

ПОРЯДОК ПОЛЬЗОВАНИЯ НОМОГРАММОЙ

Полное сгорание газа. По данным газового анализа CO₂=10,7 (точка g), CO₂+O₂=12,7% (точка h). По номограмме в точке пересечения горизонтальной и вертикальной линий (точка i) находим: CO=0%, α=1,1.

Неполное сгорание газа. CO₂=9,1 (точка b), CO₂+O₂=11,9% (точка a). По номограмме (точка c): CO=1,4%, α=1,11.

Точка пересечения линий выпадает из площади треугольника (точка f). CO₂=8,0 (точка d), CO₂+O₂=16% (точка e). Точка f находится вне треугольника. Значит, анализ неверен, его следует повторить.

ББК 31.354
С77
УДК 662.6/.9

Рецензент А. В. Шалин (Ленгипроинжпроект)

С77 Стаскевич Н. Л., Северинец Г. Н., Вигдорчик Д. Я.
Справочник по газоснабжению и использованию газа. —
Л.: Недра, 1990. — 762 с.: ил.
ISBN 5—247—01630—0

Рассмотрены распределение и использование различных видов горючих газов. Приведены важнейшие характеристики природных, сжиженных углеводородных и искусственных газов, вредные и балластные примеси в них, нормы расхода, режимы потребления, расчеты и устройство газопроводов, газорегуляторных пунктов и станций, охарактеризованы материалы и арматура. Включены сведения по защите газопроводов от коррозии, количественные характеристики процесса горения, конструктивное описание газовых горелок, оборудования котлов, печей, сушил, использующих газовое топливо.

Для проектировщиков, строителей и эксплуатационников городских газовых хозяйств, а также для теплотехников и энергетиков промышленных предприятий. Может быть полезным студентам вузов и техникумов.

С $\frac{3309000000-342}{043(01)-90}$ 332—90

ББК 31.354

ISBN 5—247—01630—0 © Н. Л. Стаскевич, Г. Н. Северинец,
Д. Я. Вигдорчик, 1990

ОГЛАВЛЕНИЕ

От научного редактора	3
Предисловие	4
Глава 1. Физико-химические понятия, законы, константы, соотношения	6
1.1. Единица физических величин	—
1.2. Давление	—
1.3. Температура	7
1.4. Объем, масса, плотность, удельный объем	15
1.5. Законы идеального газа	16
1.6. Смеси газов	18
1.7. Смеси жидкостей	23
1.8. Объем газов при испарении жидкости	24
1.9. Критические параметры газов	25
1.10. Отклонение реальных газов от идеального газа	26
1.11. Упругость насыщенных паров	28
1.12. Удельные объем и плотность жидкой и равновесной с ней паровой фаз	33
1.13. Объемное расширение и сжимаемость жидких углеводородов	—
1.14. Вязкость углеводородных газов и жидкостей. Гидратообразование	37
1.15. Точка росы	41
1.16. Поверхностное натяжение	44
1.17. Летучесть (фугитивность)	45
1.18. Теплопроводность	47
1.19. Теплоемкость	49
1.20. Скрытая теплота превращений	52
1.21. Внутренняя энергия, энтальпия, энтропия	53
1.22. Диаграммы состояния	56
Глава 2. Горючие газы, нормы их расхода и режимы потребления	60
2.1. Основные характеристики	—
2.2. Нормы расхода	65
2.3. Режимы потребления	69
2.4. Расчетные часовые расходы	74
Глава 3. Гидравлический расчет газопроводов	79
3.1. Методы расчета	—
3.2. Таблицы и номограммы	84
Глава 4. Устройство городских газопроводов	106
4.1. Типы систем распределения газа. Классификация, трассировка газопроводов и нормы давления газа	—
4.2. Подземные газопроводы	115
4.3. Надземные газопроводы	121
4.4. Пересечение газопроводами препятий различного назначения	123

4.5. Размещение отключающих устройств. Сооружения на газопроводе	133
Глава 5. Материалы и арматура газопроводов	136
5.1. Трубы	—
5.2. Соединительные и фасонные части, узлы и детали труб	145
5.3. Уплотнительные материалы	147
5.4. Сальниковые набивки и смазки	148
5.5. Трубопроводная запорная арматура общего назначения	151
5.6. Устройства для предохранения отдельных частей газопроводов и арматуры от повреждений	174
Глава 6. Защита газопроводов от коррозии	182
6.1. Общие положения и сведения о защитных противокоррозионных покрытиях	—
6.2. Коррозия, вызываемая блуждающими токами и влиянием переменного тока электрифицированного транспорта	190
6.3. Электрические методы защиты подземных газопроводов	194
6.4. Противокоррозионная защита надземных газопроводов	207
Глава 7. Газорегуляторные пункты и установки	209
7.1. Назначение, классификация и оборудование	—
7.2. Размещение ГРП	210
7.3. Размещение ГРУ	217
7.4. Регуляторы давления	218
7.5. Предохранительные запорные и сбросные устройства	259
7.6. Фильтры газовые	274
7.7. Шкафные ГРП	279
Глава 8. Горение газов	285
8.1. Реакция горения	—
8.2. Расчеты горения	289
8.3. Температура горения	292
8.4. Температура самовоспламенения	299
8.5. Пределы воспламеняемости и взрываемости	300
8.6. Горение в неподвижной среде	304
8.7. Горение в ламинарном потоке	309
8.8. Горение в турбулентном потоке	311
8.9. Устойчивость горения	312
8.10. Схемы различных типов огнепреградителей	320
8.11. Принципы сжигания	325
8.12. Условия образования продуктов неполного сгорания и снижение в них концентрации вредных веществ	329
Глава 9. Газовые аппараты	342
9.1. Показатели работы газовых аппаратов	—
9.2. Газовые плиты	344
9.3. Газовые проточные водонагревательные аппараты	348
9.4. Газовые отопительные аппараты	351
9.5. Автоматические устройства безопасности и регулирования бытовых газовых аппаратов	363
Глава 10. Газоснабжение жилых и общественных зданий и предприятий бытового обслуживания	383
10.1. Баллонные установки	384
10.2. Групповые резервуарные установки	393
10.3. Групповые установки по получению пропан-бутановоздушного газа	401
10.4. Устройство газопроводов жилых зданий	412
10.5. Требования к помещениям при установке бытовых газовых аппаратов	422

10.6. Установка бытовых газовых аппаратов	425
10.7. Отвод продуктов сгорания	431
10.8. Особенности газоснабжения в районах с холодным климатом	438
Глава 11. Процессы и установки регазификации сжиженных газов	443
11.1. Способы регазификации	—
11.2. Естественная регазификация в баллонах и резервуарах	446
11.3. Искусственная регазификация. Испарители	455
11.4. Рекомендации по газоснабжению с естественным испарением	480
11.5. Рекомендации по газоснабжению с искусственным испарением	482
Глава 12. Газовые горелки	490
12.1. Основные технические характеристики горелок	—
12.2. Классификация горелок	492
12.3. Конструкция горелок	501
12.4. Расчеты горелок	627
Глава 13. Использование газового топлива коммунально-бытовыми и промышленными потребителями	638
13.1. Схемы газоснабжения предприятий от городских газопроводов	—
13.2. Газорегуляторные пункты и установки предприятий	641
13.3. Газоснабжение цехов	648
13.4. Требования к агрегатам, использующим газовое топливо	650
13.5. Схемы обвязочных газопроводов	651
13.6. Предохранительные взрывные клапаны	655
13.7. Особенности сжигания газового топлива в котлах	660
13.8. Газовое оборудование секционных котлов	663
13.9. Газовое оборудование вертикально-водотрубных и других типов котлов	672
13.10. Назначение печей и особенности их переоборудования для сжигания газа	688
13.11. Газовое оборудование нагревательных и термических печей	690
13.12. Печи безокислительного (малокислительного) нагрева	696
13.13. Печи с кипящим слоем	703
13.14. Газовое оборудование сушильных установок	706
13.15. Применение газового топлива в пищевой промышленности	731
13.16. Применение горелок инфракрасного излучения для отопления	737
13.17. Газовый обогрев железнодорожных стрелочных переводов	747
13.18. Газовый обогрев автомобилей на открытых стоянках	752
Список литературы	758

Со времени выхода в свет «Справочного руководства по газоснабжению» Н. Л. Стаскевича прошло без малого три десятилетия. Поколение специалистов, начинавших свой путь вместе с этим справочником, успело вырасти, созреть, внести значительный вклад в развитие своего дела и даже, да простят меня коллеги, несколько состариться, хотя и составляет все еще ведущую силу. Этому поколению справочник дал очень много. В начале 60-х годов изданий по газу, да еще справочного характера, было крайне мало. «Справочник Стаскевича» (а именно так его называли в обиходе) стал настольной и действительно необходимой книгой многих-многих специалистов — от будущих до маститых. Справочник бесследно исчезал из библиотек, со столов специалистов как на работе, так и дома. И все эти годы стоял вопрос о его новом издании.

Тем временем росла и неоднократно издавалась плеяда инженеров-газовиков; многие инженерные вопросы перестали быть монополией «справочника Стаскевича». Более того, издано несколько очень неплохих монографий, велик объем изданий в серии «Библиотека мастера газового хозяйства». Таким образом, предлагаемое читателю настоящее издание уже не окажется тем ожидаемым айсбергом среди чистой воды, который представляется при вести о выходе справочника.

С моей точки зрения, не все бесспорно в справочнике. Авторам и научному редактору не удалось добиться консенсуса по всему материалу рукописи. Однако не буду предвосхищать событий и не хочу лишать читателей удовольствия самим найти сильные и слабые стороны книги. Всецело разделяю с авторами ответственность за возможные недостатки, буду благодарен за профессиональные критические (на основе доброжелательности) оценки по сути материала. Считаю, что попытки создать подобные справочники в дальнейшем стоит всячески приветствовать. Призываю подрастающее поколение специалистов проявить здесь активность, не опасаясь того, что инициатива наказуема. Полезного общения Вам со справочником, уважаемые читатели!

*А. А. Машков (Северо-Западный газотехнический
центр Газнадзора СССР)*

ПРЕДИСЛОВИЕ

Вышедшее в свет в 1960 г. «Справочное руководство по газоснабжению» длительное время было основным пособием для проектных, строительно-монтажных и эксплуатационных организаций, занимающихся газоснабжением городов, населенных пунктов и промышленных предприятий. Несмотря на большой тираж оно быстро разошлось и уже давно является библиографической редкостью. За последний период в технике газоснабжения достигнуты значительные успехи, что, естественно, не может не найти отражения в настоящем справочнике.

Предлагаемый читателю справочник освещает широкий круг вопросов по газоснабжению городов, коммунально-бытовых, промышленных и сельскохозяйственных предприятий. В нем приведены важнейшие физико-химические понятия, законы, константы и соотношения. Дана характеристика природных, искусственных и сжиженных углеводородных газов, а также рассмотрены их транспорт, хранение, распределение и сжигание в многообразных тепловых установках, средства автоматики, регулирования и безопасности, вопросы эксплуатации, наладки и техники безопасности.

В книге нашли отражение результаты отечественных и зарубежных исследований последних лет, в том числе проведенные в Институте газа АН УССР (г. Киев), Ленгипрогазпроекте, Мосгазниипроекте и др.

Изложение материала ведется с использованием Международной системы единиц (СИ), в связи с чем авторы нашли полезным включить разделы, посвященные термодинамическим расчетам газов и газовых смесей в этой системе единиц, что облегчит пользование расчетным материалом. В книге приведен перечень основной литературы, рекомендуемой для углубленной проработки вопросов использования газового топлива.

Справочник предназначен для широкого круга проектировщиков, строителей и инженерно-технических работников эксплуатационных организаций. Он может быть полезен также студентам высших и средних учебных заведений при курсовом и дипломном проектировании.

Гл. 1—3 и 8—11 написаны проф. Н. Л. Стаскевичем (ЛИСИ), гл. 4—7 — канд. техн. наук Г. Н. Северинцем (ЛИСИ) и инж. Д. Я. Вигдорчиком (Мосгазниипроект), гл. 12—13 — Г. Н. Северинцем.

При составлении справочника авторы встретились со значительными трудностями, заключающимися в отсутствии многих необходимых в практике данных, а также в неточности или противоречии ряда количественных характеристик, опубликованных в различных литературных источниках. По этим причинам в справочник включены наряду с точными физико-химическими и техническими характеристиками и приближенные, полученные в результате расчетов и обобщения данных эксплуатации и исследований, проведенных с недостаточной полнотой. По мнению авторов, это допустимо, потому что даже приближенные данные и характеристики избавят инженерно-технических работников от грубых ошибок.

Приведенные недостатки, вероятно, не являются единственными, поэтому авторы будут признательны всем читателям, которые известят их о замеченных недочетах.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПОНЯТИЯ, ЗАКОНЫ, КОНСТАНТЫ, СООТНОШЕНИЯ

1.1. ЕДИНИЦЫ ФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

Для измерения однородных физических величин применяют различные системы единиц. Исторически метрическая система мер развивалась по отраслевому принципу. Так, в СССР, Франции, Италии и ряде других стран для измерения механических величин наиболее широкое распространение получила техническая система МКГСС с тремя основными единицами: метр, килограмм-сила, секунда; для измерения тепловых величин — единицы, основанные на калории. В США, Великобритании, Канаде, Австралии, Новой Зеландии для измерения механических и тепловых величин применяют британскую систему мер со следующими основными единицами: фут, фунт, секунда, градус Фаренгейта.

С целью повышения точности измерений, облегчения развития научно-технических связей между различными странами и устранения возможных недоразумений, вызываемых множественностью систем и единиц измерения, XI Генеральная конференция по мерам и весам в 1960 г. приняла Международную систему единиц (Système International d'Unités — SI; в русской транскрипции — СИ). В нашей стране и в странах — членах СЭВ был разработан и утвержден стандарт СЭВ (СТ СЭВ 1052—78. Метрология. Единицы физических величин), который устанавливал для всех стран — членов СЭВ обязательное применение с 1979—1980 гг. Международной системы единиц. Основных единиц в этой системе семь: метр (м), килограмм (кг), секунда (с), ампер (А), кельвин (К), моль (моль) и кандела (кд), дополнительных — две: радIAN (рад) и стерадиан (ср). Эта система является единой, универсальной для всех отраслей науки и техники. В ней полностью увязаны измерения механических, тепловых, электрических и других величин, а также выбраны удобные для практики основные и производные единицы. Хотя большинство основных и производных единиц измерения давно известно, полный переход на систему СИ является непростой задачей, так как требует ломки ряда привычных понятий о единицах измерения и величинах, перевода на нее нормативной и справочной документации и организации производства многочисленных контрольно-измерительных приборов. Постановлением Госстандарта СССР от 19.03.81 № 1449 стандарт СЭВ заменен на ГОСТ 8.417—81 «ГСИ. Единицы физических величин» со сроком введения в действие с 01.01.82. Этот стандарт не распространяется на единицы физических величин, применяемые в научных исследованиях и при публикации результатов этих исследований, если в последних не рассмотрены и не использованы результаты измерений конкретных физических величин.

Для того чтобы облегчить пользование приведенными в справочнике данными, в табл. 1.1 дано соотношение между основными единицами физических величин в технической системе и системе СИ. С этой же целью и для сокращения справочного материала в табл. 1.2 приведены основные характеристики чистых газов, входящих в состав углеводородных газов и их продуктов сгорания.

1.2. ДАВЛЕНИЕ

Согласно молекулярно-кинетической теории давление находящегося в равновесии тела обуславливается средней кинетической энергией теплового движения молекул и средним их числом в

единице объема. В технике давление рассматривается как отношение нормальной составляющей силы H к площади F , на которую действует сила

$$p = H/F. \quad (1.1)$$

В системе СИ единицей давления является паскаль (Па). Паскаль — давление, вызываемое силой 1 ньютона (Н), равномерно распределенной по поверхности площадью 1 м². Давление, отсчитываемое от абсолютного нуля, называется абсолютным, а от имеющегося уже давления окружающей атмосферы — избыточным, или манометрическим:

$$p_{абс} = p_{из} + p_{б} \quad \text{или} \quad p_{из} = p_{абс} - p_{б}, \quad (1.2)$$

где $p_{абс}$ — абсолютное давление; $p_{из}$ — избыточное (манометрическое) давление; $p_{б}$ — атмосферное (барометрическое) давление.

При измерении разрежения абсолютное давление равно разности между барометрическим и манометрическим (вакуумметрическим):

$$p_{абс} = p_{б} - p_{вак} \quad \text{или} \quad p_{вак} = p_{б} - p_{абс}. \quad (1.3, 1.4)$$

1.3. ТЕМПЕРАТУРА

Температурой называется степень нагретости тела. В системе СИ за нуль шкалы принимается температура абсолютного нуля. Абсолютная шкала температуры начинается от абсолютного нуля и градуируется в кельвинах (К), принятых за единицу температуры в СИ. На практике чаще всего температуру измеряют по международной 100-градусной (практической) шкале в градусах Цельсия (°С). Эта шкала имеет две постоянные точки: температуру кипения воды при нормальном атмосферном давлении и температуру ее замерзания. Температура замерзания воды (или таяния льда) принята равной 0 °С, температура кипения воды — 100 °С. Температура выше 0 °С обозначается знаком плюс (+), а ниже 0 °С — знаком минус (−). Абсолютная термодинамическая температура T связана с температурой практической шкалы t уравнением $t = T - 273,15$ °С или $T = t + 273,15$ К.

Для измерения температуры в некоторых странах применяют и другие шкалы. Перевод температуры, выраженной в градусах одной шкалы, в градусы другой производится по следующим соотношениям:

$$\begin{aligned} n \text{ } ^\circ\text{C} &= (4/5) nR = [(9/5) n + 32] F = (n + 273,15) K; \\ nR &= (5/4) n \text{ } ^\circ\text{C} = [(9/4) n + 32] F = [(5/4) n + 273,15] K; \\ nF &= (5/9) (n - 32) \text{ } ^\circ\text{C} = (4/9) (n - 32) R = [(5/9) (n - 32) + \\ &\quad + 273,15] K; \\ nK &= (n - 273,15) \text{ } ^\circ\text{C} = (4/5) (n - 273,15) R = [(9/5) \times \\ &\quad \times (n - 273,15) + 32] F, \end{aligned}$$

Соотношение единиц СИ с единицами технической системы и единицами, основанными на калории

Величина	Единицы технической системы		Единицы СИ		Соотношение
	Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение	
Сила, вес, нагрузка	килограмм-сила	кгс	ньютон	Н	1 кгс = 9,81 Н
Поверхностная нагрузка	килограмм-сила на квадратный метр	кгс/м ²	ньютон на квадратный метр	Н/м ²	1 кгс/м ² = 9,81 Н/м ²
Давление	килограмм-сила на квадратный сантиметр миллиметр водяного столба миллиметр ртутного столба	кгс/см ²	паскаль	Па	1 кгс/см ² = 9,81 · 10 ⁴ Па ≈ ≈ 0,1 МПа 1 мм вод. ст. = 9,81 Па 1 мм рт. ст. = 133,3 Па
		мм вод. ст.			
		мм рт. ст.			
Механическое напряжение	килограмм-сила на квадратный миллиметр	кгс/мм ²			1 кгс/мм ² = 9,81 · 10 ⁶ Па ≈ ≈ 10 МПа
Удельный вес	килограмм-сила на кубический метр	кгс/м ³	ньютон на кубический метр	Н/м ³	1 кгс/м ³ = 9,81 Н/м ³
Работа (энергия)	килограмм-сила-метр	кгс · м	джоуль	Дж (1 Дж = 1 Н · м)	1 кгс · м = 9,81 Дж
Мощность	килограмм-сила-метр в секунду лошадиная сила килокалория в час	кгс · м/с	ватт	Вт	1 кгс · м/с = 9,81 Вт 1 л. с. = 735,5 Вт 1 ккал/ч ≈ 1,163 Вт
		л. с.			
		ккал/ч			
Динамическая вязкость	килограмм-сила в секунду на квадратный метр	кгс · с/м ²	паскаль-секунда	Па · с	1 кгс · с/м ² = 9,81 Па · с

Количество теплоты	калория килокалория	кал ккал	} джоуль	Дж	1 кал = 4,187 Дж 1 ккал = 4,187 · 10 ³ Дж = = 4,187 кДж
Удельная теплоемкость	килокалория на килограмм-градус Цельсия	ккал/(кг · °С)		джоуль на килограмм-кельвин	Дж/(кг · К)
	килокалория на кубический метр-градус Цельсия	ккал/(м ³ · °С)	джоуль на кубический метр-кельвин	Дж/(м ³ · К)	1 ккал/(м ³ · °С) = = 4,187 кДж/(м ³ · К)
Поверхностная плотность теплового потока (плотность теплового потока, удельный тепловой поток)	килокалория в час на квадратный метр	ккал/(ч · м ²)	ватт на квадратный метр	Вт/м ²	1 ккал/(ч · м ²) = = 1,163 Вт/м ²
			ватт на квадратный метр-кельвин		
Коэффициент теплообмена (теплоотдачи) и коэффициент теплопередачи	килокалория в час на квадратный метр-градус Цельсия	ккал/(ч · м ² · °С)	ватт на квадратный метр-кельвин	Вт/(м ² · К)	1 ккал/(ч · м ² · °С) = = 1,163 Вт/(м ² · К)
Коэффициент теплопроводности	килокалория в час на метр-градус Цельсия	ккал/(ч · м · °С)	ватт на метр-кельвин	Вт/(м · К)	1 ккал/(ч · м · °С) = = 1,163 Вт/(м · К)
Тепловое напряжение	килокалория в час на кубический метр	ккал/(ч · м ³)	ватт на кубический метр	Вт/м ³	1 ккал/(ч · м ³) = = 1,163 Вт/м ³
Удельная газовая постоянная	килокалория на килограмм-градус Цельсия	ккал/(кг · °С)	джоуль на килограмм-кельвин	Дж/(кг · К)	1 ккал/(кг · °С) = = 4,187 · 10 ³ Дж/(кг · К) = = 4,187 кДж/(кг · К)

Основные характеристики некоторых газов, входящих в состав углеводородных газов
и их продуктов сгорания

Показатель	Азот	Воздух	Водяной пар	Диоксид углерода	Кислород	Водород	Оксид углерода	Метан
Химическая формула	N ₂	—	H ₂ O	CO ₂	O ₂	H ₂	CO	CH ₄
Молекулярная масса M	28,013	28,96	18,016	44,011	32,00	2,016	28,011	16,043
Молярный объем V_M , м ³ /кмоль	22,395	22,398	22,405	22,262	22,393	22,425	22,40	22,38
Плотность газовой фазы, кг/м ³ : при 0 °С и 101,3 кПа $\rho_{г0}$	1,251	1,293	0,8041	1,977	1,429	0,0899	1,25	0,7168
при 20 °С и 101,3 кПа $\rho_{г20}$	1,166	1,205	0,7496	1,842	1,331	0,0837	1,165	0,668
Плотность жидкой фазы, кг/м ³ , при 0 °С и 101,3 кПа $\rho_{ж0}$	—	—	—	—	—	—	—	0,416
Относительная плотность газа $d_{г}$	0,9675	1,000	0,6219	1,529	1,105	0,0695	0,9667	0,5544
Удельная газовая постоянная R , Дж/(кг·К)	296,65	281,53	452,57	185,26	259,7	4122,2	291,1	518,04
Температура, °С, при 101,3 кПа: кипения $t_{кип}$	-195,8	-195	+100	-78,5	-133	-253	-192	-161
плавления $t_{пл}$	-210	-213	0	-56,5	-219	-259	-205	-182,5
Температура критическая $t_{кр}$, °С	-146,8	-139,2	+374,3	+31,84	-118,4	-240,2	-140	-82,5
Давление критическое $p_{кр}$, МПа	3,35	3,84	22,56	7,528	5,01	1,277	3,45	4,58
Теплота плавления $Q_{пл}$, кДж/кг	25,62	—	—	190,26	13,86	173,4	33,6	255,8
Теплота сгорания, МДж/м ³ : высшая Q_B^P	—	—	—	—	—	12,8	12,68	39,93
низшая Q_H^P	—	—	—	—	—	10,83	12,68	35,76
Теплота сгорания, МДж/кг: высшая Q_B^P	—	—	—	—	—	141,9	10,09	55,56
низшая Q_H^P	—	—	—	—	—	120,1	10,09	50,08
Число Воббе, МДж/м ³ : высшее $W_{об}$	—	—	—	—	—	48,49	12,9	53,3
низшее $W_{об}$	—	—	—	—	—	41,03	12,9	48,23

Удельная теплоемкость газа c_p , кДж/(кг·°C), при 0 °C и:									
постоянном давлении $c_{p, \text{пост}}$	1,042	1,008	1,865	0,819	0,9198	14,238	1,0416	2,1714	
постоянном объеме c_v	0,7434	0,7182	1,4028	0,63	0,6552	10,097	0,7434	1,6548	
То же, жидкой фазы $c_{ж}$, кДж/(кг·°C), при 0 °C и 101,3 кПа	—	—	—	—	—	—	—	3,461	
Показатель адиабаты κ , К, при 0 °C и 101,3 кПа	1,401	1,404	1,33	1,31	1,404	1,41	1,401	1,32	
Теоретически необходимое количество воздуха для горения $L_{т. в.}$, м ³ /м ³	—	—	—	—	—	2,38	2,38	9,52	
То же, кислорода $L_{т. к.}$, м ³ /м ³	—	—	—	—	—	0,5	0,5	2,0	
Объем влажных продуктов сгорания, м ³ /м ³ , при $\alpha = 1$:									
CO ₂	—	—	—	—	—	—	1,0	1,0	
H ₂ O	—	—	—	—	—	1,0	—	2,0	
N ₂	—	—	—	—	—	1,88	1,88	7,52	
В с е г о	—	—	—	—	—	2,88	2,88	10,52	
Скрытая теплота испарения при 101,3 кПа:									
кДж/кг	—	—	—	—	—	—	—	512,4	
кДж/л	—	—	—	—	—	—	—	—	
Объем паров с 1 кг сжиженных газов при нормальных условиях $V_{п. н.}$, м ³	—	—	—	—	—	—	—	—	
То же, с 1 л	—	—	—	—	—	—	—	—	
Динамическая вязкость μ :									
паровой фазы, 10 ⁷ Н·с/м ²	165,92	171,79	90,36	138,1	192,67	83,4	166,04	102,99	
жидкой фазы, 10 ⁶ Н·с/м ²	—	—	—	—	—	—	—	66,64	
Кинематическая вязкость ν , 10 ⁶ м ² /с	13,55	13,56	14,8	7,1	13,73	93,8	13,55	14,71	
Растворимость газа в воде, см ³ /см ³ , при 0 °C и 101,3 кПа	0,024	0,029	—	1,713	0,049	0,021	0,035	0,056	
Температура воспламенения $t_{в. с.}$, °C	—	—	—	—	—	410—590	610—658	545—800	
Жаропроизводительность $i_{ж.}$, °C	—	—	—	—	—	2210	2370	2045	
Пределы воспламеняемости газов в смеси с воздухом при 0 °C и 101,3 кПа, об. %:									
нижний	—	—	—	—	—	4,0	12,5	5,0	
верхний	—	—	—	—	—	75,0	74,0	15,0	
Содержание в смеси, об. %, с максимальной скоростью распространения пламени	—	—	—	—	—	38,5	45,0	9,8	

Показатель	Азот	Воздух	Водяной пар	Диоксид углерода	Кислород	Водород	Оксид углерода	Метан
Максимальная скорость распространения пламени v_{max} , м/с, в трубе $\varnothing 25,4$ мм	—	—	—	—	—	4,83	1,25	0,67
Коэффициент теплопроводности компонентов при 0 °С и 101,3 кПа, Вт/(м·К):	0,0243	0,0244	0,2373	0,0147	0,0247	0,1721	0,0233	0,032
парообразных $\lambda_{\text{п}}$	—	—	—	—	—	—	—	0,306
жидких $\lambda_{\text{ж}}$	—	—	—	—	—	—	—	580
Отношение объема газа к объему жидкости при температуре кипения и давлении 101,3 кПа	—	—	—	—	—	—	—	110
Октавовое число	—	—	—	—	—	—	—	110

Показатель	Этан	Этилен	Пропан	Пропа-лен	н-Бутан	Изобу-тан	н-Бутн-лен	Изобу-тилен	н-Пен-тан
Химическая формула	C_2H_6	C_2H_4	C_3H_8	C_3H_6	C_4H_{10}	C_4H_{10}	C_4H_8	C_4H_8	C_5H_{12}
Молекулярная масса M	30,068	28,054	44,097	42,081	58,124	58,124	56,108	56,104	72,146
Молярный объем V_M , м ³ /кмоль	22,174	22,263	21,997	21,974	21,50	21,743	22,442	22,442	20,87
Плотность газовой фазы, кг/м ³ : при 0 °С и 101,3 кПа $\rho_{\text{г}0}$	1,356	1,260	2,0037	1,9149	2,7023	2,685	2,55	2,5022	3,457
при 20 °С и 101,3 кПа $\rho_{\text{г}20}$	1,263	1,174	1,872	1,784	2,519	2,486	2,329	2,329	3,221
Плотность жидкой фазы, кг/м ³ , при 0 °С и 101,3 кПа $\rho_{\text{ж}0}$	0,546	0,566	0,528	0,609	0,601	0,582	0,646	0,646	0,6455
Относительная плотность газа $d_{\text{г}}$	1,0487	0,9753	1,5545	1,4811	2,0995	2,0634	1,9336	1,9336	2,6736
Удельная газовая постоянная R , Дж/(кг·К)	271,18	261,26	184,92	193,77	140,3	140,3	145,33	145,33	113,014
Температура, °С, при 101,3 кПа:									
кипения $t_{\text{кип}}$	-88,6	-104	-42,1	-47,7	-0,5	-11,73	-6,9	3,72	36,07
плавления $t_{\text{пл}}$	-183,3	-169	-187,7	-185,3	-138,3	-193,6	-140,4	-138,9	-129,7
Температура критическая $t_{\text{кр}}$, °С	+32,3	+9,9	+96,84	+91,94	+152,01	+134,98	+144,4	+155,0	+196,6
Давление критическое $p_{\text{кр}}$, МПа	4,82	5,033	4,21	4,54	3,747	3,60	3,945	4,10	3,331

Теплота плавления $Q_{пл}$, кДж/кг	122,6	119,7	80,64	71,82	80,2	78,54	75,6	75,6	116,8
Теплота сгорания, МДж/м ³ :									
высшая Q_v^p	69,69	63,04	99,17	91,95	128,5	128,28	121,4	121,4	158,0
низшая Q_n^p	63,65	59,53	91,14	86,49	118,53	118,23	113,83	113,83	146,18
Теплота сгорания, МДж/кг:									
высшая Q_v^p	51,92	51,24	50,37	49,95	49,57	49,45	49,31	49,31	49,20
низшая Q_n^p	47,42	47,23	46,3	46,04	45,76	45,68	45,45	45,45	45,38
Число Воббе, МДж/м ³ :									
высшее $W_{об}$	68,12	64,03	79,8	75,72	89,18	93,53	87,64	87,64	93,73
низшее $W_{об}$	62,45	60,03	73,41	70,92	82,41	86,43	81,94	81,94	86,56
Удельная теплоемкость газа c_r , кДж/(кг·°C), при 0 °C и:									
постоянном давлении c_p	1,6506	1,4658	1,554	1,4322	1,596	1,5960	1,4868	1,6044	1,6002
постоянном объеме c_v	1,3734	1,1634	1,365	1,222	1,4574	1,4574	1,3398	1,445	1,424
То же, жидкой фазы $c_{ж}$, кДж/(кг·°C), при 0 °C и 101,3 кПа	3,01	2,415	2,23	—	2,239	2,239	—	—	2,668
Показатель адиабаты κ , К, при 0 °C и 101,3 кПа	1,202	1,26	1,138	1,172	1,095	1,095	1,11	1,11	1,124
Теоретически необходимое количество воздуха для горения $L_{т. в.}$, м ³ /м ³	16,66	14,28	23,8	22,42	30,94	30,94	28,46	28,56	38,08
То же, кислорода $L_{т. к.}$, м ³ /м ³	3,5	3,0	5,0	4,5	6,5	6,5	6,0	6,0	8,0
Объем влажных продуктов сгорания, м ³ /м ³ , при $\alpha = 1$:									
CO ₂	2,0	2,0	3,0	3,0	4,0	4,0	4,0	4,0	5,0
H ₂ O	3,0	2,0	4,0	3,0	5,0	5,0	4,0	4,0	6,0
N ₂	13,16	11,28	18,8	16,92	24,44	24,44	20,68	20,68	30,08
Всего	18,16	15,28	25,80	22,92	33,44	33,44	28,68	28,68	41,08
Скрытая теплота испарения при 101,3 кПа:									
кДж/кг	487,2	483,0	428,4	441,0	390,6	383,2	411,6	299,0	361,2
кДж/л	230,2	221,8	220,1	241,1	229,7	215,0	255,4	239,4	—
Объем паров с 1 кг сжиженных газов при нормальных условиях $V_{н.}$, м ³	0,745	0,8	0,51	0,52	0,386	0,386	0,4	0,4	0,312
То же, с 1 л	0,31	0,34	0,269	0,287	0,235	0,229	0,254	0,254	0,198

Показатель	Этан	Этилен	Пропан	Пропан-лен	n-Бутан	Изобу-тан	n-Бути-лен	Изобу-тилен	n-Пен-тан
Динамическая вязкость μ : паровой фазы, $10^7 \text{ Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2$ жидкой фазы, $10^6 \text{ Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2$	84,57 162,7	94,31 —	73,58 135,2	74,97 —	62,92 210,8	73,89 188,1	76,24 —	79,97 —	69,9 284,2
Кинематическая вязкость ν , $10^6 \text{ м}^2/\text{с}$	6,45	7,548	3,82	4,11	1,55	2,86	3,12	3,18	2,18
Растворимость газа в воде, $\text{см}^3/\text{см}^3$, при 0°C и 101,3 кПа	0,099	0,226	—	0,5	—	—	—	—	—
Температура воспламенения $t_{\text{вс}}$, $^\circ\text{C}$	530— 694	510— 543	504— 588	455— 550	430— 569	490— 570	440— 500	400— 440	284— 510
Жаропроизводительность $t_{\text{ж}}$, $^\circ\text{C}$	2100	2285	2110	2220	2120	2120	2200	2200	2180
Пределы воспламеняемости газов в смеси с воздухом при 0°C и 101,3 кПа, об. %:									
нижний	3,0	3,0	2,0	2,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,35
верхний	12,5	32,0	9,5	11,0	8,5	8,5	9,0	8,9	8,0
Содержание в смесь, об. %, с максимальной скоростью распространения пламени	6,53	7,2	4,71	—	3,66	3,66	—	—	2,9
Максимальная скорость распространения пламени $v_{\text{плаж}}$, м/с, в трубе $\varnothing 25,4$ мм	0,856	1,415	0,821	—	0,826	0,826	—	—	0,82
Коэффициент теплопроводности компонентов при 0°C и 101,3 кПа, Вт/(м·К):									
парообразных $\lambda_{\text{п}}$	0,019	0,0164	0,0152	—	0,0133	0,0135	—	—	0,043
жидких $\lambda_{\text{ж}}$	0,1891	—	0,1264	—	0,1322	0,1276	—	—	0,136
Отношение объема газа и объему жидкости при температуре кипения и давлении 101,3 кПа	403	450	290	318	222	222	258	258	198
Октановое число	125	100	125	115	91	99	80	87	64

где °C — градус Цельсия международной практической шкалы; R — градус шкалы Реомюра; F — градус шкалы Фаренгейта; K — градус термодинамической шкалы; n — число градусов по соответственным шкалам.

1.4. ОБЪЕМ, МАССА, ПЛОТНОСТЬ, УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ

Объем газов V измеряют в кубических метрах (м^3). Вследствие того что объем газов сильно изменяется при нагревании, охлаждении и сжатии, за его единицу принимают 1 м^3 газа при нормальных условиях (температура 0°C , давление $101,3 \text{ кПа}$). Именно для указанных условий определяют основные характеристики газов и выполняют теплотехнические расчеты. При учете расхода газов для коммерческого (финансового) расчета за единицу объема принимают 1 м^3 при стандартных условиях (температура 20°C , давление $101,3 \text{ кПа}$, влажность 0).

Зависимость между объемом газа при нормальных и стандартных условиях следующая:

$$V_0 = V [273/(273 + t)] [(p_0 + p_{\text{ж}})/101,3] = 2,695V (p_{\text{абс}}/T); \quad (1.5)$$

$$V_{20} = V_0 (273 + 20)/273 = 1,073 V_0, \quad (1.6)$$

где V — объем газа, м^3 , измеренный при рабочих условиях; V_0 — то же, м^3 , при нормальных условиях; V_{20} — то же, м^3 , при $t = 20^\circ\text{C}$ и $p = 101,3 \text{ кПа}$.

Любой газ, как отмечалось выше, способен неограниченно расширяться. Следовательно, знание объема, который занимает газ, недостаточно для определения его массы, так как в любом объеме, целиком заполненном газом, его масса может быть различной.

М а с с а — мера вещества какого-либо тела (жидкости, газа) в состоянии покоя; скалярная величина, характеризующая инерционные и гравитационные свойства тела. Единица массы в СИ — килограмм (кг).

П л о т н о с т ь, или масса единицы объема, обозначаемая буквой ρ , — отношение массы тела m , кг , к его объему, V , м^3 :

$$\rho = m/V \quad (1.7)$$

или с учетом химической формулы газа

$$\rho = M/V_{\text{м}} = M/22,4, \quad (1.8)$$

где M — молекулярная масса (см. табл. 1.2).

Единица плотности в СИ — килограмм на кубический метр ($\text{кг}/\text{м}^3$).

Зная состав газовой смеси и плотность ее компонентов, определяем по правилу смешения среднюю плотность смеси:

$$\rho_{\text{см}} = (\rho_1 V_1 + \rho_2 V_2 + \dots + \rho_n V_n)/100, \quad (1.9)$$

где $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$ — плотность компонентов газового топлива, кг/м³; V_1, V_2, \dots, V — содержание компонентов, об. %.

Величину, обратную плотности, называют удельным, или массовым, объемом $v_{уд}$ и измеряют в кубических метрах на килограмм (м³/кг).

В практике часто, чтобы показать, на сколько 1 м³ газа легче или тяжелее 1 м³ воздуха, пользуются понятием относительная плотность d , которая представляет собой отношение плотности газа к плотности воздуха:

$$d = \rho/1,293 \quad (1.10)$$

или

$$d = M/(22,4 \cdot 1,293). \quad (1.11)$$

1.5. ЗАКОНЫ ИДЕАЛЬНОГО ГАЗА

Закон Бойля — Мариотта устанавливает зависимость между давлением (абсолютным) и удельным объемом v газа при постоянной температуре:

$$\rho_1 v_1 = \rho_2 v_2 = \text{const.} \quad (1.12)$$

Закон Гей-Люссака формулируется следующим образом: при постоянном давлении объем данной массы газа прямо пропорционален его абсолютной температуре:

$$V_t = V_0 (1 + \beta_p t) = V_0 (1 + t/273,15) \quad (1.13)$$

или при постоянном объеме

$$\rho_t = \rho_0 (1 + \beta_p t) = \rho_0 (1 + t/273,15), \quad (1.14)$$

где V_t, V_0 — объемы газа при t °C и 0 °C; ρ_t и ρ_0 — давление газа (абсолютное) при t °C и 0 °C; β_p — коэффициент объемного расширения идеального газа, численно равный коэффициенту изменения давления:

$$\beta_p = 1/273,15 = 0,00366. \quad (1.15)$$

Подставив в приведенные выше формулы значения β_p и заменив температуру практической шкалы t абсолютной термодинамической T , получим

$$V_1/V_2 = T_1/T_2; \quad (1.16)$$

$$\rho_1/\rho_2 = T_1/T_2. \quad (1.17)$$

На основании законов Бойля — Мариотта и Гей-Люссака получаем уравнения, связывающие объем и плотность с температурой и давлением:

$$V_1 = V_2 (\rho_2 T_1)/(\rho_1 T_2); \quad (1.18)$$

$$v_2 = v_1 (\rho_2 T_1)/(\rho_1 T_2); \quad (1.19)$$

$$\rho_1 = \rho_2 (\rho_1 T_2)/(\rho_2 T_1). \quad (1.20)$$

Приведение газа к нормальным условиям при $p_{абс} = 101,3$ кПа и $t = 0^\circ\text{C}$ ($T = 273,15$ К) и от нормальных условий к заданным осуществляется по уравнениям

$$V_{н} = 2,6965V (p_{абс}/T); \quad \rho_{н} = 0,3708\rho (T/p_{абс}); \quad (1.21)$$

$$V = 0,3708V_{н} (T/p_{абс}); \quad \rho = 2,6965\rho_{н} (p_{абс}/T). \quad (1.22)$$

Приведение газа к стандартным условиям [$p_{абс} = 101,3$ кПа и $t = 20^\circ\text{C}$ ($T = 293,15$ К)] и обратно выполняется по уравнениям

$$V_{ст} = 2,894V (p_{абс}/T); \quad \rho_{ст} = 0,3455\rho (T/p_{абс}); \quad (1.23)$$

$$V = 0,3455V_{ст} (T/p_{абс}); \quad \rho = 2,894\rho_{ст} (p_{абс}/T), \quad (1.24)$$

где $V_{н}$, $\rho_{н}$ — объем, м^3 , и плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$, газа при $p_{абс} = 101,3$ кПа и $T = 273,15$ К; V , ρ — объем, м^3 , и плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$, газа при $p_{абс}$, кПа, и T , К; $V_{ст}$, $\rho_{ст}$ — объем, м^3 , и плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$, газа при $p_{абс} = 101,3$ кПа и $T = 293,15$ К.

Закон Авогадро формулируется следующим образом: различные газы, занимающие одинаковые объемы при равных условиях (одинаковых давлении и температуре), содержат одинаковое число молекул. Это число для 1 грамм-молекулы (1 моль) любого газа составляет около $6,025 \cdot 10^{23}$ и называется ч и с л о м А в о г а д р о. Отсюда следует, что массы различных газов, занимающие одинаковый объем при равных условиях, соотносятся между собой как их молекулярные массы. Средний объем 1 моль двухатомных газов и метана равен 22,4 л и соответственно объем 1 кмоль сжиженных газов приблизительно равен 22 м^3 .

Основные значения молекулярных масс и молярных объемов, а также плотности газов приведены в табл. 1.2. Следствием закона Авогадро являются соотношения $\rho_1/\rho_2 = M_1/M_2$; $v_2/v_1 = M_1/M_2$ или $v_1M_1 = v_2M_2 = V_m$, т. е. произведение удельного объема на молекулярную массу есть величина постоянная, равная молярному объему.

Объединив законы Бойля — Мариотта и Гей-Люссака, получим уравнение состояния идеального газа — уравнение Клапейрона:

$$p_{абс}v/T = R = \text{const}, \quad (1.25)$$

где v — удельный объем газа; R — универсальная газовая постоянная.

Газовая постоянная — универсальная физическая величина, равная работе изменения объема, совершаемой 1 кг идеального газа в изобарическом процессе при изменении температуры на 1°C (1 К). Единицы газовой постоянной — $\text{кг} \cdot \text{м}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$; $\text{ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$; $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; $1 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К}) = 0,238846 \text{ кал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}) = 0,10197 \text{ кг} \cdot \text{м}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$.

Вышеприведенное уравнение относится к 1 кг газа. Так как удельный объем $v = V/m$, то для произвольного количества газа вышеприведенное уравнение примет вид

$$p_{абс}V = mRT \quad (1.26)$$

или для смеси газов

$$p_{абс} V = m_{см} RT, \quad (1.26a)$$

где $m_{см}$ — масса смеси, кг.

Если уравнение (1.26) относить не к произвольному объему газа, а к 1 кмоль V_m , то в соответствии с законом Авогадро эта постоянная имеет одно и то же значение для всех газов и называется универсальной газовой постоянной:

$$p_{абс} V_m = MRT. \quad (1.27)$$

Так как $V_m = \nu M$, то

$$p_{абс} \nu M = MRT. \quad (1.27a)$$

Последние уравнения, отображающие параметры состояния любого газа, носят название у р а в н е н и й М е н д е л е е в а.

Числовое значение и единица универсальной газовой постоянной зависят от того, в каких единицах выражены давление и объем газа. При $p_{абс} = 10\,330$ кгс/м², $V_m = 22,0$ м³/кмоль и $T = 273,15$ К газовая постоянная для 1 кмоль $MR = 831,96$ кгс \times м/(кмоль \cdot °С) = 8153,21 Дж/(кмоль \cdot К). Для двухатомных газов и для метана она равна 847,1 кгс \cdot м/(кмоль \cdot °С) = 8301,6 Дж \times м/(кмоль \cdot К).

По универсальной газовой постоянной и по молекулярной массе определяется удельная газовая постоянная любого углеродородного газа, Дж/(кмоль \cdot К):

$$R = 8153,21/M. \quad (1.28)$$

Значения удельной газовой постоянной для разных газов приведены в табл. 1.2.

1.8. СМЕСИ ГАЗОВ

Смесь идеальных газов, не вступающих между собой в химические соединения, ведет себя, как идеальный газ, и подчиняется уравнению состояния $p_{абс} V = m_{см} RT$. В свою очередь каждый входящий в смесь идеальный газ проявляет себя так, как если бы в ней не было других газов: распространяется по всему объему смеси и следует своему уравнению состояния.

Смесь газов подчиняется закону Дальтона, согласно которому при постоянной температуре общее давление смеси газов равно сумме парциальных давлений отдельных газов, образующих смесь. П а р ц и а л ь н ы м называют давление, которое имеет каждый газ в объеме смеси и при температуре смеси:

$$p_{абс} = p_1 + p_2 + \dots + p_n. \quad (1.29)$$

При этом парциальное давление каждого компонента смеси равно общему давлению, умноженному на молярную (объемную) концентрацию данного компонента в смеси

$$p_i = \nu p_n. \quad (1.30)$$

Аналогично закону Дальтона Амага предложил закон аддитивности парциальных объемов, согласно которому общий объем газовой смеси равен сумме парциальных объемов ее компонентов. Под парциальным объемом компонента смеси идеальных газов понимается объем, который занимал бы данный компонент при отсутствии остальных, находясь в такой же концентрации, под тем же давлением и при той же температуре, что и в смеси:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n. \quad (1.31)$$

Парциальный объем каждого компонента газовой смеси равен общему, умноженному на молярную (объемную) концентрацию его в смеси:

$$V_i = y V_n. \quad (1.32)$$

Соотношения между количествами отдельных газов, входящих в смесь, могут быть заданы объемным или массовым составом. Объемный состав газовых смесей является одновременно и молярным, так как объем 1 кмоль углеродородного газа есть величина постоянная, равная примерно 22,0 м³.

Задание газовой смеси объемными долями. Объемной долей называется отношение парциального объема отдельного газа, входящего в смесь, к общему объему смеси:

$$V_i/V = y_i; \quad V_2/V = y_2; \quad V_n/V = y_n, \quad (1.33)$$

где V_1, V_2, \dots, V_n — объемы отдельных газов; V — общий объем смеси газов; y_i, y_2, \dots, y_n — объемные доли компонентов, входящих в смесь.

Так как объем смеси равен сумме объемов входящих в нее газов

$$V_1 + V_2 + \dots + V_n = V, \text{ или}$$

$$V = \sum_1^n V_i, \quad (1.34)$$

то $y_1 + y_2 + \dots + y_n = 1$.

Задание смеси молярными долями (числом киломолей). Оно тождественно такому же объемными долями:

$$M_1/M = V_1/V = y_1; \quad M_2/M = V_2/V = y_2; \quad M_n/M = V_n/V = y_n,$$

где M_1, M_2, \dots, M_n — число киломолей отдельных газов, входящих в смесь; M — общее число киломолей смеси.

Задание газовой смеси массовыми долями. Массовой долей называется отношение массы отдельного газа, входящего в смесь,

$$m_i/m = g_i; \quad m_2/m = g_2; \quad m_n/m = g_n, \quad (1.35)$$

где m_1, m_2, \dots, m_n — массы отдельных газов, образующих смесь; g_1, g_2, \dots, g_n — массовые доли отдельных газов, входящих в смесь.

Если

$$m_1 + m_2 + \dots + m_n = m_{\text{см}} \text{ или } m_{\text{см}} = \sum_1^n m_i, \quad (1.36)$$

то

$$g_1 + g_2 + \dots + g_n = 1.$$

Пересчет состава газовой смеси. Пересчет объемного (молярного) состава газа в массовый производится следующим образом. Объемный состав газа (в процентах) принимают за 100 кмоль.

ТАБЛИЦА 1.3

Пересчет объемного (молярного) состава смеси в массовый

Номер компонента, входящего в смесь	Объемный (молярный) состав, %	Молекулярная масса компонента	Масса компонента, кг	Массовый состав в долях единицы
1	y_1	m_1	$y_1 m_1 = g_1$	$g_1 / \sum_1^n g_i$
2	y_2	m_2	$y_2 m_2 = g_2$	$g_2 / \sum_1^n g_i$
3	y_3	m_3	$y_3 m_3 = g_3$	$g_3 / \sum_1^n g_i$
...
n	y_n	m_n	$y_n m_n = g_n$	$g_n / \sum_1^n g_i$
Итого	100		$\sum g_i$	1,0

В этом случае процентное количество каждого компонента и будет выражать число его киломолей. Число киломолей каждого компонента умножают на его молекулярную массу, получая массу каждого входящего в смесь газа. Затем складывают массы компонентов и массу каждого компонента делят на их общую массу. Частные от деления дают массовые концентрации каждого газа, составляющие массовый состав смеси. Порядок такого пересчета приведен в табл. 1.3.

Пересчет массового (в процентах) состава газа в объемный (молярный) выполняется следующим образом. Принимают, что смеси взято 100 кг. Делят массовую долю каждого компонента на его молекулярную массу, получая число киломолей каждого компонента в смеси. Затем эти числа киломолей компонентов складывают и получают общее число киломолей по взятой для пересчета смеси. Частные от деления числа киломолей каждого компонента на их общее число — объемные доли каждого компонента. Порядок такого пересчета приведен в табл. 1.4.

Средние характеристики смеси газов. Для характеристики смешанных газов, представляющих собой смеси однородных газов, необходимо знать среднюю молекулярную массу смеси, среднюю плотность и среднюю газовую постоянную. Для состава газа, выраженного в объемных (молярных) процентах, средняя, или кажущаяся, молекулярная масса смеси

$$M_{\text{см}} = (y_1 m_1 + y_2 m_2 + \dots + y_n m_n) / 100. \quad (1.37)$$

При выражении объемного состава газа в долях единицы средняя молекулярная масса смеси

$$M_{\text{см}} = y_1 m_1 + y_2 m_2 + \dots + y_n m_n$$

ТАБЛИЦА 1.4

Пересчет массового состава газа в объемный (молярный) состав

Номер компонента, входящего в смесь	Массовый состав, %	Молекулярная масса компонента	Число киломолей	Объемный (молярный) состав в долях единицы
1	g_1	m_1	$g_1/m_1 = M_1$	$M_1 / \sum_1^n M_i = y_1$
2	g_2	m_2	$g_2/m_2 = M_2$	$M_2 / \sum M_i = y_2$
3	g_3	m_3	$g_3/m_3 = M_3$	$M_3 / \sum M_i = y_3$
...
n	g_n	m_n	$g_n/m_n = M_n$	$M_n / \sum M_i = y_n$
Итого	100		$\sum_1^n g_i$	1,0

или сокращенно

$$M_{см} = \sum_1^n y_i m_i. \quad (1.38)$$

Для состава газа, выраженного в массовых процентах, средняя молекулярная масса смеси

$$M_{см} = 100 / (g_1/m_1 + g_2/m_2 + \dots + g_n/m_n)$$

или сокращенно

$$M_{см} = 100 / \left(\sum_1^n g_i / m_i \right). \quad (1.39)$$

Средняя плотность смеси $\rho_{см}$, кг/м³, определяется как отношение средней молекулярной массы к среднему молекулярному объему:

$$\rho_{см} = M_{см} / V_{м. см}. \quad (1.40)$$

Средняя относительная плотность смеси по воздуху

$$d_{см} = M_{см} / (V_{м. см} \cdot 1293). \quad (1.41)$$

Средний молекулярный объем смеси, м³,

$$V_{м. см} = y_1 V_{м1} + y_2 V_{м2} + \dots + y_n V_{мn}. \quad (1.42)$$

Для приближенных расчетов средний молекулярный объем углеводородных газов и их смесей может приниматься равным 22 м³/кмоль. При известных плотностях компонентов средняя плотность смеси подсчитывается по формулам, аналогичным для определения средней молекулярной массы. Например, при задании объемного (молярного) состава в долях единицы средняя плотность смеси газов $\rho_{см}$, кг/м³, определяется по формуле

$$\rho_{см} = y_1 \rho_1 + y_2 \rho_2 + \dots + y_n \rho_n, \quad (1.43)$$

где $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$ — плотность компонентов, входящих в смесь, кг/м³.

Пересчет концентраций газов и паров из одних единиц в другие

Молекулярная масса	1 мг/л = 1 ppm		Молекулярная масса	1 ppm = 1 мг/л		Молекулярная масса	1 ppm = 1 мг/л	
	1 мг/л = 1 ppm	1 ppm = 1 мг/л		1 ppm = 1 мг/л	1 ppm = 1 мг/л			
1	24 450	0,000041	29	843	0,001186	57	429	0,002331
2	12 230	0,000082	30	815	0,001227	58	422	0,002372
3	8 150	0,000123	31	789	0,001268	59	414	0,002413
4	6 113	0,000164	32	764	0,001309	60	408	0,002454
5	4 690	0,000204	33	741	0,001350	61	401	0,002495
6	4 075	0,000245	34	719	0,001391	62	394	0,002540
7	3 493	0,000286	35	699	0,001432	63	388	0,00258
8	3 056	0,000326	36	679	0,001472	64	382	0,00262
9	2 717	0,000368	37	661	0,001513	65	376	0,00266
10	2 445	0,000409	38	643	0,001554	66	370	0,00270
11	2 223	0,000450	39	627	0,001595	67	365	0,00274
12	2 038	0,000491	40	611	0,001636	68	360	0,00278
13	1 881	0,000532	41	596	0,001677	69	354	0,00282
14	1 746	0,000573	42	582	0,001718	70	349	0,00286
15	1 630	0,000614	43	569	0,001759	71	344	0,00290
16	1 528	0,000654	44	556	0,001800	72	340	0,00294
17	1 438	0,000695	45	543	0,001840	73	335	0,00299
18	1 358	0,000736	46	532	0,001881	74	330	0,00303
19	1 287	0,000777	47	520	0,001922	75	326	0,00307
20	1 223	0,000818	48	509	0,001963	76	322	0,00311
21	1 164	0,000859	49	499	0,002004	77	318	0,00315
22	1 111	0,000900	50	489	0,002045	78	313	0,00319
23	1 063	0,000941	51	479	0,002086	79	309	0,00323
24	1 019	0,000982	52	470	0,002127	80	306	0,00327
25	978	0,001022	53	461	0,002168	81	302	0,00331
26	940	0,001063	54	453	0,002209	82	298	0,00335
27	906	0,001104	55	445	0,002250	83	295	0,00339
28	873	0,001145	56	437	0,002290	84	291	0,00344

Газовая постоянная смеси углеводородов $R_{см}$, Дж/(кмоль·К), при задании состава массовыми долями определяется по формуле

$$R_{см} = g_1 R_1 + g_2 R_2 + \dots + g_n R_n = 8153,21 \sum_1^n g_i / M_i, \quad (1.44)$$

где R_1, R_2, \dots, R_n — удельные газовые постоянные компонентов, Дж/(кмоль·К); M_1, M_2, \dots, M_n — молекулярные массы компонентов, входящих в смесь; 8153,21 — универсальная газовая постоянная, Дж/(кмоль·К).

При задании смеси объемными долями газовая постоянная, Дж/(кмоль·К)

$$R_{см} = 8153,21 \left/ \left(\sum_1^n M_i g_i \right) \right. \quad (1.45)$$

Пересчет концентраций газов и паров, выраженных в миллиграммах на литр, в объемные проценты производится по формуле

$$1 \text{ мг/л} = 6,236 \text{ Tl}(M_p) \quad (1.46)$$

(где T — абсолютная температура, К; M — молекулярная масса; p — атмосферное давление, мм рт. ст.); обратный пересчет

$$1 \text{ об.}\% = Mp/(6,236T). \quad (1.47)$$

Для пересчета концентраций, выраженных в миллиграммах на литр, на 1 млн. часть (ppm) воздуха пользуются формулой

$$1 \text{ мг/л} = 62\,360 T/(Mp), \quad (1.48)$$

а для обратного пересчета

$$1 \text{ ppm} = Mp/(62\,360T). \quad (1.49)$$

Пересчет концентраций, выраженных в миллиграммах на 1 м³, выполняется с помощью формул

$$1 \text{ мг/м}^3 = 0,001 \text{ мг/л} = 0,006236/(Mp) \text{ об.}\% = 62,36/(Mp) \text{ ppm}; \quad (1.50)$$

$$1 \text{ об.}\% = Mp/(0,006236T) \text{ мг/м}^3; \quad (1.51)$$

$$1 \text{ ppm} = Mp/(62,36T) \text{ мг/м}^3. \quad (1.52)$$

Для облегчения наиболее часто встречающихся пересчетов приведена табл. 1.5.

В американской литературе концентрации газа выражаются в футах на 1 млн. кубических футов или в английских унциях на 1000 кубических футов воздуха. При этом 1 фунт/1 млн. куб. футов = 0,016 мг/л; 1 мг/л = 62,43 фута/1 млн. куб. футов; 1 унция/1000 куб. футов = 1 мг/л.

1.7. СМЕСИ ЖИДКОСТЕЙ

К сжиженным углеводородным газам при невысоких давлениях с достаточной для практики точностью применим закон Рауля, в соответствии с которым парциальное давление пара каждого компонента жидкой смеси равно упругости паров его в чистом виде при данной температуре, умноженной на молярную долю данного компонента в жидкой фазе:

$$p_i = x_i p_i^0. \quad (1.53)$$

Суммарное давление (упругость) паров равно сумме парциальных давлений компонентов, входящих в смесь:

$$p_{\text{смеси}} = \sum p_i = \sum x_i p_i^0, \quad (1.54)$$

где p_i — парциальное давление паров компонента i в смеси; p_i^0 — упругость паров чистого компонента i ; x_i — молярная доля компонента i в жидкой смеси.

Состав смесей жидкости может быть выражен массовыми, объемными и молярными долями. Пересчет массового состава смеси жидкостей в молярный и молярного в массовый осуществляется так же, как и для смеси газов. Пересчет массового состава в объемный производится через плотность жидких компонентов, выраженную в килограммах на литр. Массу каждого компонента делят на его плотность и получают объем каждого компонента, входящего в смесь, в литрах; затем объем каждого компонента делят на общий объем смеси и получают объемные концентрации каждого компонента в долях единицы. Порядок пересчета приведен в табл. 1.6.

Пересчет объемного состава жидкой смеси в массовый выполняется в обратном порядке. Объем каждого компонента умножают на его плотность и получают массу компонента в килограммах, которую делят на их общую массу и получают массовую концентрацию компонента в долях единицы. Пересчет объемного со-

Пересчет массового состава жидкой смеси в объемный

Номер компонента, входящего в смесь	Массовый состав жидкости, %	Плотность компонента, кг/л	Объем каждого компонента, л	Объемный состав в долях единицы
2	g_1	ρ_1	g_1/ρ_1	$V_1/\Sigma V_i$
3	g_2	ρ_2	g_2/ρ_2	$V_2/\Sigma V_i$
...	g_3	ρ_3	g_3/ρ_3	$V_3/\Sigma V_i$
n	g_n	ρ_n	g_n/ρ_n	$V_n/\Sigma V_i$
Итого	100,0		ΣV_i	1,0

става жидкой смеси в молярный и молярного состава в объемный производится через массовый состав. Средняя молекулярная масса жидкой смеси по данному массовому составу подсчитывается так же, как и для газа, т. е. по приведенным выше формулам.

Средняя плотность жидкой смеси, кг/л, по данному массовому составу определяется по следующим формулам:

при выражении массового состава смеси в процентах

$$\rho_{см} = 100/(g_1/\rho_1 + g_2/\rho_2 + \dots + g_n/\rho_n); \quad (1.55)$$

при выражении массового состава в долях единицы

$$\rho_{см} = 1,0 (g_1/\rho_1 + g_2/\rho_2 + \dots + g_n/\rho_n). \quad (1.56)$$

Среднюю молекулярную массу и среднюю плотность жидкой смеси в объемном составе можно вычислить по формулам

$$M_{см} = (x_1\rho_1 + x_2\rho_2 + \dots + x_n\rho_n)/(x_1\rho_1/M_1 + x_2\rho_2/M_2 + \dots + x_n\rho_n/M_n); \quad (1.57)$$

$$\rho_{см} = x_1\rho_1 + x_2\rho_2 + \dots + x_n\rho_n, \quad (1.58)$$

где x_1, x_2, \dots, x_n — объемные концентрации компонентов, доли единицы; M_1, M_2, \dots, M_n — молекулярные массы компонентов, входящих в смесь.

Средняя молекулярная масса жидкой смеси в молекулярном составе

$$M_{см} = y_1M_1 + y_2M_2 + \dots + y_nM_n. \quad (1.59)$$

где y_1, y_2, \dots, y_n — молярные концентрации компонентов, входящих в жидкую смесь.

1.8. ОБЪЕМ ГАЗОВ ПРИ ИСПАРЕНИИ ЖИДКОСТИ

Объем газа V , м³, при испарении сжиженных углеводородных газов может быть определен по формуле

$$V = mV_m/M, \quad (1.60)$$

где m — масса сжиженного углеводорода, кг; M — молекулярная масса углеводорода; V_m — молярный объем углеводорода, м³/моль. Для приближенного подсчета объем углеводородных газов, входящих в состав сжиженных газов, V_m может быть принят равным 22,0 м³/кмоль.

Объем газов, м³, из смесей жидких углеводородов может быть определен по следующим формулам:

для смеси в массовом составе

$$V_{см} = m_{см}/M_{см} = [m_{см}/(g_1/M_1 + g_2/M_2 + \dots + g_n/M_n)] V_M; \quad (1.61)$$

для смеси в молекулярном составе

$$V_{см} = m_{см}/M_{см} = [m_{см}/(r_1/M_1 + r_2/M_2 + \dots + r_n/M_n)] V_M; \quad (1.62)$$

для смеси в объемном составе

$$V_{см} = m_{см}/M_{см} = \{m_{см}/[(x_1\rho_1 + x_2\rho_2 + \dots + x_n\rho_n)/(x_1\rho_1/M_1 + x_2\rho_2/M_2 + \dots + x_n\rho_n/M_n)]\} V_M, \quad (1.63)$$

где $m_{см}$ — масса жидкой смеси, кг; V_M — средний молекулярный объем смеси, м³; r_1, r_2, \dots, r_n — молярные концентрации компонентов в долях единицы.

1.9. КРИТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ГАЗОВ

Критические температура и давление. Газы могут быть превращены в жидкость сжатием, но при условии, что температура не превышает значения, строго определенного для каждого однородного газа. Температура, при которой и выше которой данный газ не может быть сжижен никаким повышением давления, называется критической $T_{кр}$. Давление, при котором и выше которого повышением температуры нельзя испарить жидкость, называется критическим $p_{кр}$. Объем газа, соответствующий критической температуре, называется критическим $V_{кр}$, а состояние газа, отвечающее критической температуре, критическому давлению и критическому объему, — критическим состоянием газа. При критическом состоянии плотность пара становится равной плотности жидкости. Критические температура и давление для газов приведены в табл. 1.2.

Приведенные критические параметры и закон соответственных состояний. Отношения параметров газа p, T и V , характеризующих его состояние, к их критическим значениям носят название приведенных, или приведенных критических параметров. Под приведенной температурой понимается отношение абсолютной температуры газа к его критической температуре: $T_{пр} = T/T_{кр}$. Приведенным давлением называется отношение абсолютного давления газа к его абсолютному критическому давлению: $p_{пр} = p_{абс}/p_{кр}$.

Если параметры газа выразить в безразмерных приведенных величинах, можно установить, что для газов существует общее уравнение состояния, лишенное величин, характеризующих данный газ:

$$f(p_{пр}, T_{пр}, V_{пр}) = 0. \quad (1.64)$$

Состояние, отвечающее этому условию, носит название закона соответственных состояний, согласно которому два газа будут иметь один и тот же приведенный объем, если у них равны приведенные давление и температура, т. е. газы в таких условиях должны обладать одинаковыми физическими свойствами.

Значение закона соответственных состояний заключается в том, что он позволяет с достаточной для практики точностью определять коэффициенты сжимаемости газов и другие параметры по графикам для других газов, построенным в приведенных параметрах.

1.10. ОТКЛОНЕНИЕ РЕАЛЬНЫХ ГАЗОВ ОТ ИДЕАЛЬНОГО ГАЗА

Законы газового состояния справедливы только для идеального газа, поэтому в технических расчетах, связанных с реальными углеводородными газами, их применяют только в пределах давления до 0,2—1,0 МПа (в зависимости от вида газа) и при температуре, превышающей 0 °С. При более высоком давлении или более низкой температуре либо применяют уравнения, учитывающие объем, занимаемый молекулами, и силы взаимодействия между ними, либо вводят в уравнения для идеального газа опытные поправочные коэффициенты — коэффициенты сжимаемости газа.

Из множества уравнений газового состояния реальных газов наиболее известным и употребительным является уравнение Ван-дер-Ваальса:

$$(p + a/V^2)(V - b) = RT \quad (1.65)$$

или для 1 моль газа $(p + a/V^2)(V_1 - b) = MRT$, где a и b — константы, характерные для каждого газа. Величина a/V^2 учитывает силы межмолекулярного взаимодействия, возрастающие с повышением давления до определенного предела; величина b — собственный объем, занимаемый молекулами газа.

Уравнение Ван-дер-Ваальса дает результаты, совпадающие с практическими данными, для газов с малой плотностью в широких диапазонах давлений и температур. Применение этого уравнения к тяжелым углеводородам типа пропана, пропилена, n -бутана, бутилена и других может привести к ошибкам, достигающим 2—10% в зависимости от давлений и температур.

С учетом изложенного, а также из-за неудобства пользования этим уравнением в практических расчетах применяют уравнения для идеального газа с введением в них экспериментально определенных поправок на сжимаемость. При введении таких поправок приведенные выше уравнения принимают вид

$$V = 0,3708 V_n (T/p) Z \text{ и } \rho = 2,6965 \rho_n (p/T) (1/Z) \text{ и } pV = RTZ,$$

где Z — коэффициент сжимаемости — безразмерная величина; индекс « n » указывает на нормальные условия, т. е. 0 °С и 101,3 кПа.

Так как экспериментальных данных по сжимаемости углеводородных газов недостаточно, то коэффициенты сжимаемости

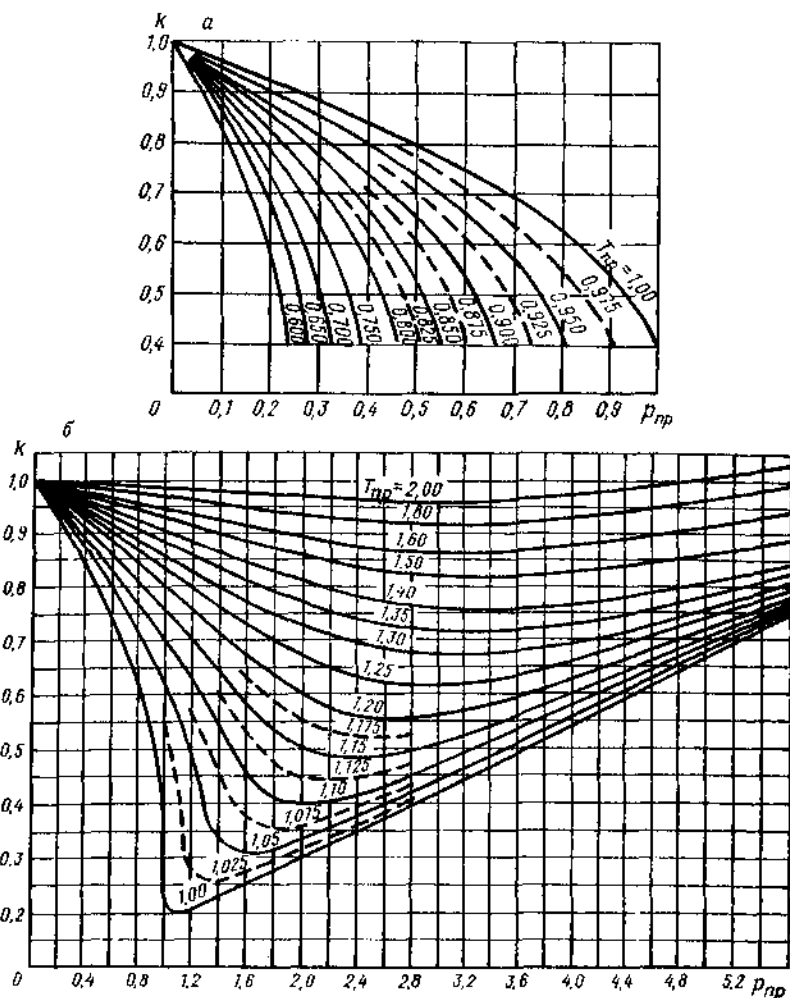


Рис. 1.1. Зависимость коэффициента сжимаемости газов k от приведенных температуры T_{np} и давления p_{np} .
 а — при $p_{np} \leq 1$; б — при p_{np} до 5,6.

обычно определяются по графикам (рис. 1.1), построенным по приведенным температурам и давлениям.

Для смесей газов пользуются средними критическими параметрами, определенными по составу газа:

$$p_{\text{ср. кр}} = \sum r_i p_{i \text{ кр}}; \quad (1.66)$$

$$T_{\text{ср. кр}} = \sum r_i T_{i \text{ кр}}, \quad (1.67)$$

где r — молярная (объемная) доля компонентов, входящих в смесь; $p_{i \text{ кр}}$ и $T_{i \text{ кр}}$ — критические давление и температура отдельных компонентов.

Пример. Определить плотность и удельный объем смешанного газа, состоящего из 4% этана, 60% пропана, 15% пропилена, 12% *n*-бутана и 9% *n*-бутилена по объему при $p = 1,0$ МПа и $t = 20^\circ\text{C}$.

Решение. Плотность смешанного газа, кг/м^3 , при $p = 101,3$ кПа и $t = 0^\circ\text{C}$ по данным табл. 1.2

$$\rho_{\text{см}} = 0,04 \cdot 1,356 + 0,6 \cdot 2,00 + 0,15 \cdot 1,915 + 0,12 \cdot 2,702 + 0,09 \cdot 2,55 = 2,097. \quad (1.68)$$

Критические параметры находим по табл. 1.2:

	$p_{\text{кр}}, \text{ МПа (абс.)}$	$T_{\text{кр}}, \text{ К}$
Этан	4,82	$32,3 + 273,15 = 305,45$
Пропан	4,21	$96,84 + 273,15 = 369,99$
Пропилен	4,54	$91,9 + 273,15 = 365,05$
<i>n</i> -Бутан	3,747	$152,01 + 273,15 = 427,16$
<i>n</i> -Бутилен	3,945	$144,4 + 273,15 = 417,55$

Средние критические параметры смеси определяются по формулам

$$\rho_{\text{ср.кр}} = 0,04 \cdot 4,82 + 0,6 \cdot 4,21 + 0,15 \cdot 4,54 + 0,12 \cdot 3,747 + 0,09 \cdot 3,945 = 4,3225 \text{ МПа (абс.);} \quad (1.69)$$

$$T_{\text{ср.кр}} = 0,04 \cdot 305,45 + 0,6 \cdot 370 + 0,15 \cdot 365,05 + 0,12 \cdot 427,16 + 0,09 \cdot 417,55 = 377,82 \text{ К.} \quad (1.70)$$

Приведенное давление

$$p_{\text{пр}} = p_{\text{ср.кр}} = 1,1 : 4,3225 = 0,2545. \quad (1.71)$$

Приведенная температура

$$T_{\text{пр}} = T/T_{\text{ср.кр}} = 20 + 273,15/377,82 = 0,7759. \quad (1.72)$$

Плотность смеси газа

$$\rho = 2,6965 \rho_{\text{см}}(p/T) (1/k), \quad (1.73)$$

где $k = 0,75$, тогда

$$\rho = 2,6965 \cdot 2,0971 : 283,151 : 0,75 = 26,63 \text{ кг/м}^3.$$

Удельный объем

$$v_{\text{см}} = 1 : 26,63 = 0,03755 \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (1.74)$$

1.11. УПРУГОСТЬ НАСЫЩЕННЫХ ПАРОВ

При использовании сжиженных углеводородных газов приходится иметь дело с двухфазной системой жидкость — пар (если есть свободная поверхность жидкости данного вещества в замкнутом пространстве). При этом в общем случае происходит или конденсация пара, или испарение жидкости. В условиях равновесия нет ни конденсации, ни испарения. Давление, при котором жидкость находится в равновесном состоянии с паром, называется **упругостью насыщенных паров**. Определенной температуре отвечает определенная упругость насыщенных паров, и наоборот, заданной упругости насыщенных паров отвечает определенная температура.

Если поддерживать постоянную температуру и сжимать пар, находящийся над жидкостью, то происходит его конденсация; наоборот, если увеличивать объем, занимаемый паром, то продолжается испарение жидкости.

Упругость насыщенных паров, МПа (абс.), предельных парафиновых (алканов) и непредельных олефиновых (алкенов) углеводородных газов

Температура, °С	Предельные парафиновые газы (алканы)					Непредельные олефиновые газы (алкены)			
	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	Изобутан $изо-C_4H_{10}$	n-Бутан $n-C_4H_{10}$	n-Пентан $n-C_5H_{12}$	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	n-Бутилен $n-C_4H_8$	Изобутилен $изо-C_4H_8$
-50	0,553	0,07	—	—	—	1,047	0,100	0,070	0,073
-45	0,655	0,088	—	—	—	0,228	0,123	0,086	0,089
-40	0,771	0,109	—	—	—	1,432	0,150	0,105	0,108
-35	0,902	0,134	—	—	—	1,660	0,181	0,127	0,130
-30	1,050	0,164	—	—	—	1,912	0,216	0,152	0,155
-25	1,215	0,197	—	—	—	2,192	0,259	0,182	0,184
-20	1,400	0,236	—	—	—	2,498	0,308	0,215	0,217
-15	1,604	0,285	0,088	0,056	—	2,833	0,362	0,252	0,255
-10	1,831	0,338	0,107	0,068	—	3,199	0,423	0,295	0,297
-5	2,081	0,399	0,128	0,084	—	3,596	0,497	0,343	0,345
0	2,355	0,466	0,153	0,102	0,024	4,025	0,575	0,396	0,399
5	2,555	0,543	0,182	0,123	0,030	4,488	0,665	0,456	0,458
10	2,982	0,629	0,215	0,146	0,037	5,000	0,764	0,522	0,524
15	3,336	0,725	0,252	0,174	0,046	—	0,874	0,594	0,598
20	3,721	0,833	0,294	0,205	0,058	—	1,020	0,688	0,613
25	4,137	0,951	0,341	0,240	0,067	—	1,132	0,694	0,678
30	4,460	1,080	0,394	0,280	0,081	—	1,280	0,856	0,864
35	4,889	1,226	0,452	0,324	0,096	—	1,444	0,960	0,969
40	—	1,382	0,513	0,374	0,114	—	1,623	1,072	1,084
45	—	1,552	0,590	0,429	0,134	—	1,817	1,193	1,206
50	—	1,740	0,670	0,490	0,157	—	2,028	1,323	1,344
55	—	1,943	0,759	0,557	0,183	—	2,257	1,464	1,489
60	—	2,162	0,853	0,631	0,212	—	2,505	1,588	1,645

Как уже отмечалось, каждой жидкости при определенном температурном уровне соответствует определенная упругость паров, возрастающая с ростом температуры. Если изобразить эту зависимость графически и соединить точки, соответствующие определенным давлениям при разных температурах, получатся кривые изменения давления в зависимости от температуры, называемые кривыми испарения. Расположение и степень кривизны кривых испарения для различных летучих жидкостей различны. Зависимости между упругостью чистых паров и температурой для углеводородов, входящих в составы сжиженных углеводородных газов, приведены на рис. 1.2 и в табл. 1.7.

Для идеальных систем жидкость — пар, у которых компоненты смеси образуют идеальный раствор в жидкой фазе, а пары компонентов подчиняются законам идеального газа, в состоянии равновесия

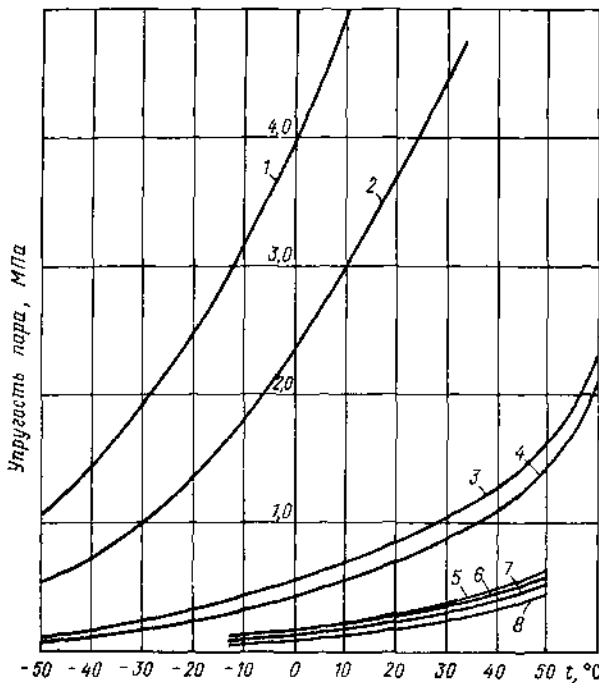


Рис. 1.2. Упругость насыщенных паров сжиженных углеводородных газов, 1 — C_2H_6 ; 2 — C_3H_8 ; 3 — C_4H_{10} ; 4 — C_4H_{10} ; 5 — *i*- C_4H_{10} ; 6 — *i*- C_4H_{10} ; 7 — *n*- C_4H_{10} ; 8 — *n*- C_4H_{10} .

весия справедливо уравнение, объединяющее закон Дальтона и Рауля:

$$y_i p = x_i p_i \text{ или } y_i/x_i = p_i/p = k_i, \quad (1.75)$$

где k_i — константа равновесия или распределения системы жидкость — пар; p_i — парциальное давление; x_i — молярная концентрация компонента i в жидкой фазе; y_i — то же, в паровой фазе.

Для большинства углеводородных газов значения k_i найдем экспериментально, с учетом отклонения реальных газов от законов идеального состояния. Количественное решение системы жидкость — пар возможно по уравнению концентраций с учетом констант распределения соответственно для жидкой фазы

$$x_i = a_i/[r_i - (r_i - 1) V_{ж}]; \quad (1.76)$$

для паровой фазы

$$y_i = x_i r_i/[1 + (r_i - 1) V_{п}], \quad (1.76a)$$

где a_i — молярная доля i -го компонента в исходном газе; $V_{п}$ — число молей, переходящих в жидкую фазу при давлении p и температуре t ; $V_{ж}$ — то же, переходящих в паровую фазу; r — объемная (молярная) концентрация каждого компонента смеси в долях единицы.

Наличие жидкой фазы при данных температуре и давлении смеси определяют, подставив в уравнение (1.76) $V_{ж} = 0$. Если при этом полученная сумма концентраций больше 1, жидкость имеется, в противном случае она отсутствует. Причем значение $V_{ж}$ находят методом подбора, чтобы сумма концентраций при правильно подобранном значении $V_{ж}$ была равна 1. При этом, если сумма концентраций $x_i < 1$, то значение $V_{ж}$ больше истинного, если же $x_i > 1$, значение $V_{ж}$ занижено.

Равновесный состав паровой фазы по заданному составу жидкой фазы можно определить в два приема. Сначала вычисляют общую упругость паров жидкой смеси по формуле $p_{общ} = x_1 p_1^* + x_2 p_2^* + \dots + x_n p_n^*$, затем — концентрацию каждого компонента по формуле $r_i = x_i p_i^* / p$. Соответственно равновесный состав жидкой фазы по известному составу паровой фазы также определяют в два приема: сначала общее давление системы по формуле

$$p = 1 / (r_1 / p_1^* + r_2 / p_2^* + \dots + r_n / p_n^*),$$

затем концентрацию каждого компонента в жидкой фазе $x_i = r_i / p_i^*$.

Эти задачи могут быть решены, если известны константы фазового равновесия (коэффициенты распределения) (рис. 1.3).

Пример 1. Определить состав смеси равновесной паровой фазы при $t = 30^\circ\text{C}$, если молярный состав жидкой фазы следующий, %: $\text{C}_3\text{H}_8 - 50$, $\text{C}_4\text{H}_{10} - 20$ и $n\text{-C}_4\text{H}_{10} - 30$.

Решение. Общая упругость паров жидкой смеси p , МПа (абс.), по приведенной выше формуле и данным табл. 1.6

$$p_{общ} = 0,5 \cdot 1,080 + 0,2 \cdot 1,280 + 0,3 \cdot 0,280 = 0,880.$$

Концентрации (молярные доли) компонентов в равновесной паровой фазе

$$r_{\text{C}_3\text{H}_8} = 0,5 \cdot 1,080 : 0,88 = 0,614;$$

$$r_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = 0,2 \cdot 1,280 : 0,88 = 0,291;$$

$$r_{n\text{-C}_4\text{H}_{10}} = 0,3 \cdot 0,280 : 0,88 = 0,095;$$

$$\sum r_i = 0,614 + 0,291 + 0,095 = 1,0.$$

Этот же пример может быть решен с помощью констант равновесия, приведенных на рис. 1.3:

$$k_{\text{C}_3\text{H}_8} = 1,228; \quad k_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = 1,455; \quad k_{n\text{-C}_4\text{H}_{10}} = 0,3166;$$

$$r_{\text{C}_3\text{H}_8} = 1,228 \cdot 0,5 = 0,614;$$

$$r_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = 1,455 \cdot 0,2 = 0,291;$$

$$r_{n\text{-C}_4\text{H}_{10}} = 0,3166 \cdot 0,3 = 0,095.$$

Пример 2. Определить состав смеси равновесной жидкой фазы при $t = 30^\circ\text{C}$, если известно, что молярный состав паровой фазы следующий, %: $\text{C}_3\text{H}_8 - 80$ и $n\text{-C}_4\text{H}_{10} - 20$.

Решение. Общее давление системы p , МПа (абс.), определяется по данным табл. 1.6:

$$p = 1 : (0,8 : 1,080 + 0,2 : 0,280) = 0,6873.$$

Концентрации компонентов в равновесной жидкой фазе

$$r_{\text{C}_3\text{H}_8} = 0,8 \cdot 0,6873 : 1,080 = 0,509;$$

$$r_{n\text{-C}_4\text{H}_{10}} = 0,2 \cdot 0,6873 : 0,280 = 0,491;$$

$$\sum x_i = 0,509 + 0,491 = 1,0.$$

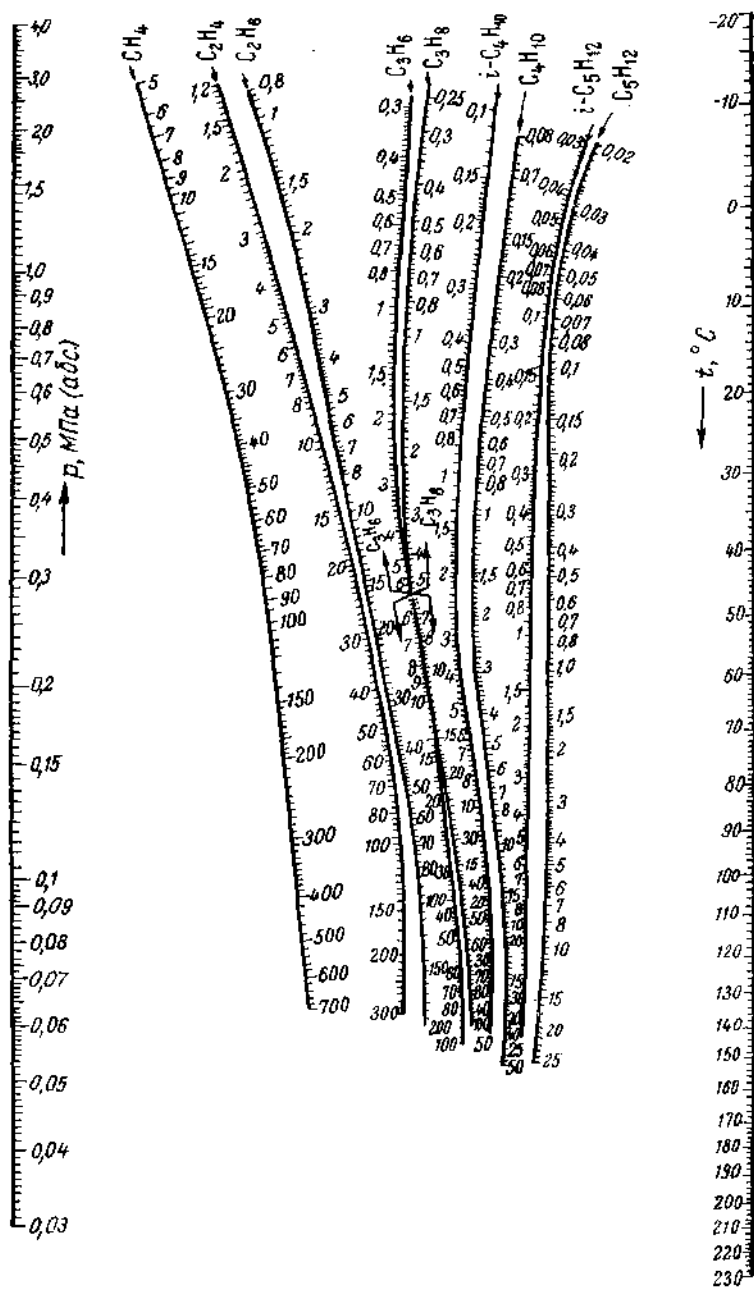


Рис. 1.3. Номограмма для определения констант фазового равновесия.

1.12. УДЕЛЬНЫЕ ОБЪЕМ И ПЛОТНОСТЬ ЖИДКОЙ И РАВНОВЕСНОЙ С НЕЙ ПАРОВОЙ ФАЗЫ

В табл. 1.8 приведены удельные объем и плотность жидкой и равновесной с ней паровой фазы для основных компонентов сжиженных газов (алканов). При пользовании этими данными необходимо иметь в виду, что они относятся к жидкостям и находящимся над ними в замкнутом объеме насыщенным парам при указанных в табл. 1.8 температуре и давлении, соответствующих данным табл. 1.7. Зависимость плотности жидких алканов от температуры приведена в табл. 1.9.

1.13. ОБЪЕМНОЕ РАСШИРЕНИЕ И СЖИМАЕМОСТЬ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Жидкие углеводороды обладают весьма высоким коэффициентом объемного расширения β_p , который показывает относительное изменение объема при изменении температуры на 1 °С. При одном и том же повышении температуры пропан (бутан) расширяется в 16,1 (11,2) раза больше, чем вода, и в 3,2 (2,23) раза больше, чем керосин (табл. 1.10—1.11). При отсутствии опытных данных коэффициент объемного расширения может быть приближенно определен из формулы

$$\rho_1 = \rho_2 [1 + \beta_p (t_2 - t_1)], \quad (1.77)$$

где ρ_1 , ρ_2 — плотности жидкой фазы при t_1 и t_2 (см. табл. 1.8, 1.9).

При повышении температуры сжиженные газы, расширяясь, создают опасные напряжения в металле, которые могут привести к разрушению резервуаров (баллонов). Это следует учитывать при заполнении последних, сохраняя требуемый для безопасной эксплуатации объем паровой фазы, т. е. необходимо предусматривать паровую подушку. Степень заполнения резервуаров (баллонов) зависит от марки газа, разности его температуры во время заполнения и при последующем хранении. Для резервуаров, где разность температуры не превышает 40 °С, степень заполнения принимается равной примерно 0,85, при большей разности температур она должна снижаться. Баллоны заполняются по массе в соответствии с рекомендациями табл. 9-3-7 «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» Госгортехнадзора СССР (табл. 1.12).

Степень сжатия жидкой фазы в сосуде оценивается коэффициентом объемного сжатия $\beta_{сж}$ (табл. 1.13), который показывает относительное изменение объема при повышении давления на 0,1 МПа. Зависимость давления от коэффициентов расширения и сжатия следующая:

$$\Delta p = (\beta_p / \beta_{сж}) \Delta t, \quad (1.78)$$

где Δt — разность температур, °С.

Зависимость плотности и удельного объема алканов от температуры

Тем- пера- тура, °С	Пропан C_3H_8				Изобутан <i>изо</i> - C_4H_{10}				<i>н</i> -Бутан <i>н</i> - C_4H_{10}			
	Удельный объем		Плотность		Удельный объем		Плотность		Удельный объем		Плотность	
	жидкости, л/кг	пара, м ³ /кг	жидкости, кг/л	пара, кг/м ³	жидкости, л/кг	пара, м ³ /кг	жидкости, кг/л	пара, кг/м ³	жидкости, л/кг	пара, м ³ /кг	жидкости, кг/л	пара, кг/м ³
-60	1,650	0,901	0,606	1,11	—	—	—	—	—	—	—	—
-55	1,672	0,735	0,598	1,36	—	—	—	—	—	—	—	—
-50	1,686	0,552	0,593	1,81	—	—	—	—	—	—	—	—
-45	1,704	0,483	0,587	2,07	—	—	—	—	—	—	—	—
-40	1,721	0,383	0,581	2,61	—	—	—	—	—	—	—	—
-35	1,739	0,308	0,575	3,25	—	—	—	—	—	—	—	—
-30	1,770	0,258	0,565	3,87	1,616	0,671	0,6190	1,49	—	—	—	—
-25	1,789	0,216	0,559	4,62	1,639	0,606	0,6100	1,65	—	—	—	—
-20	1,808	0,1825	0,553	5,48	1,650	0,510	0,6060	1,96	—	—	—	—
-15	1,825	0,156	0,548	6,40	1,667	0,400	0,600	2,50	1,626	0,624	0,615	1,602
-10	1,845	0,132	0,542	7,57	1,684	0,329	0,594	3,04	1,635	0,514	0,6115	1,947
-5	1,869	0,110	0,535	9,05	1,701	0,279	0,588	3,59	1,653	0,476	0,605	2,100
0	1,894	0,097	0,528	10,34	1,718	0,232	0,582	4,31	1,664	0,355	0,601	2,320
5	1,919	0,084	0,521	11,90	1,742	0,197	0,574	5,07	1,678	0,299	0,596	3,350
10	1,946	0,074	0,514	13,60	1,756	0,169	0,5694	5,92	1,694	0,254	0,5902	3,94
15	1,972	0,064	0,507	15,51	1,770	0,144	0,565	6,95	1,715	0,215	0,583	4,65
20	2,004	0,056	0,499	17,74	1,794	0,126	0,5573	7,94	1,727	0,186	0,5709	5,39
25	2,041	0,0496	0,49	20,15	1,815	0,109	0,5511	9,21	1,745	0,162	0,5732	6,18
30	2,070	0,0439	0,483	22,80	1,836	0,087	0,5448	11,50	1,763	0,139	0,5673	7,19
35	2,110	0,0395	0,474	25,30	1,852	0,077	0,540	13,00	1,779	0,122	0,562	8,17
40	2,155	0,035	0,464	28,60	1,873	0,068	0,534	14,70	1,801	0,107	0,5552	9,334
45	2,217	0,029	0,451	34,50	1,898	0,060	0,527	16,80	1,821	0,0946	0,549	10,571
50	2,242	0,027	0,446	36,80	1,9298	0,053	0,5182	18,94	1,843	0,0826	0,5426	12,10
55	2,288	0,0249	0,437	40,22	1,949	0,049	0,513	20,56	1,866	0,0808	0,536	12,38
60	2,304	0,0224	0,434	44,60	1,98	0,041	0,505	24,20	1,880	0,0643	0,532	15,40

ТАБЛИЦА 1.9

Зависимость плотности, кг/л, сжиженных алкенов
от температуры

Температура, °С	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	n-Бутилен $n-C_4H_8$	Изобутилен $iso-C_4H_8$
-40	0,461	0,599	0,670	0,6634
-35	0,454	0,594	0,664	0,659
-30	0,443	0,5865	0,656	0,6515
-25	0,431	0,582	0,647	0,649
-20	0,416	0,5735	0,641	0,6405
-15	0,400	0,567	0,634	0,636
-10	0,381	0,560	0,629	0,6294
-5	0,363	0,552	0,624	0,625
0	0,345	0,545	0,619	0,616
5	—	0,538	0,612	0,612
10	—	0,5305	0,606	0,6061
15	—	0,5371	0,600	0,610
20	—	0,5438	0,514	0,614
25	—	0,5506	0,505	0,618

ТАБЛИЦА 1.10

Опытные коэффициенты объемного расширения β_p

Продукт	При $t = 15^\circ C$	В интервале температур, °С	
		-20 ÷ +10	+10 ÷ +40
		Пропан	0,00306
Пропилен	0,00294	0,00280	0,00368
n-Бутан	0,00212	0,00209	0,00220
n-Бутилен	0,00203	0,00194	0,00210
Керосин	0,00095	—	—
Вода	0,00019	—	—

ТАБЛИЦА 1.11

Зависимость коэффициента объемного расширения β_p , $^{\circ}C^{-1} \cdot 10^{-3}$,
от температуры и давления

Давление, МПа	Температура, °С				
	20	40	60	80	100

Сжиженный пропан

2,0	313	384	—	—	—
4,0	293	345	480	805	—
6,0	277	312	406	603	929
8,0	261	287	353	480	656
10,0	248	265	311	400	510
15,0	223	227	251	297	354
20,0	205	204	218	251	294

Давление, МПа	Температура, °С				
	20	40	60	80	100
Сжиженный <i>n</i>-бутан					
2,0	226	225	247	321	446
4,0	217	212	227	287	393
6,0	209	201	210	259	355
8,0	202	191	195	239	327
10,0	195	182	182	223	306
15,0	182	164	164	197	273
20,0	169	151	151	183	255

ТАБЛИЦА 1.12

Нормы наполнения резервуаров сжиженными газами

Газ	Масса газа на 1 л вместимости резервуара, кг, не более	Вместимость резервуара на 1 кг газа, л, не менее
<i>n</i> -Бутан	0,488	2,05
<i>n</i> -Бутилен	0,526	1,90
Пропан	0,425	2,35
Пропилен	0,445	2,25

ТАБЛИЦА 1.13

Зависимость коэффициента объемного сжатия $\beta_{ож}$ от давления, МПа⁻¹ · 10⁻⁶

Давление, МПа	Температура, °С				
	20	40	60	80	100
Сжиженный пропан					
2,0	451	755	—	—	—
4,0	420	674	1250	2810	—
6,0	393	602	1040	2050	4600
8,0	364	544	884	1560	2980
10,0	343	492	758	1330	2090
15,0	295	394	542	640	1070
20,0	256	320	404	506	640
Сжиженный <i>n</i>-бутан					
2,0	247	355	533	833	1350
4,0	238	335	488	730	1100
6,0	230	319	450	611	918
8,0	223	303	415	569	781
10,0	215	284	386	510	669
15,0	200	256	313	395	479
20,0	185	229	273	316	358

1.14. ВЛАЖНОСТЬ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И ЖИДКОСТЕЙ. ГИДРАТОБРАЗОВАНИЕ

Все углеводородные газы в реальных условиях содержат водяной пар. Его количество при заданных температуре и давлении газа строго определено. Насыщение газов водяным паром возможно до предельного давления, равного упругости насыщенного пара при заданной температуре. Различают абсолютную и относительную влажность газов.

Абсолютная влажность (влагосодержание) газа — количество водяных паров в единице объема или массы газа (соответственно различают абсолютную объемную, г/м³, и абсолютную массовую влажность, г/кг).

Относительная влажность газа φ (степень насыщения газа водяными парами), доля единицы или процент, — отношение фактически содержащегося в газе количества водяного пара к максимально возможному при заданных температуре и давлении. Относительную влажность газа можно выразить и через отношение парциального давления p_i находящегося в газе водяного пара к давлению $p_{нас}$ насыщенного пара при той же температуре, т. е. $\varphi = p_i/p_{нас}$. Для воздуха (при атмосферном или близком к нему давлении), насыщенного водяным паром, т. е. при $\varphi = 1$, абсолютная объемная влажность и упругость паров в зависимости от температуры приведены в табл. 1.14. В практических расчетах и для других газов, если они находятся под давлением, близким к атмосферному, также можно пользоваться данными табл. 1.14. Для углеводородных газов отклонение от табличных данных тем больше, чем выше в них содержание углерода.

Поскольку влажный газ следует законам идеального газа, влажность газа при различных давлениях, кг на 1 кг сухого газа,

$$W = (R_r/R_n) [\varphi p_n / (p - \varphi p_n)], \quad (1.79)$$

где R_r и R_n — удельные газовые постоянные сухого газа и водяного пара, Дж/(кг·К); φ — относительная влажность газа; p_n — упругость насыщенного пара воды при заданной температуре, кПа; p — общее давление влажного газа, кПа.

При давлении p , намного превышающем парциальное давление водяных паров,

$$W = (R_r/R_n) (p_n/p) \varphi. \quad (1.79a)$$

В практике приходится пересчитывать объем влажных газов на объем сухих газов, м³, при нормальных и стандартных условиях:

$$V_{0^\circ \text{C}, 101,3 \text{ кПа}} = V_{\text{вл}} \cdot 273,15 (p - p_n) / [(273,15 + t) \cdot 101,3];$$

$$V_{20^\circ \text{C}, 101,3 \text{ кПа}} = V_{\text{вл}} \cdot 293,15 (p - p_n) / [(293,15 + t) \cdot 101,3],$$

где $V_{\text{сух}}$ — объем сухого газа при нормальных и стандартных условиях, м³; $V_{\text{вл}}$ — то же, влажного газа (при температуре t °С и давлении p кПа), м³.

Сжиженные газы (жидкости) способны растворять некоторое количество воды, увеличивающееся с повышением температуры.

ТАБЛИЦА I.14

Упругость водяных паров и влагосодержание в состоянии насыщения

Температура, °С	Упругость водяных паров, кПа	Влагосодержание, г/м³	Температура, °С	Упругость водяных паров, кПа	Влагосодержание, г/м³	Температура, °С	Упругость водяных паров, кПа	Влагосодержание, г/м³
-30	0,037	0,33	-2	0,517	4,13	26	3,36	24,4
-29	0,041	0,37	-1	0,563	4,47	27	3,564	25,8
-28	0,0477	0,41	0	0,611	4,84	28	3,779	27,2
-27	0,0507	0,46	1	0,657	5,22	29	4,004	28,7
-26	0,057	0,51	2	0,705	5,60	30	4,242	30,3
-25	0,0627	0,55	3	0,758	5,98	31	4,492	32,1
-24	0,0693	0,60	4	0,813	6,40	32	4,754	33,9
-23	0,0773	0,66	5	0,872	6,84	33	5,029	35,7
-22	0,0853	0,73	6	0,934	7,30	34	5,319	37,6
-21	0,0933	0,80	7	1,001	7,80	35	5,623	39,6
-20	0,103	0,88	8	1,073	8,3	36	5,940	41,8
-19	0,113	0,96	9	1,148	8,8	37	6,274	44,0
-18	0,125	1,05	10	1,228	9,4	38	6,624	46,4
-17	0,1373	1,15	11	1,312	10,0	39	6,990	48,7
-16	0,151	1,27	12	1,402	10,7	40	8,307	51,2
-15	0,1653	1,38	13	1,497	11,4	45	9,582	65,4
-14	0,1813	1,51	14	1,598	12,1	50	12,344	83,0
-13	0,1986	1,65	15	1,705	12,8	55	15,729	104,3
-12	0,2173	1,80	16	1,817	13,6	60	19,915	130
-11	0,2373	1,96	17	1,937	14,5	65	24,994	161
-10	0,26	2,14	18	2,063	15,4	70	31,152	198
-9	0,284	2,33	19	2,197	16,3	75	38,537	242
-8	0,309	2,54	20	2,338	17,3	80	47,335	293
-7	0,337	2,76	21	2,486	18,3	85	57,799	354
-6	0,368	2,99	22	2,643	19,4	90	70,089	424
-5	0,401	3,24	23	2,809	20,6	95	84,499	505
-4	0,437	3,51	24	2,983	21,8	100	101,308	598
-3	0,476	3,81	25	3,167	23,0	—	—	—

Например, для жидкой фазы пропана справедлива следующая зависимость:

Температура пропана, °С	Количество растворенной воды, мас. %
0	0,06
5	0,09
10	0,11
15	0,155
20	0,21
25	0,27
35	0,41
40	0,52

Содержание воды в 1 кг паров углеводородов значительно превышает таковое в 1 кг жидкости. Следовательно, при наличии в сжиженных углеводородах воды в растворенном виде она будет достаточно интенсивно переходить из жидкой фазы в паровую

фазу. Так, для пропана изменение содержания воды в жидкой и паровой фазах в зависимости от температуры следующее:

Температура, °С	Отношение массового процентного содержания воды в парах к процентному содержанию в жидкости
5	8,2
10	7,1
15	6,3
20	5,7
25	5,2
35	4,3
40	4,1

Этими данными с достаточной для практики точностью можно руководствоваться и для других углеводородов, а также для их смесей.

Наличие влаги в сжиженных углеводородных газах значительно осложняет эксплуатацию систем газоснабжения. Пары углеводородов, входящих в состав сжиженных газов, при отрицательных температурах превращаются в жидкость, т. е. образуется конденсат. Соответственно и водяные пары, находящиеся в газе, образуя ледяные или снеговые пробки, переходят в жидкое состояние, а затем — в лед. Сам по себе конденсат сжиженного газа при неблагоприятных условиях может закупоривать газопроводы, клапаны регуляторов давления, запорную арматуру. Закупорке способствуют ледяные пробки. Кроме того, углеводороды с водой образуют кристаллогидраты, которые также приводят к закупорке газопроводов. Для предотвращения образования ледяных (и снеговых) пробок и кристаллогидратов необходимо, чтобы $\phi \leq 0,6$ при самой низкой расчетной температуре в газопроводе.

Кристаллогидраты представляют собой белые кристаллические тела, похожие на снег или лед (в зависимости от условий их образования). Так, метан с водой образует гидрат $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, этан — $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$, пропан — $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$ и т. д. При этом гидраты возникают при температуре, значительно превышающей температуру образования льда. Однако каждый из названных углеводородов характеризуется максимальной температурой, выше которой ни при каком повышении давления нельзя вызвать гидратообразование газов. Эта температура называется критической температурой гидратообразования и равна, °С: для метана — 21,5, этана — 14,5, пропана — 5,5, *n*-бутана — 2,5, изобутана — 1 (табл. 1.15). Чем тяжелее углеводородный газ, тем скорее он в присутствии влаги образует гидрат. Высокая скорость и турбулентность потока, пульсация компрессора, быстрые повороты и другие условия, усиливающие перемешивание смеси, также способствуют возникновению гидратов.

Конденсат образуется при понижении температуры воздуха или грунта ниже определенного уровня отрицательных температур. Его образование зависит также от состава сжиженных газов и соответ-

Условия образования гидратов

Этан		Пропан	
Температура, °С	Давление, МПа	Температура, °С	Давление, МПа
-9,5	0,32	-11,9	0,1
-6,7	0,36	-9	0,12
-3,9	0,41	-6,3	0,13
-1,1	0,46	-5,6	0,14
0,6	0,51	-3,3	0,15
1,7	0,58	-1	0,17
10,8	1,7	1,7	0,24
13	2,7	2,3	0,27
14,5	3,4	3,3	0,34
—	—	4,4	0,41
—	—	5,5	0,48

ственно от упругости паров. Пары пропана при низком давлении (до 5 кПа) образуют конденсат, когда их температура понижается до -42°C , а *n*-бутана — до $-0,5^{\circ}\text{C}$. Смесь паров пропана и *n*-бутана (50 мас. %), широко используемая при газоснабжении коммунально-бытовых потребителей, образует конденсат уже при температуре -21°C (при избыточном давлении 0,3 МПа конденсация смеси наступает примерно при 10°C).

Конденсация паров сжиженных углеводородов наблюдается в надземных газопроводах, проложенных без специального подогрева и утепления, а также в газопроводах среднего и высокого давления на газонаполнительных станциях и в резервуарных установках. Для предупреждения конденсации паров и закупорки газопроводов необходимо использовать сжиженные газы с повышенным содержанием технического пропана; прокладывать газопроводы низкого давления под землей, в зоне положительных температур грунта; устраивать конденсатосборники в низких точках подземного газопровода; делать минимальными по протяженности и утеплять цокольные вводы газопроводов в здания; прокладывать в несобходимых случаях надземные газопроводы с обогревающими спутниками в общей тепловой изоляции; делать минимальными по длине газопроводы высокого давления резервуарных установок; предусматривать при их прокладке возможность беспрепятственного стока конденсата в резервуар; предусматривать конденсатосборники на трубопроводах высокого давления газонаполнительных станций перед компрессорами.

Из полученных на заводах сжиженных газов, применяемых как топливо, полностью удаляют дренажную воду, в результате чего они практически не содержат влаги. Вода может попадать в сжиженный газ из резервуаров, подвергшихся гидравлическим испытаниям, если она не была полностью удалена из них, а также из

транспортных резервуаров. В сухие резервуары влага может попасть из влажного воздуха при пневматическом испытании.

Образовавшиеся углеводородные гидраты можно разложить подогревом газа, снижением его давления или вводом веществ, уменьшающих упругость водяных паров и тем самым понижающих точку росы газа. Наибольшее распространение для этих целей получил метанол (метилловый спирт). Его пары с водяными парами образуют растворы, переводящие водяные пары в конденсат, который выделяется из жидкой фазы (температура замерзания спиртоводного раствора значительно ниже, чем воды). Этот раствор затем удаляют вместе с тяжелыми остатками. Масса добавляемого метанола (с учетом наличия в сжиженном газе только растворенной связанной воды) составляет 0,26 кг на 1000 кг газа. Если в сжиженном газе присутствует свободная вода, масса метанола в нем увеличится из расчета 0,5—0,6 кг метанола на 1 кг свободной воды.

1.15. ТОЧКА РОСЫ

Насыщенные пары углеводородных газов при данных температуре и давлении находятся в т о ч к е р о с ы. Если при постоянном давлении эти пары несколько охладить, некоторая часть их начнет конденсироваться. С изменением давления при постоянной температуре равновесие фаз будет смещаться в ту или другую сторону, но двухфазная система всегда будет стремиться сохранить равновесие — состояние, характеризующееся насыщенностью паров.

При повышении температуры насыщенных паров равновесие фаз будет смещаться в другом направлении, вследствие чего процесс испарения из жидкой фазы усилится и будет идти до тех пор, пока при новой заданной температуре не наступит равновесия фаз.

Следовательно, точка росы приобретает весьма важное значение при рассмотрении двухфазных систем, в частности пропан-бутановых смесей. Для различных паров чистых насыщенных углеводородов она в зависимости от их упругости определяется по табл. 1.7. Так, пропану под давлением 0,338 МПа (абс.) соответствует точка росы -10°C , а *n*-бутану при давлении 0,374 МПа (абс.) $+40^{\circ}\text{C}$. Точка росы для смесей углеводородных газов зависит от их состава и общего давления.

Для углеводородов, следующих законам Дальтона и Рауля, точка росы соответствует температуре, для которой справедливо равенство

$$r_1/p_1 + r_2/p_2 + \dots + r_n/p_n = 1/p,$$

где r_1, r_2, \dots, r_n — молярная доля компонентов; p_1, p_2, \dots, p_n — парциальное давление компонентов; p — общее давление смеси.

Точность приведенного уравнения зависит от того, насколько рассматриваемая смесь следует законам идеальной смеси. Нахождение точки росы по математическим уравнениям требует значительного времени и сопряжено с довольно громоздкими расчетами.

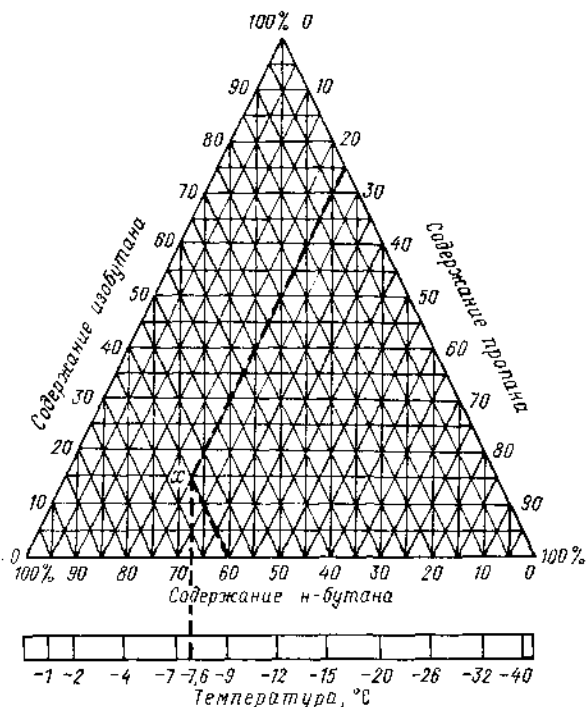


Рис. 1.4. Номограмма для определения точки росы пропана, изобутана и *n*-бутана при атмосферном давлении.

Для практических целей лучше всего пользоваться специально разработанными номограммами (рис. 1.4), имеющими вид треугольника, на каждой стороне которого отложено содержание (в процентах) пропана, изобутана и *n*-бутана. Например, для определения точки росы смеси в точке *x*, содержащей 25% пропана, 60% *n*-бутана и 15% изобутана, достаточно найти точку пересечения линий, соответствующих 25% пропана и 60% *n*-бутана. Проведя из этой точки перпендикуляр к шкале температур, находим точку росы трехкомпонентной смеси, равную в нашем случае $-7,6^{\circ}\text{C}$. Ниже приведены приближенные точки росы газообразной смеси технического пропана и *n*-бутанов различного состава при давлении 3 кПа:

Объемная доля пропана, %	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10	0
То же, бутанов, %	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Точка росы, $^{\circ}\text{C}$	-42	-32	-26	-21	-17	-13	-10	-8	-5	-2	0

Приведенные данные показывают, что для предотвращения конденсатообразования необходимо в разных климатических зонах

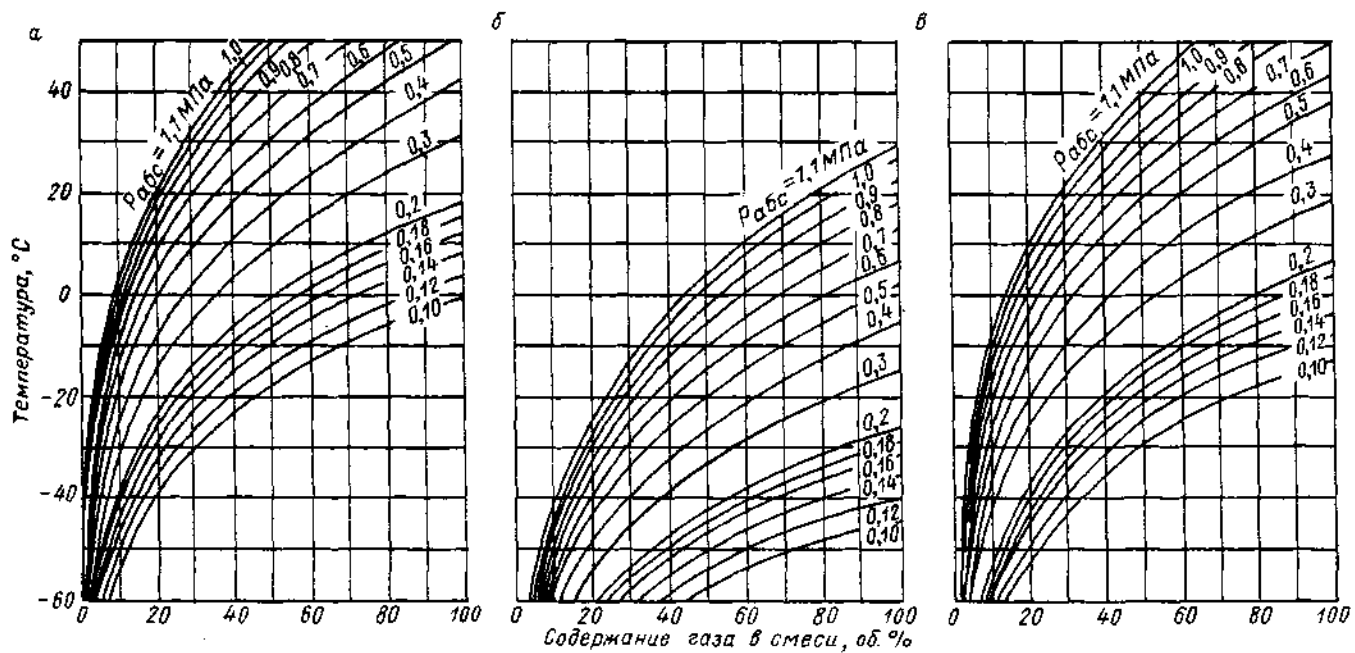


Рис. 1.5. Графики точек росы смесей с воздухом *n*-бутана (*а*), пропана (*б*), изобутана (*в*).

СССР применять смеси с различным соотношением технического пропана и бутанов, особенно при естественном испарении.

В практике газоснабжения используют не только чистые углеводороды и их смеси, но и взрывобезопасные смеси углеводородов с воздухом. Точка росы, при которой начинается выпадение конденсата из газозвушной смеси, зависит от парциального давления газа в смеси. На рис. 1.5 приведены точки росы смесей пропана, изобутана, и *n*-бутана с воздухом в зависимости от давления и объемной доли их в смеси.

1.16. ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ

В двухфазных системах появляются силы межфазного поверхностного натяжения, которые производят работу по образованию поверхности жидкости на границе ее раздела с газом. У двухфазных систем поверхность раздела фаз называют свободной поверхностью. Работа, затраченная на образование 1 см² поверхности раздела фаз, называется поверхностным натяжением — ньютоном на метр (Н/м). Единица измерения поверхностного натяжения — ньютон на метр (Н/м). Если в системе не происходит массового теплообмена, поверхностное натяжение является физической константой, характеризующей систему жидкость — пар или жидкость — жидкость.

Поверхностное натяжение системы жидкость — пар можно определить по формуле

$$\sigma = \sigma (\rho_{ж} - \rho_{п}), \quad (1.80)$$

где σ — коэффициент пропорциональности (величина постоянная для данного вещества), определенный через молекулярную массу того или иного углеводорода. С повышением молекулярной массы поверхностное натяжение вещества увеличивается, а с увеличением температуры уменьшается и становится равным нулю при критической температуре, т. е. в точке, где исчезает разница между жидкостью и паром (табл. 1.16).

Влияние температуры на поверхностное натяжение при нормальном давлении может быть определено по формуле

$$\sigma = \sigma_0 [(t_{кр} - t)/(t_{кр} - t_0)]^{1.2}, \quad (1.81)$$

где σ_0 — поверхностное натяжение при нормальных условиях; $t_{кр}$ — критическая температура жидкости.

Повышение давления также приводит к уменьшению поверхностного натяжения, при критическом давлении оно становится равным нулю.

Поверхностное натяжение смеси двух жидкостей может быть определено с помощью следующего соотношения:

$$\sigma = \sigma_1 \sigma_2 (x_1 \sigma_1 + x_2 \sigma_2), \quad (1.82)$$

где σ_1 и σ_2 — поверхностное натяжение смешанных жидкостей; x_1 и x_2 — молярные доли жидкостей в смеси.

ТАБЛИЦА 1.10

Поверхностное натяжение, кН/м, сжиженных углеводородных газов

Температура, °С	Этан C ₂ H ₆	Пропан- лен C ₃ H ₈	Пропан C ₃ H ₈	n-Вути- лен n-C ₄ H ₁₀	Изобу- тилен изо-C ₄ H ₁₀	Изобу- тан изо- C ₄ H ₁₀	n-Бутан n-C ₄ H ₁₀	n-Пен- тан n-C ₅ H ₁₂
-50	10,1	16,9	16,9	—	—	—	—	—
-45	9,5	16,2	15,5	—	—	—	—	—
-40	8,8	15,4	15,0	—	—	—	—	—
-35	8,0	14,7	14,0	—	—	—	—	—
-30	7,4	14,0	13,8	—	—	—	—	—
-25	6,6	13,3	13,2	—	—	—	—	—
-20	5,9	12,6	12,5	—	—	15,3	17,0	20,5
-15	5,3	11,9	11,9	16,7	16,2	14,8	16,4	20,0
-10	4,7	11,3	11,2	16,0	16,5	14,1	15,8	19,4
-5	4,1	10,6	10,6	15,4	14,8	13,5	15,2	18,8
0	3,4	9,9	9,9	14,7	14,2	12,9	14,7	18,2
5	2,8	9,2	9,4	14,1	13,7	12,3	14,2	17,7
10	2,2	8,6	8,7	13,6	13,1	11,7	13,6	17,2
15	1,5	7,9	8,2	13,0	12,5	11,1	13,0	16,6
20	0,8	7,3	7,6	12,4	11,9	10,5	12,4	16,1
25	0,4	6,7	6,9	11,8	11,3	10,0	11,9	15,5
30	0,2	6,1	6,3	11,1	10,7	9,4	11,3	15,0
35	—	5,5	5,8	10,6	10,2	8,8	10,7	14,5
40	—	4,7	5,1	10,0	9,7	8,2	10,2	14,0
45	—	4,2	4,5	9,4	9,1	7,7	9,6	13,5
50	—	3,7	3,9	8,9	8,6	7,1	9,1	13,0
55	—	3,1	3,4	8,3	8,0	6,5	8,6	12,5
60	—	2,6	2,9	7,8	7,5	6,0	8,0	11,9
65	—	2,0	2,4	7,2	7,0	5,5	7,5	11,4
70	—	1,5	1,9	6,6	6,4	5,0	7,0	10,8

1.17. ЛЕТУЧЕСТЬ (ФУГИТИВНОСТЬ)

Как показали многочисленные наблюдения и опыты, упругость паров отдельных компонентов увеличивается с ростом не только температуры, но и общего давления. Если при давлении до 1,0 МПа (абс.) это увеличение незначительно, то при более высоком давлении оно становится ощутимым, что позволяет сделать следующий вывод: упругость паров — функция не только температуры, но и давления $p_d = f(T, p)$.

Для выяснения этой сложной функциональной зависимости необходимо рассмотреть явление летучести (фугитивности) как исправленную упругость паров с учетом влияния на последнюю не только температуры, но и давления. Следовательно, она более точно выражает стремление вещества переходить из жидкой фазы в паровую (испарение) или обратно из паровой в жидкую (конденсация). При этом вместо упругости паров все формулы и уравнения, выражающие состояние и соотношение системы пар — жидкость, которые были выведены без учета отклонения паров и жидкостей от законов идеальных газов и растворов, сохраняются без изменения.

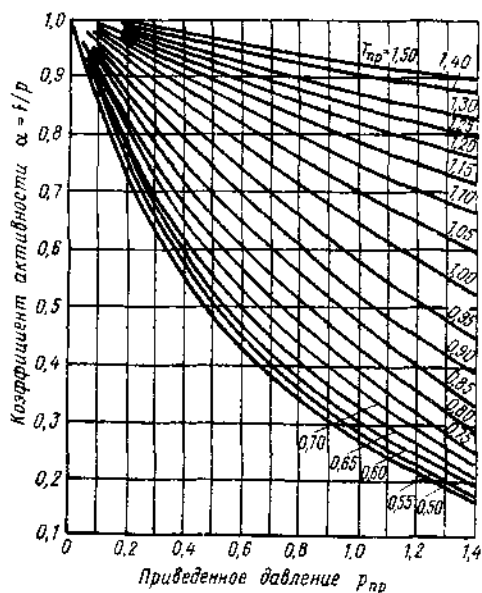


Рис. 1.6. Зависимость коэффициента активности паров углеводородов α от приведенных температуры и давления,

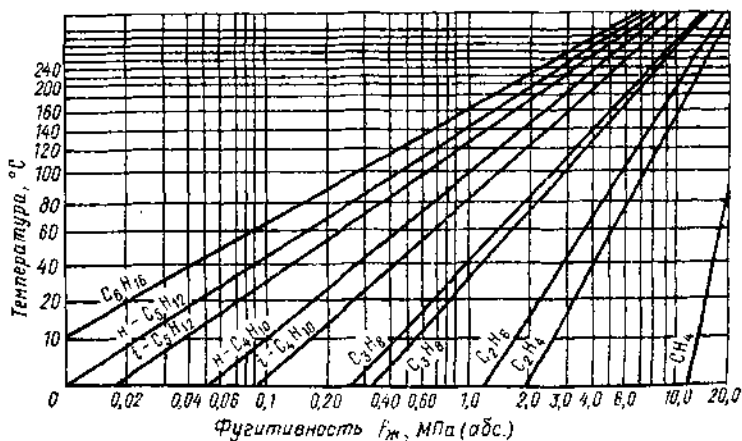


Рис. 1.7. Зависимость фугитивности сжатых углеводородных газов от температуры,

Величина, показывающая, во сколько раз фугитивность больше упругости насыщенных паров, т. е. $f/p_{\text{н}}$, называется коэффициентом активности вещества α . Аналогично коэффициенту сжимаемости для этого коэффициента по приведенным давлению $p_{\text{пр}}$ и температуре $T_{\text{пр}}$ построены кривые, облегчающие определение его значений. Летучесть чистого парообразного компонента легко найти по рис. 1.6.

Если двухфазная система находится в равновесном состоянии, то фугитивность жидкости и пара равна. При отсутствии равнове-

сия отклонение фугитивности жидкости и пара, как и вообще фугитивность жидкой и паровой фаз, можно определить по формуле

$$\ln (f_{\text{жл}}/f_{\text{пл}}) = V_{\text{ж}}(p - p_{\text{пл}})/(RT) \quad (1.83)$$

или через десятичный логарифм

$$\lg (f_{\text{жл}}/f_{\text{пл}}) = V_{\text{ж}}(p - p_{\text{пл}})/(2,3RT), \quad (1.83a)$$

где $f_{\text{жл}}$ — фугитивность чистого компонента в чистом виде при давлении p и температуре T ; $f_{\text{пл}}$ — фугитивность компонента при давлении насыщенного пара; p — давление смеси; $p_{\text{пл}}$ — упругость паров чистого компонента.

Пользуясь приведенной формулой, определяем фугитивность жидкой и паровой фаз как индивидуальных компонентов, так и технических сортов горючих газов. При этом по приведенным графикам можно рассчитать коэффициент активности чистого парообразного компонента, а затем фугитивность данного компонента по формуле $f = \alpha p_{\text{пл}}$.

Фугитивность сжиженных углеводородов в зависимости от температуры в условиях равновесия с насыщенным паром может быть определена по графику на рис. 1.7.

Пример. Определить фугитивность пропана при температуре 40 °С и давлении 3,0 МПа.

Решение. Определим приведенные параметры: $p_{\text{пр}} = p/p_{\text{кр}} = 3,0 : 4,21 = 0,7126$ и $T_{\text{пр}} = T/T_{\text{кр}} = 313,5 : 370 = 0,85$.

По рис. 1.6 найдем коэффициент активности: $\alpha = 0,58$.

Подставив в формулу фугитивности пропана значение входящих в нее величин, получим $f = 0,58 \cdot 3 = 1,74$ МПа (абс.).

1.18. ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ

Процесс распространения теплоты в телах без перемещения их вещества (без конвекции и лучистого теплообмена) называется теплопроводностью. Передача теплоты в неподвижной среде (жидкости, газе) происходит по закону Фурье, согласно которому тепловой поток q пропорционален градиенту температуры: $q = \lambda (dT/dx)$, где q — количество теплоты, передаваемое через единицу поверхности в единицу времени; λ — коэффициент теплопроводности, характеризующий количество теплоты, передаваемой в единицу времени через единицу поверхности при изменении температуры на 1 °С на единицу длины; dT/dx — градиент температуры, т. е. производная от температуры по координате, нормальной к поверхности, через которую происходит передача теплоты.

Количество проходящей через тело теплоты прямо пропорционально площади F , разности температур по обе стороны тела Δt , времени течения теплового потока τ и обратно пропорционально толщине тела s :

$$Q = \lambda F \tau (\Delta t/s). \quad (1.84)$$

Коэффициенты теплопроводности углеводородных

Температура, °С	Этилен		Этан		Пропилен	
	Жидкость	Пар	Жидкость	Пар	Жидкость	Пар
-60	0,1299	0,0152	0,1465	0,0126	—	—
-50	0,1199	0,0174	0,1359	0,0136	—	—
-40	0,1105	0,0201	0,1252	0,0151	0,1193	0,0113
-30	0,1015	0,0234	0,1151	0,0169	0,1156	0,0124
-20	0,0924	0,0275	0,1055	0,0191	0,1118	0,0132
-10	—	—	0,0985	0,0216	0,1080	0,0142
0	—	—	0,0911	0,0246	0,1040	0,0153
10	—	—	0,0842	0,0281	0,1001	0,0163
20	—	—	—	—	0,0957	0,0174
30	—	—	—	—	0,0913	0,0186
40	—	—	—	—	0,0867	0,0199
50	—	—	—	—	0,0821	0,0218
60	—	—	—	—	0,0775	0,0243

ТАБЛИЦА 1.17

газов на линии насыщения, Вт/(м·°С)

Пропан		Изобутилен		Изобутан		n-Бутан	
Жидкость	Пар	Жидкость	Пар	Жидкость	Пар	Жидкость	Пар
—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—
0,1087	0,0106	—	—	—	—	—	—
0,1059	0,0119	—	—	—	—	—	—
0,1028	0,0134	—	—	—	—	—	—
0,0998	0,0146	—	—	—	—	—	—
0,0969	0,0159	0,1130	0,0128	0,1093	0,0121	—	—
0,0939	0,0172	0,1194	0,0140	0,1068	0,0134	0,1090	0,0119
0,0910	0,0187	0,1076	0,0151	0,1040	0,0144	0,1065	0,0129
0,0880	0,0202	0,1047	0,0151	0,1009	0,0157	0,1036	0,0140
0,0848	0,0221	0,1022	0,0165	0,0982	0,0168	0,1010	0,0152
0,0812	0,0240	0,0991	0,0177	0,0957	0,0180	0,0985	0,0164
0,0777	0,0262	0,0963	0,0189	0,0926	0,0198	0,0958	0,0177
			0,0202	0,0909	0,0209	0,0929	0,0190

В газовой среде передача теплоты происходит за счет обмена энергией между беспорядочно движущимися молекулами; этим и обуславливается теплопроводность газов, т. е. их способность быстро выравнивать свою температуру. При расчетах, связанных с двухфазными системами, приходится учитывать теплопроводность как жидкой, так и паровой (газовой) фазы.

Ниже укажем влияние отдельных факторов на теплопроводность газов и жидкостей:

— с увеличением молекулярной массы коэффициент теплопроводности газов и жидкостей уменьшается;

— с повышением температуры коэффициент теплопроводности газов увеличивается приблизительно по формуле

$$\lambda_T = [\lambda_0 (273,15 + c) / (T + c)] (T/273,15)^{0,75} \quad (1.85)$$

[где λ_T — коэффициент теплопроводности газа при T , К; λ_0 — коэффициент теплопроводности при 273,15 К; c — константа (азот — 107, воздух — 122, водяной пар — 673, диоксид углерода — 255, кислород — 138, водород — 83, оксид углерода — 102, метан — 198, этан — 287, пропан — 324, пропилен — 322, *n*-бутан — 340, *n*-бутилен — 329)], а жидкостей уменьшается (в среднем на 1% при повышении температуры на 10 °С);

— теплопроводность газов с повышением давления возрастает, хотя при низких и средних давлениях незначительно. При давлении в пределах 0,0001—1,0 МПа теплопроводность газов увеличивается примерно на 1% с повышением давления на 0,1 МПа;

— теплопроводность жидкостей при умеренных давлениях изменяется незначительно.

Согласно Брокау, средний коэффициент теплопроводности газовой смеси может быть определен с погрешностью, не превышающей 2,5%:

$$\lambda = 0,5 (\lambda^f + \lambda^g), \quad (1.86)$$

где λ' и λ'' — средние коэффициенты теплопроводности, определяемые по правилам смешения:

$$\begin{aligned}\lambda' &= V_1\lambda_1 + V_2\lambda_2 + \dots + V_n\lambda_n; \\ 1/\lambda'' &= V_1/\lambda_1 + V_2/\lambda_2 + \dots + V_n/\lambda_n,\end{aligned}\tag{1.87}$$

где V_1, V_2, \dots, V_n — мольные доли компонентов, входящих в газовую смесь. Коэффициенты теплопроводности паров и жидкостей углеводородных газов на линии насыщения приведены в табл. 1.17.

1.19. ТЕПЛОЕМКОСТЬ

Теплоемкостью C называют количество теплоты, которое необходимо сообщить веществу или отнять, чтобы изменить его температуру на один градус. Единица теплоемкости в СИ — джоуль на кельвин (Дж/К). В практических расчетах (в зависимости от того, в каком интервале температур определена) различают среднюю и истинную теплоемкость. Средняя теплоемкость — величина, определенная в конечном интервале температур, а истинная теплоемкость — величина, определенная в данной точке (при данных p и T или V и T).

Удельная теплоемкость c , обычно используемая в технических расчетах, — количество теплоты, отнесенное к единице вещества для повышения или понижения его температуры на один градус. Различают удельную теплоемкость, определенную

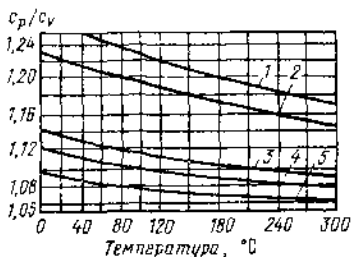


Рис. 1.8. Зависимость отношения c_p/c_v от температуры.
 1 — CH_4 ; 2 — C_2H_6 ; 3 — C_2H_4 ;
 4 — C_2H_2 ; 5 — C_2H_{10} .

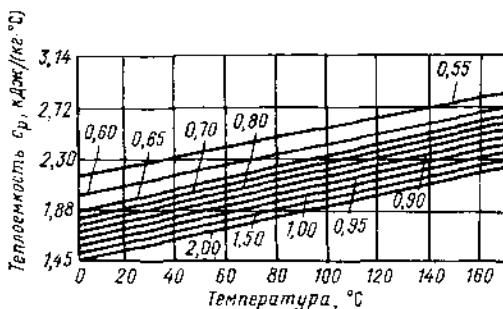


Рис. 1.9. Зависимость удельной теплоемкости c_p углеводородных газов при постоянном давлении от температуры и относительной плотности.

при постоянном давлении c_p и при постоянном объеме c_v . Причем $c_p > c_v$, так как в первом случае теплота расходуется не только на увеличение температуры газа, но и на его расширение. В зависимости от того, что принимают за единицу вещества, различают теплоемкость массовую c_m [кДж/(кг·°C)], объемную c_v [кДж/(м³·°C)] и мольную c_m [кДж/(кмоль·°C)].

Соотношения между мольной (молярной), массовой и объемной теплоемкостью выражаются зависимостями:

$$c_m = c_M/M; \quad (1.88)$$

$$c_v = c_m/V = c_m/22,4; \quad (1.89)$$

$$c_m = c_M M = c_v V. \quad (1.90)$$

В теплотехнических расчетах часто приходится пользоваться показателем адиабаты, т. е. отношением c_p/c_v (рис. 1.8). Массовая и объемная теплоемкости газов с повышением температуры возрастают, а с увеличением молекулярной массы уменьшаются. Как видно из рис. 1.8, с повышением температуры и увеличением молекулярной массы газа показатель адиабаты уменьшается. Изменение теплоемкости углеводородных газов в зависимости от изменения относительной плотности от 0,55 до 2,0 (при атмосферном давлении) и температуры показано на рис. 1.9.

По теплоемкости реальные газы и пары отличаются от идеальных. Для реальных газов и паров

$$c_p = c_{p0} + \Delta c_p, \quad (1.91)$$

где c_{p0} — теплоемкость газа или пара, приведенного к идеальному состоянию (давление в пределе равно нулю); Δc_p — корректирующий член, учитывающий изменение теплоемкости реальных газов от приведенных давления и температуры. Его значение можно

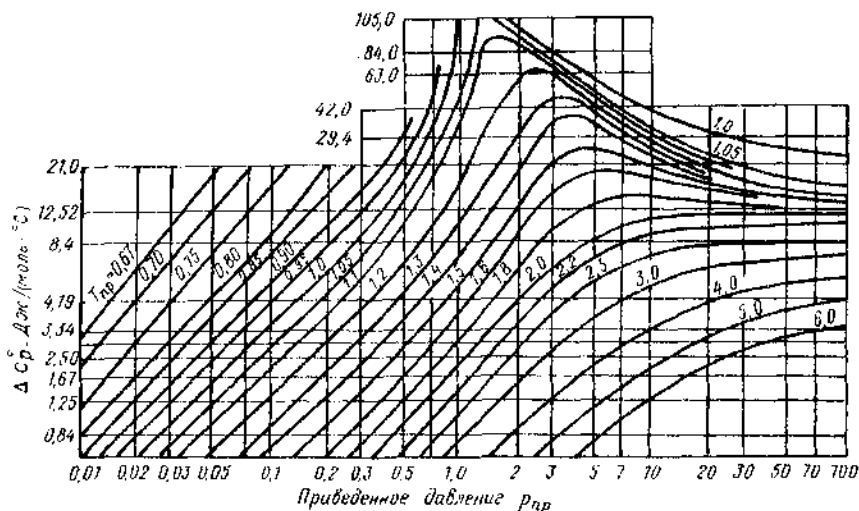


Рис. 1.10. Зависимость молярной теплоемкости от приведенных температуры и давления.

определять через критические параметры, пользуясь одним из уравнений реальных газов, или по графику зависимости молярной теплоемкости от приведенных температуры и давления (рис. 1.10).

Расчетное уравнение для Δc_p имеет вид

$$\Delta c_p = 81 \cdot 1,986 T_{кр}^2 / (32 M p_{кр} T^3), \quad (1.92)$$

где 1,986 — универсальная газовая постоянная.

Удельная теплоемкость смеси газов может быть определена по формулам согласно правилу смешения, кДж/(м³·С):

$$c'_p = V_1 c'_{p1} + V_2 c'_{p2} + \dots + V_n c'_{pn}; \quad (1.93)$$

при задании смеси массовыми долями, кДж/(кг·°С):

$$c_p = g_1 c_{p1} + g_2 c_{p2} + \dots + g_n c_{pn}, \quad (1.94)$$

где $c'_{p1}, c'_{p2}, \dots, c'_{pn}$ — удельные объемные теплоемкости компонентов, входящих в смесь; V_1, V_2, \dots, V_n — объемные доли компонентов, входящих в смесь; $c_{p1}, c_{p2}, \dots, c_{pn}$ — удельные массовые теплоемкости компонентов, входящих в смесь; g_1, g_2, \dots, g_n — массовые доли компонентов, входящих в смесь.

Теплоемкость смеси жидкостей определяется аналогично случаю задания смеси газов массовыми долями. Удельная теплоемкость сжиженных газов вблизи линии насыщения приведена в табл. 1.18, а удельная теплоемкость жидких углеводородов — в табл. 1.19.

ТАБЛИЦА I.18

Удельная массовая теплоемкость сжиженных углеводородных газов вблизи линии насыщения, кДж/(кг·°С)

Температура, °С	Этилен	Этан	Пропилен	Пропан	Изобутан	н-Бутан	н-Пентан
-50	3,438	3,228	2,177	2,207	2,052	2,114	2,039
-40	3,492	3,278	2,219	2,253	2,081	2,135	2,065
-30	3,546	3,329	2,269	2,303	2,119	2,169	2,098
-20	3,605	3,383	2,315	2,353	2,160	2,207	2,135
-10	3,672	3,442	2,370	2,416	2,202	2,261	2,181
0	3,743	3,500	2,433	2,479	2,248	2,308	2,232
10	—	3,555	2,500	2,558	2,307	2,361	2,286
20	—	3,622	2,575	2,650	2,370	2,424	2,345
30	—	3,689	2,663	2,747	2,441	2,495	2,412
40	—	—	2,759	2,851	2,521	2,575	2,483
50	—	—	2,856	2,981	2,621	2,680	2,558
60	—	—	—	—	2,730	2,784	2,646

ТАБЛИЦА I.19

Удельная теплоемкость некоторых жидких углеводородов

Сжиженный газ	Температура, °С	Удельная теплоемкость, кДж/(кг·°С)
Метан	-95,1	5,477
	-88,7	4,838
Этан	-93,1	2,990
	-33,1	3,314
	-3,1	3,494
Этилен	-103,1	2,415
	—	—
Пропан	-42,1	2,230
	0,0	2,352
	20,0	2,520
	40,0	2,688
	—	—
Пропилен	-62,8	2,150
	—	—
н-Бутан	-23,1	2,205
	-11,3	2,239
	-3,1	2,289
	0,0	2,310
	20,0	2,436
	40,0	2,583

1.20. СКРЫТАЯ ТЕПЛОТА ПРЕВРАЩЕНИЙ

Переходы тел из одного агрегатного состояния в другое сопровождаются поглощением или выделением теплоты, называемой скрытой теплотой превращений (теплота испарения, теплота плавления, теплота сублимации). Под с к р ы т о й теплотой испарения (теплотой конденсации) понимается количество теплоты, необходимое для испарения 1 кг или

Скрытая теплота испарения некоторых углеводородных газов, кДж/кг

Температура кипения, °С	Этан	Пропан	Изобутан	n-Бутан	n-Пентан
-50	424,79	434,93	398,68	423,96	414,93
40	405,29	424,02	389,84	416,75	409,71
30	384,40	412,62	381,19	409,19	403,90
20	362,12	400,75	372,90	401,63	396,52
10	335,65	388,41	364,25	393,70	391,13
±0	303,62	375,11	355,25	385,42	384,75
10	264,62	360,87	345,88	376,77	377,79
20	206,13	345,67	335,79	367,41	370,24
30	104,46	328,58	324,98	357,32	362,70
40	0 *	309,11	313,45	346,52	355,15
50		285,84	300,48	334,90	347,03
+60		258,30	296,07	322,66	338,33

* При критической температуре.

1 кмоль жидкости при ее постоянной температуре. Скрытая теплота испарения зависит от вида жидкости, температуры и в незначительной мере от атмосферного давления (табл. 1.20).

1.21. ВНУТРЕННЯЯ ЭНЕРГИЯ, ЭНТАЛЬПИЯ, ЭНТРОПИЯ

Внутренняя энергия представляет собой запас энергии тела (системы), изменяющийся в процессе теплообмена и совершения работы. С молекулярной точки зрения внутренняя энергия есть энергия всех составляющих тело частиц (молекул, атомов) и равна сумме их кинетической энергии, потенциальной энергии взаимодействия молекул и так называемой нулевой энергии (энергии внутриатомных движений при температуре абсолютного нуля). Внутренняя энергия есть функция состояния, так как она зависит от температуры и давления, а для идеального газа — только от температуры.

Определение абсолютных значений внутренней энергии сопряжено со значительными трудностями, знания их в большинстве случаев не требуется, и, следовательно, принято считать внутреннюю энергию равной нулю при температуре абсолютного нуля и абсолютном давлении, равном нулю. Таким образом, в практических расчетах принимаются не абсолютные значения внутренней энергии, а разности между абсолютным значением U^0 при данных T и p и нулевым значением U_0 :

$$U_T = U^0 - U_0^0. \quad (1.95)$$

Единицы удельной внутренней энергии — джоуль на килограмм (Дж/кг), джоуль на киломоль (Дж/кмоль) и джоуль на метр кубический (Дж/м³).

Внутренняя энергия при данных T и $p_{абс}$, отсчитанная от 0 К и отнесенная к 1 кг газа, Дж/кг:

$$U_T \int_0^T c_V dT = \int_0^T c_p dT - A p_{абс} v = \int_0^T c_p dT - ART_1 \quad (1.96)$$

то же, для 1 м³ газа, кДж/м³:

$$U'_T = \rho_0 U_T \quad (1.97)$$

то же, для 1 кмоль, кДж/кмоль:

$$U_{TM} = M U_T \quad (1.98)$$

где c_V, c_p — истинная удельная массовая теплоемкость, кДж/(кг·К), при постоянных объеме и давлении; T — абсолютная температура, К; A — тепловой эквивалент работы, равный 1/101,7 кДж/(кг·м); $p_{абс}$ — абсолютное давление газа, МПа; v — удельный объем газа, м³/кг; R — удельная газовая постоянная, кДж/(кг·К); ρ — плотность газа, кг/м³; M — молекулярная масса, кг.

В практических расчетах обычно требуется знать изменение внутренней энергии ΔU , следовательно, начало отсчета (0 К или 0 °С) не имеет значения для конечного результата:

$$\Delta U = c_{VM} (T_2 - T_1) = c_{VM} (t_2 - t_1), \quad (1.99)$$

где c_{VM} — средняя удельная массовая теплоемкость при постоянном объеме в пределах от t_1 до t_2 , кДж/(кг·°С). Таким образом, изменение внутренней энергии идеального газа равно произведению средней теплоемкости при постоянном объеме на разность температур газа.

Энтальпия, или теплосодержание насыщенного газа, представляет собой количество теплоты, необходимое для повышения температуры 1 кг вещества от абсолютного нуля до пара заданной температуры, т. е. так же, как и внутренняя энергия, в общем случае является функцией температуры и давления и выражается для идеального газа соотношением

$$I_T = \int_0^T c_p dT = U_T + ART, \quad (1.100)$$

где I_T — энтальпия при данных T и p , отсчитанная от 0 К и отнесенная к 1 кг газа, кДж/кг.

Энтальпия при данных T и $p_{абс}$, отсчитанная от 0 К и отнесенная к 1 м³ газа, кДж/м³: $I'_T = \rho_0 I_T$; то же, для 1 кмоль, кДж/кмоль: $I_{TM} = M I_T$.

В технических расчетах обычно требуется знать изменение энтальпии ΔI , а не ее абсолютное значение, и, следовательно, начало отсчета (0 К или 0 °С), так же, как и для внутренней энергии, не имеет значения для конечного результата, кДж/кг:

$$\Delta I = c_{pM} (T_2 - T_1) = c_{pM} (t_2 - t_1), \quad (1.101)$$

где c_{pM} — средняя удельная массовая теплоемкость при постоянном давлении в пределах от t_1 до t_2 , кДж/(кг·°С).

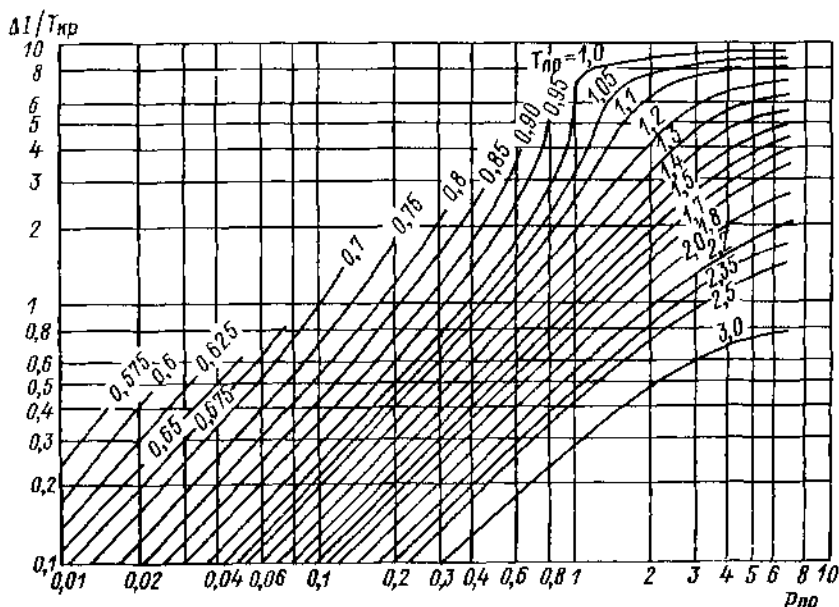


Рис. 1.11. Зависимость энтальпии газов от приведенных температуры и давления.

Следовательно, изменение энтальпии идеального газа равно произведению средней теплоемкости при постоянном давлении на разность температур газа.

Для жидкостей изменение энтальпии с допустимой для практики точностью кДж/кг,

$$\Delta I_{ж} = c_{ж}(T_2 - T_1) = c_{ж}(t_2 - t_1), \quad (1.101a)$$

где $c_{ж} = c_{рж} \approx c_{вж}$ — средняя теплоемкость жидкости, кДж/(кг·°C).

Энтальпию реального газа (пара), так же как его теплоемкость, можно рассматривать как сумму энтальпии в идеальном состоянии и соответствующего корректирующего члена: $I = I_{ид} + \Delta I$. Корректирующий член ΔI может быть с допустимой для практики точностью определен по графику зависимости энтальпии газов от приведенных температуры и давления (рис. 1.11).

Э н т р о п и я, так же как энтальпия и внутренняя энергия, является функцией состояния рабочего тела (системы). Элементарное приращение энтропии в любом обратимом процессе выражается соотношением

$$dS = dQ/T = (dU + Adl)/T, \quad (1.102)$$

где dS — приращение энтропии, кДж/(кг·K); dQ — изменение тепловой энергии рабочего тела, кДж/кг; dU — приращение внутренней энергии, кДж/кг; dl — внешняя работа, кДж/кг; A — тепловой эквивалент работы, равный 1/101,7 кДж (кг·м); T — абсолютная температура, K.

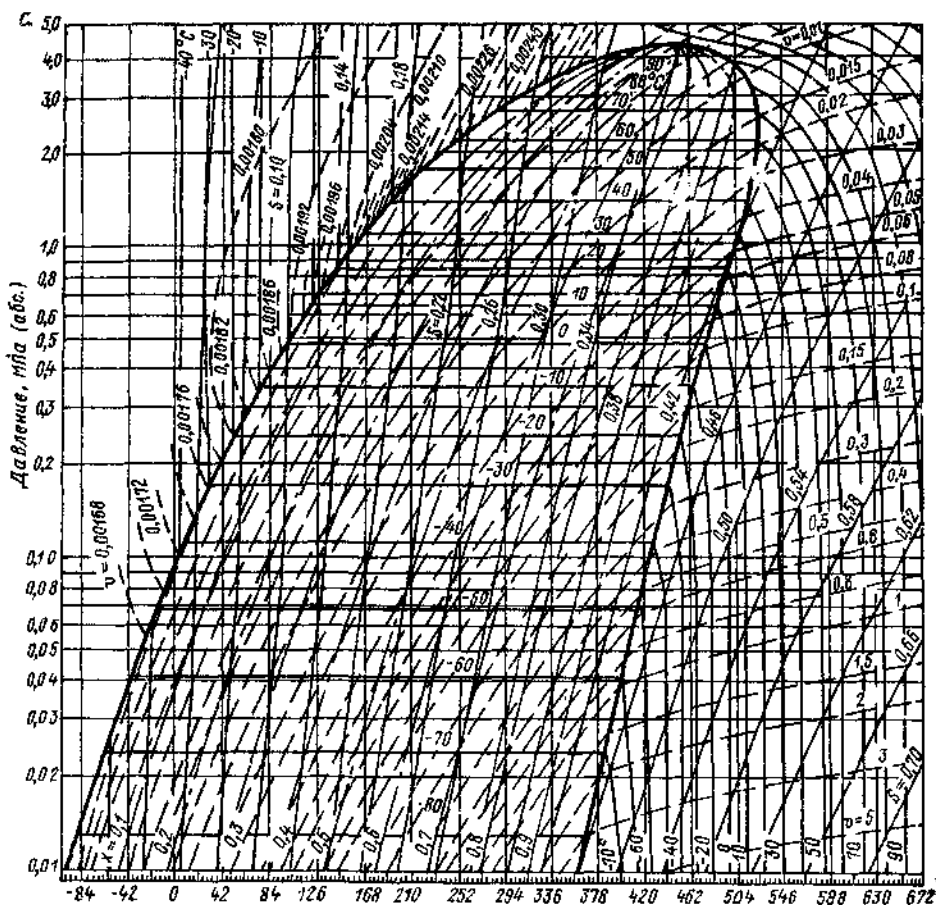
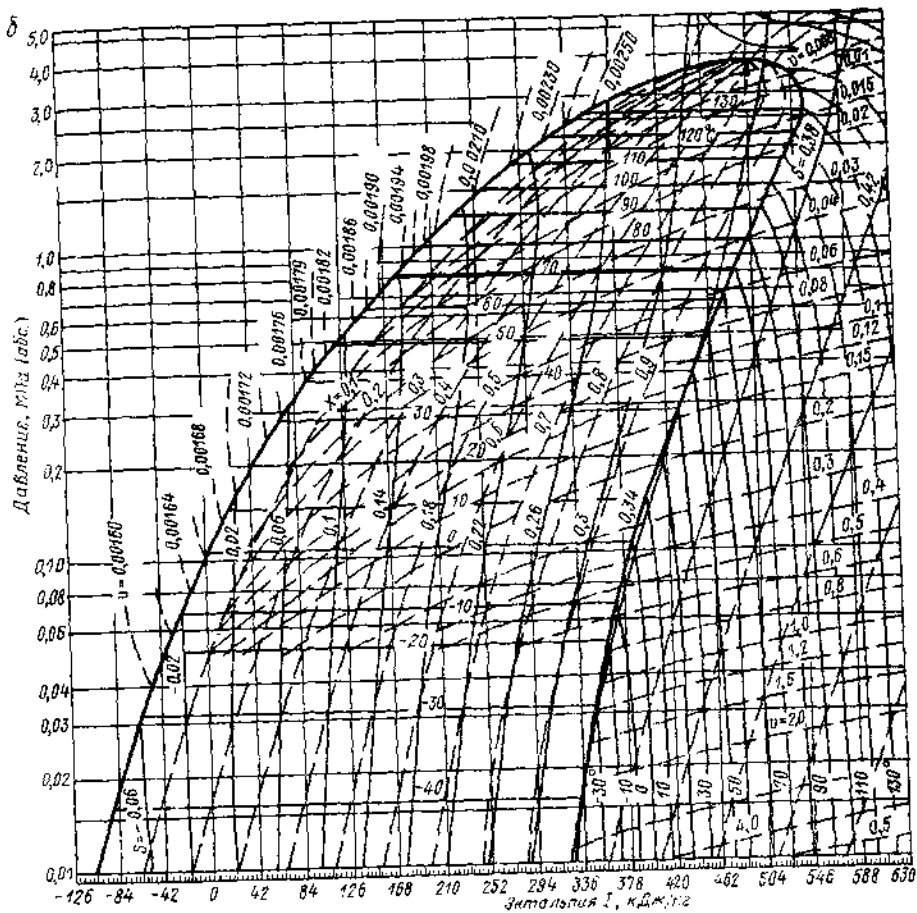


Рис. 1.12. Диаграммы состояния пропана (а) и *n*-бутана (б).

В практических расчетах приходится иметь дело не с абсолютными значениями энтропии, а с ее изменениями, следовательно, отсчет значений энтропии можно вести от любого состояния в зависимости от технической целесообразности. Значение энтропии и ее изменение для пропана и *n*-бутана может быть определено по диаграммам состояния.

1.22. ДИАГРАММЫ СОСТОЯНИЯ

Все основные характеристики сжиженных углеводородов (плотность, удельный объем, теплоемкость, энтальпия жидкости, насыщенных и перегретых паров в зависимости от температуры и др.) могут быть легко и с допустимой для практики точностью найдены по диаграммам состояния, которые предложены Институтом газа АН УССР (г. Киев) (рис. 1.12).



Диаграмму состояния строят на полулогарифмической сетке из горизонтальных линий постоянной энтальпии I (изоэнтальп) и вертикальных линий постоянного давления насыщенных и перегретых паров p (рис. 1.13). Жирная линия — пограничная кривая ЖКП, состоящая из двух частей: кривой JK , характеризующей состояние жидкости, и кривой PK , характеризующей состояние насыщенного пара. Между этими кривыми проведены штрихпунктирные линии из критической точки K к линии постоянной сухости пара KX (X , кг/кг). Удельные объемы (v , м³/кг) показаны в области жидкости линиями OB , а в области пара — линиями $O'B'V$. Линии постоянной температуры (t , °C) показаны в докритической зоне (ниже точки K) ломаной кривой $ТЕМЛ$, а в сверхкритической зоне (выше точки K) — главной кривой $T'E'$; линии постоянной энтропии [S , кДж/(кг·°C)] — кривыми AD . Пользо-

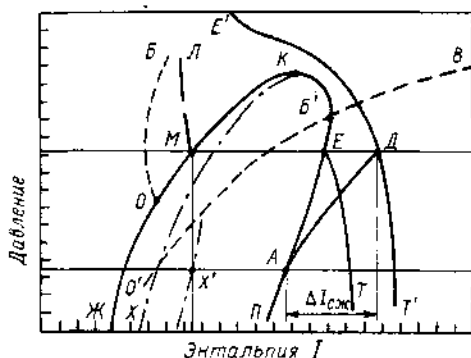


Рис. 1.13. Схема построения диаграммы состояния.

вание приведенными диаграммами состояния покажем на примерах.

Пример 1. Определить упругость насыщенных паров жидкого пропана, находящегося в резервуаре, если температура жидкости равна $+20^\circ\text{C}$.

Решение. Найдем на рис. 1.13 пересечение линии постоянной температуры, соответствующей $+20^\circ\text{C}$ (линия TE), с пограничной кривой насыщенного пара (линия PK). Затем через точку пересечения этих кривых проведем линию, параллельную линии постоянного давления, и на оси ординат отсчитаем упругость паров насыщенного пропана. Для настоящего примера она равна $0,84\text{ МПа}$ (абс.). По табл. 1.7 упругость паров пропана при температуре $+20^\circ\text{C}$ равна $0,833\text{ МПа}$ (абс.). Если линия постоянной температуры не пересекает пограничную кривую насыщенного пара (линия $T'E'$), это свидетельствует, что при данной температуре пропан никаким давлением не может быть превращен в жидкость, так как его температура выше критической.

Пример 2. Определить скрытую теплоту испарения жидкого пропана в условиях примера 1.

Решение. Скрытая теплота испарения определяется по разности энтальпий насыщенного пара и жидкости. Энтальпию жидкости находим на оси абсцисс (рис. 1.12) по точке пересечения линии постоянной температуры (или постоянного давления) с пограничной кривой жидкости, а энтальпию насыщенного пара — по точке пересечения этих линий с пограничной кривой насыщенного пара. Для условий примера энтальпия жидкости $I_{ж} = 140,7\text{ кДж/кг}$ и энтальпия насыщенного пара $I_{н.п} = 495,6\text{ кДж/кг}$. Скрытая теплота испарения $I_{н.п} - I_{ж} = 495,6 - 140,7 = 354,9\text{ кДж/кг}$.

Пример 3. Определить количество теплоты, необходимое для испарения 100 кг жидкого пропана и перегрева его паров до 20°C под давлением $0,5\text{ МПа}$ (абс.).

Решение. Энтальпия кипящей жидкости (по рис. 1.12) $I_{ж} = 100,8\text{ кДж/кг}$. Энтальпия перегретого пара (точка пересечения линии постоянного давления и кривой постоянной температуры) $I_{н.п} = 512,4\text{ кДж/кг}$. Теплота испарения 1 кг жидкости и перегрева 1 кг пара $q = I_{н.п} - I_{ж} = 512,4 - 100,8 = 411,6\text{ кДж/кг}$. Количество теплоты, необходимое для испарения 100 кг жидкого пропана и перегрева его паров до 20°C , $Q = 411,6 \cdot 100 = 41\,160\text{ кДж/кг}$. Для условий примера по той же диаграмме (см. рис. 1.12) определяют температуру кипения жидкости $t_{н.ж} = +1^\circ\text{C}$ (приближенно эта же температура соответствует упругости паров — см. табл. 1.7). Скрытая теплота испарения $\lambda = 478,8 - 100,8 = 378\text{ кДж/кг}$. Теплота перегрева паров $q_{пер} - \lambda = 411,6 - 378 = 33,6\text{ кДж/кг}$.

Пример 4. Определить количество пара, которое образуется при дросселировании жидкого пропана от $0,8$ до $0,2\text{ МПа}$ (абс.), и температуру в конце дросселирования.

Решение. Дросселирование жидкости проходит по линии постоянной энтальпии от точки пересечения линии постоянного давления с пограничной кривой жидкости (точка M на рис. 1.13) до точки пересечения постоянной энтальпии с заданной линией постоянного давления (точка X' на рис. 1.13). Точка пересечения заданной линии постоянного давления с линией постоянной энтальпии и кривой постоянной сухости пара (точка X) показывает, какое количество пара образовалось в результате дросселирования жидкости. Для заданного примера по рис. 1.12 его количество равно 0,25 кг/кг. Температура в конце дросселирования определяется по точке пересечения заданной линии постоянного давления с пограничной кривой пара (точка A на рис. 1.13). Для заданного примера эта температура по рис. 1.12 равна -25°C .

Пример 5. Определить работу, необходимую для сжатия 1 кг насыщенных паров пропана от 0,2 до 0,8 МПа (абс.), и температуру пара в конце процесса. Процесс сжатия от начального до конечного давления проходит по линии постоянной энтропии.

Решение. Теоретическая работа сжатия определяется разностью энтальпии в конце процесса (точка D на рис. 1.13) и в начале процесса (точка A):

$$\Delta I_{\text{сж}} = I_D - I_A.$$

Температура пара (газа) в конце процесса определяется линией постоянной температуры, проходящей через точку D . Для заданного примера по рис. 1.12 $\Delta I_{\text{сж}} = 512,4 - 449,4 = 63$ кДж/кг. Температура пара в конце процесса сжатия равна $+25^\circ\text{C}$.

ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ, НОРМЫ ИХ РАСХОДА И РЕЖИМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ

2.1. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Природные газы. В процессе биохимического и термического разложения простейших остатков животного и растительного происхождения, погребенных в недрах пористых осадочных пород (пески, песчаники, галечники), в течение многих тысячелетий образовывались горючие природные газы. Необходимым условием этого явилось также наличие плотных, например глинистых, пород, подстилающих и покрывающих газовые месторождения. Во многих случаях подошвой для них служат нефть и вода.

Обычно газовые месторождения делят на три группы: сухие, газоконденсатные и попутные, или нефтяные. В сухих месторождениях газ находится преимущественно в виде смеси метана с ничтожными количествами этана, пропана и бутанов. В газоконденсатных содержатся не только метан, но и значительное количество этана, пропана, бутанов и других более тяжелых углеводородов, вплоть до бензиновых и керосиновых фракций. В попутных нефтяных газах находятся легкие и тяжелые углеводороды, растворенные в нефти.

Приближенные составы и характеристики природных газов приведены в табл. 2.1, а требования, предъявляемые к природным топливным газам для коммунально-бытового назначения — в табл. 2.2. Согласно ГОСТ 5542—87 горючие свойства природных газов характеризуются числом *Воббе*, которое представляет собой отношение теплоты сгорания (низшей или высшей) к корню квадратному из относительной (по воздуху) плотности газа: $W_o = Q_n / \sqrt{d}$. Так как пределы колебания числа *Воббе* весьма широки, ГОСТ 5542—87 требует устанавливать для каждой газораспределительной системы (по согласованию между поставщиком газа и потребителем) номинальное значение числа *Воббе* с отклонением от него не более $\pm 5\%$. Объясняется это тем, что природные газы, в особенности нефтяных месторождений, содержат не только легкие и тяжелые углеводороды, но и инертные газы, недоучет концентрации которых может приводить к нарушению устойчивости пламени горелок, уменьшению диапазона их регулирования, снижению полноты сгорания газового топлива и повышению содержания вредных компонентов в продуктах сгорания. По этим причинам при переводе тепловых установок с од-

ТАБЛИЦА 2.1

Средний состав и характеристика природных газов некоторых месторождений СССР

Месторождение	Состав газа, об. %								Плотность абсолютная ρ , кг/м ³ (при $t = 0^\circ\text{C}$, $p = 101,3$ кПа)	Теплота сгорания, кДж/м ³ (при $t = 0^\circ\text{C}$, $p = 101,3$ кПа)	
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	H ₂ S	Азот + редкие		высшая	низшая
Газовые месторождения											
Уренгойское (Тюменская обл.)	97,88	0,82	—	—	—	0,21	Нет	1,09	0,73	38 840	34 925
Медвежье (Тюменская обл.)	99,2	0,12	—	—	0,01	0,01	»	0,6	0,723	39 060	35 128
Угерское (УССР)	98,3	0,45	0,25	0,3	Нет	0,1	»	0,6	0,73	39 990	36 070
Газлинское (УзССР)	94,7	3,7	0,12	0,29	0,11	0,4	»	1,1	0,77	40 615	36 650
Кара-Дагское (АзССР)	95,6	1,86	0,92	0,57	—	0,82	»	0,23	0,805	42 860	38 740
Газоконденсатные месторождения											
Ачакское (ТССР)	92,4	3,94	1,16	0,34	0,51	0,4	Нет	1,3	0,776	41 230	37 124
Оренбургское (Оренбургская обл.)	92,7	2,2	0,8	0,22	0,1	0,2	2,6	1,1	0,84	40 670	36 660
Вуктыльское (Коми АССР)	84,5	7,5	2,0	0,6	0,3	0,1	Нет	4,0	1,04	52 321	47 460
Попутные (нефтяные) газы											
Ромашкинское (ТатАССР)	40	19,5	18,0	7,5	4,9	0,1	Нет	10	1,06	65 260	59 670
Туймазинское (БашкАССР)	39,5	20,0	18,5	7,7	4,2	0,1	»	10	1,06	65 050	59 505
Жирновское (Волгоградская обл.)	81,6	6,5	3,0	1,9	1,4	4,0	0,1	1,5	0,715	45 075	40 490

ТАБЛИЦА 2.2

**Требования, предъявляемые к природным газам
для коммунально-бытового назначения (по ГОСТ 5542—87)**

Показатели	Норма
Число Воббе, МДж/м ³	39 400—52 000
Допустимое отклонение числа Воббе от номинального значения, %, не более	±5
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,036
То же, сероводорода, г/м ³ , не более	0,02
То же, механических примесей, г/м ³ , не более	0,001
Объемная доля кислорода, %, не более	1,0
Интенсивность запаха газа при объемной доле 1 % в воздухе, балл, не более	3

ТАБЛИЦА 2.3

**Теплота сгорания и относительная плотность компонентов
сухого природного газа (при 0 °С и 101,325 кПа)
(по ГОСТ 22667—82)**

Компонент	Теплота сгорания, МДж/м ³		Относительная плотность <i>d</i>
	высшая	низшая	
Метан СН ₄	39,82	35,88	0,5548
Этан С ₂ Н ₆	70,31	64,36	1,048
Пропан С ₃ Н ₈	101,21	93,18	1,554
n-Бутан С ₄ Н ₁₀	133,80	123,57	2,090
Изобутан С ₄ Н ₁₀	132,96	122,78	2,081
Пентан С ₅ Н ₁₂	169,27	156,63	2,671
Бензол С ₆ Н ₆	162,615	155,67	2,967
Толуол С ₇ Н ₈	176,26	168,18	3,18
Водород Н ₂	12,75	10,79	0,0695
Оксид углерода СО	12,64	12,64	0,9671
Сероводород Н ₂ S	25,35	23,37	1,188
Двоксид углерода СО ₂	—	—	1,529
Азот N ₂	—	—	0,967
Кислород О ₂	—	—	1,05
Гелий He	—	—	0,138

ного газа на другой необходимо обращать внимание на близость не только значений чисел Воббе обоих газов, которые обеспечивают постоянство тепловой мощности всех горелок, но и всех их физико-химических характеристик. Подсчет чисел Воббе производится по ГОСТ 22667—82 (табл. 2.3), в котором приведены все необходимые для этого данные (высшая и низшая теплота сгорания газов и их относительная плотность) с учетом коэффициента сжимаемости *Z* различных газов и паров.

Сжиженные углеводородные газы. К сжиженным углеводородным газам относят такие, которые при нормальных физических

условиях находятся в газообразном состоянии, а при относительно небольшом повышении давления (без снижения температуры) переходят в жидкое. Это позволяет перевозить и хранить сжиженные углеводороды как жидкости, а газообразные регулировать и сжигать как природные газы.

Основные газообразные углеводороды, входящие в состав сжиженных газов, характеризуются высокой теплотой сгорания, низкими пределами воспламеняемости, высокой плотностью (значительно превосходящей плотность воздуха), высоким объемным коэффициентом расширения жидкости (значительно большим, чем у бензина и керосина), что обуславливает необходимость заполнять баллоны и резервуары не более чем на 85—90% их геометрического объема, значительной упругостью насыщенных паров, возрастающей с ростом температуры, и малой плотностью жидкости относительно воды.

Химический состав сжиженных углеводородных газов различен и зависит от источников их получения. Сжиженные газы из попутных нефтяных и газоконденсатных месторождений состоят из предельных (насыщенных) углеводородов — алканов, имеющих общую химическую формулу C_nH_{2n+2} . Основными компонентами этих углеводородов являются пропан и бутан. Недопустимо наличие в сжиженном газе в значительных количествах как этана и в особенности метана, поскольку это приводит к резкому увеличению упругости насыщенных паров, так и пентана и его изомеров, поскольку это влечет за собой резкое снижение упругости насыщенных паров и повышение точки росы. Сжиженные газы, получаемые на предприятиях в процессе переработки нефти, кроме алканов содержат непредельные (ненасыщенные) углеводороды — алкены, имеющие общую химическую формулу C_nH_{2n} (начиная с $n = 2$). Основными компонентами этих газов помимо пропана и бутана являются пропилен и бутилен. Наличие в сжиженном газе в значительных количествах этилена недопустимо, так как ведет к повышению упругости насыщенных паров.

Свойства сжиженных газов для бытовых целей регламентирует ГОСТ 20448—80* «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления», предусматривающий поставку следующих марок этих газов и области их применения (табл. 2.4): СПБТЗ — смесь пропана и бутана техническая зимняя (не более 20 об. % бутана); СПБТЛ — смесь пропана и бутана летняя (не более 60 об. % бутана); БТ — бутан технический (не менее 60 об. % бутана). По физико-химическим показателям сжиженные углеводородные газы должны соответствовать требованиям, приведенным в табл. 2.5.

Искусственные газы. Эти газы делят на две группы. К первой относят газы высокотемпературной (около 1000 °С) перегонки, получаемые при нагревании твердого топлива без доступа воздуха: коксохимические, коксогазовые, газосланцевые. Производство горючих газов по этому способу основано на пирогенетическом

ТАБЛИЦА 2.4

Области применения различных марок сжиженных газов
в разных зонах страны (ГОСТ 18350—80)

Система газоснабжения	За исключением холодной зоны		Холодная зона	
	Летний период	Зимний период	Летний период	Зимний период
Газобаллонная: с наружной уста- новкой баллонов с внутриквартир- ной установкой баллонов портативные бал- лоны	СПБТЛ	СПБТЗ	СПБТЛ	СПБТЗ
	СПБТЛ	СПБТЛ	СПБТЛ	СПБТЛ
	БТ	БТ	БТ	БТ
Групповые установки: без испарителей	СПБТЛ	СПБТЗ	СПБТЗ, СПБТЛ	СПБТЗ
	СПБТЛ, БТ	СПБТЗ, СПБТЛ, БТ	СПБТЗ, СПБТЛ	СПБТЗ, СПБТЛ

Примечания. 1. Все зоны, за исключением холодной и очень холодной; летний период с 1 апреля по 1 октября; зимний период с 1 октября по 1 апреля. 2. Холодная зона: летний период с 1 июня по 1 октября; зимний период с 1 октября по 1 июня. 3. Очень холодная зона; летний период с 1 июня по 1 сентября; зимний период с 1 сентября по 1 июня.

ТАБЛИЦА 2.5

Физико-химические свойства сжиженных углеводородных газов
(ГОСТ 20448—80*)

Показатель	Норма для марки		
	СПБТЗ	СПБТЛ	БТ
Массовая доля компонентов, %:			
сумма метана, этана и этилена, не более	4	6	6
сумма пропана и пропилена, не менее	75	Не нормируется	60
сумма бутанов и бутиленов, не менее	Не нормируется	—	60
то же, не более	60	—	—
Жидкий остаток (в том числе углеводороды C_6 и выше) при +20 °С, об. %, не более	1	2	2
Давление насыщенных паров избыточное, МПа:			
при +45 °С, не более	1,6	1,6	1,6
при -20 °С, не менее	0,16	—	—
Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более	0,015	0,015	0,015
В том числе сероводорода, %, не более	0,003	0,003	0,003
Содержание свободной воды	Отсутствует		
То же, щелочи	»		

Средние характеристики газов высокотемпературной перегонки
каменного угля и сланцев

Газ	Состав газа, об. %							Низшая теплота сгорания, кДж/м ³	Плот- ность, кг/м ³
	H ₂	CH ₄	C _m H _n	CO	CO ₂	O ₂	N ₂		
Магнитогорско- го завода	61,12	28,68	1,93	7,96	2,06	0,31	3,89	16 800	0,44
Кемеровского завода	56,93	25,09	2,4	7,66	2,32	0,52	5,08	17 100	0,47
Челябинского завода	56,0	24,0	2,2	7,0	2,0	0,8	8,0	16 400	0,49
Кузнецкого завода	59,0	25,6	2,1	6,7	1,7	0,6	4,3	17 000	0,44
Средний коксо- вых печей Дон- басса	57,6	22,6	1,9	6,8	2,3	0,8	8,0	16 000	0,47
Высокотемпе- ратурной пере- гонки сланцев	39,1	22,2	2,7	16,6	15,0	0,2	4,2	15 600	0,8

разложении жирных каменных углей и сланцев под воздействием температуры. Ко второй группе относят газы безостаточной газификации, получаемые в результате нагревания твердого топлива в токе воздуха, кислорода и их смесей с водяным паром: доменные, генераторные, подземной газификации. Основные характеристики искусственных газов приведены в табл. 2.6 и 2.7.

2.2. НОРМЫ РАСХОДА

Определение расходов газа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды жилых и общественных зданий, предприятий общественного питания и объектов коммунально-бытового назначения (бани, прачечные, хлебопекарни и др.) следует выполнять по укрупненным нормам расхода теплоты, полученным из практики. Приблизженные нормы для наиболее распространенных тепловых процессов приведены в табл. 2.8—2.12. Нормы расхода газа на газоснабжение школ, вузов, техникумов и других специальных учебных заведений (для лабораторных нужд) следует определять по тепловым нагрузкам q_1 согласно табл. 2.13. Для потребителей, не перечисленных в вышеприведенных таблицах, нормы расхода газа определяют исходя из норм расхода других видов топлива или по данным физического (фактического) расхода используемого топлива с учетом изменения КПД при переходе на газовое топливо.

Согласно пунктам 3.4 и 3.5 СНиП 2.04.08—87 годовые расходы газа на нужды предприятий торговли, бытового обслуживания непромышленного характера и т. п. (ателье, мастерские, парикмахерские, магазины и др.) следует принимать до 5% от суммар-

Средние характеристики генераторных и доменных газов

Газ	Состав газа, об. %								Нижшая теплота сгорания, кДж/м ³	Плотность, кг/м ³
	H ₂	CH ₄	C _m H _n	CO	CO ₂	O ₂	N ₂	H ₂ S		
Генераторный из кускового топлива:										
антрацита донецкого	13,5	0,5	—	27,5	5,5	0,2	52,6	0,2	5 000	1,12
кокса мелкого	13,0	0,7	—	28,5	5,0	0,2	52,4	0,2	5 100	1,14
донецкого угля	13,5	2,3	0,3	26,5	5,0	0,2	51,9	0,3	5 800	1,12
лисицанского угля	15,0	2,5	0,3	25,0	7,0	0,2	49,0	1,0	5 700	1,15
черемховского угля	15,5	2,6	0,4	25,5	7,0	0,2	48,7	0,1	5 800	1,14
подмосковного угля	14,0	2,2	0,3	25,0	6,5	0,2	50,6	1,2	5 600	1,13
гидроторфа	15,0	2,5	0,4	27,5	8,5	0,2	45,8	0,1	6 000	1,12
торфа машинноформовочного	15,0	3,0	0,4	28,0	8,0	0,2	45,3	0,1	6 200	1,15
древесины (щепы)	14,0	3,0	0,4	29,0	6,5	0,2	46,9	—	6 150	1,20
Водяной:										
из кокса	50,0	0,5	—	37,0	6,5	0,2	5,5	0,3	9 100	0,72
из антрацита	48,0	0,5	—	38,5	6,0	0,2	6,3	0,5	9 100	0,75
Подземной газификации угля:										
каменного	11,1	1,8	—	18,4	10,3	0,2	57,6	0,6	4 000	1,20
подмосковного	14,1	1,8	—	10,4	9,5	—	63,6	0,6	3 200	1,15
Доменный (печи, работающие на коксе)	2,7	0,3	—	28,0	10,2	—	58,5	0,3	3 800	1,30
Генераторный из сланца	8,2	2,5	1,7	5,6	17,8	1,1	63,1	—	3 500	0,95
Парокислородного дутья под давлением из подмосковного угля	53,4	15,31	2,69	23,1	2,87	0,28	2,35	—	15 000	0,56

ТАБЛИЦА 2.8

**Нормы расхода теплоты на бытовые нужды (жилые здания)
на 1 чел/год (по СНиП 2.04.08—87)**

Назначение расходуемого газа	Норма расхода теплоты в год, МДж (тыс. ккал)
На приготовление пищи (при наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения)	2800 (660)
	2540 (610)
На приготовление пищи и горячей воды для хозяйственных нужд без стирки белья (при наличии в квартире газовой плиты и при отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя)	4600 (1100)
	4240 (1060)
На приготовление пищи и горячей воды для хозяйственных и санитарно-гигиенических нужд (при наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя и при отсутствии централизованного горячего водоснабжения)	8000 (1900)
	7300 (1750)

Примечание. В числителе нормы расхода теплоты при использовании природного газа, в знаменателе — то же, сжиженных углеводородных газов.

ТАБЛИЦА 2.9

**Норма расхода теплоты на предприятиях бытового
обслуживания (по СНиП 2.04.08—87)**

Потребитель газа	Показатель потребления	Норма расхода теплоты, МДж (тыс. ккал)
Фабрики-прачечные (стирка белья): механизированные	На 1 т сухого белья	8 800 (2100)
	То же	12 600 (3000)
	»	18 800 (4500)
немеханизированные с сушильными шкапами	»	18 800 (4500)
	механизированные с сушкой и глажением	»
Дезкамеры (дезинфекция белья и одежды):	»	18 800 (4500)
	»	18 800 (4500)
паровые	»	2 240 (535)
	»	1 260 (300)
огневые	»	1 260 (300)
	»	1 260 (300)
Бани:	»	1 260 (300)
	»	1 260 (300)
мытье без ванн	На 1 помывку	40 (9,5)
	То же	50 (12)
» в ваннах	»	50 (12)

ТАБЛИЦА 2.10

**Нормы расхода теплоты в учреждениях здравоохранения
(по СНиП 2.04.08—87)**

Потребители газа	Показатель потребления	Норма расхода теплоты, МДж (тыс. ккал)
Больницы, родильные дома: на приготовление пищи на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	На 1 койку	3200 (760)
	То же	9200 (2200)

ТАБЛИЦА 2.11

**Нормы расхода теплоты на предприятиях общественного питания
(по СНиП 2.04.08—87)**

Потребители газа	Показатель потребления	Норма расхода теплоты, МДж (тыс. ккал)
Столовые, рестораны, кафе: на приготовление обедов (вне зави- симости от пропускной способно- сти предприятия) на приготовление завтраков или ужинов	На 1 обед	4,2 (1)
	На 1 завтрак или ужин	2,1 (0,5)

ТАБЛИЦА 2.12

**Нормы расхода теплоты на предприятиях по производству хлеба
и кондитерских изделий (на 1 т изделий)
(по СНиП 2.04.08—87)**

Потребители газа	Норма расхода теплоты, МДж (тыс. ккал)
Хлебозаводы, комбинаты, пекарни: на выпечку хлеба формового на выпечку хлеба подового, батонов, булок, сдобы на выпечку кондитерских изделий (тортов, пи- рожных, печеня, пряников и т. п.)	2500 (600)
	5450 (1300)
	7750 (1850)

ТАБЛИЦА 2.13

**Тепловые нагрузки q_1 , принимаемые в лабораториях
на 1 м² общей площади**

Основные помещения в здании	Тепловая нагрузка, кДж/ч
Химические и биологические лаборатории	210
Физические лаборатории	50
Экспериментальные мастерские	120

Примечание. 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 1 учащегося.

**Нормы расхода теплоты на производственные нужды
сельских населенных пунктов (по СНиП 2.04.08—87)**

Назначение расходующего газа	Единица потребления	Норма расхода теплоты, МДж (тыс. ккал)
Приготовление кормов и подогрев воды для животных	1 корова	840 (200)
Приготовление кормов с учетом запаривания грубых кормов и корне-, клубне-плодов	1 лошадь	1700 (400)
	1 корова	8400 (2000)
	1 свинья	4200 (1000)
	1 овца или	400 (95)
	1 коза	
Подогрев воды для питья и санитарных целей	На 1 животное	420 (100)

ного расхода теплоты на жилые дома, приведенного в табл. 2.8, а годовые расходы газа на технологические и другие нужды промышленных и сельскохозяйственных предприятий следует определять по данным топливопотребления (с учетом изменения КПД оборудования и приборов при переходе на газовое топливо) этих предприятий с перспективой их развития или на основе технологических норм расхода теплоты.

Расчетный годовой расход газа на производственные нужды сельских населенных пунктов необходимо принимать по табл. 2.14.

Приведенные средние нормы расхода теплоты позволяют определить годовые потребности в газе и разработать плановые и проектные задания по газоснабжению городов и населенных пунктов. Указанные нормы неприемлемы для выявления потребности в газе конкретных объектов и разработки для них проектной документации. Для указанных целей необходимо изучить установки, переоборудуемые для сжигания газа, и определить для них расчетным или опытным путем индивидуальные нормы.

Для специальных газовых приборов нормы расхода газа (тепловые нагрузки) регламентируются ГОСТами, паспортной характеристикой, а также данными наладочных работ. Максимальные часовые расходы газа на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение для всех категорий потребителей определяют в соответствии с указаниями СНиП 2.04.01—85, СНиП 2.04.05—85 и СНиП 2.04.07—86.

2.3. РЕЖИМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ

Потребителями горючих газов в городах являются жилые дома, предприятия общественного питания, учреждения здравоохранения и детские, учебные заведения, некоторые цеха промышленных предприятий со специфическими тепловыми процессами и др. Потребление газа происходит неравномерно, причем каждой

категории свойственны характерные сезонные, недельные и суточные неравномерности потребления.

Наибольшая суточная неравномерность присуща бытовым и другим потребителям, использующим газ для приготовления пищи и горячей воды, наименьшая — промышленным предприятиям с непрерывными технологическими процессами.

Практика показывает, что колебания в расходе газа бытовыми потребителями имеют определенную закономерность: в дневные и вечерние часы расход газа наибольший, а в ночные снижается до минимума, доходя при малом числе потребителей почти до нуля. При этом в течение суток наблюдаются часы усиленного потребления газа, соответствующие времени приготовления пищи и приема ванн.

Потребление газа неравномерно и по дням недели: при сравнительно равномерном от понедельника до пятницы в субботу оно увеличивается. Значительное повышение расхода газа наблюдается также в предпраздничные дни, в частности 31 декабря, когда потребление газа превышает годовой среднесуточный расход в 1,6—1,65 раза.

Сезонная неравномерность потребления газа вызвана дополнительным расходом на отопление в зимнее время и некоторым уменьшением его летом.

Режимы расхода газа различными категориями потребителей изучены недостаточно и зависят от множества факторов и местных условий, не поддающихся точному учету и обобщению. По этим причинам приводимые ниже количественные характеристики режимов расхода газа, составленные на основании исследований проектных, научных и эксплуатационных организаций, могут и должны уточняться в зависимости от местных условий (табл. 2.15—2.21).

Коэффициент суточной неравномерности (отношение максимального суточного расхода к среднесуточному за неделю) по данным табл. 2.15

$$k_n^c = 17,0 : (100 : 7) \approx 1,20. \quad (2.1)$$

Коэффициент месячной неравномерности (отношение максимального месячного расхода к среднемесячному)

$$k_n^m = 10,3 : (100 : 12) \approx 1,25. \quad (2.2)$$

Коэффициент суточной неравномерности за год

$$k_n = k_n^c k_n^m = 1,20 \cdot 1,25 = 1,50. \quad (2.3)$$

Коэффициенты часовой неравномерности для зимних дней (отношение максимального часового расхода к среднемесячному): для крупных городов

$$k_n^h = 7 : (100 : 24) = 1,68; \quad (2.4)$$

для небольших городов

$$k_n^h = 7,7 : (100 : 24) = 1,85. \quad (2.5)$$

ТАБЛИЦА 2.16

Средние режимы потребления газа в квартирах
по дням зимней (январской) недели

День недели	Доля недельного расхода, %	День недели	Доля недельного расхода, %
Понедельник	13,6	Пятница	14,8
Вторник	13,7	Суббота	17,0
Среда	13,8	Воскресенье	14,2
Четверг	14,0		

ТАБЛИЦА 2.16

Средние режимы потребления газа в квартирах
по месяцам года

Месяц	Доля годового расхода, %	Месяц	Доля годового расхода, %	Месяц	Доля годового расхода, %
Январь	10,3	Май	8,6	Сентябрь	7,0
Февраль	9,6	Июнь	7,0	Октябрь	8,7
Март	10,0	Июль	5,0	Ноябрь	9,4
Апрель	9,3	Август	5,2	Декабрь	9,9

ТАБЛИЦА 2.17

Средние режимы потребления газа в квартирах по часам
зимних суток, % от суточного расхода

Часы суток	Квартиры крупных городов		Квартиры небольших городов	
	в обычные дни	в предпраздничные дни	в обычные дни	в предпраздничные дни
0—1	1,5	4,0	0,6	3,0
1—2	0,5	2,0	0,2	1,5
2—3	0,2	1,0	0,1	0,1
3—4	0,2	0,8	0,1	0,1
4—5	0,2	0,8	0,1	0,1
5—6	0,5	1,4	0,5	0,8
6—7	3,0	3,5	4,5	3,0
7—8	4,4	4,5	5,5	3,7
8—9	5,5	5,0	6,25	5,0
9—10	6,0	5,0	6,4	6,2
10—11	6,0	5,5	6,25	6,5
11—12	5,5	5,0	5,5	6,0
12—13	5,5	5,0	5,5	6,0
13—14	5,4	5,25	5,5	6,0
14—15	5,6	5,5	5,25	6,0
15—16	5,5	5,75	5,25	6,0
16—17	5,5	6,0	5,4	6,5
17—18	6,0	6,5	6,0	7,0
18—19	6,6	6,0	6,75	6,5
19—20	7,0	5,5	7,7	6,0
20—21	6,5	4,75	7,25	5,0
21—22	5,8	5,25	5,9	4,0
22—23	4,3	4,0	2,75	3,0
23—24	2,9	2,5	0,75	2,0

ТАБЛИЦА 2.18

Приближенные режимы потребления газа детскими дошкольными, школьными и специальными учебными заведениями, учреждениями здравоохранения по месяцам года, % к годовому расходу

Месяц	Детские ясли	Детские сады	Школы	Специальные учебные заведения	Больницы	Полклинники
Январь	9,6	8,9	8,4	8,0	9,3	8,6
Февраль	8,7	8,3	10,0	8,0	8,5	8,3
Март	8,9	9,0	8,8	10,4	8,9	9,0
Апрель	8,5	8,6	10,3	9,9	8,2	8,5
Май	7,2	7,0	9,0	8,2	8,1	7,1
Июнь	7,5	8,0	9,5	3,4	7,4	8,1
Июль	7,5	8,0	1,5	3,4	7,7	8,1
Август	7,9	8,2	1,5	3,4	7,7	8,4
Сентябрь	7,7	7,8	9,4	8,0	7,8	7,8
Октябрь	8,8	8,8	10,7	10,3	8,5	8,8
Ноябрь	8,3	8,3	10,0	9,6	8,6	8,3
Декабрь	9,4	9,1	10,9	10,4	9,3	9,0

ТАБЛИЦА 2.19

Приближенные режимы потребления газа предприятиями бытового обслуживания и общественного питания по месяцам года, % к годовому расходу

Месяц	Гостиницы	Прачечные (домовые)	Столовые и рестораны	Мелкие бытовые предприятия
Январь	9,3	9,1	9,5	9,5
Февраль	8,5	8,6	8,6	8,6
Март	8,9	8,9	9,5	9,5
Апрель	8,2	8,5	8,6	8,6
Май	8,1	7,1	8,2	8,2
Июнь	7,4	8,1	7,7	7,7
Июль	7,7	7,6	6,8	6,8
Август	7,7	7,6	6,8	6,8
Сентябрь	7,8	8,0	7,7	7,7
Октябрь	8,5	8,9	8,5	8,5
Ноябрь	8,6	8,3	8,6	8,6
Декабрь	9,3	9,3	9,5	9,5

ТАБЛИЦА 2.20

Приближенные режимы потребления газа по часам
детскими дошкольными, школьными и специальными учебными
заведениями, учреждениями здравоохранения, % от суточного расхода

Часы суток	Детские ясли	Детские сады	Школы	Специальные учебные заведения	Боль- ницы	Поли- клиники
0—1	—	—	—	—	1,9	—
1—2	—	—	—	—	0,9	—
2—3	—	—	—	—	0,9	—
3—4	—	—	—	—	0,9	—
4—5	—	—	—	—	0,9	—
5—6	—	—	—	—	1,9	—
6—7	—	—	—	—	2,8	3,2
7—8	3,6	4,3	—	0,5	5,0	4,2
8—9	8,5	7,4	—	1,9	7,8	8,8
9—10	8,5	10,2	7,2	5,0	5,8	8,0
10—11	12,0	8,8	7,2	8,3	6,9	6,1
11—12	12,0	5,9	14,4	10,3	9,4	6,1
12—13	7,2	14,9	14,4	10,3	8,7	6,1
13—14	7,2	11,8	13,0	7,1	4,9	6,1
14—15	2,4	4,3	13,0	6,1	3,8	6,1
15—16	3,6	7,4	8,8	6,1	3,8	6,1
16—17	3,6	3,0	5,9	9,2	4,9	10,4
17—18	3,6	3,0	4,4	9,2	4,9	10,4
18—19	6,0	6,0	2,9	6,1	6,3	10,4
19—20	8,5	8,8	2,9	6,1	6,3	6,1
20—21	8,5	4,3	2,9	6,1	3,8	3,2
21—22	4,8	—	1,5	5,0	2,8	3,2
22—23	—	—	1,5	2,7	2,8	—
23—24	—	—	—	—	1,9	—

ТАБЛИЦА 2.21

Приближенные режимы потребления газа по часам
предприятиями бытового обслуживания и общественного
питания, % от суточного расхода

Часы суток	Прачечные (домовые)	Столовые и рестораны	Гостиницы	Мелкие бытовые предприятия
0—1	—	—	4,0	0,2
1—2	—	—	4,8	0,1
2—3	—	—	1,1	0,1
3—4	—	—	0,9	0,1
4—5	—	—	0,9	0,1
5—6	—	—	0,8	0,5
6—7	5,4	—	1,5	1,4
7—8	5,4	6,6	4,4	4,9
8—9	7,0	6,9	7,6	6,3
9—10	5,4	9,4	7,5	7,7

Часы суток	Прачечные (домовые)	Столовые и рестораны	Гостиницы	Мелкие бытовые предприятия
10—11	4,7	10,4	4,0	9,0
11—12	7,0	11,0	2,3	9,5
12—13	5,4	10,0	2,5	10,1
13—14	7,0	7,8	3,6	8,3
14—15	7,0	7,6	3,6	6,0
15—16	5,4	5,8	3,0	5,7
16—17	7,0	4,0	3,7	4,6
17—18	5,4	4,0	4,6	4,6
18—19	5,4	5,1	4,6	5,6
19—20	4,7	5,2	4,1	6,3
20—21	5,4	4,4	5,5	4,9
21—22	7,0	0,6	7,6	2,3
22—23	5,4	0,5	8,7	1,2
23—24	—	0,7	8,7	0,5

2.4. РАСЧЕТНЫЕ ЧАСОВЫЕ РАСХОДЫ

Расчетные часовые расходы газа служат исходными данными для определения диаметров газопроводов, для выбора размеров и типов газовой арматуры, аппаратуры и оборудования.

Неравномерность потребления газа обуславливается неравномерными режимами работы каждого установленного прибора или установки и несопадением часов работы как однотипных, так и разных по назначению приборов.

Системы газоснабжения городов и других населенных пунктов следует рассчитывать на максимальный часовой расход газа исходя из совмещенного суточного графика потребления всеми потребителями.

Расчетный часовой расход газа $Q_{p, ч}$, м³/ч, при 0 °С и давлении 101,3 кПа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды определяют как долю годового расхода по формуле

$$Q_{p, ч} = k_m Q_{год} \quad (2.6)$$

где k_m — коэффициент часового максимума расхода газа (коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому); $Q_{год}$ — годовое потребление газа, м³/год.

Коэффициент часового максимума расхода принимают дифференцированно для каждого района газоснабжения, сети которого представляют собой самостоятельную систему, гидравлически не связанную с системами других районов (табл. 2.22). Значения этого коэффициента для коммунально-бытовых потребителей приведены ниже (по СНиП 2.04.08—87):

Бани	1/2700	} (с учетом отопления и вентиляции)
Прачечные	1/2900	
Предприятия общественного питания	1/2000	
Предприятия по производству хлеба и кондитерских изделий	1/6000	

ТАБЛИЦА 2.22

Зависимость коэффициента часового максимума расхода газа k_M на хозяйственно-бытовые нужды от численности населения, снабжаемого газом (без отопления)
(по СНиП 2.04.08—87)

Число жителей, тыс. чел.	k_M	Число жителей, тыс. чел.	k_M
1	1/1800	40	1/2500
2	1/2000	50	1/2600
3	1/2050	100	1/2800
5	1/2100	300	1/3000
10	1/2200	500	1/3300
20	1/2300	750	1/3500
30	1/2400	1000	1/3700
		2000 и более	1/4700

Расчетный часовой расход газа на технологические и отопительные нужды промышленных, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных предприятий следует определять по формуле (2.6), но с учетом изменения КПД оборудования и приборов при их работе на газовом топливе. Значения коэффициента часового максимума расхода газа необходимо устанавливать при проектировании на основании данных о характере производства и режимах топливопотребления с разработкой совмещенного суточного графика для каждого предприятия в отдельности. Для промышленных предприятий, строительство и ввод в эксплуатацию которых предусмотрены в течение расчетного периода, $Q_{p.ч}$ принимают по данным проектов, а при отсутствии проектов — на основании данных о планируемой мощности предприятий и укрупненных показателей расхода топлива аналогичными предприятиями.

Для отдельных жилых домов и общественных зданий $Q_{p.ч}$, $m^3/ч$, можно определить и по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия по формуле

$$Q_{p.ч} = \sum_{i=1}^m k_o q_i n_i, \quad (2.7)$$

где k_o — коэффициент одновременности для однотипных приборов или групп их (табл. 2.23 и 2.24); q_i — номинальный расход газа прибором или группой приборов, $m^3/ч$ (принимаемый по паспортным данным или техническим характеристикам приборов); n_i — число однотипных приборов или групп их; m — число типов приборов или групп их.

Расчетный расход газа на участках распределительных наружных газопроводов низкого давления, имеющих путевые расходы газа, равен сумме транзитного и 0,5 путевого расхода газа на данном участке.

Значения коэффициента одновременности K_o в зависимости от типа и числа устанавливаемых газовых приборов для жилых домов городов и поселков (по СНиП 2.04.08—87)

Число квартир	Плита 4-конфорочная	Плита 2-конфорочная	Плита 4-конфорочная и проточный водонагреватель	Плита 2-конфорочная и проточный водонагреватель	Плита 4-конфорочная и емкостный водонагреватель или плита 4-конфорочная и отопительная печь	Плита 2-конфорочная и емкостный водонагреватель или 2-конфорочная плита и отопительная печь
1	1	1	0,700	0,750	1	1
2	0,650	0,840	0,560	0,640	0,590	0,710
3	0,450	0,730	0,480	0,520	0,420	0,550
4	0,350	0,590	0,430	0,390	0,340	0,440
5	0,290	0,480	0,400	0,375	0,267	0,360
6	0,280	0,410	0,392	0,360	0,274	0,340
7	0,280	0,360	0,370	0,345	0,263	0,300
8	0,265	0,320	0,360	0,335	0,257	0,280
9	0,258	0,289	0,345	0,320	0,249	0,260
10	0,254	0,263	0,340	0,315	0,243	0,250
15	0,240	0,242	0,300	0,275	0,223	0,228
20	0,235	0,230	0,280	0,260	0,217	0,222
30	0,231	0,218	0,250	0,235	0,213	0,216
40	0,227	0,213	0,230	0,205	0,209	0,211
50	0,222	0,210	0,215	0,193	0,205	0,205
60	0,220	0,207	0,203	0,186	0,202	0,202
70	0,217	0,205	0,195	0,180	0,199	0,199
80	0,214	0,204	0,192	0,175	0,197	0,198
90	0,212	0,203	0,187	0,171	0,196	0,196
100	0,210	0,202	0,185	0,163	0,193	0,196
400	0,180	0,170	0,150	0,135	0,150	0,152

Примечание. Для квартир, в которых установлено несколько однотипных газовых приборов, коэффициент одновременности принимают как для нескольких квартир, укомплектованных аналогичными приборами.

Коэффициенты одновременности для одной квартиры (см. табл. 2.23), оборудованной газовой плитой, а также плитой и емкостным водонагревателем, приняты равными 1, что свидетельствует о совпадении по времени использования не только всех горелок газовой плиты и духового шкафа, но и водонагревателя. Коэффициенты одновременности для квартиры, в которой кроме газовой плиты установлен проточный водонагреватель, приняты меньшими 1, обеспечивающими максимальный расход газа только одним, наиболее мощным и кратковременно действующим прибором — проточным водонагревателем. При случайном совпадении работы проточного водонагревателя и одной или двух горелок газовой плиты тепловая мощность обоих приборов несколько ниже номинальной, что вполне допустимо, так как приведет лишь к незначительному увеличению времени на наполнение ванны и приготовление пищи.

ТАБЛИЦА 2.24

Коэффициент одновременности k_o для жилых домов сельских населенных пунктов в зависимости от числа газоснабжаемых квартир и типа устанавливаемых газовых плит (по СНиП 2.04.08—87)

Число квартир (домов)	Газовая плита		Число квартир (домов)	Газовая плита	
	4-конфорочная	2-конфорочная		4-конфорочная	2-конфорочная
1	1	1	15	0,405	0,528
2	0,880	0,968	20	0,371	0,429
3	0,790	0,940	25	0,345	0,376
4	0,715	0,910	30	0,332	0,349
5	0,660	0,865	35	0,312	0,324
6	0,616	0,830	40	0,299	0,308
7	0,572	0,796	45	0,285	0,296
8	0,540	0,760	50	0,273	0,287
9	0,503	0,722	60	0,254	0,270
10	0,485	0,688	70	0,242	0,260
11	0,465	0,656	80	0,233	0,251
12	0,446	0,620	90	0,226	0,244
13	0,431	0,584	100	0,220	0,240
14	0,418	0,553			

Примечания. 1. Коэффициенты одновременности приведены с учетом печного или местного (квартирного) водяного отопления от газовых малометражных котлов или емкостных водонагревателей. 2. Для квартир, в которых устанавливается несколько однокотловых газовых приборов, коэффициент одновременности следует принимать как для такого же числа квартир с этими приборами.

Метод учета неравномерности потребления газа с помощью коэффициентов одновременности приемлем для внутридомовых, дворовых и внутриквартирных газовых сетей, при расчете и проектировании которых известны число квартир, подлежащих газоснабжению, и ассортимент устанавливаемых в них газовых приборов. Он пригоден и для определения расчетных расходов газа в учреждениях и учебных заведениях, оборудуемых газовыми приборами, отдельными газовыми горелками или установками. Значения k_o при этом должны определяться для каждого потребителя в зависимости от режимов газопотребления. Для расчета городских газопроводов, в особенности связанных в единую систему распределения газа, указанный метод неприемлем из-за многообразия газовых приборов и установок и различных режимов использования газа разными категориями потребителей. Кроме того, при расчете систем распределения газа установить число подлежащих газоснабжению квартир (в особенности для проектируемых районов и городов) и тем более газовых приборов не представляется возможным. Поэтому при проектировании систем распределения газа расчетные расходы определяются как доли годовых расходов газа.

Коэффициент одновременности K_0 для лаборатории

Потребитель	Номинальная тепловая мощность q , кВт/ч	Число кранов									
		10	50	100	200	300	400	600	750	1000	1001 и более
Однорожковый лабораторный газовый кран (ниппель)	1 160	0,5	0,29	0,23	0,18	0,15	0,14	0,13	0,11	0,1	0,08
Паяльная лабораторная горелка	3 190	0,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Стеклодувная горелка типа «Пушка» большая	14 500	0,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—
То же, малая	7 308	0,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Для определения расчетных расходов газа по этому методу подсчитывают годовые расходы газа в отдельных характерных по застройке районах или микрорайонах и умножают на доли годовых расходов. Значения часовых долей годового расхода газа в зависимости от численности населения, снабжаемого газом, были приведены выше (табл. 2.22).

Расчетный расход газа для лабораторных нужд: часовой, $\text{м}^3/\text{ч}$,

$$Q_{p.ч} = 3,62qnk_0/Q_H^p \quad (2.8)$$

(где q — номинальная тепловая мощность одного однотипного потребителя, кВт/ч; n — число однотипных потребителей в здании или на расчетном участке газопровода; k_0 — коэффициент одновременного действия потребителей, принимаемый по табл. 2.25; Q_H^p — низшая теплота сгорания газа, кДж/м³); суточный, $\text{м}^3/\text{сут}$,

$$Q_{сут} = Q_{p.ч}t/1,5 \quad (2.9)$$

(где t — время работы, ч; 1,5 — коэффициент часовой неравномерности потребления газа).

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ

3.1. МЕТОДЫ РАСЧЕТА

При проектировании трубопроводов для транспорта газа выбор размеров труб осуществляется на основании их гидравлического расчета, имеющего целью определить внутренний диаметр труб для пропуска необходимого количества газа при допустимых для конкретных условий потерях давления или, наоборот, потери давления при транспорте необходимого количества газа по трубам заданного диаметра.

Сопротивления движению газа в трубопроводах слагаются из линейных сопротивлений трения и местных сопротивлений. Сопротивления трения имеют место на всей протяженности трубопроводов. Местные сопротивления создаются только в пунктах изменения скоростей и направления движения газа. В настоящем разделе гидравлический расчет газопроводов осуществляют по формулам из СНиП 2.04.08—87, в которых учтены как режим движения газа, так и коэффициенты гидравлического сопротивления газопроводов.

Падение давления в газопроводах низкого давления следует определять в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса:

— для ламинарного режима движения газа при $Re \leq 2000$ и коэффициенте гидравлического сопротивления $\lambda = 64/Re$

$$H = 1,132 \cdot 10^6 Q / (d^4 \nu \rho l); \quad (3.1)$$

— для критического режима движения газа при $Re = 2000 \div 4000$ и $\lambda = 0,0025 \sqrt{Re}$

$$H = 0,516 Q^{2,333} / (d^{6,333} \nu^{0,333} \rho l); \quad (3.2)$$

— для турбулентного режима движения газа при $Re > 4000$ и $\lambda = 0,11 (k_s/d + 68/Re)^{0,25}$

$$H = 69 (k_s/d + 1922 \nu d / Q)^{0,25} (Q^2 \rho l / d^5); \quad (3.3)$$

где Q — расход газа, м³/ч; H — потеря давления, Па; d — внутренний диаметр газопровода, см; ν — коэффициент кинематической вязкости, м²/с (при температуре 0 °С и давлении 101,3 кПа); l — расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м; k_s — эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы принимается равной, см: для стальных труб 0,01, для полиэтиленовых 0,05; ρ — плотность газа, кг/м³ (при температуре 0 °С и давлении 101,3 кПа).

При определении потерь давления в газопроводах низкого давления должны учитываться не только потери на трение и в

местных сопротивлений, но и потери, вызываемые разностью плотности газа и воздуха, т. е. гидростатический напор, Па,

$$H = \pm 9,81h(\rho_g - \rho_B),$$

где h — разность абсолютных отметок начальных и конечных участков газопровода, м; ρ_g, ρ_B — плотность газа и воздуха (при температуре 0°C и давлении 101,3 кПа).

Движение газа в газопроводах среднего и высокого давления, в отличие от газопроводов низкого давления, происходит при значительном изменении плотности газа и скорости его движения. Гидравлический расчет газопроводов среднего и высокого давления по всей области турбулентного режима движения газа следует производить по формуле

$$(\rho_{\text{абс. н}}^2 - \rho_{\text{абс. к}}^2)/l = 1,4 \cdot 10^{-5} (k_0/d + 1922vd/Q_{\text{н}})^{0,25} (Q^2 \rho/d^5), \quad (3.4)$$

где $\rho_{\text{абс. н}}, \rho_{\text{абс. к}}$ — абсолютное давление газа в начале и в конце газопровода, МПа; l — длина рассчитываемого участка газопровода, км.

Местные гидравлические сопротивления в газопроводах и вызываемые ими потери давления возникают в результате изменения значений и направления скоростей движения газа, а также в местах разделения и слияния потоков. Источниками местных сопротивлений являются переходы с одного размера газопровода на другой, колена, отводы, тройники, крестовины, компенсаторы, а также запорная, регулирующая и предохранительная арматура, сборники конденсата, гидравлические затворы и другие устройства, приводящие к сжатию, расширению и изгибу потоков газа. Падение давления в местных сопротивлениях, перечисленных выше, допускается учитывать путем увеличения расчетной длины газопровода на 5—10%. Расчетная длина наружных надземных и внутренних газопроводов

$$l = l_1 + \sum \zeta l_0, \quad (3.5)$$

где l_1 — действительная длина газопровода, м; $\sum \zeta$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода длиной l_1 ; l_0 — условная эквивалентная длина прямолинейного участка газопровода, м, потери давления на котором равны потерям давления в местном сопротивлении со значением коэффициента $\zeta = 1$.

Эквивалентная длина газопровода в зависимости от режима движения газа в газопроводе:

— для ламинарного режима движения

$$l_0 = 5,5 \cdot 10^{-6} Q/\nu; \quad (3.6)$$

— для критического режима движения газа

$$l_0 = 12,15 d^{1,333} \nu^{0,333} / Q^{0,333}; \quad (3.7)$$

— для всей области турбулентного режима движения газа

$$l_0 = d / \{ [11 (k_0/d + 1922vd/Q)^{0,25}] \}. \quad (3.8)$$

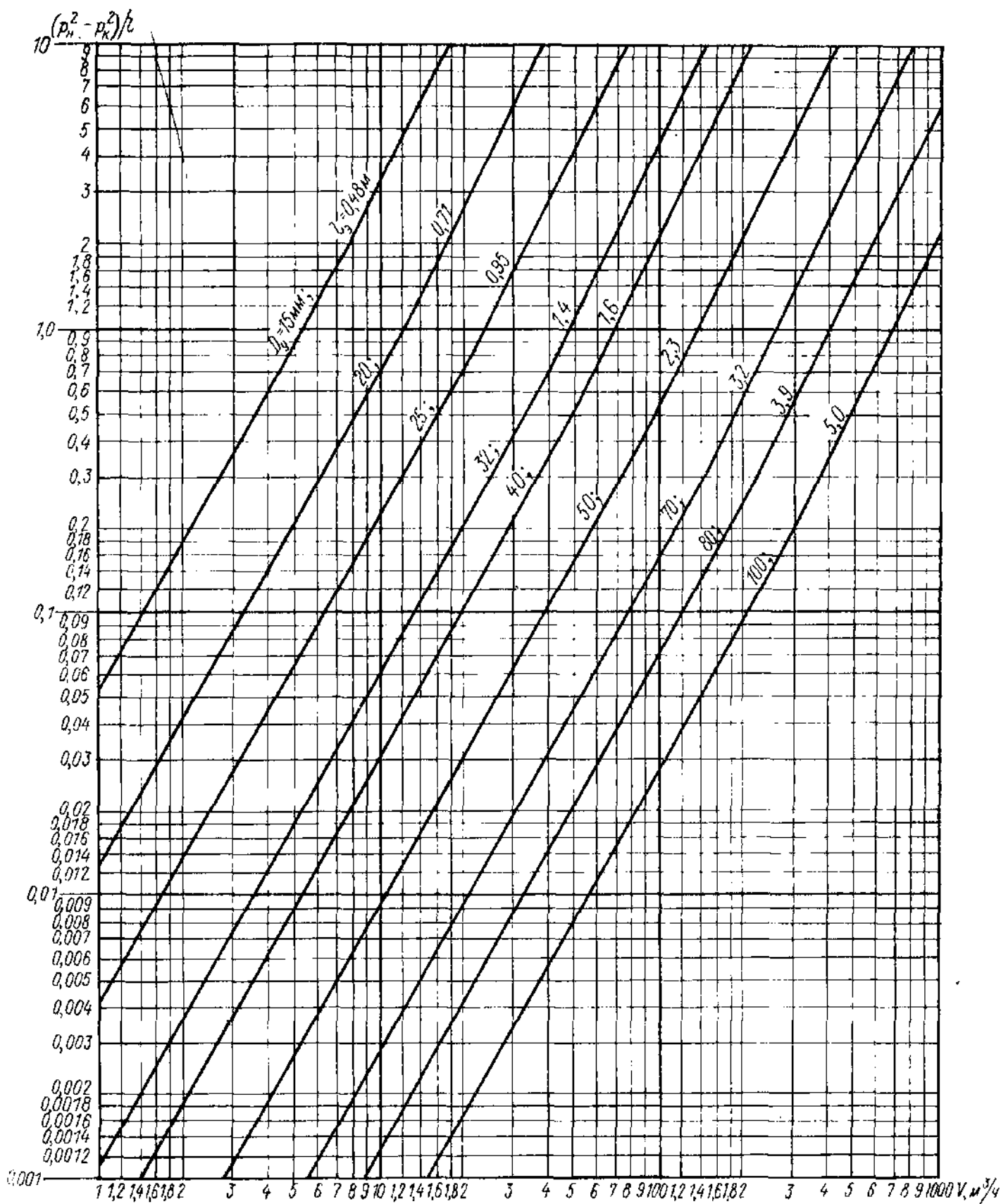


Рис. 3.1. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 15—100 мм,
Составлена для газа с $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ и $\nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

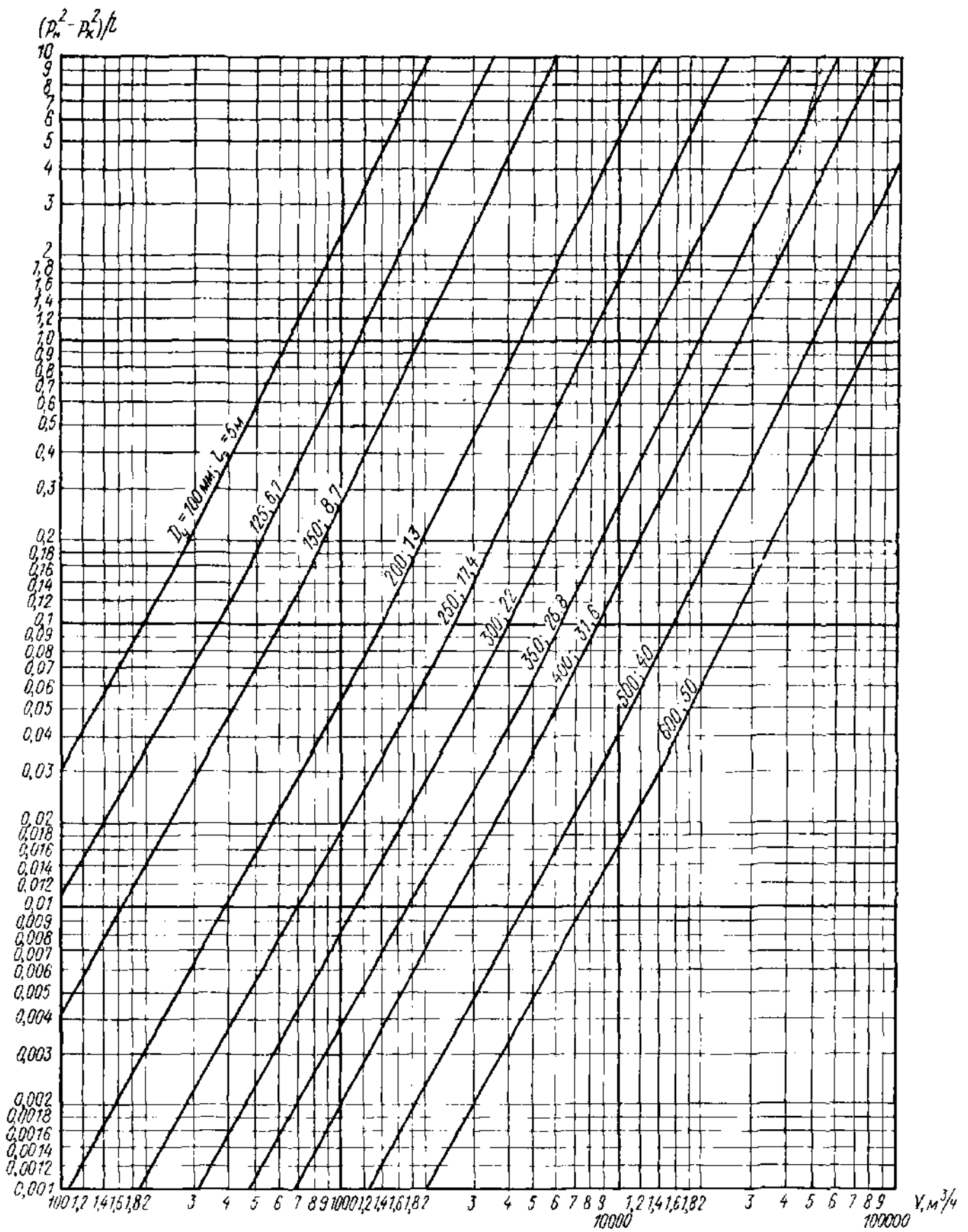


Рис. 3.2. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 100—600 мм.

Составлена для газа с $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ и $\nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

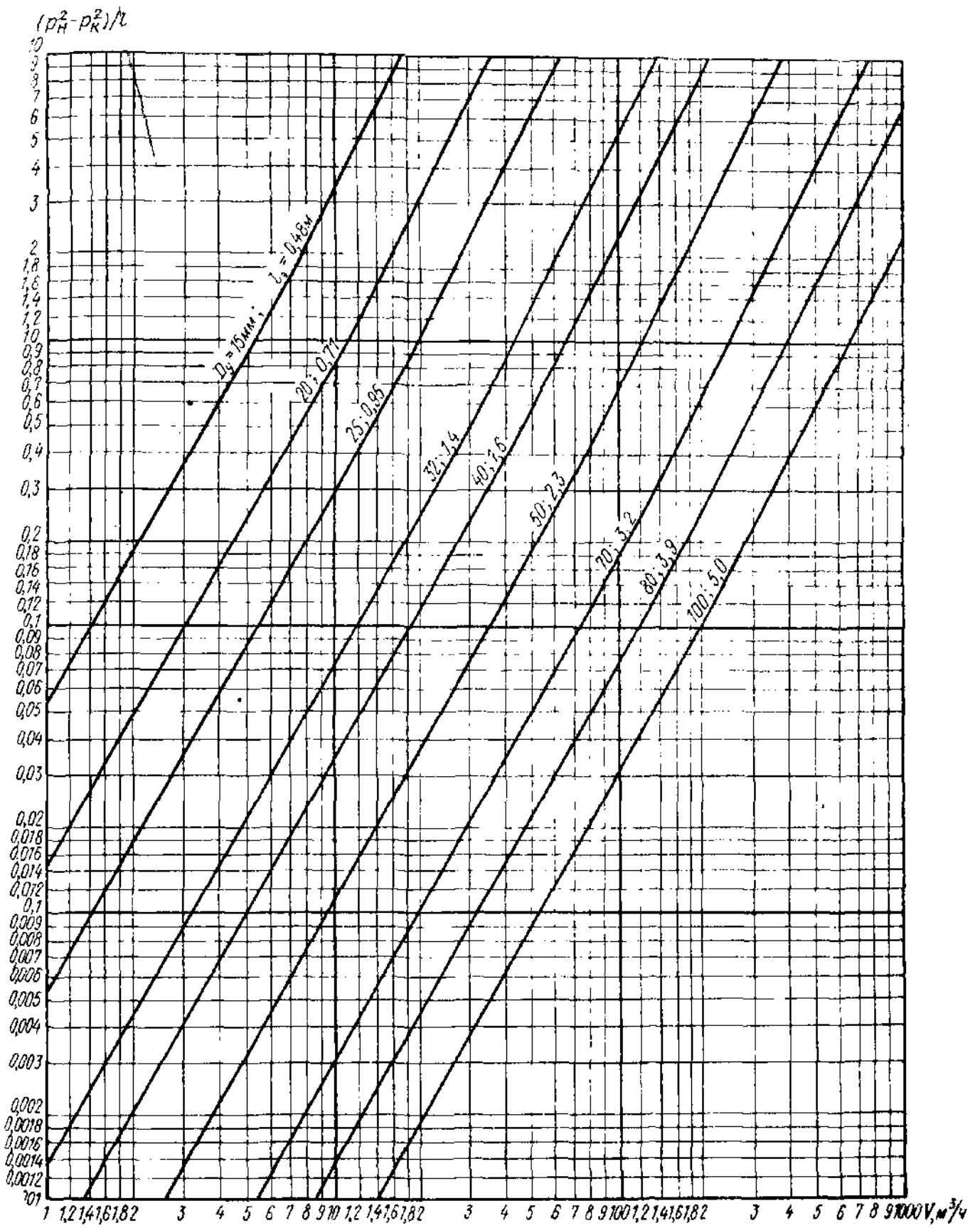


Рис. 3.3. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 15—100 мм.

Составлена для газа с $\rho = 0,79 \text{ кг/м}^3$ и $\nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

**Коэффициент местных сопротивлений ζ
при турбулентном движении газа ($Re > 3.5 \cdot 10^3$)**

Вид местного сопротивления	Значение	Вид местного сопротивления	Значение
Отводы:		Сборники конденсата	0,5—2
гнутые плавные	0,20—0,15	Гидравлические затворы	1,5—3
сварные сегментные	0,25—0,20	Внезапное расширение	0,6—0,25
Кран пробочный	3,0—2,0	трубопроводов	
Задвижки:		Внезапное сужение тру-	0,4
параллельная	0,25—0,5	бопроводов	
с симметричным су-	1,30—1,5	Плавное расширение тру-	0,25—0,8
женнем стенки		бопроводов (диффузоры)	
Компенсаторы:		Плавное сужение трубо-	0,25—0,3
волнистые	1,7—2,3	проводов (конфузоры)	
лирообразные	1,7—2,4	Тройники:	
П-образные	2,1—2,7	потоков слияния	1,7
		разделения потоков	1,0

При расчете внутренних газопроводов низкого давления для жилых домов допустимые потери давления газа на местные сопротивления, % от линейных потерь:

- на газопроводах от вводов в здание до стояка 25;
- на стояках 20;
- на внутриквартирной разводке 450 (при длине разводки 1—2 м), 300 (3—4 м), 120 (5—7 м) и 50 (8—12 м).

Числовые значения коэффициента местных гидравлических сопротивлений ζ могут быть определены теоретически либо получены экспериментальным путем. Приближенные значения коэффициента ζ для наиболее распространенных видов местных сопротивлений приведены в табл. 3.1.

3.2. ТАБЛИЦЫ И НОМОГРАММЫ

Расчет с использованием приведенных общих формул требует значительного времени и довольно затруднителен. Поэтому для расчета газопроводов низкого давления обычно прибегают к предварительно составленным расчетным таблицам, а для газопроводов среднего и высокого давлений — к номограммам. Все таблицы и номограммы составлены для наиболее распространенных в газовой технике труб (табл. 3.2 и 3.3). Приведенные в левой части таблиц удельные потери давления в паскалях на 1 м трубопровода соответствуют не условиям прохода, а внутренним диаметрам труб при наиболее распространенной толщине стенок последних.

Номограммы (рис. 3.1—3.8) составлены на основе формулы (3.4) для расчета газопроводов среднего и высокого давлений. Пользование расчетными таблицами и номограммами поясним на примерах.

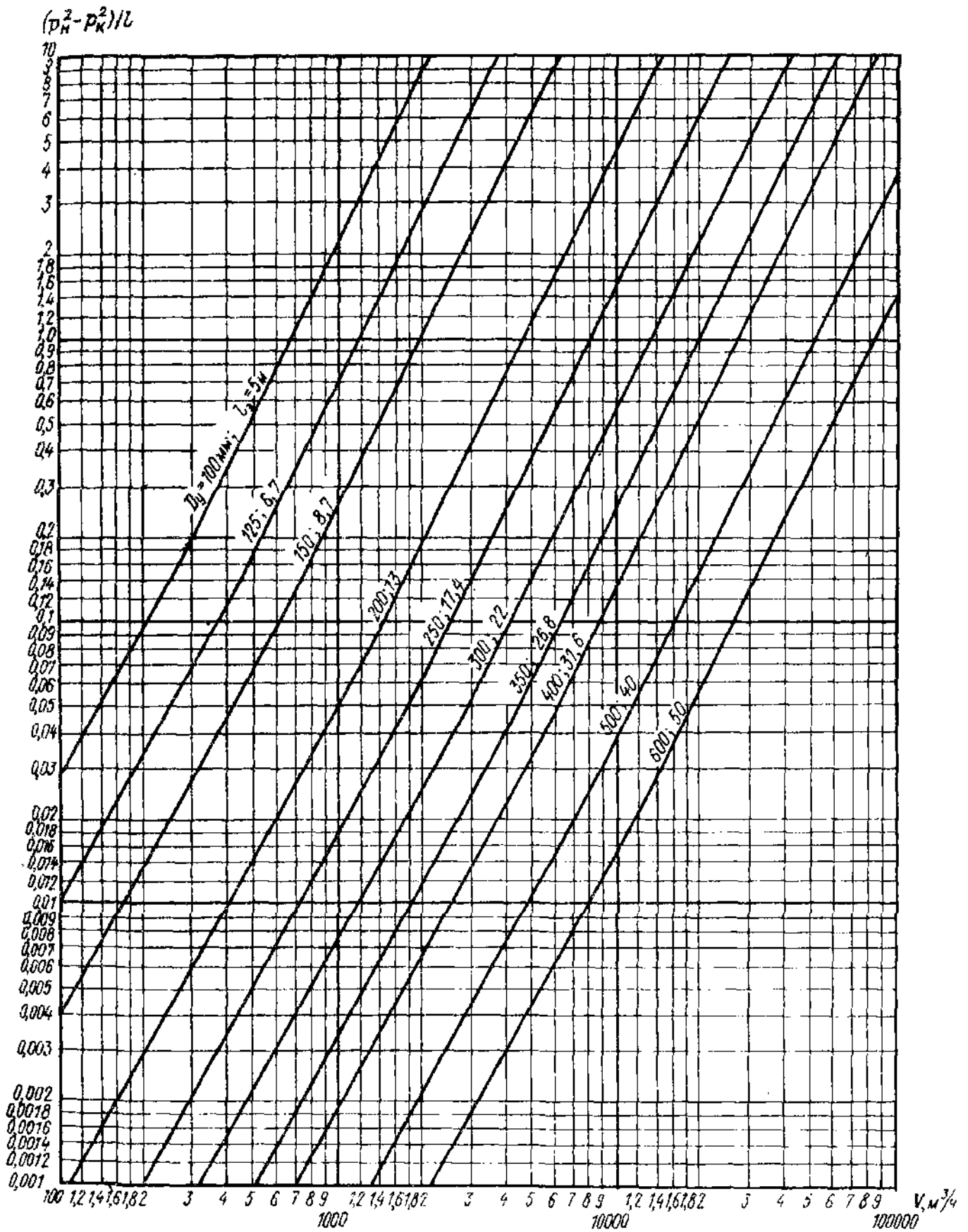


Рис. 3.4. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 100—600 мм.

Составлена для газа с $\rho = 0,79 \text{ кг/м}^3$ и $\nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

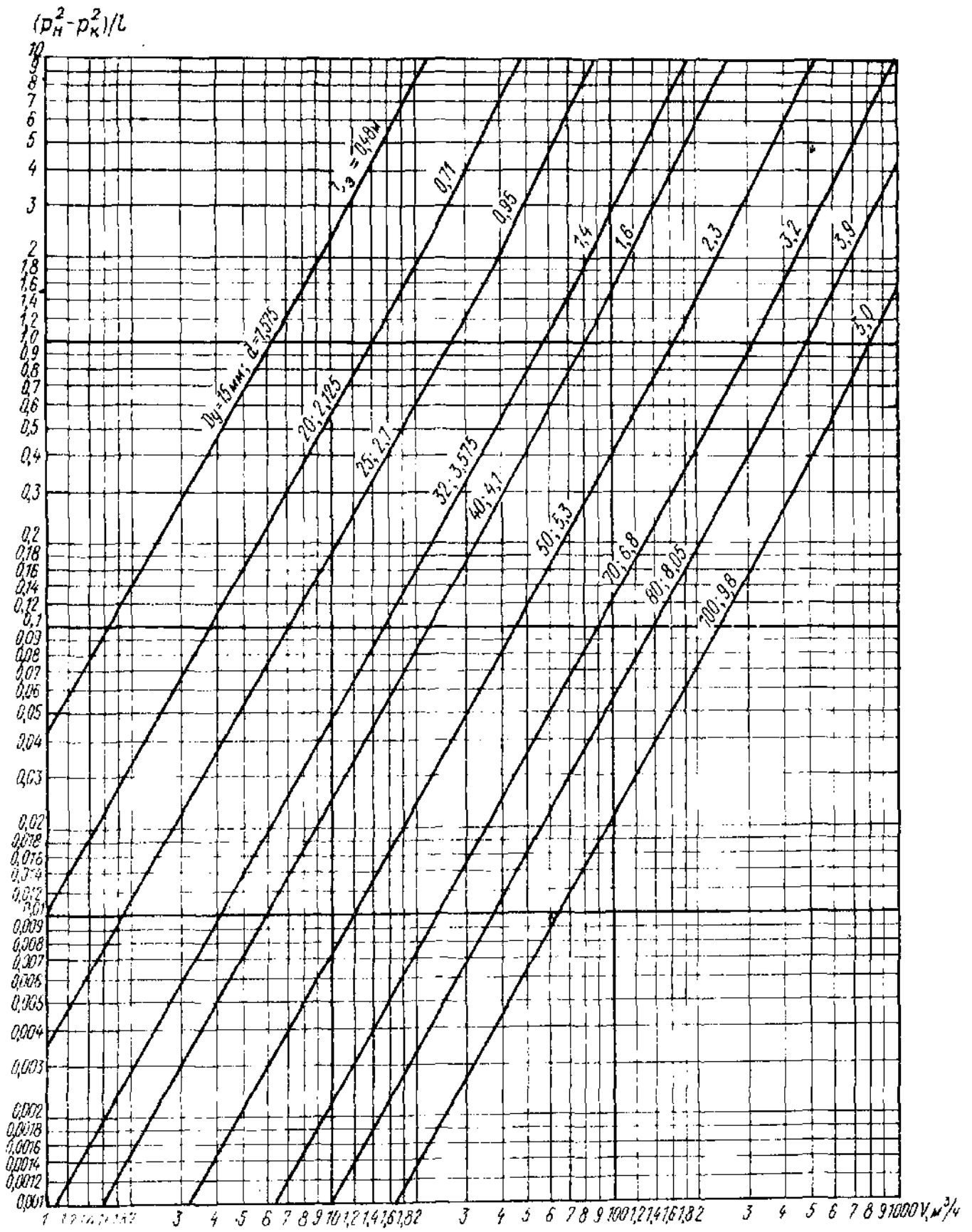


Рис. 3.5. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 15—100 мм.

Составлена для газа с $\rho = 0,5 \text{ кг/м}^3$ и $\nu = 25 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

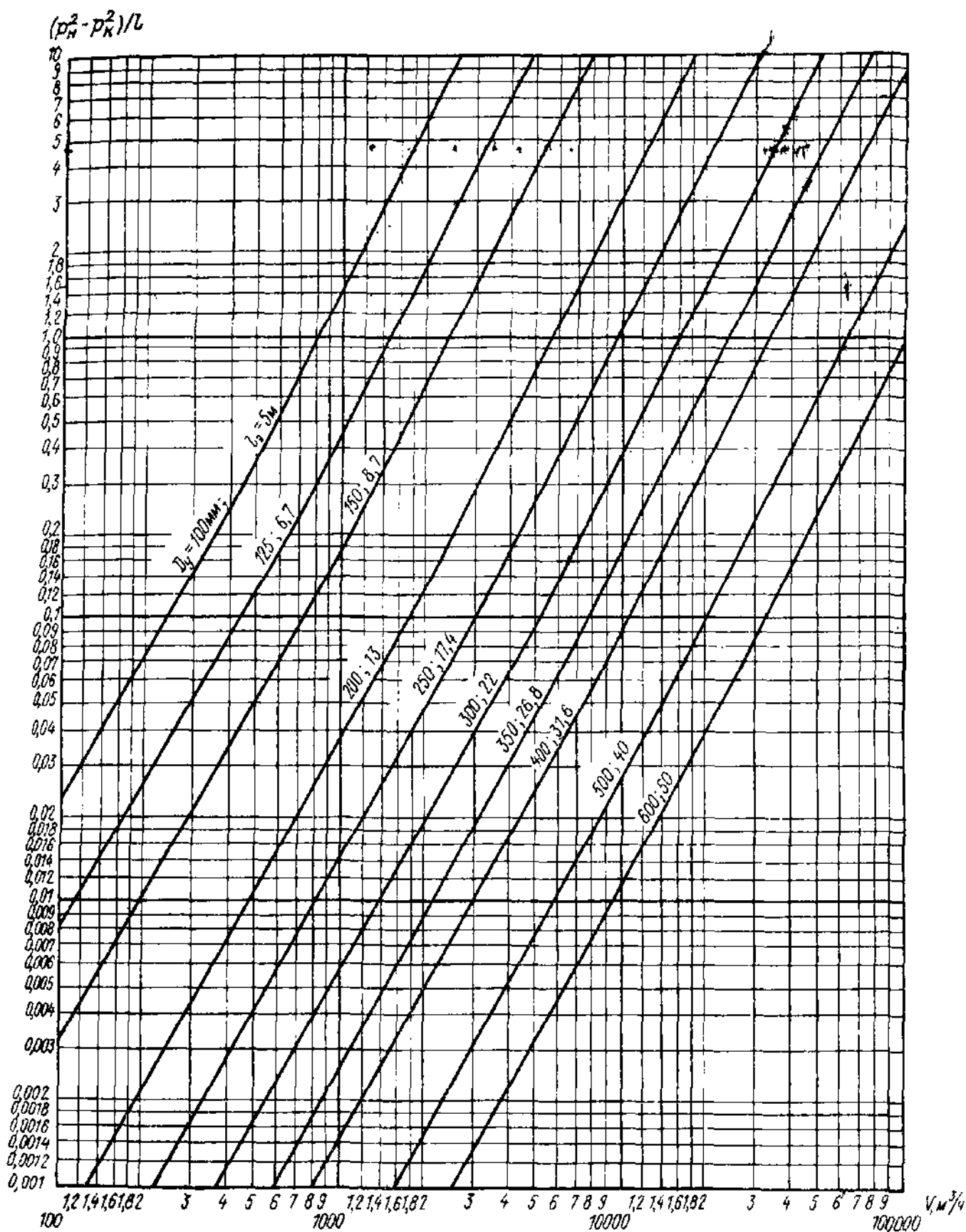


Рис. 3.6. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 100—600 мм,
 Составлена для газа с $\rho = 0,5 \text{ кг/м}^3$ и $\nu = 25 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Таблица для расчета газопроводов низкого давления [трубы стальные водо-газопроводные (газовые) ГОСТ 3262—75*]

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход, дюймы; наружный и внутренний диаметры, мм							
	1/2: 21,25 и 18,75	3/4: 26,75 и 21,25	1: 33,6 и 27	1 1/4: 42,25 и 35,75	1 1/2: 48 и 41	2: 60 и 53	2 1/2: 75 и 68	3: 89,5 и 80,6
Проводный газ ($\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$; $\nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$)								
0,1	0,049/0,018	0,16/0,059	0,42/0,155	1,23/0,46	2,15/0,76	4,32/1,1	8,50/1,6	13,4/2,0
0,11	0,053/0,020	0,18/0,067	0,47/0,174	1,41/0,52	2,27/0,80	4,55/1,2	9,97/1,6	14,1/2,1
0,12	0,058/0,021	0,19/0,070	0,51/0,189	1,55/0,57	2,39/0,81	4,78/1,2	9,42/1,6	14,8/2,1
0,15	0,073/0,027	0,24/0,089	0,63/0,23	1,85/0,65	2,71/0,84	5,43/1,2	10,7/1,7	16,8/2,1
0,17	0,082/0,030	0,27/0,099	0,71/0,26	2,01/0,70	2,91/0,86	5,83/1,2	11,4/1,7	18,1/2,2
0,20	0,097/0,036	0,32/0,118	0,84/0,31	2,20/0,72	3,19/0,88	6,39/1,3	12,5/1,8	19,9/2,3
0,22	0,11/0,041	0,36/0,133	0,92/0,34	2,31/0,73	3,36/0,89	6,73/1,3	13,3/1,8	20,9/2,3
0,25	0,12/0,044	0,40/0,148	1,05/0,39	2,49/0,75	3,61/0,91	7,25/1,3	14,2/1,8	22,5/2,3
0,27	0,13/0,048	0,43/0,159	1,13/0,42	2,72/0,78	3,78/0,92	7,59/1,3	14,9/1,9	23,5/2,4
0,30	0,14/0,052	0,48/0,178	1,26/0,47	2,76/0,77	4,0/0,93	8,06/1,3	15,9/1,9	25,0/2,4
0,33	0,16/0,059	0,53/0,196	1,34/0,47	2,91/0,78	4,24/0,94	8,50/1,4	16,7/1,9	26,3/2,4
0,35	0,17/0,063	0,56/0,20	1,42/0,50	3,03/0,78	4,38/0,95	8,81/1,4	17,3/1,9	27,4/2,4
0,37	0,18/0,067	0,60/0,22	1,46/0,53	3,13/0,78	4,51/0,95	9,08/1,4	17,9/2,0	28,2/2,5
0,44	0,22/0,081	0,69/0,25	1,61/0,54	3,42/0,81	4,96/0,97	9,98/1,4	19,7/2,0	31,1/2,5
0,50	0,24/0,089	0,86/0,32	1,73/0,55	3,69/0,82	5,36/1,0	10,8/1,4	21,2/2,0	33,5/2,6
0,56	0,27/0,1	0,90/0,33	1,85/0,56	3,96/0,83	5,73/1,0	11,5/1,5	22,7/2,1	35,8/2,6
0,62	0,29/0,107	1,0/0,37	1,97/0,57	4,21/0,84	6,09/1,0	12,2/1,5	24,1/2,1	38,1/2,6
0,69	0,34/0,126	1,07/0,38	2,07/0,58	4,45/0,86	6,45/1,0	12,9/1,5	25,5/2,2	40,3/2,7
0,75	0,36/0,133	1,13/0,41	2,18/0,59	4,67/0,87	6,76/1,0	13,6/1,5	26,8/2,2	42,3/2,7
0,81	0,39/0,144	1,18/0,42	2,28/0,59	4,89/0,89	7,07/1,1	14,2/1,5	28,0/2,2	44,2/2,8
0,87	0,42/0,155	1,23/0,42	2,38/0,60	5,12/0,90	7,39/1,1	14,8/1,6	29,3/2,2	46,2/2,8
0,94	0,45/0,167	1,28/0,43	2,47/0,60	5,32/0,90	7,70/1,1	15,4/1,6	30,4/2,2	48,1/2,8
1,00	0,48/0,178	1,35/0,43	2,58/0,61	5,53/0,91	8,0/1,1	16,1/1,6	31,7/2,2	50,1/2,8
1,25	0,61/0,23	1,53/0,45	2,92/0,62	6,25/0,93	9,05/1,1	18,2/1,6	35,8/2,3	56,6/2,9
1,50	0,72/0,27	1,71/0,46	3,24/0,64	6,97/0,96	10,1/1,2	20,3/1,7	39,9/2,4	63,1/3,0
1,75	0,82/0,29	1,85/0,47	3,54/0,65	7,60/1,0	11,1/1,2	22,2/1,7	43,6/2,4	68,8/3,1

2,0	0,88/0,32	2,0/0,48	3,83/0,67	8,22/1,0	11,9/1,2	23,9/1,7	47,2/2,5	74,5/3,1
2,25	0,94/0,32	2,13/0,48	4,1/0,68	8,79/1,0	12,7/1,2	25,6/1,8	50,5/2,6	79,7/3,2
2,50	1,0/0,32	2,26/0,49	4,35/0,69	9,34/1,0	13,5/1,2	27,2/1,8	53,6/2,6	81,6/3,2
2,75	1,06/0,32	2,40/0,50	4,60/0,70	9,89/1,0	14,2/1,3	28,8/1,8	56,7/2,6	89,5/3,2
3,0	1,11/0,33	2,51/0,51	4,84/0,71	10,37/1,1	14,9/1,3	30,2/1,8	59,5/2,6	91,1/3,3
3,25	1,16/0,33	2,64/0,51	5,07/0,72	10,88/1,1	15,7/1,3	31,7/1,9	62,5/2,7	98,6/3,3
3,50	1,21/0,34	2,75/0,52	5,30/0,72	11,30/1,1	16,4/1,3	33,1/1,9	65,1/2,7	102/3,4
3,75	1,27/0,34	2,85/0,52	5,54/0,73	11,72/1,1	17,1/1,3	34,3/1,9	67,6/2,7	107/3,4
4,0	1,31/0,34	2,96/0,53	5,69/0,74	12,24/1,1	17,7/1,3	35,6/1,9	70,1/2,7	111/3,4
4,25	1,35/0,35	3,07/0,53	5,89/0,74	12,66/1,1	18,3/1,3	36,8/1,9	72,5/2,8	114/3,5
4,50	1,40/0,35	3,17/0,53	6,09/0,75	13,08/1,1	18,9/1,4	38,1/2,0	75,0/2,8	118/3,5
4,75	1,44/0,35	3,28/0,54	6,29/0,76	13,51/1,1	19,6/1,4	39,3/2,0	77,4/2,8	122/3,5
5,0	1,49/0,36	3,43/0,55	6,48/0,77	13,92/1,1	20,1/1,4	40,5/2,0	79,7/2,8	125/3,6
5,25	1,52/0,36	3,46/0,55	6,67/0,77	14,34/1,1	20,62/1,4	41,6/2,0	82,0/2,8	129/3,6
5,50	1,57/0,36	3,56/0,55	6,84/0,77	14,65/1,2	21,2/1,4	42,8/2,0	84,3/2,9	132/3,6
5,75	1,61/0,36	3,65/0,56	7,01/0,78	15,07/1,2	21,8/1,4	43,8/2,1	86,3/2,9	136/3,6
6,0	1,65/0,36	3,74/0,56	7,18/0,78	15,39/1,2	22,3/1,4	44,9/2,1	88,4/2,9	139/3,7
6,25	1,69/0,36	3,82/0,56	7,35/0,78	15,7/1,2	22,8/1,4	45,9/2,1	90,5/2,9	142/3,7
7,50	1,87/0,37	4,25/0,57	8,16/0,81	17,48/1,2	25,3/1,5	51,1/2,1	100,5/2,9	158/3,8
8,75	2,05/0,38	4,64/0,59	8,92/0,83	19,25/1,2	27,7/1,5	55,8/2,2	109,9/3,0	173/3,8
10,0	2,2/0,39	5,0/0,60	9,63/0,84	20,6/1,3	29,9/1,5	60,2/2,2	118,3/3,1	186/3,9
12,50	2,5/0,40	5,68/0,62	10,93/0,87	23,4/1,3	33,9/1,6	68,3/2,3	133/3,2	208/3,9
15,00	2,78/0,41	6,27/0,63	12,04/0,89	24,7/1,3	37,6/1,6	76,4/2,3	147/3,2	227/3,9
17,50	3,05/0,42	6,82/0,65	13,08/0,91	28,2/1,4	41,1/1,6	82,4/2,3	158/3,2	246/3,9
20,0	3,29/0,43	7,38/0,66	14,13/0,93	30,5/1,4	44,5/1,6	88,3/2,3	169/3,2	262/3,9
25,0	3,77/0,44	8,48/0,68	16,2/0,96	34,9/1,4	49,9/1,6	98,5/2,3	189/3,2	294/3,9
30,0	4,18/0,45	9,37/0,69	18,2/1,0	38,2/1,4	54,7/1,6	107,2/2,3	207/3,2	323/3,9
35,0	4,56/0,46	10,26/0,70	19,7/1,0	41,3/1,4	59,1/1,6	116,0/2,3	224/3,2	349/3,9
40,0	4,92/0,47	11,1/0,70	21,0/1,0	43,9/1,4	63,3/1,6	125/2,3	239/3,2	372/3,9
45,0	5,27/0,49	11,9/0,70	22,3/1,0	46,8/1,4	67,1/1,6	132/2,3	254/3,2	395/3,9
50,0	5,62/0,50	12,4/0,70	23,5/1,0	48,9/1,4	70,7/1,6	139/2,3	267/3,2	416/3,9

Искусственные коксовые газы ($\rho = 0,5 \text{ кг/м}^3$; $v = 25 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$)

0,1	—/—	0,14/0,031	0,37/0,082	1,12/0,25	1,95/0,43	4,99/1,0	9,81/1,4	15,5/1,8
0,11	0,047/0,010	0,16/0,035	0,40/0,088	1,24/0,27	2,14/0,47	5,28/1,0	10,4/1,5	16,4/1,9
0,12	0,051/0,011	0,17/0,038	0,41/0,097	1,35/0,30	2,34/0,54	5,53/1,0	10,9/1,5	17,2/1,9
0,15	0,064/0,014	0,21/0,046	0,56/0,12	1,69/0,37	2,92/0,65	6,28/1,1	12,4/1,5	19,6/2,0

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход, дюйм: наружный и внутренний диаметры, мм							
	1/2; 21,25 в 15,75	3/4; 26,75 в 21,25	1; 33,5 и 27	1 1/4; 42,25 и 35,75	1 1/2; 48 и 44	2; 60 и 53	2 1/2; 75 и 68	3; 88,5 и 80,5
0,17	0,072/0,016	0,24/0,053	0,62/0,14	1,91/0,42	3,30/0,73	6,76/1,1	13,2/1,6	21,0/2,0
0,20	0,085/0,019	0,28/0,062	0,73/0,16	2,25/0,50	3,69/0,76	7,41/1,1	14,6/1,6	23,0/2,0
0,22	0,094/0,021	0,31/0,068	0,80/0,18	2,48/0,55	3,90/0,78	7,82/1,1	15,4/1,6	24,5/2,1
0,25	0,11/0,024	0,35/0,077	0,92/0,20	2,82/0,62	4,20/0,80	8,42/1,2	16,8/1,6	26,2/2,1
0,27	0,12/0,026	0,38/0,084	0,99/0,22	3,03/0,66	4,38/0,81	8,80/1,2	17,3/1,7	27,4/2,1
0,30	0,13/0,029	0,42/0,093	1,11/0,25	3,21/0,67	4,66/0,82	9,47/1,2	18,4/1,7	29,1/2,2
0,33	0,14/0,031	0,45/0,099	1,21/0,27	3,39/0,68	4,92/0,83	9,86/1,2	19,4/1,7	30,7/2,2
0,35	0,15/0,033	0,49/0,11	1,28/0,28	3,51/0,68	5,08/0,84	10,2/1,2	20,1/1,7	31,7/2,2
0,37	0,16/0,035	0,52/0,12	1,35/0,30	3,61/0,69	5,25/0,85	10,5/1,2	20,7/1,7	32,8/2,2
0,44	0,19/0,042	0,62/0,14	1,62/0,36	4,00/0,70	5,80/0,87	11,6/1,2	22,9/1,8	36,2/2,3
0,50	0,21/0,046	0,70/0,15	1,83/0,40	4,31/0,72	6,23/0,88	12,5/1,3	24,6/1,8	39,6/2,3
0,56	0,24/0,053	0,79/0,17	2,05/0,45	4,59/0,73	6,65/0,90	13,4/1,3	26,3/1,8	41,5/2,3
0,62	0,26/0,057	0,87/0,19	2,27/0,50	4,87/0,74	7,04/0,91	14,2/1,3	27,8/1,9	44,0/2,4
0,69	0,30/0,066	0,97/0,21	2,42/0,51	5,18/0,75	7,49/0,92	15,0/1,3	30,2/1,9	46,7/2,4
0,75	0,32/0,071	1,06/0,23	2,54/0,51	5,42/0,76	7,86/0,93	15,8/1,4	31,0/1,9	49,0/2,4
0,81	0,34/0,075	1,14/0,25	2,66/0,52	5,67/0,77	8,21/0,94	16,4/1,4	32,4/1,9	51,2/2,5
0,87	0,37/0,082	1,23/0,27	2,77/0,53	5,90/0,78	8,55/0,95	17,2/1,4	33,8/2,0	53,3/2,5
0,94	0,40/0,088	1,33/0,29	2,90/0,53	6,17/0,79	8,93/0,96	18,0/1,4	35,2/2,0	55,8/2,5
1,0	0,42/0,093	1,41/0,31	3,00/0,54	6,40/0,80	9,26/0,97	18,6/1,4	36,5/2,0	57,8/2,6
1,25	0,53/0,12	1,76/0,39	3,39/0,55	7,25/0,82	10,1/0,99	21,1/1,5	39,6/2,1	65,6/2,6
1,50	0,64/0,14	1,96/0,40	3,77/0,57	8,05/0,84	11,7/1,1	23,4/1,5	46,0/2,1	72,8/2,7
1,75	0,74/0,16	2,15/0,41	4,11/0,58	8,79/0,86	12,7/1,1	25,6/1,5	50,3/2,2	79,5/2,7
2,0	0,85/0,19	2,32/0,42	4,44/0,59	9,49/0,87	13,8/1,1	27,6/1,6	54,3/2,2	85,8/2,8
2,25	0,95/0,21	2,48/0,43	4,74/0,60	10,2/0,89	14,7/1,1	29,6/1,6	57,8/2,2	91,8/2,9
2,50	1,06/0,23	2,63/0,43	5,04/0,61	10,8/0,90	15,6/1,1	31,4/1,6	61,7/2,3	97,5/2,9
2,75	1,15/0,25	2,78/0,44	5,24/0,62	11,4/0,92	16,3/1,1	33,1/1,6	65,1/2,3	103/2,9
3,0	1,27/0,28	2,92/0,44	5,59/0,63	12,0/0,93	17,4/1,1	35,3/1,6	68,5/2,3	108/3,0
3,25	1,35/0,30	3,05/0,45	5,87/0,63	12,5/0,94	18,2/1,2	36,4/1,7	71,7/2,4	113/3,0
3,50	1,42/0,31	3,19/0,45	6,11/0,64	13,1/0,95	18,9/1,2	38,0/1,7	74,7/2,4	118/3,0
3,75	1,47/0,31	3,32/0,46	6,35/0,64	13,6/0,96	19,7/1,2	39,5/1,7	77,7/2,4	123/3,1

4,0	1,53/0,31	3,44/0,46	6,59/0,65	14,1/0,97	20,5/1,2	41,0/1,7	80,6/2,4	128/3,1
4,25	1,57/0,31	3,56/0,47	6,83/0,66	14,6/0,98	21,2/1,2	42,5/1,7	83,5/2,5	132/3,1
4,50	1,63/0,32	3,68/0,47	7,03/0,66	15,1/0,98	21,9/1,2	43,8/1,7	86,3/2,5	136/3,2
4,75	1,69/0,32	3,80/0,48	7,27/0,67	15,5/0,99	22,5/1,2	45,3/1,8	88,9/2,5	141/3,2
5,0	1,73/0,32	3,91/0,48	7,49/0,68	16,1/1,0	23,2/1,2	46,6/1,8	91,3/2,5	144/3,2
5,25	1,77/0,32	4,03/0,48	7,71/0,68	16,5/1,0	23,9/1,2	47,9/1,8	94,1/2,5	149/3,2
5,50	1,83/0,33	4,13/0,49	7,91/0,68	16,9/1,0	24,6/1,3	49,2/1,8	96,7/2,6	153/3,3
5,75	1,88/0,33	4,24/0,49	8,11/0,69	17,4/1,0	25,2/1,3	50,5/1,8	99,2/2,6	156/3,3
6,0	1,93/0,33	4,33/0,49	8,31/0,69	17,8/1,0	25,8/1,3	51,7/1,8	102/2,6	161/3,3
6,25	1,97/0,33	4,44/0,50	8,51/0,70	18,2/1,0	26,4/1,3	52,8/1,9	104/2,6	165/3,3
7,50	2,19/0,34	4,94/0,51	9,44/0,71	20,2/1,1	29,3/1,3	58,8/1,9	115/2,7	183/3,4
8,75	2,39/0,35	5,39/0,52	10,3/0,73	22,0/1,1	32,0/1,3	64,1/1,9	126/2,7	210/3,5
10,0	2,58/0,35	5,81/0,53	11,2/0,75	23,8/1,1	34,2/1,4	69,2/1,9	136/2,8	215/3,6
12,50	2,93/0,36	6,59/0,54	12,6/0,77	26,6/1,1	39,1/1,4	78,7/2,0	155/2,9	244/3,7
15,0	3,24/0,37	7,31/0,56	14,0/0,79	29,9/1,2	43,4/1,4	87,1/2,1	172/2,9	271/3,8
17,0	3,31/0,38	7,98/0,57	15,3/0,80	32,7/1,2	47,4/1,5	95,2/2,1	190/3,0	299/3,9
20,0	3,83/0,39	8,62/0,58	17,7/0,84	35,4/1,2	51,2/1,5	103/2,2	202/3,1	319/3,9
25,0	3,99/0,40	9,78/0,60	18,8/0,85	40,2/1,3	58,2/1,6	117/2,2	229/3,2	357/3,9
30,0	4,83/0,41	10,9/0,62	20,8/0,87	44,6/1,3	64,6/1,6	130/2,3	250/3,2	390/3,9
35,0	5,28/0,42	11,8/0,63	22,7/0,89	48,6/1,3	70,7/1,7	141/2,3	271/3,2	403/3,9
40,0	5,69/0,43	12,8/0,64	24,6/0,91	53,1/1,4	75,9/1,7	149/2,3	289/3,2	430/3,9
45,0	6,07/0,44	13,7/0,65	26,2/0,92	56,5/1,4	80,5/1,7	159/2,3	307/3,2	456/3,9
50,0	6,45/0,45	13,9/0,66	27,9/0,94	59,5/1,4	85,0/1,7	168/2,3	324/3,2	481/3,9

Пары технического пропана ($\rho = 2 \text{ кг/м}^3$)

0,1	0,045/0,041	0,15/0,14	0,39/0,36	0,96/0,72	1,39/0,86	2,79/1,3	5,50/1,8	8,68/2,3
0,11	0,049/0,045	0,17/0,16	0,43/0,39	1,01/0,73	1,47/0,88	2,95/1,3	5,81/1,8	9,16/2,3
0,12	0,054/0,050	0,18/0,17	0,47/0,43	1,06/0,75	1,54/0,89	3,10/1,3	6,10/1,9	9,63/2,3
0,15	0,067/0,062	0,22/0,20	0,56/0,50	1,21/0,76	1,80/0,92	3,52/1,3	6,93/1,9	11,2/2,4
0,17	0,076/0,070	0,25/0,23	0,61/0,51	1,30/0,78	1,88/0,93	3,78/1,4	7,45/1,9	11,8/2,5
0,20	0,09/0,083	0,30/0,27	0,66/0,52	1,42/0,79	2,06/0,95	4,15/1,4	8,20/2,0	12,9/2,5
0,22	0,10/0,092	0,33/0,30	0,70/0,53	1,50/0,81	2,18/0,96	4,38/1,4	8,63/2,0	13,6/2,5
0,25	0,11/0,101	0,37/0,34	0,76/0,54	1,62/0,82	2,35/0,99	4,71/1,4	9,28/2,0	14,5/2,6
0,27	0,12/0,103	0,40/0,37	0,79/0,54	1,69/0,83	2,51/1,0	4,92/1,5	9,90/2,1	15,3/2,6
0,30	0,13/0,104	0,44/0,40	0,84/0,55	1,79/0,83	2,60/1,0	5,23/1,5	10,3/2,1	16,3/2,7
0,33	0,15/0,106	0,46/0,40	0,89/0,56	1,89/0,84	2,75/1,0	5,52/1,5	11,2/2,1	17,2/2,7
0,35	0,16/0,107	0,48/0,41	0,92/0,56	1,96/0,85	2,84/1,0	5,71/1,5	11,3/2,1	17,8/2,7

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход, дюймы; наружный и внутренний диаметры, мм							
	1/2; 21,25 и 15,75	3/4; 26,75 и 21,25	1; 33,5 и 27	1 1/4; 42,25 и 35,75	1 1/2; 48 и 41	2; 60 и 53	2 1/2; 75 и 68	3; 88,5 и 80,5
0,37	0,17/0,108	0,49/0,41	0,95/0,57	2,02/0,86	2,93/1,1	5,89/1,5	11,6/2,2	18,3/2,8
0,44	0,21/0,11	0,54/0,42	1,07/0,59	2,24/0,87	3,24/1,1	6,50/1,6	12,8/2,2	20,3/2,8
0,50	0,23/0,12	0,58/0,43	1,12/0,59	2,40/0,89	3,48/1,1	7,00/1,6	13,8/2,2	21,8/2,9
0,55	0,25/0,15	0,63/0,43	1,23/0,61	2,56/0,91	3,72/1,1	7,47/1,6	14,7/2,3	23,3/2,9
0,65	0,27/0,17	0,66/0,44	1,27/0,61	2,72/0,92	3,94/1,1	7,91/1,6	15,6/2,3	24,6/3,0
0,69	0,31/0,21	0,70/0,45	1,35/0,62	2,89/0,93	4,19/1,2	8,40/1,7	16,6/2,4	26,2/3,0
0,79	0,33/0,29	0,74/0,45	1,42/0,63	3,03/0,94	4,39/1,2	8,80/1,7	17,4/2,4	27,4/3,0
0,81	0,34/0,30	0,77/0,46	1,48/0,64	3,20/0,96	4,60/1,2	9,20/1,7	18,2/2,4	28,7/3,1
0,87	0,36/0,31	0,80/0,46	1,54/0,64	3,30/0,97	4,78/1,2	9,60/1,7	18,9/2,5	29,9/3,1
0,94	0,37/0,31	0,84/0,47	1,62/0,65	3,45/0,98	4,96/1,2	10,0/1,7	19,8/2,5	31,2/3,2
1,0	0,39/0,32	0,87/0,48	1,67/0,66	3,57/0,99	5,17/1,3	10,4/1,8	20,5/2,5	32,3/3,2
1,25	0,44/0,32	1,00/0,49	1,90/0,68	4,06/1,0	5,88/1,3	11,8/1,8	23,3/2,6	36,7/3,3
1,50	0,49/0,33	1,10/0,50	2,10/0,69	4,50/1,0	6,52/1,3	13,1/1,8	25,8/2,6	40,7/3,4
1,75	0,53/0,34	1,20/0,51	2,30/0,71	4,92/1,1	7,12/1,3	14,3/1,9	28,2/2,7	44,5/3,4
2,0	0,57/0,35	1,30/0,52	2,48/0,72	5,31/1,1	7,68/1,3	15,5/1,9	30,4/2,7	45,5/3,5
2,22	0,61/0,35	1,39/0,53	2,66/0,73	5,68/1,1	8,22/1,4	16,6/1,9	32,6/2,7	49,9/3,6
2,50	0,65/0,36	1,47/0,54	2,92/0,75	6,03/1,1	8,73/1,4	17,6/1,9	33,8/2,8	54,5/3,6
2,75	0,69/0,36	1,56/0,55	2,98/0,76	6,51/1,1	9,23/1,4	18,5/2,0	36,5/2,9	57,6/3,7
3,0	0,72/0,37	1,63/0,55	3,13/0,77	6,69/1,2	9,69/1,4	19,5/2,0	38,8/2,9	63,4/3,8
3,25	0,76/0,37	1,71/0,56	3,28/0,78	6,96/1,2	10,2/1,4	20,4/2,0	40,2/2,9	66,2/3,8
3,50	0,79/0,38	1,78/0,57	3,42/0,78	7,31/1,2	10,6/1,4	21,3/2,0	41,9/3,0	68,8/3,9
3,75	0,82/0,38	1,86/0,57	3,56/0,79	7,60/1,2	11,0/1,5	22,1/2,0	43,6/3,0	69,5/3,9
4,0	0,85/0,38	1,93/0,58	3,69/0,80	7,90/1,2	11,4/1,5	23,0/2,0	45,2/3,0	71,6/3,9
4,25	0,88/0,39	2,00/0,58	3,80/0,80	8,16/1,2	11,8/1,5	23,8/2,0	46,8/3,1	73,7/3,9
4,50	0,91/0,39	2,06/0,59	3,95/0,81	8,43/1,2	12,5/1,5	24,6/2,1	48,4/3,1	75,0/3,9
4,75	0,94/0,39	2,13/0,59	4,07/0,82	8,70/1,2	12,6/1,5	25,3/2,1	50,0/3,2	78,2/3,9
5,0	0,97/0,40	2,19/0,60	4,19/0,83	8,90/1,2	13,0/1,5	26,1/2,2	51,5/3,2	80,0/3,9
5,25	1,00/0,40	2,25/0,60	4,30/0,83	9,21/1,3	13,4/1,5	26,8/2,2	52,8/3,2	82,0/3,9
5,50	1,02/0,40	2,31/0,60	4,43/0,84	9,46/1,3	13,7/1,5	27,6/2,5	54,0/3,2	84,0/3,9
5,70	1,05/0,41	2,37/0,61	4,54/0,84	9,70/1,3	14,1/1,6	28,3/2,2	55,4/3,2	86,0/3,9

6,0	1,08/0,41	2,43/0,61	4,66/0,85	9,94/1,3	14,4/1,6	28,9/2,3	56,5/3,2	88,0/3,9
6,25	1,11/0,41	2,50/0,62	4,76/0,85	10,2/1,3	14,7/1,6	33,6/2,3	57,6/3,2	89,5/3,9
7,50	1,22/0,42	2,76/0,63	5,28/0,87	11,3/1,3	16,4/1,6	36,8/2,3	63,0/3,2	98,0/3,9
8,75	1,34/0,43	3,01/0,65	5,78/0,90	12,4/1,4	17,9/1,7	39,7/2,3	68,1/3,2	106/3,9
10,0	1,44/0,44	3,25/0,66	6,23/0,92	15,10/1,4	19,1/1,7	42,5/2,3	72,7/3,2	112/3,9
12,50	1,63/0,45	3,99/0,69	7,12/0,97	16,90/1,4	21,4/1,7	47,6/2,3	81,4/3,2	127/3,9
15,0	1,81/0,46	4,10/0,70	7,80/0,97	18,46/1,4	23,4/1,7	52,1/2,3	89,0/3,2	139/3,9
17,50	1,98/0,47	4,50/0,71	8,45/0,97	19,95/1,4	25,3/1,7	56,2/2,3	96,0/3,2	150/3,9
20,0	2,14/0,48	4,68/0,71	9,46/0,97	21,38/1,4	27,1/1,7	60,0/2,3	103/3,2	160/3,9
25,0	2,42/0,48	5,37/0,71	10,10/0,97	23,90/1,4	30,2/1,7	67,2/2,3	115/3,2	179/3,9
30,0	2,65/0,48	5,88/0,71	11,09/0,97	26,18/1,4	33,1/1,7	73,6/2,3	126/3,2	196/3,9
35,0	2,85/0,48	6,35/0,71	11,95/0,97	28,20/1,4	35,8/1,7	79,5/2,3	136/3,2	212/3,9
40,0	3,06/0,48	6,80/0,71	12,70/0,97	30,20/1,4	38,2/1,7	85,0/2,3	146/3,2	226/3,9
45,0	3,26/0,48	7,20/0,71	13,5/0,97	32,00/1,4	49,0/1,7	90,1/2,3	150/3,2	241/3,9
50,0	3,43/0,48	7,60/0,71	14,3/0,97	33,80/1,4	42,8/1,7	95,0/2,3	163/3,2	254/3,9

Пропано-воздушная смесь ($\rho = 1,6 \text{ кг/м}^3$; $\nu = 9 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$)

0,1	0,033/0,018	0,11/0,061	0,28/0,15	0,88/0,48	1,46/0,77	2,92/1,1	5,75/1,6	9,01/2,0
0,11	0,036/0,020	0,12/0,066	0,31/0,17	0,97/0,53	1,54/0,78	3,09/1,1	6,08/1,6	9,61/2,1
0,12	0,039/0,021	0,13/0,072	0,34/0,19	1,05/0,58	1,62/0,79	3,25/1,2	6,31/1,6	10,1/2,1
0,15	0,049/0,027	0,16/0,088	0,43/0,24	1,27/0,67	1,84/0,82	3,86/1,2	7,25/1,7	11,5/2,2
0,17	0,056/0,031	0,19/0,10	0,48/0,26	1,33/0,68	1,97/0,84	3,96/1,2	7,79/1,7	12,3/2,2
0,20	0,066/0,036	0,22/0,12	0,57/0,31	1,46/0,69	2,17/0,85	4,34/1,2	8,55/1,8	13,5/2,2
0,22	0,073/0,040	0,24/0,13	0,63/0,35	1,58/0,70	2,29/0,87	4,59/1,2	9,03/1,8	14,3/2,3
0,25	0,083/0,046	0,27/0,15	0,72/0,40	1,68/0,72	2,46/0,88	4,93/1,2	9,71/1,8	15,4/2,3
0,27	0,089/0,049	0,29/0,16	0,77/0,42	1,77/0,73	2,57/0,89	5,16/1,3	10,2/1,8	16,0/2,3
0,30	0,099/0,054	0,33/0,18	0,86/0,47	1,88/0,74	2,73/0,90	5,48/1,3	10,8/1,9	17,1/2,4
0,33	0,10/0,055	0,36/0,20	0,93/0,50	1,99/0,75	2,88/0,92	5,78/1,3	11,4/1,9	18,0/2,4
0,37	0,12/0,066	0,41/0,22	0,99/0,52	2,12/0,76	3,08/0,93	6,17/1,3	12,2/1,9	19,2/2,5
0,44	0,14/0,077	0,48/0,26	1,09/0,53	2,40/0,78	3,40/0,95	6,81/1,3	13,2/2,0	21,2/2,5
0,50	0,16/0,088	0,55/0,30	1,18/0,54	2,52/0,79	3,66/0,96	7,33/1,4	14,4/2,0	22,9/2,5
0,56	0,18/0,99	0,62/0,34	1,26/0,55	2,69/0,80	3,90/0,99	7,82/1,4	15,4/2,1	24,3/2,6
0,62	0,20/0,11	0,68/0,37	1,33/0,56	2,85/0,81	4,13/1,0	8,29/1,4	16,3/2,1	25,8/2,6
0,69	0,23/0,13	0,74/0,40	1,42/0,56	3,03/0,83	4,40/1,0	8,80/1,5	17,3/2,1	27,4/2,7
0,75	0,25/0,14	0,77/0,40	1,49/0,57	3,18/0,84	4,58/1,0	9,24/1,5	18,6/2,1	28,7/2,7
0,81	0,27/0,15	0,81/0,41	1,54/0,58	3,32/0,85	4,82/1,1	9,77/1,5	19,0/2,2	30,0/2,7
0,87	0,29/0,16	0,84/0,41	1,62/0,58	3,46/0,86	5,02/1,1	10,1/1,5	19,8/2,2	31,3/2,8

Удельные потери давления, Па/м	Условный расход, л/мин; наружный и внутренний диаметры, мм							
	1/2; 21,25 и 15,75	3/4; 25,75 и 21,25	1; 34,5 и 27	1 1/4; 42,25 и 36,75	1 1/2; 49 и 41	2; 60 и 54	2 1/2; 75 и 68	3; 88,5 и 80,5
0,94	0,31/0,17	0,88/0,42	1,63/0,59	3,61/0,87	5,21/1,1	10,5/1,5	20,7/2,2	32,8/2,8
1,0	0,33/0,18	0,91/0,43	1,75/0,60	3,75/0,87	5,69/1,1	10,9/1,6	21,4/2,2	33,9/2,8
1,25	0,41/0,23	1,04/0,44	1,99/0,61	4,25/0,90	6,17/1,1	12,4/1,6	24,3/2,3	38,5/2,9
1,50	0,49/0,27	1,15/0,45	2,21/0,63	4,72/0,93	6,85/1,1	13,6/1,6	27,0/2,3	42,7/3,0
1,75	0,56/0,3	1,26/0,46	2,41/0,64	5,15/0,94	7,38/1,2	15,0/1,7	29,5/2,4	46,6/3,0
2,0	0,60/0,31	1,36/0,47	2,60/0,65	5,56/0,97	8,07/1,2	16,2/1,7	31,8/2,4	49,7/3,1
2,25	0,64/0,31	1,43/0,47	2,78/0,66	5,95/0,99	8,63/1,2	17,3/1,7	34,1/2,5	53,8/3,1
2,50	0,67/0,32	1,54/0,48	2,96/0,67	6,31/1,00	9,17/1,2	18,5/1,8	36,2/2,5	56,4/3,2
2,75	0,72/0,32	1,63/0,49	3,12/0,68	6,59/1,0	9,68/1,2	19,4/1,8	39,1/2,6	60,4/3,3
3,0	0,76/0,33	1,71/0,50	3,28/0,69	7,01/1,0	10,2/1,2	20,4/1,8	40,1/2,6	63,4/3,3
3,25	0,80/0,33	1,79/0,51	3,43/0,70	7,34/1,0	10,6/1,3	21,8/1,8	41,9/2,6	66,4/3,3
3,50	0,83/0,34	1,87/0,51	3,58/0,71	7,66/1,0	11,3/1,3	22,3/1,9	43,8/2,7	69,3/3,4
3,75	0,86/0,34	1,90/0,52	3,76/0,72	7,96/1,0	11,6/1,3	23,2/1,9	45,6/2,7	72,1/3,4
4,0	0,89/0,34	2,02/0,52	3,87/0,73	8,26/1,0	12,0/1,3	24,0/1,9	47,3/2,7	74,8/3,4
4,25	0,93/0,35	2,09/0,52	4,00/0,73	8,55/1,1	12,4/1,3	24,9/1,9	48,9/2,7	77,6/3,5
4,50	0,96/0,35	2,16/0,53	4,14/0,74	8,84/1,1	12,8/1,3	25,7/1,9	50,6/2,8	79,9/3,5
4,75	0,99/0,35	2,23/0,53	4,27/0,74	9,12/1,1	13,2/1,3	26,5/1,9	52,2/2,8	82,5/3,5
5,0	1,01/0,35	2,29/0,54	4,40/0,75	9,39/1,1	13,6/1,4	27,3/2,0	53,7/2,8	84,9/3,6
5,25	1,05/0,36	2,36/0,54	4,52/0,75	9,65/1,1	14,0/1,4	28,1/2,0	55,2/2,8	87,3/3,6
5,50	1,07/0,36	2,42/0,54	4,64/0,76	9,91/1,1	14,4/1,4	28,8/2,0	56,8/2,8	89,7/3,6
5,75	1,10/0,36	2,48/0,54	4,76/0,76	10,2/1,1	14,7/1,4	29,6/2,0	58,2/2,9	92,0/3,6
6,0	1,13/0,36	2,54/0,55	4,88/0,77	10,4/1,1	15,1/1,4	30,3/2,0	59,6/2,9	94,2/3,7
6,25	1,16/0,38	2,60/0,55	4,99/0,77	10,6/1,2	15,5/1,4	31,0/2,0	61,0/2,9	96,5/3,7
7,50	1,28/0,38	2,82/0,56	5,54/0,78	11,8/1,2	17,1/1,4	34,4/2,1	67,7/3,0	107/3,8
8,75	1,41/0,38	3,08/0,57	6,01/0,78	13,0/1,2	18,7/1,5	35,7/2,1	73,9/3,0	117/3,9
10,0	1,51/0,39	3,41/0,58	6,52/0,82	13,9/1,2	20,2/1,5	40,6/2,2	79,8/3,1	125/3,9
12,50	1,71/0,39	3,87/0,60	7,41/0,85	15,8/1,3	23,0/1,5	46,1/2,2	90,0/3,2	140/3,9
15,0	1,90/0,40	4,29/0,62	8,22/0,87	17,6/1,3	25,5/1,6	48,1/2,3	98,5/3,2	154/3,9
17,50	2,08/0,41	4,69/0,64	8,98/0,89	19,2/1,3	27,8/1,6	55,4/2,3	107/3,2	166/3,9
20,0	2,24/0,42	5,06/0,65	9,69/0,91	20,7/1,4	30,0/1,6	60,3/2,3	114/3,2	178/3,9

25,0	2,55/0,43	5,74/0,67	11,01/0,92	23,4/1,4	33,5/1,6	66,2/2,3	127/3,2	199/3,9
30,0	2,83/0,44	6,34/0,69	12,25/0,97	25,7/1,4	36,7/1,6	72,5/2,3	140/3,2	218/3,9
35,0	3,09/0,46	7,05/0,71	13,05/0,97	27,7/1,4	39,6/1,6	78,4/2,3	151/3,2	235/3,9
40,0	3,34/0,48	7,54/0,71	14,2/0,97	29,6/1,4	42,4/1,6	83,7/2,3	162/3,2	252/3,9
45,0	3,57/0,49	7,98/0,71	15,0/0,97	31,4/1,4	45,0/1,6	89,0/2,3	171/3,2	267/3,9
50,0	3,84/0,49	8,42/0,71	15,8/0,97	33,2/1,4	47,3/1,6	93,9/2,3	180/3,2	281/3,9

Примечание. Здесь в табл. 3.3 в числителе количество газа, проходящего через трубы, м³/ч; в знаменатели — условная длина прямолинейной трубы L_0 , м, при $\xi = 1$.

ТАБЛИЦА 3.3

Таблица для расчета газопроводов низкого давления (трубы стальные бесшовные ГОСТ 8732—85)

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход; наружный и внутренний диаметры, мм							
	100; 108 × 6 и 98	126; 133 × 5,5 и 122	150; 159 × 5,5 и 148	200; 219 × 7 и 205	250; 273 × 9 и 255	300; 325 × 10 и 305	350; 377 × 10 и 357	400; 426 × 11 и 404
Природный газ ($\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$; $\nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$)								
0,1	22,9/2,7	41,4/3,7	70,0/4,9	169/8,0	307/10,9	498/14,1	767/17,8	1 071/19,6
0,11	24,2/2,8	43,6/3,8	73,8/5,0	179/8,1	323/11,0	525/14,3	808/18,0	1 127/21,3
0,12	25,3/2,8	45,8/3,8	77,4/5,1	187/8,2	340/11,2	555/14,5	849/18,2	1 185/21,6
0,15	28,8/2,9	52,0/3,9	88,0/5,2	213/8,5	386/11,5	620/14,9	963/18,8	1 345/22,3
0,17	30,9/3,0	55,9/4,0	94,0/5,3	229/8,6	414/11,7	672/15,2	1 034/19,1	1 444/22,7
0,20	33,9/3,0	61,3/4,1	104/5,5	251/8,8	454/12,0	737/15,6	1 136/19,6	1 583/23,2
0,22	35,7/3,1	64,5/4,2	109/5,5	265/8,9	498/12,2	776/15,8	1 193/19,8	1 666/23,6
0,25	38,4/3,1	69,5/4,2	117/5,6	285/9,1	515/12,4	836/16,0	1 286/20,2	1 736/24,0
0,27	40,2/3,2	72,7/4,3	122/5,7	298/9,2	539/12,5	875/16,2	1 346/20,4	1 879/24,3
0,3	42,7/3,2	77,2/4,3	131/5,8	317/9,3	572/12,7	929/16,4	1 430/20,7	1 995/24,6
0,33	45,0/3,3	81,5/4,4	138/6,0	334/9,4	604/12,9	980/16,7	1 507/21,0	2 104/25,0
0,35	46,7/3,3	84,5/4,5	143/6,0	346/9,5	626/13,0	1 016/16,8	1 564/21,2	2 182/25,2
0,37	48,1/3,4	87,0/4,5	146/6,1	358/9,6	646/13,1	1 047/17,0	1 612/21,3	2 250/25,4
0,44	53,0/3,4	95,6/4,6	162/6,2	392/9,8	710/13,4	1 150/17,4	1 771/21,5	2 472/26,0
0,5	57,1/3,5	108/4,7	175/6,3	424/10,0	766/13,7	1 243/17,7	1 912/22,3	2 669/26,5

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход; наружный и внутренний диаметр, мм							
	100; 108×5 и 98	125; 133×5,5 и 122	150; 159×6,6 и 148	200; 219×7 и 205	250; 273×9 и 255	300; 325×10 и 305	350; 377×10 и 357	400; 426×11 и 404
0,56	61,0/3,5	110/4,8	180/6,4	452/10,2	817/13,9	1 327/18,0	2 042/22,6	2 851/26,9
0,62	64,9/3,6	118/4,8	199/6,5	481/10,3	870/14,1	1 412/18,3	2 172/23,1	3 032/27,3
0,69	68,8/3,6	124/4,9	210/6,6	511/10,4	921/14,4	1 497/18,5	2 302/23,3	3 233/27,7
0,75	72,1/3,7	130/5,0	221/6,7	535/10,5	966/14,6	1 569/18,7	2 413/23,7	3 369/28,1
0,81	75,4/3,7	137/5,0	230/6,8	560/10,7	1 011/14,7	1 641/19,0	2 525/24,0	3 524/28,4
0,87	78,7/3,7	143/5,2	241/6,9	585/10,8	1 056/14,8	1 734/19,2	2 637/24,1	3 680/28,6
0,94	82,0/3,7	148/5,2	251/6,9	609/10,8	1 100/14,9	1 785/19,3	2 748/24,3	3 836/28,8
1,0	85,4/3,8	153/5,3	261/7,0	634/11,0	1 144/15,2	1 858/19,5	2 859/24,7	3 991/29,2
1,25	96,5/3,9	174/5,4	295/7,2	717/11,3	1 293/15,6	2 099/20,6	3 231/25,4	4 509/30,1
1,50	108/4,1	194/5,6	320/7,4	799/11,7	1 443/16,1	2 340/20,7	3 601/26,1	5 027/31,6
1,75	117/4,2	212/5,7	359/7,6	874/11,9	1 575/16,4	2 564/21,0	3 883/26,6	5 362/31,6
2,0	127/4,2	229/5,8	388/7,7	943/12,1	1 701/16,7	2 763/21,5	4 147/26,8	5 660/31,6
2,25	136/4,3	246/5,9	415/7,8	1009/12,4	1 821/17,0	2 957/21,8	4 347/26,8	6 004/31,6
2,50	144/4,3	261/6,0	441/7,9	1071/12,5	1 932/17,2	3 180/22,0	4 661/26,8	6 331/31,6
2,75	153/4,4	275/6,1	466/8,0	1132/12,7	2 043/17,4	3 192/22,0	4 807/26,8	6 618/31,6
3,00	160/4,4	290/6,1	489/8,1	1190/12,8	2 104/17,4	3 330/22,0	5 027/26,8	6 940/31,6
3,25	167/4,5	303/6,3	514/8,2	1247/13,0	2 179/17,4	3 472/22,0	5 228/26,8	7 221/31,6
3,50	175/4,6	317/6,3	536/8,3	1303/13,0	2 258/17,4	3 606/22,0	5 430/26,8	7 492/31,6
3,77	182/4,6	329/6,3	556/8,4	1343/13,0	2 337/17,4	3 730/22,0	5 613/26,8	7 752/31,6
4,0	188/4,7	341/6,4	577/8,5	1385/13,0	2 414/17,4	3 852/22,0	5 798/26,8	8 012/31,6
4,25	196/4,7	353/6,5	597/8,5	1408/13,0	2 488/17,4	3 972/22,0	5 981/26,8	8 251/31,6
4,50	202/4,7	364/6,5	617/8,6	1449/13,0	2 560/17,4	4 087/22,0	6 155/26,8	8 501/31,6
4,75	208/4,8	377/6,6	637/8,6	1488/13,0	2 677/17,4	4 192/22,0	6 320/26,8	8 725/31,6
5,0	215/4,8	388/6,6	652/8,6	1526/13,0	2 698/17,4	4 307/22,0	6 481/26,8	8 948/31,6
5,25	221/4,8	399/6,7	671/8,7	1564/13,0	2 762/17,4	4 410/22,0	6 640/26,8	9 167/31,6
5,50	227/4,9	410/6,7	683/8,7	1602/13,0	2 832/17,4	4 520/22,0	6 806/26,8	9 396/31,6
5,75	232/4,9	420/6,7	698/8,7	1637/13,0	2 893/17,4	4 620/22,0	6 952/26,8	9 593/31,6
6,0	237/4,9	430/6,7	714/8,7	1674/13,0	2 957/17,4	4 721/22,0	7 110/26,8	9 812/31,6
6,25	243/4,9	440/6,7	728/8,7	1706/13,0	3 018/17,4	4 819/22,0	7 255/26,8	10 044/31,6
7,50	270/5,0	481/6,7	797/8,7	1871/13,0	3 305/17,4	5 275/22,0	7 944/26,8	10 967/31,6

8,75	291/5,0	519/6,7	862/8,7	2020/13,0	8 589/17,4	5 675/22,0	8 574/26,8	11 830/31,6
10,0	312/5,0	556/6,7	921/8,7	2160/13,0	3 817/17,4	6 092/22,0	9 177/26,8	12 663/31,6
12,5	348/5,0	621/6,7	1029/8,7	2414/13,0	4 257/17,4	6 810/22,0	10 255/26,8	14 151/31,6
15,0	382/5,0	680/6,7	1128/8,7	2646/13,0	4 675/17,4	7 462/22,0	11 237/26,8	15 503/31,6
17,0	413/5,0	735/6,7	1218/8,7	2857/13,0	5 049/17,4	8 060/22,0	12 132/26,8	16 752/31,6
20,0	440/5,0	783/6,7	1298/8,7	3046/13,0	5 396/17,4	8 613/22,0	12 965/26,8	17 897/31,6
25,0	490/5,0	878/6,7	1456/8,7	3414/13,0	6 034/17,4	9 831/22,0	14 505/26,8	20 019/31,6
30,0	540/5,0	962/6,7	1594/8,7	3741/13,0	6 609/17,4	10 551/22,0	15 888/26,8	21 923/31,6
35,0	584/5,0	1039/6,7	1722/8,7	4052/13,0	7 140/17,4	11 393/22,0	17 168/26,8	23 692/31,6
40,0	624/5,0	1111/6,7	1842/8,7	4320/13,0	7 633/17,4	12 184/22,0	18 344/26,8	25 326/31,6
45,0	662/5,0	1179/6,7	1953/8,7	4581/13,0	8 095/17,4	12 923/22,0	19 457/26,8	26 855/31,6
50,0	698/5,0	1242/6,7	2059/8,7	4830/13,0	8 534/17,4	13 620/22,0	20 506/26,8	28 312/31,6

Искусственные коксовые газы ($\rho = 0,5 \text{ кг/м}^3$; $\gamma = 25 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$)

0,1	26,5/2,4	47,8/3,3	81,2/4,4	196/7,0	357/9,5	575/12,3	881/15,5	1 231/18,3
0,11	28,0/2,5	50,5/3,4	85,8/4,4	207/7,1	374/9,6	607/12,5	930/15,6	1 300/18,7
0,12	29,4/2,5	53,1/3,4	90,2/4,5	217/7,2	393/9,8	638/12,7	977/15,8	1 360/18,9
0,15	33,4/2,6	60,3/3,5	103/4,7	247/7,4	446/10,1	724/13,0	1 110/16,3	1 551/19,5
0,17	35,8/2,6	64,0/3,6	110/4,8	261/7,5	479/10,2	778/13,3	1 192/16,6	1 667/19,9
0,20	39,3/2,7	71,1/3,7	122/4,9	289/7,7	526/10,5	854/13,6	1 309/17,0	1 828/20,3
0,22	41,5/2,7	75,0/3,7	128/4,9	307/7,8	555/10,7	899/13,8	1 381/17,3	1 932/20,6
0,25	44,7/2,8	80,7/3,8	137/5,0	330/8,0	596/10,9	973/14,1	1 486/17,6	2 078/21,0
0,27	46,7/2,8	84,3/3,8	143/5,0	345/8,1	623/11,0	1 015/14,2	1 553/17,8	2 172/21,2
0,30	49,6/2,8	89,5/3,9	152/5,1	366/8,2	663/11,2	1 076/14,3	1 647/18,0	2 306/21,6
0,33	52,4/2,9	94,6/3,9	161/5,2	387/8,3	700/11,3	1 137/14,4	1 741/18,3	2 434/21,8
0,35	54,2/2,9	97,5/4,0	166/5,3	400/8,4	724/11,4	1 175/14,6	1 801/18,4	2 517/22,0
0,37	55,9/2,9	101/4,0	172/5,3	413/8,5	746/11,5	1 214/14,9	1 858/18,6	2 599/22,2
0,44	61,7/3,0	112/4,1	189/5,4	456/8,6	825/11,8	1 339/15,2	2 052/19,1	2 874/22,8
0,55	66,4/3,1	120/4,2	204/5,5	490/8,8	889/12,0	1 440/15,5	2 209/19,4	3 090/23,2
0,56	70,8/3,1	128/4,3	217/5,6	523/9,0	947/12,2	1 537/15,8	2 354/19,7	3 297/23,6
0,62	75,0/3,2	136/4,3	230/5,7	555/9,1	1 004/12,4	1 630/16,0	2 495/20,0	3 493/23,9
0,69	79,5/3,2	144/4,4	245/5,8	589/9,2	1 066/12,5	1 777/16,3	2 652/20,3	3 713/24,3
0,75	83,7/3,2	151/4,4	257/5,9	618/9,3	1 119/12,7	1 816/16,4	2 785/20,6	3 894/24,5
0,81	87,4/3,3	158/4,5	268/5,9	646/9,4	1 170/12,9	1 898/16,5	2 908/20,8	4 068/24,9
0,87	91,1/3,3	164/4,5	279/6,0	672/9,5	1 216/13,0	1 976/16,8	3 029/21,0	4 237/25,1

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход; наружный и внутренний диаметры, мм							
	100; 108×5 и 98	125; 133×5,5 и 122	150; 159×5,5 и 148	200; 219×7 и 205	250; 273×9 и 255	300; 325×10 и 305	350; 377×10 и 357	400; 426×11 и 404
0,94	95,2/3,4	172/4,6	292/6,1	704/9,6	1 272/13,1	2 065/16,9	3 165/21,3	4 428/25,4
1,0	98,6/3,4	178/4,6	303/6,1	729/9,7	1 318/13,2	2 140/17,1	3 282/21,4	4 585/25,6
1,25	112/3,5	202/4,7	339/6,3	828/10,0	1 496/13,7	2 430/17,7	3 728/22,1	5 210/26,4
1,50	124/3,6	225/4,9	382/6,4	919/10,3	1 660/14,1	2 698/18,1	4 134/22,7	5 777/27,1
1,75	136/3,7	245/5,0	416/6,6	1008/10,5	1 813/14,3	2 946/18,5	4 516/23,2	6 312/27,8
2,0	146/3,7	265/5,1	451/6,7	1076/10,7	1 958/14,6	3 179/18,9	4 874/23,7	6 808/28,3
2,25	156/3,8	283/5,2	481/6,9	1159/10,9	2 094/14,9	3 400/19,2	5 209/24,0	7 285/28,8
2,50	166/3,9	301/5,3	511/7,0	1230/11,0	2 221/15,1	3 623/19,5	5 533/24,4	7 740/29,2
2,75	176/3,9	317/5,3	539/7,1	1310/11,2	2 344/15,3	3 813/19,8	5 843/24,8	8 169/29,7
3,0	185/3,9	333/5,4	567/7,2	1348/11,3	2 468/15,5	4 007/20,0	6 134/25,1	8 588/29,9
3,25	193/4,0	349/5,5	593/7,2	1428/11,5	2 581/15,7	4 190/20,2	6 422/25,4	8 715/30,0
3,50	201/4,0	363/5,5	619/7,3	1490/11,6	2 696/15,8	4 375/20,5	6 709/25,7	9 050/30,0
3,75	210/4,1	386/5,6	644/7,4	1551/11,7	2 803/16,0	4 552/20,7	6 795/25,7	9 350/30,0
4,0	218/4,1	393/5,6	668/7,5	1608/11,9	2 908/16,2	4 722/20,9	7 020/25,7	9 650/30,0
4,25	225/4,2	407/5,7	691/7,5	1665/12,0	3 014/16,3	4 888/21,0	7 230/25,7	9 970/30,0
4,50	233/4,2	414/5,7	714/7,6	1720/12,1	3 101/16,4	4 940/21,0	7 450/25,7	10 250/30,0
4,75	240/4,2	433/5,8	736/7,7	1775/12,2	3 212/16,6	5 075/21,0	7 650/25,7	10 550/30,0
5,0	247/4,3	447/5,8	760/7,7	1826/12,2	3 302/16,7	5 200/21,0	7 840/25,7	10 800/30,0
5,25	254/4,3	459/5,9	779/7,8	1878/12,3	3 350/16,7	5 320/21,0	8 035/25,7	11 085/30,0
5,50	261/4,3	472/5,9	802/7,8	1930/12,4	3 410/16,7	5 450/21,0	8 210/25,7	11 360/30,0
5,75	268/4,3	484/5,9	821/7,9	1979/12,5	3 500/16,7	5 580/21,0	8 400/25,7	11 640/30,0
6,0	274/4,4	495/6,0	842/7,9	2028/12,6	3 570/16,7	5 710/21,0	8 580/25,7	11 890/30,0
6,25	281/4,4	507/6,0	861/8,0	2076/12,7	3 645/16,7	5 820/21,0	8 775/25,7	12 600/30,0
7,50	312/4,5	562/6,1	957/8,1	2270/12,7	4 060/16,7	6 370/21,0	9 610/25,7	13 250/30,0
8,75	340/4,6	615/6,3	10 13/8,3	2440/12,7	4 320/16,7	6 880/21,0	10 300/25,7	14 300/30,0
10,0	367/4,7	663/6,4	11 10/8,4	2610/12,7	4 610/16,7	7 360/21,0	11 100/25,7	15 300/30,0
12,5	417/4,9	748/6,6	1250/8,4	2920/12,7	5 150/16,7	8 220/21,0	12 400/25,7	17 100/30,0
15,0	464/5,0	822/6,6	1365/8,4	3205/12,7	5 640/16,7	9 002/21,0	13 600/25,7	18 250/30,0
17,0	500/5,0	855/6,6	1473/8,4	3330/12,7	6 090/16,7	9 720/21,0	14 700/25,7	20 205/30,0
20,0	534/5,0	947/6,6	1580/8,4	3690/12,7	6 525/16,7	10 400/21,0	15 700/25,7	21 600/30,0

25,0	597/5,0	1060/6,6	1765/8,4	4140/12,7	7 300/16,7	11 610/21,0	17 550/25,7	23 200/30,0
30,0	654/5,0	1160/6,6	1930/8,4	4520/12,7	7 960/16,7	12 740/21,0	19 220/25,7	26 500/30,0
35,0	706/5,0	1255/6,6	2085/8,4	4890/12,7	8 625/16,7	13 800/21,0	20 800/25,7	28 600/30,0
40,0	755/5,0	1343/6,6	2228/8,4	5225/12,7	9 220/16,7	14 710/21,0	22 200/25,7	30 600/30,0
45,0	802/5,0	1421/6,6	2360/8,4	5570/12,7	9 780/16,7	15 620/21,0	23 600/25,7	32 400/30,0
50,0	845/5,0	1448/6,6	2496/8,4	5840/12,7	10 320/16,7	16 480/21,0	24 800/25,7	34 200/30,0

Пары технического пропана ($\rho = 2 \text{ кг/м}^3$)

0,1	14,8/3,0	26,8/4,1	45,5/5,5	110/8,7	198/11,8	322/15,3	493/20,4	689/22,8
0,11	15,6/3,1	28,3/4,2	48,0/5,5	116/8,8	209/11,9	340/15,5	521/20,7	728/23,1
0,12	16,5/3,1	29,6/4,3	50,5/5,6	122/8,9	220/12,1	357/15,7	547/21,0	765/23,4
0,15	18,7/3,2	33,7/4,4	57,3/5,8	138/9,2	250/12,5	405/16,2	622/21,7	869/24,1
0,17	19,8/3,2	36,2/4,4	61,6/5,9	149/9,4	268/12,7	436/16,4	668/22,0	932/24,6
0,20	22,0/3,3	39,8/4,5	67,5/6,0	163/9,6	294/13,1	478/16,8	733/22,5	1 024/25,2
0,22	23,3/3,4	42,0/4,6	71,3/6,1	172/9,7	311/13,2	505/17,1	773/23,1	1 081/25,7
0,25	25,0/3,4	45,2/4,7	76,7/6,2	185/9,9	334/13,4	543/17,3	832/23,2	1 163/26,0
0,27	26,1/3,5	47,2/4,7	80,2/6,3	193/10,0	349/13,6	567/17,6	869/23,6	1 215/26,3
0,30	27,7/3,5	50,1/4,8	85,2/6,4	205/10,1	370/13,8	602/17,8	923/23,9	1 290/26,7
0,33	29,3/3,6	52,9/4,9	89,9/6,5	214/10,2	392/14,0	636/18,0	975/24,2	1 359/27,0
0,35	30,3/3,6	54,7/4,9	93,0/6,5	224/10,4	405/14,2	658/18,2	1 005/24,4	1 409/27,2
0,37	31,3/3,6	56,5/5,0	96,0/6,6	231/10,4	422/14,3	679/18,4	1 041/24,6	1 455/27,5
0,44	34,5/3,7	62,4/5,1	106/6,7	255/11,0	462/14,6	740/18,8	1 150/25,2	1 605/28,2
0,50	37,1/3,8	67,1/5,2	115/6,8	275/11,0	496/14,8	806/19,2	1 236/25,7	1 728/28,8
0,56	39,6/3,9	71,6/5,3	122/7,0	293/11,1	530/15,1	860/19,5	1 319/26,1	1 842/29,2
0,62	42,0/3,9	80,6/5,4	129/7,1	311/11,2	548/15,3	912/19,8	1 401/26,5	1 952/29,7
0,69	44,6/4,0	84,6/5,5	137/7,2	330/11,4	597/15,6	969/20,1	1 490/26,9	2 076/30,0
0,77	46,8/4,0	88,4/5,6	144/7,3	346/11,5	626/15,8	1009/20,2	1 565/27,2	2 108/30,0
0,81	48,9/4,1	92,0/5,6	150/7,4	362/11,7	654/15,9	1062/20,6	1 628/27,3	2 190/30,0
0,87	51,0/4,1	96,2/5,7	157/7,5	382/11,8	681/16,1	1106/20,8	1 650/27,3	2 250/30,0
0,94	53,3/4,2	100/5,7	163/7,6	394/12,0	699/16,2	1156/21,0	1 710/27,3	2 350/30,0
1,0	55,2/4,2	114/5,9	170/7,6	408/12,1	738/16,4	1170/21,0	1 780/27,3	2 430/30,0
1,25	62,7/4,3	120/6,0	193/7,8	464/12,4	820/16,4	1310/21,0	1 970/27,3	2 720/30,0
1,50	69,6/4,4	137/6,2	216/8,0	508/12,4	895/16,4	1435/21,0	2 160/27,3	2 970/30,0
1,75	76,0/4,5	148/6,3	234/8,3	550/12,4	967/16,4	1500/21,0	2 330/27,3	3 220/30,0
2,0	82,0/4,6	159/6,4	248/8,4	586/12,4	1035/16,4	1655/21,0	2 500/27,3	3 445/30,0

Удельные потери давления, Н/м	Условный проход; наружный и внутренний диаметры, мм							
	100; 103×5 и 98	125; 133×5,5 и 122	150; 159×5,5 и 148	200; 219×7 и 205	250; 273×9 и 255	300; 325×10 и 305	350; 377×10 и 357	400; 426×11 и 401
2,22	88,0/4,7	168/6,5	265/8,5	622/12,4	1100/16,4	1708/21,0	2 640/27,3	3 640/30,0
2,55	93,1/4,8	169/6,5	280/8,5	649/12,4	1160/16,4	1850/21,0	2 785/27,3	3 850/30,0
2,75	98,3/4,9	180/6,5	294/8,5	680/12,4	1220/16,4	1940/21,0	2 925/27,3	4 030/30,0
3,0	103/4,9	186/6,5	307/8,5	718/12,4	1270/16,4	2030/21,0	3 050/27,3	4 215/30,0
3,25	109/5,0	192/6,5	319/8,5	749/12,4	1321/16,4	2110/21,0	3 200/27,3	4 390/30,0
3,50	113/5,0	197/6,5	332/8,5	776/12,4	1369/16,4	2195/21,0	3 300/27,3	4 550/30,0
3,75	117/5,0	206/6,5	343/8,5	803/12,4	1420/16,4	2270/21,0	3 420/27,3	4 700/30,0
4,0	120/5,0	213/6,5	355/8,5	830/12,4	1465/16,4	2340/21,0	3 530/27,3	4 860/30,0
4,25	124/5,0	220/6,5	366/8,5	855/12,4	1510/16,4	2410/21,0	3 640/27,3	5 010/30,0
4,50	127/5,0	226/6,5	376/8,5	879/12,4	1550/16,4	2480/21,0	3 745/27,3	5 140/30,0
4,75	131/5,0	233/6,5	386/8,5	904/12,4	1600/16,4	2557/21,0	3 840/27,3	5 300/30,0
5,0	134/5,0	240/6,5	396/8,5	926/12,4	1640/16,4	2630/21,0	3 940/27,3	5 435/30,0
5,25	138/5,0	241/6,5	407/8,5	950/12,4	1680/16,4	2683/21,0	4 040/27,3	5 570/30,0
5,50	141/5,0	250/6,5	416/8,5	974/12,4	1720/16,4	2750/21,0	4 130/27,3	5 700/30,0
5,75	144/5,0	256/6,5	425/8,5	996/12,4	1755/16,4	2810/21,0	4 230/27,3	5 840/30,0
6,0	147/5,0	261/6,5	433/8,5	1019/12,4	1790/16,4	2870/21,0	4 320/27,3	5 950/30,0
6,25	150/5,0	267/6,5	443/8,5	1040/12,4	1830/16,4	2920/21,0	4 410/27,3	6 090/30,0
7,50	165/5,0	292/6,5	485/8,5	1135/12,4	2010/16,4	3200/21,0	4 830/27,3	6 650/30,0
8,75	178/5,0	315/6,5	524/8,5	1228/12,4	2170/16,4	3480/21,0	5 410/27,3	7 190/30,0
10,0	190/5,0	337/6,5	560/8,5	1312/12,4	2318/16,4	3700/21,0	5 570/27,3	7 700/30,0
12,50	213/5,0	377/6,5	626/8,5	1470/12,4	2598/16,4	4130/21,0	6 230/27,3	8 600/30,0
15,0	234/5,0	413/6,5	686/8,5	1610/12,4	2810/16,4	4540/21,0	6 820/27,3	8 889/30,0
17,50	252/5,0	441/6,5	741/8,5	1740/12,4	3070/16,4	4890/21,0	7 390/27,3	10 190/30,0
20,70	269/5,0	477/6,5	790/8,5	1860/12,4	3270/16,4	5240/21,0	7 890/27,3	11 590/30,0
25,0	301/5,0	533/6,5	835/8,5	2070/12,4	3660/16,4	5850/21,0	8 900/27,3	12 900/30,0
30,0	330/5,0	581/6,5	970/8,5	2270/12,4	4010/16,4	6410/21,0	9 240/27,3	13 320/30,0
35,0	356/5,0	630/6,5	1049/8,5	2460/12,4	4340/16,4	6920/21,0	9 650/27,3	14 400/30,0
40,0	380/5,0	674/6,5	1121/8,5	2630/12,4	4625/16,4	7400/21,0	11 130/27,3	15 390/30,0
45,0	404/5,0	715/6,5	1189/8,5	2780/12,4	4900/16,4	7840/21,0	11 820/27,3	16 320/30,0
50,0	425/5,0	755/6,5	1250/8,5	2940/12,4	5175/16,4	8270/21,0	12 480/27,3	17 200/30,0

0,1	15,5/2,7	28,0/3,7	47,6/4,8	115/7,7	207/10,5	337/13,6	517/17,0	712/20,2
0,11	16,4/2,7	29,5/3,7	50,3/4,9	121/7,8	219/10,7	356/13,8	546/17,3	763/20,6
0,12	17,2/2,8	31,1/3,8	52,1/5,0	127/7,9	230/10,8	374/14,0	574/17,5	801/20,8
0,15	19,6/2,9	35,3/3,9	60,0/5,1	145/8,2	262/11,1	436/14,5	652/18,1	911/21,5
0,17	21,0/2,9	38,0/4,0	64,5/5,2	155/8,3	281/11,4	468/14,8	700/18,4	978/22,0
0,20	23,1/3,0	41,7/4,1	70,8/5,3	171/8,5	308/11,6	514/15,1	768/18,8	1 070/22,4
0,22	24,3/3,0	44,0/4,1	74,7/5,4	180/8,6	321/11,8	542/15,3	811/19,1	1 133/22,8
0,25	26,2/3,1	47,3/4,2	80,4/5,5	194/8,8	350/12,0	569/15,5	827/19,2	1 219/23,2
0,27	27,4/3,1	49,5/4,2	84,0/5,6	202/8,9	366/12,2	594/15,7	911/19,6	1 273/23,5
0,30	29,1/3,1	52,5/4,3	89,2/5,7	215/9,0	389/12,4	631/16,0	968/19,9	1 352/23,8
0,33	30,7/3,2	55,5/4,3	94,2/5,7	227/9,1	410/12,5	667/16,1	1 023/20,2	1 428/24,1
0,35	31,8/3,2	57,4/4,4	97,4/5,8	235/9,2	425/12,6	685/16,3	1 057/20,4	1 477/24,3
0,37	32,8/3,3	59,2/4,4	101/5,9	242/9,3	438/12,7	712/16,4	1 091/20,6	1 524/24,5
0,44	36,2/3,3	65,4/4,5	111/6,0	265/9,5	484/13,0	775/16,7	1 205/21,0	1 683/25,1
0,50	38,9/3,4	70,3/4,6	119/6,1	288/9,7	520/13,2	845/17,1	1 295/21,4	1 810/25,6
0,56	41,5/3,4	75,0/4,7	127/6,2	307/9,9	555/13,5	902/17,4	1 382/21,7	1 931/26,0
0,62	44,0/3,5	79,5/4,7	135/6,3	325/10,0	588/13,7	955/17,6	1 465/22,1	2 047/26,4
0,69	46,7/3,5	84,5/4,8	144/6,4	346/10,2	625/13,9	1016/18,0	1 557/22,5	2 176/26,7
0,75	49,1/3,6	87,5/4,8	150/6,5	363/10,3	656/14,1	1065/18,1	1 633/22,8	2 282/27,1
0,81	51,3/3,6	92,3/4,9	157/6,5	379/10,4	685/14,2	1113/18,3	1 707/23,0	2 384/27,4
0,87	53,4/3,7	96,5/5,0	164/6,6	395/10,5	714/14,4	1160/18,5	1 778/23,2	2 542/27,8
0,94	55,8/3,7	101/5,0	171/6,7	413/10,7	746/14,5	1212/18,8	1 858/23,5	2 596/28,0
1,0	57,8/3,7	104/5,1	177/6,7	427/10,8	773/14,7	1255/19,0	1 925/23,7	2 690/28,2
1,25	65,7/3,8	119/5,2	202/7,0	485/11,1	878/15,1	1426/19,5	2 185/24,4	3 055/29,4
1,50	72,9/3,9	132/5,4	224/7,2	539/11,4	976/15,5	1582/20,0	2 426/25,0	3 391/30,0
1,75	79,6/4,0	144/5,5	244/7,3	588/11,6	1064/15,9	1728/21,0	2 649/26,0	3 570/30,0
2,0	85,9/4,1	155/5,6	264/7,4	635/11,9	1148/16,2	1875/21,0	2 760/26,0	3 820/30,0
2,25	91,9/4,2	166/5,7	282/7,6	679/12,1	1228/16,5	1940/21,0	2 930/26,0	4 050/30,0
2,50	97,6/4,3	176/5,8	299/7,7	721/12,3	1304/16,7	2050/21,0	3 090/26,0	4 260/30,0
2,75	103/4,3	186/5,9	316/7,8	762/12,5	1348/16,7	2150/21,0	3 240/26,0	4 400/30,0
3,0	108/4,4	196/6,0	332/7,9	809/12,7	1401/16,7	2244/21,0	3 390/26,0	4 600/30,0
3,25	113/4,4	205/6,0	348/8,0	838/12,8	1467/16,7	2335/21,0	3 530/26,0	4 860/30,0
3,50	118/4,5	214/6,1	363/8,1	861/12,8	1520/16,7	2420/21,0	3 660/26,0	5 050/30,0
3,75	123/4,5	222/6,2	377/8,2	889/12,8	1574/16,7	2510/21,0	3 780/26,0	5 220/30,0

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход; наружный и внутренний диаметры, мм							
	100; 108×5 н 98	125; 133×5,5 н 122	150; 159×5,5 н 148	200; 219×7 н 205	250; 273×9 н 255	300; 325×10 н 305	350; 377×10 н 357	400; 426×11 н 404
4,0	128/4,6	231/6,2	392/8,3	920/12,8	1624/16,7	2594/21,0	3 910/26,0	5 390/30,0
4,25	132/4,6	239/6,3	405/8,3	949/12,8	1679/16,7	2670/21,0	4 035/26,0	5 560/30,0
4,50	136/4,6	247/6,3	419/8,4	976/12,8	1725/16,7	2750/21,0	4 150/26,0	5 725/30,0
4,75	141/4,7	254/6,4	427/8,4	1020/12,8	1770/16,7	2830/21,0	4 260/26,0	5 885/30,0
5,0	145/4,7	262/6,4	439/8,4	1031/12,8	1820/16,7	2900/21,0	4 390/26,0	6 030/30,0
5,25	149/4,7	269/6,5	450/8,4	1057/12,8	1861/16,7	2970/21,0	4 480/26,0	6 160/30,0
5,50	153/4,8	277/6,5	460/8,4	1080/12,8	1905/16,7	3040/21,0	4 580/26,0	6 320/30,0
5,75	157/4,8	284/6,6	471/8,4	1100/12,8	1950/16,7	3107/21,0	4 685/26,0	6 460/30,0
6,0	161/4,9	290/6,7	480/8,4	1130/12,8	1990/16,7	3175/21,0	4 790/26,0	6 600/30,0
6,25	165/4,9	296/6,7	491/8,4	1151/12,8	2030/16,7	3240/21,0	4 895/26,0	6 740/30,0
7,50	182/5,0	324/6,7	536/8,4	1261/12,8	2220/16,7	3545/21,0	5 350/26,0	7 390/30,0
8,75	197/5,0	350/6,7	580/8,4	1362/12,8	2400/16,7	3930/21,0	5 780/26,0	7 960/30,0
10,0	210/5,0	374/6,7	621/8,4	1460/12,8	2570/16,7	4100/21,0	6 160/26,0	8 510/30,0
12,50	235/5,0	419/6,7	693/8,4	1630/12,8	2875/16,7	4580/21,0	6 900/26,0	9 530/30,0
15,0	258/5,0	458/6,7	758/8,4	1758/12,8	3150/16,7	5010/21,0	7 550/26,0	10 450/30,0
17,50	278/5,0	495/6,7	820/8,4	1925/12,8	3400/16,7	5420/21,0	8 170/26,0	11 300/30,0
20,0	298/5,0	530/6,7	878/8,4	2040/12,8	3640/16,7	5795/21,0	8 740/26,0	12 090/30,0
25,0	333/5,0	592/6,7	980/8,4	2305/12,8	4070/16,7	6485/21,0	9 800/26,0	13 500/30,0
30,0	364/5,0	649/6,7	1074/8,4	2520/12,8	4450/16,7	7100/21,0	10 710/26,0	14 790/30,0
35,0	395/5,0	700/6,7	1160/8,4	2725/12,8	4800/16,7	7650/21,0	11 590/26,0	15 950/30,0
40,0	421/5,0	743/6,7	1240/8,4	2915/12,8	5135/16,7	8200/21,0	12 380/26,0	17 080/30,0
45,0	447/5,0	795/6,7	1319/8,4	3110/12,8	5450/16,7	8670/21,0	13 100/26,0	18 100/30,0
50,0	470/5,0	840/6,7	1389/8,4	3260/12,8	5750/16,7	9150/21,0	13 820/26,0	19 090/30,0

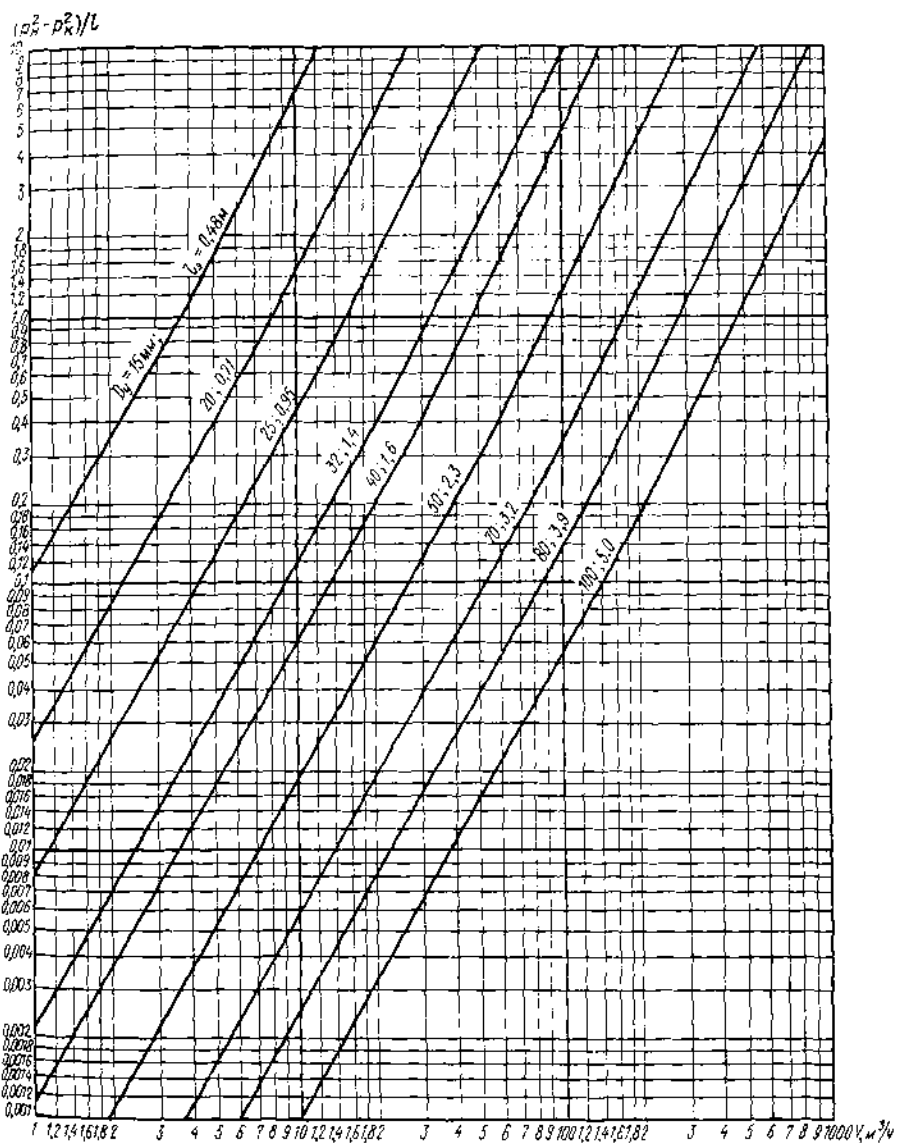


Рис. 3.7. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 15—100 мм.
 Составлена для пропано-воздушной смеси ($C_3H_8 = 45 \text{ об.}\%$) с $\rho = 1,6 \text{ кг/м}^3$ и $\nu = 9 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

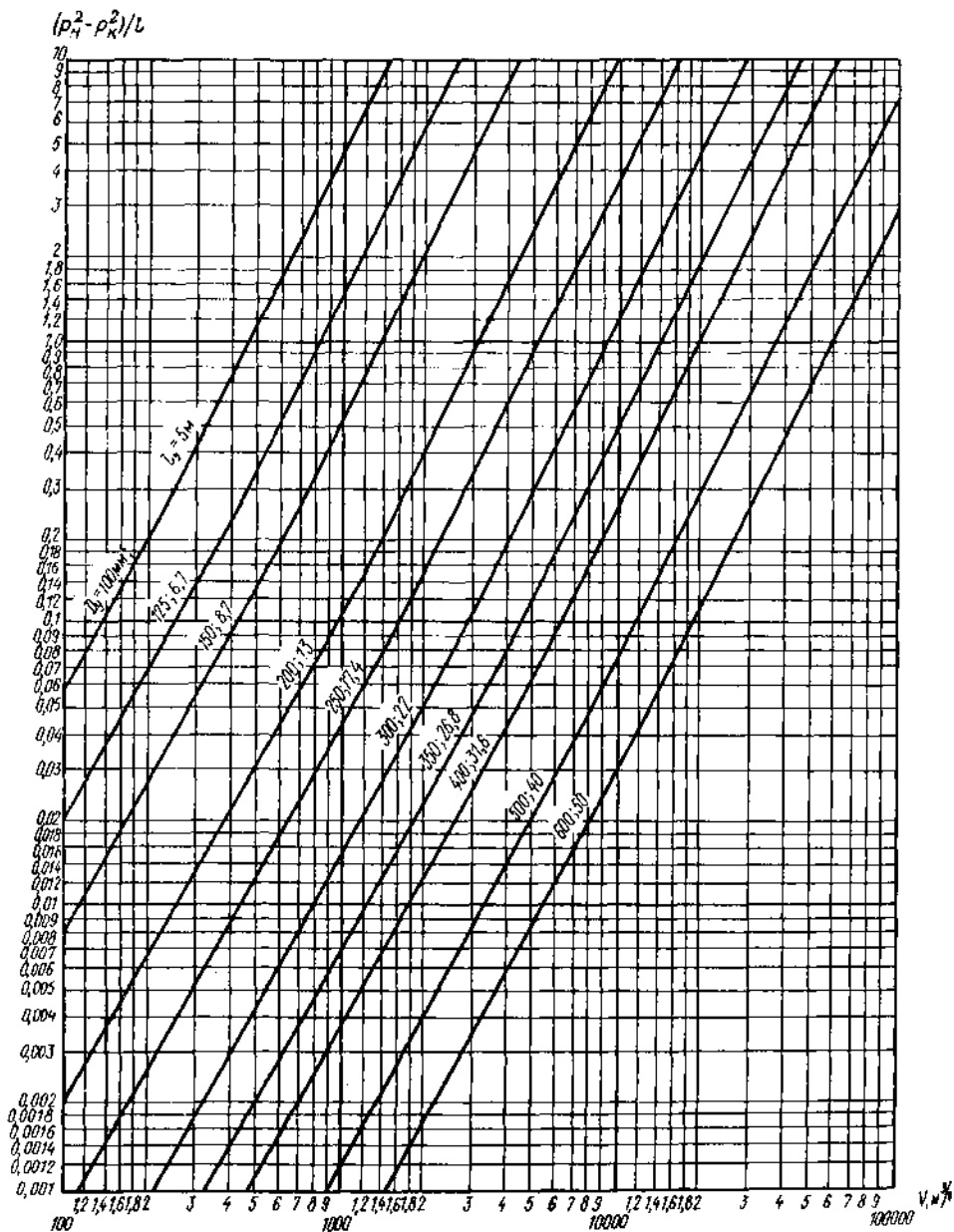


Рис. 3.8. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 100—600 мм.

Составлена для пропано-воздушной смеси ($\text{C}_3\text{H}_8 = 45$ об.%) с $\rho = 1,6$ кг/м³ и $\nu = 9 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Пример 1. Определить диаметр газопровода низкого давления, предназначенного для передачи на расстоянии 1000 м 100 м³/ч природного газа с плотностью 0,73 кг/м³. Предельно допустимая потеря давления $H = 500/1000 = 0,5$ Па. Диаметр газопровода для ближайшего по табл. 3.3 расхода (103 м³/ч) составляет 122 мм.

Пример 2. Определить давление природного газа плотностью 0,73 кг/м³ в конце газопровода низкого давления по следующим данным: начальное давление 2000 Па; расход газа 127 м³/ч; диаметр газопровода 100 мм, длина 220 м. На трубопроводе имеются следующие местные сопротивления: для сборника конденсата 1, для плавных отводов 2.

Решение. Из табл. 3.3 находим, что при диаметре трубы 100 мм и расходе газа 127 м³/ч удельная потеря давления составит 2 Па/м, а эквивалентная длина трубы 4,2 м. Коэффициенты местных сопротивлений: для сборника конденсата 2, для плавных поворотов $2 \cdot 0,2 = 0,4$, всего $2 + 0,4 = 2,4$. Потери давления в газопроводе, Па,

$$H = 2(200 + 4,2 \cdot 2,4) = 450.$$

Конечное давление в газопроводе, Па,

$$2000 - 450 = 1550.$$

Пример 3. Определить диаметр газопровода среднего давления по следующим данным: длина газопровода 10 км; абсолютное начальное давление $p_{абс. н} = 4$ кгс/см²; абсолютное конечное давление $p_{абс. к} = 2$ кгс/см². Расход природного газа плотностью 0,73 кг/м³ — 9000 м³/ч.

Решение. По номограмме (рис. 3.2) находим диаметр трубы, равный 250 мм.

УСТРОЙСТВО ГОРОДСКИХ ГАЗОПРОВОДОВ

4.1. ТИПЫ СИСТЕМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА. КЛАССИФИКАЦИЯ, ТРАССИРОВКА ГАЗОПРОВОДОВ И НОРМЫ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

В городскую систему распределения газа входят следующие сооружения: городские распределительные газопроводы всех давлений и назначений, газораспределительные станции (ГРС), газорегуляторные пункты (ГРП), устройства связи и телемеханизации и подсобные сооружения, служащие для нормальной эксплуатации системы. Основными требованиями, которым должны удовлетворять все системы распределения газа, являются надежность и бесперебойность газоснабжения, безопасность, простота и удобство эксплуатации, возможность поочередных строительства и ввода в эксплуатацию, максимальная однотипность сооружений и монтажных узлов, минимальные материальные, капитальные вложения и эксплуатационные расходы.

В зависимости от числа ступеней перепада давления газа в газопроводах системы газоснабжения городов и населенных пунктов делятся на одно-, двух-, трех- и многоступенчатые:

1) одноступенчатая (рис. 4.1) — система газоснабжения, при которой распределение и подача газа потребителям осуществляются по газопроводам только одного давления, как правило, низкого. Она может быть рекомендована для населенных пунктов и небольших городов, присоединяемых к магистральным газопроводам, а также для поселков при автономном газоснабжении, когда в качестве источника газа выступают местные газовый, коксогазовый или нефтеперерабатывающий заводы, станции смешения паров сжиженных углеводородных газов (СУГ) с воздухом, биогазовые или газогенераторные установки. При последнем решении в схему (рис. 4.1) вместо магистрального газопровода и ГРС включены завод, станция смешения паров СУГ с воздухом и газогенераторная установка;

2) двухступенчатая система (рис. 4.2) обеспечивает распределение и подачу газа потребителям по газопроводам двух категорий: среднего и низкого или высокого и низкого давлений. Эта система может быть рекомендована для городов с большим числом потребителей, размещенных на значительной территории, и получающих газ от магистральных газопроводов;

3) трехступенчатая (рис. 4.3) — система газоснабжения, где распределение и подача газа потребителям осуществляются по

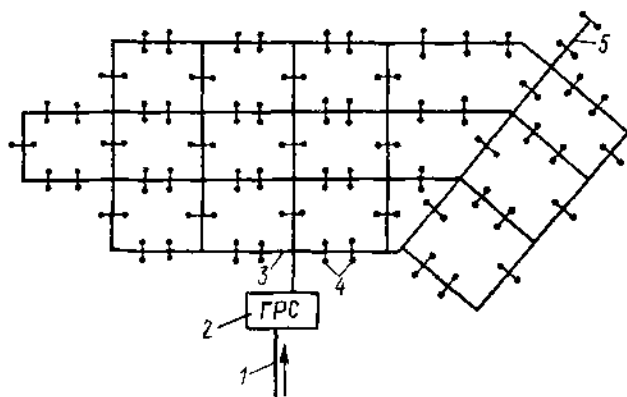


Рис. 4.1. Схема одноступенчатой системы распределения газа.

1 — магистральный газопровод; 2 — ГРС; 3 — кольцевые газопроводы; 4 — ответвления к потребителям; 5 — тупиковые газопроводы.

газопроводам трех категорий давления: низкого, среднего и высокого. Эта система может быть рекомендована для больших городов;

4) многоступенчатая система обеспечивает распределение газа по газопроводам четырех давлений: высокого I категории (до 1,2 МПа) и II категории (до 0,6 МПа), среднего (до 0,3 МПа) и низкого (до 500 даПа). Эта система может быть рекомендована для крупных городов с большим числом промышленных потребителей

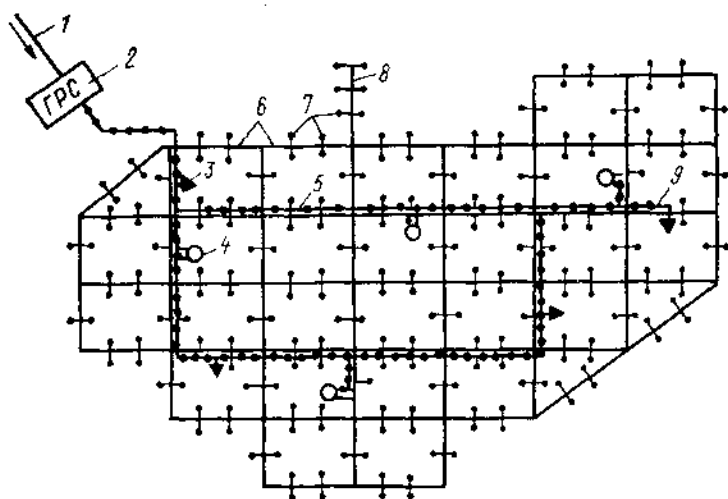


Рис. 4.2. Схема двухступенчатой системы распределения газа.

1 — магистральный газопровод высокого давления; 2 — ГРС; 3 — крупные потребители газа; 4 — городские ГРП, питающие газопроводы низкого давления; 5 — газопроводы высокого и среднего давления; 6 — кольцевые газопроводы низкого давления; 7 — ответвления к потребителям; 8 — тупиковые газопроводы (8 — низкого давления, 9 — среднего давления).

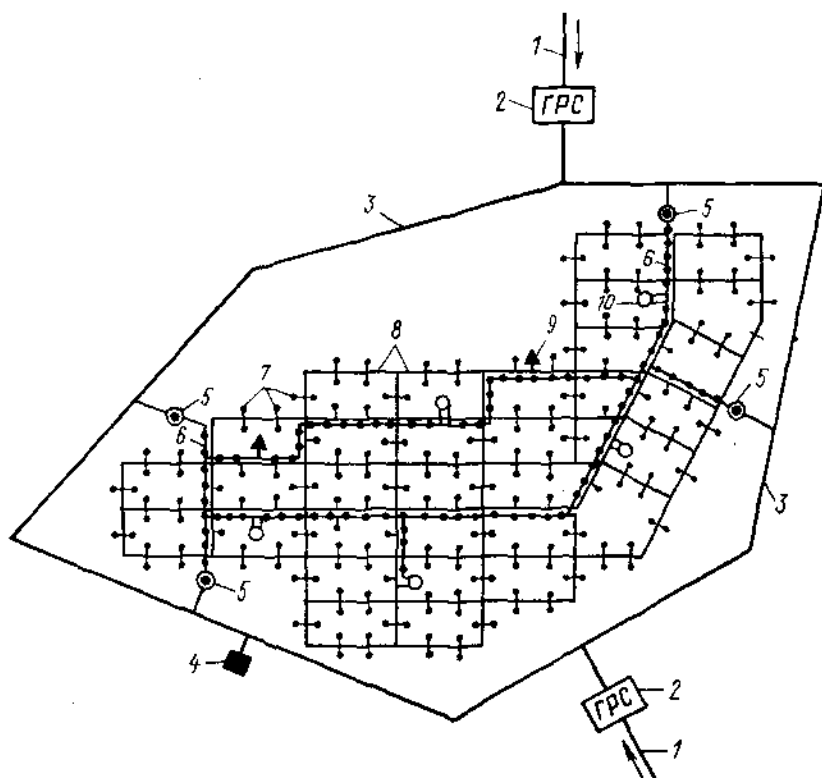


Рис. 4.3. Схема трехступенчатой системы распределения газа.

1 — магистральный газопровод; 2 — ГРС; 3 — газопроводы высокого давления (до 1,2 МПа); 4 — промышленные предприятия, которым по технологии требуется газ высокого давления; 5 — ГРП, ограничивающий давление газа в газопроводах среднего давления; 6 — газопроводы среднего давления; 7 — ответвления к потребителям на газопроводах низкого давления; 8 — газопроводы низкого давления; 9 — крупные потребители газа, присоединяемые к газопроводам среднего давления; 10 — городские ГРП, питающие газопроводы низкого давления.

в которых по характеру застройки и режиму потребления газа целесообразно применять не одну из указанных выше систем, а одновременно несколько. Связь между газопроводами различного давления, входящими в систему газоснабжения, должна предусматриваться только через ГРП или ГРУ.

Каждая из перечисленных выше систем газоснабжения в зависимости от характера планировки и плотности застройки города может быть кольцевой, тупиковой или смешанной, разветвленной или комбинированной. Предпочтительны кольцевая и смешанная системы газоснабжения, так как они обеспечивают наиболее равномерный режим давления во всех точках отбора газа из распределительных газопроводов, а также повышают надежность газоснабжения. Системы газоснабжения городов и поселков могут также различаться:

— принципами, заложенными в схемы распределительных газовых сетей;

— характером «питания» городской распределительной сети: от газопроводов, выполненных в виде лучей полукольца или кольца, окружающего города, через различное число ГРС;

— наличием подземных хранилищ или использованием в качестве аккумулирующих емкостей последних участков магистральных газопроводов;

— типом оборудования и сооружений на сетях, системами связи и телемеханизации.

На выбор системы газоснабжения города оказывает влияние ряд факторов. Основные из них:

— характер источника газа, свойства газа, степень его очистки, наличие в нем влаги;

— 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 уездов и пр.).

При проектировании системы газоснабжения разрабатывают несколько вариантов и проводят их технико-экономическое сравнение. Для строительства принимается наивыгоднейший вариант.

Распределительные газопроводы низкого давления служат для подачи газа жилым и общественным зданиям, а также коммунально-бытовым и промышленным потребителям с малым расходом газа. Подключение к этим газопроводам потребителей с большим расходом газа допустимо только при условии обеспечения нормального режима работы бытовых газовых приборов. Распределительные газопроводы среднего давления обеспечивают подачу газа в аналогичные газопроводы низкого давления и подключенным к ним (при условии установки местных ГРП) промышленным и коммунально-бытовым предприятиям. Распределительные газопроводы высокого давления служат для подачи газа в газопроводы среднего давления, а также для питания крупных промышленных предприятий, нуждающихся в газе высокого давления. В отдельных случаях и с разрешения местного органа Госпроматомнадзора СССР к этим газопроводам могут подключаться предприятия, не работающие на газе высокого давления, но имеющие большой расход газа (например, ТЭЦ), или те, для которых эти газопроводы (с точки зрения территориального расположения) являются единственными или наиболее близкими по расстоянию.

Подача газа от распределительных газопроводов среднего и высокого давления в газопроводы иных категорий давления, а также на промышленные и коммунально-бытовые предприятия, в жилые и общественные здания осуществляется только через ГРП. Промышленным и коммунально-бытовым потребителям газ

из распределительных газопроводов подают через газопроводы-вводы. Как правило, подавляющее большинство промышленных и коммунально-бытовых предприятий подключается к газопроводам среднего давления.

Следует добавить, что совместное применение нескольких ступеней давления газа в городах объясняется следующими причинами:

— наличием потребителей, которым требуется газ различного давления. Так, в жилые и общественные здания, предприятиям бытового обслуживания подают газ только низкого давления, а многим промышленным предприятиям — среднего или высокого;

— значительной протяженностью городских газопроводов, несущих большие нагрузки. В этом случае предпочтителен газ среднего или высокого давления;

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

— проектированием в центральной части городов газопроводов меньшего, чем разрешается в настоящее время, давления, а также длительностью строительства, расширения и реконструкции систем газоснабжения больших городов.

Число ГРП, питающих сеть низкого давления, определяют с помощью технико-экономического расчета. ГРП располагают в центрах зон обслуживания, как можно ближе к точкам пересечения газопроводов. Зона действия одного ГРП не должна перекрываться зоной действия другого.

Газопроводы систем газоснабжения согласно СНиП 2.04.08—87 в зависимости от давления транспортируемого газа классифицируются следующим образом:

— газопроводы высокого давления I категории (при рабочем давлении газа свыше 0,6 до 1,2 МПа включительно для природного газа и газоздушных смесей и до 1,6 МПа для СУГ);

— газопроводы высокого давления II категории (при рабочем давлении газа свыше 0,3 до 0,6 МПа);

— газопроводы среднего давления (при рабочем давлении газа свыше 500 даПа до 0,3 МПа);

— газопроводы низкого давления (при рабочем давлении газа до 500 даПа включительно. Давление газа перед бытовыми газовыми приборами следует принимать в соответствии с паспортными данными приборов, но не более 300 даПа).

Газопроводы, входящие в систему газоснабжения, классифицируются по следующим показателям:

— по назначению в системе газоснабжения — распределительные газопроводы-вводы, вводные, продувочные, сбросные, импульсные, межпоселковые;

— по виду транспортируемого газа — природного газа, путного газа и СУГ;

— по местоположению относительно планировки населенных пунктов — наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые) и внутренние (внутри зданий и помещений);

— по местоположению относительно поверхности земли — подземные (подводные), надземные (надводные), наземные;

— по материалу труб — металлические (стальные, медные и др.) и неметаллические (полиэтиленовые и др.).

Распределительные газопроводы обеспечивают подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давления, предназначенные для подачи газа к одному объекту (ГРП, промышленное предприятие, котельная и т. п.).

Газопроводом-вводом является газопровод от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе.

Вводным газопроводом следует считать участок от отключающего устройства на вводе в здание (при установке отключающего устройства снаружи здания) до внутреннего газопровода, включая проложенный в футляре через стену здания.

Межпоселковыми являются распределительные газопроводы, прокладываемые вне территории населенных пунктов.

Внутренним называют участок газопровода от газопровода-ввода (при установке отключающего устройства внутри здания) или от вводного газопровода до места подключения прибора, теплоагрегата и др. Общая комплексная система газоснабжения предприятия (от ввода на территорию до газогорелочных устройств на агрегатах) является одним из сложных и ответственных технических сооружений, так как она состоит из отдельных частей, каждая из которых может быть осуществлена в различных вариантах, зависящих от давления газа, условий размещения цехов, требований технологии, режима работы цехов, типа газовых горелок и т. п. Поэтому представляется наиболее целесообразным рассматривать не комплексные системы, а только входящие в них составные части:

— вводы газопроводов на территории предприятий;

— межцеховые (дворовые) газопроводы;

— газорегуляторные пункты и установки;

— внутренние газопроводы;

— обвязочные газопроводы на газопотребляющих агрегатах.

В зависимости от указанных выше условий выбирают необходимые схемы составных частей, на основании которых составляют общую комплексную систему газоснабжения предприятия.

Промышленные и коммунальные предприятия получают газ от городских распределительных сетей среднего или высокого давления. Коммунальные предприятия с малыми (незначитель-

ными) расходами газа могут присоединяться непосредственно к газопроводам низкого давления. Газ от городских распределительных сетей подается на территорию предприятия через ответвление и ввод. На вводе устанавливают главное отключающее устройство, которое, как правило, следует размещать вне территории предприятия в доступном и удобном для обслуживания месте, максимально близко к распределительному газопроводу.

Транспорт газа от ввода к цехам осуществляют по межцеховым газопроводам, которые могут быть подземными и надземными. Выбор способа их укладки зависит от территориального расположения цехов, характера сооружений, по которым предполагается проложить газопровод, оснащенности территории подземными сооружениями, экономических показателей. Надземная прокладка межцеховых газопроводов имеет ряд преимуществ по сравнению с подземной: исключается подземная коррозия трубопроводов; менее опасны утечки газа, так как вытекающий из трубопроводов газ рассеивается в атмосфере; утечки легче обнаружить и устранить; проще осуществлять наблюдение за состоянием газопроводов. Кроме того, использование в качестве опор для газопроводов существующих колонн, эстакад, стен и покрытий зданий делает надземную прокладку газопроводов экономичнее подземной. Как показал анализ стоимости строительства межцеховых газопроводов на ряде промышленных предприятий, надземная прокладка в 2,5—3 раза дешевле подземной.

Принципиальные схемы размещения межцеховых газопроводов различаются числом и расположением ГРП. При этом следует учитывать давление газа в городских распределительных газопроводах в месте присоединения предприятия; необходимое давление газа перед газовыми горелками в отдельных цехах; территориальное расположение цехов, потребляющих газ; расход газа цехами и режим его потребления; удобство обслуживания и экономическую эффективность.

К газораспределительным сетям низкого давления потребители присоединяются непосредственно. Вместе с тем присоединение абонентов через регуляторы не вносит принципиальных изменений в схемы газовых сетей.

Соображениями надежности работы городской системы распределения газа и удобствами ее эксплуатации необходимо руководствоваться и при размещении в системе отключающих устройств. Запорная арматура, устанавливаемая на городских газопроводах, должна обеспечивать возможность отключения отдельных районов или микрорайонов города, отдельных участков газопроводов высокого и среднего давлений, ГРС, ГРП, ответвлений от газопроводов или их участков, опасных для смежных сооружений (переходы через железнодорожные пути, водные преграды и т. п.), а также ответвлений на территории газоснабжаемых предприятий или сооружений. Число устанавливаемой запорной арматуры должно быть обосновано при разработке генеральной схемы газо-

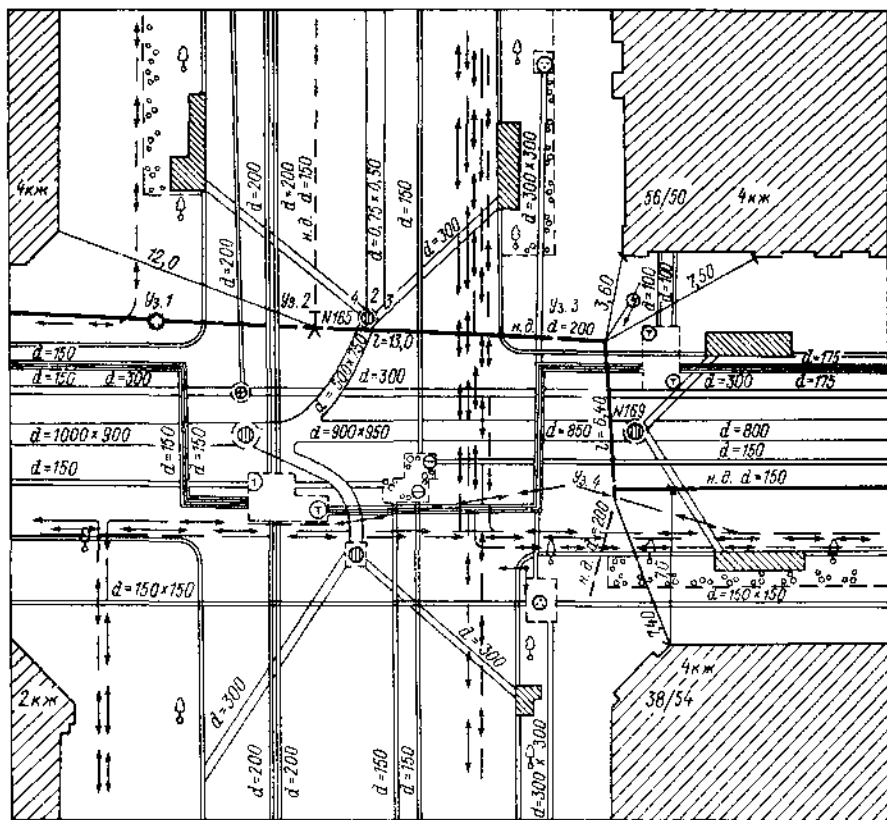


Рис. 4.4. Пример трассировки газопровода на плане проезда.

снабжения города. Размещение запорной арматуры на городских газопроводах, ответвлениях и вводах должно обеспечивать свободный доступ к ней эксплуатационного персонала в любое время суток.

В качестве компенсаторов могут применяться (в зависимости от диаметров газопроводов) линзовые (с числом линз не менее двух), а также П-образные и аналогичные им, выполненные из бесшовных труб.

На газопроводах с давлением газа выше 0,6 МПа рекомендуется устанавливать стальные задвижки или краны. Предпочтительнее при этом отдаваться запорной арматуре, присоединяемой к газопроводам при помощи сварки. Устанавливаемая на газопроводах запорная арматура должна иметь паспорт завода-изготовителя с указанием в нем характеристики арматуры, условного давления и данных об испытаниях, а также акт строительной организации об испытании арматуры на плотность.

Трасса газопровода — линия, определяющая направление газопровода, в каждой его точке. Эта линия, нанесенная

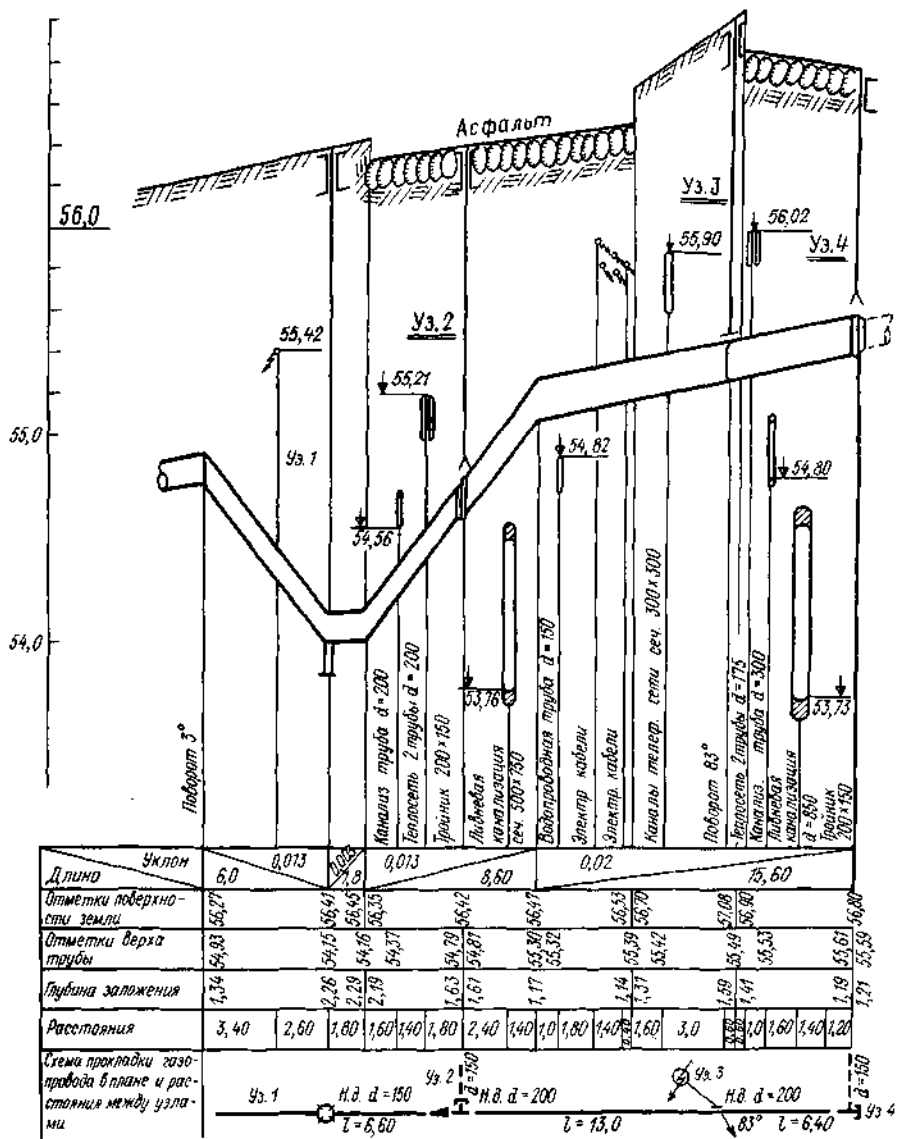


Рис. 4.5. Пример профиля подземного газопровода.

на план улицы или местности, называется **планом трассы** газопровода. Проекцию трассы на параллельную ей плоскость именуют **профилем трассы**. План трассы определяет линию газопровода в горизонтальном направлении, при этом каждой точке профиля трассы соответствует определенная высотная отметка (рис. 4.4 и 4.5). Выбор трассы газопровода называется **трассировкой**. Трассы газопроводов намечаются с учетом

ТАБЛИЦА 4.1

**Давление газа в газопроводах внутри помещений
у потребителей**

Потребители газа	Давление газа, МПа
Производственные здания промышленных и сельскохозяйственных предприятий, а также отдельно стоящие котельные и предприятия бытового обслуживания производственного характера (бани, прачечные, фабрики-химчистки, предприятия по производству хлеба и кондитерских изделий и пр.)	0,6
Предприятия бытового обслуживания производственного характера, перечисленные выше, пристроенные к зданиям другого производственного назначения или встроенные в эти здания	0,3
Предприятия бытового обслуживания непроизводственного характера и общественные здания	500 даПа
Жилые дома	300 даПа

Примечания. 1. Для тепловых установок промышленных предприятий и отдельно стоящих котельных допускается использование газа с давлением до 1,2 МПа, если такое давление требуется по условиям технологии производства. 2. Допускается использование газа высокого давления (до 0,6 МПа) в котельных, расположенных в пристройках к производственным зданиям.

ТАБЛИЦА 4.2

**Номинальное давление газа перед бытовыми газовыми
приборами в зависимости от вида используемого газа**

Газы	Номиналь- ное давление газа, Па
Природные чисто газовых и газонефтяных месторождений, смеси СУГ с воздухом и другие с $Q_H = 33,6 \div 42$ МДж	2000 *
Искусственные и смешанные с $Q_H = 14,7 \div 18,9$ МДж	1300
СУГ с $Q_H = 92,4 \div 117,6$ МДж	3000

* Номинальное давление газа перед бытовыми газовыми приборами для ранее газифицированных городов и других населенных пунктов или микрорайонов с уже сложившимися системами газоснабжения 1300 Па.

транспортирования газа потребителям кратчайшим путем, т. е. с учетом минимальной протяженности сети. Точки встречи потоков газа выбирают на границах зон соседних ГРП, причем таким образом, чтобы исключить возможность возвратного движения газа в ГРП.

В табл. 4.1 и 4.2 приведены давление газа во внутренних газопроводах (внутри помещений у потребителей), а также номинальное давление газа перед бытовыми газовыми приборами.

4.2. ПОДЗЕМНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

Минимальные расстояния по горизонтали от подземных газопроводов до зданий и сооружений следует принимать в соответствии с требованиями СНиП 2.07.01—86 (табл. 4.3—4.5). Допускается уменьшение до 50% указанных в СНиПе расстояний для

ТАБЛИЦА 4.3

Минимальные расстояния (в плане), м, от

Давление газа в газопроводе, МПа	Фундаменты зданий и сооружений, путепроводов и тоннелей	Ограждения, опоры контактной сети и связи	Оси край
			железнодорожной (колеи 1520 мм, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи в бровке выемки)
Низкое (до 0,005)	2	1	3,8
Среднее (свыше 0,005 до 0,3)	4	1	4,8
Высокое: свыше 0,3 до 0,6 свыше 0,6 до 1,2	7	1	7,8
	10	1	10,8

Примечание. При заложении сетей ниже подошвы фундаментов зданий и висности от крутизны откосов, допускемых для разных грунтов, их обводненности и работ по возведению земляных сооружений, а также по проектированию водопровода,

Минимальные расстояния в свету, м, между

Давление газа в газопроводе, МПа	Водопровод	Канализация (бытовая), дренажная дождевая	Газопроводы
			низкого (до 0,005 МПа)
Низкое (до 0,005)	1	1	0,5
Среднее (свыше 0,005 до 0,3)	1	1,5	0,5
Высокое: свыше 0,3 до 0,6 свыше 0,6 до 1,2	1,5	2	0,5
	2	5	0,5

Примечания. 1. При одновременной параллельной прокладке в одной траншеи 0,4 м для труб диаметром до 300 мм и не менее 0,5 м для труб диаметром более 300 мм. 2. При совместной прокладке в одной траншее инженерных сетей с газопроводом с указанными в таблице, обеспечив при этом размещение камер колодезев и других устройств

Минимальные расстояния (в плане), м, от подземных газопроводов до

Давление газа в газопроводе, МПа	Фундаменты зданий и сооружений	Ограждения территории, опоры, трубопроводы, контактная сеть и связи	Ось край
			железнодорожной (колеи 1520 мм, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи в бровке выемки)
Низкое (до 0,005)	2	1	3,8
Среднее (до 0,3)	4	1	4,8
Высокое: свыше 0,3 до 0,6 свыше 0,6 до 1,2	7	1	7,8
	10	1	10,8

Примечание. Расстояние от газопроводов до стволов деревьев следует принимать

подземных газопроводов до зданий и сооружений

него пути	Бортовой камень улицы, дороги	Наружная бровка кювета или подошва насыпи (улицы, дороги)	Фундаменты опор воздушных линий электропередачи напряжением		
			До 1 кВ и наружного освещения	Свыше 1 до 35 кВ	110 кВ и выше
трамвая	2,8	1,5	1	5	10
	2,8	1,5	1	5	10
	3,8	2,5	2	5	10
	3,8	2,5	2	5	10

сооружений более чем 0,4 м расстояния, указанные в таблице, следует увеличить в зависимости, согласно требованиям глав СНиП 2.04.08 — 81 по производству и приемке канализаций, тепловых сетей.

ТАБЛИЦА 4.4

подземными газопроводами и инженерными сетями

различного давления	высокого		Кабели силовые (до 110 кВ) и связи	Тепловые сети	Общие коллекторы	
	среднего (свыше 0,005 до 0,3 МПа)					
		Свыше 0,3 МПа				Свыше 0,6 до 1,2 МПа
0,5	0,5	1	1	2	2	
	0,5	1	1	2	2	
0,5	0,5	1	1	2	4	
	0,5	2	2	4	4	

шею двух и более газопроводов расстояния между ними в свету должны быть не менее 2. Расстояние от бронированных кабелей связи до газопроводов следует принимать равным расстоянию в свету между трубопроводами допускается уменьшить по сравнению с тем, необходимым для монтажа и ремонта сетей.

ТАБЛИЦА 4.5

зданий и сооружений на территории промышленных предприятий

него пути	Автомобильные		Фундаменты опор воздушных линий электропередачи напряжением, кВ		
	Бортовой камень	Наружная бровка кювета или подошва насыпи	До 1 и наружного освещения	1—35	Свыше 35
трамвая	2,8	1,5	1	5	10
	2,8	1,5	1	5	10
	3,8	2,5	1	5	10
	3,8	2,5	1	5	10

мать равным 1,5 м. Расстояние до кустарников не нормируется.

газопроводов давлением до 0,6 МПа при прокладке их между зданиями и под арками зданий, в стесненных условиях на отдельных участках трассы, а также от газопроводов давлением свыше 0,6 МПа до отдельно стоящих нежилых и подсобных строений. В этих случаях на участках сближения и по 5 м в каждую сторону от этих участков следует применять бесшовные или электросварные трубы, прошедшие 100%-ный контроль заводского сварного соединения неразрушающими методами (рентгено- или гаммаграфированием), или электросварные трубы, проложенные в футляре.

Минимальное расстояние по горизонтали от подземного газопровода до напорной канализации допускается принимать таким же, как и до водопровода. Расстояние от газопровода до наружной стены колодцев и камер подземных сооружений должно быть не менее 0,3 м. Газопроводы на этих участках (не менее чем по 2 м в каждую сторону от стенки колодца) должны быть из бесшовных труб (или в футлярах) со 100%-ной проверкой сварных стыков физическими методами контроля.

Расстояния от газопровода до опор воздушных линий связи, контактной сети трамвая, троллейбуса и электрифицированных железных дорог следует принимать такими же, как до опор воздушных линий электропередачи соответствующего напряжения. Минимальные расстояния от газопроводов до теплосети бесканальной прокладки с продольным дренажем принимаются такими же, как и при канальной прокладке, а до теплосети без дренажа — такими же, как и до водопровода. При наличии на теплосети камер условия прокладки должны соответствовать изложенным выше требованиям.

Расстояния от анкерных опор, выходящих за габаритные размеры теплосети, должны обеспечивать сохранность последних.

При проектировании совмещенных прокладок газопроводов с давлением до 0,3 МПа в общей траншее с другими подземными коммуникациями следует учитывать требования нормативных документов по проектированию этих коммуникаций. Допускается укладка двух и более газопроводов в одной траншее на одном или разных уровнях (ступенями). При этом расстояния между газопроводами в свету должны быть достаточны для монтажа и ремонта трубопроводов.

Расстояние по вертикали (в свету) при пересечении подземными газопроводами всех давлений других подземных сооружений и коммуникаций должно быть не менее, м:

Водопровод, канализация, водосток, каналы телефонные и теплосети	0,2
Электрокабели, телефонные бронированные кабели	0,5
Электрокабели маслонаполненные (110—220 кВ)	1,0

Допускается уменьшать расстояние между газопроводом и электрокабелем (немаслонаполненным) или бронированным кабелем связи (телефон и др.) при прокладке их в футлярах соот-

ветственно 0,25 и 0,15 м. Концы футляра должны выходить на 1 м по обе стороны от стенок пересекаемого газопровода.

При пересечении подземными газопроводами каналов теплосети, коллекторов, туннелей, каналов различного назначения с проходом над или под пересекаемым сооружением следует предусматривать прокладку газопровода в футляре, выходящем на 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений, а также проверку физическими методами контроля всех сварных стыков в пределах пересечения и по 5 м в стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений.

Запорную арматуру и конденсатосборники на газопроводах надлежит устанавливать на расстоянии не менее 2 м (в свету) от края пересекаемой коммуникации или сооружения. При установке арматуры в колодце указанное расстояние определяют от внешней стенки колодца.

Прокладка подземных газопроводов с давлением до 0,6 МПа сквозь коллекторы и туннели различного назначения возможна при согласовании с организацией, эксплуатирующей пересекаемые коммуникации. При этом на подземном газопроводе следует предусматривать футляр, устройство которого должно соответствовать изложенным выше требованиям.

Минимальная глубина заложения этих газопроводов должна быть не менее 0,8 м. В местах, где не предусматривается движения транспорта, глубину заложения газопровода можно уменьшить до 0,6 м.

Газопроводы в местах прохода через наружные стены зданий (фундаменты) следует заключать в футляры диаметром не менее чем на 100—200 мм больше диаметра газопровода. Пространство между футляром и стенкой необходимо тщательно заделывать на всю толщину пересекаемой конструкции.

На подземных вводах газопроводы должны быть защищены от повреждения при осадке здания. Конструкция уплотнения и конструктивные решения по предотвращению повреждения газопроводов при осадке зданий должны исключать возможность проникновения газа в техническое подполье или подвал здания в случае утечки газа из подземного газопровода. Вводы и выпуски водопровода, канализации, кабеля, теплосети и других коммуникаций, проходящих через подземную часть наружных стен зданий, необходимо тщательно уплотнять.

Газопроводы, транспортирующие осушенный газ и размещаемые в непучинистых грунтах, допускается прокладывать в зоне сезонного промерзания грунта. Глубину прокладки в среднепучинистых и сильнопучинистых грунтах при одинаковой степени пучинистости по трассе следует принимать не менее 0,9 м, а в грунтах неодинаковой степени пучинистости на глубине не менее 0,7—0,8 глубины промерзания.

Под пучением грунтов при замерзании понимается свойство влажных грунтов при определенном сочетании гидротермических

Классификация грунтов по степени их пучинистости при замерзании

Степень пучинистости	Состав	Пучение		Состояние после оттаивания
		см за 1 сезон	% к слою промерзания 2 м	
Непучинистые	Щебеночные, цементированные песчаные, скальные	—	—	Твердое без изменения внешних признаков
Малопучинистые	Щебень, гравий, крупно-, средне- и мелкозернистые пески	До 3—7	До 1,5—3,5	Плотное и рыхлое, без изменения внешних признаков
Среднепучинистые	Разно- и мелкозернистые пылеватые пески, супеси, пылеватые супеси, суглинки и глины	До 10—20	До 5—10	Плотное, рыхлое и пластичное, частичное нарушение структуры
Очень пучинистые	Пылеватые (лёссовидные и оглеенные суглинки), супеси и глеевторфянистые грунты	До 30—50	До 15—25	Пластично-текучее с нарушением структуры, под давлением превращается в пливун

условий увеличивать свой объем за счет микрорыхления растущими ледяными кристаллами, что проявляется в поднятии дневной поверхности грунта. Пучение грунтов в естественных условиях при промерзании вызывается многими причинами и зависит от гранулометрического состава, пористости, влажности грунта и других факторов (рельефа местности, экспозиции поверхности, характера растительного покрова, степени и характера застройки, размера и вида гидромелиоративных работ, времени выпадения снега и толщины снежного покрова) (табл. 4.6). Самым пучинистым грунтом является пылеватый, под которым понимается разновидность глинистого грунта, содержащего частиц размером от 0,5 до 0,005 мм больше, чем в песчаных и глинистых грунтах вместе взятых.

При прокладке газопроводов в скальных грунтах и грунтах с включением шлака, строительного мусора, перегноя, а также в грунтах с небольшой несущей способностью (менее 0,025 МПа) необходимо предусматривать устройство основания из мягкого или песчаного грунта, не содержащего крупных включений, толщиной не менее 10 см (над выступающими неровностями основания). Засыпать газопровод следует таким же грунтом на полную глубину траншеи. В грунтах с несущей способностью менее 0,025 МПа дно траншеи допускается усиливать путем подкладки антисептированных деревянных, бетонных брусьев, устройства свайного основания или втрамбовывания щебня либо гравия.

4.3. НАДЗЕМНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

Надземные газопроводы всех давлений следует прокладывать на отдельно стоящих опорах, эстакадах и колоннах из негорючих материалов, а также по стенам зданий. В частности, по стенам производственных зданий с помещениями категорий В—Д (газопроводы давлением до 0,6 МПа); общественных зданий и жилых домов не ниже III—IIIа степени огнестойкости (газопроводы давлением до 0,3 МПа); общественных зданий и жилых домов IV—V степени огнестойкости (газопроводы низкого давления, как правило, с D_y не более 50 мм).

Запрещается прокладка газопроводов всех давлений по зданиям со стенами из панелей с металлической обшивкой и полимерным утеплителем, по зданиям категорий А и Б, транзитная прокладка по стенам детских учреждений, больниц, школ и зрелищных предприятий, а газопроводов среднего и высокого давления — по стенам жилых домов.

Надземные газопроводы проектируют с учетом компенсации продольных деформаций по фактически возможным температурным условиям работы, а в случае необходимости (когда не обеспечивается самокомпенсация) — с учетом установки компенсатора. Применение сальниковых компенсаторов не допускается.

Высоту прокладки газопровода следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II—89—80 такой, которая обеспечивала бы возможность его осмотра и ремонта.

Под оконными проемами и балконами жилых и общественных зданий нельзя предусматривать на газопроводах разъемные соединения. Газопроводы, прокладываемые по наружным стенам зданий, эстакадам, опорам, а также стояки газопровода на выходе из земли при необходимости должны быть защищены от механических повреждений.

Минимальные расстояния по горизонтали (в свету) от газопроводов, проложенных на опорах, до зданий и сооружений приведены в табл. 4.7, а расстояния между надземными газопроводами и трубопроводами другого назначения при их совместной прокладке и пересечении принимают следующими: при диаметре газопровода до 300 мм — не менее диаметра газопровода, но не менее 100 мм; при диаметре более 300 мм — не менее 300 мм.

При пересечении газопроводов с воздушными линиями электропередачи (ЛЭП) надземные газопроводы необходимо размещать ниже этих линий. Минимальные расстояния по вертикали (в свету) до воздушных линий электропередачи зависят от напряжения:

Напряжение ЛЭП, кВ	Расстояние, м
До 1	1
20	3
35—110	4
150	4,5
220	5
330	6
500	6,5

ТАБЛИЦА 4.7

Минимальные расстояния по горизонтали (в свету), м, до зданий и сооружений от надземных газопроводов, проложенных на опорах, и наземных (без обвалования)

Здания и сооружения	Газопроводы различного давления			
	низкого	среднего	высокого II категории	высокого I категории
Производственные и складские здания с помещениями категорий А и Б	5	5	5	10
То же, категорий В, Г и Д	—	—	—	5
Жилые и общественные здания I и IIIa степени огнестойкости	—	—	5	10
То же, IV и V степени огнестойкости	—	5	5	10
Открытые склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и склады горючих материалов, расположенные вне территории промышленных предприятий	20	20	40	40
Железнодорожные и трамвайные пути (до ближайшего рельса)	3	3	3	3
Подземные инженерные сооружения: водопровод, канализация, тепловые сети, телефонные кабели, электрические кабельные блоки (от края фундамента опоры газопровода)	1	1	1	1
Дороги (от бордюрного камня, внешней бровки кювета или подошвы насыпи дороги)	1,5	1,5	1,5	1,5
Ограда открытого распределительного устройства и открытой подстанции	10	10	10	10

Примечания. 1. Для газопроводов ГРП (входящих и выходящих) не нормируется. 2. Тире (прочерк) означает, что расстояние не нормируется.

При определении минимальных вертикальных и горизонтальных расстояний между воздушными ЛЭП и газопроводом защитные ограждения, установленные над ним (в виде решеток, галереи, площадок), рассматриваются как части газопровода. В местах пересечения с ЛЭП на газопроводе должны предусматриваться ограждения, которые должны выступать по обе стороны пересечения за крайние провода ЛЭП на расстояния, указанные выше. Ограждения нужно изолировать от газопровода и заземлять. Переходное сопротивление не должно превышать 10 Ом.

Допускается прокладка на отдельно стоящих опорах, колоннах и эстакадах газопроводов с трубопроводами другого назначения согласно СНиП II—89—80, если обеспечивается свободный доступ для их осмотра и ремонта. При достаточной несущей способности газопроводов низкого или среднего давления к ним можно крепить трубопроводы другого назначения. Совместная прокладка на одних опорах газопроводов и постоянных или временных электрических линий не допускается, за исключением проложенных в стальных трубах, бронированных кабелей, а также кабелей диспетчеризации и сигнализации, предназначенных для обслуживания газопровода.

Прокладка газопроводов по железнодорожным и автомобильным мостам осуществляется в соответствии с требованиями СНиП 2.05.03—84 в местах, исключающих возможность скопления газа (в случае его утечки) в конструкциях моста. Газопроводы, подвешиваемые к мостам, должны предусматриваться из стальных бесшовных или прямошовных труб, изготовленных электродуговой сваркой, и иметь компенсирующие устройства. Газопроводы, проложенные по металлическим и железобетонным мостам, плотинам и другим гидротехническим сооружениям, необходимо электрически изолировать от металлических частей этих сооружений.

Расстояния между опорами надземных газопроводов определяются расчетом. Узлы и детали крепления газопроводов должны выполняться по рабочим чертежам типовых конструкций.

4.4. ПЕРЕСЕЧЕНИЕ ГАЗОПРОВОДАМИ ПРЕГРАД РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Переходы через водные преграды и овраги. Пересечение газопроводами водных преград (протоков) может быть осуществлено несколькими способами: подвеской к конструкциям существующих мостов; строительством специальных мостов; использованием несущей способности самих труб с устройством из них арочных переходов и прокладкой газопроводов под водой (дюкеров).

Наиболее простой и экономичной является подвеска газопроводов к конструкциям существующих автострадных или пешеходных металлических и железобетонных мостов. Этот способ, однако, применяют редко как из-за отсутствия мостов в необходимых для переходов местах, так и из-за небезопасности этого способа, особенно при прокладке газопроводов высоких давлений. Допускается подвеска на автострадных и пешеходных мостах только газопроводов с давлением до 0,6 МПа. Прокладка газопроводов любых давлений и назначений на железнодорожных мостах как небезопасная не разрешается вообще.

Подвеска газопроводов к конструкциям существующих мостов должна обеспечивать свободный доступ к их осмотру и ремонту, компенсацию напряжений, возникающих за счет резкого суточного и сезонного колебания температур наружного воздуха, и безопасное рассеивание в атмосфере возможных утечек газа. Не рекомендуется прокладывать газопроводы в каналах и других емкостях мостов, даже при наличии вентиляции последних. При необходимости подвески к мостам газопроводов влажного газа их необходимо утеплить; при этом тип и толщина изоляции должны предотвращать возможность замерзания конденсирующейся влаги. Некоторые типы подвесок газопроводов к существующим мостам показаны на рис. 4.6—4.7.

Сооружать специальные мосты для прокладки газопроводов обычно целесообразно через реки с большими скоростями течения

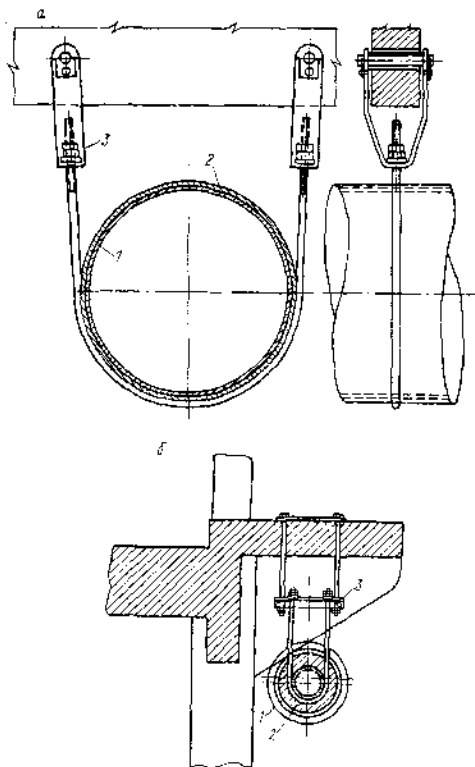


Рис. 4.6. Подвеска газопровода под железобетонным мостом.

а -- газопровод осушечного газа: 1 -- газопровод, 2 -- окраска или изолирующее покрытие, 3 -- регулируемая подвеска; б -- газопровод влажного газа: 1 -- газопровод, 2 -- теплоизоляция, 3 -- подвеска.

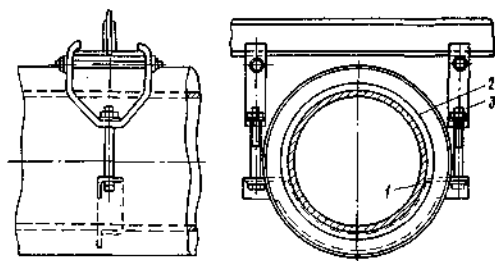


Рис. 4.7. Подвеска газопровода влажного газа под стальным мостом.
1 — газопровод; 2 — теплоизоляция; 3 — подвеска.

(выше 2 м/с), с частыми и бурными паводками, неустойчивыми руслами и берегами и при одновременном использовании этих мостов для пешеходного и автомобильного транспорта или прокладки по ним других сооружений. В противном случае более экономичны арочные переходы, выполненные из самих газопроводных труб, с опорными системами, заделанными в береговые бетонные устои (рис. 4.8).

Обычно эти переходы осуществляют с помощью кабель-крана, представляющего собой установку, состоящую из двух береговых мачт с натянутым между ними тросом, по которому передвигается тележка.

В городах наиболее применима прокладка газопроводов под водой — дюкеров (рис. 4.9). Выбор трассы для подводных переходов должен согласовываться с общей схемой газоснабжения го-

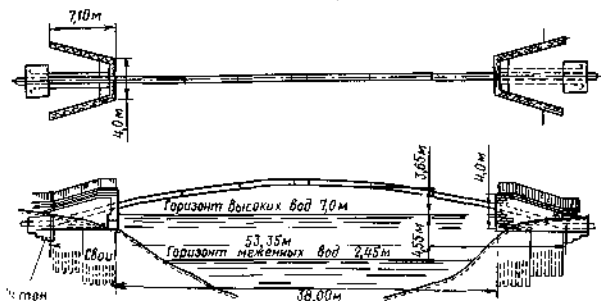


Рис. 4.8. Схема трубчатой арки диаметром 4000 мм и высотой пролета 53,35 м.

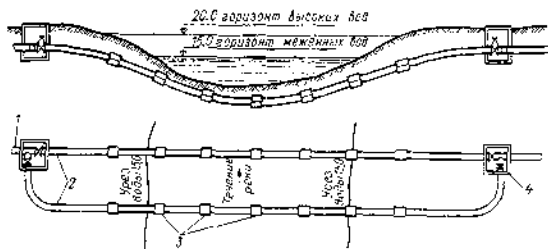


Рис. 4.9. Схема подводного перехода — дюкера.

1 — основной газопровод; 2 — дюкер; 3 — балластировочные груды; 4 — кольца с отключающимися задвижками.

рода и одновременно обеспечивать удобство и безопасность эксплуатации сооружений. По этой причине не рекомендуется выбирать трассу в непосредственной близости к пристаням, паромным переправам, местам стоянки судов, местам прохода судов со спущенными лотами и якорями и вблизи существующих или намечаемых к строительству мостов. При вынужденном расположении трассы вблизи моста место перехода следует выбирать ниже моста по течению реки на расстоянии не менее 100 м. В том случае, если вблизи моста проводятся взрывные работы для пропуска льда, расстояние между мостом и дюкером следует *увеличивать* в 1,5—2 раза для обеспечения сохранности дюкера.

Трассу дюкера необходимо располагать на прямолинейном участке реки с устойчивыми руслом и берегами и пересекать реку под углом 90° к прямолинейному участку. Желательно, чтобы русло и берега реки были сложены мягкими грунтами, не требующими применения взрывных работ для рыхления. При встрече со скальными породами переход необходимо располагать на расстоянии 150—200 м от сооружений на реке и берегах. При выборе трассы перехода следует избегать рукавов и протоков, а также участков рек с оползневыми явлениями и неустойчивыми, подвергающимися интенсивному размыву берегами; заболоченных или очень крутых обрывистых берегов. Предпочтительнее выбирать для перехода участок, имеющий плавное очертание профиля русла реки и берегов, без резких колебаний отметок и глубочайших впадин в русловой части перехода на перекатах. Для выполнения строительно-монтажных работ на одном из берегов выбранного участка перехода (желательно в створе его) необходимо наличие по возможности ровной, не занятой постройками площадки длиной не менее 1,2 ширины меженного русла реки и шириной не менее 30 м.

Число ниток перехода зависит от степени ответственности перехода, принятой системы распределения газа и других местных

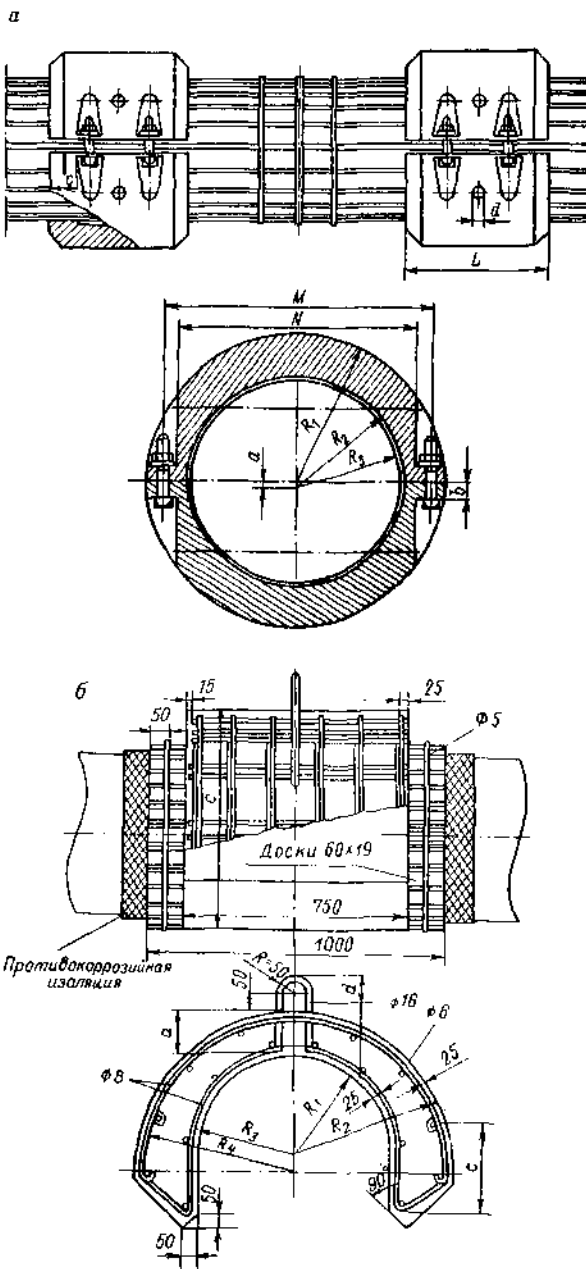
условий. Если переходы входят в систему основных газопроводов, снабжающих газом город в целом или значительную часть его, и если авария или ремонтные работы на таких переходах приводят к длительному или даже кратковременному перебою в подаче газа, то число ниток должно быть не менее двух. Пропускная способность каждой нитки — не менее 70% от пропускной способности подводных газопроводов. К двухниточным переходам следует прибегать и тогда, когда через дюкеры получают газ отдельные промышленные предприятия или их группы, для которых перерывы в подаче газа грозят остановкой предприятия, выходом из строя оборудования или порчей дорогостоящей продукции (металлургические и стекольные заводы, электростанции), особенно те предприятия, которые не могут быть переведены быстро на другие виды топлива, а также химические предприятия, для которых газ служит и сырьем, и топливом.

Однониточные переходы могут применяться при кольцевых системах газоснабжения в том случае, если при ремонте дюкера потребители могут получать газ из других газопроводов, а также при подаче газа отдельным потребителям, способным без значительного ущерба перейти на другие виды топлива.

Расстояния между нитками дюкеров определяются местными условиями. При плотных грунтах, неразмываемых берегах, небольших скоростях течения воды, устойчивом русле и достаточном заглублении, предотвращающем повреждение дюкера якорями судов, допустима укладка обеих ниток в одну траншею с расстоянием между образующими 0,8—1,2 м (в зависимости от диаметра ниток). Наоборот, при слабых грунтах, больших скоростях течения и возможности значительного переформирования русла и берегов, а также при вероятности повреждения дюкера якорями проходящих судов расстояния между нитками следует увеличивать до 30 и даже 100 м (в зависимости от влияния перечисленных факторов), чтобы исключить одновременное повреждение обеих ниток.

В особо неблагоприятных случаях, например в илистых грунтах, подводную укладку труб рекомендуется производить по кривой против течения или в виде змейки (в плане), создавая тем самым возможность для осадки труб в период эксплуатации. Глубину заложения дюкеров в грунте на неразмываемых участках для судоходных рек и других водоемов следует принимать не менее 1 м, а для несудоходных — не менее 0,3 м, считая от дна водной преграды до верхней образующей трубы (до верха груза). При размываемом дне и перспективных дноуглубительных работах глубина заложения дюкеров должна соответственно увеличиваться. Для обеспечения устойчивого положения дюкеров на дне водоема их снабжают грузами, придающими газопроводам отрицательную плавучесть. Для определения массы грузов можно воспользоваться зависимостью

$$h = m_1 + m_2/m,$$



где m_1 — масса 1 м газопровода с изолирующими покрытиями в воде, кг; m_2 — масса груза в воде, приходящегося на 1 м газопровода, кг; m — масса воды, выпускаемой 1 м газопровода с изоляцией и грузом, кг; k — коэффициент запаса устойчивости дюкера, принимаемый в пределах от 1,2 до 1,4, в зависимости от скорости течения, устойчивости русла, угла прогиба, радиуса укладки и других местных условий.

Типы грузов, наиболее применяемых в практике, показаны на рис. 4.10, а их характеристика дана в табл. 4.8.

Подводные переходы, по которым транспортируют влажный газ, для стока конденсата необходимо прокладывать с уклонами в сторону одного или обоих берегов в зависимости от ширины водной преграды и объема земляных работ. В низших точках переходов должны быть установлены сборники конденсата, снабженные трубами, выведенными на дневную поверхность под ковер, для удаления жидкости с помощью насосов или вакуум-цистерн. При давлении влажного газа, превышающем гидростатическое давление максимально возможного столба воды, сборники конденсата можно устанавливать как на берегах, так и в любой другой наиболее заглубленной точке подводного перехода, включая фарватер. В последнем случае из сборника (нижней его части) должна быть проложена на один из берегов специальная трубка, через которую по мере необходимости может удаляться жидкость за счет давления газа.

При транспортировании через подводный переход осушенного газа возможно несколько решений, зависящих от местных условий. При абсолютной уверенности в отсутствии конденсата (влаги, легких или тяжелых углеводородов), а также монтажной влаги переходы можно укладывать без уклонов и без установки сборников конденсата. При отсутствии такой уверенности переходы необходимо прокладывать так же, как и для влажного газа. Исключения могут составлять только переходы для газа высокого и среднего давления и при наличии на переходе не менее двух ниток. В этом случае удалять конденсат или монтажную влагу можно поочередно с каждой нитки (без перерыва в подаче газа) через патрубки, устанавливаемые в переходы на противоположном берегу по ходу газа. Необходимо при этом иметь в виду, что вместе с конденсатом в атмосферу будет сбрасываться большое количество газа, который должен быть отведен в безопасное для окружающих строений место. Для быстрого удаления конденсата диаметр патрубков должен быть не менее 1/3 диаметра перехода.

Аналогично подводным переходам могут укладываться переходы через овраги, пересыхающие ручьи и другие преграды. При подземных переходах газопроводами оврагов, рек и ручьев с берегами, подвергающимися размыву, необходимо предусматривать меры по укреплению берегов. Для всех видов переходов необходимо отводить охранную зону и предусматривать на берегах опознавательные знаки установленных образцов.

Массы и размеры чугунных

и железобетонных грузов

Параметр	Условный проход			
	100	150	200	250
Масса, кг	50/—	100/150	150/200	200/250
Объем груза, м ³	—/—	—/0,063	—/0,083	—/0,104
Размеры, мм:				
R_1	140/—	180/140	212/170	248/200
R_2	95/—	123/270	154/320	185/360
R_3	90/—	115/165	145/195	175/225
R_4	—/—	—/245	—/295	—/335
M	225/—	300/—	370/—	440/—
N	185/—	250/—	320/—	390/—
L	250/—	300/—	350/—	375/—
a	10/—	10/110	10/110	15/120
b	20/—	25/25	25/40	30/40
c	50/—	50/320	75/380	75/450
d	—/—	—/240	35/270	35/280
Диаметр болтов	16/—	16/—	16/—	18/—

газопровода D_y , мм

300	350	400	450	500	600	700
250/300 —/0,125	300/350 —/0,146	350/400 —/0,167	400/450 —/0,188	450/500 —/0,208	500/600 —/0,250	600/700 —/0,292
275/220	305/250	330/270	355/300	385/330	436/380	489/420
210/410	245/440	270/460	294/500	320/530	374/580	425/640
200/245	230/275	255/295	280/325	310/355	360/405	410/445
—/385	—/415	—/435	—/475	—/505	—/555	—/615
500/—	550/—	600/—	650/—	710/—	810/—	810/—
450/—	500/—	550/—	600/—	645/—	755/—	850/—
400/—	450/—	475/—	500/—	500/—	500/—	500/—
15/120	20/120	20/130	20/130	25/130	25/140	25/140
30/70	35/70	35/60	40/70	42/70	45/60	45/80
75/500	90/550	100/610	100/660	110/710	110/820	110/910
40/280	40/310	40/320	40/330	40/340	40/370	40/410
18/—	20/—	20/—	20/—	22/—	22/—	24/—

Примечание. В числителе — данные для чугунных грузов, в знаменателе —

для железобетонных.

Переходы через железнодорожные и трамвайные пути и автомобильные дороги. Тип перехода газопроводов через железнодорожные и трамвайные пути, через автомобильные дороги выбирают в зависимости от местных условий и экономической целесообразности. Проекты переходов необходимо согласовывать с организациями, в ведении которых находятся пересекаемые сооружения.

Пересечения газопроводов с железнодорожными и трамвайными путями, а также с автомобильными дорогами следует предусматривать, как правило, под углом 90° . В отдельных случаях (при технической необходимости и соответствующем обосновании) угол пересечения может быть уменьшен до 45° .

Подземные переходы газопроводов всех давлений в местах пересечения с железнодорожными и трамвайными путями, авто-

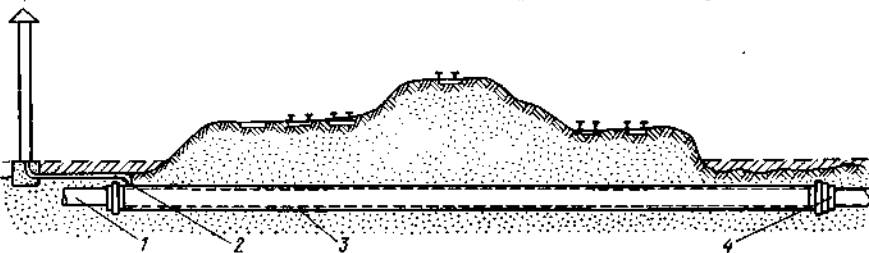


Рис. 4.11. Схема пересечения газопроводами высокого и среднего давления железнодорожных путей.

1 — газопровод; 2 — отводная трубка с дефлектором; 3 — стальной футляр; 4 — сальник.

мобильными дорогами I—III категорий, а также скоростными дорогами в черте города, магистральными улицами и дорогами общегородского значения прокладывают в стальных футлярах (рис. 4.11), концы которых должны быть уплотнены. На одном конце футляра необходимо устанавливать контрольную трубку, выходящую под защитное устройство. Концы футляра должны быть выведены на расстояние не менее, м:

От крайнего рельса железнодорожного пути	10
То же, трамвайного пути	2,0
От края проезжей части улиц	2,0
То же, автомобильных дорог	3,5
От подошвы насыпи	2,0

Минимальная глубина укладки газопровода до верха футляра, м:

Под железными дорогами общей сети (от подошвы рельса) при работе:	
открытым способом	1,0
методом продавливания, горизонтального бурения или щитовой прокладки	1,5
методом прокола	2,5
Под трамвайными и железнодорожными путями промышленных предприятий (от подошвы рельса)	1,0
Под автомобильными дорогами (от верха покрытия)	1,0

Минимальные расстояния от места пересечения подземным газопроводом трамвайных и железнодорожных путей, м:

До мостов, труб, туннелей и пешеходных мостов (с большим скоплением людей) на железных дорогах	30
--	----

До стрелок (начала острияков, хвоста крестовин, мест присоединения к 3 (для трамвайных путей) 10 (для железных дорог) 3

До опор контактной сети

Высоту прокладки надземных газопроводов, пересекающих железнодорожные и трамвайные пути, автомобильные дороги, контактные сети следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II—89—80.

При вынужденном пересечении газопроводами низкого и среднего давления стенок канализационных и других коллекторов или туннелей (рис. 4.12) газопроводы следует прокладывать в изолированных футлярах, не имеющих соединений внутри пересекаемых сооружений. Концы футляров необходимо выводить не менее чем на 0,5 м за пределы крайних стенок сооружения. Места пересечения футляра с пересекаемыми сооружениями следует тщательно уплотнять и концы футляров укладывать на нетронутый плотный грунт или подбивать крупнозернистым песком. Пересечение городскими газопроводами высоких давлений коллекторов различного назначения недопустимо.

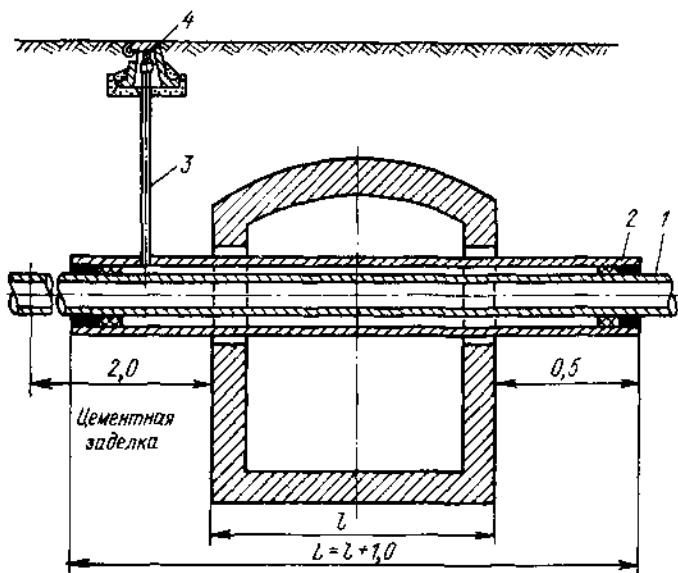


Рис. 4.12. Схема пересечения газопроводом коллектора или колодца.

1 — газопровод; 2 — футляр с сальником; 3 — контрольная трубка; 4 — ковер.

4.5. РАЗМЕЩЕНИЕ ОТКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ. СООРУЖЕНИЯ НА ГАЗОПРОВОДЕ

На газопроводах следует предусматривать отключающие устройства:

— на вводах в ГРП и на выводе из ГРП при закольцованных системах с двумя и более ГРП;

— на вводах газопроводов в отдельные производственные, общественные и жилые здания или в группу смежных зданий, перед наружными газопотребляющими установками (передвижные котельные, битумно-варочные котлы, печи для сушки песка и т. д.);

— при пересечении водных преград двумя и более нитками, а также одной ниткой при ширине этих преград при меженном горизонте 75 м и более;

— на ответвлениях от уличных газопроводов к отдельным микрорайонам, кварталам, группам жилых домов или отдельным домам при числе квартир более 400;

— для отключения отдельных участков газопроводов с целью обеспечения безопасности и надежности газоснабжения;

— на распределительных газопроводах для отключения отдельных участков или районов газоснабжения;

— при пересечении железнодорожных путей общей сети и автомобильных дорог I и II категорий при наличии отключающего устройства на расстоянии от путей (дорог) не более 1 км, обеспечивающего прекращение подачи газа на участке перехода (линейные задвижки, отключающие устройства после ГРП, ГРС).

Отключающие устройства, предусмотренные к установке на газопроводах на переходах через железные дороги размещают:

— на тупиковых газопроводах не далее 1 км до перехода (по ходу газа);

— на кольцевых газопроводах по обе стороны перехода на расстоянии не далее 1 км от перехода.

На подводных переходах газопроводов через водные преграды отключающие устройства устанавливаются на обоих берегах. При однониточных тупиковых переходах отключающее устройство можно размещать на одном берегу, до перехода (по ходу газа). При ширине водной преграды менее 50 м установка отключающих устройств необязательна, и в каждом конкретном случае решение об установке этих устройств принимается в зависимости от местных условий строительства.

Отключающие устройства, предусмотренные к установке на подводных переходах газопроводов, размещают на берегах не ниже отметок горизонта высоких вод (ГВВ) при 10%-ной обеспеченности и выше отметок ледохода и корчехода, а на горных реках — не ниже отметок ГВВ при 2%-ной обеспеченности.

Отключающие устройства, предусмотренные к установке на ответвлениях от распределительных газопроводов, должны на-

ходиться, как правило, вне территории объекта в удобном и доступном для обслуживания месте.

На подземных газопроводах отключающие устройства устанавливаются в колодцах вместе с компенсаторами:

— на газопроводах с условным проходом менее 100 мм следует применять преимущественно П-образные компенсаторы;

— при стальной арматуре, присоединяемой к газопроводам на сварке, компенсаторы не устанавливают.

Отключающие устройства на наземных и надземных газопроводах размещаются в металлических шкафах, или оградах, а также на стенах зданий. Отключающие устройства, проектируемые к установке на участке закольцованных распределительных газопроводов, проходящих на территории промышленных и других предприятий, необходимо располагать вне территории этих предприятий.

Отключающие устройства, предусмотренные к установке на стенах зданий, следует размещать на расстоянии от дверных и открывающихся оконных проемов не менее, м;

— для газопроводов низкого давления по горизонтали 0,5;

— для газопроводов среднего давления по горизонтали 3;

— для газопроводов высокого давления II категории по горизонтали 5.

На вводах и выводах газопроводов из здания ГРП отключающие устройства устанавливают на расстоянии не менее 5 м и не более 100 м от ГРП. Отключающие устройства ГРП, размещаемые в пристройках к зданиям, и шкафных ГРП допускается предусматривать на наружных надземных газопроводах на расстоянии менее 5 м от ГРП в удобном для обслуживания месте.

Колодцы с компенсирующими устройствами и фланцевой арматурой следует устанавливать на расстоянии не менее 2 м от линии застройки и ограждения территории предприятия.

При расположении отключающей арматуры на высоте более 2,2 м необходимо предусматривать площадки из негорючих материалов с лестницами. Для обслуживания редко используемой арматуры можно пользоваться переносной лестницей.

При укладке в одной траншее двух и более газопроводов устанавливаемая запорная арматура должна быть смещена по отношению друг к другу на расстояние, обеспечивающее удобство обслуживания и ремонта.

На подземных газопроводах в местах установки отключающих устройств и компенсаторов необходимо сооружать сборные или монолитные колодцы из влагостойких, биостойких и негорючих материалов (бетон, железобетон, кирпич), исключаящие проникание в них грунтовых вод. Наружная поверхность стенок колодцев должна быть гладкой, оштукатуренной, покрытой битумными гидроизоляционными материалами (табл. 4.9).

В местах прохода газопровода через стенки колодца следует предусматривать футляры, концы которых должны выходить за

Примерный состав колодных асфальтовых мастик

Способ нанесения	Компоненты, мас. %		
	Битумная паста	Заполнитель	Вода (дополнительно)
Мастики гидроизоляционные (штукатурные)			
Растворонасосом по шлангу	80—90	10—20	0—10
Асфальтомером, растворомером	80—90	7—20	3—13
Оштукатуривание вручную, литой способ с уплотнением	65—75	20—30	0—5
Мастика для заполнения деформационных и других швов			
Асфальтомером, растворомером	40—50	30—40	10—20
Оштукатуривание вручную	40—50	40—50	10—20
Растворонасосом по шлангу	40—50	30—40	10—20
Литой способ с уплотнением	45—50	45—50	0—10

Примечания. 1. Наиболее употребительный состав битумной пасты, %: нефтяной битум БН—41—50, известь I сорта (или пластичная глина — 12, вода — 38). 2. Заполнителями могут служить тонко измолотые порошки извести, доломита, кирпича, сажа, кукурсит (сланцевая зола), угольная пыль, зола уноса ТЭЦ.

стенку колодца в обеих сторон не менее чем на 2 см. Диаметр футляра должен обеспечивать независимую осадку стен колодца и газопровода.

Для защиты от механических повреждений контрольных и дренажных трубок конденсатосборников, гидрозатворов, контактных выводов, контрольно-измерительных пунктов, арматуры следует предусматривать коверы, которые должны устанавливаться на бетонные, железобетонные или другие основания, обеспечивающие устойчивость и исключающие их просадку.

Местоположение подземных газопроводов, запорной арматуры и других устройств на газопроводах нужно указывать с помощью табличек-указателей, устанавливаемых на стенах зданий и сооружений и на специальных ориентирных столбиках типовой конструкции.

Сооружения на подземных и надземных газопроводах и их крепление должны выполняться в соответствии с требованиями СНиПов и типовых проектов.

МАТЕРИАЛЫ И АРМАТУРА ГАЗОПРОВОДОВ

Материалы и технические изделия, которые заложены в проекты систем газоснабжения, должны быть экономичными, надежными и отвечать требованиям государственных стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке и прошедших государственную регистрацию в соответствии с ГОСТ 2.114—70*. При строительстве газопроводов применяют, как правило, стальные трубы. В последние годы для подземных газопроводов начинают использовать полиэтиленовые, винилпластовые и асбоцементные трубы, особенно для транспортирования попутных газов с содержанием более 3% сероводорода, а также при весьма высокой коррозионной активности грунтов и при наличии блуждающих токов.

Для подземных межпоселковых газопроводов давлением до 0,6 МПа и подземных газопроводов давлением до 0,3 МПа, прокладываемых на территории сельских населенных пунктов, применяют, как правило, полиэтиленовые трубы. На территории городов и промышленных предприятий, насыщенных инженерными коммуникациями, газопроводы из неметаллических труб пока не сооружают.

На применяемые для строительства газопроводов трубы должны быть выданы сертификаты заводов-изготовителей или справки с выпиской из сертификатов, подтверждающие их соответствие требованиям гл. II СНиП 2.04.08—87. Трубы, не имеющие сертификатов или справок с выписками из сертификатов, разрешается использовать только после химического анализа и механических испытаний образцов, взятых от каждой партии труб одной плавки, подтверждающих соответствие качества стали действующим требованиям. Если установить принадлежность труб к одной плавке невозможно, анализ и испытания следует провести на образцах от каждой трубы.

5.1. ТРУБЫ

Стальные трубы. В соответствии с рекомендациями СНиП 2.04.08—87 для строительства систем газоснабжения следует применять трубы, изготовленные из углеродистой стали обыкновенного качества по ГОСТ 380—71* или качественной стали

по ГОСТ 1050—74, хорошо сваривающейся и содержащей не более 0,25% углерода, 0,056% серы и 0,046% фосфора.

По способу изготовления стальные трубы делятся на сварные (прямо- и спиральношовные) и бесшовные (тепло-, горяче- или холоднодеформированные). Для строительства наружных и внутренних газопроводов должны применяться трубы, удовлетворяющие требованиям СНиП 2.04.08—87 (табл. 5.1). Стальные трубы для наружных и внутренних газопроводов следует предусматривать групп В и Г, изготовленные из спокойной малоуглеродистой стали группы В по ГОСТ 380—71* не ниже 2-й категории (для газопроводов диаметром более 530 мм при толщине стенки труб более 5 мм, как правило, не ниже 3-й категории) марок Ст2, Ст3, а также Ст4 при содержании в ней углерода не более 0,25%; стали марок 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050—74*; низколегированной стали марок 09Г2С, 17ГС, 17Г1С по ГОСТ 19281—73* не ниже 6-й категории; стали 10Г2 по ГОСТ 4543—71*. В ряде случаев допускается применять трубы из полуспокойной и кипящей стали:

— для подземных газопроводов в районах с расчетной температурой наружного воздуха до -30°C включительно;

— для надземных газопроводов в районах с расчетной температурой наружного воздуха до -10°C (из полуспокойной и кипящей стали) и -20°C включительно (из полуспокойной стали);

— для внутренних газопроводов давлением не более 0,3 МПа (3 кгс/см^2) с наружным диаметром не более 159 мм и толщиной стенки трубы до 5 мм включительно, если температура стенок труб в процессе эксплуатации не будет ниже 0°C ;

— для наружных газопроводов трубы диаметром не более 820 мм (из полуспокойной стали) и 530 мм (из кипящей стали) и толщиной стенок не более 8 мм.

В районах с расчетной температурой наружного воздуха до -40°C для наружных подземных газопроводов допускается использовать трубы из полуспокойной стали диаметром не более 325 мм и толщиной стенки до 5 мм включительно, а для наружных подземных и надземных газопроводов — из полуспокойной и кипящей стали диаметром не более 114 мм и толщиной стенки до 4,5 мм.

Не следует применять трубы из полуспокойной и кипящей стали для изготовления отводов, соединительных частей и компенсирующих устройств методом холодного гнутья для газопроводов высокого и среднего давления. Для наружных и внутренних газопроводов низкого давления, в том числе для их гнутых отводов и соединительных частей, допустимо использовать трубы групп А—В из спокойной, полуспокойной и кипящей стали марок Ст1, Ст2, Ст3, Ст4 1—3-й категорий групп А—В по ГОСТ 380—71* и 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050—74** (сталь марки 08 при технико-экономическом обосновании, марки Ст4 — при содержании в ней не более 0,25% углерода).

Для участков газопроводов всех давлений, испытывающих вибрационные нагрузки (соединенных непосредственно с источником

ТАБЛИЦА 6.1

**Стальные трубы для строительства наружных надземных,
подземных и внутренних газопроводов
(по СНиП 2.04.08—87)**

Наименование, ГОСТ или ТУ	Марка стали, ГОСТ	Наружный диаметр трубы, мм
---------------------------	-------------------	----------------------------

Для районов с расчетной температурой наружного воздуха
не ниже -40°C и для газопроводов, не охлаждающихся
до температуры ниже -40°C

Электросварные:

1) прямошовные по ГОСТ 10705—80* (группа В) и ГОСТ 10704—76*	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории по ГОСТ 380—71*; 10, 15, 20 по ГОСТ 1050—74**	10—530
2) по ТУ 14-3-943—80	ВСт3сп не менее 2-й категории по ГОСТ 380—71*; 10 по ГОСТ 1050—74**	219—530
3) для магистральных газонефтепроводов (прямо- и спиральношовные) по ГОСТ 20295—85	ВСт3сп не менее 2-й категории (К38) по ГОСТ 380—71*; 10 (К34), 15 (К28), 20 (К42) по ГОСТ 1050—74**	По ГОСТ 20295—85
4) прямошовные по ГОСТ 10706—76* (группа В) и ГОСТ 10704—76*	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории по ГОСТ 380—71*	630—1220
5) со спиральным швом по ГОСТ 8696—74* (группа В)	То же	159—1220
6) спиральношовные по ТУ 14-3-808—78	ТУ 14-3-808—78	530—820; 1020; 1220

Бесшовные:

7) горячедеформированные по ГОСТ 8731—87 (группы В и Г) и ГОСТ 8732—78*	10, 20 по ГОСТ 1050—74**	45—325
8) холодно- и теплодеформированные по ГОСТ 8733—87 и ГОСТ 8734—75*	То же	10—45
9) горячедеформированные по ТУ 14-3-190—82 (только для тепловых электростанций)	»	57—426

Для районов с расчетной температурой наружного воздуха
ниже -40°C и для газопроводов, могущих охладиться
до температуры ниже -40°C

Бесшовные:

10) холодно- и теплодеформированные по ГОСТ 8733—87 (группы В и Г) и ГОСТ 8734—75*	10, 20 по ГОСТ 1050—74**	10—103
11) горячедеформированные по ГОСТ 8731—87 (группы В и Г) и ГОСТ 8732—78*	10, 20 по ГОСТ 1050—74**, 09Г2С категория 6 по ГОСТ 19281—73*; 10Г2 по ГОСТ 4543—71*	45—108; 127—325
12) горячедеформированные по ТУ 14-3-1128—82	09Г2С категории 6—8 по ГОСТ 19281—73*	57—426

Наименование, ГОСТ или ТУ	Марка стали, ГОСТ	Наружный диаметр трубы, мм
Электросварные: 13) прямошовные по ТУ 14.3-1138—82 14) для магистральных газопроводов (прямо- и спиральношовные) по ГОСТ 20295—85 15) прямошовные по ГОСТ 10705—80* (группа В) и ГОСТ 10704—76*	17Г1С-У по ТУ 14.3-1138—82 17Г1С (К52), 17ГС (К52); 14ХГС (К50) категории 6—8 по ГОСТ 19282—73* ВСтЗСп не менее 2-й категории по ГОСТ 380—71*; 10, 15, 20 по ГОСТ 1050—74*	1020; 1220 По ГОСТ 20295—85 10—108

Примечания. 1. Трубы по пп. 7 и 8 следует применять только для газопроводов жидкой фазы сжиженных углеводородных газов (СУГ). 2. Трубы электросварные спиральношовные применяют при прямых участках газопроводов. 3. Для ТЭЦ трубы из стали 20 применимы в районах с расчетной температурой не ниже -30°C . 4. Не допускается использовать трубы пп. 10, 11 с наружным диаметром 108 мм включительно для газопроводов давлением 0,6 МПа (6 кгс/см²) включительно и трубы п. 6 для газопроводов давлением свыше 0,6 МПа (6 кгс/см²). 5. Трубы пп. 10—15, изготовленные из стали 20, следует применять как исключение.

вибрации в ГРП, ГРУ, компрессорных станциях и др.), должны применяться стальные трубы групп В и Г, изготовленные из спокойной стали с содержанием углерода не более 0,24% (например, Ст2, Ст3 не менее 3-й категории по ГОСТ 380—71*; 08, 10, 15 по ГОСТ 1050—74**).

Трубы, отвечающие требованиям ГОСТ 3262—75, допускается применять при сооружении наружных и внутренних газопроводов низкого давления с условным диаметром до 80 мм включительно, эти же трубы высшей категории качества с условным диаметром до 32 мм включительно — для импульсных газопроводов давлением до 0,6 МПа (6 кгс/см²). При этом гнутые участки импульсных газопроводов должны иметь радиус шва не менее $2D_y$, а температура стенки трубы в период эксплуатации не должна быть ниже 0°C .

Трубы бесшовные (ГОСТ 8731—87 и ГОСТ 8733—87) приемлемы для газопроводов жидкой фазы СУГ, а электросварные спиральношовные — для прямых участков газопроводов. Трубы (ГОСТ 8731—87), изготовленные из слитков на пилигримовых станах, не следует применять без 100%-ного контроля металла труб неразрушающими методами, что должно оговариваться в заказе.

Соединение стальных труб должно производиться, как правило, сваркой. Сварное соединение должно быть равнопрочно основному металлу труб или иметь гарантированный заводом-изготовителем (согласно ГОСТ или техническим условиям на трубы) коэффициент прочности. Указанное требование следует вносить в заказные спецификации на трубы. Трубы по

ГОСТ 3262—75*, сварные швы которых не имеют характеристики прочности сварного соединения, допускается применять для газопроводов низкого давления.

Основные характеристики труб, толщина стенок которых определена расчетным путем по СНиП 2.04.12—86 и принята по номенклатурам заводов-изготовителей как ближайшая к расчетной, приведены в табл. 5.2.

Трубы из цветных сплавов. Импульсные газопроводы для присоединения контрольно-измерительных приборов и приборов автоматики должны быть, как правило, изготовлены из стальных труб для газопроводов соответствующего давления. Однако для их подключения допускается применять медные, круглые, тянутые, холоднокатаные трубы общего назначения в соответствии с требованиями ГОСТ 617—72* из меди марок М1, М1р, М2, М2р, М3, М3р по ГОСТ 859—78 (СТ СЭВ 226—75), томпака марки Л96 по ГОСТ 15527—70*. Наружный диаметр названных труб 3—30 мм, толщина стенок 0,5—5,0 мм. Кроме того, допускаются к применению тянутые, холоднокатаные латунные трубы (латунь марок Л63 и Л68) общего назначения (ГОСТ 494—76*). Тянутые и холоднокатаные трубы изготавливают мягкими М и полутвердыми ПТ (со снятыми внутренними растягивающими напряжениями), с наружным диаметром 3—60 мм и толщиной стенки 0,5—5,0 мм. Кроме того, применяют катаные и тянутые трубы из алюминия марок АД0, АД1 и алюминиевых сплавов марок АМц, АМг2, АМг3, АМг5, АМг6, АВ, Д1, Д16 по ГОСТ 18475—82. В зависимости от материала трубы изготавливают отожженными М (АД0М, АД1М, АМцМ, АМг2М, АМг3М, АМг5М, АМг6М, АВМ, Д1М, Д16М), закаленными и естественно состаренными Т (АВТ, Д1Т, Д16Т), с наружным диаметром 6—120 мм и толщиной стенки 0,5—5,0 мм.

Резиновые и резинотканевые рукава. При эксплуатации установок, использующих газовое топливо, широко применяют гибкие газопроводы: в основном на газонаполнительных станциях (ГНС), при сливе газа из железнодорожных цистерн, наполнении газом автоцистерн, сливе газа в групповые резервуарные установки, при замене баллонов. В отличие от стальных газопроводов, резиновые и резинотканевые рукава обеспечивают безаварийную работу в более короткий срок, так как с течением времени физические и механические свойства резины и ткани меняются, причем главное свойство резины — эластичность — может быть полностью утрачено.

Резиновые и резинотканевые рукава, предназначенные для использования в системах газоснабжения, должны выбираться в соответствии с рекомендациями, изложенными в табл. 5.3—5.4. При выборе рукавов следует учитывать их стойкость к транспортируемой среде при минимальной температуре эксплуатации.

Рукава всех классов должны иметь на обоих концах специальные приспособления различной конструкции для присоединения

ТАБЛИЦА 6.2

Основные характеристики стальных труб для газопроводов давлением до 16 кгс/см^2 $D_y \leq 500 \text{ мм}$ в районах с расчетной температурой наружного воздуха не ниже -40°C (ВСт2, ВСт3 и ВСт4 по ГОСТ 380—71; 10, 15 и 20 по ГОСТ 1050—74)

D_y , мм	D_n , мм	Марка стали	Толщина стенки s , мм	Масса 1 м, кг
------------	------------	-------------	-------------------------	---------------

I. Трубы стальные электросварные по ГОСТ 10705—80 группы В и по ГОСТ 10704—76 (газопроводы природного газа и паровой фазы СУГ давлением до 16 кгс/см^2)

15	22	ВСт2сп2-3	2	0,986
20	25	ВСт3сп2-3	2	1,13
	26 **	10, 15, 20	2	1,18
25	32		2	1,48
	32		3 *	2,15
	33 **		3	2,22
32	38		2	1,78
	38		3 *	2,59
	42 **		3	2,89
40	45		2	2,12
	45		3 *	3,11
	48 **		3	3,33
50	57		2	2,71
	57		3 *	4,0
	60 **		3	4,22
65	76		3	5,40
80	89		3	6,36
	89 **		3,5	7,38
100	108		3,0	7,77
	114		3,0	8,21
150	159		4,5	17,15
200	219		5,0	26,39
250	273		5,0	33,05
300	325		5,0	39,46
400	426		6,0	62,15
500	530		6,0	77,54

Условное обозначение трубы группы В с $D_n = 57 \text{ мм}$, $s = 2 \text{ мм}$, немерной длины из стали 10

Труба $\frac{57 \times 2 \text{ ГОСТ } 10704-76}{\text{В-10 ГОСТ } 10705-80}$;

то же, из стали ВСт2сп2

Труба $\frac{57 \times 2 \text{ ГОСТ } 10704-76}{\text{В-ВСт2сп2 ГОСТ } 10705-80}$

II. Трубы стальные электросварные по ТУ 14-3-943—80 (газопроводы природного газа и паровой фазы СУГ давлением до 16 кгс/см^2)

200	219	ВСт3сп2	4,5	23,80
250	273	10	4,5	29,80
300	325		5,0	39,46
500	530		6,0	77,54

D_y , мм	D_n , мм	Марка стали	Толщина стенки s , мм	Масса l м, кг
------------	------------	-------------	-------------------------	-----------------

Условное обозначение трубы с $D_n = 219$ мм, $s = 5$ мм из стали ВСтЗсп2

Труба 219×5 — ВСтЗсп2 ТУ 14-3-943—80

III. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов (спиральношовные) классов прочности К34, К38 и К42 по ГОСТ 20295—85 (газопроводы природного газа и паровой фазы СУГ давлением до 16 кгс/см²)

150	159	ВСтЗсп2 (К38)	4,0	15,29
200	219	10 (К34)		
		15 (К38)	5,0	26,39
250	273	20 (К42)	5,0	33,04

Условное обозначение трубы с $D_n = 159$ мм, $s = 4$ мм, класса прочности К38, без термообработки

Труба 159×4 — К38 ГОСТ 20295—85

IV. Трубы стальные бесшовные колоднодеформированные и теплодеформированные группы В по ГОСТ 8733—87 и ГОСТ 8734—75 (газопроводы, прокладываемые в условиях, оговоренных п. 4.13 СНиП 2.04.08—87, а также жидкой фазы СУГ)

25	32	10 и 20	2,0	1,48
	32		3,0	2,15
32	38		2,0	1,78
	38		3,0 *	2,59
	42		3,0	2,89

Условное обозначение трубы группы В с $D_n = 32$ мм, $s = 2$ мм, немерной длины из стали марки 10

Труба $\frac{32 \times 2 \text{ ГОСТ } 8734-75}{\text{В-10 ГОСТ } 8733-87}$

V. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные группы В по ГОСТ 8731—87 и ГОСТ 8732—78 (газопроводы, прокладываемые в условиях, оговоренных п. 4.13 СНиП 2.04.08—87, а также жидкой фазы СУГ)

40	45	10 и 20	3,0	3,11
50	57		3,0	4,00
65	76		3,5	6,26
80	89		3,5	7,38
100	108		4,0	10,26
	114		4,0	10,85
125	133		4,0	12,73
150	159		4,5	17,15
200	219		6,0	31,52
250	273		7,0	45,92
300	325		8,0	62,54

Условное обозначение трубы группы В с $D_n = 76$ мм, $s = 3,5$ мм, немерной длины из стали марки 10

Труба $\frac{76 \times 3,5 \text{ ГОСТ } 8732-78}{\text{В-10 ГОСТ } 8731-74}$

D_y , мм	D_H , мм	Марка стали	Толщина стенки s , мм	Масса 1 м, кг
VI. Трубы стальные водогазопроводные по ГОСТ 3262—75 (газопроводы низкого давления с $D_H \leq 80$ мм; трубы высшей категории качества — трубопроводы импульсные с $D_H \leq 32$ мм и давлением до 6 кгс/см ² включительно. В числителе — труба легкая, в знаменателе — обыкновенная)				
15	21,3		2,5/2,8	1,16/1,28
20	26,8		2,5/2,8	1,50/1,66
25	33,5		2,8/3,2	2,12/2,39
32	42,3		2,8/3,2	2,73/3,09
40	48,0		3,0/3,5	3,33/3,84
50	60,0		3,0/3,5	4,22/4,88
65	75,5		3,2/4,0	5,71/7,05
80	88,5		3,5/4,0	7,34/8,34

Условное обозначение трубы обыкновенной, неоцинкованной, обычной точности изготовления, немерной длины с $D_y = 20$ мм, $s = 2,8$ мм, без резьбы и без муфты

Труба 20×2,8 ГОСТ 3262—75

* Для подземных газопроводов.

** Для изготовления соединительных частей и деталей при использовании арматуры на резьбе и давлении газа до 3 кгс/см².

ТАБЛИЦА 5.3

Рекомендации по выбору резиновых и резиноканевых рукавов

ГОСТ	Техническая характеристика	Назначение
18698—79*	Класс Б (I), $p_p = 1,6$ МПа	Присоединение сливных и наливных устройств ГНС и автоцистерн (применение для стационарных газопроводов на ГНС запрещается)
18698—79*	Класс Б (I), $p_p = 0,63$ МПа	Присоединение к газопроводам низкого давления передвижных газовых горелок, газовых приборов к баллонам со сжиженными газами; присоединение к газопроводам давлением до 0,1 МПа приборов КИП и автоматики, для передвижных газогорелочных устройств, на промышленных предприятиях при давлении газа до 0,3 МПа
9356—75*	Классы I и II, $p_p = 0,63$ МПа	
10362—76*	и $p_p = 1,57$ МПа	

к трубопроводам и штуцерам сосудов и аппаратов. На рис. 5.1 показан распространенный простой и надежный способ заделки рукавов со штуцерами при помощи зажимной обоймы 3 и ниппеля 2, на котором находится накидная гайка 1. Хвостовик ниппеля 2 выполнен в виде конуса и резьбовой части, при помощи которой он соединяется с обоймой 3. При монтаже шланг 4 ввинчивается в наконечник обоймы 3 до упора, после чего в свою оче-

Техническая характеристика гибких рукавов, мм

Рукав Б (I) ГОСТ 18698—79*			Рукав (I и II) ГОСТ 9356—75*			Рукав ГОСТ 10362—76*		
Внутренний диаметр	Наружный диаметр	Минимальный радиус изгиба	Внутренний диаметр	Наружный диаметр	Минимальный радиус изгиба	Внутренний диаметр	Наружный диаметр	Минимальный радиус изгиба
16	29	192	6,3	13	60	4	11,5	30
20	36	240	8	16	80	5	12,5	40
25	41	300	9	18	90	6	14	48
31,5	49	378	10	19	100	8	15,5	64
40	50	600	12	23,5	120	10	19	80
50	71	750	12,5	23	120	12	20	96
63	86	1260	16	26	160	14	22,5	112
						16	26,5	128
						18	27,5	144
						20	30,5	160
						25	36,5	200
						32	42	320
						38	51,5	380
						40	54,4	400
						50	68	500

редь ввинчивается ниппель 2, который своим коническим хвостовиком вминает шланг в канаву резьбы наконечника и уплотняет соединение.

При определении длины рукавов следует иметь в виду возможность в процессе эксплуатации усадки, которая может достигнуть 3—4% от общей длины рукава. Концы труб под рукава должны быть прямыми и не менее чем двойной диаметр рукава.

Соединения должны выдерживать пробные гидравлические давления, вдвое превышающие рабочее давление в системе, и пробные пневматические, равные рабочему давлению в системе.

Полиэтиленовые трубы. Согласно СНиП 2.04.08—87 эти трубы могут применяться для газоснабжения поселков и сельских населенных пунктов, куда подают природные газы газовых и газо-

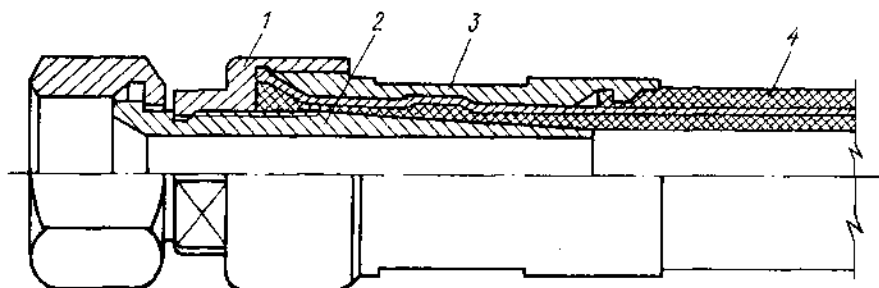


Рис. 5.1. Пример соединения резиновых рукавов с металлическими отлетками.

нефтяных месторождений, не содержащие ароматических и хлорированных углеводородов. Их изготавливают из полиэтилена низкого давления с маркировкой «ГАЗ» в соответствии с ТУ 6-19-051-538—85. Тип трубы следует выбирать в зависимости от рабочего давления в газопроводе:

— тип С (средний) — для газопроводов низкого и среднего давления;

— тип Т (тяжелый) — для газопроводов высокого давления II категории.

Соединение полиэтиленовых труб должно осуществляться сваркой, а разъемные соединения полиэтиленовых со стальными, с компенсаторами и запорной арматурой — на втулках под фланец, размещаемый в колодце, или в случае неразъемных соединений — раструбно-контактным способом непосредственно в грунте.

Глубина заложения полиэтиленовых труб должна быть не менее 1 м до верха трубы. Нормативные расстояния до сооружений и зданий принимаются согласно СНиП 2.07.01—86. Не допускается строительство газопроводов из полиэтиленовых труб в районах с расчетной температурой ниже -40°C , в сильнопучинистых, скальных грунтах, в грунтах II типа просадочности, в районах подрабатываемых территорий и с сейсмичностью свыше 6 баллов. Кроме того, запрещается надземная и наземная прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб, а также в коллекторах, каналах и внутри зданий.

5.2. СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ И ФАСОННЫЕ ЧАСТИ, УЗЛЫ И ДЕТАЛИ ТРУБ

Для строительства газопроводов и монтажа газового оборудования применяют соединительные части и детали заводского изготовления из ковкого чугуна или из спокойной стали (литые, кованные, штампованные, гнутые или сварные) в соответствии с государственными и отраслевыми стандартами (табл. 5.5). Допускается использовать соединительные части и детали, выполненные по чертежам, разработанным проектными организациями с учетом технических требований одного из стандартов на соответствующую соединительную часть или деталь, а также изготовленные на базах строительных организаций при условии контроля сварных соединений неразрушающими методами.

Соединительные части и детали систем газоснабжения можно изготавливать из стальных бесшовных и прямошовных сварных труб или листового проката, металл которых отвечает техническим требованиям, предусмотренным пп. 11.5—11.12 СНиП 2.04.08—87 для соответствующего газопровода.

Фланцы, применяемые для присоединения к газопроводам арматуры, оборудования и приборов, должны соответствовать ГОСТ 12820—80* и ГОСТ 12821—80* на $p_T = 0,1; 0,25; 0,6; 1,0; 1,6$ и $2,5$ МПа.

ТАБЛИЦА Б.6

Соединительные и фасонные части для систем газоснабжения

Соединительные части и детали	ГОСТ	Диаметр условного прохода, мм
Из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой		
Угольники:		
прямые	8946—75*	8—50
переходные	8947—75*	$D_{y1} = 15 \div 40$ $D_{y2} = 10 \div 32$
Тройники:		
прямые	8948—75*	8—50
переходные	8949—75*	$D_{y1} = 15 \div 50$ $D_{y2} = 10 \div 40$
с двумя переходами	8950—75*	$D_{y1} = 20 \div 40$ $D_{y2} = 15 \div 25$ $D_{y3} = 15 \div 32$
Кресты:		
прямые	8951—75*	10—50
переходные	8952—75*	$D_{y1} = 15 \div 50$ $D_{y2} = 10 \div 40$
с двумя переходами	8953—75*	$D_{y1} = 20 \div 32$ $D_{y2} = 15 \div 20$ $D_{y3} = 15 \div 25$
Муфты:		
прямые короткие	8954—75*	8—50
прямые длинные	8955—75*	8—50
компенсирующие	8956—75*	15—50
переходные	8957—75*	$D_{y1} = 10 \div 50$ $D_{y2} = 8 \div 40$
Гайки соединительные	8959—75*	8—50
Контргайки	8968—75	8—50
Пробки	8963—75*	8—50

Стальные с цилиндрической резьбой

Муфты прямые	8966—75	8—150
Ниппели	8967—75	8—100
Контргайки	8968—75	8—100
Сгоны	8969—75	8—80

Стальные приварные

Отводы крутоизогнутые (с углом 45, 60, 90°)	17375—83*	40—500
Тройники крутоизогнутые	17376—83*	$D_{y1} = 40 \div 350$ $D_{y2} = 40 \div 350$
Седловины	17377—83*	$D_{y1} = 100 \div 1200$ $D_{y2} = 32 \div 800$
Переходы, концентрические и эксцентричные	17378—73*	$D_{y1} = 40 \div 400$ $D_{y2} = 15 \div 350$
Заглушки	17379—83*	25—500

Примечание. Для газопроводов допускается применять соединительные части и детали по ОСТ 102-64—81 — ОСТ 102-62—81 и по ОСТ 102-39—85 — ОСТ 102-45—85.