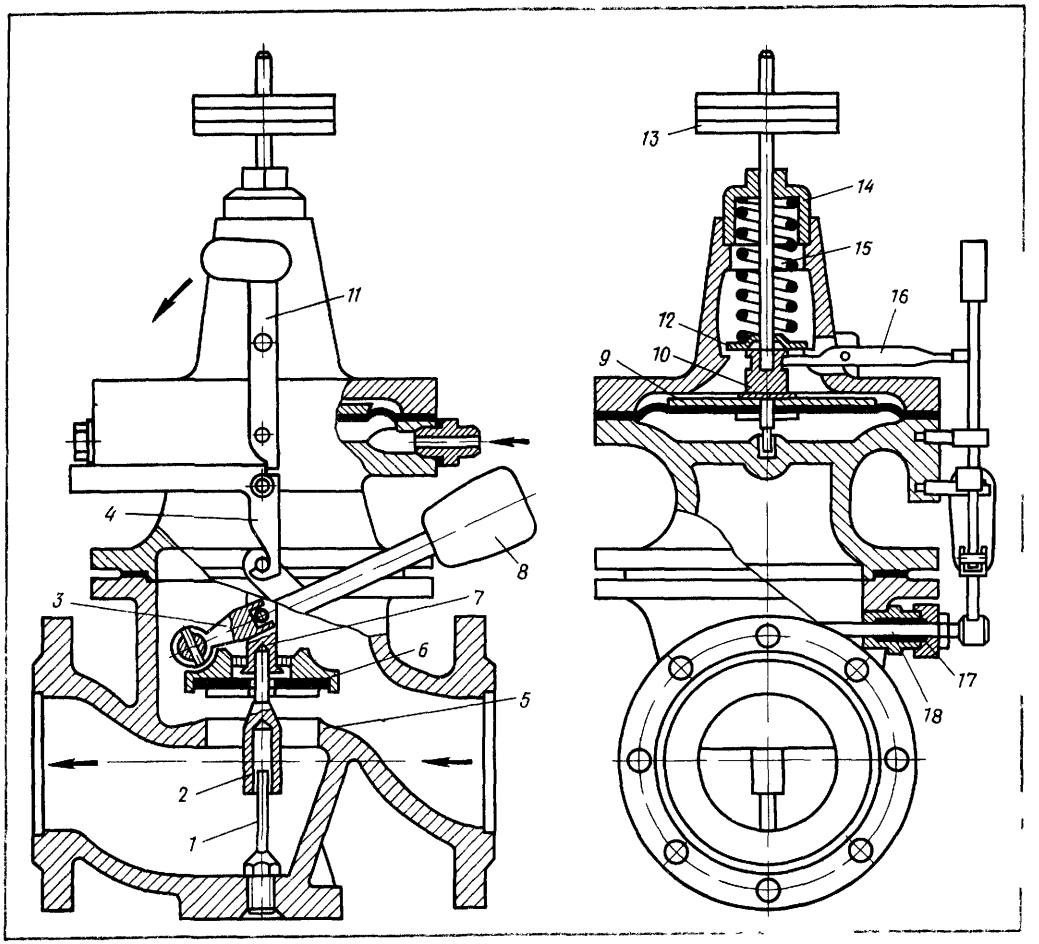


Рис. 8.3. Предохранительно-запорные клапаны ПКН и ПКВ
1— направляющая, *2*— фиксатор, *3*— вилка *4*— предохранитель, *5*— седло, *6* - клапан, *7*— шток, *8*– подъемный рычаг, *9*— мембрана, *10*— шток, *11*— ударник, *12* — опорная шайба, *13*– груз, *14*— гайка, *15*— пружина, *16*— защелка, *17*— сальник, *18*— ось рычага

не превзойдет усилия пружины, мембрана будет оставаться неподвижной. Когда в результате выхода контролируемого давления за верхний предел мембрана разовьет усилие, пружина будет сжата, защелка коромысла опустится вниз и падение ударника приведет к срабатыванию клапана.

Закрытый клапан *6* прижимается к седлу под действием собственного веса и веса груза, сосредоточенного на конце подъемного рычага *8*. Кроме того, давление газа дополнительно прижимает его к седлу. При высоком давлении это существенно затрудняет открывание клапана. Для выравнивания давления газа с двух сторон клапана при его открывании в конструкции запорного клапана предусмотрен специальный перепускной клапан. При закрытом клапане отверстие перепускного клапана закрывает нижний конец штока *7*. При открывании ос-

Таблица 82 **Предельные давления настройки клапанов ПКН и ПКВ**

Контролируемый предел	Для ПКН Па	Для ПКВ МПа
Нижний	300 3000	0,003 0,03
Верхний	1000 60000	0,03 0,72

новного клапана шток откроет перепускной клапан, в результате чего давление в полостях корпуса быстро выравнится, обеспечив легкий подъем клапана.

Предохранительный сбросной клапан ПСК мембранно-пружинного типа показан на рис. 8.4. Такие клапаны выпускают диаметрами 25 и 50 мм Их можно настраивать на избыточное давление 0,001...0,125 МПа Диапазон настройки контролируемого давления изменяют подбором пружины требуемой жесткости и изменением активной поверхности мембраны (изменяя размеры *А* и *В*, см рис. 8.4). В пределах каждого диапазона (1000... ...5000 Па, 0,02...0,05 и 0,05... ...0,125 МПа) величину контролируемого давления устанавливают путем изменения степени сжатия пружины *2*. На мембрану *3* действует контролируемое давление Когда это давление превзойдет давление настройки клапана ПСК, то усилие мембраны станет больше усилия пружины и сожмет ее, клапан откроется и избыток газа будет сброшен в атмосферу.

Для контроля конечного, среднего и высокого давления применяют предохранительные пружинные клапаны ППК-4-50-16. Контролируемое давление в них подают непосредственно под золотник, который к седлу клапана прижимается пружиной Если сила давления на золотник окажется больше усилия пружины, то клапан откроется и сбросит газ. Клапаны ППК-4-50-16 настраивают на давление от 0,05 до 2,2 МПа (изб.)

Для бесперебойного снабжения потребителей газом при выходе из строя регулятора давления, замене, ремонте или осмотре оборудования узла регулирования предусматривают *обводной газопровод (байпас)*. В указанных случаях регулирующую линию отключают, а газ подают по байпасу с ручным регулированием давления. Диаметр обводной линии должен обеспечить максимальный пропуск газа при минимальном входном давлении и нормальном выходном. У ГРП (показанного на рис. 8.1) диаметр обводного газопровода принят равным большему стандартному диаметру, следующему после диаметра седла клапана. Для надежности и удобства ручного регулирования на байпасе устанавливают последовательно два отключающих устройства: кран и задвижку. При ручном регулировании на кране срабатывает основной перепад давления, а задвижкой регулируют давление в соответствии с изменяющейся нагрузкой.

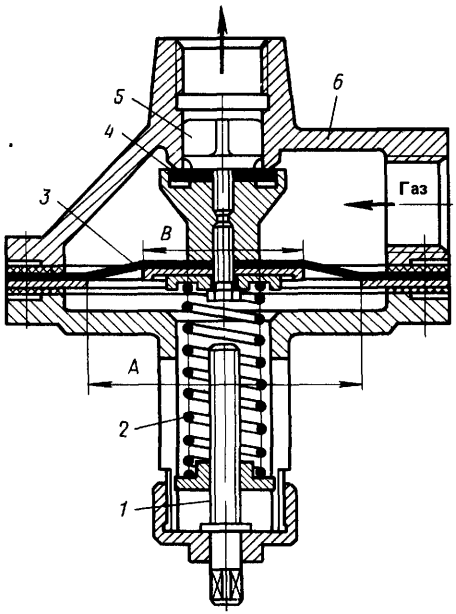


Рис 8.4. Предохранительно-сбросной клапан типа ПКС *1*— регулировочный винт, *2*— пружина, *3*— мембрана, *4*— уплотнение, *5*— золотник, *6*— седло

Для продувки газопровода до ГРП, газопроводов и оборудования ГРП, а также сброса газа при ремонтах и замене оборудования ГРП предусматривают специальные продувочные газопроводы, которые выводят наружу в безопасные места для окружающих зданий и сооружений, но не менее чем на 1 м выше карниза здания ГРП. Таким же требованиям подчиняются и сбросные газопроводы (свечи) от ПСК. Продувочные газо-

проводы одного давления можно объединить в общую свечу. Диаметр свечи должен быть не менее 19 мм.

Сетевые ГРП обычно подают газ в закольцованную распределительную сеть, поэтому точные границы зоны действия каждого ГРП практически установить невозможно. Кроме того, они изменяются в зависимости от режима потребления газа, поэтому потребители, расположенные на границах зон, могут получать газ в зависимости от режима то от одного, то от другого ГРП. В связи с этим каждый газорегуляторный пункт не имеет точно определенных потребителей, и, следовательно, нет смысла учитывать расход газа в каждом ГРП. Их не оборудуют узлами измерения расхода газа.

Однако на сетевых ГРП, подающих газ в отдельный изолированный район, может оказаться целесообразной установка приборов для измерения расхода газа. Регулярный учет расхода газа позволит вести дальнейшее изучение режимов потребления, режимов газовых сетей, а также уточнять нормы потребления и коэффициенты неравномерности потребления газа

Компоновка оборудования ГРП и ГРУ должна быть удобна для монтажа, ремонта и осмотра оборудования. Расстояние в свету между параллельными рядами оборудования следует принимать не менее 400 мм, а ширину основного прохода в помещение не менее 0,8 м. Прокладывать газопроводы в каналах пола не рекомендуется. Компоновка сетевого газорегуляторного пункта с регуляторами давления РДУК-2-100 (см. рис. 8.1), предназначенного для редуцирования давления газа с высокого до 1,2 МПа или среднего до среднего или низкого давления, показана на рис. 8.5, *а, б*. Оборудование располагают в отдельно стоящем здании, выполненном из кирпича размером 6×6 м. Освещение здания естественное (через окна) и искусственное (электрическое во взрывобезопасном исполнении) Здание отапливают от близрасположенных тепловых сетей или от местной отопительной установки. Температуру в помещении поддерживают не ниже 5 °С и контролируют комнатным термометром. Вентиляция естественная, обеспечивает трехкратный обмен воздуха.

ГРП оборудован регулятором давления РДУК-2-100 с седлом диаметром 50 или 70 мм и регулятором управления КН-2 или КВ-2. Пропускная способность ГРП с регуляторами давления, имеющими седло диаметром 50 мм, при работе на природном газе плотностью $\rho=0{,}73$ кг/м^3 и давлении на выходе 1000...120 000 Па (изб.) составляет: при давлении на входе 0,3 МПа—2300 м^3/ч, а при 0,6 МПа—4400 м^3/ч.

Для поглощения шума, возникающего при редуцировании давления газа, газопроводы покрывают специальной шумовиброизолирующей пастой или изолируют антикоррозионной битумно-резиновой изоляцией толщиной 20 мм. Участки газопровода, под которые устанавливают опоры, должны иметь прокладки из войлока, пропитанного битумом. Технологическую нитку редуцирования располагают на высоте 0,7 м от пола на опорах, которые устанавливают под газопроводом. Фильтр смонтирован на собственных опорах Импульсные трубопроводы прокладывают на высоте не более 2 м под окнами и крепят к стенам при помощи крючков. При прохождении через стены трубы размещают в футлярах, а отверстия между футляром и стеной тщательно заделывают цементным раствором

На импульсных и сбросных газопроводах располагают краны и вентили. Краны, установленные на импульсных линиях к предохранительным устройствам, должны быть запломбированы в открытом положении. Приборы для измерения и записи входного и выходного давления располагают на специальном щите, который устанавливают на опорах в помещении ГРП. Входное давление измеряют показывающим манометром ОБМ класса точности 1,5 и записыва-

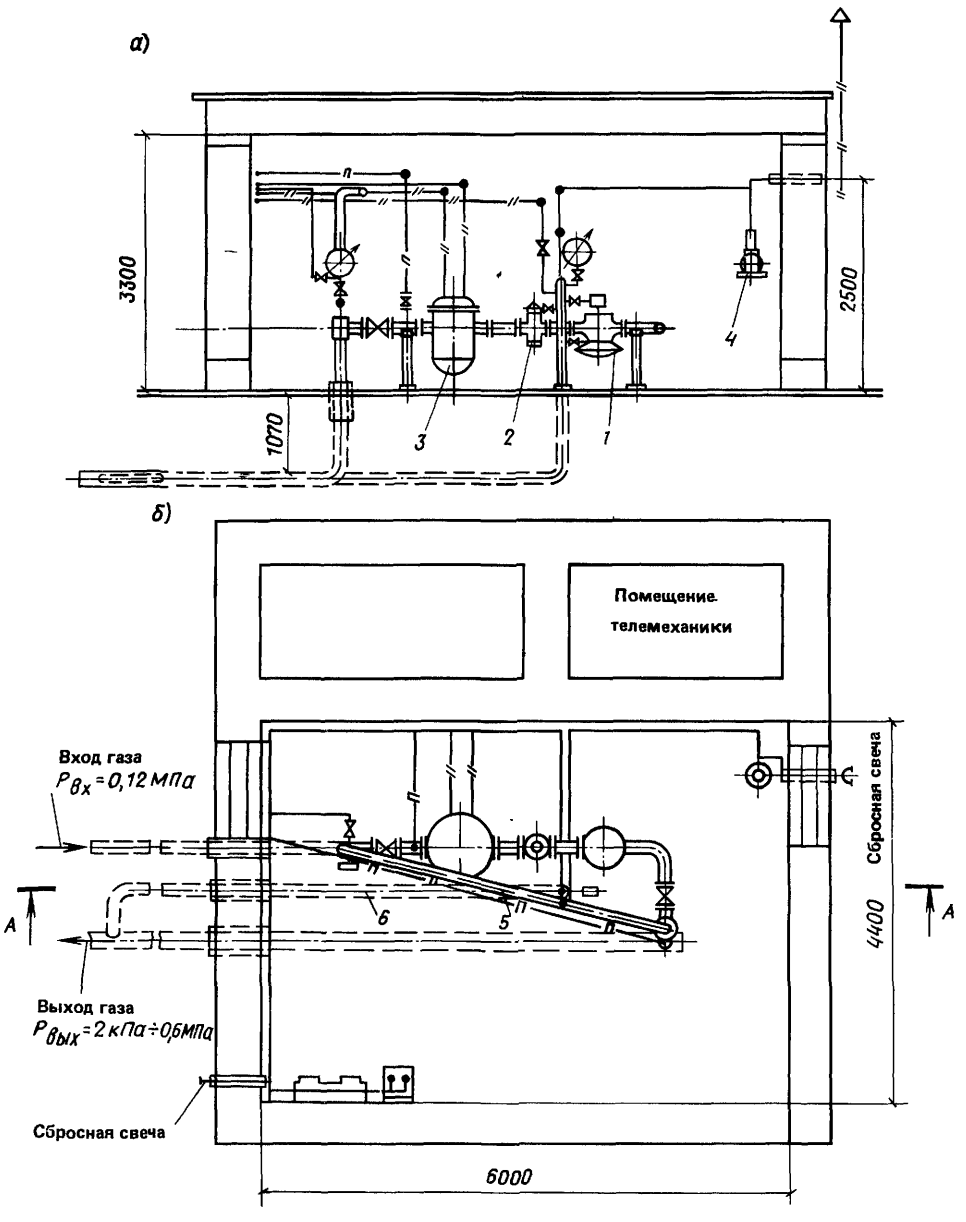


Рис. 8.5. Компоновка газорегуляторного пункта

а — разрез; *б* — план, *1*— регулятор давления РДУК-2-100; *2*— предохранительный клапан ПКН-100 (ПКВ-100); *3*— фильтр сварной волосяной $D_y = 100$, $p_p = 1{,}2$ МПа, *4*— сбросное устройство, *5*— байпас; *6*— труба для отбора импульса давления

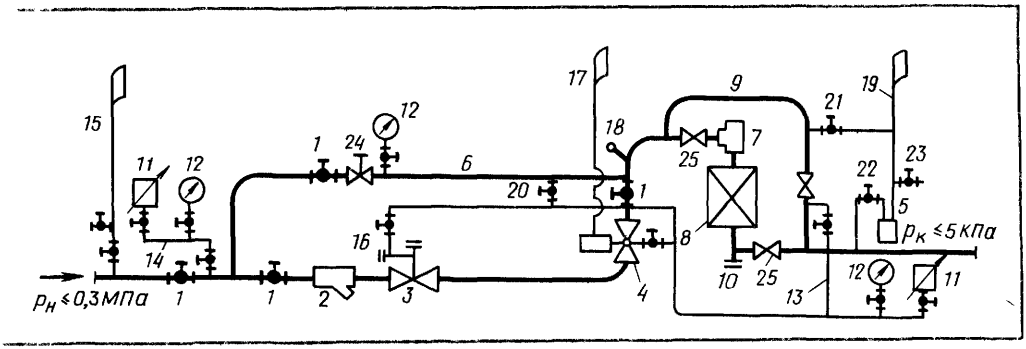


Рис. 8.6. Схема ГРП с регулятором давления типа РД
1— кран, *2*— газовый фильтр, *3* – предохранительный запорный клапан, *4* – регулятор давления, *5*— гидравлический предохранитель, *6*— отводной газопровод, *7*— фильтр ревизия, *8*— газовый ротационный счетчик, *9*— обводной газопровод, *10*— штуцер с пробкой, *11* – регистрирующий манометр, *12*— показывающий манометр, *13*— импульсный трубопровод конечного давления, *14*— импульсный трубопровод начального давления, *15*— продувочный трубопровод, *16*—штуцер с пробкой, *17*— сбросная трубка от регулятора, *18*— технический термометр, *19*— выхлопной трубопровод, *20, 21*—перемычки с кранами, *22*– кран на приемном штуцере гидравлического предохранителя, *23*— штуцер с краном и пробкой для взятия пробы, *24*— вентиль, *25*– задвижка

ют самопишущим манометром МТС-710 ч. Выходное давление (низкое) измеряют напоромером НМП и записывают с помощью самопишущего дифференциального манометра ДСС-710 ч, у которого один вентиль соединен с атмосферой, а средний заглушен.

Объектовые газорегуляторные пункты и установки. Схема объектового ГРП с регулятором давления типа РД и измерением расхода газа ротационным счетчиком показана на рис. 8.6. После ГРП поддерживают низкое давление, равное $p_к \leqslant \leqslant 5$ кПа. Перед ГРП установлен отключающий кран *1*. Кран располагают также до фильтра и после регулятора для отключения узла регулирования.

На обводном газопроводе находится кран *1* и вентиль *24* для плавного регулирования давления газа вручную. Для обеспечения наибольшей стабильности давления газа перед горелками импульс конечного давления к регулятору давления отбирается из газопровода после счетчика. Наилучшим местом для отбора импульса служит обводной газопровод *9* после задвижки *25*, так как здесь меньше наблюдается неравномерность газового потока Для возможности настройки регулятора и предохранительного запорного клапана без заполнения газом всего участка газопровода предусмотрена перемычка с краном *20*, который при работе ГРП закрыт На импульсной линии предохранительного клапана *3* имеются кран и штуцер *16* для присоединения переносного манометра при настройке запорного клапана.

Давление газа до и после ГРП значительно отличается друг от друга. Поэтому для продувки газопровода, расположенного до ГРП, предусмотрен отдельный продувочный трубопровод *15*. Выхлопной клапан присоединен к газопроводу после счетчика. Для ремонта и замены жидкости в нем служит кран *22*, который при работе ГРП должен быть открыт. Газопровод конечного давления продувают через кран *21* и выхлопной трубопровод *19*. Через эту же линию обеспечивают расход газа, необходимого для настройки ГРП. Объединение трубопроводов *15* и *19* недопустимо. Перед ротационным газовым счетчиком установлен фильтр для дополнительной очистки газа, а после него — штуцер с пробкой *10* для вы-

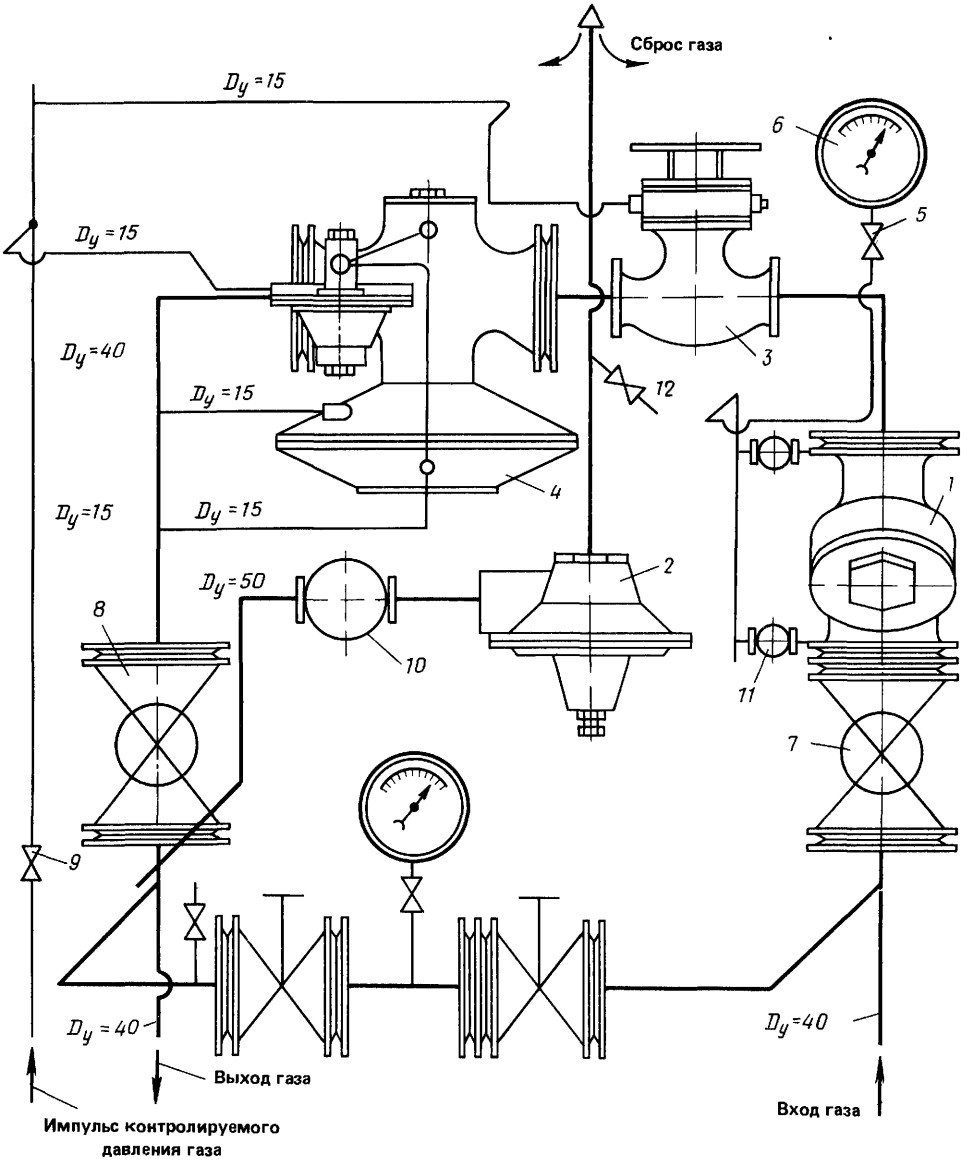


Рис. 8.7. Регуляторная установка шкафного типа с регуляторами РДУК-2-50

1— сетчатыи фильтр *2*— пружинный сброс ной клапан, *3*— предо хранительный клапан отсекатель ПКК 40м, *4*— регулятор давле ния РДУК 2 50, *5*— кран трехходовой для манометра, *6*— мано метр технический, *7*— вентиль запорный фланцевый (D_y=40), *8*— кран сальниковый фланцевый (D_y=40) *9*— кран сальниковый муфтовый (D_y=15), *10* – кран сальниковый муфтовый (D_y= =50), *11* – вентиль запорныи цапковыи (D_y=10), *12*— кран лабораторный ЛК 1а

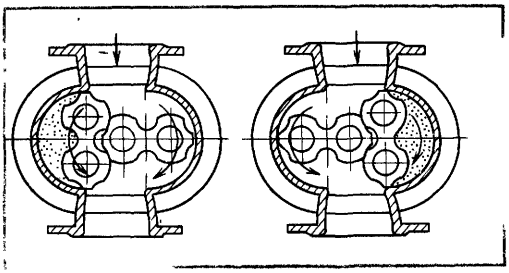


Рис. 8.8. Принципиальная схема расходомера РГ

пуска раствора при промывке счетчика. Для подачи газа, минуя счетчик, предусмотрен обводной газопровод *9*. Отключающие устройства до и после счетчика расположены так, чтобы промывку счетчика можно было производить без его демонтажа. Термометр установлен перед счетчиком в месте, где его хорошо омывает газовый поток. Для контроля давления до и после ГРП служат манометры (показывающие *12* и регистрирующий *11*).

Шкафной газорегуляторный пункт, разработанный институтом Мосгазпроект, показан на рис. 8.7. Для регулирования давления газа служит регулятор РДУК-2-50 с командным прибором КН-2. Шкафная установка предназначена для регулирования давления газа с высокого и среднего до низкого или среднего. Максимальное давление газа на входе 1,2 МПа, конечное регулируемое давление от 0,5 до 50 кПа. При давлении на выходе из регуляторного пункта 0,5...10 кПа, давлении на входе в 100 кПа и плотности газа $\rho=0{,}73$ кг/м^3 его производительность равна 450 м^3/ч. В зависимости от климатических условий и влажности газа решают вопрос о применении шкафов с отоплением или без него. ГРП оборудуют предохранительными клапанами, сетчатым фильтром и обводной линией. Входное давление измеряют манометром. Для измерения выходного давления предусмотрен трехходовой кран с пробкой, к которому присоединяют манометр.

На объектовых ГРП устанавливают расходомеры или счетчики. Основной тип счетчиков, выпускаемый промышленностью для ГРП,— это ротационные счетчики РГ, принцип действия которых основан на вращающихся поршнях, имеющих форму восьмерки (рис. 8.8). По принципу действия — это объемные расходомеры. Поршни вращаются в противоположных направлениях и отмеряют объем пропускаемого газа. Выпускаемые счетчики рассчитаны на давление в 0,1 МПа. Минимальный расход составляет 10% номинального, а максимально допустимая перегрузка составляет 120%. Счетчики выпускают следующей пропускной способностью, м^3/ч (цифры в обозначении счетчика обозначают пропускную способность): РГ-40, РГ-100, РГ-250, РГ-400, РГ-600, РГ-1000.

Расход газа также измеряют с помощью диафрагмы, установленной на газопроводе, и расходомера, представляющего собой дифманометр показывающий или записывающий. Принцип измерения основан на связи перепада давления на местном сопротивлении, в качестве которого используют нормализованные диафрагмы или сопла, с расходом. Эти элементы имеют квадратичный закон гидравлического сопротивления, что позволяет использование простейшей математической аппроксимации зависимости расхода от перепада давления. Конструкции измерительных диафрагм или сопел стандартизированы и позволяют без дополнительных экспериментов рассчитывать все размеры измерительных устройств и определять параметры для подбора расходомера газа. Существуют специальные Правила для расчета нормальных диафрагм или сопел и подбора стандартных расходомеров.

Пример 8.1. Подобрать оборудование и контрольно-измерительные приборы для сетевого газорегуляторного пункта пропускной способностью в $Q=1100$ м^3/ч (при нормальных условиях) и избыточном давлении газа на входе 80 кПа. Давление на выходе низкое — 3 кПа. Газ природный.

Решение. Потери в газопроводе, пробковых кранах, предохранительном запорном клапане и фильтре предварительно оценим в

7 кПа. В этом случае перепад давления на клапане будет равен: 80—7—3=70 кПа, тогда

$$\Delta p/p_1=70/180=0{,}39<0{,}5.$$

Следовательно, условия течения газа через клапан регулятора давления докритические. Подбираем регулятор типа РДУК-2 по формуле (7.10)

$$k_v=\frac{Q_0}{5260\,\varepsilon\sqrt{(p_1\Delta p)/(\rho_0 T z_1)}}=$$

$$=\frac{1100}{5260\cdot 0{,}8\sqrt{\dfrac{0{,}18\cdot 0{,}07}{0{,}73\cdot 273\cdot 1}}}=33.$$

Коэффициент ε определим по рис. 7.15 для $k=1{,}3$ и $\Delta p/p_1=0{,}39$, $\varepsilon=0{,}8$. Коэффициент $z=1$, так как входное давление газа невысокое ($p_1<1{,}2$ МПа). $T_1=273$ К. Из табл. 7.1 следует, что для регулятора РДУК-2-100/50 $K_v=38$. Этот регулятор и принимаем. Определяем запас его пропускной способности.

$$Q_0=5260\,K_v\varepsilon\sqrt{\frac{p_1\Delta p}{\rho_0 T z_1}}=$$

$$=5260\cdot 38\cdot 0{,}8\sqrt{\frac{0{,}18\cdot 0{,}07}{0{,}73\cdot 273\cdot 1}}=1270\ \text{м/ч},$$

т. е. пропускная способность регулятора больше необходимой расчетной величины на 15%, что удовлетворяет требованиям СНиП.

2. Установим волосяной фильтр, разработанный Мосгорпроектом, с $D=100$ мм. Рассчитаем потерю давления в нем. При $p_1=0{,}7$ МПа$_{абс}$, $\Delta p=5$ кПа, $\rho=0{,}73$ кг/м^3; его пропускная способность составляет 14 750 м^3/ч. Используем формулу пересчета (7.17)

$$\Delta p=\Delta p^T(Q/Q^T)^2\rho_0/\rho_0^T\cdot p_2^T/p_2=$$

$$=5\left(\frac{1100}{14\cdot 750}\right)^2\cdot 1\,\frac{0{,}695}{0{,}18}=0{,}108\ \text{кПа}.$$

Определяем скорость движения газа в линии редуцирования:

а) до регулятора давления ($D=100$)

$$w=\frac{Q_0}{F}\frac{p_0}{p}=\frac{10^4}{3600}\frac{1100}{79}\frac{0{,}1}{0{,}18}=21{,}8\ \text{м/с};$$

б) после регулятора давления ($D=100$)

$$w=\frac{1}{0{,}36}\frac{1100}{79}\frac{0{,}1}{0{,}103}=37{,}7\ \text{м/с};$$

в) в газопроводе после регулятора давления ($D=200$)

$$w=\frac{1}{0{,}36}\frac{1100}{314}\frac{0{,}1}{0{,}103}=9{,}4\ \text{м/с}.$$

Полученные скорости допустимы.

Определяем потери давления в кранах, местных сопротивлениях и в клапане ПЗК линии регулирования. Принимаем следующие значения коэффициентов местных сопротивлений:

	До регулятора	После регулятора
Кран ($\zeta=2$)	2	2
Клапан ПЗК ($\zeta=5$) . .	5	—
Переход на диаметр 200 мм ($\zeta=0{,}55$) .	—	0,55
Итого	7	2,55

Гидравлические потери составят:

а) до регулятора

$$\Delta p'_{мс}=\Sigma\zeta\frac{w^2}{2}\rho=$$

$$=7\,\frac{21{,}8^2}{2}\,0{,}73\,\frac{0{,}18}{0{,}1}=2150\ \text{Па};$$

б) после регулятора

$$\Delta p_{мс}=2{,}55\,\frac{37{,}7^2}{2}\,0{,}73\,\frac{0{,}103}{0{,}1}=1360\ \text{Па}.$$

Суммарные потери давления в линии редуцирования будут равны:

$$\Delta p_\Sigma=0{,}108+2{,}15+1{,}36=3{,}618\ \text{кПа}.$$

Эта величина меньше предварительно принятой (7 кПа) величины, что приводит к увеличению запаса пропускной способности регулятора на 3%.

8.3. Газораспределительные станции

Газ из магистральных газопроводов поступает в городские, поселковые и промышленные системы газоснабжения через газораспределительные станции (ГРС). На ГРС давление газа снижают до величины, необходимой для этих систем, и поддерживают постоянным. Основное отличие газораспределительных станций от городских и промышленных газораспределительных пунктов состоит в том, что они получают газ из магистральных газопроводов, и поэтому их оборудование рассчитывают на рабочее давление в 5,5; 7,5 МПа, т. е. на максимально возможное давление в магистральном газопроводе. Кроме того, ГРС характеризуются большими пропускными способностя-

ми (100...200 тыс. $м^3$/ч и более), в связи с этим дросселирование газа на них осуществляют в несколько ниток и на каждой из них устанавливают соответственно регулятор давления большой пропускной способности.

ГРС отличаются от ГРП также дополнительной обработкой газа. Кроме очистки газа в фильтрах на них предусматривают его одоризацию, а у некоторых типов станций — еще и подогрев газа. На всех ГРС устанавливают расходомеры для измерения количества протекающего газа. Так как перерыв в газоснабжении городов, поселков и крупных промышленных потребителей допускать нельзя, то защитную автоматику ГРС создают по принципу резервирования, а не отключения потока газа при отказах регулирующего оборудования.

Автоматизацию ГРС осуществляют в настоящее время таким образом, чтобы было возможно их безвахтенное обслуживание. Для этого ГРС оснащают контрольно-измерительными приборами, защитной автоматикой, дистанционным управлением отключающих устройств и аварийной сигнализацией. Такие ГРС обслуживают два оператора на дому. При возникновении неисправностей на ГРС в обе квартиры операторов передаются световые и звуковые нерасшифрованные сигналы, при получении которых дежурный оператор является на ГРС для устранения неисправностей. Дежурство одного оператора длится в течение суток, при этом в ГРС он находится около 4 ч. Дом оператора располагают на расстоянии 300...500 м от ГРС.

ГРС производительностью более 200 тыс.$м^3$/ч эксплуатируют с вахтенным обслуживанием. ГРС оснащено следующим технологическим оборудованием, располагаемым по ходу движения газа: входной кран узла отключения, блок очистки газа, нитки дросселирования и регулирования давления газа, расходомерная нитка, выходной отключающий кран. Схемы ГРС позволяют в аварийных случаях или при производстве ремонтных работ снабжать газом потребителей по обводной линии (байпасу) с ручным регулированием давления газа. Чтобы предотвратить образование гидратов в некоторых схемах ГРС, предусматривают подогрев газа в теплообменниках, которые в этом случае располагают перед дросселирующими нитками.

На ГРС устанавливают как регуляторы непрямого, так и прямого действия. В качестве регуляторов непрямого действия в настоящее время применяют регуляторы РДУ, разработанные ВНИПИгаздобыча. Из регуляторов прямого действия на ГРС применяют регуляторы РД, разработанные ВНИИгазом. Эти регуляторы показали высокую надежность работы при одноступенчатом дросселировании потока. Для автоматического предотвращения выхода регулируемого давления газа за допустимые пределы (т. е. для предотвращения недопустимого повышения и понижения давления в сетях потребителей) на ГРС предусматривают автоматические системы защиты. Большинство таких систем построено с использованием следующих двух принципов.

1. Системы с перестройкой режимов работы регуляторов давления. Эти системы предусматривают наличие рабочих и резервной ниток регулирования. На каждой нитке устанавливают регулирующий и контрольный клапаны. При нормальном режиме на рабочих нитках контрольные клапаны открыты, так как настроены на давление, несколько превышающее номинальное. Клапаны резервной нитки настроены на давление, несколько меньшее номинального, поэтому они закрыты. Следовательно, система работает по методу облегченного (теплого) резерва (когда резерв находится в неполном рабочем режиме). При аварийном открытии рабочего регулирующего клапана и росте выходного давления в работу включается контрольный клапан, который предотвращает недопустимое повышение давления и поддерживает

его постоянным. При аварийном закрытии регулирующего клапана и понижении давления в работу включается резервная нитка и снижение давления газа прекращается.

Защиту с контрольными клапанами целесообразно применять при дросселировании осушенного газа, а также в тех случаях, когда входное давление на ГРС меньше 2 МПа. При влажном газе возможно закупоривание гидратами не только проходных сечений на рабочих линиях дросселирования, но и «примерзание» плунжеров к седлам закрытых клапанов на резервных линиях из-за недостаточной герметичности их закрытия. В этом случае резервные линии выходят из строя и система защиты отказывает.

2. Следующий принцип защиты состоит в установке на каждой нитке редуцирования крана с пневмоприводом и программным управлением. При повышении регулируемого давления кран выключает нитку с отказавшим регулирующим клапаном, снижение давления предотвращает резервная нитка. Программа может осуществлять избирательное отключение поврежденных редуцирующих ниток и включение резервных. В этом случае при трех редуцирующих нитках одна из которых резервная, при нормальном режиме работают все нитки и все пневмокраны открыты. Таким образом, система работает по методу нагруженного (горячего) резерва, т. е. когда резерв находится в рабочем режиме. При аварийном открывании одного из регуляторов и повышении выходного давления система защиты подает команду на закрывание первой нитки. Если после ее перекрытия давление продолжает расти (следовательно, регулятор исправный), то закрывается кран на второй нитке, а на первой открывается. Если же при этом регулируемое давление перестает увеличиваться, то защита прекращает свое действие, так как при этом, очевидно, отказал регулятор второй нитки. Если, наконец, давление будет продолжать расти, то защита закроет третью нитку и откроет вторую. Такая система может работать и при четырех нитках.

Рациональным вариантом защиты при двух рабочих и одной резервной нитках является система с прямым переключением. В условиях нормальной работы краны на действующих нитках открыты, а на резервной — закрыты (облегченный резерв). В случае аварийного повышения выходного давления защита закрывает краны на рабочих нитках. При понижении давления кран на резервной нитке открывается. Если давление продолжает снижаться, то открываются краны на рабочих нитках. Повторный рост регулируемого давления вновь приводит к закрытию кранов на рабочих нитках.

Таким образом, при аварийном открывании регулятора, если потребление газа меньше его пропускной способности, начнет повышаться регулируемое давление и краны на рабочих нитках закроются. Это приведет к понижению давления и в работу будет включена резервная нитка, так как система защиты откроет на ней пневмокран. При росте потребления газа, когда оно превзойдет пропускную способность резервного регулятора, давление начнет снижаться и защитная система откроет пневмокраны на рабочих нитках. Давление увеличится до номинального и будет поддерживаться постоянным, так как в связи с большим расходом газа отказавшая нитка не сможет вызвать повышение его давления. При снижении потребления газа и росте выходного давления защита вновь перекроет рабочие нитки. Если на одной из рабочих ниток регулирующий клапан закроется (в результате аварии), то при большом потреблении газа начнет снижаться регулируемое давление и защита включит резервную нитку. Таким образом, эта защита обеспечивает поддержание регулируемого давления на заданном уровне при любых отказах в работе регулирующих клапанов.

Проект автоматизированной газо-

распределительной станции с надомным обслуживанием, разработанный Мосгазпроектом, показан на рис. 8.9. Производительность ГРС 28 000 м^3/ч. Давление газа на вводе в ГРС: $p_{макс}$=5,5 МПа (изб.), $p_{расч}$=2,2 МПа (изб.). Давление на выходе $p_{вых}$= =1,2 МПа (изб.) На вводе в ГРС диаметр газопровода d_y=200 мм, диаметр выходного газопровода после одоризационной установки (на рис. 8.9 она не показана) d_y= =300 мм. Узел отключающих устройств располагается в отдельно стоящем кирпичном здании (4×3 м) на расстоянии 10 м от ГРС. Здесь размещается следующее оборудование На входном газопроводе установлен кран для продувки, который имеет продувочную линию, включаемую в продувочную свечу *6*. На выходной линии из ГРС установлены два предохранительных сбросных клапана, предотвращающих недопустимое повышение давления после ГРС. Сброс газа из клапанов в атмосферу осуществляется через свечу *6*. В узле отключения предусмотрен байпас, выполненный из трубы d_y=150 мм с краном и задвижкой. Для отключения ГРС на входном и выходном газопроводах установлены краны с пневмоприводом и дистанционным управлением

Технологическое оборудование ГРС, автоматика и КИП расположены в здании (6×20 в осях). Расходную нитку D_y=200 мм, прокладывают над землей на столбах. ГРС по периметру обносят ограждением. К ГРС запроектирована подъездная автомобильная дорога, соединяющая площадку с дорогой общего пользования.

После отключающего крана газ по трубе поступает в помещение ГРС и проходит через висциновые фильтры *4* и далее направляется в подогреватель газа *5* Подогрев газа осуществляют для исключения образования кристаллогидратов при дросселировании газа на клапанах. После подогрева газ направляется к ниткам редуцирования. В проекте предусмотрены три нитки; две рабочих, одна резервная. Все нитки имеют одинаковое оборудование, которое установлено на каждой нитке по ходу газа в следующем порядке: кран *1* с пневматическим приводом D_y=100 мм и узлом управления; регулятор давления РД-80, разработанный ВНИИгазом, *2*, кран *3* со смазкой d_y=150 мм. Диаметр нитки редуцирования 150 мм. Для сброса газа от каждой нитки предусмотрены продувочные газопроводы с вентилями, объединенные в общую продувочную свечу. После дросселирования газ поступает в расходомерный газопровод, на котором установлена камерная диафрагма. Длина расходомерной нитки принята из условий стабилизации потока газа.

На входном и выходном газопроводах перед ГРС предусмотрена установка изолирующих фланцев.

Принципиальная схема автоматики и КИП для рассмотренной выше ГРС (см. рис. 8.9) показана на рис. 8.10. Система защиты от повышения давления на выходе из ГРС предусмотрена с применением кранов с пневматическим приводом и программным управлением. Для контроля параметров, характеризующих работу ГРС, предусмотрена установка контрольно-измерительных приборов как по месту, так и на щите.

Система защиты работает по принципу избирательного отключения поврежденных редуцирующих ниток и включения резервной нитки. Система обеспечивает защиту потребителей от повышения или понижения давления на выходе ГРС на ±10% номинального значения путем открытия или закрытия кранов с пневмоприводом. Давление газа на выходе из ниток редуцирования контролируется датчиками ДВ, установленными на приборном щите Принцип работы системы следующий. При изменении давления до величины, на которую настроен данный датчик, он выдает команду на перестановку крана и одновременно включает соответствующий указатель «Авария» (УА), расположенный на щите, сирену и электри-

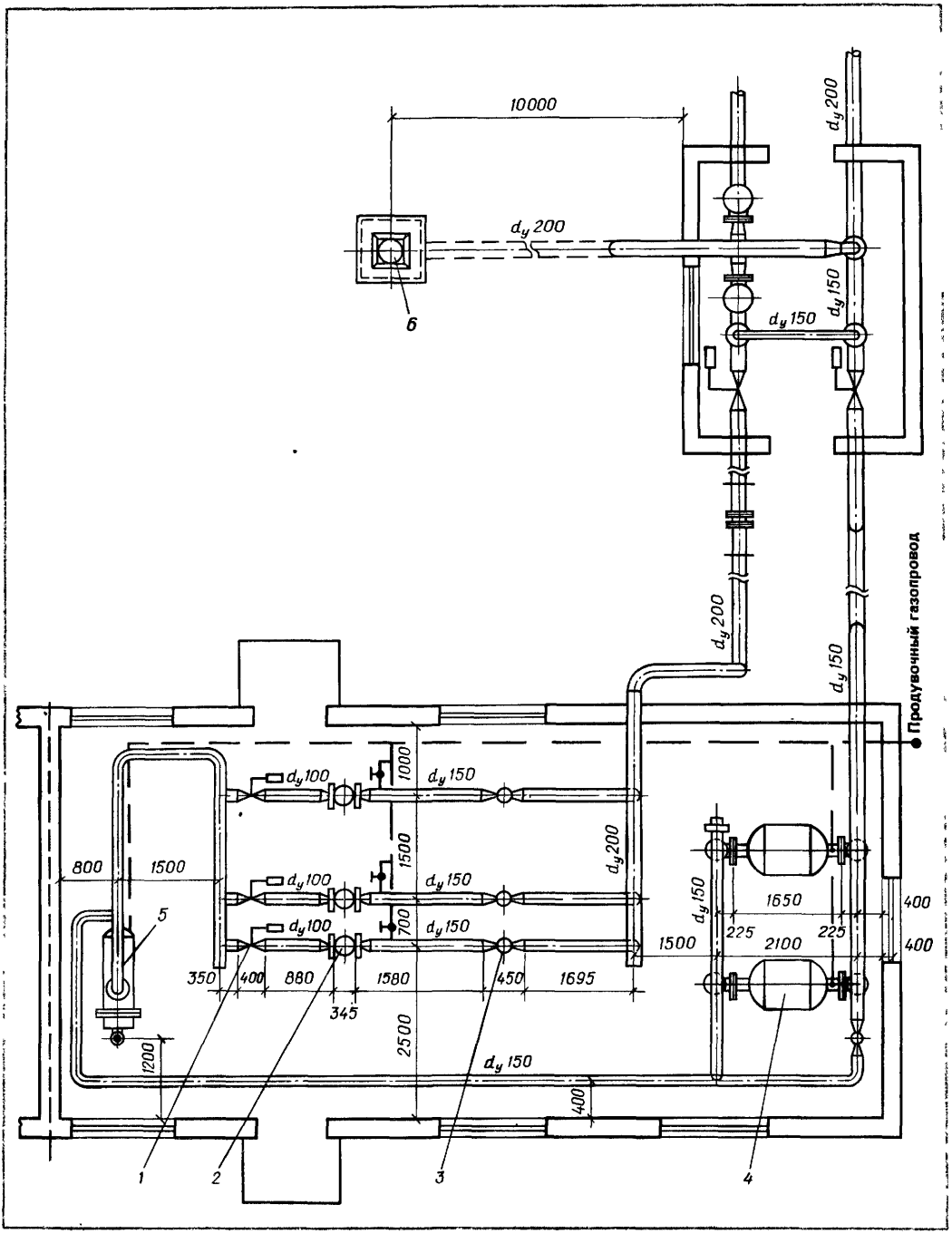


Рис. 8.9. Общая компоновка автоматизированной ГРС с надомным обслуживанием (помещения КИП и служб не показаны) *1* — кран с пневматическим приводом и узлом управления; *2* — регулятор давления РД-80; *3* — кран со смазкой; *4* — висциновые фильтры; *5* — подогреватель; *6* — продувочная свеча;

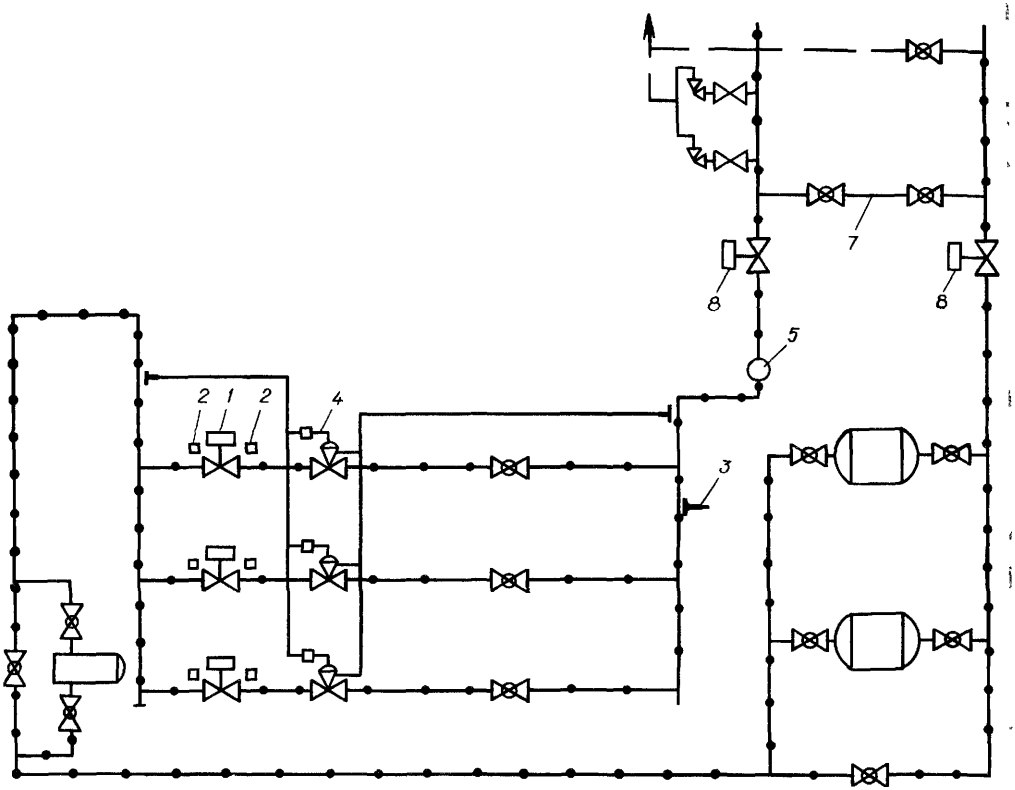


Рис. 8.10. Принципиальная схема автоматики ГРС
1— пневматический кран управления, *2*— пневматический усилитель, *3* - отбор импульса давления на датчики ДВ пневматической системы защиты ГРС, *4*— регулятор давления РД-80 ВНИИГаза, *5*— камерная диафрагма, *6*— предохранительные сбросные клапаны, *7* байпас с двумя отключающими устройствами, *8*— краны с пневмоприводом и дистанционным управлением

ческую сигнализацию в доме оператора. Если давление газа повышается до 1,05 $p_{ном}$, то замыкается контакт соответствующего датчика, в результате закрывается кран переключателя выбора режима и закрывается пневмокраном нитка редуцирования. При последующих переключениях в итоге закрывается нитка, регулятор которой аварийно открылся. При снижении давления до 0,95 $p_{ном}$ открывается резервная нитка.

8.4. Подогрев газа на ГРС

При определенных значениях температуры и давления в газе, насыщенном влагой, образуются кристаллогидраты. Зоной их образования является область, расположенная левее равновесных кривых (рис. 8.11). Если газ не насыщен влагой и парциальное давление водяных паров меньше упругости паров гидрата, то кристаллогидраты образовываться не будут. Для исключения гидратообразования при дросселировании газ подогревают в теплообменниках. Температура подогрева должна быть такой, чтобы влагосодержание насыщенного газа не опускалось ниже влагосодержания газа, поступающего на ГРС. В этом случае при дросселировании влага не будет выпадать из газа. Действительную температуру подогрева прини-

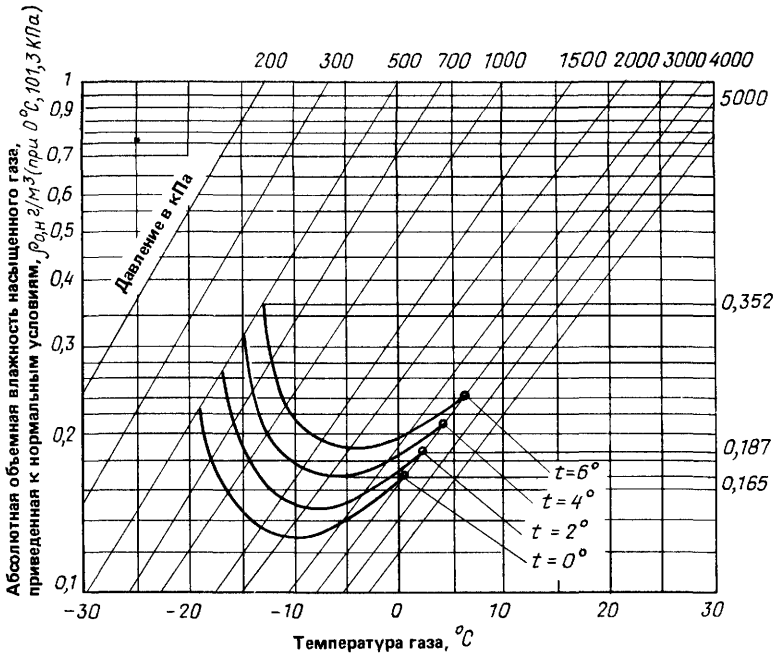


Рис. 8.11. Определение необходимой температуры нагрева газа в теплообменниках

мают несколько больше полученной из расчета. Теплообменники устанавливают на ГРС, в качестве теплоносителя используют горячую воду. При расчете используют зависимость влагосодержания насыщенного природного газа от давления и температуры.

Следует напомнить, что влагосодержание — это количество водяных паров, которое содержится в 1 кг (1 м^3) сухого газа. Так как водяной пар занимает весь объем смеси, влагосодержание можно определить как отношение плотности водяного пара к плотности сухого газа. Если пар в смеси находится в насыщенном состоянии, то его влагосодержание будет иметь максимальное значение Если считать, что смесь водяных паров и газа подчиняется законам идеальных газов, тогда количество насыщенных водяных паров в 1 м^3 смеси и их парциальное давление полностью определяются температурой и не зависят от давления. В этом случае влагосодержание легко рассчитать по таблицам насыщенного водяного пара. Содержание водяных паров в сжатых горючих газах больше рассчитанного, так как поведение смесей водяного пара с природным газом отклоняется от законов идеальных газов и тем больше, чем выше давление смеси, ниже ее температура и больше молекулярная масса газа.

На графике (см. рис. 8.11) показана зависимость влагосодержания насыщенного природного газа от температуры при различных давлениях. В данном случае влагосодержание приведено к нормальным условиям, т. е. 0 °С и 101,3 кПа. График построен для природного газа. Влаго-

содержание, отнесенное к 1 кг сухого газа ($W_м$), определяется отношением плотности пара $\rho_п$ к плотности сухого газа $\rho_{с\,г}$, т. е. $W_м=\rho_п/\rho_{с\,г}$. Если влагосодержание отнести к 1 м^3 сухого газа, тогда получим следующее соотношение:

$$W_v=W_м\rho_{с\,г}=\rho_п.$$

Следовательно, влагосодержание W_v, отнесенное к 1 м^3, совпадает с абсолютной влажностью. Пересчет влагосодержания W_v на нормальные условия W_{0v} с учетом приведенного выше выражения производят следующим образом:

$$W_{0v}=W_м\rho_{о\,с\,г}=W_м\rho_{с\,г}\frac{\rho_{о\,с\,г}}{\rho_{с\,г}}=$$

$$=W_v\frac{p_0}{p_{см}-p_п}\frac{T_п}{T_0}, \qquad (8.1)$$

где $\rho_{о\,с\,г}/\rho_{с\,г}=\frac{p_0}{p_г}\frac{T}{T_0}$; $\rho_{с\,г}$, $p_г T_п \rho_{о\,с\,г} p_0 T_0$ соответственно плотность, давление и температура газа, а также плотность, давление и температура при нормальных условиях

Эту же формулу используют для определения действительного влагосодержания газа по влагосодержанию, отнесенному к объему при 0 °С и 101,3 кПа, который выбирают по графику (см. рис. 8.11) для заданных температуры и давления смеси насыщенного водяного пара и природного газа.

Пример 8.2. Определить влагосодержание насыщенного природного газа при температуре 0 °С и давлении 6 МПа (абс) по таблицам водяного пара и по графику рис. 8 11

Решение Считая, что смесь водяного пара с природным газом подчиняется законам идеальных газов, влагосодержание насыщенного газа зависит только от температуры По таблицам насыщенного водяного пара находим, что при $t=0$ °С$\rho''=W_v=0{,}004847$ кг/м^3, $p_н=0{,}612$ кПа. Следовательно, парциальное давление природного газа будет равно: $p_{газ}=5999{,}388$ кПа.

По графику (см. рис. 8.11) абсолютная влажность при $t=0$ °С и $p=6$ МПа, $W_{0v}=0{,}12$ г/м^3.

По формуле (8.1) приводим табличное значение влагосодержания к нормальным условиям:

$$W_{0v}=4{,}847\frac{101{,}3}{6000-0{,}612}\frac{273}{273}=0{,}082 \text{ г/м}^3.$$

Приведенный расчет показывает отклонение парогазовой смеси от законов идеальных газов. Действительно, содержание насыщенных водяных паров в природном газе больше величины, подсчитанной в предположении, что парогазовая смесь подчиняется законам идеальных газов

При дросселировании газа его объем увеличивается (газ расширяется). На преодоление сил межмолекулярного притяжения необходимо затратить определенную энергию, которая пойдет на увеличение потенциальной энергии взаимодействия молекул. Частично эта энергия компенсируется за счет уменьшения кинетической энергии теплового движения молекул газа, в результате чего температура газа снижается (положительный эффект Джоуля—Томсона). Снижение температуры при дросселировании [напомним, что этот процесс протекает при постоянной энтальпии (i=const)] характеризуют дифференциальным температурным эффектом дросселирования α:

$$\alpha=\left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_i.$$

Для природного газа в области значений давлений и температур, которые имеют место при его редуцировании на ГРС, среднее значение дифференциального дроссельного эффекта принимают равным: $\alpha=5{,}5$ град/МПа. Таким образом, при дросселировании газа снижаются не только его давление, но и температура, соответственно изменяется и влагосодержание, насыщающее газ. Возможность выпадения конденсата при дросселировании можно определить графически (см. рис. 8.11). Для этого определяют температуру газа для промежуточных значений давления при дросселировании от начального до конечного давления. Температуру отсчитывают от температуры газа, поступающего на ГРС, считая, что при снижении давления газа на 1 МПа его температура снижается на 5,5 °С. По полученным данным на графике зависимости влагосодержания насыщенного газа от температуры и давления (см. рис. 8.11)

строят кривую изменения состояния газа. Эта кривая дает зависимость влагосодержания насыщенного газа от давления и температуры, изменяющихся в процессе дросселирования. Если влагосодержание насыщенного газа, поступившего на ГРС, соответствующее его температуре точки росы, ниже полученной кривой, то газ в процессе дросселирования будет превращаться в ненасыщенный. Если же она будет выше минимального значения кривой, то из газа будет выпадать влага и образовываться кристаллогидраты. Для исключения гидратообразования газ необходимо подогреть на такую величину Δt, чтобы кривая влагосодержания насыщенного газа при дросселировании лежала выше влагосодержания насыщенного газа, поступающего на ГРС. Значение Δt определяют подбором, строя несколько кривых дросселирования для различных начальных температур.

Пример 8.3 Определить необходимый подогрев газа для предотвращения гидратообразования и рассчитать теплообменник при следующих данных: $Q_0=20000$ м^3/ч, $p_{нач}=4$ МПа (абс.), $p_{кон}=0{,}5$ МПа (абс.).

Решение 1. Определим величину необходимого подогрева газа, считая, что точка росы газа, поступающего на ГРС, равна 0 °С. Промежуточные значения давления и температур при начальных температурах 0; 2; 4; 6 °С приведены в табл. 8.3. По данным приведенной таблицы на графике зависимости $W_{0v}=f(t,p)$ построены кривые изменения влагосодержания насыщенного газа при дросселировании для различных начальных температур, (рис. 8.11). Из рассмотрения рисунка следует, что при подогреве газа на 4 °С минимум кривой совпадает с начальной абсолютной влажностью насыщенного газа, поэтому минимальный подогрев, предотвращающий выпадение конденсата, составляет 4 °С. Если газ подогреть на 6 °С, то минимуму кривой будет соответствовать относительная влажность, равная:

$$\varphi=0{,}165/0{,}187=0{,}88,$$

а относительная влажность газа, выходящего из ГРС, составит

$$\varphi=0{,}165/0{,}325=0{,}47$$

Таким образом, температуру подогрева газа можно принять $\Delta t=6$ °С.

2. Рассчитаем поверхность нагрева теплообменника. Первоначально определим количество теплоты Q, необходимой для нагрева газа:

Таблица 8.3. **Промежуточные значения давления и температуры при дросселировании газа от 4 до 0,5 МПа и различных начальных температурах (0; 2; 4 и 6 °С)**

Давление, МПа (абс)	Температура газа, °С			
4	0	2	4	6
3,5	—2,75	—0,75	—1,25	3,25
3	—5,5	—3,5	—1,5	0,5
2,5	—8,25	—6,25	—4,25	—2,25
2	—11	—9	—7	—5
1,5	—13,75	—11,75	—9,75	—7,75
1	—16,5	—14,5	—12,5	—10,5
0,5	—19,25	—17,25	—15,25	—13,25

$$Q=Q_0\rho_0 c_p\Delta t=\frac{20\,000}{3600}0{,}73\cdot 2{,}5\cdot 10^3\cdot 6=$$

$$=61\,000\ \text{Вт}=61\ \text{кВт},$$

где Q_0 — расход газа, м^3/ч; ρ_0 — плотность газа при нормальных условиях, равная 0,73 кг/м^3; c_p — массовая теплоемкость газа при постоянном давлении, кДж/(кг·град), равная 2,5.

Для установки принимаем теплообменник ВНИИгаза. Коэффициент теплопередачи теплообменника $k=175...230$ Вт/(м^2·град). Среднюю логарифмическую разность температур рассчитаем при следующих температурах греющей воды: $t_г=85$ °С, $t_{охл}=50$ °С. В этом случае при противотоке большая и малая разности температур будут соответственно равны:

$$\Delta t_б=85-6=79\ °\text{С};\ \Delta t_м=50-0=50\ °\text{С};$$

$$\Delta t_{ср}=\frac{\Delta t_б-\Delta t_м}{2{,}3\ln\dfrac{\Delta t_б}{\Delta t_м}}=\frac{79-50}{2{,}3\ln\dfrac{79}{50}}=63°\text{С}.$$

Необходимая площадь поверхности теплообменника равна:

$$F=Q/k\Delta t_{ср}=61\,000/230\cdot 63=4{,}15\ \text{м}^2.$$

Принимаем теплообменник конструкции ВНИИгаза с площадью поверхности нагрева 5 м^2.

8.5. Управление гидравлическими режимами и технологическими процессами распределения газа

Газ из магистральных газопроводов поступает в городские распределительные сети и по ним доставляется к потребителям. Городские потребители: бытовые, коммунально-быто-

вые и промышленные существенно отличаются друг от друга как по объемам потребляемого газа, так и по режимам его потребления. Для удовлетворения различных требований к подаче газа, как по режиму во времени, так и по его параметрам, необходима современная гибкая система управления технологическими процессами распределения газа, согласно требованиям потребителей. Это достигается прежде всего иерархическим построением газовых сетей, их автоматизацией и принятой системой присоединения потребителей к сетям различного иерархического уровня.

Газоиспользующие приборы и установки жилых зданий, большинство коммунально-бытовых потребителей присоединяют к сетям низкого давления, т. е. низшему иерархическому уровню системы газоснабжения. Необходимый гидравлический режим в этих сетях поддерживается автоматическими газорегуляторными пунктами, через которые поступает газ в сети низкого давления. Гидравлический режим верхнего иерархического уровня — сетей высокого и среднего давления определяется совместной работой газорегуляторных пунктов, расположенных на выходах из этих сетей, и газораспределительных станций, через которые газ поступает в сети. Таким образом, стабильный гидравлический режим городской системы газоснабжения обеспечивается совместной работой автоматических регуляторов давления, которые поддерживают постоянное давление газа в заданных точках системы, независимо от режима потребления газа. Следовательно, с изменением спроса на газ потребителями, связанного с их технологическими режимами, изменяется пропускная способность автоматических регуляторов давления, начиная от регуляторов потребителей и кончая регуляторами давления на ГРС, но давление в заданных точках сети сохраняется постоянным, что обеспечивает устойчивое газоснабжение.

Устойчивый режим газоснабжения будет обеспечен в том случае, если расходы газа потребителями не будут превосходить расчетные значения, а подача газа будет соответствовать спросу на газ. Но указанного выше соответствия спроса на газ и его подачи без специальных дополнительных систем добиться в течение всего года невозможно. Это связано с неравномерностью потребления газа и возникающей необходимостью балансирования подачи и потребления газа как в суточном, так и в годовом разрезах. Как это было показано выше, для балансирования газа и выравнивания графиков его потребления используют подземные хранилища газа, аккумулирующую емкость магистральных газопроводов и потребителей-регуляторов.

Из проведенного рассмотрения управление системой газоснабжения, имеющей иерархическое построение с помощью одних автоматических газорегуляторных станций оказывается невозможным. Кроме автоматического управления ГРП необходимо управление из центрального диспетчерского пункта. Основное назначение диспетчерского управления — это изменение режима, автоматически поддерживаемого регуляторами давления, при дибалансе спроса и подачи газа как локально в отдельных зонах системы, так и для всего города в целом. Эти дибалансы вызываются как режимными факторами, так и возникающими аварийными ситуациями. Для обеспечения устойчивого газоснабжения города диспетчер управляет потоками газа путем перенастройки регуляторов на другие значения регулируемого давления, перекрытия потока газа на отдельных участках с помощью задвижек, а также путем изменения подачи газа потребителям-регуляторам.

Такое управление в минимальном объеме возможно осуществлять с помощью службы эксплуатации, но при этом нельзя избежать (в отдельных случаях) ущерба, наносимого предприятиям от недоподачи газа, и нельзя оптимизировать гидравличес-

кие режимы в сетях в целях получения экономического эффекта. Квалифицированно решить отмеченные выше задачи, а также обеспечить оптимальное управление технологическим процессом распределения газа возможно лишь при наличии автоматизированной системы управления технологическими процессами газоснабжения (АСУ ТП газоснабжения).

8.6. АСУ ТП газоснабжения

В комплекс программно-технических средств АСУ ТП газоснабжения входят: телемеханический и вычислительный комплекс на базе ЭВМ. АСУ ТП обеспечивает: контроль параметров и учет расхода газа, контроль состояния оборудования, управление автоматическими регуляторами давления и отдельными запорными задвижками, оптимизацию технологического режима распределения газа.

Централизированная станция АСУ ТП размещается на диспетчерском пункте. Это вычислительный комплекс, в состав которого входят ЭВМ, дисплей, печатающее устройство Дисплей является пультом управления и находится непосредственно на столе перед диспетчером. Вычислительный комплекс с помощью линии связи соединен с аппаратурой, размещаемой на контролируемом пункте (КП). На КП установлены датчики телеизмерений, устройства дистанционного управления настройкой регуляторов давления и дисганционного управления закрыванием и открыванием задвижек, а также приемно-передающее устройство.

В качестве линий связи используют двухпроводные телефонные линии, арендуемые у городской телефонной сети. Каждый сигнал передается импульсами постоянного тока. Селекция сигналов обеспечивается изменением полярности электрического тока, величиной напряжения и длительностью. Различные комбинации сигналов обеспечивают необходимую связь в АСУ ТП. АСУ ТП газоснабжения выполняет информационные, управляющие и вспомогательные функции.

К информационным функциям относятся: а) сбор, первичная обработка и хранение информации о гидравлическом режиме газовых сетей (режимы давлений, режимы потребления и подачи газа); б) расчет по программам требуемых технологических режимов и определение отклонения требуемых значений параметров от измеренных значений; в) расчет технологических показателей распределения газа, суточных графиков потребления газа и интегральных показателей потребления, определение отклонений этих показателей от лимита газопотребления; г) диагностика состояния технологического оборудования, выявление отклонений состояния и режимов работы оборудования от нормальных значений; д) обнаружение крупных утечек газа в сетях высокого и среднего давлений по резкому росту расхода и падению давления газа в аварийных зонах; е) подготовка и передача требуемой информации.

Управляющими функциями являются следующие: а) управление гидравлическими режимами на базе расчета потокораспределения на ЭВМ, обеспечивающее установление минимально необходимого давления газа перед ГРП. Такие режимы разрабатываются на основании измеренных давлений в характерных точках СВД (ССД) и режимов газопотребления. Режимы потребления газа проходят математическую обработку, в результате которой создаются прогнозные модели. Поддержание такого режима облегчает работу регулирующего оборудования сетей, позволяет более точно поддерживать требуемое давление в сетях и способствует исключению перерасхода газа потребителями; б) управление распределением ограниченных ресурсов природного газа, соответствующих плановым лимитам газа, отпускаемых городу, в целях минимизации снижения эффективности работы промышленных предприя-

тий. Близкой к приведенной выше задаче является управление распределением газа при нерасчетных похолоданиях и возникновениях аварийных ситуаций; в) управление регуляторами давления, которые подают газ в сети низкого давления, в целях приближения давления газа перед горелками потребителей к номинальному значению, что обеспечивает экономию в расходовании газа за счет оптимизации КПД газовых приборов.

К вспомогательным функциям в основном относятся следующие: а) контроль состояния технических средств системы; б) хранение информации; в) обеспечение связи с информационной базой данных.

Режимы функционирования АСУ ТП газоснабжения. Система может функционировать в двух режимах; автоматическом и оперативном. В автоматическом режиме работа ведется по управляющей программе, которая предусматривает опрос всех КП в целях получения информации об обстановке на КП и по измеряемым параметрам. При получении сообщения об аварийной ситуации автоматически включается звонок, посылаются сигналы, вводится сообщение об аварии на дисплей и регистрируется. Измеренные параметры (давления и расходы) обрабатываются и выводятся на экран дисплея. Цикл опроса всех КП осуществляется за 5 мин. Каждый час полученная информация регистрируется на печатающем устройстве, расходы газа фиксируются интегральные — за час. В управляющей программе имеются необходимые дополнительные сведения о КП.

Оперативный режим позволяет диспетчеру вести опрос любого КП. Сервисное программное обеспечение позволяет получить графики потребления газа объектом или всем городом на дисплее с дополнительными сведениями о лимитах потребления и соответствии использованного газа его лимиту. Можно получить справочную информацию по участкам газопроводов, об их диаметрах, длинах и другие характеристики.

В настоящее время проводится большая работа по созданию и совершенствованию АСУ ТП газоснабжения, а также внедрение разработок в газовых хозяйствах городов. Так функционируют АСУ ТП в городах Ворошиловграде, Владимире, Свердловске. Строятся АСУ ТП и в других городах. Вместе с тем следует отметить, что еще нет четких представлений о наилучших системах, которые должны иметь преимущественное распространение. В настоящем параграфе приведены обобщенные данные, характеризующие современные системы АСУ ТП, которые в основном базируются на системах, эксплуатируемых в городах Ворошиловграде и Владимире.

Глава 9
Надежность распределительных систем газоснабжения

9.1. Основные понятия. Критерии надежности

Под надежностью распределительной системы газоснабжения понимают способность транспортировать потребителям необходимые количества газа с соблюдением заданных параметров при нормальных условиях эксплуатации в течение определенного периода времени. Характерной чертой распределительных газовых сетей является то, что они представляют собой системы длительного действия. Распределительные системы растут с ростом городов и промыш-

ленных объектов, расширяются, реконструируются, износившиеся узлы и элементы заменяются новыми, а существуют системы так долго, пока не появится новый энергоноситель, способный заменить газ. Расчетное время, которое закладывается при обосновании надежности, должно быть таким, чтобы за этот период не было существенной реконструкции систем, направленной на повышение ее надежности.

Например, для развивающегося населенного пункта с растущей промышленностью проектируемые очереди строительства системы газоснабжения должны иметь различные расчетные показатели надежности. На первый период может быть предусмотрена тупиковая схема, надежность которой в течение небольшого времени может оказаться достаточной. В следующей очереди строительства необходимо ввести резервирование системы в виде кольцевания сетей или дублирования элементов, что повысит надежность и обеспечит ее должный уровень на длительное время. При дальнейшем развитии системы ее надежность следует уточнять расчетами с учетом введения нового резерва, произведенных реконструкций и изменившихся значений параметра потока отказов элементов.

Другой отличительной особенностью распределительных систем является их социальный характер, так как они обслуживают людей и обеспечивают их нормальную жизнедеятельность. Социальное значение отказов системы должно учитываться в первую очередь. Современные распределительные системы проектируют и строят как единые системы, подающие газ бытовым, коммунально-бытовым и промышленным потребителям. Сети низкого давления обеспечивают газоснабжение селитебной территории, но их надежность также определяется надежностью высокой ступени давления, так как газ они получают от высокой ступени. Следовательно, надежность распределительной системы в целом определяет надежность газоснабжения всех потребителей, включая бытовых потребителей.

Социальный характер систем заключается в том, что при аварийных отказах и прекращении подачи газа потребителям имеет место не только экономический, но и моральный ущерб. Экономический ущерб связан с нарушением работы коммунально-бытовых и промышленных предприятий. Прекращение подачи газа источникам теплоснабжения (отопительным котельным, источникам местных систем отопления, газовым отопительным калориферам и приборам) кроме экономического ущерба приносит ущерб и социального характера. Социальное значение прекращения подачи газа на отопление зданий и нарушение вследствие этого работы систем отопления состоит в том, что снижение температуры воздуха в помещениях приводит к нарушению нормальной жизнедеятельности людей. Нарушаются условия отдыха и труда населения, увеличивается число заболеваний. В результате снижения количества работающего населения увеличиваются затраты в сфере здравоохранения и социального обеспечения. Прекращение подачи газа для приготовления пищи снижает жизненный тонус людей, нарушает ритм жизни и питания, что также способствует заболеваниям и отрицательно воздействует на состояние организма человека.

Принципиально возможно обосновать уровень надежности из технико-экономического расчета путем сравнения ущерба от отказов системы с дополнительными затратами, связанными с повышением надежности. Вместе с тем ущерб от социальных последствий отказа определить с необходимой точностью не представляется возможным Социальные последствия можно оценить лишь качественно, но их значение весьма велико и поэтому социальное значение отказов должно быть заложено в оценку надежности распределительных систем газо-

снабжения. При оценке надежности системы следует исходить из принципиальной недопустимости отказов, считая, что отказ системы приводит к непоправимым для выполнения задачи последствиям.

Распределительные системы имеют двойственный характер. С одной стороны, исходя из социального значения газоснабжения отказы системы необходимо считать принципиально недопустимыми. Системы должны работать непрерывно и безотказно. Отсюда необходимо устанавливать высокий уровень надежности, который определяет структурное резервирование принципиальной схемы. При отказах элементов система переходит на аварийный гидравлический режим, газ подают большинству потребителей, но, учитывая кратковременность аварийной ситуации, его количество может быть уменьшено по сравнению с расчетным значением, что составляет вторую сторону характера системы. Лимит подачи газа в аварийных ситуациях определяет резерв мощности (пропускной способности) системы.

В теории надежности технических устройств основным понятием для оценки работоспособности элемента или системы является вероятностная оценка безотказной работы в течение заданного периода времени t. Следовательно, основное понятие синтезирует вероятностный и временной подходы к оценке надежности. Продолжительность работы элемента определяется рядом случайных факторов, имевших место при проектировании, строительстве, приемке в работу, и факторов, воздействующих на него в процессе эксплуатации. Воздействие случайных факторов не поддается точному учету, поэтому детерминированная оценка времени работы заменяется вероятностной — законом распределения времени работы.

Основным критерием надежности для невосстанавливаемых систем является вероятность их безотказной работы в течение заданного времени $P(t)$. Надежность сложных технических систем оценивается вероятностным показателем, более полно характеризующим систему с точки зрения ее выходного эффекта,— показателем качества функционирования системы, являющимся математическим ожиданием характеристики качества функционирования. Эти показатели и определяют необходимое структурное резервирование систем.

При аварийном гидравлическом режиме резервированных систем, когда из работы системы выключается какой-либо элемент, ее пропускная способность падает, и наиболее неблагоприятно расположенным потребителям подача газа может быть недопустимо снижена. Такое положение приводит к отказу системы. Для исключения отказа производится расчет системы при наиболее напряженных гидравлических режимах, соответствующих отказам наиболее ответственных элементов. При гидравлических расчетах всем потребителям подается допустимый лимит газа, который является вторым детерминированным показателем при расчете надежности. Лимит подачи газа обосновывается из анализа потребителей и определяет резерв пропускной способности системы.

Следующей особенностью распределительных систем газоснабжения, определяющей специфический подход к решению проблемы надежности, является ограниченные возможности резервирования. Газовые сети как высокого, так и низкого давления имеют ничтожно малую аккумулирующую способность (примерно 3...4% максимально часовой пропускной способности), поэтому связь между подачей газа в сеть и его потреблением является практически жесткой. Это приводит к тому, что емкость сети не сказывается на надежности газоснабжения и не может служить резервом для повышения надежности системы. Рассредоточенность потребителей газа у распределительных систем существенно ограничивает возможность использования аварийных источников газа. Аварийные источни-

ки могут быть использованы для повышения надежности лишь основных линий высокого давления или отдельных наиболее ответственных потребителей. Основными средствами резервирования являются кольцевание сетей и дублирование отдельных ее участков.

Для сокращения ущерба при отключении потребителей от газовой сети в аварийных ситуациях необходимо так ее запроектировать, чтобы недоподача газа была небольшая. Этого достигают путем секционирования сети на участки так, чтобы к каждому участку было присоединено ограниченное количество потребителей. Правильным секционированием можно существенно повысить показатель качества функционирования сложной технической системы.

Существуют два основных пути повышения надежности газоснабжающих систем. Первый путь — это *повышение надежности и качества элементов,* из которых состоит система. Здесь имеется в виду использование для изготовления труб и оборудования материалов с лучшими показателями (стали с повышенными прочностными характеристиками, более долговечные изоляционные материалы и пр.), повышение требований к качеству конструкций и изготовлению изделий (труб, задвижек, оборудованию газопроводов), повышение качества строительно-монтажных работ и повышение требований к контролю качества строительства. Для повышения надежности газоснабжающих систем используют прежде всего этот путь, который реализуют при конструировании, изготовлении и приемке элементов и узлов в эксплуатацию. Но когда исчерпываются технические возможности повышения качества элементов или когда дальнейшее повышение качества оказывается экономически невыгодным, тогда идут по второму пути — пути *резервирования.* Второй путь необходим, когда надежность системы должна быть выше надежности элементов, из которых она состоит.

Как отмечалось выше, надежность элементов и систем оценивается вероятностно-временными характеристиками их работоспособности. Вероятностная природа случайных величин выражается законом распределения, который устанавливает связь между возможными ее значениями и соответствующими им вероятностями. Закон распределения случайной величины ξ наиболее полно отражается функцией распределения

$$F_\xi(x)=P(\xi<x).$$

Функцией распределения случайной величины называется вероятность того, что ξ примет значение меньшее, чем x. Функция распределения $F_\xi(x)$ является неубывающей функцией аргумента x, следовательно, при $x_2>x_1$ $F_\xi(x_2)\geqslant F_\xi(x_1)$. При величине минус бесконечности функция делается равной нулю, а при плюс бесконечности она равна единице $F_\xi(+\infty)=1$.

Для дискретных случайных величин функция распределения является разрывной, ступенчатой функцией. Каждая ступенька соответствует возможным значениям случайной величины, а ее высота равна вероятности этих значений. Сумма всех скачков функции равна единице. Для непрерывных случайных величин функция распределения также непрерывна. Функция распределения полностью характеризует случайную величину с вероятностной точки зрения. Примером функции распределения непрерывной случайной величины может служить время работы неремонтируемого элемента до отказа (например, время работы мембраны регулятора давления газа). Среднее время работы, характеризующее средний уровень качества элемента, определяется математическим ожиданием времени работы элемента до отказа (время жизни). Но в силу случайной природы время жизни каждого конкретного элемента (мембраны) будет в той или иной степени отличаться от среднего значения. Это отличие и отражает закон распределения.

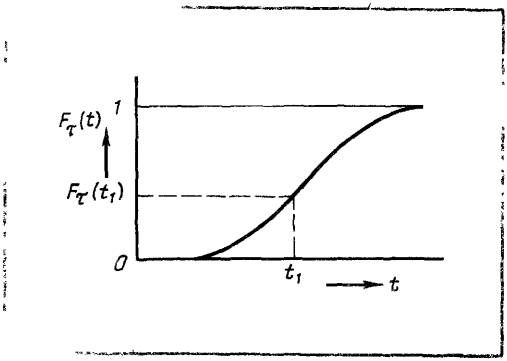


Рис. 9.1. Функция распределения времени жизни неремонтируемого элемента

Примерный вид функции распределения случайной величины τ — времени жизни неремонтируемого элемента показан на рис. 9.1. В начальный период работы вероятность отказов мала и значение $F_\tau(t)$ растет медленно. В средней части кривая поднимается круто. Чем больше крутизна кривой, тем меньшим разбросом характеризуются показатели качества изготовления элементов. В своей конечной части кривая также весьма полога, так как вероятность длительной работы элемента значительно больше средней величины весьма мала. Вероятность того, что время жизни элемента будет меньше t_1, определяется функцией $F_\tau(t_1)$, следовательно, $F_\tau(t)$ характеризует надежность элемента, так как $F_\tau^{(t)}$ есть вероятность отказа элемента до момента t:

$$F_\tau(t)=P(\tau<t).$$

Вероятность безотказной работы элемента больше времени t определяется выражением

$$P_\tau(t)=1-F_\tau(t)=P(\tau>t).$$

Эта вероятность называется *функцией надежности*. Она является основным критерием надежности, характеризующим безотказность работы элемента (системы) в течение заданного периода времени. Безотказность сложных технических систем, к которым относятся распределительные системы газоснабжения, характеризуется более сложным вероятностным показателем — *показателем качества функционирования*.

Часто закон распределения непрерывной случайной величины задают в виде функции плотности распределения $f(t)$, которая связана с функцией $F(x)$ соотношениями:

$$f(x)=F'(x) \text{ и}$$

$$F(x)=\int_{-\infty}^{x} f(x)dx\,.$$

Среднее время жизни (безотказной работы) элемента определяют как математическое ожидание $M\tau$ случайной величины τ:

$$T_0=M\tau=\int_0^\infty tf(t)dt \text{ или } T_0=\int_0^\infty P(t)dt\,.$$

Надежность характеризуется *долговечностью* — свойством сохранять работоспособность до предельного состояния с допустимыми перерывами или без них при техническом обслуживании и ремонтах. Как отмечалось выше, распределительные системы газоснабжения являются системами длительного действия, причем длительность их работы на перспективу не устанавливается. Они существуют и развиваются, пока существует город или населенный пункт или пока для энергоснабжения города не будет использован другой энергоноситель, требующий иную систему распределения. Поэтому долговечность не может служить характеристикой надежности системы газоснабжения.

Долговечностью характеризуют надежность элементов системы: труб, арматуры, оборудования и пр. Срок службы элементов газовой сети выбирают таким, чтобы исключить фактор старения. Это вытекает из требований безопасности пользования системой. Так, в конструкции газопроводов имеются элементы (например, изоляция), которые стареют. Долговечность конструкции определяют по

сроку службы наименее долговечного элемента. Для газопроводов срок службы выбирают таким, чтобы изоляция еще обеспечивала его достаточную защиту от коррозии. Таким образом, понятие долговечности не сказывается на обосновании схемы распределительной системы и выбора резерва. Долговечность определяет сроки между капитальными ремонтами.

Системы газоснабжения — ремонтируемые системы. Поэтому они характеризуются *ремонтопригодностью* — свойством, заключающимся в приспособленности системы к предупреждению, обнаружению и устранению отказов и неисправностей путем проведения технического обслуживания и ремонтов. Основным показателем ремонтопригодности системы газоснабжения является время восстановления отказавшего элемента $\tau_р$.

Для возможности оценки надежности системы прежде всего необходимо точно сформулировать понятие отказа элемента, рассмотреть физические и вероятностные условия возникновения отказов. Вообще отказ элемента — это нарушение его работоспособности, для восстановления которой необходим ремонт с отключением элемента из системы. Однако не всякое отключение элемента приводит к отказу системы. Если отключение произвести в период спада нагрузки, в нерабочие дни промышленных предприятий, тогда это отключение не скажется на газоснабжении потребителей. Поэтому под отказом элемента исходя из условий работоспособности системы будем понимать *внезапный отказ,* когда необходимо срочное отключение элемента. Такой отказ приведет к нарушению работы системы, к материальному и моральному ущербу.

Причинами отказов, связанных с нарушением прочности элементов, являются случайные совпадения перегрузок на ослабленных местах элементов, следовательно, природа отказов носит вероятностный характер.

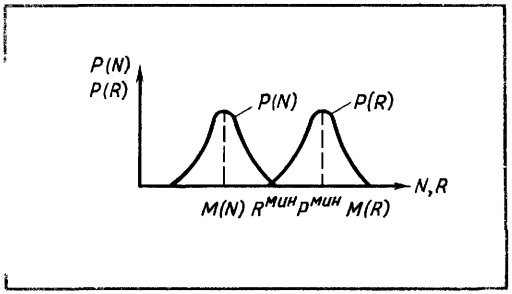


Рис. 9.2. Кривые распределения внешних воздействий N в несущей способности трубопровода R

Прочность элемента определяется значениями ряда независимых случайных величин, каждая из которых имеет свой закон распределения. В большинстве случаев законы распределения являются нормальными, так как значение величины зависит от большого числа, близких по своему влиянию случайных факторов. Например, снижение прочности сварного шва может быть связано с непроваром, наличием шлаковых включений и других причин, которые, в свою очередь, зависят от квалификации сварщика, качества используемых электродов, условий сварки и т. д.

На рис. 9.2 показаны законы распределения несущей способности элемента R и нагрузки на элемент N. Здесь несущая способность и нагрузка рассматриваются как случайные величины. Отношение математических ожиданий этих величин R и N дает запас прочности, принятый при проектировании элемента. Однако хотя и с малой, но учитываемой вероятностью может наблюдаться случай, когда $N^{макс} > R^{мин}$, т. е. произойдет разрушение элемента, наступит отказ. Следовательно, второй особенностью отказов является то, что они относятся к категории редких событий. Таким образом, главные свойства отказов заключаются в том, что они представляют собой случайные и редкие события. Эти свойства характеризуют не только отказы, связанные с нарушением прочности,

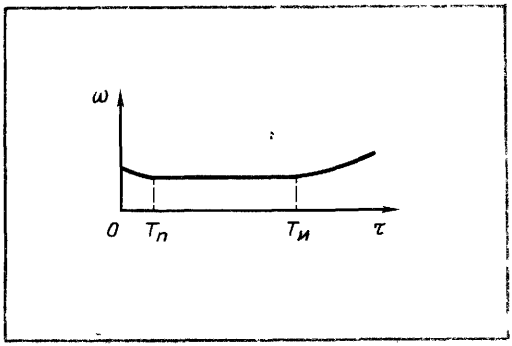


Рис. 9.3. Зависимость интенсивности отказов от времени

но и все отказы. Если нарушение работоспособности элемента не является случайным событием, следовательно, его можно предусмотреть и учесть в расчетах.

Одной из важнейших характеристик надежности элементов является интенсивность отказов λ, которую можно определить как вероятность, того, что элемент, проработавший безотказно время t, откажет в последующий момент dt. Из теории вероятностей известно, что вероятность совместного появления двух событий или вероятность их произведения равна произведению вероятности одного из них на условную вероятность другого при условии, что первое событие произошло:

$$P(AB)=P(A)\ P(B/A).$$

Будем считать событием A безотказную работу элемента в течение времени $(0,\ t)$. Вероятность этого события будет $P(A)=P(0,t)$. За событие B примем безотказную работу элемента в течение времени $(t,\ t_1)$ при условии, что он безотказно проработал время $(0,t)$, т. е. при условии, что произошло событие A. Вероятность такого события есть условная вероятность $P(B/A)=P(t,t_1)$. Вероятность совместного появления событий A и B, т. е. вероятность безотказной работы элемента за время $(0,\ t)$, равная произведению вероятностей

$$P(AB)=P(A)P(B/A)$$

или

$$P(0,\ t_1)=P(t_1)=P(0,t)P(t,t_1)=P(t)P(t,t_1).$$

Отсюда вероятность безотказной работы элемента за время $(t,\ t_1)$ при условии, что он безотказно проработал время $(0,\ t)$, равна:

$$P(t,t_1)=P(t_1)/P(t).$$

Вероятность отказа за (t,t_1) как противоположного события определяется выражением

$$F(t\ ,\ t_1)=1-P(t\ ,\ t_1)=\frac{P(t)-P(t_1)}{P(t)}=$$
$$=\frac{P(t)-P(t+\Delta t)}{P(t)}.$$

Переходя к бесконечно малым величинам, получим

$$F(t\ ,\ t+dt)=-\frac{dP(t)}{P(t)}=$$
$$=-\frac{P'(t)}{P(t)}\,dt=\lambda(t)dt\ .$$

Следовательно, вероятность отказа за бесконечно малое время dt, если до этого момента элемент безотказно работал, равна:

$\lambda(t)dt$, где

$$\lambda(t)=-\frac{P'(t)}{P(t)}=-\frac{1}{P(t)}\frac{dP(t)}{dt}\ .$$

является интенсивностью отказов элемента. Она представляет собой локальную характеристику надежности или вероятность того, что элемент, проработавший безотказно в течение времени t, откажет в следующую единицу времени, если эта единица мала.

Функция $\lambda(t)$ может быть приближенно определена экспериментально путем испытания N элементов. Если до момента t не отказало $n(t)$ элементов, тогда при достаточно большом значении N и достаточно малом значении Δt можно написать:

$$\lambda(t) = -\frac{P'(t)}{P(t)} \approx \frac{P(t) - P(t+\Delta t)}{\Delta t\, P(t)} \approx$$

$$\approx \frac{\frac{n(t) - n(t+\Delta t)}{N}}{\Delta t\, \frac{n(t)}{N}} = \frac{\Delta n}{\Delta t\, n(t)},$$

где Δn — число отказов за время Δt.

Экспериментально определенная величина $\lambda(t)$ представляет собой удельную частоту отказов. Многочисленные опытные данные показывают, что функция $\lambda(t)$ для многих элементов систем имеет три характерных периода (рис. 9.3). Первый период от 0 до $T_п$ является *периодом приработки,* когда отказывают те элементы, которые имели скрытые дефекты. Этот период характеризуется высокой интенсивностью отказов, которая, однако, быстро уменьшается, и после момента $T_п$ сохраняется постоянной. Второй период — это период *нормальной работы.* Он является основным и характеризуется постоянной интенсивностью отказов. После определенного периода эксплуатации, начиная с момента $T_и$, на отказах элементов начинают сказываться их износ и старение, и элемент переходит в третий период — *период старения.* В этот период интенсивность отказов элемента растет.

Рассмотренная зависимость λ от времени строго справедлива для неремонтируемых изделий. Элементы системы газоснабжения ремонтируемые. Но рассмотренная закономерность является справедливой для вновь запущенной системы, до первых отказов ее элементов. Все элементы системы газоснабжения до пуска в эксплуатацию проходят испытания и наладку. В течение этого периода обнаруживают и устраняют все дефекты. Поэтому период приработки $(0...T_п)$ для системы газоснабжения можно не учитывать. Ввиду опасности, возникающей при отказах (утечка газа, образование взрывчатых смесей, пожары и т. п.), срок службы элементов принимают меньше $T_и$, следовательно, в расчетах систем газоснабжения интенсивность отказов можно принимать постоянной.

При величине $\lambda = \text{const}$ вероятность безотказной работы элемента за время t определяется так:

$$\lambda dt = -\frac{dP(t)}{P(t)}; \quad \lambda t = -\ln P(t),$$

так как при $t=0$; $P(t)=1$.

Отсюда вероятность безотказной работы за время t равна:

$$P(t) = e^{-\lambda t}.$$

Таким образом, можно считать, что функция надежности элементов систем газоснабжения подчиняется экспоненциальному закону.

Вероятность отказа элемента за время t (ненадежность) равна:

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

а плотность вероятности отказов

$$F'(t) = f(t) = \lambda e^{-\lambda t}.$$

Рассмотренные характеристики относятся к невосстанавливаемым элементам и используются при разработке оценок надежности ремонтируемых изделий.

9.2. Отказы восстанавливаемых элементов. Поток отказов

Работа элемента системы газоснабжения представляется следующим образом. Элемент работает до отказа. После отказа его выключают из системы, ремонтируют (заменяют) и вновь включают в работу. Математическая модель процесса функционирования элемента показана на рис. 9.4. В любой момент времени t элемент может находиться или в состоянии исправности, или в состоянии отказа. Сам процесс функционирования представляется чередующейся последовательностью величины: ξ_1, τ_1, ξ_2, τ_2,..., ξ_i, τ_i, где ξ_i — длительность i-го периода исправной работы, а τ_i — длительность i-го ремонта (периода отказа). Последовательность отказов элемента во времени составляет поток отказов. Поток отказов характеризуется параметром потока отказов ω, который является аналогом интенсивности отка-

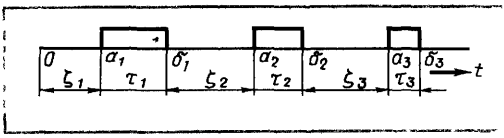


Рис. 9.4. Математическая модель процесса функционирования элемента
a_1, a_2, a_3 — моменты отказов, δ_1, δ_2, δ_3 — моменты включения элемента в работу после ремонта (или замены), ξ_i — длительность периода работы, τ_i — длительность ремонта

зов λ. Для потоков отказов ординарных и не имеющих последействия эти понятия совпадают. Вместе с тем они имеют различную природу: $\omega(t)$ приближенно равно безусловной вероятности отказа элемента за единицу времени (которая достаточно мала), а λt является условной вероятностью отказа за единицу времени при условии, что элемент проработал безотказно до момента t.

Рассмотрим основные характеристики ремонтируемых изделий. Предположим, что имеется возможность наблюдать за состоянием N одинаковых участков газопроводов, каждый из которых длиной l (км), или за состоянием N задвижек, установленных на газопроводах, в течение t лет. За это время на каждом участке газопровода или на каждой задвижке было обнаружено по $m_i(t)$ повреждения (отказов), которые были устранены. В таком случае среднее число отказов до наработки t будет:

$$m_{\text{ср}}(t)=\sum_{i=1}^{N} m_i(t) / N$$

В пределе при очень большом числе наблюдаемых объектов получаем характеристику потока отказов

$$H(t)=\lim_{N\to\infty}\sum_{i=1}^{N} m_i(t) / N .$$

Для газопроводов и их оборудования период приработки отсутствует, так как возможные дефекты обнаруживают во время испытания при приемке, и функцию $H(t)$ можно считать линейной: $H(t)=\omega t$.

Здесь величина $\omega=\text{const}$ — *параметр потока отказов*. Его определяют экспериментально или из статистических данных повреждений, фиксируемых эксплуатирующими службами. Если за время наблюдения (обычно Δt принимают равным одному году) каждый элемент из N наблюдаемых отказал m_i раз, тогда

$$\omega=\sum_{i=1}^{N} m_i / N\Delta t .$$

Величину, обратную параметру потока отказов $T=1/\omega$, измеряемую в годах (часах), называют *наработкой на отказ*. Величина T — это среднее время работы элемента (участка газопровода, задвижки, компенсатора и т. д.) между отказами. Параметр потока отказов газопроводов обычно относят к 1 км длины. В этом случае

$$\omega=\omega_{\text{г}} l,$$

где $\omega_{\text{г}}$ — параметр потока отказов, отнесенный к 1 км и измеряемый в 1/(год·км), l — длина газопровода, км

Современный уровень строительства, контроля качества строительно-монтажных работ, а также эксплуатации газовых сетей обеспечивает весьма малую величину параметра потока отказов. Малая вероятность отказов газовых сетей является также следствием простоты их конструкций и статического режима работы, при котором они не несут предусмотренных расчетом знакопеременных и инерционных нагрузок. Отказы возникают при случайном совпадении повышенных нагрузок на ослабленных элементах, поэтому отказ является случайным и редким событием. Случайные отказы элементов системы газоснабжения относят к простейшему потоку случайных событий или однородному процессу Пуассона. Такие процессы характеризуются стационарностью, отсутствием последействия и ординарностью. Покажем, что

эти условия выполняются и для систем газоснабжения.

Стационарности отвечает такой поток случайных событий, когда вероятность наступления определенного их числа на заданном промежутке времени зависит от длительности рассматриваемого промежутка, но не зависит от его сдвига на ту или иную величину по оси времени. В процессе эксплуатации параметр потока отказов элементов систем газоснабжения сохраняется примерно постоянным. Следовательно, число отказов пропорционально рассматриваемому промежутку времени и не зависит от его сдвига в пределах времени эксплуатации. Таким образом, элементы системы газоснабжения обладают свойством *стационарности*. Если элемент характеризуется отсутствием последействия, то это значит, что отказы возникают независимо друг от друга. Распределительные газопроводы проектируют таким образом, чтобы разрыв одного участка газопровода не мог послужить причиной повреждения другого. При выключении из работы параллельного, кольцующего участка или оборудования расходы газа через другие участки возрастают, но при этом давление в городской сети не увеличивается, поэтому не увеличивается и нагрузка на трубу. Из изложенного следует, что системы газоснабжения не имеют *последействия*. *Ординарностью* обладают такие системы, у которых практически невозможно появление двух или нескольких отказов за малый промежуток времени. Системы газоснабжения обладают свойством *ординарности*. Вероятность m отказов за время t в простейшем потоке событий $P_m(t)$ распределяется по закону Пуассона

$$P_m(t)=\frac{(\omega t)^m}{m!}e^{-\omega t} \quad m=0,\ 1,\ 2\ldots$$

Вероятность того, что в интервале времени t не будет ни одного отказа, равна:

$$P_0(t)=e^{-\omega t}=P(t).$$

Эта вероятность есть функция надежности элементов системы газоснабжения и подчиняется экспоненциальному закону.

Надежность ремонтируемых элементов характеризуется коэффициентом готовности $K_г$, который равен вероятности застать элемент в исправленном состоянии. Для расчетов обычно используют стационарный коэффициент $K_г$, к которому стремится $K_г(t)$ с ростом времени. Коэффициент готовности определяют по формуле

$$K_г=T/(T+T_в),$$

где T — наработка на отказ, $T=1/\omega$; $T_в$ — среднее время восстановления.

Для элементов систем газоснабжения время наработки на отказ несоизмеримо больше среднего времени ремонта (примерно на четыре порядка), поэтому коэффициент готовности практически равен единице и не используется для оценки надежности элементов газовых сетей.

Основными видами повреждений распределительных газопроводов являются механические, коррозионные и разрывы сварных швов.

Механические повреждения подземных газопроводов обычно возникают при неправильном или небрежном производстве строительно-монтажных работ вблизи мест их прокладки, но определенная часть механических повреждений носит случайный характер, которую следует учитывать при расчетах надежности распределительных газовых сетей.

Значительное количество повреждений газопроводов возникает из-за *коррозионного воздействия* грунта или *блуждающих токов*. Активные коррозионные процессы протекают в местах нарушения изоляции газопроводов. Нарушения изоляции являются следствием случайных дефектов, которые наблюдаются при ее нанесении, транспортировании труб или их укладке в траншею. Дефекты изоляции носят местный и случайный характер распределения по длине трубы. Возможность нескольких повреждений по дли-

не окружности трубы является событием весьма маловероятным. Таким образом, дефекты изоляции можно рассматривать как случайные и редкие события, количество которых мало зависит от диаметра газопровода, и их можно считать лишь пропорциональными длине.

Другим видом повреждений подземных газопроводов являются *разрывы сварных швов*, которые происходят при случайном совпадении пониженных сопротивлений швов из-за дефектов сварки и увеличенных нагрузок на трубопровод, обычно связанных с дефектами строительства. Для обнаружения дефектов качество сварки городских газопроводов контролируют физическими методами, однако контролю подвергают не все стыки. Но и при контроле могут оказаться случаи, когда дефектные швы будут незамеченными и в дальнейшем при перегрузках произойдет их разрушение.

Сварные соединения разрушаются под действием напряжений, возникающих в трубопроводах в продольном направлении. Эти напряжения или не зависят от диаметра трубы, или указанная зависимость незначительна. Это положение подтверждают статистические данные, из которых следует, что параметр потока отказов газопроводов, вызванных разрывами стыковых соединений, не зависит от диаметра. Практическая независимость параметра потока отказов ω распределительных газопроводов от их диаметра имеет большое значение при выборе структурного резерва кольцевых сетей. Надежность в данном случае будет определяться только схемой сети и не будет зависеть от диаметров участков.

Повреждения отключающей арматуры подразделяют на два вида. Первый вид повреждений характеризуется *нарушением плотности перекрытия газа* задвижкой и приводит к потере ее работоспособности. В результате возникает необходимость увеличивать длину участка газопровода и отключать большее число потребителей для производства ремонта на участке. Ко второму виду относят такие повреждения, которые приводят к утечкам газа через арматуру. Второй вид повреждений представляет наибольшую опасность, так как в результате утечек может произойти загазованность соседних зданий и сооружений.

Выше были рассмотрены повреждения, влияющие на надежность систем, но не все повреждения требуют отключения элемента из сети для производства ремонта. Мелкие повреждения ликвидируют на действующей системе. Такие повреждения не сказываются на газоснабжении потребителей и, следовательно, не являются отказами. Если для производства ремонта поврежденного элемента его необходимо отключить от системы, то такое повреждение приводит к отказу элемента. Отказы элементов нерезервированных систем приводят к отказу системы. Если система резервированная, тогда отказ элементов может и не привести к отказу системы. Это зависит от степени резервирования. Учитывая изложенное, все повреждения элементов газовых сетей следует разделить на две группы: 1) повреждения, приводящие к отказу элемента и требующие его отключения для производства ремонта; 2) мелкие повреждения, которые могут быть ликвидированы без снижения давления газа и отключения участка (т. е. не приводящие к отказу).

К первой группе повреждений относятся: трещины в сварных швах газопроводов и их разрывы; сквозные коррозионные повреждения труб размером примерно более 5 мм; трещины в корпусах задвижек и пробковых кранах; отрывы фланцев; утечки в фланцевых соединениях, требующие замены прокладок; разрывы сварных швов и коррозионные повреждения линзовых компенсаторов и корпусов конденсатосборников. К этой группе следует отнести также разрывы газопроводов и оборудования, вызванные механическими повреждениями.

Ко второй группе повреждений относятся: несквозные коррозионные

Таблица 9.1. **Классификация повреждений и отказов элементов газовых распределительных сетей среднего и высокого давления**

Вид повреждения и поврежденный элемент	Отказы элемента и их процент		Повреждения, не приводящие к отказу
	1-я группа — внезапный отказ	2-я группа — постепенный отказ	
Повреждения газопроводов			
Коррозия газопроводов	Сквозное повреждение больших размеров (20 мм и более), сквозное повреждение, расположенное вблизи зданий 10.. 13 %	Сквозное повреждение размером менее примерно 20 мм 45...55 %	Каверны, сквозные повреждения менее примерно 5 мм 30...40 %
Трещины в сварных стыках и их разрывы	Полный разрыв или примерно более половины окружности. Разрыв стыка вблизи зданий 15...20 %	Трещины в сварных стыках, неполный разрыв стыка 85...75 %	Коррозионные свищи в сварном шве 5...10 %
Механические повреждения, носящие случайный характер	50 %	50 %	—
Повреждения оборудования газопроводов			
Задвижки (чугунные)	Разрывы и трещины в корпусе, отрывы фланцев, пробой прокладок, выпадение клиньев 15 %	Трещины в клиньях, неполное перекрытие 15 %	Утечка в сальниковом уплотнителе 70 %
Пробковые краны (типа КС)	Отрыв фланца, необходимость замены прокладки 1...1,5 %	—	Утечка через нажимной болт и сальник 98,5.. 99 %
Линзовые компенсаторы	Разрыв сварного стыка 15 %	Разрыв сварного стыка 85 %	—
Конденсатосборники	Разрывы сварных швов горшка 3...4 %	Разрывы сварных швов горшка и трубки, поломки сальникового крана 4...5 %	Коррозия трубки: утечка через сальник крана, утечки во фланцах и резьбовых соединениях головки 91...93 %

повреждения в виде каверн; мелкие сквозные повреждения размерами примерно менее 5 мм; коррозионные свищи в сварных швах; утечки в сальниковых уплотнениях задвижек и кранов; утечки из кранов трубок конденсатосборников и коррозионные повреждения этих трубок.

Отказы элементов газовых сетей, в свою очередь, могут быть разделены на две неравные группы. Первую группу составляют внезапные отказы, вторую — постепенные. К внезапным отказам следует отнести такие крупные повреждения элементов систем, которые вызывают необходимость немедленного отключения участка. При установлении места такого повреждения сразу выявляют участок сети, который должен быть отключен, извещают всех потребителей, присоединенных к этому участку, о прекращении подачи им газа и участок отключают от газовой сети. К *внезапным отказам* могут привести и менее серьезные повреждения, если они расположены вблизи жилых и общественных зданий, при этом есть опасность попадания вытекающего газа в эти здания. Классификация повреждений газопроводов и их оборудования приведена в табл. 9.1, где указаны доли внезапных повреждений как для газопроводов, так и оборудования.

Для выявления значений показателей надежности был проведен анализ

повреждений на газовых сетях крупных городов и областных систем. В результате были получены следующие значения параметра внезапных отказов, которые являются основой при расчете надежности систем, 1/(км·год):

1) коррозионные повреждения

$$\omega=0{,}12\cdot 12{,}87\cdot 10^{-3}=1{,}54\cdot 10^{-3};$$

2) повреждения сварных швов

$$\omega=0{,}18\cdot 5{,}13\cdot 10^{-3}=0{,}92\cdot 10^{-3};$$

3) механические повреждения

$$\omega=2{,}09\cdot 10^{-3}.$$

Повреждения линзовых компенсаторов и конденсатосборников приводят к необходимости отключения участка газопровода, поэтому параметр потока отказов этих повреждений должен быть приплюсован к параметру ω газопроводов. Считая, что задвижки с компенсаторами устанавливают примерно через 3 км, а конденсатосборники через 2 км, к параметру потока отказов следует прибавить добавку, 1/(км·год);

$$\Delta\omega=0{,}11\cdot 10^{-3}.$$

Учитывая то, что причины, вызывающие коррозионные повреждения, разрывы сварных стыков, механические повреждения, повреждения линзовых компенсаторов и конденсатосборников являются независимыми друг от друга, поэтому расчетное значение параметра потока отказов будет равно сумме ω для всех перечисленных видов повреждений, 1/(км·год):

$$\omega_p=(0{,}154+0{,}92+2{,}09+ +0{,}11)10^{-3}=3{,}27\cdot 10^{-3}.$$

Значения параметра потока отказов для арматуры можно привести лишь приближенные 1/год:

1) для задвижек

$$\omega_p=3{,}4\cdot 10^{-3};$$

2) для кранов типа КС

$$\omega_p=0{,}64\cdot 10^{-3};$$

3) для стальных задвижек предварительно можно принять

$$\omega_p=0{,}5\cdot 10^{-3}.$$

Приведенные расчетные значения параметра потока отказов для подземных газопроводов и их оборудования характерны для газовых сетей, эксплуатируемых в 60...70-е годы. На перспективу значение параметра потока отказов будет уменьшаться в связи с прогрессом технических решений, повышением качества строительных работ и эксплуатации, улучшением контроля качества строительства. Учитывая изложенное, расчетные значения параметров потока отказов для проектируемых систем можно рекомендовать следующие:

1) для газопроводов

$$\omega_p=2\cdot 10^{-3}\,1/(\text{км}\cdot\text{год});$$

2) для чугунных задвижек

$$\omega_p=1{,}7\cdot 10^{-3}\,1/\text{год};$$

3) для стальных задвижек

$$\omega_p=0{,}3\cdot 10^{-3}\,1/\text{год};$$

4) для кранов

$$\omega_p=0{,}2\cdot 10^{-3}\,1/\text{год}.$$

9.3. Показатели надежности распределительных систем газоснабжения

Состояние системы в момент времени t определяется состоянием в этот момент ее элементов. При определенной совокупности исправных элементов система будет исправна в целом. При определенной совокупности отказавших элементов система будет в состоянии отказа в целом. Сложная техническая система характерна тем, что наряду с двумя указанными выше крайними состояниями система может находиться в других, определенных состояниях, когда она будет обладать частичной работоспособностью Переход системы из одного состояния в другое связан с отказом или восстановлением ее элементов.

Состояние системы определяется вектором $\bar{X}(t)$, являющимся матема-

тической моделью ее функционирования. Для системы газоснабжения его можно представить так:

$$\bar{X}(t)=\left\| \begin{matrix} x_1(t) \\ x_2(t) \\ \cdots\cdots \\ x_n(t) \end{matrix} \right\|$$

$x_i(t)$ — функция, которая описывает состояние i-го элемента системы:

$$x_i(t)=\begin{cases} 1, \text{ если } i\text{-тый элемент работоспособен;} \\ 0; \text{ если } i\text{-тый элемент неработоспособен;} \end{cases}$$

n — число элементов, которое учитывают при расчете надежности системы.

Рассмотрим процесс функционирования системы, состоящей их двух элементов. Для нее вектор состояний будет

$$\bar{X}(t)=\left\| \begin{matrix} x_1(t) \\ x_2(t) \end{matrix} \right\|.$$

Всего возможно четыре состояния системы, определяемых различным сочетанием исправных и отказавших элементов:

$$\bar{X}_0(t)=\left\| \begin{matrix} 1 \\ 1 \end{matrix} \right\|;\ \bar{X}_1(t)=\left\| \begin{matrix} 1 \\ 0 \end{matrix} \right\|;$$

$$\bar{X}_2(t)=\left\| \begin{matrix} 0 \\ 1 \end{matrix} \right\|,\ \bar{X}_3(t)=\left\| \begin{matrix} 0 \\ 0 \end{matrix} \right\|;$$

Состоянию 0 (нуль) соответствуют все исправные элементы. При состоянии 3 все элементы отказали. Граф состояний системы и переходы системы из одного состояния в другое показаны на рис. 9.5.

О полном или частичном отказе системы можно судить, лишь зная ее структуру. Существуют две характерные структуры: последовательное и параллельное соединения элементов. *Последовательное соединение* элементов с позиций надежности есть такое соединение, при котором отказ хотя бы одного элемента приводит к отказу системы. Если в рассмотренном выше примере соединение элементов считать последовательным, тогда рабочему состоянию системы соответствует лишь состояние 0. Все остальные состояния *(1, 2, 3) составляют состояние отказа системы.* Для безотказной работы системы за время t необходимо, чтобы в течение этого времени безотказно работал каждый элемент. Учитывая то, что элементы независимы в смысле надежности вероятность безотказной работы системы будет равна произведению вероятностей безотказной работы ее элементов, т. е. при n элементах

$$P(t)=P_1(t)P_2(t)...P_n(t).$$

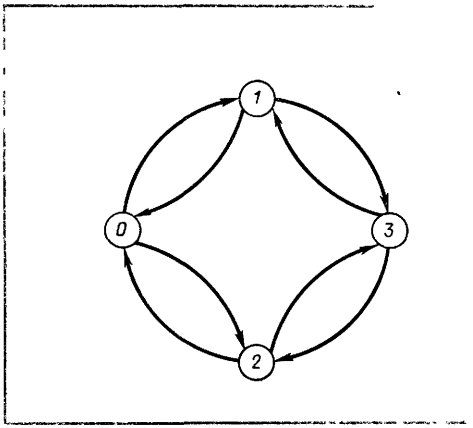


Рис. 9.5. Граф состояний системы

Если вероятность безотказной работы элементов подчинена экспоненциальному закону, тогда:

$$P(t)=e^{-\omega_1 t}\,e^{-\omega_2 t}\,...\,e^{-\omega_n t}=e^{-\omega_0 t};$$

$$\omega_0=\omega_1+\omega_2+...+\omega_n,$$

Следовательно, безотказность работы системы также подчиняется экспоненциальному закону.

При *параллельном соединении элементов* к отказу системы приводит отказ всех элементов. Следовательно, для рассмотренного примера работоспособные состояния будут *0, 1, 2.* Отказу системы соответствует состояние *3.* Если каждый элемент не рассчитан на обеспечение полной работоспособности системы, тогда только при состоянии 0 система исправная в целом, а в состояниях *1, 2* ее показатели будут снижены. При рассмотрении вероятности отказа ремонтируемой системы, состоящей из па-

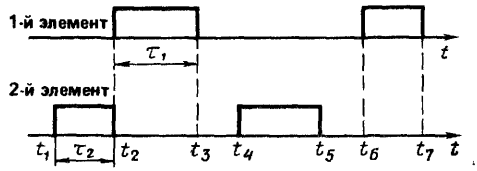


Рис. 9.6. Процесс функционирования двух элементов системы

раллельных элементов. к отказу системы приводит одновременный отказ всех элементов. Учитывая, что время восстановления несоизмеримо меньше времени работы, совпадение двух отказов является событием чрезвычайно маловероятным. Поэтому параллельное соединение элементов обеспечивает высокую надежность системы газоснабжения.

Определим вероятность одновременного отказа двух участков сети. Такое событие может произойти при совмещении двух событий: отказа одного участка во время ремонта другого. На рис. 9.6 показан процесс функционирования двух участков кольцевого газопровода. В момент t_1 возникают отказы элементов. Их отключают и начинают ремонтировать в течение времени τ_1, после чего их вновь включают в работу.

Предположим, что отказал первый элемент. Вероятность такого события $(1-e^{-\omega_1 t})$. Одновременный отказ двух элементов возможен в следующих двух случаях. Или второй элемент отказал во время ремонта первого, в период τ_1, или отказал раньше первого, в период между моментами времени от t_1 до t_2. В первом случае начало ремонта второго элемента падает на время ремонта первого. Предельному случаю такого события соответствует совпадение начала ремонта второго с концом ремонта первого (момент t_3). Во втором случае первым отказывает второй элемент, и конец его ремонта попадает в период τ_1. Предельным случаем этого события будет момент t_1, когда конец ремонта второго элемента совпадает с началом ремонта первого.

Следовательно, если отказ второго элемента попадает в период $\tau_1+\tau_2$, тогда имеет место двойной отказ. Вероятность отказа второго элемента в течение времени $\tau_1+\tau_2$ будет

$$1-e^{-\omega_2(\tau_1+\tau_2)}.$$

Вероятность одновременного отказа двух элементов (т. е. вероятность совмещения событий) равна произведению вероятностей этих событий:

$$\left(1-e^{-\omega_1 t}\right)\left(1-e^{-\omega_2(\tau_1+\tau_2)}\right)\approx$$

$$\approx\omega_1\omega_2(\tau_1+\tau_2)\,t\,.$$

Если $t=10$ лет, $\tau_1+\tau_2=10^{-3}$ лет, $\omega_1=\omega_2=5\cdot10^{-3}$ 1/год, тогда

$$\omega_1\omega_2(\tau_1+\tau_2)t=(5\cdot10^{-3})^2 10^{-3}\cdot10=$$
$$=0{,}00000025,$$

т. е. примерно на пять порядков меньше, чем отказ одного участка. Из изложенного следует, что одновременные отказы двух участков сети при расчете надежности можно не учитывать.

Все множество состояний системы называют фазовым пространством состояний. При оценке эффективности функционирования сложной технической системы каждому состоянию ставят в соответствие характеристику качества функционирования. Обозначая характеристику качества функционирования $\Phi_x(t)$, являющейся функцией вектора $\bar{X}(t)$, можно написать соотношение

$$\Phi_x(t)=\Phi\left[\bar{X}\,(t)\right].$$

Вектор $\bar{X}\,(t)$ изменяется случайным образом, поэтому показателем качества функционирования системы является математическое ожидание случайной функции $\Phi_x(t)$ за время t, как среднее по множеству реализаций процесса

$$\Phi(t)=M\Phi_x(t).$$

Для возможности расчета показателей надежности системы необходимо установить понятие отказа системы. Отказом системы будем считать такое ее состояние, когда хотя бы один потребитель отключен от сети и не получает газ. У нерезервированных систем отказ любого элемента приводит к отказу системы. У резервированных систем к отказу системы приводят только следующие виды отказов: 1) отказ участка, к которому между отключающими устройствами присоединены потребители: 2) отказ отключающего устройствами; 3) двойной отказ элементов сети. В расчетах следует учитывать только первые два вида отказов, так как двойной отказ маловероятен.

Показатель надежности системы газоснабжения $R_{\text{сист}}(t)$ определим как отношение показателя качества функционирования реальной системы к показателю качества функционирования идеальной системы $\Phi_0(t)$. Идеальная система всегда находится в исправном состоянии $\bar{X}_0(t)$, и все компоненты вектора $\bar{X}(t)$ равны единице.

$$R_{\text{сист}}(t)=\Phi(t)/\Phi_0(t).$$

Характеристика качества функционирования определяется задачами системы. Главной задачей распределительной системы газоснабжения является ежечасная подача газа всем потребителям в соответствии с их потребностями или заранее установленными графиками. Поэтому за характеристику качества функционирования системы газоснабжения следует принять расчетный часовой расход газа, подаваемого потребителям. Каждому состоянию системы газоснабжения $\bar{X}(t)$ противопоставим максимально-часовой расход газа $\Phi_{\bar{X}}(t)$ через систему. Этот расход зависит только от состояния системы и дает численную оценку степени выполнения задачи.

При различных состояниях системы $\bar{X}(t)$ отключается различное число потребителей и суммарная неподача газа им определяет снижение показателя качества функционирования. Если обозначить расчетный расход газа через исправную систему Q_0, а неподачу газа отключенным потребителям в состоянии $\bar{X}(t)$ — через ΔQ_x, тогда

$$\Phi_x(t)=Q_0-\Delta Q_x.$$

Величина ΔQ_x определяется без гидравлических расчетов прямо по схеме, соответствующей рассматриваемой аварийной ситуации.

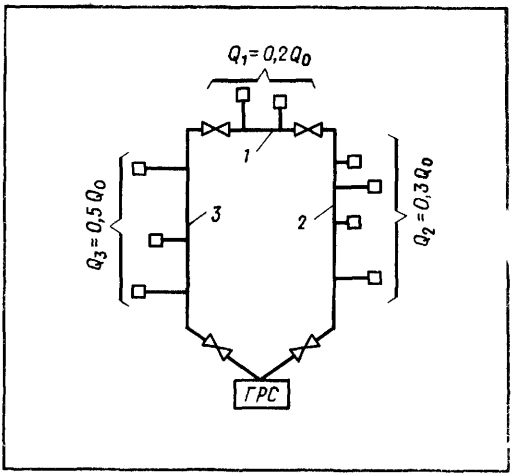


Рис. 9.7. Кольцевой газопровод

Выведем выражение для показателя надежности на примере кольцевого газопровода, разделенного на три участка (рис. 9.7). При отказе участка его отключают и присоединенные к нему потребители лишаются газоснабжения, т. е. имеет место отказ системы. Так, при отказе участка *2* система недодает $0{,}3Q_0$ газа (где Q_0— рачетный расход газа через систему). Неотключенные потребители, присоединенные к участкам *1* и *3*, получают лимитированное количество газа и в отказанном состоянии не находятся.

Рассмотрим возможные состояния системы, связанные с отказами участков газопроводов. В целях упрощения отказы задвижек учитывать не будем. Вектор состояний системы будет иметь вид:

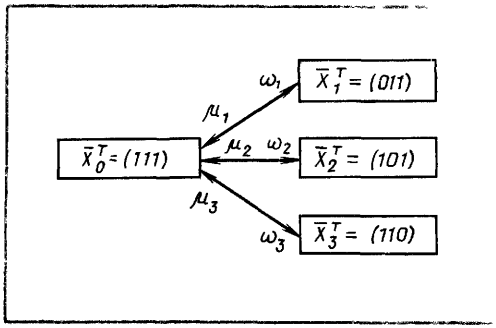


Рис. 9.8. Размеченный граф

Таблица 92 **Состояние системы газоснабжения**

Способ выполнения задачи j	$\bar{X}^T$	V_j	Q_j
0	$\bar{X}_0^T=(111)$	1, 2, 3	Q_0
1	$\bar{X}_1^T=(011)$	2, 3	$0{,}8Q_0$
2	$\bar{X}_2^T=(101)$	1, 3	$0{,}7Q_0$
3	$\bar{X}_3^T=(110)$	1, 2	$0{,}5Q_0$

$$\bar{X}(t)=\left\| \begin{matrix} x_1(t) \\ x_2(t) \\ x_3(t) \end{matrix} \right\|$$

Транспонировав вектор-столбец $\bar{X}$ в вектор-строку $\bar{X}^T$, напишем граф состояний системы (рис 9.8). Считаем, что во время ремонта одного элемента вероятность отказа другого ничтожно мала, поэтому возможны только четыре состояния: система исправна $\bar{X}_0^T=(111)$ или у систем отказал один из участков. Для каждого состояния системы $\bar{X}(t)$ определим характеристику качества функционирования $\Phi_x(t)$.

Для систем газоснабжения она будет равна:

$$Q_j(t)=Q_0-\Delta Q_j(t),$$

где j — аварийное состояние

Составим таблицу состояний системы, расположив их в порядке невозрастания характеристики качества функционирования. В табл. 9.2 V_j— набор элементов, обеспечивающих выполнение задачи способом j. Переходы системы из исправного состояния в отказовое характеризуются параметром потока отказов участков ω_1, ω_2, ω_3. Из состояния отказа в результате ремонта система возвращается в исправное состояние с параметром потока восстановления μ_1, μ_2, μ_3. Вероятности перехода системы из одного состояния в другое за промежуток времени dt соответственно будут равны ωdt и $\mu_i dt$. Отметим на графе состояний против каждой стрелки параметры потоков событий (ω_i или μ_i). Можно считать, что настоящее состояние системы не зависит от его прошлого, поэтому переходы системы из состояния в состояние будут марковскими. Переходные вероятности из состояния j в состояние k при $j\neq k$ будут:

$$P_{jk}=\omega_j dt;\ P_{jk}=\mu_i dt$$

или

$$P_{jk}=r_{jk}dt.$$

Вероятность остаться системе в своем состоянии, не совершив за время dt ни одного перехода, определяется как вероятность события, дополнительного к совокупности всех возможных переходов из этого состояния в другое, т. е.

$$P_{ij}=1-\sum_{j\neq k} r_{jk}dt$$

Из предыдущего следует, что

$$P_{jk}=\begin{cases} r_{jk}dt, & j\neq k, \\ 1-\sum\limits_{j\neq k} r_{jk}dt, & j=k \end{cases}$$

и $\sum P_{jk}=1$

Свяжем вероятность состояния системы в момент $t+dt$ с вероятностью состояния в момент t и переходными вероятностями. В момент $t+dt$ система может попасть в состояние k двумя взаимно исключающими путями. Во-первых, она могла быть в момент t в состоянии k с вероятностью $P_k(t)$ и за время dt не совершить ни одного перехода. Вероятность такого события будет

$$P_k(t)\cdot\left(1-\sum_{k\neq j} r_{kj}dt\right)$$

Здесь величина $(1-\sum_{k=j} r_{kj}dt)$ условная вероятность не покинуть состояние k за время dt при условии, что система находилась в состоянии k. Второй путь соответствует случаям, когда в момент t система находилась в состоянии $j \neq k$ и за время dt совершила переход в состояние k. Вероятность такого события будет:

$$\sum_{j \neq k} P_j(t) r_{jk} dt$$

Здесь величины $r_{jk}dt$ — условные вероятности перейти из состояния j в состояние k при условии, что система находилась в состоянии j. Учитывая изложенное, можно написать уравнение для вероятности $P_k(t+dt)$:

$$P_k(t+dt) = P_k(t)\left(1-\sum_{k \neq j} r_{kj}dt\right) + \sum_{j \neq k} P_j(t)\, r_{jk} dt$$

Преобразуем это уравнение

$$\frac{dP_k(t)}{dt} = -P_k(t)\sum_{k \neq j} r_{kj} + \sum_{j \neq k} P_j(t) r_{jk},$$

где k, $j=0$, 1, 2, и т д, т е уравнение записывается для всех состояний системы

Для решения системы дифференциальных уравнений необходимо задать начальные условия в виде вероятностей $P_j(0)$ состояний системы в начальной момент $t=0$. Напишем систему уравнений для рассматриваемого примера. Состояния k соответственно будут 0, 1, 2, 3:

$$P'_0(t) = -P_0(t)(\omega_1+\omega_2+\omega_3) + P_1(t)\mu_1 + P_2(t)\mu_2 + P_3(t)\mu_3;$$

$$P'_1(t) = -P_1(t)\mu_1 + P_0(t)\omega_1;$$
$$P'_2(t) = -P_2(t)\mu_2 + P_0(t)\omega_2;$$
$$P'_3(t) = -P_3(t)\mu_3 + P_0(t)\omega_3.$$

Считая, что при отказе система не выполняет задачу (т. е. рассматривая ее как неремонтируемую), примем $\mu_i=0$. В этом случае уравнения примут вид:

$$P'_0(t) = -(\omega_1+\omega_2+\omega_3)P_0(t);$$
$$P'_1(t) = \omega_1 P_0(t);$$
$$P'_2(t) = \omega_2 P_0(t);$$
$$P'_3(t) = \omega_3 P_0(t).$$

Примем следующие начальные условия:

$$t=0; \quad P_0(0)=1; \quad P_1(0)=0; \quad P_2(0)=0;$$

$$P_3(0)=0$$

Интегрируем первое уравнение

$$\frac{dP_0(t)}{dt} = -\sum \omega_i P_0(t), \quad \int \frac{dP_0(t)}{P_0(t)} = \int -\Sigma\omega_i dt,$$

$$\ln P_0(t) = -\Sigma\omega_i t + C.$$

При $t=0 P_0(t)=1$ и $C=0$. Решение будет

$$P_0(t) = e^{-\Sigma\omega_i(t)}.$$

Решаем второе уравнение, используя решение первого:

$$\frac{dP_1(t)}{dt} = \omega_1 P_0(t), \quad dP_1(t) = \omega_1 e^{-\Sigma\omega_i t}dt,$$

$$P_1(t) = \omega\int e^{-\Sigma\omega_i t}dt + C = \omega_1 \frac{e^{-\Sigma\omega_i t}}{\ln\left(e^{-\Sigma\omega_i}\right)} + C$$

или

$$P_1(t) = -\frac{\omega_1}{\Sigma\omega_i} e^{-\Sigma\omega_i t} + C.$$

При $t=0 P_1(0)=0$; $C=\frac{\omega_1}{\Sigma\omega_i}$

Решение второго уравнения будет

$$P_1 = \frac{\omega_1}{\Sigma\omega_i}\left(1-e^{-\Sigma\omega_i t}\right).$$

Третье и четвертое уравнения решают аналогично. Таким образом, общее решение системы уравнений будет:

$$P_0(t) = e^{-\Sigma\omega_i t},$$

$$P_1(t) = \frac{\omega_1}{\Sigma\omega_i}\left(1-e^{-\Sigma\omega_i t}\right),$$

$$P_2(t) = \frac{\omega_2}{\Sigma\omega_i}\left(1-e^{-\Sigma\omega_i t}\right),$$

$$P_3(t) = \frac{\omega_3}{\Sigma\omega_i}\left(1-e^{-\Sigma\omega_i t}\right)$$

Так как система может находиться только в одном из состояний 0, 1, 2, 3, поэтому сумма вероятностей пребывания системы в этих состояниях равна единице, т. е.

$$\Sigma P_j(t)=1.$$

Математическое ожидание характеристики качества функционирования определится формулой

$$Q(t)=MQ_x(t)=Q_0 e^{-\Sigma\omega_i t}+$$

$$+\sum_{j=1}^{j=l} Q_j \frac{\omega_i}{\Sigma\omega_i}\left(1-e^{-\Sigma\omega_i t}\right)$$

Используя соотношение $Q_i=Q_0-\Delta Q_j$, преобразуем полученную формулу

$$Q(t)=Q_0-\sum_{j=1}^{j=l}\Delta Q_j \frac{\omega_i}{\Sigma\omega_i}\left(1-e^{-\Sigma\omega_i t}\right)$$

Формула для показателя надежности системы соответственно будет

$$R_{\text{сист}}(t)=1-\sum_{j=1}^{j=l}\frac{\Delta Q_j \omega_i}{Q_0\Sigma\omega_i}\left(1-e^{-\Sigma\omega_i t}\right)$$

Для отдельных, наиболее ответственных узлов может возникнуть задача оценки надежности снабжения их газом. Показатель для оценки надежности узла получается из показателя надежности системы с учетом следующих особенностей. Рассматриваются только те аварийные ситуации, которые приводят к перерыву газоснабжения узла, поэтому число таких ситуаций l будет равно числу элементов, отказы которых создают аварийные ситуации. Так как при отключении узла значение $Q_j=0$, поэтому член уравнения $\sum_{j=1}^{j=l} Q_j \frac{\omega_i}{\Sigma\omega_i}\left(1-e^{-\Sigma\omega_i t}\right)$ превращается в нуль и показатель надежности узла будет

$$R_{\text{узла}}(t)=e^{-\sum_1^l \omega_i t},$$

где l равно числу элементов, отказы которых нарушают газоснабжение узла

Следовательно, показатель надежности узла является вероятностью безотказной подачи газа в узел. Величина $R_{\text{сист}}(t)$ полностью оценивает надежность как резервированной, так и нерезервированной системы. Но для резервированных систем этой оценки недостаточно. Как отмечалось выше, особенностью распределительных систем газоснабжения является то, что в периоды аварийных ситуаций, когда производится ремонт отключенного элемента, допустимо снижение качества системы, выражающееся в лимитированной подаче газа потребителям $Q_{\text{лим}}$, меньшей, чем расчетное значение. Величину $Q_{\text{лим}}$ определяют в зависимости от характера потребителя и его энергоснабжения.

Детерминированный показатель надежности $Q_{\text{лим}}$ определяет состояние отказа для резервированных систем. Если подача газа потребителю в аварийной ситуации $Q_{\text{ав}}$ меньше $Q_{\text{лим}}$, тогда имеет место отказ системы. Величина детерминированного показателя определяет резерв мощности (пропускной способности) резервированной системы. Его определяют в результате расчета потокораспределения в системе при наиболее напряженных гидравлических режимах (расчет резерва пропускной способности газовых сетей был рассмотрен в главе 6). Таким образом, надежность резервированных систем определяется: 1) показателем надежности $R_{\text{сист}}(t)$, который определяет структуру системы; 2) детерминированным показателем $Q_{\text{лим}}$, который определяет резерв в диаметрах газовой сети.

9.4. Расчет надежности нерезервированных и резервированных газовых сетей

Основная задача расчета надежности тупиковой разветвленной газовой сети сводится к определению показателя надежности принятой схемы и по полученному значению показателя решению вопроса о необходимости резервирования сети. Отказ любого элемента тупиковой сети приводит к отказу системы, но с различной «ценой» отказа. Учитывая изложенное, при одинаковом расположении узловых потребителей различные схемы соединения их трубопроводами

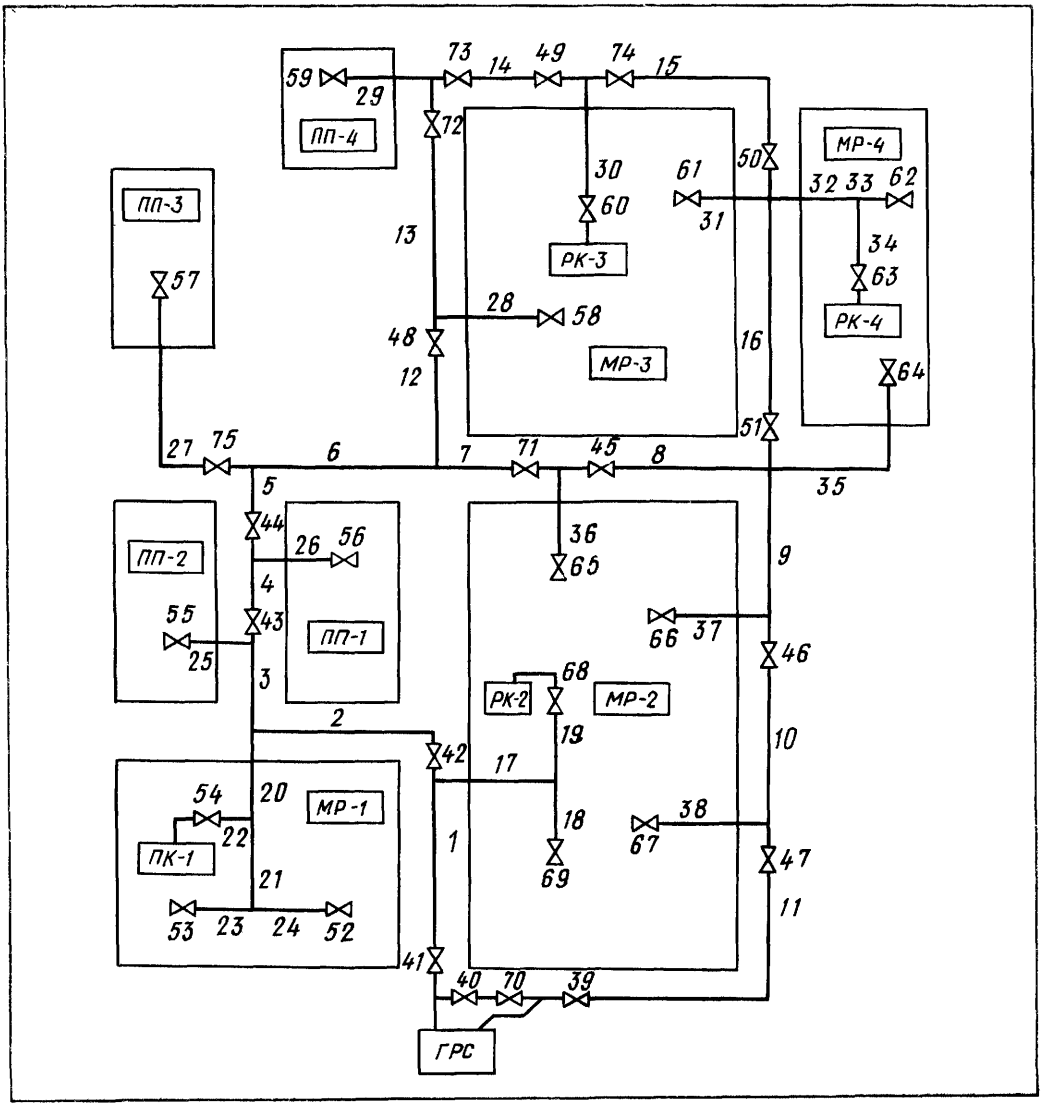


Рис. 9.9. Схема кольцевой сети города

будут отличаться надежностью. Кроме того, различное расположение отключающих устройств (т. е. различное секционирование системы) также характеризуется различной надежностью. В связи с этим возникает задача оптимизации схемы разветвленной газовой сети и ее секционирования, которая позволит запроектировать сети с наибольшим значением показателя надежности. Если же этот показатель окажется ниже требуемого уровня, то необходимо резервирование сети.

Расчет надежности кольцевой сети ведут в два этапа: на первом обосновывают необходимый структурный резерв, на втором — резерв пропускной способности. Рассмотрим первый этап расчета на примере.

Рассчитаем надежность кольцевой газовой сети среднего города с численностью населения в 80 тыс. чел. и годовым потреблением газа 70 млн. м^3. Бытовое, коммунально-бытовое

Таблица 9.3. **Расходы газа районными котельными (РК), крупными коммунально-бытовыми и промышленными потребителями (см. рис. 9.9)**

Показатель	Тип потребителя							
	РК-1	РК 2	РК-3	РК-4	ПП-1	ПП-2	ПП-3	ПП-4
Номер позиции потребителя	54	68	60	63	56	55	57	59
Q, м^3/ч	700	2000	5000	2000	200	3000	5000	8000

Таблица 9.4. **Расходы газа сетевыми ГРП (см. рис. 9.9)**

Показатель	МР-1		МР-2				МР-3		МР-4	
Номер позиции потребителя	53	52	65	66	67	69	58	61	62	64
Q, м^3/ч	400	700	1700	1700	1500	1500	1800	2000	600	1000

потребление газа и расход на отопление зданий составляют 22 600 м^3/ч. Промышленность потребляет 16 200 м^3/ч. Суммарный расход газа городом 38 800 м^3/ч. Схема сети высокого давления показана на рис. 9.9. Главные магистрали сети закольцованы. Сеть состоит из двух колец и ответвлений. Закольцовка основных потребителей обеспечивает их резервирование и повышает надежность газоснабжения.

Газоснабжение жилых микрорайонов (МР) осуществляется через ГРП и сети низкого давления (на рисунке сеть низкого давления не показана). Сети низкого давления кольцевые. Каждый микрорайон имеет несколько точек питания, которые по низкой ступени давления объединены газопроводом таких диаметров, при которых возможно резервирование ГРП. К сетям высокого давления присоединены сетевые ГРП, районные котельные (РК), крупные коммунальные и промышленные предприятия (ПП). Сеть секционирована задвижками. Вводы ко всем потребителям и в сетевые ГРП начинаются задвижками *52*... ...*69*. Расположение задвижек и их число принято из такого условия, чтобы при аварийных ситуациях не отключались большие нагрузки. Схему газоснабжения, показанную на рис. 9.9, следует рассматривать как один из вариантов, в котором секционирование осуществлено из определенных логических соображений. В настоящую задачу не входила оптимизация системы, а потому возможны другие, более совершенные варианты. Все секционирующие задвижки на рисунке пронумерованы *39*...*51* и 70...75; все участки также пронумерованы *1*...*38*. Расходы газа различными потребителями приведены в табл. 9.3 и 9.4.

Проведем расчет надежности городской газовой сети, показанной на рис. 9.9. В расчетах примем следующие численные значения расчетных параметров:

$$\omega_г = 2{,}5 \cdot 10^{-3}\ 1/(\text{км} \cdot \text{год});\ \omega_з = 0{,}5 \cdot 10^{-3}\ 1/\text{год};\ t = 10 \text{ лет}.$$

Все расчеты сведем в таблицы. В табл. 9.5 помещены результаты расчетов при всех аварийных ситуациях, связанных с отказами участков газопроводов, т. е. аварийные ситуации *1*...*38*; проставлены длины участков; рассчитан параметр потока отказа для каждого участка $\omega_i = 0{,}0025 l_i$. При расчете величин $\omega_i / \Sigma\omega_i$ сумма взята для всех 75 аварийных ситуаций, возникающих при отказах как участков, так и задвижек. Недоподача газа отключаемым в j-той аварийной ситуации потребителям определялась по

Таблица 95 **Расчеты для участка газопроводов**

Номера отказавших элементов при i й аварийной ситуации	Длина участка l км	$\omega_i \frac{1}{\text{год}}$	$\frac{\omega}{\Sigma\omega_i}$	Неподанный газ отключенным потребителям ΔQ_i м^3/ч	$\frac{\Delta Q_i}{Q_0}$	$\frac{\Delta Q_i \omega_i}{Q_0 \Sigma \omega_i}$
1	1,2	0,003	0,045283	3500	0,090206	0,004085
2	0,7	0,00175	0,026415	4800	0,123711	0,003268
3	0,1	0,00025	0,003774	4800	0,123711	0,000467
4	0,5	0,00125	0,018868	200	0,005155	0,000097
5	0,5	0,00125	0,018868	0	0	0
6	0,7	0,00175	0,026415	0	0	0
7	0,5	0,00125	0,018868	0	0	0
8	0,6	0,0015	0,022642	2700	0,069588	0,001576
9	0,7	0,00175	0,02645	2700	0,069588	0,001841
10	0,8	0,002	0,030189	1500	0,038660	0,001167
11	1,7	0,00425	0,064151	0	0	0
12	0,5	0,00125	0,018864	0	0	0
13	0,9	0,00225	0,033962	1800	0,046392	0,001576
14	0,5	0,00125	0,018868	0	0	0
15	1,2	0,003	0,045283	0	0	0
16	0,8	0,002	0,30189	4600	0,118557	0,603579
17	0,3	0,00075	0,011321	3500	0,090206	0,001021
18	0,2	0,0005	0,007547	3500	0,090206	0,000681
19	0,2	0,0005	0,007547	3500	0,090206	0,000681
20	0,2	0,0005	0,007547	4800	0,123711	0,000934
21	0,2	0,0005	0,007547	4800	0,123711	0,000934
22	0,2	0,0005	0,007547	4800	0,123711	0,000934
23	0,2	0,0005	0,007547	4800	0,123711	0,000934
24	0,2	0,0005	0,007547	4800	0,123711	0,000934
25	0,1	0,00025	0,003774	4800	0,123711	0,000467
26	0,15	0,000375	0,00566	200	0,005155	0,000029
27	1,0	0,0025	0,037736	5000	0,128866	0,004863
28	0,4	0,001	0,015094	1800	0,046392	0,000700
29	0,4	0,001	0,015094	8000	0,206186	0,003112
30	0,6	0,0015	0,022642	5000	0,128866	0,0029188
31	0,4	0,001	0,015094	4600	0,118557	0,001789
32	0,3	0,00075	0,011321	4600	0,118557	0,001342
33	0,1	0,00025	0,003774	4600	0,118557	0,000447
34	0,2	0,0005	0,002547	4600	0,118557	0,000895
35	0,7	0,00175	0,026415	2700	0,069588	0,001838
36	0,4	0,001	0,015094	1700	0,043814	0,000661
37	0,4	0,001	0,015094	2700	0,069588	0,001050
38	0,35	0,000815	0,013208	1500	0,038660	0,000511
Сумма для участков		Итого 0,04775				Итого 0,045331

схеме (см. рис. 9.9). Для каждого отказа участка по схеме устанавливалось число задвижек, которые необходимо перекрыть при ремонте отказавшего участка. Этим определялись отключенные от сети газопроводы и все присоединенные к ним потребители. Например, при аварийной ситуации, связанной с отказом участка *1*, для ремонта необходимо перекрыть задвижки *41* и *42*. В результате отключаются участки *1, 17, 18, 19* и два потребителя *68, 69* с расходом газа 2000+1500=3500 м^3/ч (номера указаны в соответствии с номерами абонентских задвижек, к которым присоединены потребители). Следовательно, ΔQ_1=3500. К такой же недоподаче газа приводят отказы участков *17, 18, 19*. При отказе участков *5, 6, 12* или *7* отключаются задвижки *44, 75, 48* и *71*, в результате ни один потребитель не отключается. Следовательно,

Таблица 96 **Расчеты для отключающих устройств (задвижек)**

Номера отказавших элементов при j й аварийной ситуации	Неподанный газ отключенным потребителям ΔQ_j м³/ч	$\frac{\Delta Q_j}{Q_0}$	Номера отказавших элементов при j й аварийной ситуации	Неподанный газ отключенным потребителям ΔQ_j м³/ч	$\frac{\Delta Q_j}{Q_0}$
39	0	0	57	5000	0,128866
40	0	0	58	1800	0,046392
41	3500	0,090206	59	8000	0,206186
42	9300	0,213918	60	5000	0,128866
43	5000	0,128866	61	4600	0,118557
44	200	0,005155	62	4600	0,118557
45	4400	0,113402	63	4600	0,118557
46	4200	0,108247	64	2700	0,069588
47	1500	0,038660	65	1700	0,043814
48	1800	0,046392	66	2700	0,069588
49	5000	0,128866	67	1500	0,038660
50	4600	0,118557	68	3500	0,090206
51	7300	0,188144	69	3500	0,090206
52	4800	0,129711	70	0	0
53	4800	0,123711	71	1700	0,043814
54	4800	0,123711	72	9800	0,252577
55	4800	0,123711	73	8000	0,206186
56	200	0,005155	74	5000	0,128866
			75	5000	0,128866
Сумма	—	1,680412	Сумма	—	2,028352

$$\Delta Q_5=\Delta Q_6=\Delta Q_{12}=\Delta Q_7=0.$$

Результаты расчетов, связанных с отказами задвижек, приведены в табл. 9.6. Так как параметр потока отказов для всех задвижек принят одинаковый $\omega_з=0{,}5\cdot10^{-3}$ 1/год, то нет необходимости вводить величину $\omega_з$ в таблицу. Сумма параметров потока отказов для всех задвижек составит $\Sigma\omega_з=37\cdot0{,}0005=0{,}0185$. Общая сумма будет $\Sigma\omega_i=0{,}04775+0{,}0185=0{,}06625$ (сумма для ω участков взята из табл. 9.5). На эту сумму и надо делить величину ω для каждой аварийной ситуации Для всех аварийных ситуаций, связанных с отказами задвижек, это отношение будет одинаковым и равным: $\omega_з/\Sigma\omega_i=0{,}0005/0{,}06625=0{,}007547$. Недоподачу газа в аварийных ситуациях при отказах задвижек определяем по схеме аналогично тому, как это делалось при отказах участков. Например, при отказе задвижки *39* перекрываются задвижки *70* и *47* и недоподача газа будет равна нулю, так как к участку *11* потребители не присоединены. При отказе задвижки *40* перекрываются задвижки *41* и *70* и недоподача газа также равна нулю.

Определим показатель надежности по данным табл. 9.5 и 9.6. Суммирующий член в уравнении для $R_{сист}$ напишем раздельно для аварийных ситуаций, связанных с отказами участков газопроводов, и для аварийных ситуаций, возникающих в результате отказов задвижек. Первая часть суммы дана итогом в последней графе табл. 9.5, а вторая определяется произведением общей суммы отношений

$$\frac{\Delta Q_j}{Q_0}$$

(по табл. 9.6) на постоянное значение отношения $\omega_з$ к $\Sigma\omega_i$. Таким образом, уравнение для определения показателя надежности запишем так:

$$R_{сист}(t)=1-\left(1-e^{-\Sigma\omega_i t}\right)\left(\sum_{уч}\frac{\Delta Q_j\omega_i}{Q_0\Sigma\omega_i}+\sum_{задв}\frac{\Delta Q_j\omega_з}{Q_0\Sigma\omega_i}\right)$$

Подставив в уравнение численные значения параметров, получим

$$R_{сист}(10)=1-(1-e^{-0{,}06625\cdot10})[0{,}045331+$$

$$+(1{,}680412+2{,}028352)\,0{,}007547]=$$

$$=1-0{,}035503=0{,}964497.$$

Из расчетов надежности кольцевых газовых сетей установлено, что показатель надежности кольцевых газовых сетей высокого (среднего) давления с тупиковыми ответвлениями к потребителям и секционированием сети на участки, к которым присоединены потребители (отключаемые с отключением участка), невысок и при расчетном значении $t=10$ лет составляет величину $R_{\text{сист}}(10)=0{,}95...0{,}97$. Если система будет реконструироваться через $t=5$ лет с включением дополнительных резервов и повышением степени секционирования, то можно ожидать увеличения показателя надежности примерно до 0,98. Дальнейшего повышения надежности системы газоснабжения можно добиться путем присоединения всех ответвлений к потребителям таким образом, чтобы отказы участков не приводили к отключению потребителей.

Выше был приведен расчет показателя надежности распределительной газовой сети высокого давления небольшого города. Расчет был произведен непосредственно по формуле, полученной для основного показателя надежности $R_{\text{сист}}(t)$, т. е. для каждого элемента сети был определен параметр потока отказов и отключаемая мощность, соответствующая этому элементу, после чего было рассчитано значение показателя надежности $R_{\text{сист}}(10)$. Такой метод для больших систем трудоемок и главное не дает возможность проведения наглядного анализа системы для выявления путей повышения надежности в случае такой необходимости. Поэтому для больших систем целесообразно сначала рассчитать все нерезервированные сети. Получить для них эквивалентированные характеристики. И после этого с учетом полученных характеристик рассчитать резервированную (кольцевую) часть сети. Естественно, что полученные показатели надежности будут характеризовать всю распределительную сеть, но такой подход позволяет сразу оценить вклад в ненадежность той или иной части сети, произвести необходимую корректировку и добиться соответствия показателя надежности нормативным требованиям.

9.5. Алгоритм расчета надежности нерезервированной газовой сети (тупиковой, разветвленной)

Сначала рассмотрим методику расчета, а затем алгоритм. Методика расчета включает следующие основные этапы: 1) формирование задания с учетом топологии сети; 2) определение расчетных расходов для всех участков сети; 3) формирование эквивалентированных зон сети, объединяющих элементы, соединенные по надежности последовательно; 4) расчет показателя надежности $R_{\text{сист}}t$; 5) если сеть

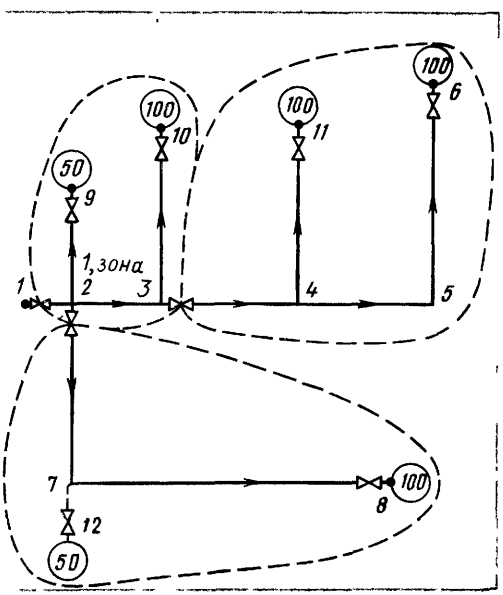


Рис. 9.10. Тупиковая разветвленная газовая сеть *1,2, 12*—номера узлов, 50, 100, —расходы газа в узлах в м³/ч

является самостоятельной, а не элементом смешанной сети (кольцевой с тупиковыми ответвлениями), тогда численное значение полученного показателя надежности сравнивается с нормативным значением, после чего принимаются необходимые решения. Если рассчитанная сеть является элементом смешанной сети, тогда для нее определяются эквивалентные параметры, которые используются в дальнейших расчетах.

Рассмотрим подробнее отдельные этапы расчета.

1. **Задание**. На рис. 9.10 показана схема тупиковых газопроводов, основной показатель надежности которой следует определить. Потребители присоединены во всех концевых узлах всех концевых ответвлений. Длина концевого ответвления может быть равной нулю. Все узлы перенумерованы. Первый узел — точка питания сети. Перед каждым потребителем установлена задвижка. Она имеет номер узла, к которому присоединен потребитель. Секционирующие задвижки установлены в начале участков, поэтому они обозначены номерами соответствующих участков.

Задание для расчета показателя надежности тупиковой сети (на примере рис. 9.10) состоит из следующих данных: 1) значения параметров потоков отказов элементов: $\omega_г = 2 \cdot 10^{-3}$ 1/(км·год) (для газопровода); $\omega_з = 0{,}3 \cdot 10^{-3}$ 1/год (для стальной задвижки); 2) расчетное время $t = 10$ лет; 3) топология сети задается матрицей инциденций (матрицей вершин). Где в первой строке приведены начала участков, во второй строке — концы участков, в третьей строке дана информация о наличии на участке секционирующей задвижки —*1*, если задвижка установлена, *0*— если задвижки нет. Ниже приведена матрица инциденций для примера рис. 9.10;

Матрица *NKUZ (JI)*

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	2	3	4	5	4	3	2	2	7	7
2	2	3	4	5	6	11	10	9	7	8	12
3	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0

4) длины участков (*l*, м) заданы матрицей длин *DLU(I)*. Участки нумеруют в порядке следования участков в матрице *NKUZ(JI)*, общее количество участков *KNK* (в рассматриваемом примере) —11;

Матрица *DLU (I)*

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	10	20	30	30	50	40	40	25	40	70	0

5) матрица нагрузок участков $Q(1)$ ($м^3/ч$). Нумерация участков соответствует нумерации предыдущих матриц. Нагрузка концевого участка равна нагрузке его концевого узла, поэтому в матрице для концевых участков расходы проставлены. Для остальных участков первоначально проставляем нули, которые будут заменены расходами после расчета.

Матрица *Q(I)*

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0	0	0	0	100	100	100	50	0	100	50

II. **Расчет**. Расчетные расходы определяем по алгоритму, приведенному ниже. В итоге расчета матрица $Q(I)$ принимает следующий вид.

Матрица $Q(I)$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	500	300	200	100	100	100	100	50	150	100	50

Формируем эквивалентированные зоны сети, приспособленные для расчета надежности. В эквивалентированную зону объединяем все элементы, соединенные по надежности последовательно. Участки газопроводов с оборудованием и задвижками будут соединены с позиций оценки надежности последовательно, если отказ любого из перечисленных элементов приведет к необходимости отключения одних и тех же потребителей. Эти элементы составляют эквивалентированную зону. Эквивалентированная зона ограничивается секционирующими задвижками. В зону войдут следующие элементы сети: участки с оборудованием, задвижки перед потребителями, секционирующие задвижки, замыкающие зону по ходу газа. Секционирующая задвижка, от которой начинается эквивалентная зона, в эту зону не входит, кроме первой зоны.

Для возможности ремонта или замены любого элемента эквивалентированной зоны необходимо перекрыть все секционирующие задвижки, ограничивающие эту зону. Число эквивалентированных зон определяется числом и расположением секционирующих задвижек.

Параметр потока отказов зоны ω_j определяется как сумма параметров потоков отказов всех элементов, входящих в эту зону, т. е. $\omega_j = \Sigma \omega_i$. Отключаемая мощность ΔQ_j при отказе зоны равна расчетному расходу газа на головном газопроводе $Q_{гол}$ эквивалентированной зоны, т. е. $\Delta Q_j = Q_{гол}$. Для газовой сети, показанной на рис. 9.10, наблюдаются три зоны, ограниченные пунктирными линиями, проходящими через секционирующие задвижки.

Эквивалентирование начинаем с головной задвижки и первого участка, которые включаем в первую зону. Далее по матрице $NNK(J, I)$ просматриваем по очереди все участки, выходящие из конца первого участка. Участки, которые имеют в своих началах задвижки, в эквивалентированную зону не включаем, а включаем только эти задвижки. Участки, которые не имеют секционирующих задвижек, включаем в зону, ищем их концы и аналогично по очереди просматриваем все участки, выходящие из этих концов. Если включенный в зону участок на конце имеет задвижку (перед потребителем), тогда она включается в зону как конечная. Так поступаем до исчерпания всех участков, у которых нет секционирующих задвижек.

Аналогично формированию первой зоны по очереди формируются все остальные зоны вплоть до исчерпания всех участков сети. Порядок формирования зон определяется дополнительными создаваемыми рабочими массивами: $NSU(I)$ — номеров свободных участков и $NSK(J)$ — номеров свободных концов. По мере использоваия свободных концов они зачеркиваются в соответствующих массивах.

По мере формирования зоны длины включаемых участков складываются, складывается и число включаемых задвижек. Поэтому к концу формирования каждой зоны для этой зоны имеем: $\sum_{k=1}^{K_{уч\,j}} L_k$; $K_{з.j}$; ΔQ_j, где ΔQ_j — нагрузка входного участка в j-ю зону; L_k—длина k-го участка; $K_{уч\,j}$; $K_{зj}$— соответственно число линейных участков и задвижек в j-й зоне (для всех зон, кроме первой, задвижка,

стоящая на входном в зону участке, не учитывается).

По полученным характеристикам зон и исходным данным рассчитываем показатели надежности в следующей последовательности:

1) определяем вклад в ненадежность каждой зоной:

$$\sigma_j = \left(\omega_г \sum_{k=1}^{k_{уч\,j}} L_к + \omega_з K_{зj} \right) \Delta Q_j ;$$

2) определяем вклад в ненадежность газовой сети всеми зонами IZ

$$\sigma = \sum_{j=1}^{j=Iz} \sigma_j .$$

3) определяем сумму параметров потоков отказов всех элементов сети Ω:

$$\Omega = \sum_{j=1}^{j=IZ} \left(\omega_г \sum_{k=1}^{k_{уч\,j}} L_к + \omega_з k_{зj} \right) ;$$

4) определяем показатель надежности $R_{сг}(t)$:

$$R_{сг}(t) = 1 - \frac{1 - e^{-T\Omega}}{Q_0 \Omega} \sigma ,$$

где Q_0 — общая газовая нагрузка сети, T — расчетное время

Если тупиковая разветвленная газовая сеть является самостоятельной, а не ответвлением от кольцевой сети, то надежность ее оценивается полученным в результате расчета показателей $R_{сг}(t)$. Если тупиковая сеть является ответвлением от кольцевой сети, тогда тупиковую сеть заменяют эквивалентным ответвлением с $\omega_{эк\,j}$ и $\Delta Q_{эк\,j}$. Эти параметры используют при расчете кольцевой сети. Поэтому расчетная схема кольцевой сети представляется в виде кольцевой сети с сосредоточенными нагрузками в узлах и без разветвленных ответвлений. Каждая узловая сосредоточенная нагрузка характеризуется эквивалентным значением параметра потока отказов и расчетным расходом. Если это просто ответвление с задвижкой, тогда

$$\omega_t = \omega_г l_{отв} + \omega_з \text{ и } Q_t .$$

Если это разветвленная сеть, тогда рассчитывают для нее величины $R_{сг}(t)$ и далее эквивалентные значения $\omega_{эк\,j}$ и $\Delta Q_{эк\,j}$. За величину $\omega_{эк\,j}$ принимают сумму фактических значений ω_t для всего разветвленного тупикового ответвления, т. е.

$$\omega_{эк\,j} = \sum_j \omega_t .$$

Величину $\Delta Q_{эк\,j}$ рассчитывают из полученного значения $R_{сг}(t)$

$$\frac{1 - R_{сг}(t)}{1 - e^{-\Sigma \omega_j t}} = \sum \frac{\Delta Q_j \omega_j}{Q_0 \Sigma \omega_j} =$$

$$= \frac{1}{Q_0} \frac{\Sigma \Delta Q_j \omega_j}{\Sigma \omega_j} = \frac{\Delta Q_{эк\,j}}{Q_0} ,$$

т. е.

$$\Delta Q_{эк\,j} = \frac{\Sigma \Delta Q_j \omega_j}{\omega_{эк\,j}} \text{ или } \Delta Q_{эк\,j} = \frac{1 - R_{сг}(t)}{1 - e^{-\Sigma \omega_j t}} Q_0 .$$

9.6. Алгоритм расчета резервированной кольцевой газовой сети

Методика расчета, согласно которой строится алгоритм, состоит из следующих этапов: 1) формирование задания с учетом топологии сети; 2) определение расчетных расходов для всех участков сети; 3) формирование эквивалентированных зон сети; 4) расчет показателя надежности $R_{сг}(t)$.

Составление задания. Первоначально составляется расчетная схема сети (см. рис. 9 11). На схеме изображается только кольцевая часть сети. Предполагается, что все тупиковые ответвления эквивалентированы, поэтому узловая нагрузка (изображаемая на схеме стрелкой) характеризуется двумя показателями:

$$\omega_t, \ \Delta Q_t .$$

Алгоритм расчета R_{cr} /t/

Ввод исходных данных

Определение расчетных расходов для участков сети. Преобразуем матрицу Q (I), заменив в ней нули действительными расходами

Просматриваем все номера матрицы Q (I) спреве налево до первого участка с нулевой нагрузкой. В рассматриваемом примере по рис. 5.10 – это Q (9).

Для участка с нулевой нагрузкой по матрице NKUZ(J, I) находим его конец и устанавливеем участки, выходящие из него – это 7 – 8 и 7 – 12.

По полученным данным и матрице Q (I) рессчитываем расход на участке 9. Он равен 100 + 50 = 150. Его заносим в Q (9) вместо нуля.

Аналогично заменяем все нули в матрице Q (I) на фактические расходы газа по участкам.

Начало цикла по формированию эквивалентированных зон.

Создаем рабочие массивы: NSU (I) – номеров свободных участков и NSK (I) – номеров свободных концов. Массив NSU (I) строится соответственно нумерации в порядке следования участков в матрице NKUZ (J, I). Он строится сразу, а массив NSK (I) по мере формирования зон.

Первая зона начинается с первого участка. Для него из NKUZ(J, I) берем конец и заносим его в первую клетку метрицы NSK (I), а первый участок из массива NSU (I) исключаем. Для первого сводобного конца NSK(2) устанавливаем выходящие участки: 2 – 3, 2 – 9, 2 – 7. На участках 2 – 3 и 2 – 9 задвижек нет, поэтому их включаем в первую зону, а участок 2 –7 не включаем. Включаем секционирующую задвижку 2 – 7. Участки 2 – 3 и 2 – 9 из NSU (I) вычеркиваем. В массив NSK (I). записываем свободные концы 3 и 7. Конец 9 закенчивается задвижкой. Задвижку включаем в зону. Из конца 3 выходят участки 3 – 10; 3 – 4. Участок 3 – 10 с задвижкой и задвижку 3 включаем в зону. На этом формирование первой зоны заканчивается. Длины участков и количество задвижек суммируются.

Из массива NSU (I) берется следующий свободный участок: 3 – 4 и аналогично предыдущему формируется следующая зона. Эта процедура продолжается до исчерпания всех свободных участков в массиве NSU (I).

По полученным данным для эквивалентированных зон и приведенным выше формулам рассчитывается R_{cr} /t/.

К

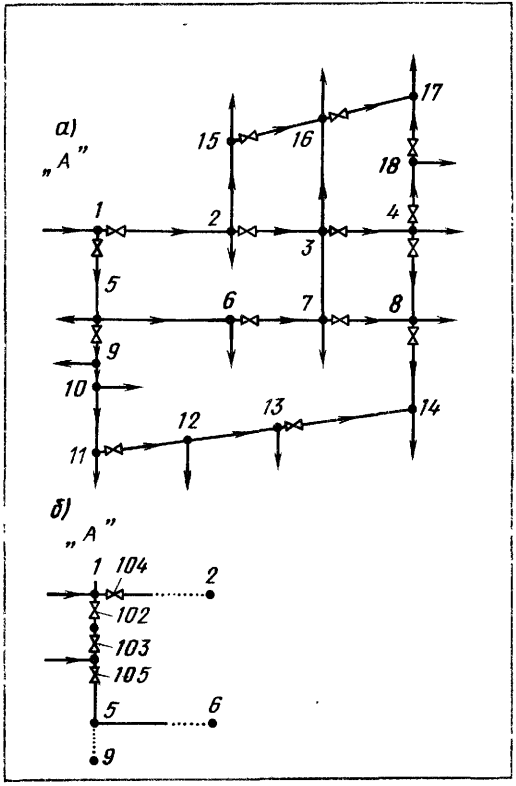


Рис. 9.11. Кольцевая газовая сеть
а — схема кольцевой сети; *б* — узел ввода *А* (расшифровка); *1, 2, 3,. .,18* — номера узлов сети; *102 ..105* в расшифровке *А*

В частности, узловая нагрузка может равняться нулю. Все узлы нумеруются и на каждом участке проставляется стрелка, указывающая направление движения газа. Следовательно, сеть представляет собой конечный связанный ориентированный граф. Нумерация узлов осуществляется произвольно, но первые узлы — узлы питания. Секционирующие задвижки устанавливаем в начале участков, поэтому их обозначаем номером участка.

Узел ввода на рис. 9.11, *а* показан эквивалентированный. Его конструктивная расшифровка дана на рис. 9.11, *б* (узел «*А*»). Он конструируется следующим образом. Из ГРС выходят параллельно две нитки газопроводов. На кольце между ними рядом устанавливаются две задвижки *102* и *103*. Это позволяет при аварийном отказе любой нитки или задвижки обеспечить подачу газа в сеть. (Для простоты рассуждений обозначим задвижки 1—2 и 1—5 дополнительными номерами 104 и 105.) Просмотрим отказы элементов узла ввода: 1) линейный участок от ГРС в узел *1*; перекрываем задвижки *104* и *102*; 2) дублирующий линейный участок от ГРС, перекрываем задвижки *103* и *105*; 3) задвижка *102*, перекрываем задвижки *104* и *103*; 4) задвижка *103*, перекрываем задвижки *102* и *105*.

При всех рассмотренных четырех отказах выключение из системы отказавшего элемента не приводит к прекращению подачи газа в сеть. Газ подается по той нитке подводящих газопроводов, которая не отключена от сети. Следовательно, рассмотренная конструкция узла ввода исключает возможность полного прекращения подачи газа в сеть. Отказы задвижек *104* или *105* приводят к необходимости отключения соответствующих участков (*1—2* или *1—5*), но подача газа в сеть будет осуществляться по неотказавшему участку. Эти отказы рассматриваются в расчете надежности наряду с другими отказами.

Учитывая изложенное, фактическая конструкция узла «*А*» может быть эквивалентирована узлом *1* и двумя задвижками справа и слева от узла *1* (см. рис. 9.11, *а*). При этом, при отказе правой задвижки, газ в сеть будет поступать через левую, а при отказе левой — через правую. Это учитывается в расчете надежности.

Схема сети и основные ее параметры задаются массивом *NNK(J1)*, в который включается матрица инциденций (матрица вершин). Число столбцов массива (*1*) равно числу участков сети. В строчках помещаются следующие данные: *1*— строчка — начала участков, *2* — строчка — концы участков, *3* — строчка указывает на наличие задвижки на участке: *1*— если задвижка есть, *0*— если задвижки нет, *4*— строчка — длины участков.

Для определения расходов газа по участкам сети задается матрица узловых расходов $SQ(K)$ Задаются также ω_1, ω_3, t. *Расчетные расходы* для участков сети определяют по методике, близкой к методике расчета тупиковых газовых сетей.

Массив $NNK(JI)$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	1	2	3	1	5	6	7	4	5	9	10	11	12	13	8	2	15	16	4	18
2	2	3	4	5	6	7	8	8	9	10	11	12	13	14	14	15	16	17	18	17
3	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	0	1	1	1	1
4	3	2	2	2	3	2	2	2	1	0,5	1,5	2,2	2,2	3,3	2	2	2,2	2,2	1,5	1,5

Массив SQ (K)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	0	500	1200	10000	500	500	8000	1200	1000	1000	700	700	600	10000	600	1000	7000	500

Рассмотрим методику формирования эквивалентированных зон сети Эквивалентирование начинаем с первого узла (узла ввода) и первого участка. На рис. 9.11 это узел *1*, участок *1—2* и задвижка *1*. Участок *1—2* включаем в первую зону. Задвижку *1*, которая является границей первой зоны, включаем в вспомогательный массив $NZ(I)$ по нумерации, принятой в массиве $NNK(JI)$, и в первой строке этого массива в столбце участка *1* (*1—2*) записываем единицу, т. е. фиксируем, что зона *1* граничит с задвижкой *1* Узел *2* является свободным концом первой зоны. Ищем в массиве $NNK(J, I)$ участки, выходящие из узла *2*, в первой строке массива — начал участков. Из узла *2* выходит: *2—3* с задвижкой в начале (третья строка) и *2—15* без задвижки. В первую зону включаем участок *2—15*, задвижку *2—3*, которая является границей первой зоны, включаем в массив $NZ(I)$, в котором в столбце *2* проставляем 1. Рассматриваем оставшиеся свободные концы участков первой зоны — это узел *15*. Из него выходит участок *15—16* с задвижкой *15 (16)*, которая является границей первой зоны. Так как больше свободных концов нет — первая зона сформирована. Проставляем единицу в массиве $NZ(I)$ в колонке *17*. В первую зону вошли участки *1—2* и *2—15*. Определяем длину газопроводов первой зоны из массива $NNK(J, I)$ — четвертая строка. $\Sigma L_к = 3+2=5$ км. Число задвижек $\frac{1}{}$ — одна. В зону входят узлы *2* и *15* (первый узел не учитываем), которые несут нагрузки 500 и 600, поэтому $\Delta Q_1 = 500+600=1100$ м^3/ч. Первая зона имеет следующие свободные граничные участки: *1—5, 15—16, 2—3*. Их заносим во вспомогательный массив $NSU(I)$. В соответствующие столбцы *1*: *4, 17, 2*.

Массив $NZ(I)$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	1	1		2		2			2								1			
2																				

Массив $NSU(I)$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1		2		1		6			5								15			
2		3		5		7			9								16			

Начинаем формировать вторую зону. В качестве первого участка выбираем первый свободный граничный участок, расположенный слева в массиве $NSU(I)$. Это участок *1—5* с задвижкой *1(5)*. Участок *1—5* включаем во вторую зону, а задвижку *1(5)* отмечаем в массиве $NZ(I)$. Из узла *5* выходят участки *5—6* без задвижки, его включаем в зону и *5—9* с задвижкой *5(9)*. Задвижка *5(9)* — граница второй зоны, поэтому делаем соответствующую отметку в массиве $NZ(I)$. Из узла *6* выходит участок *6—7* с задвижкой *6(7)*. Это граница второй зоны. Делаем соответствующую отметку в массиве $NZ(I)$. Во вторую зону вошли: участки *1—5*, *5—6* и задвижка *1(5)*. $\Sigma L_к = 2+3=5$ км, $\Delta Q_2 = Q_5 + Q_6 = 500+500=1000$ м^3/ч. Из второй зоны выходят свободные граничные участки: *5—9* и *6—7*. Эти участки записываем в массив $NSU(I)$. Участок *1—5* перестал быть свободным, поэтому его стираем в массиве $NSU(I)$. Аналогично формируем последующие зоны вплоть до исчерпания всех участков. На рис 9.11 все получающиеся зоны для сети оконтурены через секционирующие (граничные) задвижки. Всего получилось двенадцать зон Сеть имеет пятнадцать секционирующих задвижек. Следовательно, для примера газовой кольцевой сети, изображенной на рис. 9.11, получается всего двадцать пять эквивалентированных элементов, которые учитываем в расчете надежности.

По полученным характеристикам зон газопроводов и исходным данным определяем их суммарные характеристики.

1) параметр потока отказов зоны

$$\omega_j = \omega_г \sum_j L_к.$$

2) вклад в ненадежность системы зоной

$$\sigma_j = \omega_j \Delta Q_j.$$

После формирования зон газопроводов сети необходимо учесть вклад в ненадежность секционирующими задвижками. Каждая секционирующая задвижка представляет собой самостоятельный элемент, отказ которого приводит к необходимости отключения двух соседних зон, на границе которых она расположена. Поэтому при отказе задвижки отключаемая мощность равна сумме отключаемых мощностей, соответствующих отключаемым зонам. Отключаемые зоны определяем из массива $NZ(I)$. Таким образом, для каждой задвижки, обозначенной в массиве $NNK(J, I)$, устанавливаем:

$$\omega_з \text{ и } \Delta Q_{з\,j} = \Delta Q_{j,1} + \Delta Q_{j,2},$$

где $\Delta Q_{j\,1}$ и $\Delta Q_{j\,2}$ — отключаемые мощности при отказе соседних зон с задвижкой, обозначенных в первой и второй строках массива $NZ(I)$

Только задвижки, примыкающие к узлу питания, имеют по одной соседней зоне. Они включены соответственно в эти зоны.

Рассчитываем вклад в ненадежность системы, вносимый задвижками:

$$\sigma_{з,j} = \omega_з \Delta Q_{з,j}.$$

Заканчиваем расчет надежности с учетом зон газопроводов и секционирующих задвижек:

1) определяем сумму параметров потоков отказов всех элементов системы:

$$\Omega = \sum_{j=1}^{j=MZ} (\omega_г \sum_j L_к) + \omega_з NZ,$$

где MZ — общее число газопроводных зон; NZ — общее число секционирующих задвижек, исключая головные задвижки,

2) определяем вклад в ненадежность газовой сети всеми элементами;

$$\sigma=\sum_{j=1}^{j=MZ}\sigma_j+\sum_{з\,j=1}^{з\,j=NZ}\sigma_{зj}:$$

3) определяем показатель надежности $R_{сг}(t)$

$$R_{сг}(t)=1-\frac{1-e^{-T\Omega}}{Q_0\,\Omega}\sigma$$

9.7. Нормирование основного показателя надежности газовой сети $R_{сг}(t)$

Выражение для расчета показателя надежности $R_{сг}(t)$ можно преобразовать так:

$$R_{сг}(t)=1-\sum_{j=1}^{j=l}\frac{\Delta Q_j\,\omega_j}{Q_0\,\Sigma\omega_j}\left(1-e^{-\Sigma\omega_j t}\right)=$$

$$=1-\frac{M\Delta Q_j}{Q_0},$$

где $M\Delta Q_j=\sum_{j=1}^{j=l}\frac{\Delta Q_j\,\omega_j}{\Sigma\omega_j}\left(1-e^{-\Sigma\omega_j t}\right)=$

$$=\Delta Q^{ф}_{ср}\left(1-e^{-\Sigma\omega_j t}\right),$$

$$\Delta Q^{ф}_{ср}=\sum_{j=1}^{j=l}\frac{\Delta Q_j\,\omega_j}{\Sigma\omega_j},$$

$M\Delta Q_j$ — математическое ожидание отключаемой мощности в аварийных ситуациях, $\Delta Q^{ф}_{ср}$ — фактическая средняя величина отключаемой мощности в аварийных ситуациях

Нормативные значения $R_{сг}(t)$ можно получить исходя из допустимого значения $\Delta Q^{ф}_{ср}$. На основании анализа работы и ремонта действующих систем газоснабжения с учетом мощностей аварийно-восстановительных служб можно принять нормативные значения для $\Delta Q^{ф}_{ср}=6000$ 10 000 м^3/ч. Меньшие значения принимаются для городов с меньшей численностью населения. Из анализа плотности газовой сети, отнесенной к плотности населения, ее насыщенности оборудованием и принимая $t=10$ лет можно рекомендовать следующие нормативные значения $R_{сг}(10)$, приведенные ниже:

население города в тыс чел <100, 100—500, 500—1000, >1000 соответственно $R_{сг}$ 0,95, 0,97, 0,98, 0,99

При отказе элемента кольцевой газовой сети ее переводят на режим лимитированного газоснабжения. Для полной оценки надежности газовой сети необходимо знать вероятность попадания потребителей в лимитированный режим газоснабжения и эту вероятность нормировать. В результате ограничивается зона потребителей, получающих пониженный расход газа при аварийных ситуациях. Вероятностный показатель определяется уравнением:

$$q_л=1-e^{-\Sigma_{\omega_i'}},$$

где $\Sigma_{\omega_i'}$ — сумма параметров потоков отказов всех элементов кольцевой части сети, участки которой взаимно резервируют друг друга

При проектировании необходимо соблюдать условие $q_л\leqslant q_л^{норм}$. За нормативное значение $q_л^{норм}$ рекомендуется принять величину в 0,02. Нормированное значение $q_л$ определяет размеры взаимно резервируемой части кольцевой сети высокого (среднего) давления города. При отказе ее элемента на лимитированное газоснабжение переводят только потребителей этой части. Потребители, не вошедшие в эту часть сети, получают расчетные расходы газа. На такие условия рассчитывают диаметры кольцевой сети при аварийных гидравлических режимах.

9.8. Оценка надежности газоснабжения отдельных потребителей

Отказ на кольцевой сети приводит к необходимости отключения отдельных потребителей. Для оценки частоты отключения потребителя i от кольцевой части сети следует рассчитать вероятность отключения в течение года:

$$q_{откi}=1-e^{-\Sigma\omega_i},$$

где $\Sigma\omega_i$ — сумма параметров потоков отказов элементов, входящих в секционированную зону

кольцевой сети, отказ которой приводит к отключению потребителей.

Учитывая то, что отключение потребителей наносит большой социальный и экономический ущерб, вероятность отключения должна быть нормирована. Нормативное значение целесообразно принять равным:

$$q_{\text{отк } i}^{\text{норм}}=0{,}005,$$

следовательно, $q_{\text{отк } i}$ должно быть меньше или равно 0,005. Величина нормативного значения $q_{\text{отк } i}$ определяет степень секционирования кольцевой сети и насыщенность секционированной зоны оборудованием. Так как ущерб связан с длительностью отключения потребителей, которая зависит от времени ремонта или замены элемента (время восстановления) $t_{\text{восст}}$, поэтому $t_{\text{восст}}$ следует нормировать. Это будет детерминированный — второй показатель надежности для отключаемого потребителя. Нормативное значение $t_{\text{восст}}^{\text{норм}}$ принимаем равным 7 ч. Это условие определяет необходимую производственную оснащенность и технический уровень аварийно-восстановительной службы.

Любые отказы на нерезервированной части сети высокого (среднего) давления приводят к отключению одного или группы потребителей.

Для оценки таких отключений используется тоже вероятностный показатель надежности

$$q_{\text{отк н}}=1-e^{-\Sigma\omega_i},$$

где $\Sigma\omega_i$ — сумма параметров потоков отказов газопроводов и всего оборудования ответвления по пути газа от кольцевой части сети до наиболее удаленного потребителя. Таких потребителей предположительно может быть несколько Для всех таких потребителей следует провести расчеты

Показатель $q_{\text{отк н}}$ рассчитывают для одного года, а его нормированное значение накладывает ограничения на длину и насыщенность оборудованием ответвления к потребителю. Нормированное значение $q_{\text{отк н}}^{\text{норм}}$ принимаем равным 0,01. Следовательно, при проектировании тупиковых сетей высокого (среднего) давления необходимо соблюдать условие $q_{\text{отк н}}\leqslant 0{,}01$. Второй детерминированный показатель надежности принимают таким же, как и в случае отключения потребителей при отказах на кольцевой части сети, т. е. $t_{\text{восст}}^{\text{норм}}=7$ ч.

Глава 10
Технико-экономический расчет газовых сетей

10.1. Технико-экономическое обоснование схем городских газовых сетей

Система газоснабжения должна быть не только надежной и безопасной в эксплуатации, но и экономично спроектированной. Поэтому технико-экономический расчет газопроводов представляет собой одну из важнейших задач. Любой вариант системы газоснабжения оценивают капитальными вложениями К, руб. (стоимостью строительства), издержками на эксплуатацию И, руб/год (величиной, определяющей себестоимость транспортирования газа) и приведенными затратами З, руб/год:

$$З=И+(1/Т)К=И+ЕК,$$

где Т — нормативный срок окупаемости ($Т=8{,}33$ года); Е — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений ($E=0{,}12$ 1/год).

Стоимость газопроводов зависит от стоимости труб и стоимости строи-

тельства, которая определяется глубиной укладки труб, характеристикой грунта и дорожного покрытия, способами соединения труб, степенью механизации производства работ и т. д Перечисленные показатели с известным приближением делят на две группы: зависящие и не зависящие от диаметра труб Такое деление имеет большое значение для технико-экономических расчетов, так как положение минимума функции стоимости не зависит от постоянных величин. Стоимость труб — основная составляющая общей стоимости смонтированного газопровода — в наибольшей степени зависит от диаметра. Для городских газопроводов толщина стенки трубы всегда бывает больше величины, необходимой по условию прочности, поэтому стоимость городских газопроводов практически не зависит от давления газа Стоимость земляных работ в меньшей степени зависит от диаметра труб, чем стоимость газопровода, а глубина его укладки вообще очень слабо зависит от диаметра. Для определения зависимости стоимости газопровода от диаметра труб составляют сметы на строительство газопроводов разных диаметров при различных условиях прокладки Для городских газопроводов эту зависимость можно представить формулой

$$K_г = a + b_1 d ,$$

где $K_г$ — стоимость 1 м уложенного газопровода, руб/м, a — коэффициент стоимости, руб/м, b_1 — коэффициент стоимости, руб/(см××м), d — диаметр газопровода, см

Капитальные вложения в газопроводы можно определять по упрощенной зависимости

$$K_г = bd \qquad (10.1)$$

Для городских газопроводов и средних условий прокладки значение коэффициента b изменяется в пределах 0,5...0,6 руб/(м·см). Стоимость газорегуляторных и газораспределительных станций зависит от типа и пропускной способности станций и определяется по сметам.

Эксплуатационные издержки для городских систем газоснабжения складываются из следующих основных частей: 1) амортизационных отчислений, включая расходы на капитальный ремонт, 2) расходов на текущий ремонт и обслуживание. Для определения себестоимости внутригородского транспортирования газа эксплуатационные издержки делят на годовое потребление газообразного топлива городом Q, м^3/год.

Амортизационные отчисления, расходы на текущий ремонт и обслуживание определяют как долю от капиталовложений. В этом случае эксплуатационные издержки рассчитывают по формуле, аналогичной формуле для капитальных вложений:

$$И = (f' + f'')K,$$

где f' — доля амортизационных отчислений (включая расходы на капитальный ремонт) от капитальных затрат, f'' — доля расходов на обслуживание и текущии ремонт от К

Расходы по текущему ремонту и обслуживанию городских газовых сетей в основном зависят от протяженности газопроводов и в незначительной степени от их диаметра. В технико-экономических расчетах расходы можно принимать пропорциональными длине газопроводов Таким образом, эксплуатационные издержки на газопроводы определяют по формуле

$$И_г = f'K + \delta \Sigma l , \qquad (10.2)$$

где δ — стоимость обслуживания 1 м газопровода руб/(м·год)

В настоящее время обычно проектируют и строят двухступенчатые системы газоснабжения Они имеют сети высокого давления (0,6 МПа), по которым газ транспортируют промышленным потребителям и в сетевые газорегуляторные пункты, а также сети низкого давления, к которым присоединяют жилые и общественные здания, мелкие коммунальные потребители и небольшие отопительные котельные.

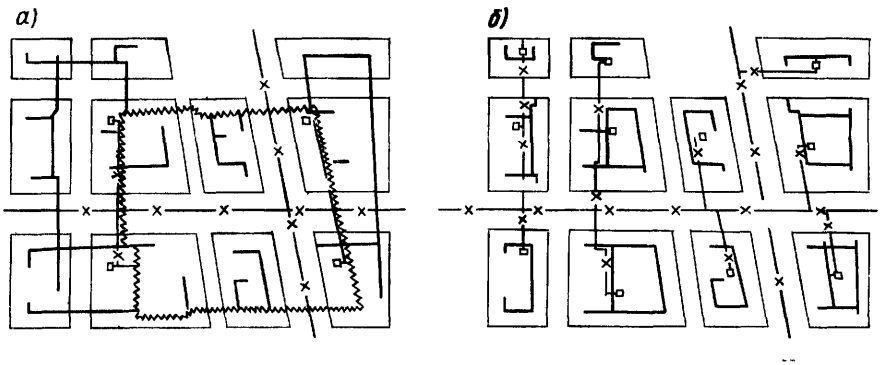


Рис. 10.1. Схемы газовых сетей *а*– схема сетей с ГРП *б*—схема сетей с КРП

На рис. 10.1 показана схема распределительной газовой сети жилого микрорайона с ГРП. Газорегуляторные пункты располагают в центре нагрузки, их число определяют технико-экономическим расчетом. Газ к ГРП поступает по ответвлениям от городской сети высокого давления. Сеть низкого давления выполнена смешанной, т. е. магистральные линии закольцованы, а ответвления к зданиям и группам зданий запроектированы тупиковыми. Для повышения надежности газоснабжения кольцо газопроводов низкого давления, объединяющее ГРП, имеет постоянный диаметр. Это резервирует точки питания со стороны низкой ступени давления: при выключении ГРП потоки газа от соседних ГРП направляются кратчайшим путем в зону отключенного ГРП. Такое решение газовой сети обеспечивает необходимую надежность.

Если по условиям планировки и застройки города нельзя прокладывать сети высокого давления (не позволяют размеры улиц и проездов), то проектируют сеть среднего давления 0,3 МПа (изб.). В таком случае может быть принята двухступенчатая (среднее — низкое давление) или трехступенчатая (высокое — среднее — низкое давление) система. В трехступенчатой системе высокое давление заменяют средним только в центральной, плотно застроенной и населенной части города Выбор того или иного варианта определяют технико-экономическим расчетом.

Распределительная сеть низкого давления состоит из наружной и внутридомовой сетей. По действующему СНиПу в газопроводах жилых и общественных зданий разрешено поддерживать только низкое давление Поэтому внутридомовую сеть низкого давления используют в любой системе газоснабжения Отсюда основным резервом снижения стоимости распределительных городских газовых сетей может служить замена наружных сетей низкого давления сетями среднего давления.

Потери давления в газопроводах обратно пропорциональны давлению газа. С повышением давления диаметры газопроводов уменьшаются, следовательно, и снижается стоимость сети. Диаметр газопровода определяют из выражения

$$d = \left(\frac{a}{2}\right)^{0,19} \frac{Q^{0,38}}{\Delta p^{0,19} \cdot p_{ср}^{0,19}}.$$

Капитальные вложения в строительство газопроводов пропорциональны диаметрам. Для участков сети с одинаковыми расходами газа снижение капитальных вложений при увеличении давления определяют с использованием предыдущей зависимости из формулы

$$K_{вс} = K_{н} \left(\frac{p_{н}}{p_{вс}}\right)^{0,19} \cdot \left(\frac{\Delta p_{н}}{\Delta p_{вс}}\right)^{0,19},$$

где $K_{в.с}$ и $K_н$ — капитальные вложения в сети высокого (среднего) и низкого давлений, $p_{в.с}$ и $p_н$ — среднее давление газа по длине соответствующих газопроводов; $\Delta p_{в.с}$ и $\Delta p_н$ — перепады давления.

С ростом давления газа увеличивается расчетный перепад, что также приводит к уменьшению стоимости сети. Определим снижение капитальных вложений в газовые сети различных давлений. Примем следующие перепады:

для СНД*: $p_н = 1$ кПа;

$p_н = 3$ кПа (абс.);

для ССД: $p_{макс} = 0{,}1$ МПа (изб.);

$\Delta p'_с = 0{,}15 \cdot 0{,}1 = 0{,}015$ МПа;

$p'_с = 0{,}093$ МПа (изб.);

для ССД: $p_{макс} = 0{,}3$ МПа (изб.);

$\Delta p''_с = 0{,}15 \cdot 3 = 0{,}045$ МПа;

$p''_с = 0{,}277$ МПа (изб.);

для СВД: $p_{макс} = 0{,}6$ МПа (изб.);

$\Delta p_в = 0{,}15 \cdot 0{,}6 = 0{,}09$ МПа;

$p_в = 0{,}555$ МПа (изб.).

В результате расчета получаем значения капитальных вложений в сети ССД и СВД в долях от капитальных вложений в сеть СНД: ССД (0,1 МПа) — $K'_с = 0{,}53\ K_н$; ССД (0,3 МПа) — $K''_с = 0{,}387\ K_н$; СВД (0,6 МПа) — $K_в = 0{,}287\ K_н$. Приведенные данные показывают, что капитальные вложения (и соответственно металловложения) в газовые сети можно значительно снизить, если проектировать их на более высокое давление. Как отмечалось выше, основным резервом снижения стоимости городских газовых сетей является перевод наружных СНД на среднее давление. Этот принцип следует положить в основу классификации распределительных сетей жилых микрорайонов. По степени перевода на среднее или высокое давление различают три модификации систем газоснабжения.

Система с газорегуляторными пунктами (ГРП). В ней по сетям среднего (или высокого) давления транспортируют только основные потоки газа, а между бытовыми и мелкими коммунальными потребителями распределяют его по широко развитым СНД (см. рис. 10.1,*а*).

Система с квартальными регуляторными пунктами (КРП см. рис. 10.1, *б*). Здесь большую часть наружных СНД переводят на среднее или высокое давление. КРП оборудуют регуляторами малой производительности, соответствующей потребности примерно одного квартала; устанавливают их в шкафах или киосках. Поэтому КРП имеют значительно меньшую стоимость, чем ГРП. Наружные сети представляют собой малоразветвленные, преимущественно тупиковые газопроводы, соединяющие отдельные здания квартала с КРП.

Система с домовыми регуляторными пунктами (ДРП). Наружную распределительную сеть бытовых и коммунальных потребителей в этой системе полностью проектируют среднего давления. Современные системы рассматриваемого типа оборудуют комбинированными регуляторами давления. Комбинированные регуляторы устанавливают на наружных стенах жилых домов и предприятий бытового обслуживания и от них подают газ во внутридомовые газопроводы.

1. **Система с ГРП** (см. рис. 10.1,*а*). Равномерно распределена по территории, кольцевая, разветвленная, со значительным количеством пересечений проездов. Для районов старой планировки газопроводы прокладывают по всем улицам и проездам. Пересекаясь, они образуют большое количество колец. В условиях новой планировки газопроводы прокладывают внутри кварталов и кольцуют основные магистрали. Регуляторные пункты имеют пропускную способность 1000... 3000 м^3/ч, радиус действия 400... 800 м. Располагают их в отдельно стоящих отапливаемых зданиях. Средний диаметр подводящих газопроводов 100...150 мм. По СВД транс-

* Здесь и далее газовые сети низкого, среднего и высокого давления сокращенно будем называть соответственно СНД, ССД, СВД

портируют газ промышленным потребителям и сетевым ГРП. Сеть многоразветвленная с кольцеванием основных линий. Эта система получила наибольшее распространение. Для таких систем разработано надежное газорегулирующее оборудование необходимой производительности. Накоплен достаточный опыт проектирования и эксплуатации системы. Эксплуатация сравнительно небольшого числа регуляторных станций довольно проста. Опасность, возникающая при утечке газа на СНД, меньше, чем при утечке из сетей высокого и среднего давления. Систему с ГРП можно проектировать для районов старой застройки. Она надежна, удобна в эксплуатации, но менее экономична, чем система с КРП.

2. **Система с КРП**. Такая система является внутриквартальной, разветвленной, частично закольцованной по основным линиям с незначительным числом пересечений проездов. Пропускная способность распределительного пункта (РП) 100...500 м^3/ч радиусом действия 50...200 м, который размещен в отапливаемом шкафу, расположенном на стене здания или вблизи него. Средний диаметр подводящих газопроводов 50...100 мм. По СВД газ передают промышленным потребителям и сетевым КРП. Сеть значительно разветвлена, основные городские линии и межквартальные газопроводы закольцованы. Можно также использовать вариант, состоящий из двух ступеней — СВД и ССД.

Наиболее рациональной и экономичной является внутриквартальная прокладка распределительных газопроводов при минимальном пересечении межквартальных проездов, имеющих усовершенствованные покрытия и в значительной степени загруженных транспортом. Значительную часть внутриквартальной прокладки осуществляют надземным способом по зданиям. В южных районах страны надземная прокладка является преимущественной. При трассировке газопроводов внутри кварталов РП размещают в каждом квартале. Разработаны типовые отапливаемые шкафные установки. Системы с КРП широко распространены.

3. **Система с ДРП.** Сеть этой системы имеет две ступени давления: по СВД газ передают промышленным потребителям и в центральный ГРП; по ССД газ распределяют между домовыми распределительными пунктами. При освоении комбинированных регуляторов давления такая система представляется перспективной.

Оптимальный радиус ГРП. При проектировании многоступенчатых систем газоснабжения возникает вопрос об экономически оптимальном радиусе действия R газорегуляторных пунктов. Действительно, с увеличением числа ГРП уменьшается стоимость сети низкого давления, но повышается стоимость самих ГРП, а также сети среднего или высокого давления, которая питает регуляторные пункты. Следовательно, существует оптимальное значение R, при котором общие приведенные годовые затраты на систему будут минимальными. Найдем выражения для приведенных годовых затрат на систему и отнесем их к единице газифицируемой площади города.

Приведенные затраты на ГРП. Под радиусом действия ГРП понимаем среднее расстояние по прямой от ГРП до точек встречи потоков газа на границе раздела. В соответствии с рис. 10.2,*а* и *б* радиус действия ГРП определяют по формулам:

$$R=\frac{\sqrt{2}}{2}\sqrt{\frac{F}{n}}=0{,}71\sqrt{\frac{F}{n}}\;;\quad n=\frac{F}{2R^2}$$

где n — число ГРП; F — газифицируемая площадь, включая площадь проездов, м^2.

Обозначим через Р, руб., стоимость строительства одного ГРП, тогда капитальные вложения в газорегуляторные пункты $К_{р\,п}$ будут равны:

$$К_{р\,п}=0{,}5РF/R^2. \qquad (10.3)$$

Эксплуатационные издержки $И_{р\,п}$ определим как долю капитальных вложений

$$И_{р.п}=(f'_{р.п}+f''_{р.п})\,К_{р.п}, \qquad (10.4)$$

где $f'_{р.п}$ — доля амортизационных отчислений, включая расходы на капитальный ремонт, от капитальных затрат; $f''_{р.п}$ — доля расходов на обслуживание и текущий ремонт от капитальных вложений.

Приведенные годовые затраты $З_{р.п}$, руб/(год·м^2), на ГРП вычисляют по формуле

$$З_{р.п}=A_1/R^2, \qquad (10.5)$$

где A_1 — постоянный коэффициент ($A_1 = 0{,}5 f_{р.п} Р$);

$$f_{р.п}=f'_{р.п}+f''_{р.п}+1/T.$$

Приведенные затраты на сеть низкого давления. Считая, что сеть низкого давления работает преимущественно в области гидравлически гладких труб, примем следующую расчетную формулу:

$$\Delta p = a\,\frac{Q^{1,75}}{d^{4,75}}\,l,$$

где Δp — перепад давления в сети низкого давления, Па; a — коэффициент, зависящий от состава газа; Q — расчетный расход газа, м^3/ч; d — диаметр газопровода, см; l — длина газопровода, м.

Считая, что сеть низкого давления несет только путевую нагрузку и рассчитана по постоянному удельному падению давления, определим средний диаметр $d_{ср}$, характеризующий сеть в целом:

$$d_{ср}=a^{0,21}(0{,}55\,q\alpha R)^{0,368}\left(\frac{\alpha R}{\Delta p}\right)^{0,21}, \qquad (10.6)$$

где 0,55 $q\alpha R$ — расход газа, по которому рассчитан средний диаметр;

$$q=Q/\Sigma l_{с.н},$$

где q — удельный путевой расход газа, м^3/(ч·м); Q — расчетный расход газа для всей сети низкого давления, м^3/ч; $\Sigma l_{с.н}$ — общая протяженность сети низкого давления, м; $\alpha = R_г/R$ — коэффициент расположения регуляторных пунктов (равен отношению длины пути газа от точки питания до концевой точки $R_г$ к радиусу R действия ГРП).

На рис. 10.2 показаны возможные крайние схемы расположения ГРП на сети низкого давления, имеющей квадратные кольца (как предельно простые), при этом для схемы 10.2,*а* $\alpha=1$; ГРП расположены наиболее экономично (в шахматном порядке). Для схемы рис. 10.2, *б* $\alpha=1{,}41$; ГРП расположены в коридорном порядке; в среднем можно принять $\alpha=1{,}3$.

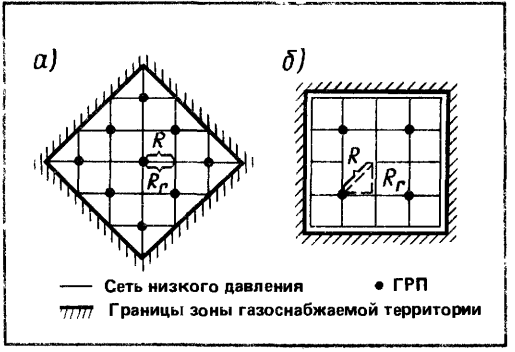


Рис. 10.2. Схема газопровода низкого давления двухступенчатой системы газоснабжения
а — шахматное расположение ГРП [радиус действия ГРП равен радиусу действия газопроводов ($a=1$)]; *б* — коридорное расположение ГРП [радиус действия ГРП меньше радиуса действия газопроводов ($a=1{,}41$)]

Учитывая, что трубы малых диаметров для подземной прокладки не применяют и что расчетный перепад давлений в отдельных случаях может быть не полностью использован, средний диаметр, полученный по формуле (10.6), следует увеличить на 10... ...15 %, т. е.

$$d_{ср}=0{,}9\left(\frac{a}{\Delta p}\right)^{0,21}\cdot q^{0,368}\cdot(\alpha R)^{0,578}. \qquad (10.7)$$

Формула (10.7) определяет средний диаметр с точностью, достаточной для технико-экономических расчетов. Стоимость 1 м проложенного газопровода в диапазоне диаметров, применяемых для подземной сети, находят по уравнению (10.1), которое должно давать наибольшую точность в пределах диаметров 100...200 мм, так как для большинства городов средний диаметр газопроводов заключается в этих пределах.

На основании изложенного капитальные вложения в строительство сети низкого давления определяют по следующему приближенному уравнению:

$$K_{с\,н}=0{,}9b\left(\frac{a}{\Delta p}\right)^{0\,21}\cdot q^{0\,368}\cdot(\alpha R)^{0\,5/8}\cdot\Sigma l_{с\,н} \quad (10\,8)$$

Точность вычисления значения $K_{с\,н}$ достаточна для экономических расчетов. Уравнение (10.8) указывает на связь между капитальными вложениями, параметрами сети $\Delta p, q$ и R, а также позволяет определить капитальные вложения в сеть без расчета ее диаметров.

Эксплуатационные издержки на сеть низкого давления находят по формуле (10.2). Используя предыдущие зависимости, получим уравнение для вычисления приведенных годовых затрат на сеть низкого давления, руб/(год·м^2):

$$З_{с\,н}=A_2+A_3R^{0\,578}; \qquad (10.9)$$

$$A_2=\delta_{с\,г}\varphi_1,$$

$$A_3=0{,}9\,f_{с\,н}\varphi_1\,b\alpha^{0\,578}\left(\frac{a}{\Delta p}\right)^{0\,21}\cdot q^{0\,368},$$

$$f_{с\,н}=f'_{с\,н}+1/T,$$

где φ_1 — коэффициент плотности сети низкого давления, 1/м,

$$\varphi_1=\Sigma l_{с\,н}/F.$$

Для сети, показанной на рис. 10.2,

$$\varphi_1=2/l,$$

где l — средняя длина одной стороны кольца

Коэффициенты A_2 и A_3 являются постоянными величинами. Так как коэффициент A_2 не зависит от R, то его можно не учитывать при нахождении $R_{опт}$.

Приведенные затраты на сеть среднего или высокого давления. При определении влияний стоимости сети среднего или высокого давления на оптимальный радиус действия ГРП используем следующую методику. Предположим, что система газоснабжения была спроектирована при определенном значении R. Если оптимальный радиус не совпадает с принятым R, то с переходом к $R_{опт}$ изменится стоимость сети среднего давления. С изменением радиуса действия ГРП общая нагрузка сети среднего давления остается той же, но меняются конфигурация и протяженность сети, главным образом ее концевых участков (тупиков), при помощи которых ГРП присоединены к сети. Основные линии, питающие ГРП (кольца, полукольца, луч), останутся почти неизменными Поэтому с известным приближением переменную часть стоимости сети среднего давления можно считать пропорциональной суммарной длине тупиковых ответвлений, которыми присоединяются ГРП к основным линиям. Суммарную длину тупиковых ответвлений определим по формуле

$$\Sigma l_{от}=\varphi_2 Rn=0{,}5\varphi_2 F/R,$$

где φ_2 — коэффициент структуры сети среднего давления, равный 0 2 (2 — при последовательном расположении нескольких станций на одном ответвлении), в расчетах можно принимать $\varphi_2=1$

Переменная часть капитальных вложений в сеть в рублях составит:

$$K_{с\,с}=\Sigma l_{от}K_{г\,с}=0{,}5\varphi_2 FK_{г\,с}/R,$$

где $K_{г\,с}$ — стоимость 1 м газопровода среднего давления, руб/м

Переменная часть эксплуатационных издержек, руб/год, будет равна:

$$И_{с\,с}=f'_{с\,с}K_{с\,с}+\delta_{с\,с}\Sigma l_{от},$$

где $\delta_{с\,с}$ — стоимость эксплуатации 1 м газопровода среднего давления, руб/(м·год)

Переменную часть приведенных затрат $З_{с\,с}$, руб/(год·м^2), определим по формуле

$$З_{с\,с}=A_4/R, \qquad (10.10)$$

$$A_4=0{,}5\varphi_2(f_{с\,с}K_{г\,с}+\delta_{с\,с}),$$

где A_4 — постоянный коэффициент

Переменная часть общих приведенных годовых затрат в руб/(год·м^2) составит:

$$З=A_1/R^2+A_3R^{0{,}578}+A_4/R. \qquad (10.11)$$

Из условия минимума приведенных годовых затрат $R_{опт}$ будет равен:

$$dЗ/dR=-2A_1/R^3+$$

$$+0{,}578\,A_3/R^{0\,422}-A_4/R^2=0$$

или

$$R_{опт}=S_1^{0,388}(1+S_2R_{опт})^{0,388}, \quad (10.12)$$

где

$$S_1=\frac{1,92}{\alpha^{0,578}\cdot a^{0,21}}\cdot\frac{f_{р.п}p}{f_{с.н}b}\cdot\frac{\Delta p^{0,21}}{\varphi_1\cdot q^{0,368}};$$

$$S_2=0,5\,\varphi_2\frac{f_{с.с}K_{т.с}+\delta_{с.с}}{f_{р.п}p}$$

Коэффициенты S_1 и S_2 зависят от структуры сети (коэффициентов α, φ_1, φ_2) и экономических показателей. Для конкретной задачи их вычисляют с помощью микрокалькулятора. Величину $R_{опт}$ рассчитывают по алгоритму методом итераций.

Для расчетов по приведенному алгоритму составляют программу.

Для предварительных расчетов с помощью некоторых приближений уравнение (10.12) может быть решено в явном виде. Рассмотрим такое решение. Технико-экономический фактор S_2 учитывает соотношение расходов на подводящие газопроводы среднего давления к ГРП и на ГРП. Как показывают расчеты, для ГРП, располагаемых в отдельно стоящих каменных зданиях, технико-экономический фактор равен:

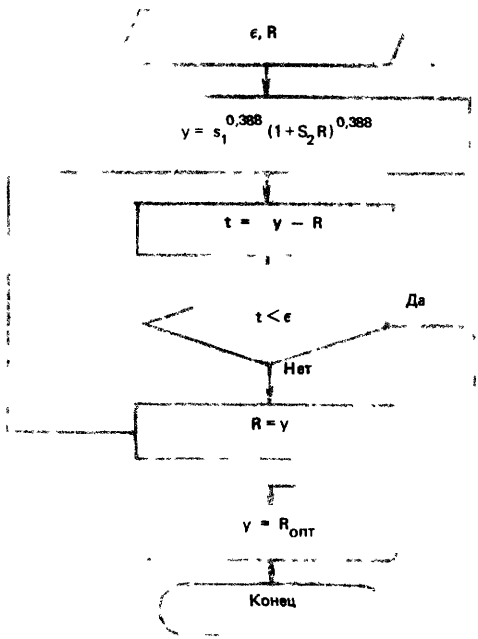
$$S_2=(0,7-1)10^{-3}.$$

В выражении

$$(1+S_2R_{опт})^{0,388}$$

отражено увеличение оптимального радиуса действия, вызванное учетом сети среднего давления. Если сеть среднего давления не принимать во внимание, то выражение $(1+S_2R_{опт})^{0,388}=1$. Для приведенных значений S_2 это выражение можно принять равным в пределах от 1,15 до 1,2. Если в проекте предусмотрен другой тип ГРП (шкафные установки), то это выражение нужно пересчитать.

Для коэффициентов, входящих в технико-экономический фактор, принимаем следующие значения: $\alpha=1,3$; $f_{с.н}=0,15$; $T=8$ лет; $a=20,8$. Коэффициент a приведен для природного газа, однако это значение можно сохранить и для других газов. Ошибка в определении $R_{опт}$ составит не более 3 %



Учитывая изложенное, формула для расчета $R_{опт}$ примет вид:

$$R_{опт}=1,38(P/b)^{0,388}\cdot\frac{\Delta p^{0,081}}{\varphi_1^{0,388}\cdot q^{0,143}} \quad (10.13)$$

Величины, входящие в уравнение (10.13), легко определить из принятых проектных решений. Если стоимость предусмотренных в проекте ГРП отличается от стоимости ГРП обычного типа, то постоянный коэффициент в формуле нужно уточнить, используя выражение (10.12). На основе накопленного статистического материала по технико-экономическим показателям, характеризующим системы газоснабжения, формулу (10.13) можно привести к более простому виду. Для этого следует установить зависимость между коэффициентом φ_1, 1/м и плотностью населения m, чел/га:

$$\varphi_1=0,0075+0,003m/100. \quad (10.14)$$

Преобразуем формулу (10.13), выразив удельную нагрузку сети q в

м³/(ч·м) через плотность населения m, умноженную на удельный часовой расход газа на 1 чел. e в м³/(ч·чел) и коэффициент плотности φ_1, т. е.

$$q=\frac{me}{10^4\varphi_1}.$$

Кроме того, примем величину $b=0{,}55$ руб/(м·см). Тогда оптимальный радиус (м) составит:

$$R_{\text{опт}}=6{,}5\frac{P^{0{,}388}\Delta p^{0{,}081}}{\varphi_1^{0{,}245}(me)^{0{,}143}}.$$

Формулы (10.14) и (10.15) устанавливают связь между оптимальным радиусом действия ГРП и основными параметрами системы газоснабжения. При определении величины e в м³/(ч·чел) следует учитывать всех потребителей, присоединяемых к сети низкого давления. Из рассмотрения формулы (10.15) следует, что значение $R_{\text{опт}}$ увеличивается с ростом величины P и Δp и уменьшается с возрастанием φ_1, m и e. При этом наибольшее влияние на $R_{\text{опт}}$ оказывают стоимость ГРП и коэффициент плотности сети низкого давления φ_1; меньшее влияние оказывают плотность населения m и часовой расход газа e на 1 чел. и совсем незначительное — расчетный перепад давления Δp.

Оптимальную нагрузку ГРП, м³/ч, находим исходя из площади, обслуживаемой ГРП и равной $2R^2$, плотности населения и удельного расхода газа на 1 чел.:

$$Q_{\text{опт}}=meR^2/5000. \qquad (10.16)$$

Если в проекте не удается выдержать оптимальное количество ГРП, то лучше запроектировать меньшее число станций, так как в направлении значений $R>R_{\text{опт}}$ кривая приведенных затрат на систему поднимается более полого, чем в направлении $R<R_{\text{опт}}$.

Пример 10.1. Определить оптимальный радиус и оптимальную нагрузку ГРП исходя из следующих данных: стоимость P одного ГРП равна 3300 руб., расчетный перепад давления для распределительной сети низкого давления $\Delta p=1000$ Па, плотность населения $m=300$ чел/га, удельный часовой расход на 1 чел. $e=0{,}1$ м³/(ч·чел).

Решение:

1) определяем коэффициент φ_1:

$$\varphi_1=0{,}0075+0{,}003(m/100)=0{,}0075+$$
$$+0{,}003(300/100)=0{,}0165;$$

2) определяем величину $R_{\text{опт}}$:

$$R_{\text{опт}}=6{,}5\frac{P^{0{,}388}\Delta p^{0{,}081}}{\varphi_1^{0{,}245}(me)^{0{,}143}}=$$

$$=6{,}5\frac{3300^{0{,}388}\cdot 1000^{0{,}081}}{0{,}0165^{0{,}245}(300\cdot 0{,}1)^{0{,}143}}=442 \text{ м};$$

3) оптимальная нагрузка на один ГРП:

$$Q_{\text{опт}}=(meR^2)/5000=300\cdot 0{,}1\cdot 442^2/5000=$$
$$=1170 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

10.2. Технико-экономический расчет тупиковых газовых сетей низкого давления

Выше был рассмотрен гидравлический расчет сетей низкого давления, состоящих из кольцевой части и тупиковых ответвлений. Диаметры газопроводов кольцевой части сети определялись с учетом надежности газоснабжения, диаметры нерезервированных тупиковых разветвленных сетей определялись по постоянному гидравлическому уклону с максимальным использованием расчетного перепада давлений. Этот расчет для кольцевой части остается неизменным, а для тупиковых ответвлений может быть уточнен путем технико-экономической оптимизации диаметров газопроводов. Учитывая изложенное, полученные диаметры при гидравлическом расчете могут рассматриваться как первое приближение расчета сети, закладываемое в итерационный процесс ее оптимизации.

Задача технико-экономического расчета разветвленных газопроводов сводится к выбору оптимальных диаметров при заданном начальном давлении, т. е. к оптимальному распределению перепадов давлений между последовательно соединенными участками газопроводов. Точные методы технико-экономического расчета дают экономию в металло- и капи-

таловложениях в размере 3...6 %. Здесь под точными методами понимаются методы, опирающиеся на решение системы уравнений, включающей стоимостные уравнения и уравнения технических ограничений для параметров сетей. Первоначально такие методы были разработаны для водопроводных сетей (методы Л. Ф. Мошнина, М. В. Кирсанова и др.), а в дальнейшем стали использоваться для других технологических сетей. Ввиду вычислительной сложности такие методы используют с применением ЭВМ.

При изложении технико-экономического расчета будем исходить из того, что гидравлический расчет сети низкого давления произведен и поэтому известны для всех участков расходы газа Q_l, диаметры d_l и потери давления на участках Δp_l. Кроме того, известно давление в начале и конце сети, то есть:

$$\Delta p = p_н - p_к.$$

Оптимальные диаметры будем находить исходя из условия минимума капитальных вложений в сеть, так как расходы на обслуживание и ремонт для сравниваемых вариантов будут практически одинаковыми. При составлении функции стоимости учитываем только часть капитальных вложений K_l', зависящую от диаметра, так как постоянная составляющая выпадает при дифференцировании.

Переменную часть стоимости участка, руб/уч, определим по уравнению

$$K_l' = bdl;\ \Delta p_l = a\frac{Q_l^{1,75}}{d_l^{4,75}} l_l.$$

Отсюда переменная часть стоимости сети составит:

$$\sum_1^n K_l' = \sum_1^n ba^{0,21} \cdot Q_l^{0,368} \cdot l_l^{1,21} \Delta p_l^{-0,21}, \quad (10.17)$$

где n — число участков сети.

Выбор диаметров d_l или перепадов давлений Δp_l не может быть произвольным, так как нужно удовлетворить условие

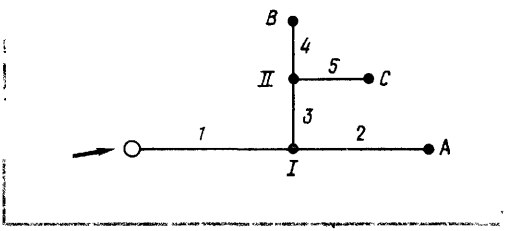


Рис. 10.3. Схема разветвленного газопровода
1—5— участки; *I*, *II*— узлы с незаданными давлениями; *A*, *B*, *C*— узлы с заданными давлениями (концевые точки сети)

$$\Sigma \Delta p_l - \Delta p = 0. \quad (10.18)$$

Число уравнений (10.18) равно числу узлов с заданными давлениями минус первый узел, т. е. числу концевых точек (точки *A*, *B* и *C*, рис. 10.3). Уравнения (10.17) и (10.18) полностью определяют задачу, которая сводится к отысканию минимума функции $\sum_1^n K_l'$ при наличии ограничивающих условий (10.18). Для этого составляем функцию Лагранжа Φ и приравниваем ее частные производные нулю. В результате получаем систему уравнений, состоящую из ограничивающих условий (10.18), и уравнения типа

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \Delta p_l} = 0. \quad (10.19)$$

Общее число уравнений равно числу неизвестных, следовательно, задача экономического расчета диаметров решена. Применительно к схеме сети (см. рис. 10.3) ограничивающие условия имеют вид:

$$\Delta p_1 + \Delta p_2 - \Delta p = 0;$$
$$\Delta p_1 + \Delta p_3 + \Delta p_4 - \Delta p = 0;$$
$$\Delta p_1 + \Delta p_3 + \Delta p_5 - \Delta p = 0.$$

Запишем функцию Лагранжа

$$\Phi = \sum_1^5 ba_l^{0,21} Q_l^{0,368} l_l^{1,21} \Delta p_l^{-0,21} +$$
$$+ \lambda_A(\Delta p_1 + \Delta p_2 - \Delta p) + \lambda_B(\Delta p_1 + \Delta p_3 +$$
$$+ \Delta p_4 - \Delta p) + \lambda_C(\Delta p_1 + \Delta p_3 + \Delta p_5 - \Delta p),$$

где λ_A, λ_B, λ_C — неопределенные множители.

Приравниваем частные производные функции Φ нулю:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \Delta p_1} = -ba^{0,21} Q_1^{0,368} l_1^{1,21} 0{,}21\, \Delta p_1^{-1,21} + \lambda_A + \lambda_B + \lambda_C = 0,$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \Delta p_2} = -ba^{0,21} Q_2^{0,368} l_2^{1,21} 0{,}21 \Delta p_2^{-1,21} + \lambda_A = 0,$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \Delta p_3} = -ba^{0,21} Q_3^{0,368} l_3^{1,21} 0{,}21 \Delta p_3^{-1,21} + \lambda_B + \lambda_C = 0,$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \Delta p_4} = -ba^{0,21} Q_4^{0,368} l_4^{1,21} 0{,}21 \Delta p_4^{-1,21} + \lambda_B = 0,$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \Delta p_5} = -ba^{0,21} Q_5^{0,368} l_5^{1,21} 0{,}21 \Delta p_5^{-1,21} + \lambda_C = 0$$

Вычитая соответствующие уравнения, исключим неопределенные множители и после преобразований получим:

$$Q_2^{0,368} \cdot l_2^{1,21} \Delta p_2^{-1,21} + Q_3^{0,368} l_3^{1,21} \Delta p_3^{-1,21} - Q_1^{0,368} l_1^{1,21} \Delta p_1^{-1,21} = 0;$$

$$Q_4^{0,368} l_4^{1,21} \Delta p_4^{-1,21} + Q_5^{0,368} l_5^{1,21} \Delta p_5^{-1,21} - Q_3^{0,368} l_3^{1,21} \Delta p_3^{-1,21} = 0.$$

Число полученных уравнений равно числу узлов с незаданными давлениями, которые представляют собой баланс выражений типа $Q_i^{0,368}$, $l_i^{1,21}$, $\Delta p_i^{-1,21}$ для узлов I и II. Если газ подходит к узлу, то перед выражением $Q_i^{0,368}\ l_i^{1,21}\ \Delta p_i^{-1,21}$ ставят знак минус, если отходит от узла, ставят знак плюс.

Уравнения ограничивающих условий, а также узловые уравнения составляют систему из пяти уравнений, которая однозначно определяет экономически оптимальные перепады давлений для каждого участка.

Обозначим

$$A_i = Q_i^{0,368} l_i^{1,21}, \qquad (10.20)$$

тогда решение в общем виде для любой разветвленной сети может быть записано:

$$\sum_1^k \Delta p_i - \Delta p = 0,\ i = 1, 2, \ldots, k;$$

$$\sum_1^f A_i \Delta p_i^{-1,21} = 0,\ i = 1, 2, \ldots, f. \qquad (10.21)$$

Число уравнений типа (10.18) равно числу узлов с заданными давлениями (исключая узел питания) (т. е. числу концевых точек k). Число уравнений типа (10.21) равно числу узлов с незаданными давлениями (т. е. числу лишних неизвестных f). Таким образом, условие расчета сети на минимум стоимости дало для узлов с незаданными давлениями дополнительные уравнения, являющиеся уравнениями экономичности. Из анализа полученного решения следует, что оптимальное распределение перепадов давления по участкам зависит от конфигурации сети, расходов газа на участках и их длины.

Для решения узловых уравнений можно применить метод последовательных приближений, аналогичный методу увязки кольцевой сети. Для этого производят гидравлический расчет сети по $\Delta p/l = \text{const}$, определяют все диаметры, а по ним и перепады давления на участках. Экономические балансы в узлах иметь места не будут, т. е.

$$\Sigma A_i \Delta p_i^{-1,21} = \Delta,$$

где Δ — невязка баланса в узле

Чтобы свести невязку к нулю, увеличим или уменьшим давление в узле на δp. Величину δp будем считать положительной, если она увеличивает давление в узле. Это приведет к изменению перепадов давления на всех участках, примыкающих к узлу, а следовательно, к изменению их диаметров. Величину δp выберем так, чтобы были удовлетворены экономические узловые уравнения $\Sigma A_i \Delta p_i^{-1,21} = 0$. С введением поправочного узлового давления δp уравнения типа $\Sigma \Delta p_i = \Delta p$ не нарушатся, так как увеличение (или уменьшение)