ББК 31.354
С77
УДК 662.6/.9

Рецензент *А. В. Шалин* (Ленгипроинжпроект)

Стаскевич Н. Л., Северинец Г. Н., Вигдорчик Д. Я.
С77 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. Единицы 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. Влажность 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 преград 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. Реакции 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. Конструкции 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 (малоокислительного) 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

ОТ НАУЧНОГО РЕДАКТОРА

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. Полезиого 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), Ленгипроинжпроекте, 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.

ГЛАВА 1

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 осиовными 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'Unitées — 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: радиан (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 обусловливается 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

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

В системе СИ единицей давления является паскаль (Па). Паскаль — давление, вызываемое силой 1 ньютон (Н), равномерно распределенной по поверхности площадью 1 м^2. Давление, отсчитываемое от абсолютного нуля, называется **абсолютным**, а от имеющегося уже давления окружающей атмосферы — **избыточным, или манометрическим**:

$$p_{абс} = p_и + p_б \text{ или } p_и = p_{абс} - p_б, \qquad (1.2)$$

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

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

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

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:

$$n\,°C = (4/5)\,n R = [(9/5)\,n + 32]\,F = (n + 273{,}15)\,K;$$
$$n R = (5/4)\,n\,°C = [(9/4)\,n + 32]\,F = [(5/4)\,n + 273{,}15]\,K;$$
$$n F = (5/9)\,(n - 32)\,°C = (4/9)\,(n - 32)\,R = [(5/9)\,(n - 32) + 273{,}15]\,K;$$
$$n K = (n - 273{,}15)\,°C = (4/5)\,(n - 273{,}15)\,R = [(9/5) \times (n - 273{,}15) + 32]\,F,$$

ТАБЛИЦА 1.1

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	кгс/см^2	паскаль	Па	1 кгс/см^2 = 9,81·10^4 Па≈ ≈ 0,1 МПа
	миллиметр водяного столба	мм вод. ст.			1 мм вод. ст. = 9,81 Па
	миллиметр ртутного столба	мм рт. ст.			1 мм рт. ст. = 133,3 Па
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	кгс·м/с	ватт	Вт	1 кгс·м/с = 9,81 Вт
	лошадиная сила	л. с.			1 л. с. = 735,5 Вт
	килокалория в час	ккал/ч			1 ккал/ч ≈1,163 Вт
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)	1 ккал/(кг·°С) = 4,187 × × 10^3 Дж (кг·К) = 4,187 кДж/(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/$м^2$
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)

ТАБЛИЦА 1.2

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_2O	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 $V_м$, м³/кмоль	22,395	22,398	22,405	22,262	22,393	22,425	22,40	22,38
Плотность газовой фазы, кг/м³:								
при 0 °С и 101,3 кПа $\rho_{п_0}$	1,251	1,293	0,8041	1,977	1,429	0,0899	1,25	0,7168
при 20 °С и 101,3 кПа $\rho_{п_{20}}$	1,166	1,205	0,7496	1,842	1,331	0,0837	1,165	0,668
Плотность жидкой фазы, кг/м³, при 0 °С и 101,3 кПа $\rho_{ж_0}$	—	—	—	—	—	—	—	0,416
Относительная плотность газа $d_п$	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	—183	—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/м³:								
высшая $Q^р_в$	—	—	—	—	—	12,8	12,68	39,93
низшая $Q^р_н$	—	—	—	—	—	10,83	12,68	35,76
Теплота сгорания, МДж/кг:								
высшая $Q^р_в$	—	—	—	—	—	141,9	10,09	55,56
низшая $Q^р_н$	—	—	—	—	—	120,1	10,09	50,08
Число Воббе, МДж/м³:								
высшее $Wo_в$	—	—	—	—	—	48,49	12,9	53,3
низшее $Wo_н$	—	—	—	—	—	41,03	12,9	48,23

Удельная теплоемкость газа $c_г$, кДж/(кг·°С), при 0 °С и:								
постоянном давлении c_p	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·°С), при 0 °С и 101,3 кПа	—	—	—	—	—	—	—	3,461
Показатель адиабаты $\varkappa$, K, при 0 °С 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 $L_{т.в}$, м³/м³	—	—	—	—	—	2,38	2,38	9,52
То же, кислорода $L_{т.к}$, м³/м³	—	—	—	—	—	0,5	0,5	2,0
Объем влажных продуктов сгорания, м³/м³, при $\alpha = 1$:								
CO_2	—	—	—	—	—	—	1,0	1,0
H_2O	—	—	—	—	—	1,0	—	2,0
N_2	—	—	—	—	—	1,88	1,88	7,52
Всего	—	—	—	—	—	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 $V_п$, м³	—	—	—	—	—	—	—	—
То же, с 1 л	—	—	—	—	—	—	—	—
Динамическая вязкость μ:								
паровой фазы, 10^7 Н·с/м²	165,92	171,79	90,36	138,1	192,67	83,4	166,04	102,99
жидкой фазы, 10^6 Н·с/м²	—	—	—	—	—	—	—	66,64
Кинематическая вязкость ν, 10^6 м²/с	13,55	13,56	14,8	7,1	13,73	93,8	13,55	14,71
Растворимость газа в воде, см³/см³, при 0 °С и 101,3 кПа	0,024	0,029	—	1,713	0,049	0,021	0,035	0,056
Температура воспламенения $t_{вс}$, °С	—	—	—	—	—	410—590	610—658	545—800
Жаропроизводительность $t_ж$, °С	—	—	—	—	—	2210	2370	2045
Пределы воспламеняемости газов в смеси с воздухом при 0 °С 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

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 1.2

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

Показатель	Этан	Этилен	Пропан	Пропилен	*н*-Бутан	Изобутан	*н*-Бутилен	Изобутилен	*н*-Пентан
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 $V_м$, м³/кмоль	22,174	22,263	21,997	21,974	21,50	21,743	22,442	22,442	20,87
Плотность газовой фазы, кг/м³:									
при 0 °С и 101,3 кПа $\rho_{п_0}$	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 $\rho_{п_{20}}$	1,263	1,174	1,872	1,784	2,519	2,486	2,329	2,329	3,221
Плотность жидкой фазы, кг/м³, при 0 °С и 101,3 кПа $\rho_{ж_0}$	0,546	0,566	0,528	0,609	0,601	0,582	0,646	0,646	0,6455
Относительная плотность газа $d_п$	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 $t_{кип}$	—88,6	—104	—42,1	—47,7	—0,5	—11,73	—6,9	3,72	36,07
плавления $t_{пл}$	—183,3	—169	—187,7	—185,3	—138,3	—193,6	—140,4	—138,9	—129,7
Температура критическая $t_{кр}$, °С	+32,3	+9,9	+96,84	+91,94	+152,01	+134,98	+144,4	+155,0	+196,6
Давление критическое $p_{кр}$, 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/м³:									
высшая $Q_в^р$	69,69	63,04	99,17	91,95	128,5	128,28	121,4	121,4	158,0
низшая $Q_н^р$	63,65	59,53	91,14	86,49	118,53	118,23	113,83	113,83	146,18
Теплота сгорания, МДж/кг:									
высшая $Q_в^р$	51,92	51,24	50,37	49,95	49,57	49,45	49,31	49,31	49,20
низшая $Q_н^р$	47,42	47,23	46,3	46,04	45,76	45,68	45,45	45,45	45,38
Число Воббе, МДж/м³:									
высшее $Wo_в$	68,12	64,03	79,8	75,72	89,18	93,53	87,64	87,64	93,73
низшее $Wo_н$	62,45	60,03	73,41	70,92	82,41	86,43	81,94	81,94	86,56
Удельная теплоемкость газа $c_г$, кДж/(кг·°С), при 0 °С 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·°С), при 0 °С и 101,3 кПа	3,01	2,415	2,23	—	2,239	2,239	—	—	2,668
Показатель адиабаты $\varkappa$, К, при 0 °С 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 $L_{т.в}$, м³/м³	16,66	14,28	23,8	22,42	30,94	30,94	28,46	28,56	38,08
То же, кислорода $L_{т.к}$, м³/м³	3,5	3,0	5,0	4,5	6,5	6,5	6,0	6,0	8,0
Объем влажных продуктов сгорания, м³/м³, при $\alpha = 1$:									
CO_2	2,0	2,0	3,0	3,0	4,0	4,0	4,0	4,0	5,0
H_2O	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 $V_н$, м³	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

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. I.2

Показатель	Этан	Этилен	Пропан	Пропилен	н-Бутан	Изобутан	н-Бутилен	Изобутилен	н-Пентан
Динамическая вязкость μ:									
паровой фазы, 10^7 Н·с/м²	84,57	94,31	73,58	74,97	62,92	73,89	76,24	79,97	69,9
жидкой фазы, 10^6 Н·с/м²	162,7	—	135,2	—	210,8	188,1	—	—	284,2
Кинематическая вязкость ν, 10^6 м²/с	6,45	7,548	3,82	4,11	1,55	2,86	3,12	3,18	2,18
Растворимость газа в воде, см³/см³, при 0 °С и 101,3 кПа	0,099	0,226	—	0,5	—	—	—	—	—
Температура воспламенения $t_{вс}$, °С	530—694	510—543	504—588	455—550	430—569	490—570	440—500	400—440	284—510
Жаропроизводительность $t_ж$, °С	2100	2285	2110	2220	2120	2120	2200	2200	2180
Пределы воспламеняемости газов в смеси с воздухом при 0 °С 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 смесв, об. %, с максимальной скоростью распространения пламени	6,53	7,2	4,71	—	3,66	3,66	—	—	2,9
Максимальная скорость распространения пламени v_{max}, м/с, в трубе ∅ 25,4 мм	0,856	1,415	0,821	—	0,826	0,826	—	—	0,82
Коэффициент теплопроводности компонентов при 0 °С и 101,3 кПа, Вт/(м·К):									
парообразных $\lambda_п$	0,019	0,0164	0,0152	—	0,0133	0,0135	—	—	0,043
жидких $\lambda_ж$	0,1891	—	0,1264	—	0,1322	0,1276	—	—	0,136
Отношение объема газа к 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 °С — 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 °С, давление 101,3 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 °С, давление 101,3 кПа, влажность 0).

Зависимость между объемом газа при нормальных и стандартных условиях следующая:

$$V_0 = V\,[273/(273 + t)]\,[(p_б + p_и)/101{,}3] = 2{,}695V\,(p_{абс}/T); \tag{1.5}$$

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

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 °С и p = 101,3 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.

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

Плотность, или масса единицы объема, обозначаемая буквой ρ, — отношение массы тела m, кг, к его объему, V, $м^3$:

$$\rho = m/V \tag{1.7}$$

или с учетом химической формулы газа

$$\rho = M/V_м = M/22{,}4, \tag{1.8}$$

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

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

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

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

где ρ_1, ρ_2, ..., ρ_n — плотность компонентов газового топлива, кг/м³; V_1, V_2, ..., 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:

$$d = \rho/1{,}293 \tag{1.10}$$

или

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

1.5. ЗАКОНЫ ИДЕАЛЬНОГО ГАЗА

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

$$p_1 v_1 = p_2 v_2 = \text{const}. \tag{1.12}$$

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

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

или при постоянном объеме

$$p_t = p_0 (1 + \beta_p t) = p_0 (1 + t/273{,}15), \tag{1.14}$$

где V_t, V_0 — объемы газа при t °С и 0 °С; p_t и p_0 — давление газа (абсолютное) при t °С и 0 °С; β_p — коэффициент объемного расширения идеального газа, численно равный коэффициенту изменения давления:

$$\beta_p = 1/273{,}15 = 0{,}00366. \tag{1.15}$$

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

$$V_1/V_2 = T_1/T_2; \tag{1.16}$$

$$p_1/p_2 = T_1/T_2. \tag{1.17}$$

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

$$V_1 = V_2 (p_2 T_1)/(p_1 T_2); \tag{1.18}$$

$$v_2 = v_1 (p_2 T_1)/(p_1 T_2); \tag{1.19}$$

$$\rho_1 = \rho_2 (p_1 T_2)/(p_2 T_1). \tag{1.20}$$

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

$$V_н = 2{,}6965V\,(p_{абс}/T); \quad \rho_н = 0{,}3708\rho\,(T/p_{абс}); \tag{1.21}$$

$$V = 0{,}3708V_н\,(T/p_{абс}); \quad \rho = 2{,}6965\rho_н\,(p_{абс}/T). \tag{1.22}$$

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

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

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

где $V_н$, $\rho_н$ — объем, м³, и плотность, кг/м³, газа при $p_{абс} = 101{,}3$ кПа и $T = 273{,}15$ К; V, ρ — объем, м³, и плотность, кг/м³, газа при $p_{абс}$, кПа, и T, К; $V_{ст}$, $\rho_{ст}$ — объем, м³, и плотность, кг/м³, 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 числом Авогадро. 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 м³.

Основные значения молекулярных масс и молярных объемов, а также плотности газов приведены в табл. 1.2. Следствием закона Авогадро являются соотношения $p_1/p_2 = M_1/M_2$; $v_2/v_1 = M_1/M_2$ или $v_1M_1 = v_2M_2 = V_м$, 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:

$$p_{абс}v/T = R = \text{const}, \tag{1.25}$$

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 °С (1 К). Единицы газовой постоянной — кг·м/(кг·°С); ккал/(кг·°С); Дж/(кг·К) и 1 Дж/(кг·К) = 0,238846 кал/(кг·°С) = = 0,10197 кг·м/(кг·°С).

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

$$p_{абс}V = mRT \tag{1.26}$$

или для смеси газов

$$p_{абс}V = m_{см}RT, \qquad (1.26а)$$

где $m_{см}$ — масса смеси, кг.

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

$$p_{абс}V_м = MRT. \qquad (1.27)$$

Так как $V_м = \upsilon M$, то

$$p_{абс}\upsilon M = MRT. \qquad (1.27а)$$

Последние уравнения, отображающие параметры состояния любого газа, носят название уравнений Менделеева.

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, $V_м = 22{,}0$ м³/кмоль и $T = 273{,}15$ К газовая постоянная для 1 кмоль $MR = 831{,}96$ кгс × × м/(кмоль·°С) = 8153,21 Дж/(кмоль·К). Для двухатомных газов и для метана она равна 847,1 кгс·м/(кмоль·°С) = 8301,6 Дж/× × (кмоль·К).

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

$$R = 8153{,}21/M. \qquad (1.28)$$

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

1.6. 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. Парциальным называют давление, которое имеет каждый газ в объеме смеси и при температуре смеси:

$$p_{абс} = p_1 + p_2 + \ldots + p_n. \qquad (1.29)$$

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

$$p_i = yp_n. \qquad (1.30)$$

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:

$$V = V_1 + V_2 + \ldots + V_n. \qquad (1.31)$$

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

$$V_i = yV_n. \qquad (1.32)$$

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 кмоля углеводородного 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:

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

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

Так как объем смеси равен сумме объемов входящих в нее газов

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

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

то $y_1 + y_2 + \cdots + y_n = 1$.

Задание смеси молярными долями (числом киломолей). Оно тождественно таковому 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, ..., 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,

$$m_1/m = g_1; \quad m_2/m = g_2; \quad m_n/m = g_n, \qquad (1.35)$$

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

Если

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

то

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

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

ТАБЛИЦА I.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	$y_1m_1 = g_1$	$g_1 \Big/ \sum_1^n g_i$
2	y_2	m_2	$y_2m_2 = g_2$	$g_2 \Big/ \sum_1^n g_i$
3	y_3	m_3	$y_3m_3 = g_3$	$g_3 \Big/ \sum_1^n g_i$
. . .	. . .	. . .	. . . . .	. . . . .
n	y_n	m_n	$y_nm_n = g_n$	$g_n \Big/ \sum_1^n g_i$
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

$$M_{см} = (y_1m_1 + y_2m_2 + \cdots + y_nm_n)/100. \qquad (1.37)$$

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

$$M_{см} = y_1m_1 + y_2m_2 + \cdots + y_nm_n$$

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	$g_1/m_1 = M_1$	$M_1 \Big/ \sum_1^n M_i = y_1$
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

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

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

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

или сокращенно

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

Средняя плотность смеси $\rho_{см}$, кг/м^3, определяется как отношение средней молекулярной массы к среднему молекулярному объему:

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

Средняя относительная плотность смеси по воздуху

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

Средний молекулярный объем смеси, м^3,

$$V_{м.\,см} = y_1 V_{м1} + y_2 V_{м2} + \cdots + y_n V_{мn}. \qquad (1.42)$$

Для приближенных расчетов средний молекулярный объем углеводородных газов и их смесей может приниматься равным 22 м^3/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/м^3, определяется по формуле

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

где ρ_1, ρ_2, ..., ρ_n — плотность компонентов, входящих в смесь, кг/м^3.

ТАБЛИЦА I.5

Пересчет концентраций газов и паров из одних единиц в другие

Молекулярная масса	1 мг/л = = 1 ppm	1 ppm = = 1 мг/л	Молекулярная масса	1 мг/л = = 1 ppm	1 ppm = = 1 мг/л	Молекулярная масса	1 мг/л = = 1 ppm	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

$$R_{см} = g_1R_1 + g_2R_2 + \cdots + g_nR_n = 8153{,}21 \sum_1^n g_i/M_i, \qquad (1.44)$$

где R_1, R_2, ..., R_n — удельные газовые постоянные компонентов, Дж/(кмоль·К); M_1, M_2, ..., 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)

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

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

$$1 \text{ мг/л} = 6{,}236\ T/(Mp) \qquad (1.46)$$

(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, выражениых в миллиграммах на литр, на 1 млн. часть (ppm) воздуха пользуются формулой

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

а для обратного пересчета

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

Пересчет концентраций, выраженных в миллиграммах на 1 м^3, выполняется с помощью формул

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

$$1 \text{ об.\%} = Mp/(0{,}062367T) \text{ мг/м}^3; \quad (1.51)$$

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

Для облегчения наиболее часто встречающихся пересчетов приведена табл. 1.5.

В американской литературе концентрации газа выражаются в фунтах 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 фунта/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:

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

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

$$p_{\text{абс}} = \sum p_i = \sum x_i p_i', \quad (1.54)$$

где p_i— парциальное давление паров компонента i в смеси; p_i' — 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 жидкнх компонентов, выраженную в килограммах на литр. Массу каждого компонента делят иа 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 компоиента в долях единицы. Порядок пересчета приведен в табл. 1.6.

Пересчет объемного состава жидкой смеси в массовый выполняется в обратиом порядке. Объем каждого компонента умножают на его плотиость и получают массу компонента в килограммах, которую делят на их общую массу и получают массовую коицентрацию компоиента в долях единицы. Пересчет объемиого со-

ТАБЛИЦА 1.6

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
1	g_1	ρ_1	g_1/ρ_1	$V_1/\sum V_i$
2	g_2	ρ_2	g_2/ρ_2	$V_2/\sum V_i$
3	g_3	ρ_3	g_3/ρ_3	$V_3/\sum V_i$
. . . .	. . . .	. . . .	. . . . .	. . . . .
n	g_n	ρ_n	g_n/ρ_n	$V_n/\sum V_i$
Итого	100,0		$\sum V_i$	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

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

при выражении массового состава в долях единицы

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

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

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

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

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

Средняя молекулярная масса жидкой смеси в молекулярном составе

$$M_{см} = y_1M_1 + y_2M_2 + \ldots + y_nM_n, \quad (1.59)$$

где y_1, y_2, ..., 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

$$V = mV_м/M, \quad (1.60)$$

где m — масса сжиженного углеводорода, кг; M — молекулярная масса углеводорода; $V_м$ — молярный объем углеводорода, м³/моль. Для приближенного подсчета объем углеводородных газов, входящих в состав сжиженных газов, $V_м$ 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

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

для смеси в молекулярном составе

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

для смеси в объемном составе

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

где $m_{см}$ — масса жидкой смеси, кг; $V_м$ — средний молекулярный объем смеси, м³; r_1, r_2, ..., 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:

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

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, *н*-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

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

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

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

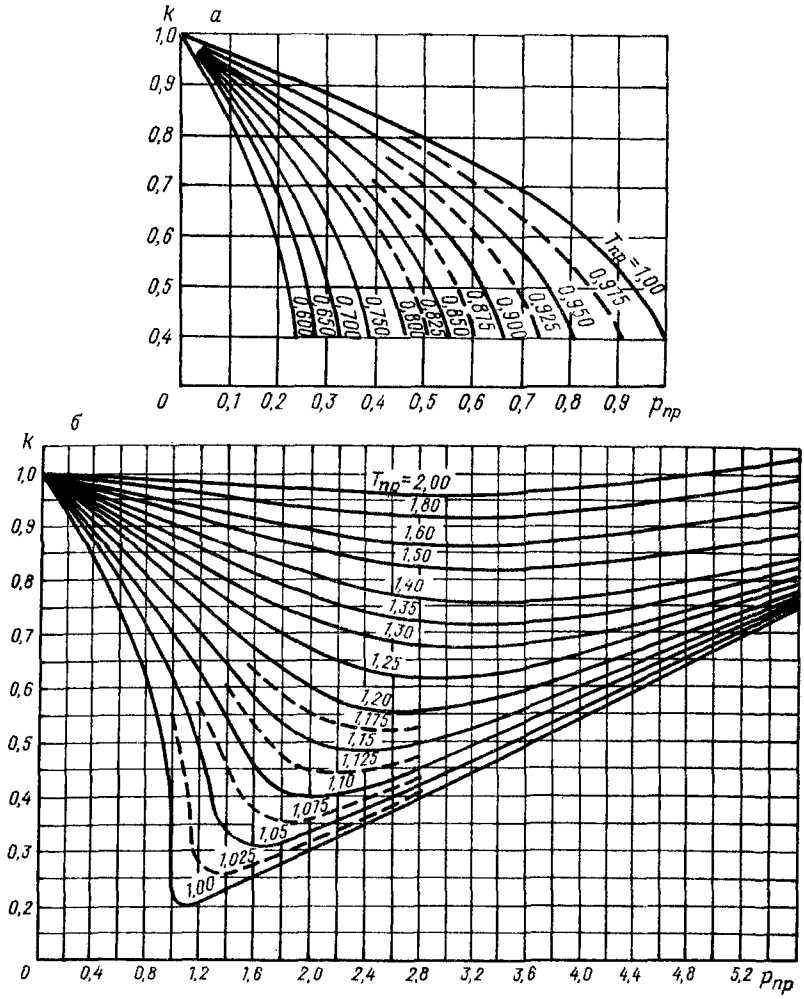


Рис. 1.1. Зависимость коэффициента сжимаемости газов k от приведенных температуры $T_{пр}$ и давления $p_{пр}$.
а — при $p_{пр} \leqslant 1$; *б* — при $p_{пр}$ до 5,6.

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

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

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

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

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

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

Р е ш е н и е. Плотность смешанного газа, кг/м³, при $p = 101{,}3$ кПа и $t = 0\,^{\circ}C$ по данным табл. 1.2

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

Критические параметры находим по табл. 1.2:

	$p_{кр}$, МПа (абс.)	$T_{кр}$, 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
н-Бутан	3,747	152,01 + 273,15 = 427,16
н-Бутилен	3,945	144,4 + 273,15 = 417,55

Средние критические параметры смеси определяются по формулам

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

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

Приведенное давление

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

Приведенная температура

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

Плотность смеси газа

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

где $k = 0{,}75$, тогда

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

Удельный объем

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

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.

ТАБЛИЦА 1.7

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}	*н*-Бутан *н*-C_4H_{10}	*н*-Пентан *н*-C_5H_{12}	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	*н*-Бутилен *н*-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 определенной температуре 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 к р и в ы м и и с п а р е н и я. 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 равно-

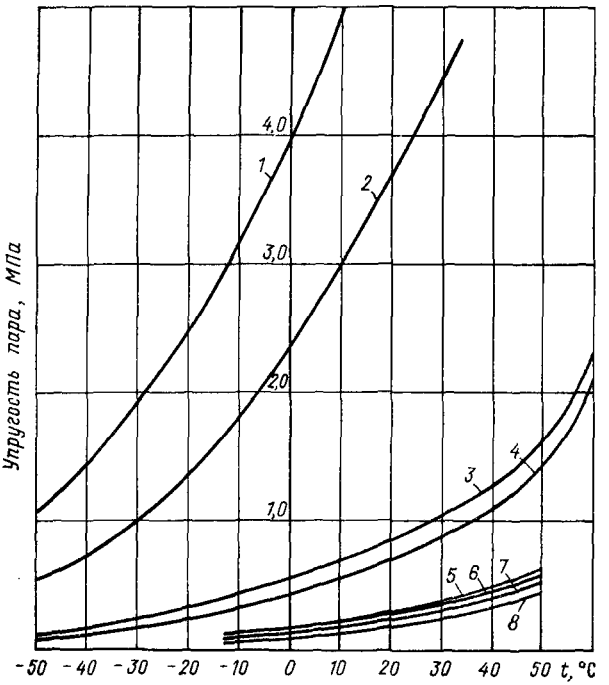


Рис. 1.2. Упругость насыщенных паров сжиженных углеводородных газов. *1* — C_2H_4; *2* — C_2H_6; *3* — C_3H_8; *4* — C_3H_6; *5* — i-C_4H_{10}; *6* — i-C_4H_8; *7* — $н$-C_4H_8; *8* — $н$-C_4H_{10}.

весия справедливо уравнение, объединяющее закон Дальтона и Рауля:

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

где k_i — константа равновесия или распределения системы жидкость — пар; p_i — парциальное давление; x_i — мольная 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

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

для паровой фазы

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

где a_i — мольная 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 $p_{общ} = x_i p_1' + x_2 p_2' + \ldots + x_n p_i'$, 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

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

затем концентрацию каждого компонента в жидкой фазе $x_i = p/p_i$.

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

Пример 1. Определить состав смеси равновесной паровой фазы при $t =$ $= 30\,^{\circ}C$, если молярный состав жидкой фазы следующий, %: C_3H_8 — 50, C_3H_6 — 20 и $н$-C_4H_{10} — 30.

Р е ш е н и е. 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

$$r_{C_3H_8} = 0{,}5 \cdot 1{,}080 : 0{,}88 = 0{,}614;$$

$$r_{C_3H_6} = 0{,}2 \cdot 1{,}280 : 0{,}88 = 0{,}291;$$

$$r_{н\text{-}C_4H_{10}} = 0{,}3 \cdot 0{,}280 : 0{,}88 = 0{,}095;$$

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

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

$$k_{C_3H_8} = 1{,}228; \quad k_{C_3H_6} = 1{,}455; \quad k_{н\text{-}C_4H_{10}} = 0{,}3166;$$

$$r_{C_3H_8} = 1{,}228 \cdot 0{,}5 = 0{,}614;$$

$$r_{C_3H_6} = 1{,}455 \cdot 0{,}2 = 0{,}291;$$

$$r_{н\text{-}C_4H_{10}} = 0{,}3166 \cdot 0{,}3 = 0{,}095.$$

Пример 2. Определить состав смеси равновесной жидкой фазы при $t =$ $= 30\,^{\circ}C$, если известно, что молярный состав паровой фазы следующий, %: C_3H_8 — 80 и $н$-C_4H_{10} — 20.

Р е ш е н и е. 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

$$r_{C_3H_8} = 0{,}8 \cdot 0{,}6873 : 1{,}080 = 0{,}509;$$

$$r_{н\text{-}C_4H_{10}} = 0{,}2 \cdot 0{,}6873 : 0{,}280 = 0{,}491;$$

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

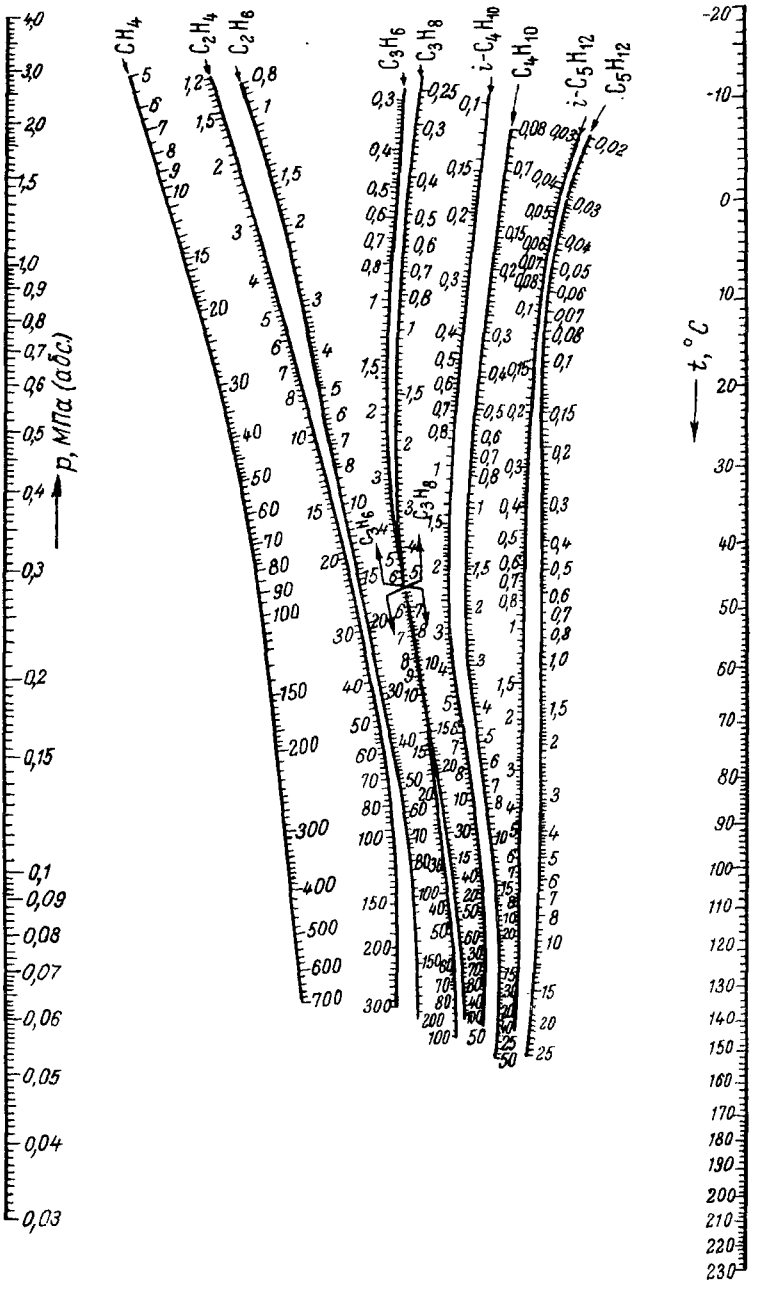


Рис. 1.3. Номограмма для определения констант фазового равновесия.

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

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 алкенов от температуры приведена в табл. 1.9.

1.13. ОБЪЕМНОЕ РАСШИРЕНИЕ И СЖИМАЕМОСТЬ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Жидкие углеводороды обладают весьма высоким коэффициентом объемного расширения $\beta_р$, 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

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

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:

$$\Delta p = (\beta_р/\beta_{сж})\, \Delta t, \qquad (1.78)$$

где Δt — разность температур, °С.

ТАБЛИЦА 1.8

Зависимость плотности и удельного объема алканов от температуры

Температура, °С	Пропан C_3H_8				Изобутан *изо*-C_4H_{10}				*н*-Бутан *н*-C_4H_{10}			
	Удельный объем		Плотность		Удельный объем		Плотность		Удельный объем		Плотность	
	жидкости, л/кг	пара, м³/кг	жидкости, кг/л	пара, кг/м³	жидкости, л/кг	пара, м³/кг	жидкости, кг/л	пара, кг/м³	жидкости, л/кг	пара, м³/кг	жидкости, кг/л	пара, кг/м³
—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	2,820
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 I.9

Зависимость плотности, кг/л, сжиженных алкенов от температуры

Температура, °С	Этилен C_2H_4	Пропилен C_3H_6	*н*-Бутилен *н*-C_4H_8	Изобутилен *изо*-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 I.10

Опытные коэффициенты объемного расширения β_p

Продукт	При $t = 15$ °С	В интервале температур, °С	
		—20 ÷ +10	+10 ÷ +40
Пропан	0,00306	0,00290	0,00372
Пропилен	0,00294	0,00280	0,00368
н-Бутан	0,00212	0,00209	0,00220
н-Бутилен	0,00203	0,00194	0,00210
Керосин	0,00095	—	—
Вода	0,00019	—	—

ТАБЛИЦА I.11

Зависимость коэффициента объемного расширения β_p, $°C^{-1} \cdot 10^{-3}$, 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

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. I.11

Давление, МПа	Температура, °С				
	20	40	60	80	100
	Сжиженный *н*-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 I.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
н-Бутан	0,488	2,05
н-Бутилен	0,526	1,90
Пропан	0,425	2,35
Пропилен	0,445	2,25

ТАБЛИЦА I.13

Зависимость коэффициента объемного сжатия $\beta_{сж}$ от давления, $МПа^{-1} \cdot 10^{-6}$

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 *н*-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. ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ

Все углеводородные газы в реальных условиях содержат водяной пар. Его количество при заданных температуре и давлении газа строго определенно. 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/м^3, 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,

$$W = (R_г/R_п)\,[\varphi p_п/(p - \varphi p_п)], \qquad (1.79)$$

где $R_г$ и $R_п$ — удельные газовые постоянные сухого газа и водяного пара, Дж/(кг·К); φ — относительная влажность газа; $p_п$ — упругость насыщенных паров воды при заданной температуре, кПа; p — общее давление влажного газа, кПа.

При давлении p, намного превышающем парциальное давление водяных паров,

$$W = (R_г/R_п)\,(p_п/p)\,\varphi. \qquad (1.79а)$$

В практике приходится пересчитывать объем влажных газов на объем сухих газов, м^3, при нормальных и стандартных условиях:

$$V_{0°\,С,\ 101{,}3\ сух} = V_{вл} \cdot 273{,}15\,(p - p_п)/[(273{,}15 + t) \cdot 101{,}3];$$

$$V_{20°\,С,\ 101{,}3\ сух} = V_{вл} \cdot 293{,}15\,(p - p_п)/[(293{,}15 + t) \cdot 101{,}3],$$

где $V_{сух}$ — объем сухого газа при нормальных и стандартных условиях, м^3; $V_{вл}$ — то же, влажного газа (при температуре t °С и давлении p кПа), м^3.

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 $\varphi \leqslant 0{,}6$ 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 $CH_4 \cdot 7H_2O$, этан — $C_2H_6 \cdot 8H_2O$, пропан — $C_3H_8 \cdot 18H_2O$ 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, *н*-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 обрзоавание зависит также от состава сжиженных газов и соответ-

ТАБЛИЦА 1.15

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 °С, а *н*-бутана — до —0,5 °С. Смесь паров пропана и *н*-бутана (50 мас. %), широко используемая при газоснабжении коммунально-бытовых потребителей, образует конденсат уже при температуре —21 °С (при избыточном давлении 0,3 МПа конденсация смеси наступает примерно при 10 °С).

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 необходимых 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 (метиловый 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 точке росы. 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 °С, а *н*-бутану при давлении 0,374 МПа (абс.) +40 °С. 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

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

где r_1, r_2, ..., r_n — молярная доля компонентов; p_1, p_2, ..., 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.

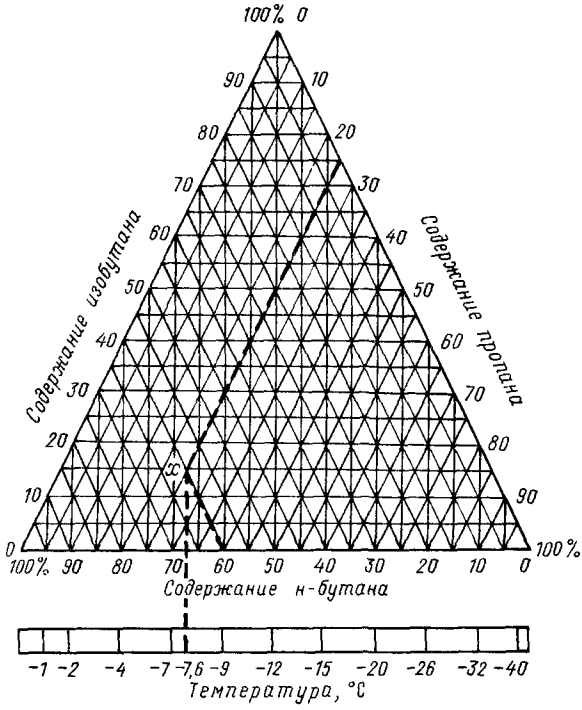


Рис. 1.4. Номограмма для определения точки росы пропана, изобутана и *н*-бутана при атмосферном давлении.

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 *н*-бутана. Например, для определения точки росы смеси в точке *x*, содержащей 25% пропана, 60% *н*-бутана и 15% изобутана, достаточно найти точку пересечения линий, соответствующих 25% пропана и 60% *н*-бутана. Проведя из этой точки перпендикуляр к шкале температур, находим точку росы трехкомпонентной смеси, равную в нашем случае —7,6 °С. Ниже приведены приближенные точки росы газообразной смеси технического пропана и *н*-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, °С	—42	—32	—26	—21	—17	—13	—10	—8	—5	—2	0

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

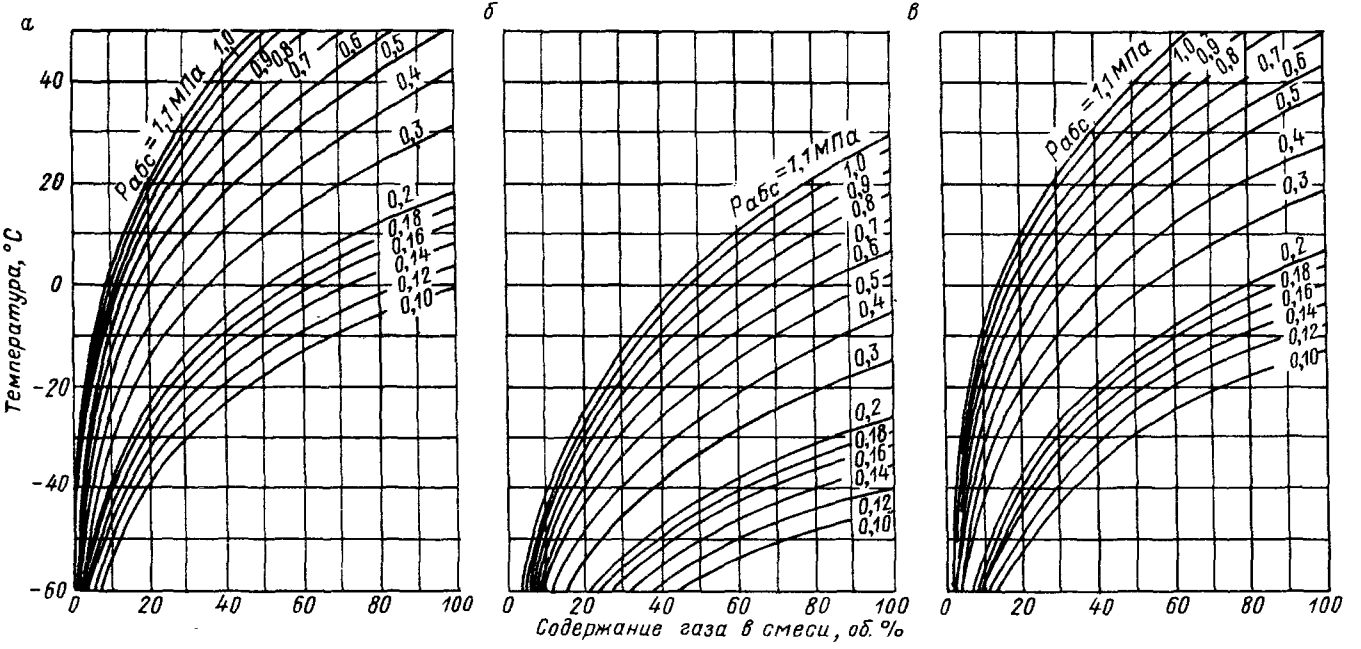


Рис. 1.5. Графики точек росы смесей с воздухом *н*-бутана (*а*), пропана (*б*), изобутана (*в*).

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 газовоздушной смеси, зависит от парциального давления газа в смеси. На рис. 1.5 приведены точки росы смесей пропана, изобутана, и *н*-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 см^2 поверхности раздела фаз, называется поверхностным натяжением. Единица измерения поверхностного натяжения — ньютон на метр (Н/м). Если в системе не происходит массо- или теплообмена, поверхностное натяжение является физической константой, характеризующей систему жидкость — пар или жидкость — жидкость.

Поверхностное натяжение системы жидкость — пар можно определить по формуле

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

где c — 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

$$\sigma = \sigma_0\,[(t_{кр} - t)/(t_{кр} - t_0)]^{1,2}, \qquad (1.81)$$

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:

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

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

ТАБЛИЦА 1.16

Поверхностное натяжение, кН/м, сжиженных углеводородных газов

Температура, °С	Этан C_2H_6	Пропилен C_3H_6	Пропан C_3H_8	*н*-Бутилен *н*-C_4H_8	Изобутилен *изо*-C_4H_8	Изобутан *изо*-C_4H_{10}	*н*-Бутан *н*-C_4H_{10}	*н*-Пентан *н*-C_5H_{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 $p_п = f(T, p)$.

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.

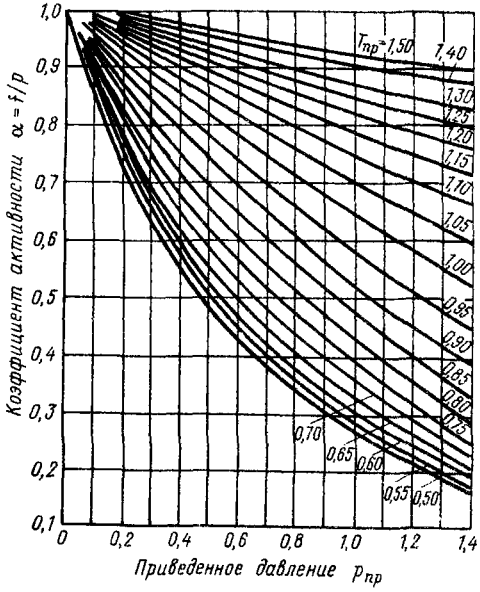


Рис. 1.6. Зависимость коэффициента активности паров углеводородов α от приведенных температуры и давления.

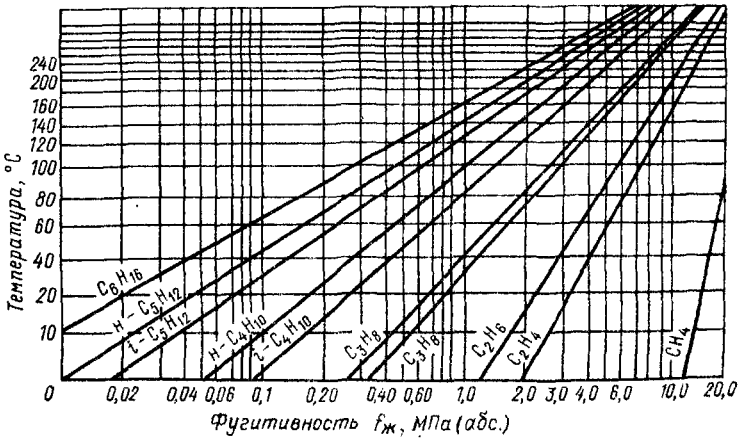


Рис. 1.7. Зависимость фугитивности сжиженных углеводородных газов от температуры.

Величина, показывающая, во сколько раз фугитивность больше упругости насыщенных паров, т. е. $f/p_п$, называется коэффициентом активности вещества α. Аналогично коэффициенту сжимаемости для этого коэффициента по приведенным давлению $p_{пр}$ и температуре $T_{пр}$ 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

$$\ln(f_{жi}/f_{пi}) = V_{ж}(p - p_{пi})/(RT) \qquad (1.83)$$

или через десятичный логарифм

$$\lg(f_{жi}/f_{пi}) = V_{ж}(p - p_{пi})/(2{,}3RT), \qquad (1.83а)$$

где $f_{жi}$ — фугитивность чистого компонента в чистом виде при давлении p и температуре T; $f_{пi}$ — фугитивность компонента при давлении насыщенного пара; p — давление смеси; $p_{пi}$ — 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 $f = \alpha p_{пi}$.

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

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:

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

ТАБЛИЦА 1.17

Коэффициенты теплопроводности углеводородных газов на линии насыщения, Вт/(м·°С)

Температура, °С	Этилен		Этан		Пропилен		Пропан		Изобутилен		Изобутан		*н*-Бутан	
	Жидкость	Пар	Жидкость	Пар	Жидкость	Пар	Жидкость	Пар	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	0,1087	0,0106	—	—	—	—	—	—
—30	0,1015	0,0234	0,1151	0,0169	0,1156	0,0124	0,1059	0,0119	—	—	—	—	—	—
—20	0,0924	0,0275	0,1055	0,0191	0,1118	0,0132	0,1028	0,0134	—	—	—	—	—	—
—10	—	—	0,0985	0,0216	0,1080	0,0142	0,0998	0,0146	—	—	0,1093	0,0121	—	—
0	—	—	0,0911	0,0246	0,1040	0,0153	0,0969	0,0159	0,1130	0,0128	0,1068	0,0134	0,1090	0,0119
10	—	—	0,0842	0,0281	0,1001	0,0163	0,0939	0,0172	0,1194	0,0140	0,1040	0,0144	0,1065	0,0129
20	—	—	—	—	0,0957	0,0174	0,0910	0,0187	0,1076	0,0151	0,1009	0,0157	0,1036	0,0140
30	—	—	—	—	0,0913	0,0186	0,0880	0,0202	0,1047	0,0165	0,0982	0,0168	0,1010	0,0152
40	—	—	—	—	0,0867	0,0199	0,0848	0,0221	0,1022	0,0177	0,0957	0,0180	0,0985	0,0164
50	—	—	—	—	0,0821	0,0218	0,0812	0,0240	0,0991	0,0189	0,0926	0,0198	0,0958	0,0177
60	—	—	—	—	0,0775	0,0243	0,0777	0,0262	0,0963	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 обусловливается 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 приближенно по формуле

$$\lambda_T = [\lambda_0 (273{,}15 + c)/(T + c)] (T/273{,}15)^{3/2} \qquad (1.85)$$

[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, *н*-бутан — 340, *н*-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 умереиных давлениях измеияется незначительио.

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

$$\lambda = 0{,}5 (\lambda' - \lambda''), \qquad (1.86)$$

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

$$\lambda' = V_1\lambda_1 + V_2\lambda_2 + \ldots + V_n\lambda_n;$$
$$1/\lambda'' = V_1/\lambda_1 + V_2\lambda_2 + \ldots + V_n\lambda_n, \qquad (1.87)$$

где V_1, V_2, ..., 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

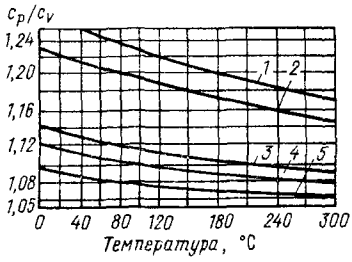


Рис. 1.8. Зависимость отношения c_p/c_V от температуры. *1* — CH_4; *2* — C_2H_6; *3* — C_3H_8; *4* — C_4H_{10}; *5* — C_5H_{12}.

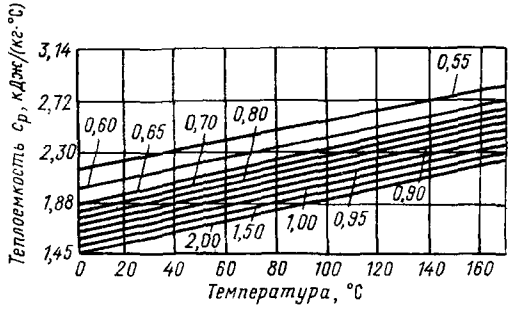


Рис. 1.9. Зависимость удельной теплоемкости c_p углеводородных газов при постоянном давлении от температуры и относительной плотности.

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·°С)], объемную c_V [кДж/(м³·°С)] и мольную $c_м$ [кДж/(кмоль·°С)].

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

$$c_M = c_м/M; \tag{1.88}$$

$$c_V = c_м/V = c_м/22{,}4; \tag{1.89}$$

$$c_м = c_M M = c_V V. \tag{1.90}$$

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 темплоемкости 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

$$c_p = c_{p0} + \Delta c_p, \tag{1.91}$$

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

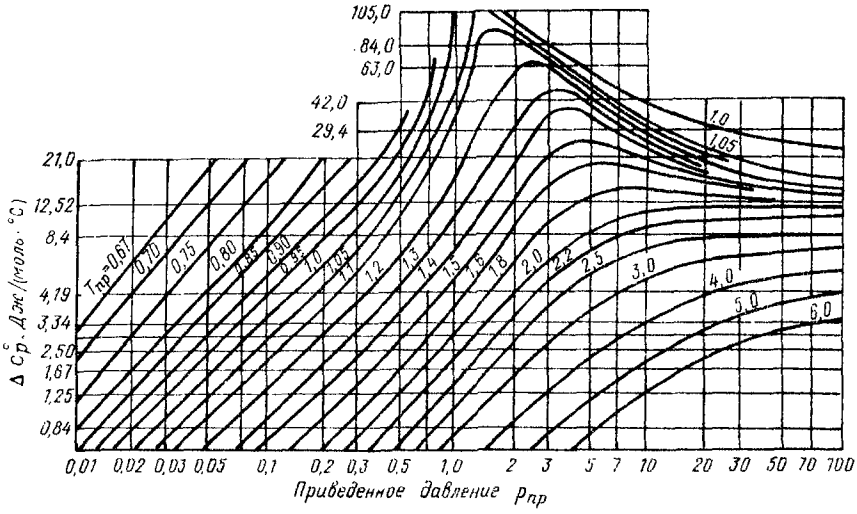


Рис. 1.10. Зависимость мольной теплоемкости от приведенных температуры и давления.

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

Расчетное уравнение для Δc_p имеет вид

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

где 1,986 — универсальная газовая постоянная.

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

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

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

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

где c'_{p1}, c'_{p2}, ..., c'_{pn} — удельные объемные теплоемкости компонентов, входящих в смесь; V_1, V_2, ..., V_n — объемные доли компонентов, входящих в смесь; c_{p1}, c_{p2}, ..., c_{pn} — удельные массовые теплоемкости компонентов, входящих в смесь; g_1, g_2, ..., 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 скрытой теплотой испарения (теплотой конденсации) понимается количество теплоты, необходимое для испарения 1 кг или

ТАБЛИЦА 1.20

Скрытая теплота испарения некоторых углеводородных газов, кДж/кг

Температура кипения, °С	Этан	Пропан	Изобутан	*н*-Бутан	*н*-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 кмоля 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° при данных T и p и нулевым значением U_0:

$$U_T = U^\circ - U_0^\circ. \qquad (1.95)$$

Единицы удельной внутренней энергии — джоуль на килограмм (Дж/кг), джоуль на киломоль (Дж/кмоль) и джоуль на метр кубический (Дж/м^3).

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

$$U_T \int_0^T c_V\,dT = \int_0^T c_p\,dT - Ap_{абс}v = \int_0^T c_p\,dT - ART; \qquad (1.96)$$

то же, для 1 м³ газа, кДж/м³:

$$U'_T = \rho_0 U_T; \qquad (1.97)$$

то же, для 1 кмоль, кДж/кмоль:

$$U_{TM} = MU_T, \qquad (1.98)$$

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 давленне 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:

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

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

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

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: $I_{TM} = MI_T$.

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:

$$\Delta I = c_{pM}(T_0 - T_1) = c_{pM}(t_2 - t_1), \qquad (1.101)$$

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

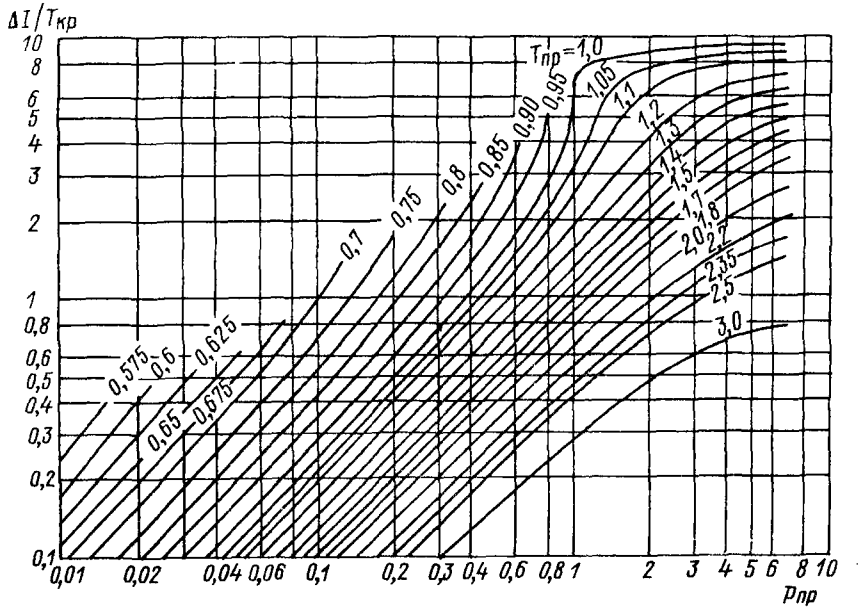


Рис. 1.11. Зависимость энтальпии газов от приведенных температуры и давления.

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

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

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

где $c_{ж} = c_{pж} \approx c_{Vж}$ — средняя теплоемкость жидкости, кДж/(кг·°С).

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).

Энтропия, так же как энтальпия и внутренняя энергия, является функцией состояния рабочего тела (системы). Элементарное приращение энтропии в любом обратимом процессе выражается соотношением

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

где dS — приращение энтропии, кДж/(кг·К); 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, К.

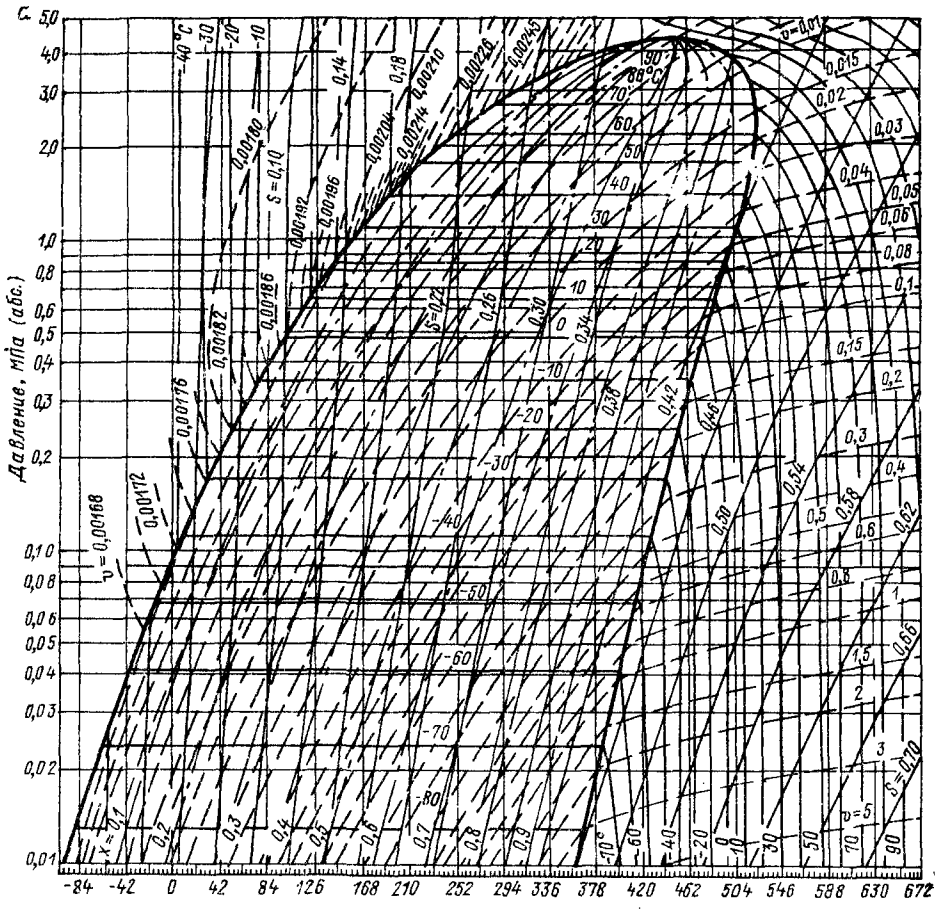
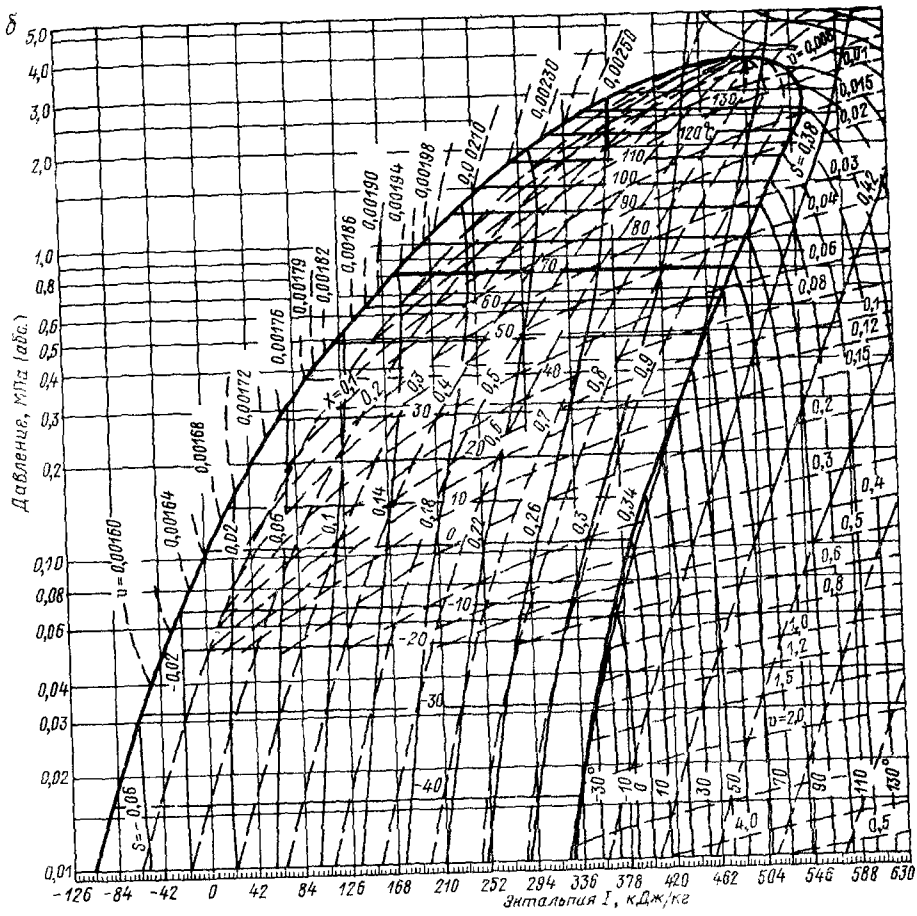


Рис. 1.12. Диаграммы состояния пропана (*а*) и *н*-бутана (*б*).

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 *н*-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 $ЖК$, характеризующей состояние жидкости, и кривой $ПК$, характеризующей состояние насыщенного пара. Между этими кривыми проведены штрихпунктирные линии из критической точки $К$ к линии постоянной сухости пара $КХ$ (X, кг/кг). Удельные объемы (v, м³/кг) показаны в области жидкости линиями $ОБ$, а в области пара — линиями $О'Б'В$. Линии постоянной температуры (t, °С) показаны в докритической зоне (ниже точки $К$) ломаной кривой $ТЕМЛ$, а в сверхкритической зоне (выше точки $К$) — главной кривой $Т'Е'$; линии постоянной энтропии [S, кДж/(кг·°С)] — кривыми $АД$. Пользо-

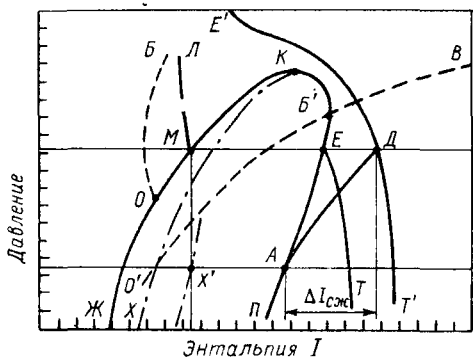


Рис. 1.13. Схема построения диаграмм состояния.

вание приведенными диаграммами состояния покажем на примерах.

Пример 1. Определить упругость насыщенных паров жидкого пропана, находящегося в резервуаре, если температура жидкости равна +20 °С.

Р е ш е н и е. Найдем на рис. 1.13 пересечение линии постоянной температуры, соответствующей +20 °С (линия *ТЕ*), с пограничной кривой насыщенного пара (линия *ПК*). 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 МПа (абс.). По табл. 1.7 упругость паров пропана при температуре +20 °С равна 0,833 МПа (абс.). Если линия постоянной температуры не пересекает пограничную кривую насыщенного пара (линия *Т'Е'*), 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.

Р е ш е н и е. 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 $I_{ж} = 140{,}7$ кДж/кг и энтальпия насыщенного пара $I_{н.\,п} = 495{,}6$ кДж/кг. Скрытая теплота испарения $I_{н.\,п} - I_{ж} = 495{,}6 - 140{,}7 = 354{,}9$ кДж/кг.

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

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

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

Р е ш е н и е. Дросселирование жидкостн проходит по линни постоянной энтальпни от точки пересечения лннин 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 °С.

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

Р е ш е н и е. Теоретическая работа сжатия определяется разностью энтальпии в конце процесса (точка $Д$ на рис. 1.13) и в начале процесса (точка A):

$$\Delta l_{сж} = l_{д} - l_{A}.$$

Температура пара (газа) в конце процесса определяется линией постоянной температуры, проходящей через точку $Д$. Для заданного примера по рис. 1.12 $\Delta l_{сж} = 512{,}4 - 449{,}4 = 63$ кДж/кг. Температура пара в коице процесса сжатия равна +25 °С.

ГЛАВА 2

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: $Wo = Q_н/\sqrt{d}$. 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/м³ (при t = 0 °С, p = 101,3 кПа)	Теплота сгорания, кДж/м³ (при t = 0 °С, p = 101,3 кПа)	
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	CO_2	H_2S	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/м³	39 400—52 000
Допустимое отклонение числа Воббе от номинального значения, %, не более	±5
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м³, не более	0,036
То же, сероводорода, г/м³, не более	0,02
То же, механических примесей, г/м³, 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/м³		Относительная плотность d
	высшая	низшая	
Метан CH_4	39,82	35,88	0,5548
Этан C_2H_6	70,31	64,36	1,048
Пропан C_3H_8	101,21	93,18	1,554
н-Бутан C_4H_{10}	133,80	123,57	2,090
Изобутан C_4H_{10}	132,96	122,78	2,081
Пентан C_5H_{12}	169,27	156,63	2,671
Бензол C_6H_6	162,615	155,67	2,967
Толуол C_7H_8	176,26	168,18	3,18
Водород H_2	12,75	10,79	0,0695
Оксид углерода CO	12,64	12,64	0,9671
Сероводород H_2S	25,35	23,37	1,188
Диоксид углерода CO_2	—	—	1,529
Азот N_2	—	—	0,967
Кислород O_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 обусловливает 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 — а л к а н о в, 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 — а л к е н ы, имеющие общую химическую формулу C_mH_{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 16350—80)

Система газоснабжения	За исключением холодной зоны		Холодная зона	
	Летний период	Зимний период	Летний период	Зимний период
Газобаллонная:				
с наружной установкой баллонов	СПБТЛ	СПБТЗ	СПБТЛ	СПБТЗ
с внутриквартирной установкой баллонов	СПБТЛ	СПБТЛ	СПБТЛ	СПБТЛ
портативные баллоны	БТ	БТ	БТ	БТ
Групповые установки:				
без испарителей	СПБТЛ	СПБТЗ	СПБТЗ, СПБТЛ	СПБТЗ
с испарителями	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	
сумма бутанов и бутиленов, не менее	Не нормируется	—	60
то же, не более	60		—
Жидкий остаток (в том числе углеводороды C_5 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	»		

ТАБЛИЦА 2.6

Средние характеристики газов высокотемпературной перегонки каменного угля и сланцев

Газ	Состав газа, об. %							Низшая теплота сгорания, кДж/м³	Плотность, кг/м³
	H_2	CH_4	C_mH_n	CO	CO_2	O_2	N_2		
Магнитогорского 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 коксовых печей Донбасса	57,6	22,6	1,9	6,8	2,3	0,8	8,0	16 000	0,47
Высокотемпературной перегонки 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. Приближенные 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 непроизводственного характера и т. п. (ателье, мастерские, парикмахерские, магазины и др.) следует принимать до 5% от суммар-

ТАБЛИЦА 2.7

Средние характеристики генераторных и доменных газов

Газ	Состав газа, об. %								Низшая теплота сгорания, кДж/м³	Плотность, кг/м³
	H_2	CH_4	C_mH_n	CO	CO_2	O_2	N_2	H_2S		
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
лисичанского 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 (печей, работающих 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)

Потребители газа	Показатель потребления	Норма расхода теплоты, МДж (тыс. ккал)
Фабрики-прачечные (стирка белья):		
механизированные	На 1 т сухого белья	8 800 (2100)
немеханизированные с сушильными шкафами	То же	12 600 (3000)
механизированные с сушкой и глажением	»	18 800 (4500)
Дезкамеры (дезинфекция белья и одежды):		
паровые	»	2 240 (535)
огневые	»	1 260 (300)
Бани:		
мытье без ванн	На 1 помывку	40 (9,5)
» в ваннах	То же	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 1 койку	3200 (760)
на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	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 (вие зависимости от пропускной способности предприятия)	На 1 обед	4,2 (1)
на приготовление завтраков или ужинов	На 1 завтрак или ужнн	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	2500 (600)
на выпечку хлеба подового, батонов, булок, сдобы	5450 (1300)
на выпечку кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья, пряников и т. п.)	7750 (1850)

ТАБЛИЦА 2.13

Тепловые нагрузки q_1, принимаемые в лабораториях на 1 м^2 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.

ТАБЛИЦА 2.14

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

Назначение расходуемого 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-, клубнеплодов	1 лошадь	1700 (400)
	1 корова	8400 (2000)
	1 свинья	4200 (1000)
	1 овца или 1 коза	400 (95)
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 вечерные 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

$$k_{\text{н}}^{\text{с}} = 17{,}0 : (100 : 7) \approx 1{,}20. \qquad (2.1)$$

Коэффициент месячной неравномерности (отношение максимального месячного расхода к среднемесячному)

$$k_{\text{н}}^{\text{м}} = 10{,}3 : (100 : 12) \approx 1{,}25. \qquad (2.2)$$

Коэффициент суточной неравномерности за год

$$k_{\text{н}} = k_{\text{н}}^{\text{с}} k_{\text{н}}^{\text{м}} = 1{,}20 \cdot 1{,}25 = 1{,}50. \qquad (2.3)$$

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

для крупных городов

$$k_{\text{н}}^{\text{ч}} = 7 : (100 : 24) = 1{,}68; \qquad (2.4)$$

для небольших городов

$$k_{\text{н}}^{\text{ч}} = 7{,}7 : (100 : 24) = 1{,}85. \qquad (2.5)$$

ТАБЛИЦА 2.15

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	Поликлиники
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	Больницы	Поликлиники
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	Гостинницы	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

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 2.21

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 обусловливается неравномерными режимами работы каждого установленного прибора или установки и несовпадением 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 $Q_{р.ч}$, м³/ч, при 0 °С и давлении 101,3 кПа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды определяют как долю годового расхода по формуле

$$Q_{р.ч} = k_м Q_{год}, \qquad (2.6)$$

где $k_м$ — коэффициент часового максимума расхода газа (коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому); $Q_{год}$ — годовой расход 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 $k_м$ на хозяйственно-бытовые нужды от численности населения, снабжаемого газом (без отопления) (по СНиП 2.04.08—87)

Число жителей, тыс. чел.	$k_м$	Число жителей, тыс. чел.	$k_м$
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, $Q_{р.ч}$ 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 $Q_{р.ч}$, м³/ч, можно определить и по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия по формуле

$$Q_{р.ч} = \sum_{i=1}^{m} k_0 q_i n_i, \qquad (2.7)$$

где k_0 — коэффициент одновременности для однотипных приборов или групп их (табл. 2.23 и 2.24); q_i — номинальный расход газа прибором или группой приборов, м³/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.

ТАБЛИЦА 2.23

Значения коэффициента одновременности k_0 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	0,223	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 одиотипных 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_0 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 однотипных 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_0 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.

ТАБЛИЦА 2.25

Коэффициент одновременности k_o 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, м³/ч,

$$Q_{р.ч} = 3{,}62qnk_o/Q_н^р \qquad (2.8)$$

(где q — номинальная тепловая мощность одного однотипного потребителя, кВт/ч; n — число однотипных потребителей в здании или на расчетном участке газопровода; k_o — коэффициент одновременного действия потребителей, принимаемый по табл. 2.25; $Q_н^р$ — низшая теплота сгорания газа, кДж/м³);

суточный, м³/сут,

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

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

ГЛАВА 3

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 настоящее время 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 $\mathrm{Re} \leqslant 2000$ и коэффициенте гидравлического сопротивления $\lambda = 64/\mathrm{Re}$

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

— для критического режима движения газа при $\mathrm{Re} = 2000 \div 4000$ и $\lambda = 0{,}0025 \sqrt[3]{\mathrm{Re}}$

$$H = 0{,}516 Q^{2{,}333}/(d^{5{,}333} \nu^{0{,}333} \rho l); \qquad (3.2)$$

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

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

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; $k_э$ — 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 сопротивлениях, но и потери, вызываемые разностью плотности газа и воздуха, т. е. гидростатический напор, Па,

$$H = \pm 9{,}81h(\rho_г - \rho_в),$$

где h — разность абсолютных отметок начальных и конечных участков газопровода, м; $\rho_г$, $\rho_в$ — плотность газа и воздуха (при температуре 0 °С 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

$$(p^2_{абс.\,н} - p^2_{абс.\,к})/l = 1{,}4 \cdot 10^{-5}\,(k_э/d + 1922\nu d/Q_н)^{0{,}25}\,(Q^2\rho/d^5), \tag{3.4}$$

где $p_{абс.\,н}$, $p_{абс.\,к}$ — 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

$$l = l_1 + \sum \zeta l_э, \tag{3.5}$$

где l_1 — действительная длина газопровода, м; $\sum\zeta$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода длиной l_1; $l_э$ — 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

$$l_э = 5{,}5 \cdot 10^{-6} Q/\nu; \tag{3.6}$$

— для критического режима движения газа

$$l_э = 12{,}15 d^{1{,}333}\nu^{0{,}333}/Q^{0{,}333}; \tag{3.7}$$

— для всей области турбулентного режима движения газа

$$l_э = d/[11\,(k_э/d + 1922\nu d/Q)^{0{,}25}]. \tag{3.8}$$

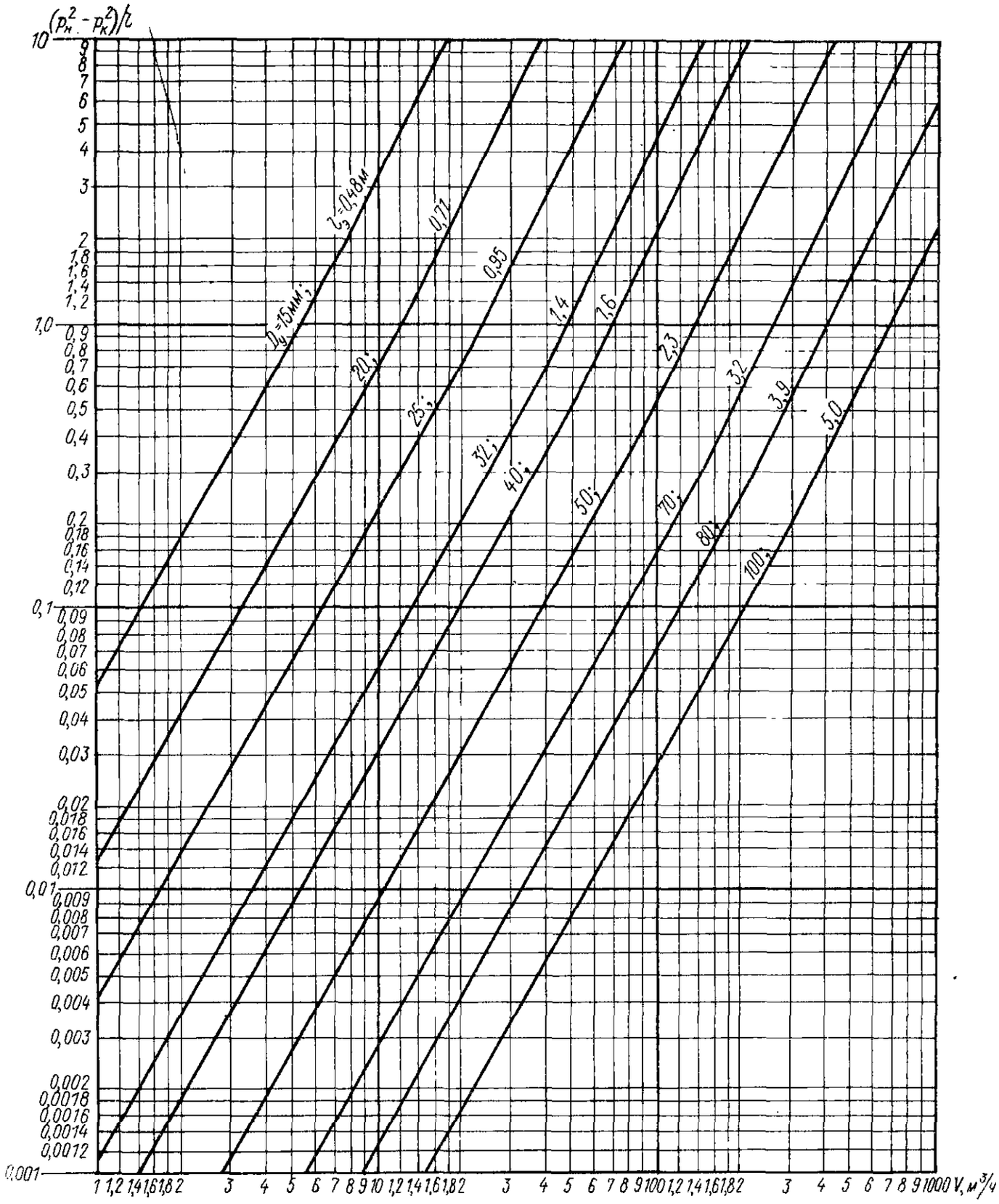


Рис. 3.1. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 15—100 мм,

Составлена для газа с $\rho = 0{,}73$ кг/м³ и $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

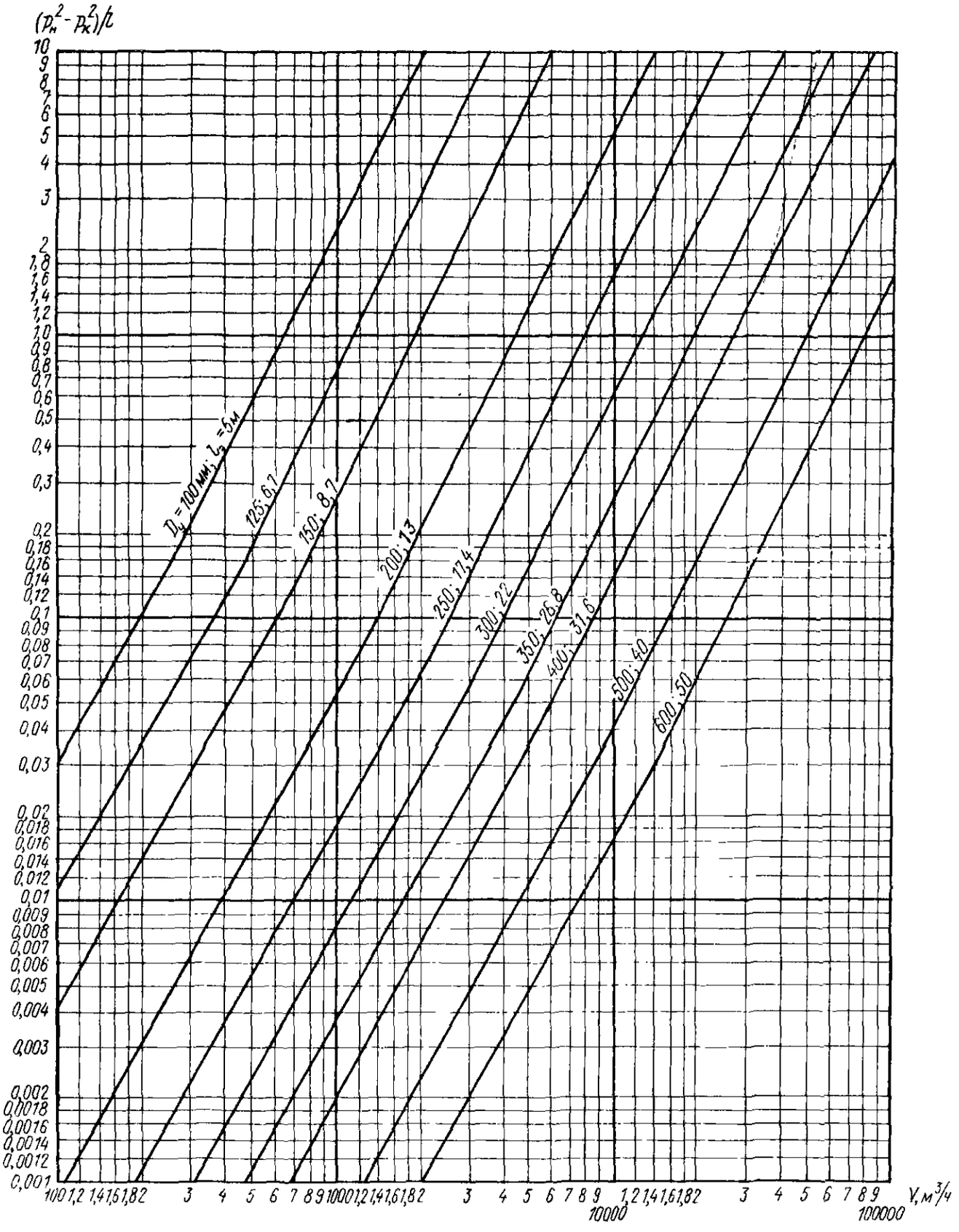


Рис. 3.2. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 100—600 мм.

Составлена для газа с $\rho = 0{,}73$ кг/м³ и $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

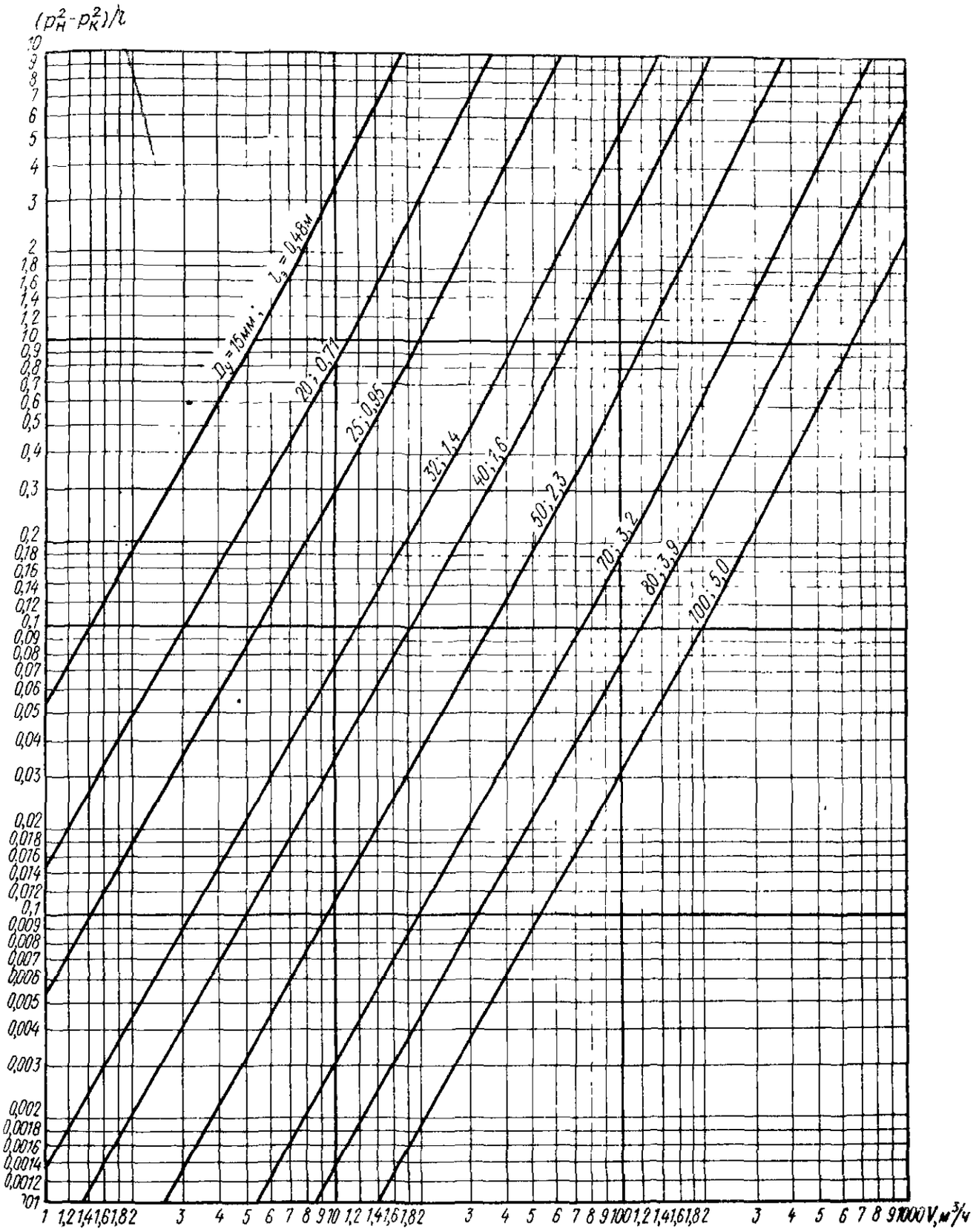


Рис. 3.3. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 15—100 мм.

Составлена для газа с $\rho = 0{,}79$ кг/м³ и $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

ТАБЛИЦА 3.1

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 трубопроводов	0,6—0,25
Кран пробочный	3,0—2,0	Внезапное сужение трубопроводов	0,4
Задвижки:		Плавное расширение трубопроводов (диффузоры)	0,25—0,8
параллельная	0,25—0,5	Плавное сужение трубопроводов (конфузоры)	0,25—0,3
с симметричным суженнем стенки	1,30—1,5	Тройники:	
Компенсаторы:		потоков слияния	1,7
волнистые	1,7—2,3	разделения потоков	1,0
лирообразные	1,7—2,4		
П-образные	2,1—2,7		

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.

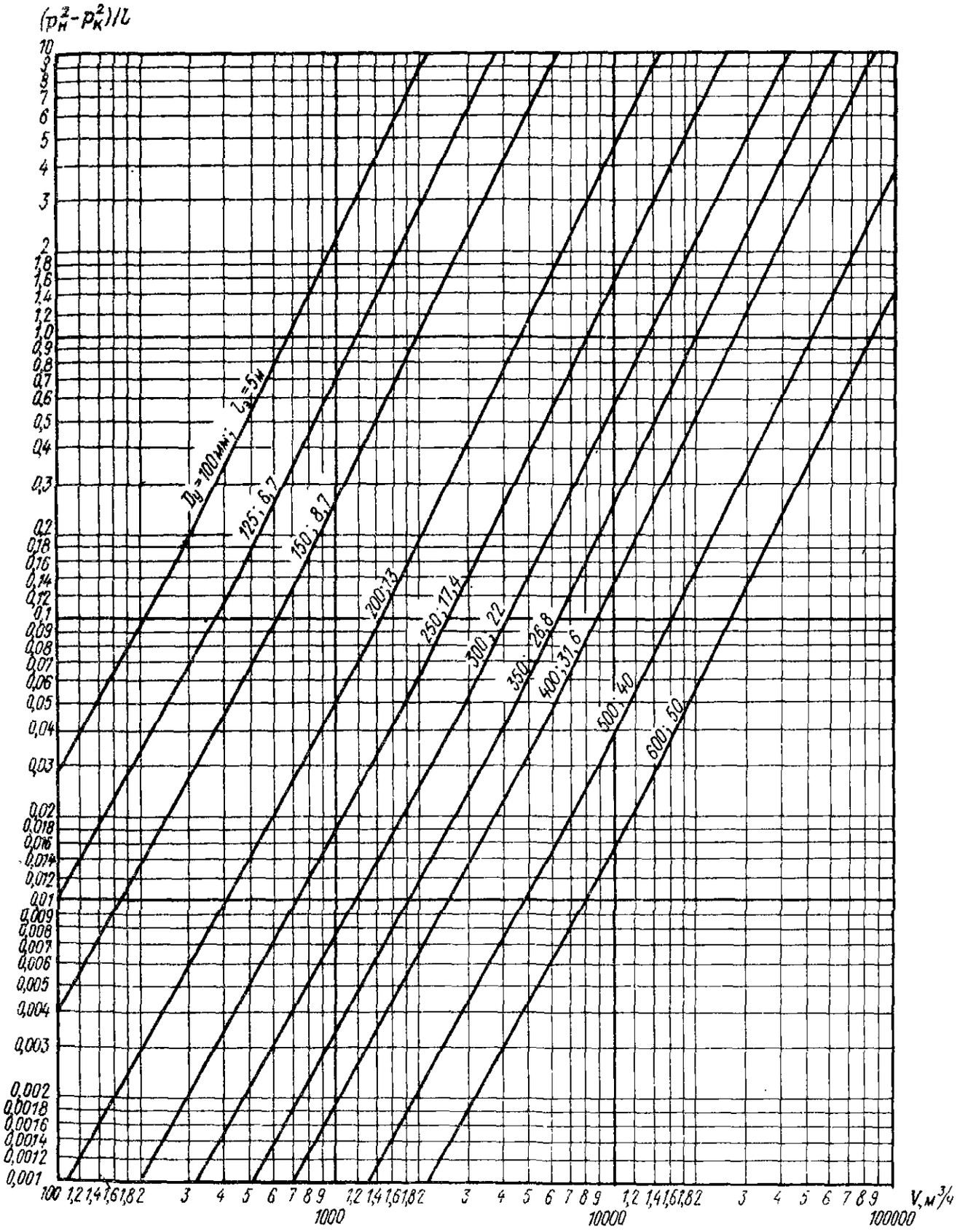


Рис. 3.4. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 100—600 мм.

Составлена для газа с $\rho = 0{,}79$ кг/м³ и $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

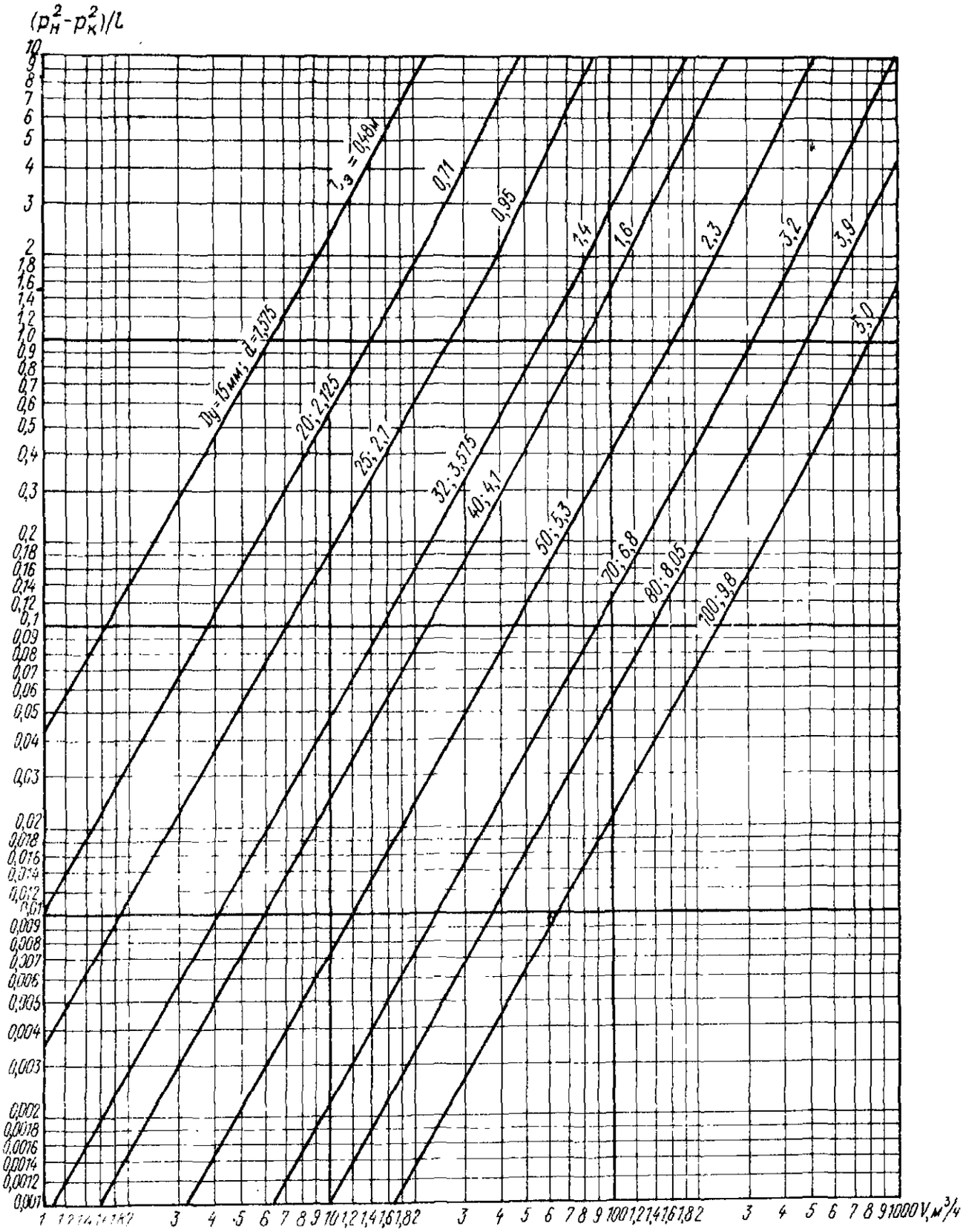


Рис. 3.5. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 15—100 мм.

Составлена для газа с $\rho = 0{,}5$ кг/м³ и $\nu = 25 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

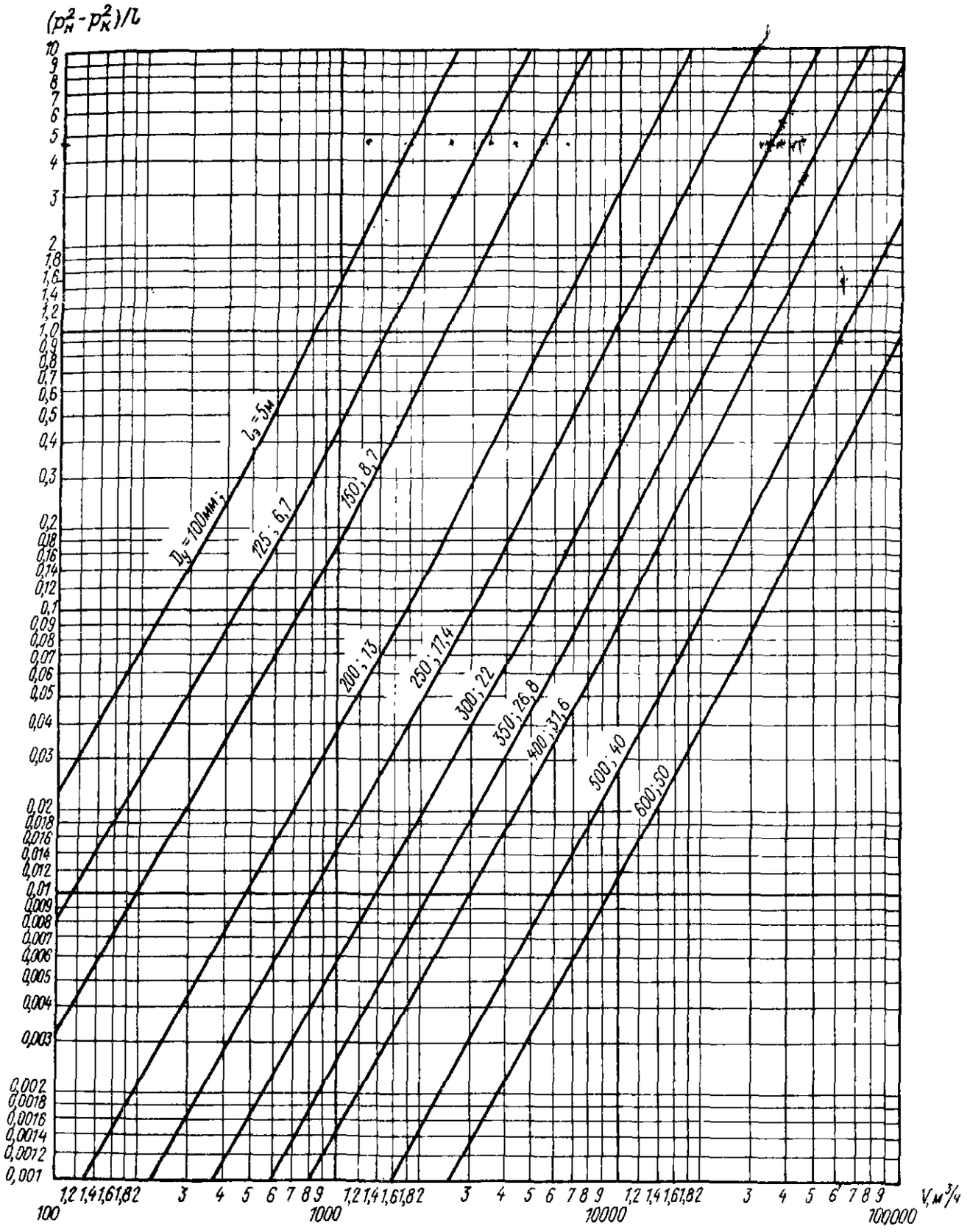


Рис. 3.6. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 100—600 мм.

Составлена для газа с $\rho = 0{,}5$ кг/м³ и $\nu = 25 \cdot 10^{-6}$ м²/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 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
	Природный газ ($\rho = 0{,}73$ кг/м³; $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ м²/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	2,72/0,76	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	84,6/3,2
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	94,1/3,3
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	3,07/9,53	5,89/0,74	12,66/1,1	18,3/1,3	36,8/1,9	72,53/2,8	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 ($\rho = 0{,}5$ кг/м³; $\nu = 25 \cdot 10^{-6}$ м²/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	0,44/0,097	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	0,55/0,12	1,69/0,37	2,92/0,65	6,28/1,1	12,4/1,5	19,6/2,0

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 3.2

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
0,17	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	16,6/1,6	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 ($\rho = 2$ кг/м³)

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	14,6/2,6
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

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 3-2

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 ($\rho = 1{,}6$ кг/м^3; $\nu = 9 \cdot 10^{-8}$ м^2/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

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 3.2

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход, дюймы; наружный и внутренний диаметры, мм							
	1/2; 21,25 и 15,75	3/4; 25,75 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
0,94	0,31/0,17	0,88/0,42	1,69/0,59	3,61/0,87	5,24/1,1	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	1,99/0,52	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	59,3/2,3	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 и в табл. 3.3 в числителе количество газа, проходящего через трубы, м³/ч; в знаменателе — условная длина прямолинейной трубы $l_э$, м, при $\zeta = 1$.

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; 108×5 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
	Природный газ ($\rho = 0{,}73$ кг/м³; $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ м²/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	626/14,9	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	1 796/24,0
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	103/4,7	175/6,3	424/10,0	766/13,7	1 243/17,7	1 912/22,3	2 669/26,5

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 3.3

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход: наружный и внутренний диаметр, мм							
	100; 108×5 и 98	125; 133×5,5 и 122	150; 159×5,5 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
0,56	61,0/3,5	110/4,8	186/6,4	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	3 189/22,0	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	1293/13,0	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	1365/13,0	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	6 484/26,8	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	10 004/31,6
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	3 569/17,4	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	9 631/22,0	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	20 508/26,8	28 312/31,6

Искусственные коксовые газы ($\rho = 0{,}5$ кг/м³; $\nu = 25 \cdot 10^{-6}$ м²/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

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 3.3

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	1043/8,3	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	1110/8,4	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	24 200/30,0
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 ($\rho = 2$ 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, 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
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	689/12,4	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	4 760/30,0
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	2620/21,0	3 940/27,3	5 435/30,0
5,25	138/5,0	244/6,5	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	1799/16,4	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	6 660/30,0
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	2840/16,4	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	11 880/30,0
25,0	301/5,0	533/6,5	885/8,5	2079/12,4	3660/16,4	5850/21,0	8 800/27,3	12 900/30,0
30,0	330/5,0	584/6,5	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

Пропано-воздушная смесь ($\rho = 1{,}6$ кг/м³; $\nu = 9 \cdot 10^{-6}$ м²/с)

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	4 460/30,0
3,0	108/4,4	196/6,0	332/7,9	800/12,7	1401/16,7	2244/21,0	3 390/26,0	4 660/30,0
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

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 3.3

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
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

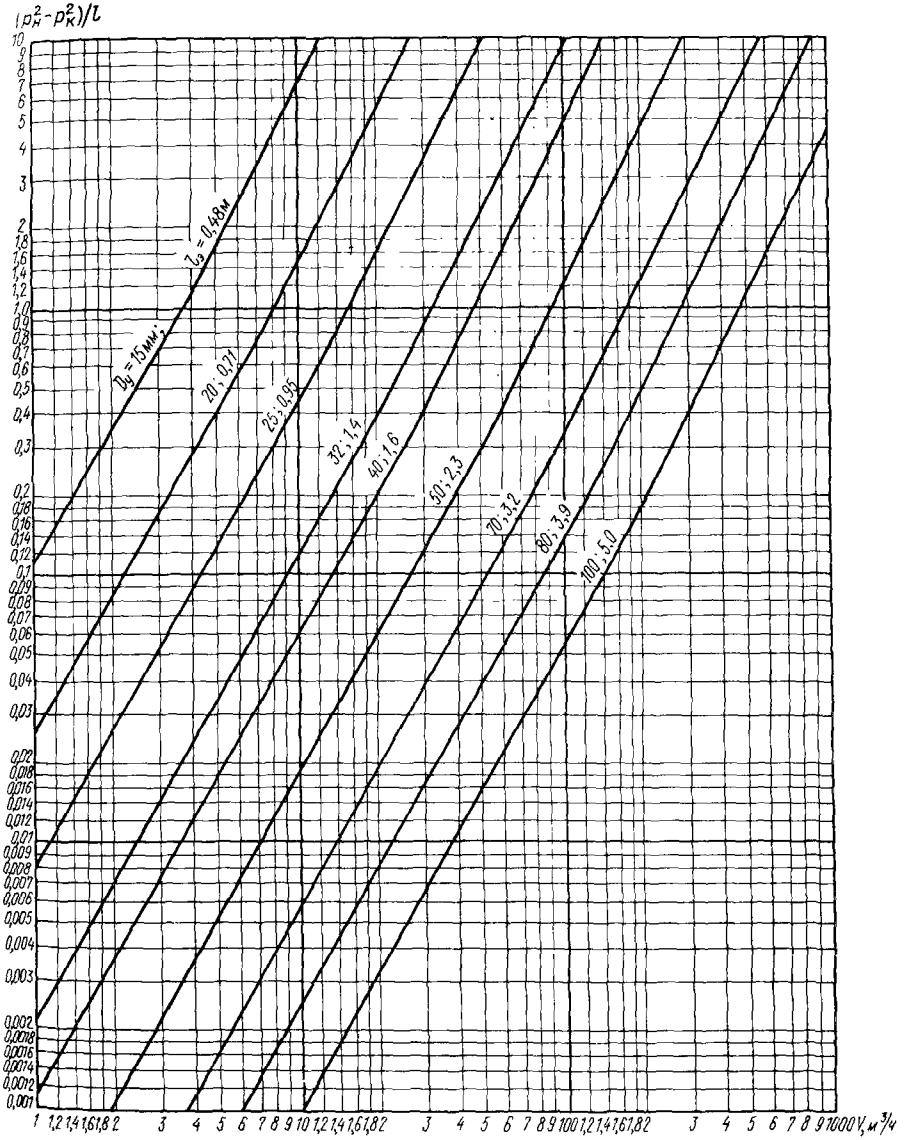


Рис. 3.7. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 15—100 мм.

Составлена для пропано-воздушной смеси (C_3H_8 = 45 об.%) с ρ = 1,6 кг/м³ и $\nu = 9 \times 10^{-6}$ м²/с.

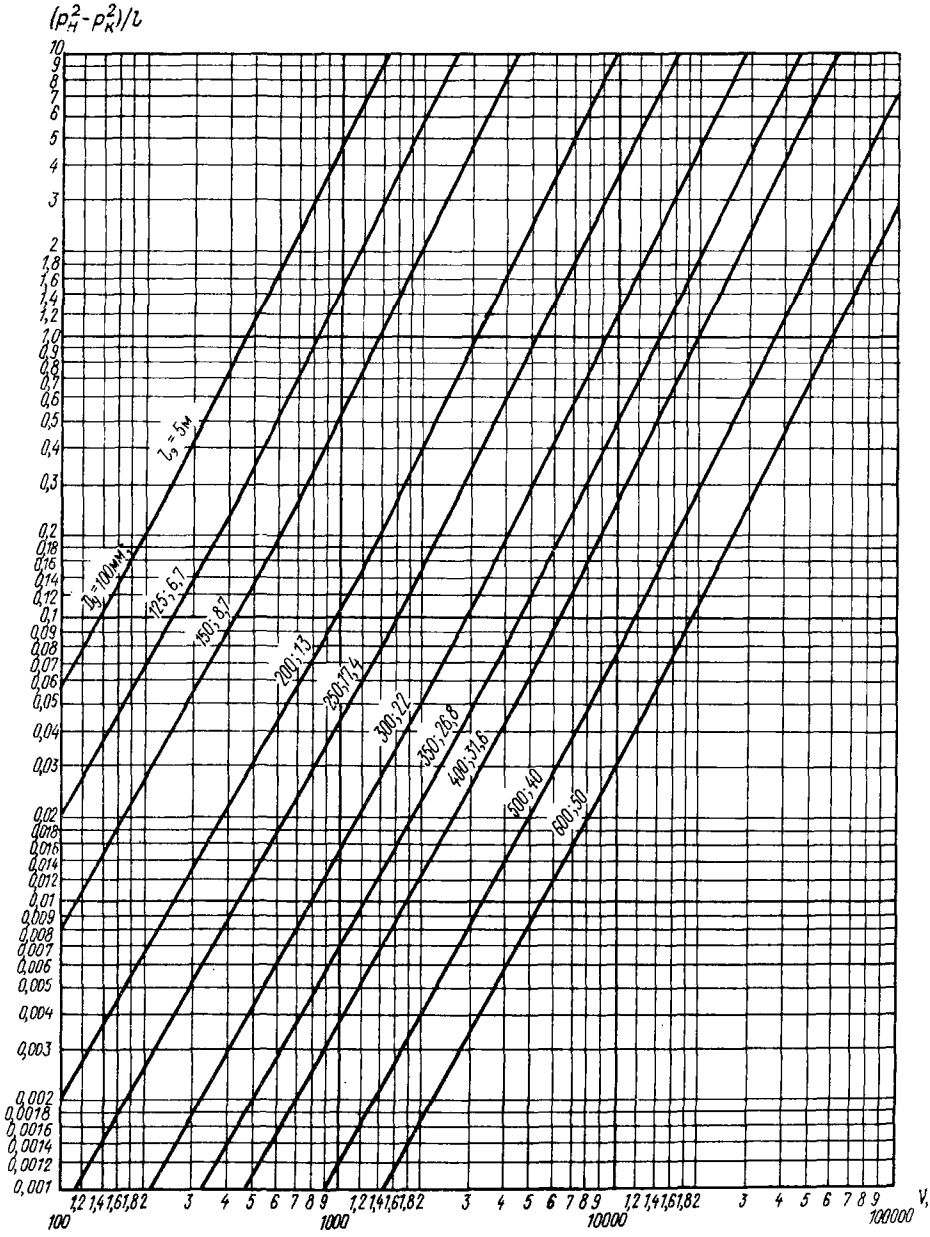


Рис. 3.8. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давлений диаметром 100—600 мм.

Составлена для пропано-воздушной смеси (C_3H_8 = 45 об.%) с ρ = 1,6 кг/м³ и $\nu = 9 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Пример 1. Определить диаметр газопровода низкого давления, предназначенного для передачи на расстояние 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.

Р е ш е н и е. 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 $p_{\text{абс. н}} = 4$ кгс/см²; абсолютное конечное давление $p_{\text{абс. к}} = 2$ кгс/см². Расход природного газа плотностью 0,73 кг/м³ — 9000 м³/ч.

Р е ш е н и е. По номограмме (рис. 3.2) находим диаметр трубы, равный 250 мм.

ГЛАВА 4

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

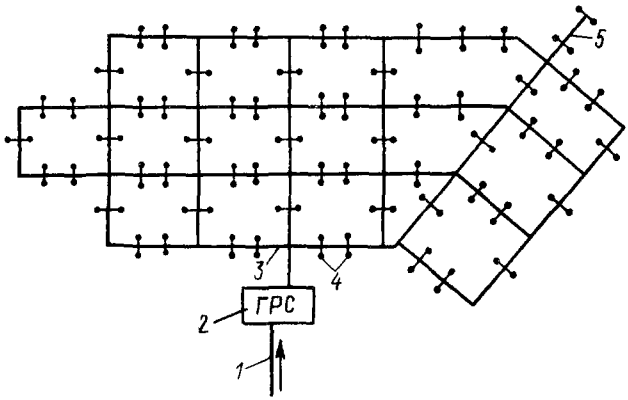


Рис. 4.1. Схема одноступенчатой системы распределения газа.
1 — магистральный газопровод; *2* — ГРС; *3* — кольцевые газопроводы; *4* — ответвления к потребителям; *5* — тупиковые газопроводы.

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

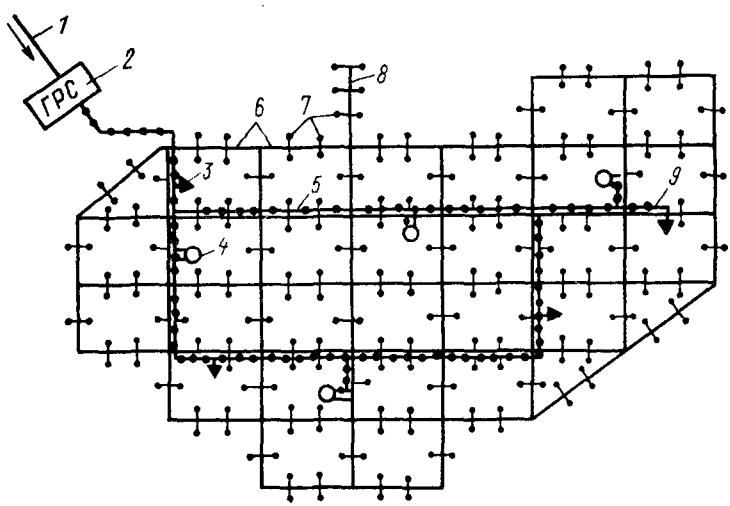


Рис. 4.2. Схема двухступенчатой системы распределения газа.
1 — магистральный газопровод высокого давления; *2* — ГРС; *3* — крупные потребители газа; *4* — городские ГРП, питающие газопроводы низкого давления; *5* — газопроводы высокого и среднего давления; *6* — кольцевые газопроводы низкого давления; *7* — ответвления к потребителям; *8—9* — тупиковые газопроводы (*8* — низкого давления, *9* — среднего давления).

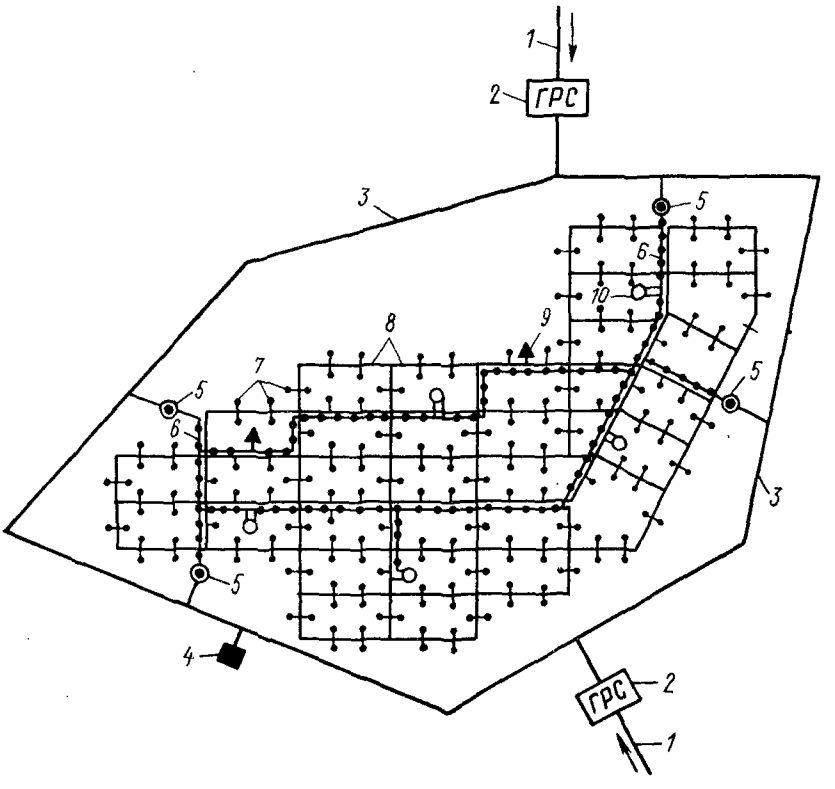


Рис. 4.3. Схема трехступенчатой системы распределения газа.

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 узлов 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 газовоздушных 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, попутного 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 включающего 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 компонуют общую комплексную систему газоснабжения предприятия.

Промышленные и коммунальные предприятия получают газ от городских распределительных сетей среднего или высокого давлений. 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 запориой арматуры должно быть обосновано при разработке генеральной схемы газо-

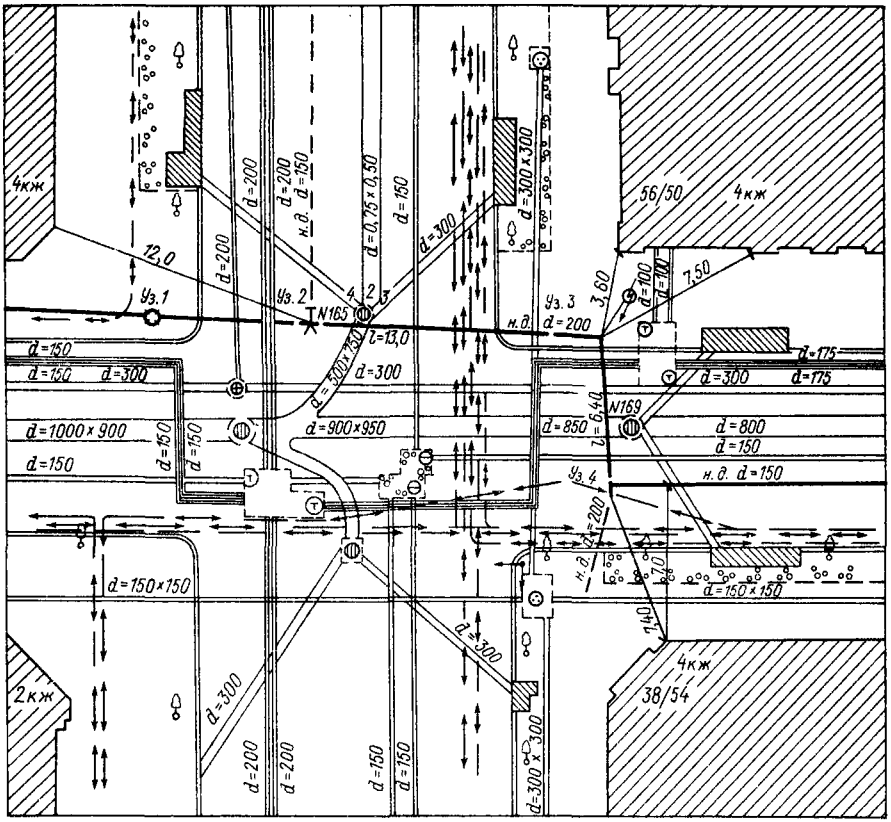


Рис. 4.4. Пример трассировки газопровода на плане проезда.

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. Предпочтение при этом должно 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

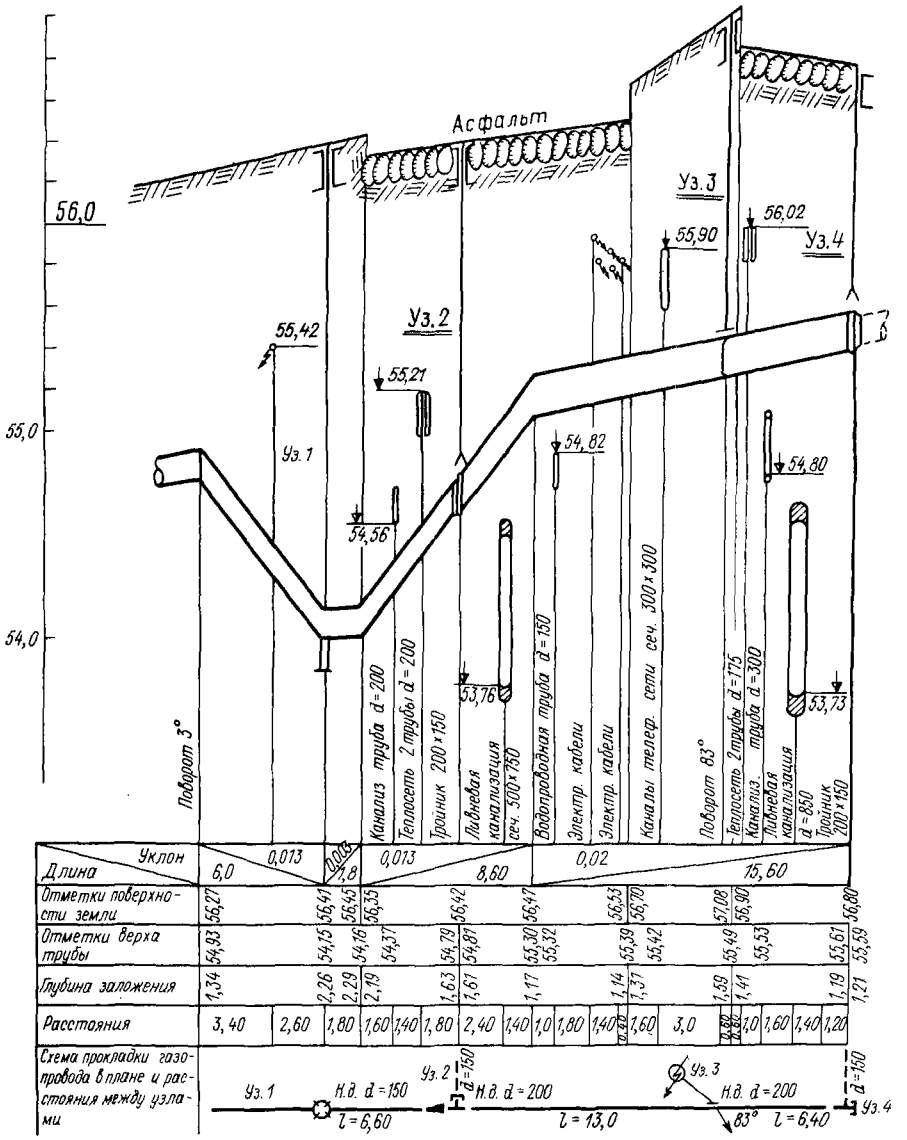


Рис. 4.5. Пример профиля подземного газопровода.

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	Номинальное давление газа, Па
Природные чисто газовых и газонефтяных месторождений, смеси СУГ с воздухом и другие с $Q_н = 33{,}6 \div 42$ МДж	2000 *
Искусственные и смешанные с $Q_н = 14{,}7 \div 18{,}9$ МДж	1300
СУГ с $Q_н = 92{,}4 \div 117{,}6$ 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

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 железной дороги (колеей 1520 мм, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи и бровки 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	7	1	7,8
свыше 0,6 до 1,2	10	1	10,8

Примечание. При заложении сетей ниже подошвы фундаментов зданий и висимости от крутизны откосов, допускаемых 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	1,5	2	0,5
свыше 0,6 до 1,2	2	5	0,5

Примечания. 1. При одновременной параллельной прокладке в одной тран 0,4 м для труб диаметром до 300 мм и не менее 0,5 м для труб диаметром более 300 мм. ным 1 м. 3. При совмещенной прокладке в одной траншее инженерных сетей с газопрово с указаниями в таблице, обеспечив при этом размещение камер колодцев и других устрой

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 связь	Ось край железной дороги (колеей 1520 мм, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи и бровки выемки)
Низкое (до 0,005)	2	1	3,8
Среднее (до 0,3)	4	1	4,8
Высокое:			
свыше 0,3 до 0,6	7	1	7,8
свыше 0,6 до 1,2	10	1	10,8

Примечание. Расстояние от газопроводов до стволов деревьев следует прини

подземных газопроводов до зданий и сооружений

него пути трамвая	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
2,8	1,5	1	1	5	10
2,8	1,5	1	1	5	10
3,8	2,5	2	1	5	10
3,8	2,5	2	1	5	10

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

подземными газопроводами и инженерными сетями

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

шее двух и более газопроводов расстояния между ними в свету должны быть не менее 2. Расстояние от бронированных кабелей связи до газопроводов следует принимать равдами расстояние в свету между трубопроводами допускается уменьшить по сравнению ств, необходимых для монтажа и ремонта сетей.

зданий и сооружений на территории промышленных предприятий

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

ТАБЛИЦА 4.6

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, сцементированные 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 глеевоторфянистые грунты	До 30—50	До 15—25	Пластично-текучее с нарушением структуры, под давлением превращается в плывун

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 $D_у$ 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 IIIа 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

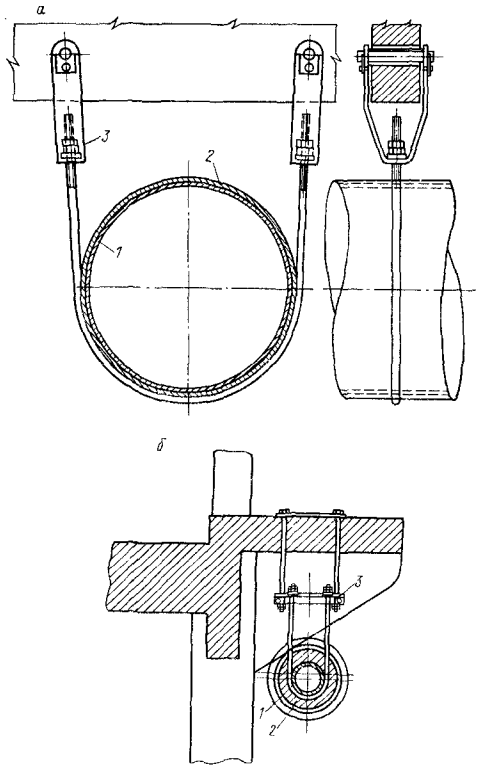


Рис. 4.6. Подвеска газопровода под железобетонным мостом.

а — газопровод осушенного газа: *1* — газопровод, *2* — окраска или изолирующее покрытие, *3* — регулируемая подвеска; *б* — газопровод влажного газа; *1* — газопровод, *2* — теплоизоляция, *3* — подвеска.

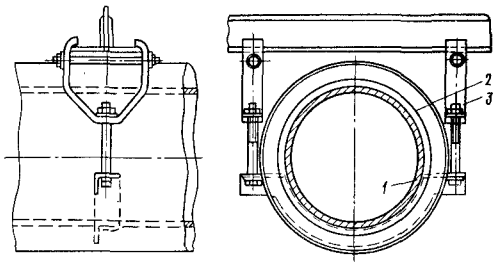


Рис. 4.7. Подвеска газопровода влажного газа под стальным мостом, *1* — газопровод; *2* — теплоизоляция; *3* — подвеска.

(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-

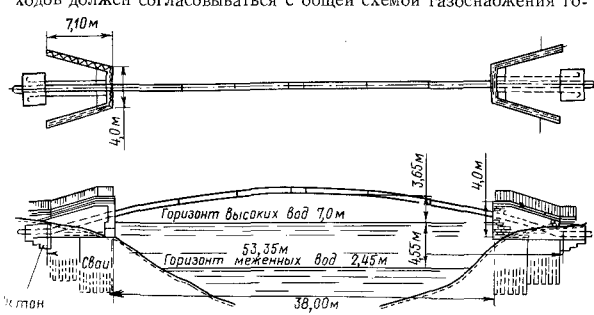


Рис. 4.8. Схема трубчатой арки диаметром 4000 мм и высотой пролета 53,35 м.

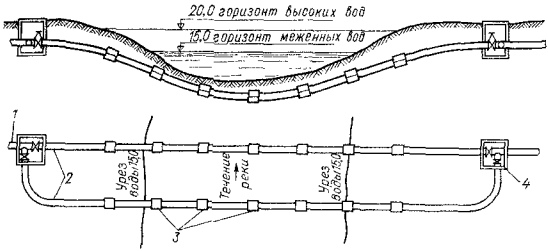


Рис. 4.9. Схема подводного перехода — дюкера.
1 — основной газопровод; *2* — дюкер; *3* — балластировочные грузы; *4* — колодцы с отключающимися задвижками.

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 глубоких 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 подводящих 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

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

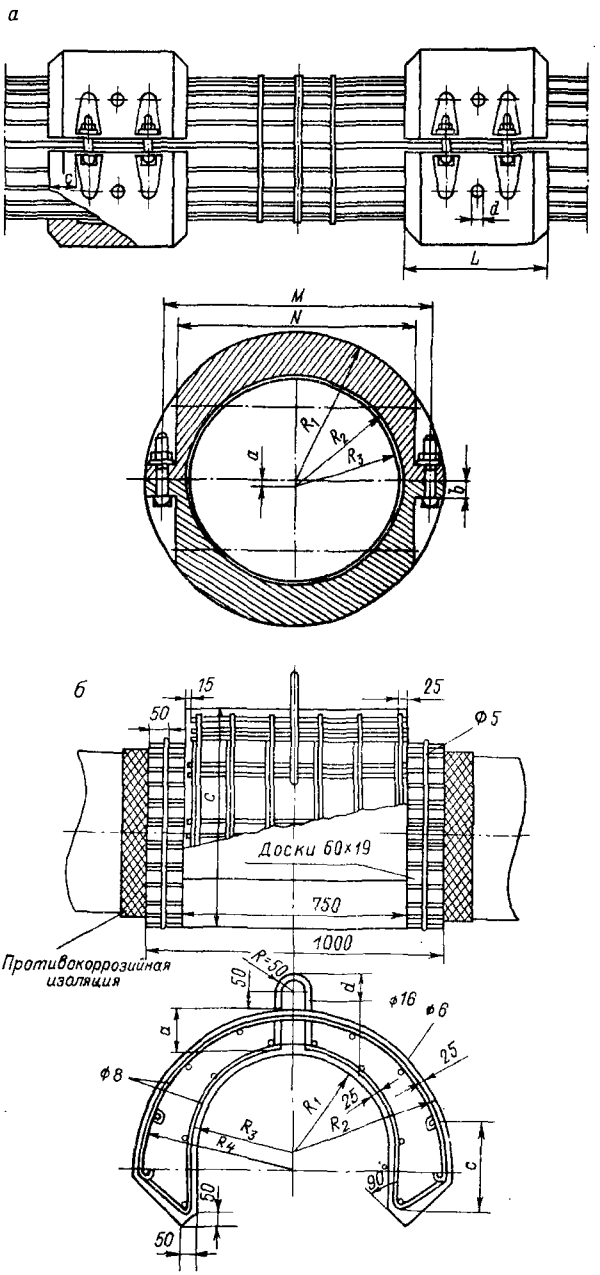


Рис. 4.10. Грузы для подводных переходов газопроводов.
а — чугунные; *б* — железобетонные.

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 трубками, выведенными на дневную поверхность под ко́вер, 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. Исключение 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.

ТАБЛИЦА 4.8

Массы и размеры чугунных и железобетонных грузов

Параметр	Условный проход газопровода $D_у$, мм							
	100	150	200	250	300	350	400	450	500	600	700
Масса, кг	50/—	100/150	150/200	200/250	250/300	300/350	350/400	400/450	450/500	500/600	600/700
Объем груза, м³	—/—	—/0,063	—/0,083	—/0,104	—/0,125	—/0,146	—/0,167	—/0,188	—/0,208	—/0,250	—/0,292
Размеры, мм:											
R_1	140/—	180/140	212/170	248/200	275/220	305/250	330/270	355/300	385/330	436/380	489/420
R_2	95/—	123/270	154/320	185/360	210/410	245/440	270/460	294/500	320/530	374/580	425/640
R_3	90/—	115/165	145/195	175/225	200/245	230/275	255/295	280/325	310/355	360/405	410/445
R_4	—/—	—/245	—/295	—/335	—/385	—/415	—/435	—/475	—/505	—/555	—/615
M	225/—	300/—	370/—	440/—	500/—	550/—	600/—	650/—	710/—	810/—	810/—
N	185/—	250/—	320/—	390/—	450/—	500/—	550/—	600/—	645/—	755/—	850/—
L	250/—	300/—	350/—	375/—	400/—	450/—	475/—	500/—	500/—	500/—	500/—
a	10/—	10/110	10/110	15/120	15/120	20/120	20/130	20/130	25/130	25/140	25/140
b	20/—	25/25	25/40	30/40	30/70	35/70	35/60	40/70	42/70	45/60	45/80
c	50/—	50/320	75/380	75/450	75/500	90/550	100/610	100/660	110/710	110/820	110/910
d	—/—	—/240	35/270	35/280	40/280	40/310	40/320	40/330	40/340	40/370	40/410
Диаметр болтон	16/—	16/—	16/—	18/—	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-

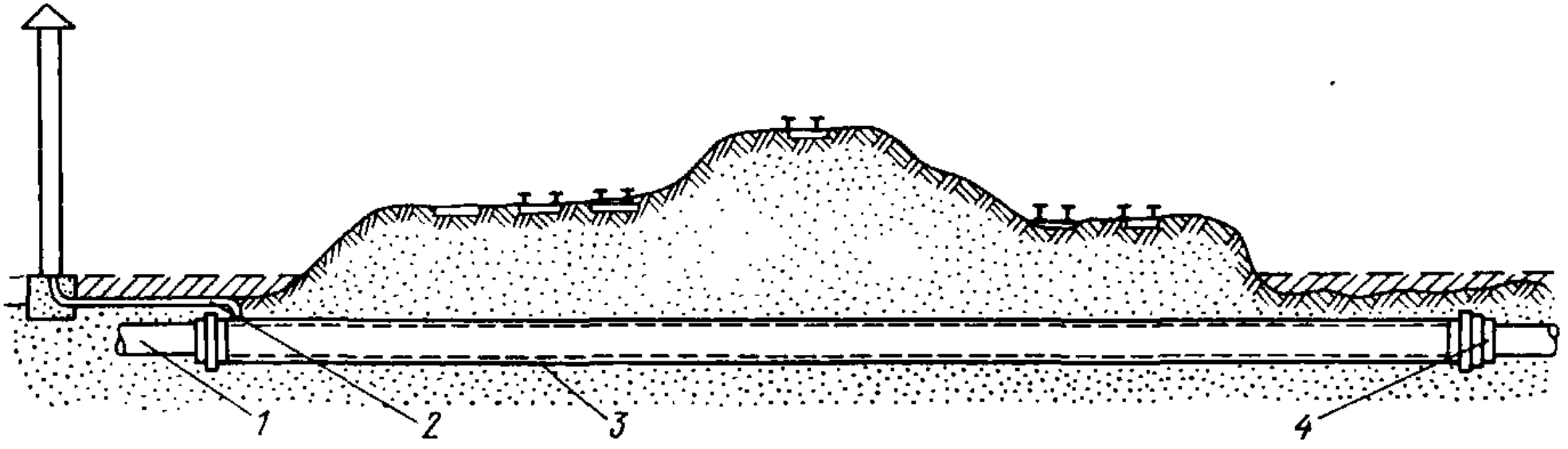


Рис. 4.11. Схема пересечения газопроводами высокого и среднего давления железнодорожных путей.

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 остряков, хвоста крестовин, мест присоединения к рельсам отсасывающих кабелей	3 (для трамвайных путей) 10 (для железных дорог)
До опор контактной сети	3

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.

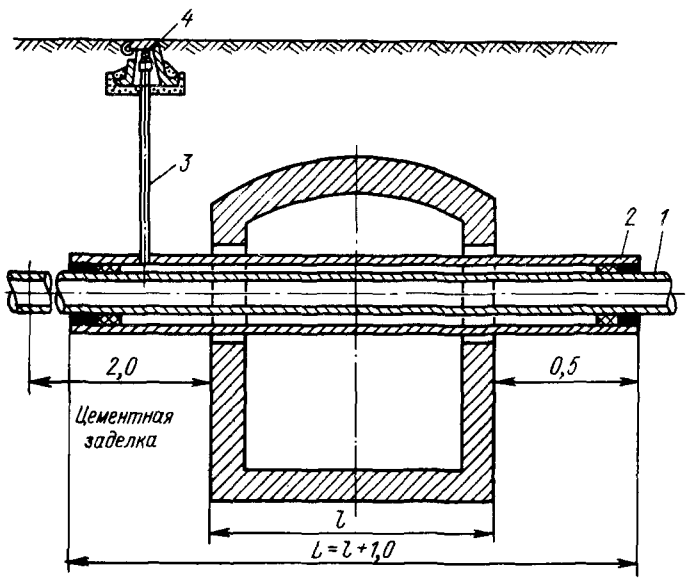


Рис. 4.12. Схема пересечения газопроводом коллектора или колодца.
1 — газопровод; *2* — футляр с сальником; *3* — контрольная трубка; *4* — ковер.

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 устанавливают 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 устанавливают 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 смещана 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 несгораемых материалов (бетон, железобетон, кирпич), исключающие 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

ТАБЛИЦА 4.9

Примерный состав холодных 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, кукерсит (сланцевая зола), угольная пыль, зола уноса ТЭЦ.

стенку колодца с 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 ковéры, 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.

ГЛАВА 5

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, винипластовые 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 подземнх 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. 11 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 °С включительно;

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

— 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 °С 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 5.1

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 °С и для газопроводов, не охлаждающихся до температуры ниже —40 °С		
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 (К38), 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 °С и для газопроводов, могущих охладиться до температуры ниже —40 °С		
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

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 5.1

Наименование, ГОСТ или ТУ	Марка стали, ГОСТ	Наружный диаметр трубы, мм
Электросварные:		
13) прямошовные по ТУ 14-3-1138—82	17Г1С-У по ТУ 14-3-1138—82	1020; 1220
14) для магистральных газонефтепроводов (прямо- и спиральношовные) по ГОСТ 20295—85	17Г1С (К52), 17ГС (К52); 14ХГС (К50) категории 6—8 по ГОСТ 19282—73*	По ГОСТ 20295—85
15) прямошовные по ГОСТ 10705—80* (группа В) и ГОСТ 10704—76*	ВСт3Сп не менее 2-й категории по ГОСТ 380—71*; 10, 15, 20 по ГОСТ 1050—74*	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 °С. 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 °С.

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 5.2

Основные характеристики стальных труб для газопроводов давлением до 16 кгс/см² $D_у \leqslant 500$ мм в районах с расчетной температурой наружного воздуха не ниже —40 °С (ВСт2, ВСт3 и ВСт4 по ГОСТ 380—71; 10, 15 и 20 по ГОСТ 1050—74)

$D_у$, мм	$D_н$, 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/см²)				
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 $D_н = 57$ мм, $s = 2$ мм, немерной длины из стали 10

$$\text{Труба } \frac{57\times 2 \text{ ГОСТ } 10704\text{—}76}{\text{В-10 ГОСТ } 10705\text{—}80};$$

то же, из стали ВСт2сп2

$$\text{Труба } \frac{57\times 2 \text{ ГОСТ } 10704\text{—}76}{\text{В-ВСт2сп2 ГОСТ } 10705\text{—}80}$$

II. Трубы стальные электросварные по ТУ 14-3-943—80 (газопроводы природного газа и паровой фазы СУГ давлением до 16 кгс/см²)				
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

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 5.2

$D_у$, мм	$D_н$, мм	Марка стали	Толщина стенки s, мм	Масса 1 м, кг

Условное обозначение трубы с $D_н = 219$ мм, $s = 5$ мм из стали ВСт3сп2

Труба 219×5 — ВСт3сп2 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	ВСт3сп2 (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 $D_н = 159$ мм, $s = 4$ мм, класса прочности К38, без термообработки

Труба 159×4 — К38 ГОСТ 20295—85

IV. Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные 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 $D_н = 32$ мм, $s = 2$ мм, немерной длины из стали марки 10

$$\text{Труба } \frac{32\times2 \text{ ГОСТ } 8734\text{—}75}{\text{В-10 ГОСТ } 8733\text{—}87}$$

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 $D_н = 76$ мм, $s = 3{,}5$ мм, немерной длины из стали марки 10

$$\text{Труба } \frac{76\times3{,}5 \text{ ГОСТ } 8732\text{—}78}{\text{В-10 ГОСТ } 8731\text{—}74}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 5.2

$D_у$, мм	$D_н$, мм	Марка стали	Толщина стенки s, мм	Масса 1 м, кг
VI. Трубы стальные водогазопроводные по ГОСТ 3262—75 (газопроводы низкого давления с $D_н \leqslant 80$ мм; трубы высшей категории качества — трубопроводы импульсные с $D_н \leqslant 32$ мм и давлением до 6 кгс/см² 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 $D_у = 20$ 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 резинотканевых рукавов

ГОСТ	Техническая характеристика	Назначение
18698—79*	Класс Б (I), $p_р$ = 1,6 МПа	Присоединение сливных и наливных устройств ГНС и автоцистерн (применение для стационарных газопроводов на ГНС запрещается)
18698—79*	Класс Б (I), $p_р$ = 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, $p_р$ = 0,63 МПа	
10362—76*	и $p_р$ = 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-

ТАБЛИЦА 5.4

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-

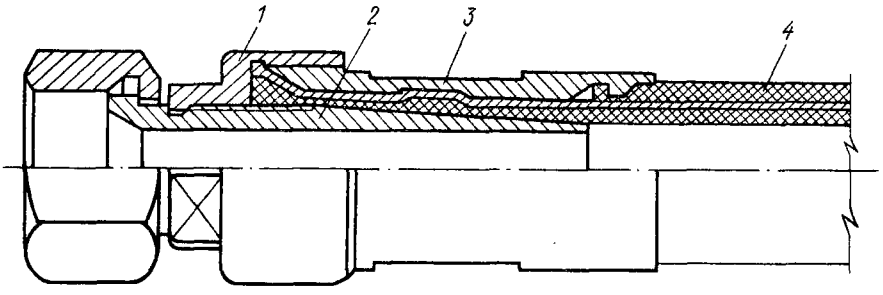


Рис. 5.1. Пример соединения резиновых рукавов с металлическими оплетками.

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 °С, 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, кованые, 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 $p_y = 0{,}1$; 0,25; 0,6; 1,0; 1,6 и 2,5 МПа.

ТАБЛИЦА 5.5

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 102-54—81 — ОСТ 102-62—81 и по ОСТ 102-39—85 — ОСТ 102-45—85.

Для поворотов газопровода применяют нормализованные гнутые отводы из бесшовных труб (на углы 15, 30, 45, 60, 75 и 90°) радиусом (3, 4 и 6) $D_н$ (для $D_у \leqslant 400$ мм) или крутоизогнутые (на углы 45, 60, 90°) радиусом (1÷5) $D_н$ (для $D_у \leqslant 500$ мм). Для газопроводов с $D_у = 150 \div 900$ мм используют также сварные отводы из секторов радиусом (1÷1,5) $D_у$, а при низком давлении и невозможности использовать гнутый отвод — резьбовые угольники из ковкого чугуна с $D_у < 50$ мм.

На наружных газопроводах фланцевые соединения применяют только для установки задвижек, кранов и другой арматуры. Резьбовые соединения используют в местах установки кранов, пробок, муфт на конденсатосборниках и гидрозатворах, запорной арматуры на надземных вводах газопроводов низкого давления и присоединения КИП. На внутренних газопроводах фланцевые и резьбовые соединения допускаются только для присоединения запорной арматуры, КИП и оборудования. Разъемные соединения должны быть доступны для осмотра и ремонта. Для резьбовых соединений наиболее распространенной является цилиндрическая трубная резьба по ГОСТ 6357—81. В отдельных случаях применяется метрическая резьба (ГОСТ 24705—81) и коническая (ГОСТ 6111—52*).

5.3. УПЛОТНИТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Для уплотнения фланцевых соединений следует применять прокладки, изготовленные из материалов, перечисленных в табл. 5.6. Прокладки из паронита пропитывают цилиндровым

ТАБЛИЦА 5.6

Прокладочные листовые материалы для фланцевых соединений (по СНиП 2.04.08—87)

Материал, ГОСТ	Толщина листа, мм	Назначение
Паронит, ГОСТ 481—80* (марка ПМБ)	1—4	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 1,6 МПа (16 кгс/см²) включительно
Резина маслобензостойкая, ГОСТ 7338—77*	3—5	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 0,6 МПа (6 кгс/см²) включительно
Алюминий, ГОСТ 21631—76* или ГОСТ 13726—78*	1—4	Для уплотнения соединений на газопроводах всех давлений, в том числе транспортирующих сернистый газ
Медь, ГОСТ 495—77* (марки М1, М2)	1—4	Для уплотнения соединений на газопроводах всех давлений, кроме газопроводов, транспортирующих сернистый газ

Примечание. Прокладки из паронита должны соответствовать требованиям ГОСТ 15180—86.

маслом и покрывают графитовым порошком. Допускается применять прокладки из другого уплотнительного материала, обеспечивающего не меньшую герметичность по сравнению с материалами, приведенными в табл. 5.6 (с учетом среды, давления и температуры). Для придания прокладкам огнестойких свойств можно использовать асбестовый картон марок А и АС толщиной 2—5 мм (по ГОСТ 2850—80*), асбестовое армированное полотно толщиной 0,6—1,1 мм (по ГОСТ 2198—76*), металлические гофрированные прокладки.

Для уплотнения резьбовых соединений следует применять льняную чесаную прядь (по ГОСТ 10330—76**), которая в процессе соединения обмазывается суриком (по ГОСТ 19151—73*) или свинцовыми белилами, замешанными на натуральной льняной олифе (по ГОСТ 7931—76*); фторопластовый уплотнительный материал (ФУМ) в виде ленты марки 1 (по ТУ-6-05-1388—70) и шнура марок В и К (для диаметров до 32 мм включительно) (по МРТУ 6-05-870—66).

При наличии заводского паспорта для сборки резьбовых соединений может быть использована фитинговая паста заводского изготовления по рецептуре Всесоюзного научно-исследовательского института гидромеханизации, санитарно-технических и специальных работ (ВНИИГС). Фитинговую пасту и полимерные ленты рекомендуется применять вблизи котлоагрегатов, горелок при температуре выше 60 °С.

Для уплотнения сальников, футляров и мест прохода газопровода через стены и фундаменты сооружений используют смоляную или битумоизолированную пеньковую прядь.

5.4. САЛЬНИКОВЫЕ НАБИВКИ И СМАЗКИ

Материал для изготовления сальниковой набивки выбирают по ГОСТ 5152—84. Марки и технические характеристики набивок, наиболее широко используемых в системах газоснабжения, приведены в табл. 5.7—5.8. В необходимых случаях сальниковые набивки можно приготовить по следующему рецепту: в 200 г расплавленного говяжьего сала опускают 100 г асбестового шнура и кипятят в течение 5 мин, затем шнур охлаждают и обваливают в 25 г порошкообразного графита.

Перечень специальных смазок, рекомендуемых для газовой арматуры и аппаратуры, приведен в табл. 5.9. Для узлов трения без воды при температуре до 115 °С широко применяют универсальную тугоплавкую смазку (конталин жировой) УТ-1 (ГОСТ 1957—73*), а при температуре до 135 °С — УТ-2. Для бронзовых пробочных кранов на основе масла и графита может быть приготовлена смазка, устойчивая к повышенной температуре. Ее состав, % по массе: молотая слюда 2; натриевое мыло на саломасле 35 ± 4; машинное масло 58 ± 5.

Для кратковременной защиты от коррозии обработанных металлических поверхностей применяют жировой (УС-2) или синте-

ТАБЛИЦА 5.7

Характеристика набивок плетеных сальниковых

Тип и марка набивки	Конструкция набивки	Размеры (диаметр, сторона квадрата), мм	Масса 1 $см^3$ набивки, г	Условия применения	
				Предельное давление среды, МПа, не более	Предельная температура среды, °С, не более
Пеньковая пропитанная (ПП)	Шнур, сплетенный из льняной (ГОСТ 16078—70*), пеньковой или джутовой пряжи (ГОСТ 4668—75*), пропитанный антифрикционным составом:		Не менее 0,9	16,0	100
	1) сквозного плетения, квадратный	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 22, 25, 28			
	2) с одиослойным оплетением сердечника, круглый или квадратный	8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 46, 50			
Асбестовая сухая (АС)	Шнур, сплетенный из асбестовой нити (ГОСТ 1770—74*):		Не более 1,1	4,5	400
	1) сквозного плетения, квадратный	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28			
	2) с однослойным оплетением сердечника, круглый или квадратный	5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25			
	3) с многослойным оплетением сердечника	8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 46, 50			
Асбестовая пропитанная (АП)	Шнур, сплетенный из асбестовой нити (ГОСТ 1770—74*), пропитанный антифрикционным составом:		Не менее 0,9	4,5	300
	1) сквозного плетения, квадратный	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28			
	2) с однослойным оплетением сердечника, круглый или квадратный	5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25			
	3) с многослойным оплетением сердечника, круглый или квадратный	8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 46, 50			

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 5.7

Тип и марка набивки	Конструкция набивки	Размеры (диаметр, сторона квадрата), мм	Масса 1 см³ набивки, г	Условия применения	
				Предельное давление среды, МПа, не более	Предельная температура среды, °С, не более
Асбестовая маслобензостойкая (АМБ)	Шнур, сплетенный из асбестовой нити (ГОСТ 1779—83), пропитанный антифрикционным маслобензостойким составом:		Не менее 0,8	3,0	300
	1) сквозного плетения, квадратный	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28			
	2) с многослойным оплетением сердечника, квадратный	4, 5, 6, 8, 10, 13, 16, 19, 22, 25, 28, 32, 35, 38, 42, 46, 50			

ТАБЛИЦА 5.8

Характеристика кольцевых сальниковых набивок

Манжет	Конструкция набивки	Размеры (диаметр внутренний; ширина; высота), мм	Условия применения	
			Предельное давление среды, МПа	Предельная температура среды, °С
Хлопчатобумажный (МХБ)	Кольца (манжеты) цельноскатанные или разрезные, многослойные, фигурные, фигурного сечения из хлопчатобумажной прорезиненной ткани, вулканизированные и графитизированные	10—460; 5—40; 5—55	40	100
Льняной (МЛ)	То же, из льняной ткани	10—460; 5—40; 5—55	40	100
Асбестовый (МА)	То же, из асбестовой ткани	10—460; 5—40; 5—55	20	300

ТАБЛИЦА 5.9

Специальные смазки для газовой арматуры

Смазка (завод-изготовитель)	Температура, °С		Назначение
	капле-падения	допустимая окружающей среды	
Для газовых кранов (Нефтегаз, г. Москва)	60	—30÷+60	Смазка уплотнительных поверхностей чугунных натяжных и сальниковых кранов
Сантехническая 1-13с (Ленинградский нефтемаслозавод им. С. Шаумяна)	120	—30÷+100	Смазки уплотнительных поверхностей чугунных и стальных задвижек, а также полуосей регулирующих заслонок
«Карбюр» (рецептура Ленинградского карбюраторно-арматурного завода им. В. Куйбышева)	70	—30÷+50	Смазка уплотнительных поверхностей цветной арматуры, лабораторных и натяжных кранов
ГАЗ-41 (рецептура Ленинградского нефтемаслозавода им. С. Шаумяна)	180	—40÷+160	Уплотнение поверхиостей кранов из цветных металлов

тический (УСО-2) солидолы, консервационные смазки или пасты, приготовленные по следующим рецептам.

Рецепт 1. При слабом нагреваиии растворить 55 г воска и 1 г безводиого жира в скипидаре до получения пасты. Тряпкой ее наносят на сухие металлические части.

Рецепт 2. 5 г жидкого парафина растворить в 8 г чистого безводиого жира. Полученную пасту употребляют, как было указано выше.

От коррозии металлические поверхности рекомендуется очищать керосином или порошком, приготовленным из 50 г тонкоизмельченного мыла и 50 г трепеля. Промывают детали в авиационном бензине, уайт-спирите или ацетоне.

При складском хранении газовой аппаратуры и арматуры наилучшую защиту создает пушечная смазка УНЗ (по ГОСТ 19537—83) или консервационное масло НГ-204у (по ГОСТ 18974—73*). Кроме того, может быть рекомендован состав, приготавливаемый по следующему рецепту: приборное масло, подогретое до 50—60 °С, смешивают с измельченным парафином до полного растворения.

5.5. ТРУБОПРОВОДНАЯ ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

В понятие трубопроводной газовой арматуры входят самые разнообразные устройства, предназначенные для управления потоками среды (жидкой, газообразной, газожидкостной и т. п.), транспортируемой по трубопроводу. Арматурой называют различные приспособления и устройства, монтируемые на газопроводах, резервуарах, аппаратах и приборах. При помощи арматуры включают, отключают подачу, изменяют давления или направле-

ния газового или жидкостного потоков, указывают и регулируют уровни жидкостей, осуществляют автоматическое удаление газов и жидкостей.

Арматура состоит в основном из запорного или дроссельного устройства и привода. Эти устройства представляют собой закрытый крышкой корпус, внутри которого перемещается затвор. Корпус имеет два или более присоединительных конца, при помощи которых он герметично крепится на трубопроводе. Газ, протекающий через запорное или дроссельное устройство, должен быть герметично изолирован от внешней среды, т. е. не должен проникать наружу.

Перемещением затвора внутри корпуса относительно его седел изменяют площадь прохода для газа, в результате чего изменяется гидравлическое сопротивление. Седлом называют часть внутренней поверхности корпуса или специальную деталь, с которой сопрягается затвор при закрытом проходе. Устройство в зависимости от назначения называется запорным, если оно предназначено для герметичного разобщения одной части трубопровода или аппарата с другой, и дроссельным, если его основное назначение заключается в точном регулировании площади прохода — гидравлического сопротивления. В запорных устройствах поверхности затвора и седла, соприкасающиеся во время отключения частей трубопровода, называются уплотнительными; в дроссельных устройствах поверхности затвора и седла, образующие регулирующий орган для среды, называются дроссельными.

Классификация арматуры. Согласно ГОСТ 356—80 арматура и соединительные части трубопроводов характеризуются условным, пробным и рабочим давлением. В зависимости от условного давления арматуру можно разделить на три основные группы: низкого давления (p_y до 1,0 МПа); среднего давления ($p_y = 1{,}6 \div 6{,}4$ МПа) и высокого давления ($p_y = 6{,}4 \div 40{,}0$ МПа).

Условное давление является единственным параметром, гарантирующим прочность арматуры и учитывающим как рабочее давление, так и рабочую температуру. Условное давление соответствует допустимому для данного изделия рабочему давлению при нормальной температуре. При повышении температуры механические свойства конструкционных материалов ухудшаются, что обусловлено материалом, из которого изготовлена рабочая арматура, и температурной зависимостью его прочностных свойств. Давления, указываемые для арматуры, всегда являются избыточными (оговариваются только абсолютные). Рабочей температурой считается наивысшая длительная температура рабочей среды без учета кратковременных повышений, допускаемых техническими условиями. Допускается превышение фактического рабочего давления над указанным в стандарте или каталоге на 5%.

При выборе материала арматуры для газоснабжения следует учитывать условия эксплуатации, т. е. давление газа и температуру в соответствии с данными табл. 5.10.

ТАБЛИЦА 5.10

Выбор материала арматуры в зависимости от условий применения

Материал	Давление газа, МПа, не более	Температура, °С
Серый чугун	0,6	Не ниже —35
Ковкий чугун	1,6	То же
Углеродистая сталь	1,6	Не ниже —40
Легированная сталь	1,6	Ниже —40
Бронза, латунь	1,6	Не ниже —35

Основной размерный ряд арматуры — диаметр условного прохода D_y. Диаметр условного прохода — это номинальный внутренний диаметр трубопровода, на котором устанавливают данную арматуру. Различные типы арматуры при одном и том же условном проходе могут иметь разные проходные сечения. Не следует также путать условный проход с проходным сечением в арматуре. В то же время условный проход арматуры не совпадает и с фактическим проходным диаметром трубопровода.

В зависимости от назначения трубопроводная арматура подразделяется на следующие основные классы:

I — запорная, предназначенная для полного перекрытия потока среды;

II — регулирующая, управляющая давлением или расходом среды путем изменения проходного сечения;

III — предохранительная, обеспечивающая частичный выпуск среды в случае необходимости или полное прекращение ее подачи для предотвращения повышения давления, угрожающего прочности системы, а также предотвращающая недопустимый по технологическим соображениям обратный поток среды;

IV — резервуарная, контрольная и проная арматура различного назначения.

Каждый класс в зависимости от принципа действия арматуры подразделяется на две группы (табл. 5.11), а классы и группы де-

ТАБЛИЦА 5.11

Группы трубопроводной арматуры (в зависимости от принципа действия)

Обозначение	Наименование	Определение
А	Приводная	Арматура, приводимая в действие при помощи привода (ручного, механического, электрического, пневматического и др.)
Б	Автоматическая (самодействующая)	Арматура, приводимая в действие автоматически, непосредственно потоком рабочей среды или изменением его параметров

ТАБЛИЦА 5.12

Классификация трубопроводной арматуры

Класс		Группа		Тип	
Номер	Наименование	Обозначение	Наименование	Номер	Наименование
I	Запорная	А	Приводная	1	Краны
				2	Вентили
				3	Задвижки
				4	Поворотные затворы
II	Регулирующая	А	Приводная	5	Вентили регулирующие
		Б	Автоматическая	6	Клапаны регулирующие
				7	Регуляторы уровня
				8	Конденсатосборники
III	Предохранительная и защитная	Б	Автоматическая	9	Предохранительные клапаны
				10	Обратные клапаны
IV	Резервуарная, контрольная	А	Приводная	11	Пробно-спускные краны
		Б	Автоматическая	12	Указатели уровня
				13	Скоростные клапаны
				14	Незамерзающие клапаны

лятся в свою очередь на типы арматуры (табл. 5.12). Кроме того, арматура каждого типа имеет дополнительные характеристики по назначению и конструктивному исполнению.

Способы присоединения арматуры. Основные способы — фланцевое, муфтовое, цапковое, сварное. Все они, кроме сварного, разъемные.

Наиболее распространена фланцевая арматура. Ее преимущества — возможность многократного монтажа и демонтажа на трубопроводе, надежность герметизации стыков и возможность их подтяжки, большая прочность и пригодность для очень широкого диапазона давлений и проходов. К недостаткам способа следует отнести возможность ослабления затяжки и потерю герметичности со временем, повышенную трудоемкость сборки и разборки, большие габаритные размеры и массу.

Для мелкой арматуры с условными проходами до 50 мм, особенно чугунной, наиболее часто применяется муфтовое соединение. В этом случае концы арматуры имеют вид муфты с внутренней резьбой. Муфтовое соединение используют обычно в литой арматуре, ибо литьем легче всего получить нужную конфигурацию муфты (под ключ). В связи с этим основная сфера применения муфтовых соединений — арматура низких и средних давлений.

Для мелкой арматуры высоких давлений, которую обычно изготовляют из поковок или проката, чаще всего применяют цапковое соединение с наружной резьбой под накидную гайку.

В связи с указанными выше недостатками фланцевых соединений в последнее время все больше применяют арматуру с концами

под сварку, т. е. сварной способ. Его преимущества — это, прежде всего, абсолютная и надежная герметичность соединения, отсутствие необходимости подтяжки, большая экономия металла, снижение массы арматуры и трубопровода. Особенно эффективно применение арматуры с концами под сварку на таких трубопроводах, где сам трубопровод монтируется целиком при помощи сварки. Недостаток сварных соединений — сложность демонтажа и замены арматуры, так как для этого ее приходится вырезать из трубопровода.

Условные обозначения арматуры. Действующие государственные стандарты предусматривают условные обозначения арматуры, состоящие из наименования, номера, конструктивного типа (римские цифры I, II, III и т. д.) и исполнения (заглавные буквы А, Б, В и т. д.), условного прохода (мм), условного давления (МПа) и номера ГОСТа. Однако в каталогах арматуры, в номенклатурах арматурных заводов, ведомостях для заказа арматуры и в прейскурантах применяют пока не стандартные, а отраслевые условные обозначения.

Основные виды трубопроводной арматуры разработаны Центральным конструкторским бюро арматуростроения (ЦКБА) и институтом ВНИПИнефтемаш. Условные обозначения (ЦКБА) общепромышленной арматуры состоят из ряда цифровых и буквенных индексов. Первые две цифры обозначают тип арматуры:

Кран пробково-спускной	10
Кран для трубопровода	11
Запорное устройство указателя уровня	12
Вентиль	14, 15
Клапан обратный подъемный	16
» предохранительный	17
» обратный поворотный	19
Регулятор давления «после себя» и «до себя»	21
Клапан запорный и отсечной	22
» регулирующий	25
» смесительный	27
Задвижка	30, 31
Затвор	32
Конденсатоотводчик	45

Следующая буквенная характеристика (из одной-двух букв) означает материал корпуса:

Углеродистая сталь	с
Легированная сталь	лс
Коррозионностойкая (нержавеющая) сталь	нж
Серый чугун	ч
Ковкий чугун	кч
Латунь, бронза	б
Алюминий	а
Монель-металл	мн
Пластмассы (кроме винипласта)	п
Винипласт	вп
Титан	тн
Стекло	ск

Первая цифра, идущая после буквенного обозначения, указывает вид привода:

Механический с червячной передачей	3
То же, с цилиндрической передачей	4
То же, с конической передачей	5
Пневматический	6
Гидравлический	7
Электромагнитный	8
Электрический	9

Последние одна-две буквы обозначают материал уплотнительных поверхностей:

Латунь, бронза	бр
Монель-металл	мн
Коррозионностойкая (нержавеющая) сталь	нж
Нитрированная сталь	нт
Баббит	бт
Стеллит	ст
Сормайт	ср
Кожа	к
Эбонит	э
Резина	р
Пластмассы (кроме винипласта)	п
Винипласт	вп

Внутреннее покрытие уплотнительных поверхностей имеет следующее обозначение:

Гуммирование	гм
Эмалирование	эм
Свинцование	см
Футерование пластмассой	п
То же, найритом	н

Единица измерения давления (МПа) при цифрах не указывается.

Для арматуры с электроприводом во взрывозащищенном исполнении в конце условного обозначения добавляют букву Б, а в тропическом — букву Т. Изделия без вставных или наплавленных уплотнительных колец, т. е. с уплотнительными поверхностями, выполненными непосредственно на самом корпусе или затворе, обозначаются буквами бк (без колец).

При пользовании системой условных обозначений надо иметь в виду, что арматуре, разработанной другими организациями и заводами, присвоены обозначения, отличающиеся от принятых ЦКБА, а иногда вместо типа просто указан номер чертежа, на основе которого выпускается изделие.

Для получения более подробных сведений об установленной арматуре, например о конструктивных особенностях, габаритных размерах, а также о размерах присоединительных фланцев и других, следует пользоваться каталогами-справочниками промышленной трубопроводной арматуры, издаваемыми ЦИНТИ-

химнефтемаш (г. Москва), а также справочной литературой по газовому оборудованию и арматуре и заявочными ведомостями Союзглаварматуры Госснаба СССР.

Маркировка, выполняемая на корпусе арматуры, должна содержать: товарный знак завода-изготовителя; условное давление, диаметр условного прохода; стрелку, показывающую направление потока среды. Для арматуры, изготовляемой на определенное рабочее давление, вместо условного должны указываться рабочее давление и температура.

На арматуре, изготовленной из стали со специальными свойствами (жаростойкой, кислотостойкой и т. д.), дополнительно следует дать марку материала корпуса.

Знаки маркировки — товарный знак завода-изготовителя, условное или рабочее давление, диаметр условного прохода и стрелку, показывающую направление потока среды, — необходимо выполнять следующим образом:

— на литой арматуре — отливкой на корпусе (арматуру с условным проходом менее 50 мм допускается клеймить);

— на штампованной или кованой арматуре — штамповкой, клеймением или гравировкой.

Прочие знаки маркировки следует выполнять отливкой, клеймением или гравировкой.

Знаки маркировки — условное или рабочее давление, диаметр условного прохода и стрелку, указывающую направление потока среды, — надо наносить на лицевую сторону корпуса, а товарный знак завода-изготовителя — на другую сторону. На арматуре, обеспечивающей прохождение рабочей среды в любом направлении, стрелка в маркировке отсутствует.

Номер стандарта или чертежа изделия, а также его заводской номер должны находиться у фланцевой арматуры на боковой поверхности фланца, у прочей арматуры — по направлению потока среды. Допускается все знаки маркировки помещать на одной стороне корпуса.

Стрелка на проходной арматуре должна быть направлена вправо; на угловой и многоходовой арматуре — в направлении потока среды.

В зависимости от материала корпуса наружные необработанные поверхности (корпуса, крышки, сальника и др.) окрашивают в различные отличительные цвета:

Сталь углеродистая	Серый
» легированная	Синий
» кислотостойкая и нержавеющая	Голубой
Чугун серый, ковкий и высокопрочный	Черный
Цветные сплавы	Не окрашиваются

В зависимости от материала уплотнительных деталей затвора устанавливают следующие дополнительные отличительные ок-

раски приводного устройства (маховика, рычага и др.):

Бронза, латунь	Красный
Сталь кислотостойкая и нержавеющая	Голубой
» нитрированная или другие твердые сплавы	Фиолетовый
Баббит	Желтый
Пластмасса	Серый с синими полосками, по периметру
Эбонит, фибра	Зеленый
Без колец	Цвет окраски корпуса и крышки

Наиболее распространенные типы запорной арматуры, их преимущества и недостатки. Наиболее часто применяемыми типами запорной арматуры в зависимости от характера перемещения запорного элемента являются задвижки, краны, вентили и затворы поворотные (табл. 5.13). В качестве запорных устройств на газопроводах низкого давления допустимо применение гидрозатворов.

З а д в и ж к и — широко применяемое запорное устройство, в котором перекрытие прохода осуществляется поступательным перемещением затвора в направлении, перпендикулярном к движению потока транспортируемой среды.

В сравнении с другими видами запорной арматуры задвижки обладают следующими преимуществами: незначительным гидравлическим сопротивлением при полностью открытом проходе отсутствием поворотов потоков рабочей среды; возможностью применения для перекрытия потоков среды большой вязкости; простотой обслуживания; относительно небольшой строительной длиной; возможностью подачи среды в любом направлении. К недостаткам, общим для всех конструкций задвижек, следует отнести невозможность их использования для сред с кристаллизующимися включениями; небольшой допускаемый перепад давления на затворе (по сравнению с вентилями); невысокую скорость срабатывания затвора; возможность получения гидравлического удара в конце хода; большую высоту; трудность ремонта изношенных уплотнительных поверхностей при эксплуатации; невозможность применения постоянной смазки уплотняющих поверхностей седла и затворов.

Принципиальная особенность задвижек в том, что при их закрывании запорный элемент не преодолевает заметные усилия от давления среды, так как он двигается поперек потока. В задвижках при закрывании необходимо преодолеть только трение. Площадь уплотнительных поверхностей задвижек невелика: два узких кольца вокруг прохода. Благодаря этому в задвижках легко обеспечивается относительно надежная герметичность.

В настоящее время применяются весьма разнообразные по конструкции задвижки, которые целесообразно классифицировать по конструкции затвора. По этому признаку многочисленные конструкции задвижек могут быть объединены по следующим основ-

ТАБЛИЦА 5.13

Характеристики запорной арматуры

Наименование	Шифр	$p_у$, МПа, не более	$D_у$, мм	L, мм	h, мм	Масса, кг
		Задвижки				
Клиновая с невыдвижным шпинделем фланцевая (см. рис. 5.2)	30ч47бк4	0,6	50	180	300	19
			80	210	384	34
			100	230	420	45
			150	280	520	73
То же, с выдвижным шпинделем фланцевая (см. рис. 5.4)	30с41нж (ЗКЛ2-16)	1,6	50	180	480	25
			80	210	600	38
			100	230	680	55
			150	280	920	100
			200	330	1040	140
			250	450	1400	290
			300	500	1500	400
			350	550	1570	545
То же, с ручной конической передачей	30с541нж (ЗКЛ2-16)	1,6	400	600	1925	678
			500	700	2470	1260
То же, с электроприводом во взрывозащищенном исполнении	30с941нж (ЗКЛПЭ-16)	1,6	50	180	795	160
			80	210	920	155
			100	230	965	170
			150	280	1150	225
			200	330	1425	300
			250	450	1500	400
			300	500	1730	490
			350	550	1730	495
			400	600	1730	515
Параллельная с выдвижным шпинделем фланцевая (см. рис. 5.3)	30ч7бк	0,4	200	330	900	115
			250	450	1090	169
			300	500	1285	241
			400	600	1660	441
		Краны				
Пробковый пружинный муфтовый (см. рис. 5.5)	11Б12бк	0,01	15	55	45	0,25
			20	65	55	0,37
То же, натяжной газовый муфтовый (см. рис. 5.6)	11ч3бк	0,1	25	80	51	0,9
			32	95	59	1,37
			40	110	67	2
			50	130	79	3,4
			65	160	96	5,7
			80	180	114	8,65
Шаровой сальниковый муфтовый (см. рис. 5.7)	11ч38п1	0,6	15	80	65	0,85
			20	100	70	1,3
			25	120	75	1,7
			32	130	95	2,5
			40	150	112	3,65
			50	170	120	6,15
			65	190	125	8,85
			80	200	140	13,0
То же, муфтовый (см. рис. 5.8)	11Б24п	1,0	10	53	45	0,2
			15	67	48	0,36
			20	80	60	0,6
			25	90	63	0,94
			32	100	66	1,44
			40	120	88	2,0

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 5.13

Наименование	Шифр	$p_у$, МПа, не более	$D_у$, мм	L, мм	h, мм	Масса, кг
Пробковый фланцевый со смазкой (см. рис. 5.9)	КС	0,6	80	210	296	21
			100	230	315	29
			150	350	400	92
То же, сальниковый муфтовый со смазкой	11ч6бк11	1,0	15	80	79	0,65
			20	90	96	1,1
			25	110	106	1,85
			40	150	140	3,6
			50	170	164	6,5
То же, сальниковый фланцевый	11ч8бк	1,0	25	110	106	3,4
			40	150	140	7,3
			50	170	164	10,6
			65	220	195	16,75
			80	250	211	21,95
			100	300	247	28,8
Трехходовой натяжной муфтовый с фланцем для контрольного манометра	14М1	1,6	15	60	32	0,26
Вентили						
Фланцевый (см. рис. 5.10)	15кч16п	25	32	180	225	8
			40	200	253	11
			50	230	253	14
			65	290	330	25
			80	310	360	32
Игольчатый с внутренней соединительной резьбой на присоединительных концах	15с54бк2 (ВП)	160	6	64	86	0,55
			15	68	86	0,58
			20	85	105	1,4
			25	100	112	1,52
То же, с наружной соединительной резьбой на присоединительных концах (см. рис. 5.11)	15с54бк (ОБ22.044)	160	15	68	82	0,49
То же, цапковый	15с9бк (К322004)	100	10	95	—	1,13
			15	116	—	1,81
Фланцевый	15кч12п	25	20	100	193	3,5
			25	120	193	4,0
»	15с12п2	25	20	150	190	5,0
			25	160	298	5,6
			32	180	226	9,2
»	15с18п	25	40	200	296	14,6
			50	230	296	16,6
			65	290	391	32,8
			80	310	391	36,0
			100	350	426	49,3
			150	480	600	100,0
			200	600	725	149,0

Примечание. Краны 11ч6бк, 11ч8бк и 14М1 предназначены для жидких сред. Их применение на газопроводах допускается только после дополнительной притирки уплотняющих поверхностей и испытания на прочность и плотность.

ным типам: клиновые и параллельные. По этому же признаку клиновые задвижки можно подразделить на задвижки с цельным, упругим и составным клином, а параллельные — на однодисковые (шиберные) и двухдисковые. В ряде конструкций задвижек, предназначенных для работы при высоких перепадах давления на затворе, для уменьшения усилий, необходимых для открывания и закрывания прохода, полную площадь прохода выполняют несколько меньше, чем площадь сечения входных патрубков. По этому признаку задвижки могут быть классифицированы на полнопроходные и с суженным проходом. В полнопроходных задвижках диаметр прохода равен диаметру патрубков, в задвижках с суженным проходом он меньше диаметра патрубков. В зависимости от конструкции систем винт—ходовая гайка и от расположения ходовой гайки различают задвижки с выдвижным и с невыдвижным шпинделем. Задвижки с невыдвижным шпинделем должны иметь указатели степени открытия.

К клиновым относятся задвижки, затвор которых имеет вид плоского клина. В клиновых задвижках седла или уплотнительные поверхности, параллельные уплотнительным поверхностям затвора, расположены под некоторым углом к направлению перемещения затвора. Затвор в задвижках этого типа обычно называют клином. Существенными преимуществами задвижек такой конструкции являются повышенная герметичность прохода в закрытом положении, а также незначительность усилия, необходимого для обеспечения уплотнения. Так как угол между направлением усилия привода и усилиями, действующими на уплотнительные поверхности затвора, близок к 90°, то даже небольшая сила, передаваемая шпинделем, может вызвать значительные усилия в уплотнении. К недостаткам задвижек этого типа можно отнести необходимость применения направляющих для перемещения затвора, повышенный износ уплотняющих кромок затвора, а также технологические трудности получения герметичности в затворе.

В параллельных задвижках уплотнительные поверхности параллельны друг другу и расположены перпендикулярно к направлению потока рабочей среды. Затвор в них обычно называют диском или шибером. Преимуществами задвижек этой конструкции являются простота изготовления затвора, легкость сборки и ремонта и отсутствие заедания затвора в полностью закрытом положении. К недостаткам следует отнести большой расход энергии на закрывание и открывание, вызванный тем, что на всем пути движения привод преодолевает трение между уплотнительными поверхностями седел и затвора, а также значительный износ уплотнительных поверхностей.

Большинство задвижек можно устанавливать на горизонтальных и вертикальных газопроводах в любом положении, кроме положения шпинделем вниз. Положение задвижек с пневматическим и электрическим приводом регламентируется особо.

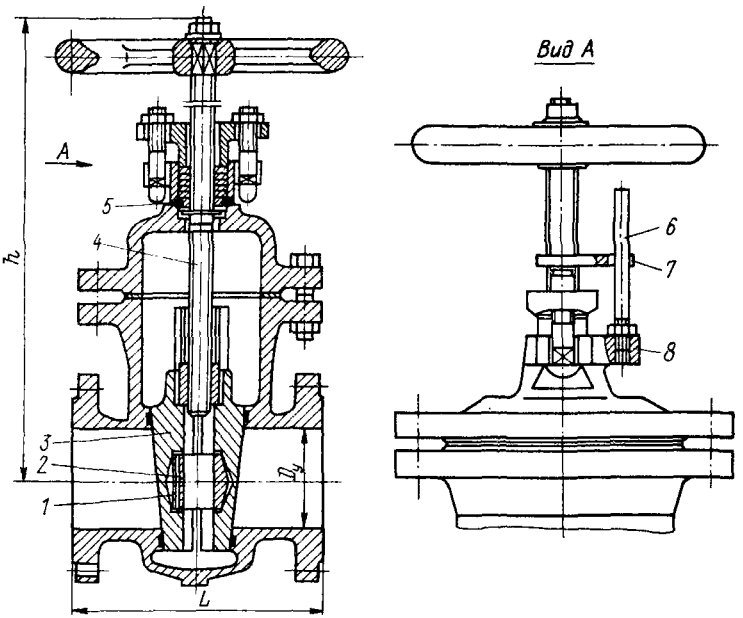


Рис. 5.2. Задвижка клиновая с невыдвижным шпинделем 30ч47бк4.

1 — регулировочная прокладка; *2* — вкладыш; *3* — диск клинового затвора; *4* — шток; *5* — уплотнительное кольцо; *6* — стержень; *7* — диск; *8* — выступ сальниковой гайки.

На рис. 5.2 показана задвижка с невыдвижным шпинделем 30ч47бк4, с клиновым затвором, который состоит из двух дисков и вкладыша. При вращении маховика по часовой стрелке затвор раздвигает диски, прижимая их к уплотняющим поверхностям корпуса. Указатель положения затвора состоит из стержня и диска, перемещающегося по резьбе шпинделя. На стержне имеются краевые отметки «О» (открыто) и «З» (закрыто). При износе уплотнительных поверхностей плотность затвора восстанавливают при помощи регулировочных прокладок. В качестве сальниковой применяют набивку марки ЛП (по ГОСТ 5152—84) и уплотнительное кольцо из маслобензостойкой резины.

На рис. 5.3 приведена задвижка параллельная с выдвижным шпинделем 30ч7бк. Она имеет двухдисковый затвор, диски которого движутся по направляющим корпуса. При движении затвора вниз (до упора) распорный клин упирается в выступ нижней части корпуса и, раздвигая диски, прижимает их к уплотнительным поверхностям корпуса.

Стальная задвижка ЗКЛ 2-16 (рис. 5.4) имеет затвор в виде сплошного клина с направляющими и связанный с ним выдвижной шпиндель. Корпус изготовлен из стали 20 или 25. В задвижке имеется верхнее уплотнение для разгрузки сальника при поднятом до отказа затворе, позволяющее в случае необходимости заменять сальниковую набивку, не прекращая подачу газа.

Кроме указанных в табл. 5.13 в системах газоснабжения могут применяться следующие задвижки: 30ч36бк, 30ч536бк, 30ч936бк, 30ч6бк, 31с12нж, 30с14нж1, 30с914нж1б, 30с64нж, 30с564нж, 30с964нж и др. Технические характеристики и размеры их приведены в каталогах ЦИНТИхимнефтемаша.

К р а н ы — это запорные устройства, в которых подвижная деталь затвора (пробка) имеет форму тела вращения с отверстием для пропуска потока и при перекрытии потока вращается вокруг

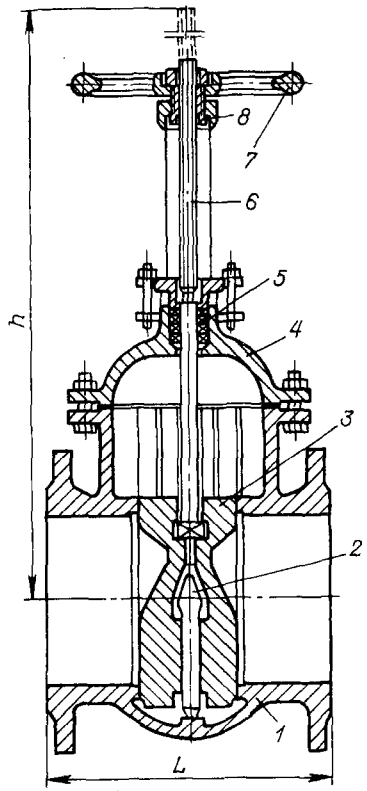


Рис. 5.3. Задвижка параллельная с выдвижным шпинделем 30ч7бк.

1 — корпус; *2* — распорный клин; *3* — двухдисковый затвор; *4* — крышка; *5* — сальник; *6* — шпиндель; *7* — маховик; *8* — резьбовая втулка.

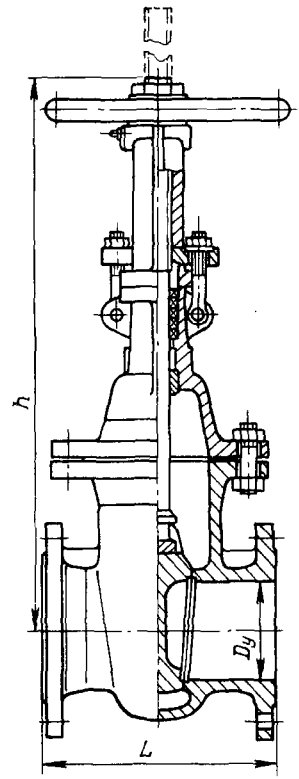


Рис. 5.4. Задвижка стальная клиновая с выдвижным шпинделем ЗКЛ2-16.

своей оси. Любой кран имеет две основные детали: неподвижную — корпус — и вращающуюся — пробку.

В зависимости от геометрической формы уплотнительных поверхностей затвора краны разделяются на три основных типа: конические, цилиндрические и шаровые, или со сферическим затвором (в газовом хозяйстве применяются конические и шаровые).

Однако краны классифицируются еще и по другим конструктивным признакам, например по способу создания удельного давления на уплотнительных поверхностях, по форме окна прохода пробки, по числу проходов, по наличию или отсутствию сужения прохода, по типу управления и привода, по материалу уплотнительных поверхностей и т. д.

Уплотнительные поверхности конических кранов имеют форму конуса. Конусность пробки (корпуса) в практике арматуростроения принимается обычно в зависимости от антифрикционных

свойств применяемых материалов равной 1 : 6 или 1 : 7. В зависимости от способа создания определенного удельного давления между корпусом и пробкой для обеспечения требуемой герметичности в затворе краны с коническим затвором можно подразделить на следующие основные конструктивные типы: натяжные, сальниковые со смазкой и с прижимом пробки.

Натяжные краны, простейшие по конструкции, различаются только по способу создания удельного давления между корпусом и пробкой. Наиболее распространены муфтовые краны с резьбовой затяжкой. Их основные преимущества заключаются в простоте конструкции, в удобстве и простоте регулировки усилия, затяжки. Вот почему краны этой конструкции применяют для массового выпуска в обычных условиях эксплуатации (например, кухонные газовые краны). Сальниковые краны характеризуются не наличием сальника вообще, а тем, что необходимые для герметичности удельные давления на конических уплотнительных поверхностях корпуса и пробки создаются при затяжке сальника. Усилие затяжки передается на пробку, прижимая ее к седлу. Сальниковые краны со смазкой применяют, когда необходимо уменьшить усилия управления при средних и больших диаметрах условного прохода, удельные давления на уплотнительных поверхностях и возможность задирания контактирующих поверхностей, а также защитить уплотнительные поверхности от коррозии.

У кранов с прижимом пробки, в отличие от обычных кранов, перед поворотом пробка отрывается от корпуса, а после поворота прижимается к нему. Иногда в практике подобные краны называют кран-задвижка. Такое конструктивное исполнение позволяет решить сразу несколько задач: уменьшить крутящий момент, необходимый для поворота пробки; производить поворот при отсутствии контакта пробки с корпусом, что исключает опасность задирания уплотнительных поверхностей; возможность регулировать в очень широких пределах усилие прижатия пробки к корпусу и удельные давления на уплотнительных поверхностях, независимо от затяжки крана.

Конические краны представляют собой проходной кран, имеющий входной и выходной патрубки на общей оси. Однако, в отличие от вентилей и задвижек, они позволяют легко осуществлять управление потоками сразу через несколько патрубков, число которых может доходить до 6—8. Наиболее распространены трехходовые краны. Они бывают двух основных типов: с L- и Т-образным проходами в пробке.

В последнее время стали широко применяться, особенно за рубежом, так называемые шаровые краны, которые, обладая всеми основными преимуществами конических (простотой конструкции, прямоточностью и низким гидравлическим сопротивлением, постоянством взаимного контакта уплотнительных поверхностей), в то же время отличаются от них следующим: пробка

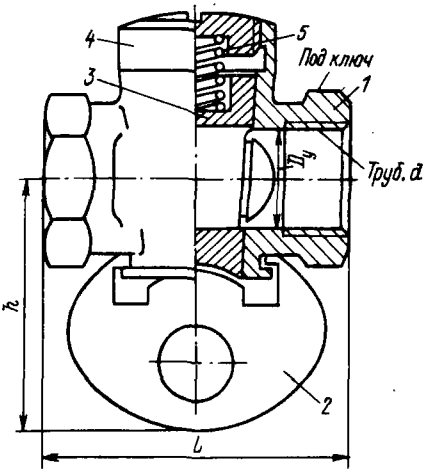


Рис. 5.5. Кран пружинный муфтовый 11Б12бк.

1 — корпус; *2* — ручка; *3* — пробка; *4* — крышка; *5* — пружина.

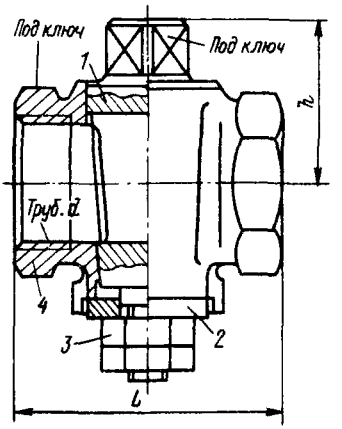


Рис. 5.6. Кран натяжной муфтовый 11ч3бк.

1 — пробка; *2* — шайба; *3* — натяжная гайка; *4* — корпус.

и корпус, благодаря сферической форме, имеют меньшие габаритные размеры и массу, а также бóльшую прочность и жесткость; при небольшом совпадении радиусов сферы пробки и уплотнительного кольца теоретический контакт между ними происходит по окружности вокруг прохода, т. е. даже при точном изготовлении поверхность контакта уплотнительных поверхностей корпуса и пробки полностью окружает проход и герметизирует затвор крана; меньшей трудоемкостью в изготовлении (при наличии необходимого технологического оборудования), что объясняется отсутствием весьма трудоемких механической обработки и особенно притирки уплотнительных поверхностей корпуса и пробки (в шаровых кранах с кольцами из пластмассы вообще отпадает необходимость в притирке уплотнительных поверхностей, пробку обычно хромируют или полируют). Шаровые краны характеризуются большим разнообразием конструкций. Однако все многочисленные их конструктивные разновидности можно разбить на два основных типа: краны с плавающей пробкой и краны с плавающими кольцами.

Характеристики широко применяемых в системах газоснабжения кранов приведены в табл. 5.13.

Кран пружинный муфтовый 11Б12бк (рис. 5.5) имеет конусную пробку, которая прижимается к уплотнительной поверхности корпуса пружиной. Усилие пружины на пробку регулируется винтом крышки. Пространство между крышкой и пробкой заполняется смазкой. Для смазки уплотнительных поверхностей крана без разборки достаточно нажать на ручку — пробка прижмется к крышке, и смазка поступит в образовавшийся зазор, покрывая уплотнительные поверхности. Краны 11Б12бк предназначены для установки на внутренних газопроводах природного и сжиженного газа с температурой до 50 °С.

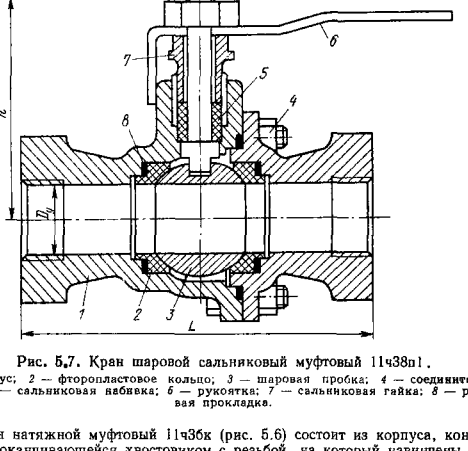


Рис. 5.7. Кран шаровой сальниковый муфтовый 11ч38п1.

1 — корпус; 2 — фторопластовое кольцо; 3 — шаровая пробка; 4 — соединительные болты; 5 — сальниковая набивка; 6 — рукоятка; 7 — сальниковая гайка; 8 — резиновая прокладка.

Кран натяжной муфтовый 11ч3бк (рис. 5.6) состоит из корпуса, конусной пробки, оканчивающейся хвостовиком с резьбой, на который навинчены гайки с шайбой. Натяжная гайка обеспечивает прижатие притертых уплотняющих поверхностей корпуса и пробки. При температуре окружающей среды более 25 °С для натяжных кранов следует применять термоустойчивую смазку следующего состава, %: горный воск 50, цилиндровое масло 40 и графитовый порошок 10. При температуре ниже 25 °С краны можно смазывать техническим вазелином или солидолом.

Кран шаровой сальниковый муфтовый 11ч38п1 (рис. 5.7) состоит из чугунных корпуса и пробки сферической формы с круглым отверстием диаметром, примерно равным внутреннему диаметру газопровода. Плотность затвора обеспечивается двумя уплотнительными фторопластовыми кольцами со сферической уплотнительной поверхностью и резиновыми прокладками. Корпус состоит из двух частей, соединенных болтами. Кран имеет ручку и ограничитель поворота, характеризуется меньшим гидравлическим сопротивлением. Он может устанавливаться в любом рабочем положении.

Кран шаровой сальниковый муфтовый 11Б24п (рис. 5.8) по конструкции аналогичен крану 11ч38п1, но имеет меньший диаметр проходного отверстия в сферической пробке по сравнению с условным диаметром, мм: при D_y = 40 диаметр отверстия в пробке 31, при 32 — 25, при 25 — 18, при 20 — 12, при 15 и 10 — 8.

Кран фланцевый со смазкой КС (рис. 5.9) называют самосмазывающимся, что достигается следующим: в систему канавок, имеющихся в пробке и корпусе, при ввертывании болта *1* подается смазка из полости *2* в полость *5*, под нижний торец пробки. Под давлением смазки пробка немножко приподнята, а образующаяся пленка смазки между пробкой и корпусом обеспечивает плотность затвора и уменьшает трение при повороте пробки. Для смазки используют специальную кальциевую пасту на касторовом масле. Уплотнительная мембрана изготовляется из листовой латуни или белой жести.

Краны КС-80 и КС-100 (рис. 5.9, *а*) имеют накидные ключи, при помощи которых пробка поворачивается на 90° и фиксируется ограничителем поворота.

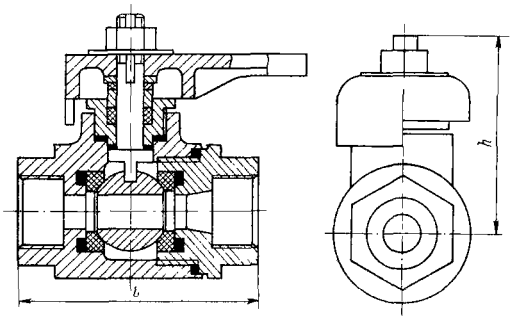


Рис. 5.8. Кран шаровой сальниковый муфтовый 11Б24п.

На выступе пробки нанесена стрелка, а на верхней крышке корпуса даны отметки: О (открыто) и З (закрыто). Направление стрелки относительно букв указывает положение отверстия пробки.

Кран КС-150 (рис. 5.9, *б*) имеет червячную передачу, позволяющую поворачивать пробку на 90°. Регулировать зазор между пробкой и корпусом крана можно при помощи болта *14*, который через мембрану и шарик меняет положение пробки. Для доступа к регулировочному болту необходимо снять колпак *13*.

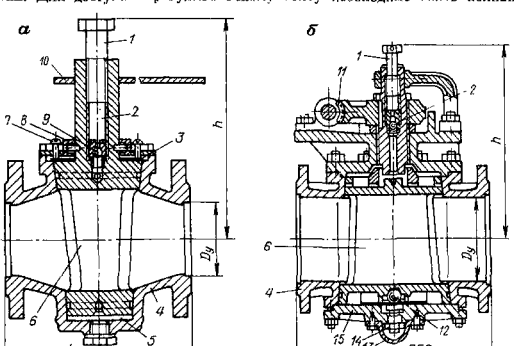


Рис. 5.9. Кран фланцевый со смазкой КС.

а — с ручным управлением; *б* — с червячной передачей; *1* — болт для подачи смазки; *2*, *5* — полости для смазки; *3* — уплотнительная мембрана; *4* — корпус; *6* — пробка; *7* — регулировочный винт; *8* — ограничитель поворота; *9* — шариковый обратный клапан; *10* — рукоятка; *11* — червячная передача; *12* — опорный шарик; *13* — колпак; *14* — регулировочный болт; *15* — крышка.

Кроме указанных в табл. 5.13 в системах газоснабжения применяют и другие краны: ЦАМА4-1, 11Б10бк1, 11Б16к, 11Б66к, 11с20бк, 11с320бк, 11с321бк, 11с722бк, 11с723бк, МА-39001, МА-30005, МА-30008, 14М-1, КТС, КТРП.

Вентили — запорная трубопроводная арматура с поступательным перемещением затвора в направлении, совпадающем с направлением потока транспортируемой среды. Перемещение затвора осуществляется за счет ввинчивания шпинделя в ходовую гайку. В основном вентили предназначены только для перекрывания потоков, но во многих случаях, в отличие от задвижек и кранов, на их основе достаточно точно просто могут быть созданы дросселирующие устройства с любой расходной характеристикой.

По сравнению с другими видами запорной арматуры вентили обладают следующими преимуществами: возможностью работы при высоких перепадах давлений на золотнике и при больших рабочих давлениях; простотой конструкции, обслуживания и ремонта в условиях эксплуатации; меньшим ходом золотника (по сравнению с задвижками), необходимым для полного перекрытия прохода (обычно $0{,}25D_у$); относительно небольшими габаритными размерами и массой; герметичностью перекрытия прохода; возможностью использования в качестве регулирующего органа и установки на трубопроводе в любом положении (вертикальном или горизонтальном); безопасностью относительно возникновения гидравлического удара. Для перекрытия потока в трубопроводах с небольшим условным проходом и высокими перепадами давлений вентили являются единственным видом запорной арматуры. Кроме того, они имеют преимущество перед задвижками, поскольку в них уплотнение золотника легко может быть выполнено из резины или пластмассы. При этом усилие, требуемое для герметизации, значительно снижается, а коррозионная стойкость уплотнения повышается. К недостаткам, общим для вентилей всех конструкций, относятся высокое гидравлическое сопротивление; невозможность их применения на потоках сильнозагрязненных сред; большая строительная длина (по сравнению с задвижками и дисковыми затворами); подача среды только в одном направлении, определенном конструкцией вентиля; бо́льшие, по сравнению с другими видами арматуры, масса, габаритные размеры и, следовательно, стоимость. Однако для управления потоками с высокими рабочими давлениями, а также низкими или высокими температурами рабочей среды практически только вентили являются единственным экономически целесообразным видом запорной арматуры.

Классификация многочисленных конструкций вентилей может быть проведена по нескольким признакам. По конструкции различают проходные, угловые, прямоточные и смесительные вентили. Существенно важной является классификация вентилей по назначению: запорные, запорно-регулирующие и специальные. В свою очередь регулирующие могут быть подразделены по конструкции дроссельных устройств на вентили с профилированными золотниками и игольчатые. По конструкции затворов (золотников) раз-

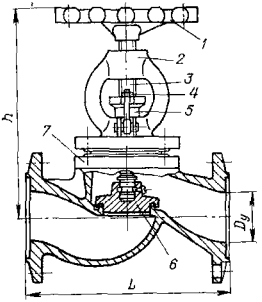


Рис. 5.10. Вентиль 15кч16п.
1 — маховик; *2* — резьбовая стойка; *3* — шпиндель; *4* — откидные болты; *5* — сальник; *6* — плунжер; *7* — корпус.

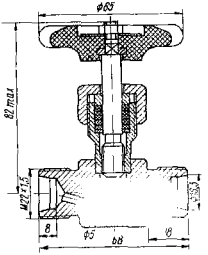


Рис. 5.11. Вентиль 15с54бк (ОБ 22.044).

личают вентили *тарельчатые и диафрагмовые, а по способу* уплотнения шпинделя — сальниковые и сильфоиные.

Характеристики вентилей, применяемых в системах газоснабжения, приведены в табл. 5.13.

На рис. 5.10 показан фланцевый вентиль 15кч16п. Основание плунжера вентиля имеет уплотнительное кольцо (из металла, резины или фторопласта). При вращении маховика против часовой стрелки шпиндель с плунжером поднимается и открывает затвор для прохода среды. Вентили должны устанавливаться на трубопроводе так, чтобы поток газа был направлен под тарелку клапана (плунжера). При подаче газа в обратном направлении увеличивается гидравлическое сопротивление и для больших типоразмеров открытие вентиля затрудняется вследствие давления на клапан.

На импульсных линиях систем газоснабжения применяют вентили 15с96к или 15с54бк (рис. 5.11) с наружной подсоединительной резьбой на обоих штуцерах, что позволяет монтировать их с помощью накидных гаек.

Гидравлические затворы (гидрозатворы, рис. 5.12, табл. 5.14) применяют только на подземных газопроводах низкого давления. В настоящее время используются только стальные гидрозатворы. Их соединяют с газопроводом сваркой. Высота запирающего столба воды в гидрозатворе должна превышать максимальное рабочее давление в газопроводе не менее чем на 200 мм. Так как в газовых сетях низкого давления давление не может превышать 50 МПа, то высоту штуцеров в гидрозатворах принимают из расчета рабочей разности уровней воды 700 мм. Верхний уровень воды в гидрозатворе должен быть ниже уровня промерзания грунта. Если гидрозатвор установлен в нижней точке газопровода, он может быть использован одновременно и как кон-

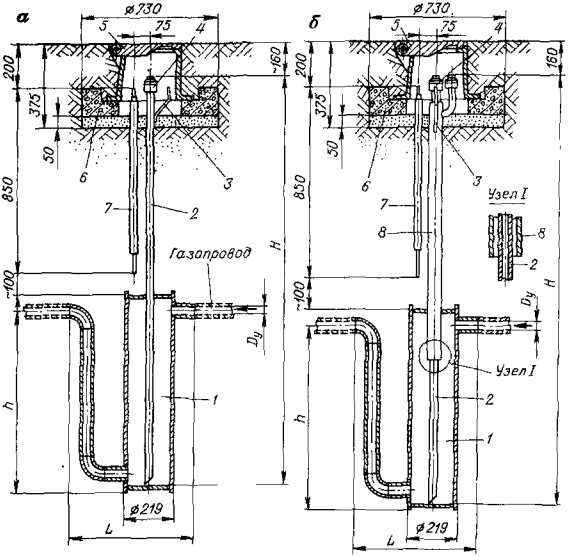


Рис. 5.12. Гидравлический затвор без устройства (*а*) и с устройством для продувки (*б*).

денсатосборник. Гидрозатворы, как правило, устанавливают на ответвлениях к объектам или на вводах к зданиям.

Для отключения подачи газа (закрытия затвора) необходимо открыть крышку *5* ковера, вывернуть пробку *4* из трубки *2* и залить через нее в корпус *1* гидрозатвора необходимое количество воды (зимой — незамерзающей жидкости). При пуске газа воду из гидрозатвора откачивают ручным или электрическим насосом. Сложность и длительность работ по заливке и откачке жидкости — основной недостаток гидрозатворов; положительные качества их — абсолютная надежность отключения подачи газа и невозможность утечки на проход.

Гидрозатворы можно использовать одновременно в качестве пункта для измерения разности потенциалов между землей и трубой. Для этого к трубе гидрозатвора приваривают полосу *3*, а в утрамбованный грунт до установки подушки *6* ковера забивают

ТАБЛИЦА 5.14

Основные размеры и масса гидрозатворов

$D_у$, мм	L, мм	H, мм	h, мм	Масса, кг
50	590	1895	840	84/88
65	640	1895	870	85/89
80	680	1945	890	89/93
100	740	1995	923	95/99
150	890	2095	990	111/115

Примечания. 1. Размер H и масса даны для глубины заложения газопровода около 1,2 м. 2. Масса гидрозатворов дана без массы ковера: в числителе — с трубкой, в знаменателе — с продувочным устройством.

электрод заземления *7*. В этом случае устанавливается большой ковер. Гидравлический затвор изготовляется индивидуально местными строительно-монтажными организациями на $p_у$ до 5 кПа на $D_у$ = 50, 65, 80, 100, 150 мм.

На рис. 5.12, *б* показан гидрозатвор с дополнительным кожухом *8*, к которому в верхней части приварен отвод с резьбой на конце для навертывания муфты с пробкой. Это позволяет использовать гидрозатвор и как устройство для продувки газопровода.

Выбор арматуры. При проектировании и строительстве систем газоснабжения, а также при газооборудовании агрегатов и аппаратов на промышленных и коммунально-бытовых предприятиях выбор арматуры определяется проектной организацией с учетом не только физико-химических свойств, давления и температуры рабочей среды и окружающего воздуха, но также требований действующих правил Госгортехнадзора СССР, СНиПов Госстроя СССР, ГОСТов и других технических нормативных документов.

Конструкция применяемой арматуры и материалы, из которых изготавливаются ее детали, должны обеспечивать надежную и безопасную эксплуатацию систем газоснабжения при заданных параметрах, так как взрыво- и пожароопасность горючих газов предъявляют к запорной арматуре повышенные требования. Следовательно, используемая на газопроводах арматура должна быть предназначена для газовой среды. Однако для систем газоснабжения может быть применена арматура общего назначения, но при условии выполнения дополнительных работ по притирке и испытанию затвора на герметичность. Электрооборудование приводов и других элементов трубопроводной арматуры должно отвечать требованиям взрывобезопасности, указанным в Правилах устройства электроустановок (*ПУЭ*).

Основными требованиями, предъявляемыми к запорной арматуре, которую устанавливают на газопроводах (изложенными в порядке по степени их важности), являются прочность и герметичность отключения независимо от направления движения газов,

отвечающие требованиям ГОСТ 9544—75* (выбор класса герметичности в зависимости от назначения арматуры: 1-й класс — арматура для взрывоопасных и токсичных сред; 2-й класс — арматура для пожароопасных сред; 3-й класс — арматура для остальных сред); коррозионная стойкость; взрывобезопасность; надежность работы в эксплуатации и простота обслуживания; быстрота закрывания и открывания; минимальное гидравлическое сопротивление проходу газа; возможность регулирования прохода газа; небольшая строительная длина; небольшие масса и габаритные размеры. Требуемая прочность арматуры обусловливается в основном рабочим давлением и температурой, которые практически могут иметь любые значения в довольно широком диапазоне в зависимости от технологии конкретных производств.

При выборе арматуры для газопроводов следует учитывать следующие свойства металлов.

1. Газы не воздействуют на черные металлы, поэтому арматура, как и прочее оборудование, может быть стальной и чугунной. При этом следует учитывать, что из-за недостаточно высоких механических свойств чугуниая арматура может применяться при давлении, на которое она рассчитана, но не более чем 1,6 МПа. При использовании чугунной арматуры особенно важно исключить условия, при которых ее фланцы работали бы на изгиб, т. е. требуются тщательный монтаж и установка компенсаторов в нужных местах. Правила Госгортехнадзора ограничивают применение чугунной арматуры во взрывоопасных условиях; однако необходимо учитывать влияние низких температур на прочность материалов и стойкость уплотнений, из допуски деталей и изменение зазоров, на возникновение заеданий.

2. Газы, содержащие значительные количества сероводорода, воздействуют на бронзу и другие медные сплавы, поэтому не рекомендуется использовать арматуру с бронзовыми уплотнительными поверхностями (кольцами). Одновременно следует иметь в виду, когда уплотнительные поверхности седла и затвора проточены на соответствующих деталях из черных металлов (т. е. без вставных колец из нержавеющей стали и цветных металлов), эти поверхности подвержены быстрому износу в рабочих условиях и коррозии при складском хранении.

3. При содержании сероводорода не более 2 г на 100 м³ газ очень слабо воздействует на медные сплавы. Как известно, арматуру для квартирных газовых приборов изготавливают из медных сплавов и работает она вполне удовлетворительно.

4. Нержавеющие стали стойки в среде газа и одновременно обладают большой стойкостью от коррозии при складском хранении. Для ответственной дорогостоящей арматуры можно рекомендовать вставные уплотнительные кольца из нержавеющей стали.

5. Уплотнительные кольца из баббита проверены и могут быть рекомендованы для горючих газов для арматуры вентильного типа на низкие температуры.

6. Уплотнительные кольца из резины применяют в арматуре вентильного типа лишь при температурах до 50 °С и давлении до 1,0 МПа.

7. При хранении и транспорте горючих газов требуется минимальная теплоемкость арматуры, чтобы при ее включении время охлаждения до температуры жидкости было возможно малым. Корпус арматуры должен иметь небольшую металлоемкость при достаточно высокой прочности.

При хранении, монтаже и эксплуатации трубопроводной арматуры необходимо выполнять следующие требования:

— перед установкой арматуры трубопровод должен быть тщательно очищен от грязи, песка и окалины;

— арматуру, на корпусе которой дана стрелка, указывающая направление движения среды, надо устанавливать на трубопроводе так, чтобы направления движения среды и стрелка совпадали;

— при монтаже фланцевой арматуры необходимо, чтобы фланцы и отверстия под болты совпадали с отверстиями на фланцах арматуры; затягивать болты следует равномерно и нормальным гаечным ключом;

— место установки арматуры должно быть достаточно освещено, а проходы между арматурой и строительными конструкциями должны приниматься в соответствии с действующими нормами для обеспечения безопасного обслуживания и осмотра;

— при гидравлическом испытании трубопровода на прочность затворы арматуры должны быть полностью открыты;

— использовать запорную арматуру в качестве регулирующей или дросселирующей не допускается; запорную арматуру следует открывать полностью до упора и закрывать с нормальным усилием для создания плотности; при закрывании и открывании арматуры применять добавочные рычаги не допускается;

— наружную резьбу шпинделей необходимо смазывать не реже 1 раза в месяц;

— хранить арматуру на складе в упаковке завода-изготовителя или в неупакованном виде (обязательно с заглушками) на стеллажах в сухом помещении. При длительном хранении каждые полгода необходимо менять смазку на обработанных поверхностях изделий и удалять обнаруженную грязь или ржавчину;

— использовать арматуру строго по назначению в соответствии с указаниями в техническом паспорте, технических условиях, стандартах или в особых условиях заказа;

— запрещается производить работы по устранению дефектов и перебивать сальник при наличии давления в газопроводе;

— сальниковые болты и шпильки подтягивать равномерно во избежание перекосов;

— при обнаружении неустранимых неплотностей в прокладках (между корпусом и крышкой) и в затворах арматуру необходимо снять с газопровода, разобрать и тщательно осмотреть. Дефекты на уплотнительных поверхностях необходимо устранить приточкой или притиркой (возможность подобного ремонта предусмотрена конструкцией);

— арматуру, предназначенную для особо ответственных установок, которые находятся в эксплуатации, резерве или ремонте, принимать на учет и регистрировать в специальном журнале с указанием времени установки, производственного осмотра и ремонта, вида ремонта и состояния после него;

— обслуживающий персонал, проводящий работы по консервации и расконсервации арматуры, должен иметь индивидуальные средства защиты (рукавицы, спецодежду, очки и др.) и соблюдать требования противопожарной безопасности.

Кроме того, поворотные краны и затворы должны иметь ограничители поворота и указатели положения «Открыто—Закрыто», а задвижки с невыдвижным шпинделем — указателем степени открытия. Краны с условным проходом до 80 мм должны иметь риску, указывающую направление прохода в пробке.

Испытания арматуры. Прежде чем установить запорную арматуру, ее подвергают проверке: реконсервируют смазку, проверяют сальники и прокладки и испытывают на герметичность в соответствии с требованиями ГОСТ на изделия. Арматуру общего назначения (не предназначенную специально для горючих газов), кроме того, испытывают на прочность и плотность. Если на краны пробковые, *устанавливаемые на газопроводах с давлением до 0,1 МПа*, имеется паспорт или другой документ, удостоверяющий их качество и проведение заводских

испытаний, то испытания на прочность и плотность материала можно не проводить.

Арматуру общего назначения, устанавливаемую на газопроводах низкого давления, подвергают следующим испытаниям:

а) краны на прочность и плотность материала деталей водой или воздухом давлением 0,2 МПа; на герметичность затвора, сальниковых и прокладочных уплотнений воздухом давлением, равным 1,25 рабочего. Краны, рассчитанные на рабочее давление не менее 0,04 МПа, должны испытываться давлением 0,05 МПа;

б) задвижки на прочность и плотность материала водой давлением 0,2 МПа, а также дополнительно на плотность воздухом давлением 0,1 МПа; на герметичность затвора заливкой керосина, при этом результаты испытаний должны соответствовать требованиям для арматуры 1-го класса герметичности.

Арматуру общего назначения, устанавливаемую на газопроводах среднего и высокого давления, испытывают следующим образом:

а) краны на прочность и плотность материала водой давлением, равным 1,5 максимального рабочего, но не менее 0,3 МПа; на герметичность затвора, прокладочных и сальниковых уплотнений воздухом давлением, равным 1,25 максимального рабочего;

б) задвижки и вентили на прочность и плотность материала водой давлением, равным 1,5 максимального рабочего, но не менее 0,3 МПа с дополнительным испытанием на плотность воздухом, с одновременной проверкой герметичности сальниковых и прокладочных уплотнений; на герметичность затвора заливкой керосина. При этом результаты испытаний должны соответствовать требованиям для арматуры 1-го класса герметичности.

Испытания арматуры во всех случаях должны проводиться при постоянном давлении в течение времени, необходимого для тщательного ее осмотра. Однако каждое испытание должно длиться не менее 1 мин. «Потение» металла, а также пропуск среды через него, сальниковые и прокладочные уплотнения не допускаются.

5.6. УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПРЕДОХРАНЕНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ ЧАСТЕЙ ГАЗОПРОВОДОВ И АРМАТУРЫ ОТ ПОВРЕЖДЕНИЙ

К устройствам, предохраняющим отдельные части газопроводов и арматуры от повреждений относятся коверы, люки, муфты, компенсаторы и футляры.

К о в е р ы служат для защиты от механических повреждений устройств газопроводов, выходящих на поверхность земли: кранов, пробок и трубок сборников конденсата, гидрозатворов, контрольных проводников и трубок. Коверы и люки изготовляют с чугунными литыми корпусами и откидными крышками (рис. 5.13, 5.15). С целью предотвращения просадки коверов и люков и повреждения защищаемых ими устройств коверы и люки устанавливают на специальные бетонные подушки с легкой армировкой (рис. 5.14).

П р е д о х р а н и т е л ь н ы е м у ф т ы (рис. 5.16) из двух свариваемых полумуфт устанавливают с целью повышения эксплуатационной надежности газопроводов при неуверенности в сварных швах или их небезупречности.

К о м п е н с а т о р ы (рис. 5.17) применяют с целью снижения напряжений, вызываемых колебаниями температуры грунта на фланцы чугунной арматуры, а также для возможности демонтажа, смены прокладок и последующей их установки. Наиболее

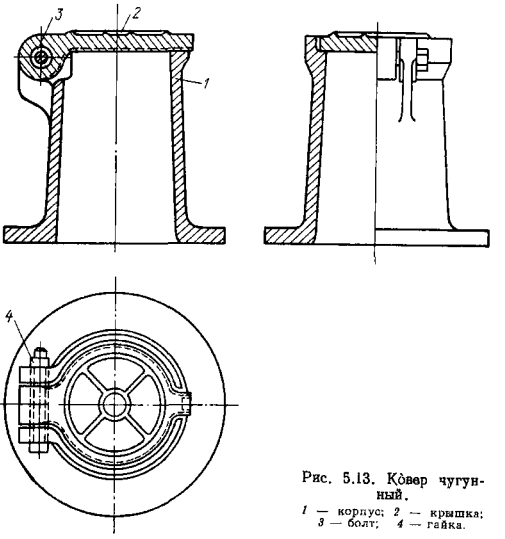


Рис. 5.13. Ковер чугунный.
1 — корпус; *2* — крышка; *3* — болт; *4* — гайка.

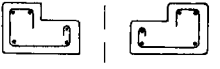
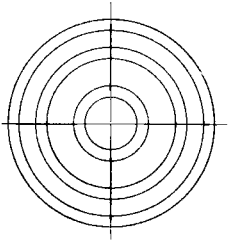


Рис. 5.14. Подушка под ковер.



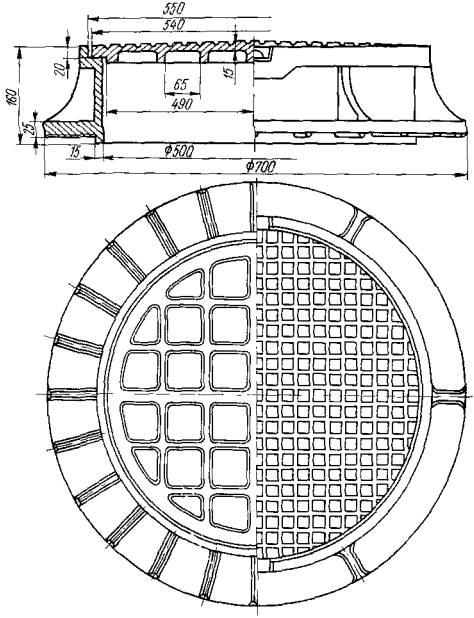


Рис. 5.15. Чугунный люк.

широко используют линзовые компенсаторы, которые устанавливают на подземных газопроводах в колодцах совместно с арматурой. Эти компенсаторы выполняют из тонколистовой стали в виде отдельных свариваемых между собой полулинз. Обычно для обеспечения нормальных условий демонтажа и монтажа, а также для снятия температурных напряжений с фланцев арматуры применяют двухлинзовые компенсаторы, состоящие из четырех полулинз. Линзовые компенсаторы устанавливают в несколько сжатом состоянии с учетом их максимальной компенсирующей способности и осевых усилий. Под максимальной компенсирующей способностью компенсатора понимается двухстороннее изменение его длины. Для многолинзового компенсатора эту способность определяют суммой компенсирующей способности отдельных линз.

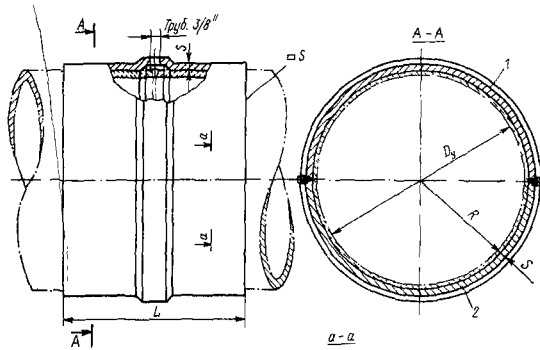
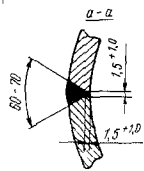


Рис. 5.16. Муфта предохранительная составная.

1 — верхняя полумуфта; *2* — нижняя полумуфта.
Продольные швы муфты не должны привариваться к телу трубы. Отверстия 3/8" после испытания завариваются.



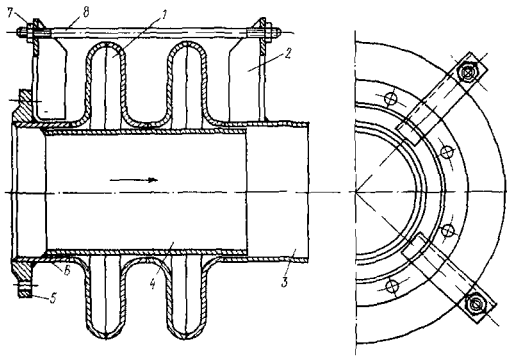


Рис. 5.17. Компенсатор двухлинзовый с одним фланцем.

1 — полулинза; *2* — кронштейн; *3* — цанга; *4* — рубашка; *5* — фланец; *6* — патрубок; *7* — гайка; *8* — тяга.

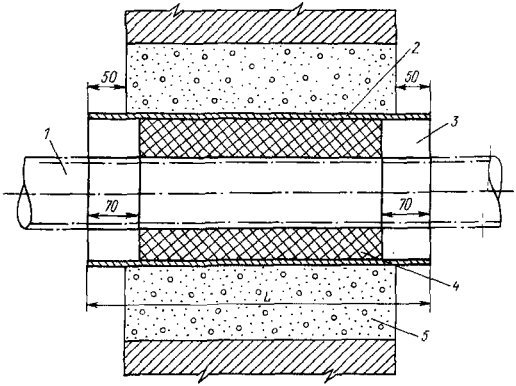


Рис. 5.18. Футляр для прохода газопроводов через фундаменты и стены.
1 — газопровод; *2* — футляр; *3* — битумная эмаль марки IV; *4* — просмоленная пенька или джут; *5* — бетон марки 110.

Применять на подземных газопроводах сальниковые компенсаторы запрещается.

Футляры на газопроводах используют при пересечении железных и магистральных шоссейных дорог, ненапорных коллекторов, колодцев различного назначения, а также при вынужденной прокладке газопроводов, в особенности высокого и среднего давления в непосредственной близости от жилых и общественных зданий, при укладке газопроводов на малых глубинах, на которых сказываются динамические воздействия транспорта. Их применяют и в тех случаях, когда по местным условиям невозможно отрывать траншеи для газопроводов при пересечении ими проездов с усовершенствованными покрытиями и напряженным движением автомобильного транспорта. В этих случаях газопровод прокладывают в футлярах, предварительно продавленных через грунт под проездом, без остановки движения.

Назначение футляров — защита газопроводов от механических воздействий, находящихся над и под ними сооружений и предотвращение от попадания в них газа при разрыве или неплотности газопроводов.

Устройство простейших футляров, служащих для прокладки газопроводов через фундаменты, стены зданий и сооружений, показано на рис. 5.18, а футляров, применяемых при пересечении газопроводами с давлением до 0,3 МПа железных дорог, трамвайных путей и при прокладке газопроводов на недостаточных глу-

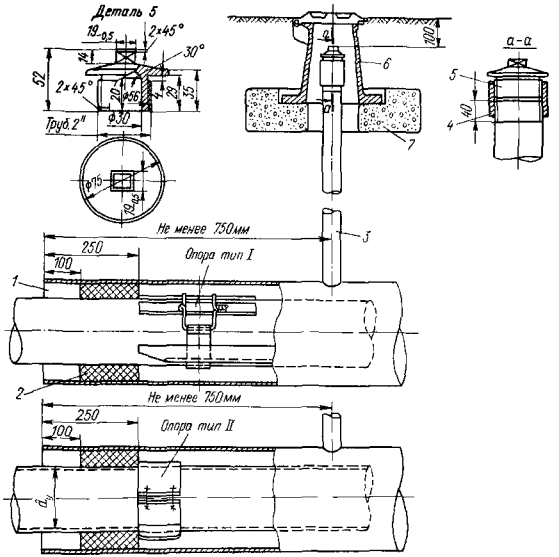


Рис. 5.19. Конструкции концов футляров с различными типами опор и контрольными трубками.

1 — битумная эмаль; *2* — просмоленная пенька; *3* — контрольная трубка 60×4; *4* — муфта $D_y = 50$; *5* — пробка; *6* — ковер; *7* — подушка под ковер.

бинах или в непосредственной близости от зданий — на рис. 5.19. Особенность этих футляров — наличие опор и контрольных трубок, выводимых под ковер и позволяющих проконтролировать наличие или отсутствие газа и таким образом плотность газопровода. Эти же типы футляров (с опорами и без них) могут применяться при пересечении газопроводами подземных коллекторов и емкостей различного назначения. Конструкция опор при прокладке футляров методом продавливания и при наличии блуждающих токов выполняется таким образом, чтобы через них блуждающие токи не попадали в газопровод.

При прокладке футляров открытым способом и возможности их надлежащей изоляции необходимости в диэлектрических опорах нет, поэтому они могут выполняться простейшим образом:

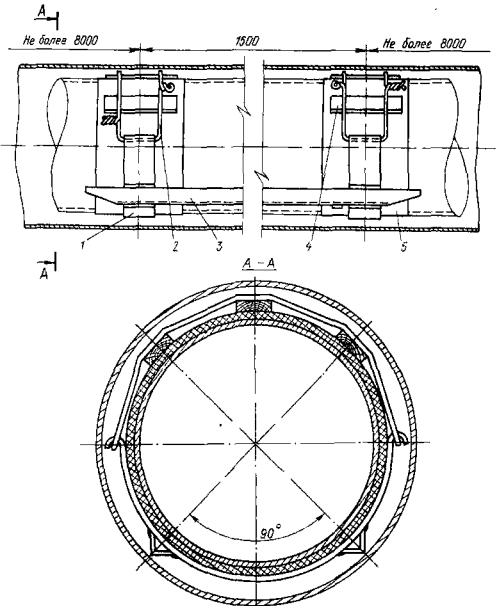


Рис. 5.20. Конструкция опоры с полозом из разнобокового уголка.
1 — скоба; 2 — крепежная проволока; *3* — полоз; *4* — планка; 5 — обертки из гидроизола, толя, рубероида и аналогичных им материалов.

приваркой к стенке газопроводов. Конструкции концов футляров с разными типами опор приведены на рис. 5.19, а самих опор — на рис. 5.20.

Конструкция футляров для газопроводов средних и высоких давлений, прокладываемых под железными дорогами и в других ответственных местах, усложняется за счет устройства сальникового уплотнения (рис. 5.21) и трубопровода, отводящего газ из футляра в атмосферу при неплотности газопровода и разрыве его стыков. Трубопровод для выброса газа в атмосферу отводится в безопасное от пересекаемого сооружения место и снабжается дефлектором.

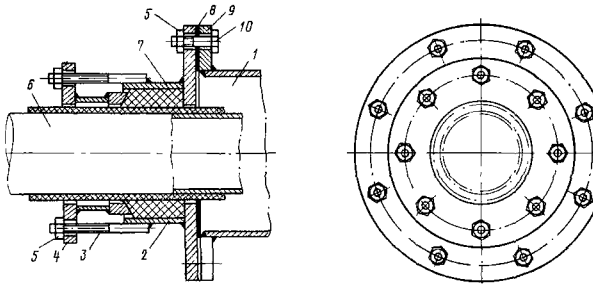


Рис. 5.21. Сальниковое уплотнение для футляра.

1 — **футляр**; *2* — корпус; *3* — шпилька; *4* — грундбукса; *5* — гайки; *6* — газопровод; *7* — набивка из просмоленной пеньки или аналогичного материала; *8* — паронитовая прокладка; *9* — фланец; *10* — болт.

ГЛАВА 6

ЗАЩИТА ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И СВЕДЕНИЯ О ЗАЩИТНЫХ ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫХ ПОКРЫТИЯХ

6.1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Коррозией металлов называется постепенное поверхностное разрушение металла в результате химического и электрохимического взаимодействия его с внешней средой. Так, коррозия внешних поверхностей подземных стальных трубопроводов происходит под действием химических соединений, имеющихся в почве, и блуждающих электрических токов. Иногда при транспортировке газов, содержащих повышенные количества кислорода или углекислого газа, а также те или иные кислые соединения, приходится сталкиваться и с коррозией внутренних поверхностей труб. В этом случае борьба с коррозией обычно заключается в удалении из газа корродирующих веществ, в его очистке и в повышении требований к качеству транспортируемого газа.

Различают почвенную (электрохимическую) коррозию и коррозию блуждающими токами.

Основные факторы, определяющие интенсивность почвенной коррозии: тип грунта, состав и концентрация растворимых в нем веществ, влажность, характер проникновения воздуха, структура, наличие бактерий, активизирующих развитие процессов коррозии, температура и удельное сопротивление грунта. Опасность почвенной коррозии подземных металлических сооружений определяется коррозионной активностью грунтов по отношению к металлу, из которых эти сооружения изготовлены.

Коррозионную активность грунтов (КАГ) по отношению к углеродистой стали подземных металлических сооружений оценивают по трем показателям: удельному электрическому сопротивлению грунтов, потере массы образцов и плотности поляризующего тока (табл. 6.1). Рекомендуемые методики определения КАГ по этим показателям приведены в прил. 1 ГОСТ 9.015—74*. Если по одному из показателей установлена высокая КАГ, отпадает необходимость в определении ее по остальным показателям.

Критерием опасности коррозии, вызываемой блуждающими токами, является наличие положительной или знакопеременной разности потенциалов между трубопроводом и землей (анодные и знакопеременные зоны). Источниками блуждающих токов в городах являются рельсовые пути электрифицированного транспорта (трамваев, метро, электропоездов) и промышленные предприятия, ис-

ТАВЛИЦА 6.1

Коррозионная активность грунтов по отношению к углеродистой стали

Степень коррозионной активности	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м, свыше — до	Потери массы образца, г, свыше — до	Средняя плотность поляризующего тока, мА/см², свыше — до
Низкая	100	До 1	До 0,05
Средняя	20—100	1—2	0,05—0,2
Повышенная	10—20	2—3	0,2—0,3
Высокая	5—10	3—4	0,3—0,4
Весьма высокая	До 5	Свыше 4	Свыше 0,4

пользующие или вырабатывающие постоянный или переменный ток.

Все подземные стальные газопроводы должны быть защищены от коррозии почвенной и вызываемой блуждающими токами. Защиту от коррозии следует проектировать в соответствии с требованиями ГОСТ 9.015—74* «Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования», СНиП 2.04.08—87 «Газоснабжение»; «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правил безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР, «Правил технической эксплуатации и техники безопасности в газовом хозяйстве» МЖКХ РСФСР; типового проекта, разработанного Мосгазниипроектом, «Узлы и детали электрозащиты подземных инженерных сооружений от коррозии». Мероприятия по защите от коррозии строящихся подземных газопроводов, предусмотренные проектом, включают в себя электрохимическую защиту. Их следует осуществлять до сдачи газопровода в эксплуатацию, но не позднее чем через 6 мес после укладки трубопроводов в грунт. Средства защиты от почвенной коррозии выбирают исходя из условий прокладки газопровода и данных о коррозионной активности среды (грунтов и грунтовых вод) по отношению к металлу трубопровода, с учетом результатов технико-экономических расчетов.

Защита газопроводов от коррозии разделяется на изолирование их от прилегающих грунтов и ограничение проникновения через изоляционные покрытия блуждающих токов (пассивная защита), а также на создание защитного потенциала на газопроводе по отношению к окружающей среде (ограничение, подавление или отвод электрических токов — защита активная). Мероприятия по защите газопроводов от коррозии, как правило, осуществляют организации и предприятия, в ведении которых находятся газопроводы. Организацию и координацию работ по защите от коррозии подземных газопроводов (независимо от их ведомственной принадлежности) осуществляют междуведомственные комиссии при исполко-

мах Советов народных депутатов. Проекты защиты от коррозии должны разрабатываться одновременно с проектированием газопроводов одной и той же проектной организацией.

Способы защиты подземных газопроводов от коррозии обоих видов (почвенной и вызванной блуждающими токами) в основном совпадают: это рациональный выбор трассы газопроводов и подземных кабелей связи с соответствующей конструкцией защитного покрытия, в наибольшей степени отвечающей условиям эксплуатации; изоляция подземных металлических газопроводов и использование специальных методов прокладки (неметаллические трубы, блоки, каналы, коллекторы и т. д.); катодная поляризация подземных газопроводов.

6.1.2. МАТЕРИАЛ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ

Газопроводы, прокладываемые в пределах городов и других населенных пунктов, промышленных предприятий, изолируют защитными покрытиями весьма усиленного типа в соответствии с требованиями действующих нормативных технических документов: битумно-полимерными, битумно-минеральными, полимерными, этиноловыми, а также покрытиями на основе битумно-резиновых мастик (по ГОСТ 15836—79), изготовленных на специализированных заводах. Защитные покрытия должны наноситься только в цеховых условиях. Допускается нанесение защитных покрытий непосредственно на месте укладки только при выполнении ремонтных работ на действующих газопроводах, изоляции сварных стыков и мелких фасонных частей, исправление повреждений изоляции в процессе монтажа, применении липких лент сразу после укладки труб в траншеи. Переходы газопроводов через водные преграды, заболоченные места, затапливаемые поймы рек, места бывших свалок мусора, шлака, фабрично-заводских стоков, под железными дорогами, трамвайными путями и автомагистралями должны иметь весьма усиленную изоляцию, а при необходимости также катодную поляризацию сооружения. Футляры газопроводов, прокладываемые методом прокола (продавливание), изолируются специальной мастикой на основе эпоксидных смол.

Противокоррозионные покрытия должны отвечать требованиям нормативных документов (ГОСТ 9.015—74*, СНиП 2.04.08—87 и др.), иметь достаточную механическую прочность, пластичность, хорошую прилипаемость к металлу труб, не подвергаться разрушению от биологического воздействия, не содержать компонентов, вызывающих коррозию металла, труб, обладать диэлектрическими свойствами. На все материалы, применяемые для изоляции газопроводов, должны иметься сертификаты или другие документы, подтверждающие их качество.

Битумно-полимерные, битумно-минеральные или битумно-резиновые защитные покрытия весьма усиленного типа имеют следующую структуру: битумная грунтовка, битумно-полимерная или

битумно-минеральная мастика (толщина слоя 2,5—3 мм), армирующая обмотка из стеклохолста, битумная мастика (толщина слоя 2,5—3 мм), наружная обертка из бумаги. Общая толщина покрытия должна быть не менее 9 мм. Допускается применение четырех слоев битумно-атектической, битумно-минеральной или битумно-резиновой мастики с тремя слоями армирующей обмотки при соблюдении общей толщины покрытия не менее 9 мм. При изоляции труб диаметром до 150 мм общая толщина покрытия может быть не менее 7,5 мм.

Битумные грунтовки изготавливают из битума, растворенного в бензине. Составы битумных грунтовок под битумные мастики в зависимости от сезона нанесения приведены ниже:

для летнего времени битум БН-90/10 или БН-70/30 (ГОСТ 6617—76*) либо БНИ-IV (ГОСТ 9812—74*), авиационный бензин Б-70 (ГОСТ 1012—72*) или бензин автомобильный А-72 и А-76 (ГОСТ 2084—77*). Соотношение битума и бензина 1 : 3 по объему или 1 : 2 по массе;

для зимнего времени битум БН-70/30 или БНИ-IV, неэтилированный авиационный бензин Б-70. Соотношение 1 : 3 по объему или 1 : 2 по массе.

Поверхность изолируемых труб, фасонных частей и резервуаров до нанесения грунтовки должна быть очищена от грязи, ржавчины, пыли и тщательно просушена.

Для армирования защитных покрытий следует применять стеклохолст марки ВВ-К. Допустимо использование неармированного стеклохолста марки ВВ-Г или импортных стеклохолстов. В качестве наружной обертки применяют бумагу мешочную или оберточную марки А, а также бризол, пленку ПЭКОМ. Толщина наружной обертки входит в общую толщину защитного покрытия. Составы и требования к физико-механическим свойствам битумно-полимерных и битумно-минеральных мастик приведены в табл. 6.2—6.5. Для повышения прочности, снижения чувствительности к изменениям температуры, а также увеличения срока службы защитных покрытий при изготовлении мастик в битум добавляют полимерные (атактический полипропилен, низкомолекулярный полиэтилен) и минеральные наполнители (доломит, доломитизированный и асфальтовый известняк). Для повышения пластичности битумных мастик, уменьшения их хрупкости при отрицательных температурах могут быть использованы пластификаторы: масла зеленое и осевое.

Защитные покрытия весьма усиленного типа из полимерных липких лент имеют следующую структуру: грунтовка (0,1 мм), липкая лента в три слоя (толщиной не менее 1,1 мм), наружная обертка. Для защиты такого покрытия от механических повреждений при укладке трубопроводов в грунт и их засыпке необходимо использовать рулонные материалы с прочностью ширины полотнища не менее 0,25 МПа (бризол, пленка ПЭКОМ).

Под покрытие из полимерных липких лент применяют клеевые или битумно-клеевые грунтовки, изготовленные в соответствии с нормативно-технической документацией.

ТАБЛИЦА 6.2

Состав битумно-полимерных мастик

Мастика	Компоненты мастики, % по массе						
	Битум БН-70/30 или БНИ-IV	Битум БН-90/10 или БНИ-V	Битум перекисный с температурой размягчения 100—110 К	Атактический полипропилен	Полиэтилен	Полиэтилена порошкообразный некондиционный	Масло зеленое или осевое
Битумно-атактическая	95	—	—	5	—	—	—
Бутадиен-3	—	80	—	—	20	—	—
Бутадиен-Л	—	—	80	—	20	—	—
Бутилен-90	97	—	—	—	—	3	—
Бутилен-80	92	—	—	—	—	3	5

Примечания. 1. При проведении изоляционных работ для придания мастике эластичности следует применять при температуре до —15 °С масло зеленое или осевое; до —25 °С полидиен или низкомолекулярный полиизобутилен П-8 и П-20, или 5%-ный раствор полиизобутилена П-200 в зеленом масле. 2. Битумно-атактическую мастику используют независимо от сезона проведения изоляционных работ; бутадиен-3 или бутилен-80 — в зимнее время, а бутадиен-Л и бутилен-90 — в летнее.

ТАБЛИЦА 6.3

Физико-механические свойства битумно-полимерных мастик

Показатели	Мастика				
	Битумно-атактическая	Бутадиен-3	Бутадиен-Л	Бутилен-90	Бутилен-80
Температура размягчения, °С, не менее	80—90	70	80	90	80
Глубина проникания иглы при 25 °С, десятые доли миллиметра, не менее	14—24	30	20	15	20
Растяжимость при 25 °С, см	1,5—3,5	3,5	3,0	2,0	2,5
Вспучивание	Не допускается				
Содержание воды	Следы				

Примечание. Температура размягчения битумных мастик должна превышать температуру транспортируемого по трубопроводу продукта не менее чем на 25 °С.

ТАБЛИЦА 6.4

Состав битумно-минеральных мастик

Мастика	Компоненты мастик, % по массе			
	Битум БН-70/30 или БНИ-IV	Битум БН-90/10 или БНИ-V	Минеральный наполнитель	Масло зеленое или осевое
I	75	—	25	—
II	—	75	25	—
III	70	—	25	5
IV	—	75	22	3

Примечания. 1. Мастику марок III и IV применяют при выполнении изоляционных работ в зимнее время. 2. В качестве минерального наполнителя используют доломитизированный известняк средней плотности, асфальтовый известняк или доломит.

ТАБЛИЦА 6.5

Физико-механические свойства битумно-минеральных мастик

Показатели	Мастика			
	I	II	III	IV
Температура размягчения (по ГОСТ 11506—73*), °С, не менее	75—93	95—98	67—73	80
Глубина проникания иглы при 25 °С (по ГОСТ 11501—72*), десятые доли миллиметра, не менее	20—30	10—20	20—25	10
Растяжимость при 25 °С (по ГОСТ 11505—75*), см, не менее	3,0—3,5	1,5—2,0	3,0—4,0	2,0
Вспенивание	Не допускается			
Содержание воды (ГОСТ 2477—65*)	Следы			

Примечание. Температура размягчения битумных мастик должна превышать температуру транспортируемого по трубопроводу продукта не менее чем на 25 °С.

Нормативные показатели физико-механических свойств липких лент:

Толщина ленты, мм, не менее	0,3—0,4
Толщина слоя клея, мм, не менее	0,10
Длина ленты, м, не менее	250
Сопротивление разрыву, МПа, не менее	8
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	80—190
Удельное электрическое сопротивление при 20 °С, Ом·см, не менее	$1 \cdot 10^{10} \div 1 \cdot 10^{11}$
Липкость ленты, с, не менее	10—20
Морозостойкость, °С, не ниже	—30÷—50
Адгезия к стали, гс/см ширины, не менее	100

Эмаль этиноль приготовляют двух составов, включающих в себя следующие компоненты, %:

	I	II
Лак этиноль (не менее 43% сухих веществ)	64,0	68,0
Асбест хризотиловый	36,0	27,0
Литейный графит	—	5,0

Общая толщина защитного покрытия из эмали этиноль должна быть не менее 0,6 мм. Эмаль состава II применяют для изоляции трубопроводов на участках, не подверженных влиянию блуждающих токов.

Все средства защиты газопроводов (материалы покрытий), их структура, а также приборы для коррозионных измерений должны иметь сертификаты или другие документы, подтверждающие их соответствие требованиям ГОСТов или технических условий, согласованных в установленном порядке.

Для газопроводов (с давлением газа до 1,2 МПа), предназначенных для газоснабжения городов, населенных пунктов в сельской местности, промышленных предприятий и прокладываемых вне их территории, если они уложены в грунтах весьма высокой, высокой и повышенной КАГ, следует предусматривать катодную по-

ТАБЛИЦА 6.6

Основные физико-механические свойства полимерных липких лент

Показатель	По ГОСТ 9.015—74*	Поливинилхлоридные		Полиэтиленовые	
		ПИЛ (летняя) (ТУ 6-19-103—78)	ПВХ-СЛ (ТУ 51-456—78)	ПВХ-ЛМЛ	ПДБ и ПРДБ
Длина рулона, м, не менее	250±1	250	250	250	100, 250
Толщина, мм, не менее:					
ленты	0,3	0,3	0,35	0,3	0,2
слоя клея	0,1	—	—	—	—
Сопротивление разрыву, МПа, не менее	8	10	10	10	8
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	80	190	80	100	200
Удельное электрическое сопротивление при 20 °С, Ом·см, не менее	$1 \cdot 10^{12}$	$1 \cdot 10^{12}$	$1 \cdot 10^{10}$	$1 \cdot 10^{11}$	$1 \cdot 10^{14}$
Липкость ленты, с, не менее	20	20	10	20	50
Морозостойкость, °С, не менее	—30	—30	—50	—60	—60
Адгезия к стали, гс/см, не менее	100	—	—	—	—
Температурный режим эксплуатации, °С	—	—30÷+55	—20÷+40	—60÷+50	—40÷+60
Температура нанесения (нижний предел), °С	—	5	—12	—50 —40	—20

Примечания. 1. Ширина лент 400, 450, 500 мм или по заказу. 2. Согласно ГОСТ 20477—86 «Лента полиэтиленовая с липким слоем в зависимости от толщины пленки—основы изготовляется двух марок: А и Б.

ляризацию сооружений. Тип изоляционного покрытия выбирается в зависимости от условий прокладки. Если на трассе такого газопровода необходимо чередовать *нормальную* и *усиленную изоляцию*, то последняя должна быть однотипной — усиленной. Сварные стыки газопроводов низкого и среднего давления следует изолировать непосредственно в траншее после испытания газопровода на прочность давлением не менее 0,6 МПа.

В целях предупреждения коксования битумных мастик их нельзя хранить в разогретом виде при температуре 190—200 °С более 1 ч, а при температуре 160—180 °С — более 3 ч. Характеристика полимерных липкнх лент приведена в табл. 6.6. Грунтовки под них независимо от сезонности имеют следующие составы: клей № 40/10 в авиационном бензине Б-70 (1 : 1); клей № 61 в авиационном бензине Б-70 (1 : 3); лак № 67; полиизобутнленовый клей 18—20%-ный (Охтинского химкомбината), клей № 88 Н.

6.1.3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ

Качество нанесения защитных покрытий на трубы и другие части газопроводов (конденсатосборники, фасонные части и др.) на производственных базах строительно-монтажных организаций проверяет представитель отдела технического контроля и лаборатории этой организации. Проверку качества изоляционных работ по трассе осуществляют работники лаборатории строительно-монтажной организации, выполняющей изоляционные работы, а также представитель технического надзора заказчика н предприятия газового хозяйства (газосбытовой организации). Результаты проверки оформляются актом.

При внешнем осмотре нанесенного на трубы защитного покрытия на трассе выявляют на бровке траншеи толщину покрытия, равномерность, прилипаемость и сплошность его по всей трубе; после опуска в траншею и изоляции монтажных стыков — отсутствие повреждений при опуске; после присыпки газопровода грунтом (на 20—25 см) — отсутствие непосредственного электрического контакта между металлом трубы и грунтом (после полной засыпки газопровода проверку качества защитного покрытия осуществляют с помощью приборов). Внешний осмотр защитного покрытия следует проводить в процессе наложения каждого слоя покрытия по всей длине изолируемой части газопровода и после окончания изоляционных работ. При этом не допускаются пропуски, трещины, сгустки, вздутия, пузыри, мелкие отверстия, бугры, впадины, отслоения. При внешнем осмотре покрытий из полимерных липких лент проверяют число слоев, наличие и ширину нахлеста, отсутствие пропусков и складок.

Толщину слоя защитного покрытия следует контролировать через каждые 100 м, но не менее чем в четырех точках по окружности трубы в каждом изолируемом сечении. Кроме того, ее измеряют во всех местах, вызывающих сомнение. Толщину покрытия

измеряют магнитным (индукционным) толщиномером или другими приборами и инструментами, обеспечивающими необходимую точность измерения.

Сплошность защитного покрытия следует проверять по всей поверхности искровым дефектоскопом при напряжении и нормальной изоляции 12, при усиленной 24, при весьма усиленной 36 кВ на 1 мм толщины покрытия. Сплошность защитного покрытия из полимерных липких лент и эмалевых (этинолевых) покрытий должна проверяться также дефектоскопом при напряжении 6 кВ. Допускается применение для этих целей других приборов, выпускаемых отечественной промышленностью и обеспечивающих надежность контроля.

Проверку прилипаемости (адгезии) защитного битумного покрытия к поверхности металла производят адгезиметром или вручную путем вырезки из покрытия треугольника с последующим отрывом его от металла. Сопротивление покрытия отрыву, определяемое адгезиметром, должно быть не менее 0,5 МПа при температуре 6—25 °С и не менее 0,4 МПа при температуре 25—35 °С. При проверке вырезкой треугольника покрытие считается хорошим, если оно отрывается от металла отдельными кусочками, без расслоения и если часть его остается на металле. Прилипаемость защитного покрытия определяется через каждые 100 м труб, а также выборочно по требованию заказчика. Степень прилипаемости полимерных липких лент определяется в соответствии с требованиями ГОСТ 269—66* (СТ СЭВ 983—78).

Выявленные во время проверки дефекты, а также повреждения защитного покрытия должны быть исправлены до окончательной засыпки газопровода методами, обеспечивающими качество покрытия в соответствии с требованиями технологической инструкции по исправлению поврежденных участков защитных покрытий газопровода, разработанной строительно-монтажной организацией.

6.2. КОРРОЗИЯ, ВЫЗЫВАЕМАЯ БЛУЖДАЮЩИМИ ТОКАМИ И ВЛИЯНИЕМ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННОГО ТРАНСПОРТА

Как указывалось выше, наиболее опасной коррозией является вызываемая блуждающими токами, что объясняется как наличием в земле этих токов, сила которых достигает сотен ампер, так и разностью потенциалов между трубопроводами и рельсами находящегося вблизи электрифицированного транспорта. Опасность коррозии от блуждающих токов оценивается на основании электрических измерений, объем и комплекс которых определяют в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

Газопроводы, прокладываемые в земле, на территории городов, населенных пунктов и промышленных предприятий, в зоне блуждающих токов должны обязательно иметь весьма усиленные защитные покрытия независимо от КАГ и подлежат защите путем

катодной поляризации в опасных зонах, при которой значения поляризационных (защитных) потенциалов на газопроводах, оборудованных контрольно-измерительными пунктами, или на действующих газопроводах должны быть не менее и не более требуемых. Измерения поляризационных потенциалов должны проводиться по методикам, приведенным в прил. 2 и 3 к ГОСТ 9.015—74*. Катодная поляризация должна осуществляться таким образом, чтобы исключилось вредное влияние на соседние металлические сооружения.

Электрохимическая коррозия возникает в результате взаимодействия металла газопровода, который выполняет роль электродов, с агрессивной средой грунта, выполняющей роль электролита (слабых растворов кислот, щелочей и солей). Металл газопровода, обладая определенной упругостью растворения, испускает в грунт свои положительно заряженные ионы, в результате чего металл приобретает отрицательный потенциал. В силу физико-химической неоднородности металла и грунта, где протекает процесс растворения металла, по длине газопровода располагаются участки, характеризующиеся большей и меньшей упругостью растворения. Первые становятся анодными зонами, а вторые катодными. Катодный участок газопровода приобретает положительный потенциал по отношению к аноду. Электроны перетекают от анода к катоду по металлу газопровода. В грунте происходит перемещение ионов: катионов (заряженных положительно) к катоду, анионов (заряженных отрицательно) к аноду. Металл корродирует на участках в анодных зонах, так как в них наблюдается выход ионов металла в грунт.

Электрохимическая коррозия имеет характер местной коррозии, когда на газопроводах возникают местные язвы и глубокие каверны, способные развиться в сквозные отверстия. По этой причине местная коррозия значительно опаснее сплошной. Электрохимическая коррозия возникает также при воздействии на газопровод электрического тока, который попадает в грунт в результате утечек из рельсов электрифицированного транспорта (блуждающие токи). Блуждающие токи, стекая с рельсов в грунт, движутся по направлению к отрицательному полюсу тяговой подстанции. В местах повреждения изоляции они попадают в газопровод. Вблизи тяговой подстанции токи выходят из газопровода в грунт в виде положительных ионов металла, и начинается электролиз металла. Участки выхода электрического тока из газопровода представляют собой анодные зоны, в которых протекает активный процесс коррозии, а зоны входа тока в газопровод называются катодными. Коррозия блуждающими токами во много раз опаснее почвенной и в городских условиях представляет наиболее распространенный вид коррозии.

Опасными в коррозионном отношении являются зоны на стальных подземных газопроводах, где под влиянием электрифицированного транспорта, работающего на переменном токе, наблю-

дается смещение среднего значения разности потенциалов между трубопроводом и медносульфатным электродом в отрицательную сторону не менее 10 мВ (по сравнению со стационарным потенциалом трубопровода).

Наибольшую опасность для подземных сооружений представляют токи трамвая, метрополитена и электрифицированных железных дорог. Объясняется это тем, что здесь применяется постоянный ток большой силы, а в качестве обратного провода используются рельсы. На практике рельсы часто не могут служить хорошим проводником и к тому же касаются грунта, что приводит к тому, что часть тока, который должен возвращаться по рельсам, попадает в землю и уже по грунту, иногда очень сложным путем (блуждая), приходит вновь к источнику. Ток, попавший в землю, стремится найти путь наименьшего сопротивления. Если встречаются металлические сооружения, то в первую очередь ток протекает по этим сооружениям, попадая в них вблизи движущихся электропоездов и стекая в районе тяговых подстанций или отсосов.

Тяговая подстанция с генератором (рис. 6.1) служит для преобразования переменного тока, обычно получаемого от трехфазной сети в 6 кВ в постоянный ток напряжением 600 В и для питания током контактной сети, а от нее — электрических двигателей вагонов. Питающие кабели подключены к отдельным изолированным друг от друга участкам контактной сети. Если бы питание контактной сети осуществлялось в одной точке, то в сети возникли бы большие потери напряжения, в результате чего в наиболее удаленных точках уменьшалась бы скорость движения вагонов.

Ток из контактного провода, протекая через обмотку электрического двигателя, возвращается на подстанцию по рельсам, соединенным с отрицательной шиной кабелями. Вполне понятно, что чем реже пункты отвода тока, тем хуже условия его возврата по рельсам. Еще большее значение для возврата тока имеет электропроводимость рельса, что в первую очередь зависит от качества соединений отдельных рельсов между собой. Согласно действующим правилам сопротивление рельсового стыка не должно превосходить 20%-ного сопротивления сплошного рельса длиной 3 м, что, к сожалению, не всегда обеспечивается на практике. Следует иметь в виду, что работа рельсового пути как проводника тока имеет существенную особенность: рельсы не изолированы от земли. Между любыми двумя точками рельсового пути существует разность потенциалов. Поэтому часть токов, протекающих по рельсам, ответвляется от них, проходит по земле и вновь попадает в рельсы. Количество тока, стекающего в землю, тем больше, чем хуже электропроводимость рельсов и их изоляции. При неисправном состоянии стыков с рельсов может ответвляться до 30—40% протекающих по ним токов. Наиболее благоприятные условия для протекания токов в земле возникают в тех случаях, когда параллельно рельсам проложено металлическое сооружение, например

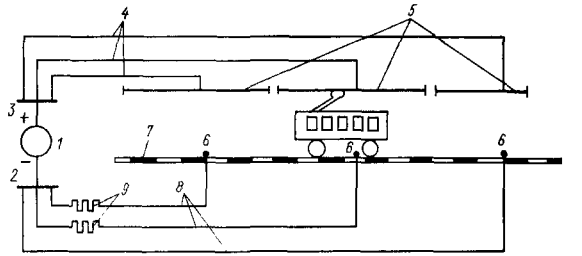


Рис. 6.1. Схема питания трамвайной сети.

1 — генератор тяговой подстанции; *2*, *3* — шины: *2* — отрицательная, *3* — положительная; *4* — питающие кабели; *5* — контактные провода; *6* — отсасывающие пункты; *7* — рельсовый путь; *8* — отсасывающие кабеля; *9* — уравнительные реостаты.

газопровод с поврежденной изоляцией, так как токи прежде всего текут по этому сооружению (рис. 6.2), обладающему меньшим электрическим сопротивлением.

В то же время такое размещение сооружения приводит к наиболее интенсивному разрушению его протекающими блуждающими токами. В анодной зоне происходит интенсивное разрушение металла труб (коррозия), причем в тем большей степени, чем большее количество тока стекает в грунт. Установлено, что в результате прохождения тока силой 1 А в течение 1 года в электролит (в грунт) переносятся до 34 кг свинца и более 9 кг стали. Чем выше разиость потенциалов между отдельными пунктами рельсовой сети (при прочих равных условиях), тем большая часть токов стекает в землю и тем интенсивнее проявляется воздействие блуждающих токов. В местах стекания токов с рельсов в грунт разрушается подошва рельсов.

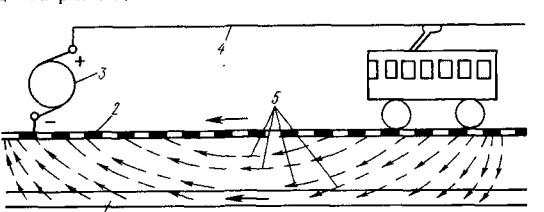


Рис. 6.2. Схема возникновения и распределения блуждающих токов.

1 — газопровод; *2* — рельс; *3* — тяговая подстанция; *4* — контактный провод; *5* — пути движения блуждающих токов.

Металлические подземные сооружения от блуждающих токов защищают активными (электрическими) методами, под которыми подразумевается создание на защищаемом сооружении (газопроводе) такого электрического режима, при котором коррозия сооружения прекращается. При прокладке газопровода в зоне влияния блуждающих токов от электрического рельсового транспорта в первую очередь принимают меры для уменьшения утечки токов с рельсовых путей в землю, а также проводят мероприятия по защите подземных газопроводов от проникновения в них блуждающих токов, что достигается главным образом за счет качественных изоляционных покрытий. Если же этого оказывается недостаточно, применяют такие электрические методы защиты, в результате которых ток или отводят с защищаемого сооружения с помощью различного рода дренажей, или нейтрализуют его воздействие с помощью катодных станций (катодная поляризация). Электрические методы защиты в сочетании с изоляционными покрытиями обеспечивают длительную сохранность подземных газопроводов и служат достаточно эффективным средством защиты.

6.3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Стальные газопроводы, уложенные в землю, подлежат электрической защите во всех анодных и знакопеременных зонах независимо от КАГ. Все электрические методы защиты могут быть разделены на две основные группы:

а) методы по отводу и нейтрализации блуждающих токов;

б) методы защиты вне зоны блуждающих токов.

С помощью электрических защитных установок на газопроводах устраняются анодные и знакопеременные зоны и создаются защитные (отрицательные) потенциалы. Катодную поляризацию металлических подземных сооружений необходимо осуществлять так, чтобы создаваемые на всей их поверхности поляризационные защитные потенциалы (по абсолютной величине) были не менее 0,55 и не более 0,80 В по отношению к неполяризующемуся водородному электроду, а также не менее — 0,85 и не более — 1,10 В — к медносульфатному в любой среде. Потенциал неполяризующегося медносульфатного электрода по отношению к стандартному электроду принят равным 0,3 В.

Измерение поляризационных потенциалов производится по методике, приведенной в прил. 2 к ГОСТ 9.015—74*. Для этого на подземных газопроводах, проложенных на территории городов и других населенных пунктов, с интервалом между ними не более 200 м (вне территории населенных пунктов — не более 500 м), должны быть оборудованы контрольно-измерительные пункты. Кроме того, их следует предусматривать в местах пересечения газопроводов подземными металлическими инженерными сетями (кроме силовых электрокабелей) с рельсовыми путями электрифи-

ированного транспорта (при пересечении более двух рельсовых путей — по обе стороны пересечения), при переходе газопроводов через водные преграды шириной более 75 м.

Если на действующих газопроводах нет пунктов для измерения поляризационных потенциалов, катодную поляризацию можно осуществлять таким образом, чтобы значения потенциалов трубы по отношению к медносульфатному электроду сравнения (включающие поляризационную и омическую составляющие) находились в пределах от —0,87 до —2,5 В. Методика измерения приведена в прил. 3 к ГОСТ 9.015—74*.

Катодная поляризация подземных газопроводов должна осуществляться таким образом, чтобы исключить вредное влияние ее соседние металлические сооружения:

а) уменьшение (по абсолютной величине) минимального или увеличение максимального защитного потенциала на соседних металлических сооружениях, имеющих катодную поляризацию, более чем на 0,1 В;

б) опасность возникновения электрической коррозии на соседних подземных металлических сооружениях, ранее не требовавших защиты от нее.

Для защиты газопроводов от коррозии блуждающими токами могут быть применены дренажи, катодные станции, протекторы, изолирующие фланцы и вставки, а также перемычки на смежные металлические подземные сооружения. Выбор того или иного способа защиты зависит от конкретных условий и в большинстве случаев определяется путем экспериментального сравнения эффективности их действия. В тех случаях, когда одним из способов защиты не удается обеспечить защитные потенциалы на всех участках защищаемых газопроводов, применяют сочетание нескольких способов защиты.

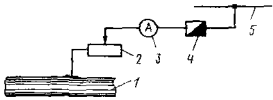
6.3.1. ЭЛЕКТРОДРЕНАЖНАЯ ЗАЩИТА

Электрический дренаж — это способ защиты подземного сооружения от коррозии блуждающими токами, заключающийся в отводе этих токов из анодной зоны защищаемого сооружения к их источнику (рельсовой сети или на отрицательную шину тяговой подстанции). С помощью дренажа обеспечивается самая дешевая защита: одной дренажной установкой достигают создания максимальной зоны защиты (до 5 км и более). Для защиты металлических подземных сооружений применимы три типа дренажей: прямой (*простой*), *поляризованный* и *усиленный*, два последних наиболее часто используемые.

Прямой дренаж (рис. 6.3) обладает двухсторонней проводимостью. Дренажный кабель можно присоединить только к отрицательной шине (или отсасывающему кабелю), когда исключена возможность стекания токов на защищаемое сооружение. Как правило, дренажные кабели к рельсам не присоединяют. Объясняется

Рис. 6.3. Схема прямого (простого) дренажа.

1 — защищаемый газопровод; *2* — регулировочный реостат; *3* — амперметр; *4* — предохранитель; *5* — отрицательная шина (отсасывающий кабель).



это тем, что при обрыве рельсового путн (при нарушении стыковых соединений и т. п.) иа рельсах может возникнуть потенциал обратного, т. е. положительного знака, в связи с чем электрический ток большой силы потечет на газопровод. В этом основной недостаток прямых (простых) дренажей. Поэтому, несмотря на простоту, прямые дренажи на городских сетях не примеияют.

Поляризованный дренаж (рис. 6.4), в отличие от прямого, обладает только односторонней проводимостью: от газопровода к источнику. При появлении положительного потенциала на рельсах дреиажный кабель автоматически отключается. За счет этого представляется возможным присоединить его непосредственно к рельсам, что весьма важно при устройстве защиты в районах, удаленных от отсасывающих пунктов или тяговых подстанций. Конструкцни поляризованных дренажиых установок самые разнообразные. При выборе дренажного кабеля следует обращать внимание на его мощность, чувствительность и надежность. Желательно также, чтобы он не требовал дополнительного источника питания. Наиболее распространенным для газопроводов в настоящее время является дренаж типа ПАД-3 силой тока до 500 А. Кроме того, в настоящее время разработаны новые конструкции преобразователей серии ПАД-1,2 и ПАД-3.

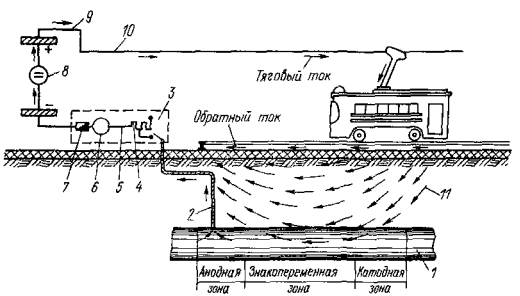


Рис. 6.4. Схема установки поляризованного дренажа.

1 — защищаемый газопровод; *2* — дренажный кабель; *3* — дренажная установка (вентильного типа); *4* — реостат; *5* — вентильный (выпрямительный) элемент; *6* — амперметр; *7* — предохранитель; *8* — генератор тяговой подстанции; *9* — фидер питающий; *10* — контактный троллейный провод; *11* — пути движения блуждающих токов.

Дренажный автоматический преобразователь серии ПАД-1,2 предназначен для преобразования переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 300 В в плавио регулируемый выпрямленный ток, обеспечивающий защиту подземных металлических сооружений от коррозии блуждающими токами и автоматическое поддержаиие защитного потенциала на сооружении в зонах иеустойчивых анодных и знакопеременных потенциалов (согласно ГОСТ 15150—69 условия VI). Преобразователь серии ПАД-3 предназначен для дренажной защиты в зонах устойчивых аиодиых и знакопеременных потенциалов.

Преобразователи обеих серий предусмотрены для работы в следующих условиях:

Высота над уровнем моря, м, не более	1000
Температура воздуха, °С:	
при эксплуатации	—40÷+40
предельная	—50÷+45
Относительная влажность воздуха, %, не более:	
среднемесячная (за 6 мес) в наиболее теплый и влажный период при температуре 20 °С	80
верхнее значение при температуре 25 °С *и более низкой, без конденсации* влаги	98
Окружающая среда	Невзрывоопасная; не содержит агрессивных паров и газов в концентрации, разрушающей металлы, имеющие изоляционное покрытие; не насыщена токопроводящей пылью и водяными парами
Резкие толчки, сильная тряска	Отсутствуют
Рабочее положение в пространстве	Вертикальное, отклонение от вертикальной оси не более 5°

Преобразователи могут работать в условиях воздействия солнечиой радиации, пыли и атмосферных осадков.

У с и л е н и ы й д р е н а ж применяют в тех случаях, когда на защищаемом сооружении остается опасиая зона (положительный или знакоперемеиный потенциал по отношению к земле), а потеициал рельса в точке дреиирования тока выше потенциала газопровода или когда это экономически более выгодно по сравнению с увеличением сечения дренажного кабеля. В усиленном дренаже дополиительно в цепь включают источиик ЭДС, позволяющий увеличить дренажный ток. Схема усиленного дреиажа (рис. 6.5) предусматривает последовательиое включение в дреиажную сеть дополиительного источника постояиного тока (т. е. обычиой катодной станции, о которой будет сказано иижe, заземлением здесь служат рельсы), чтобы увеличить отвод тока и обеспечить иа газопроводе постоянный отрицательный потенциал. *На газопроводах устаиавливают дренажи типа* ПДУ (преобразователь дренажный усилеиный).

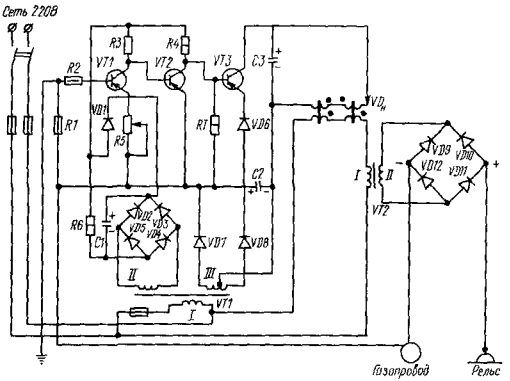


Рис. 6.5. Схема усиленного дренажа УД-АКХ.

В заключение необходимо отметить, что дренажная защита прежде всего характеризуется простотой. В настоящее время дренажи — наиболее желательный вид защиты от блуждающих токов электрифицированных железных дорог, которые в последнее время стали основными источниками возникновения этих токов. При этом отвод блуждающих токов осуществляется непосредственно на рельсы через дроссели. Однако Министерство путей сообщения весьма неохотно разрешает дренирование с отводом непосредственно на рельсы, особенно с помощью усиленных дренажей, так как при этом усиливается коррозия подошвы рельса, а кроме того, дренажи могут влиять на автоблокировку и сигнализацию. Во избежание нарушения последних дренажи следует оборудовать фильтрами. Разрешается подключать дренажные установки к рельсам не чаще чем через два дросселя, что, безусловно, усложняет применение дренажей, так как длина дренажного кабеля может оказаться очень большой. Электрическая защита с помощью дренажей должна осуществляться при минимальной силе дренажного тока.

6.3.2. КАТОДНАЯ ЗАЩИТА

Этот вид защиты заключается в катодной поляризации защищаемой металлической поверхности и в придании ей отрицательного потенциала относительно окружающей среды при помощи источника постоянного тока. Защищаемое сооружение играет

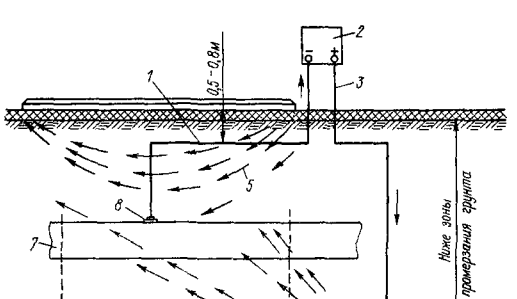


Рис. 6.6. Схема катодной защиты.

1 — дренажный кабель; *2* — источник постоянного тока; *3* — соединительный кабель; *4* — заземлитель (анод); *5—6* — пути движения токов: *5* — блуждающих, *6* — защитного в грунте; *7* — газопровод; *8* — точка дренирования.

роль анода. Отрицательный полюс источника тока присоединяется к газопроводу, а положительный — к заземлению (аноду). При этом постепенно разрушается анодное заземление, защищая газопровод. Этот вид применим для защиты от коррозии блуждающими токами и почвенной. Катодную защиту от блуждающих токов следует применять, когда устройство электрического дренажа нецелесообразно по технико-экономическим соображениям (требуется дренажный кабель большой длины и большого сечения). По указанным соображениям, а также из-за сложности согласования точек дренирования в городских условиях и сетях блуждающих токов катодная защита является основным видом защиты.

Эффективиость действия катодной защиты зависит от состояния изоляционных покрытий. При хорошей изоляции сокращается расход электрической энергии и увеличивается протяженность защищенных участков металлических сооружений. По опыту эксплуатации катодных установок на газопроводах средний расход электрической энергии в год на одну станцию катодной защиты составляет 500—600 кВт·ч.

Принципиальная схема катодной защиты показана на рис. 6.6. Ток от положительного полюса источника через соединительный кабель и анодное заземление переходит в почву. Из почвы через дефектные места в изоляции ток проникает в газопровод и по дре-

нажному кабелю направляется к отрицательному полюсу источника. Таким образом, создается замкнутая цепь, по которой ток идет от анода через землю к газопроводу и далее по нему к отрицательному полюсу источника. При этом происходит постепенное разрушение анода, что обеспечивает защиту сооружения от коррозии под влиянием его катодной поляризации. В качестве соединительных проводов применяют изолированные кабели марки СБ с помощью сечения 25—77 мм^2 (в зависимости от мощности станции).

При действии катодной защиты рекомендуются следующие потенциалы «газопровод—земля», В: максимально допустимые от почвенной коррозии 1,2—1,5; от коррозии блуждающими токами 2,5—9,0; минимальные защитные 0,85 (по отношению к медносульфатному электроду). Для защиты газопроводов применяют катодные станции типа ПСК и ПАСК. Мощность выпускаемых станций типа ПСК (преобразователь сетевой катодный) и ПАСК (преобразователь автоматический сетевой катодный) 0,3; 0,6; 2,0; 3,0; 5,0 кВт.

Преобразователи автоматический катодный ПАСК-1,2 и катодный ПСК предназначены для преобразования однофазного переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 220 В в плавно регулируемый выпрямленный ток, обеспечивающий катодную защиту подземных металлических сооружений от коррозии, причем ПАСК-1,2 используют в зонах знакопеременных потенциалов, ПСК — в зонах устойчивых потенциалов.

Оба вида преобразователей предназначены для работы в следующих условиях:

Высота над уровнем моря, м, не более	1000
Температура воздуха, °С:	
при эксплуатации	—40÷+40
предельная	—50÷+45
Относительная влажность воздуха, %, не более:	
среднемесячная (за 6 мес) в наиболее теплый и влажный период при температуре 20 °С	80
верхнее значение при температуре 25 °С и более низкой, без конденсации	98
Окружающая среда	Невзрывоопасная, не содержит агрессивных газов и паров в концентрации, разрушающей металлы, имеющие изоляционное покрытие; не насыщена токопроводящей пылью и водяными парами
Резкие толчки, сильная тряска, удары	Отсутствуют
Рабочее положение в пространстве	Вертикальное, отклонение от вертикальной оси не более 5°

Преобразователь ПАСК-1,2 может работать в условиях воздействия солнечной радиации, пыли и атмосферных осадков. Преиму-

щество станций ПАСК заключается в обеспечении на газопроводе заданного потенциала, что очень важно при знакопеременном потенциале (от блуждающих токов). При этом увеличивается зона действия станции, а число их сокращается.

Заземлители (аноды) катодных установок обычно размещают от защищаемого газопровода и смежных с ним подземных металлических сооружений на расстоянии от 15 до 100 м в зависимости от силы тока, стекающего с заземлителя, таким образом, чтобы на пути защитного тока (до газопровода) не встречались другие подземные сооружения, так как в противном случае этот ток будет оказывать на них вредное воздействие. В городских условиях размещение заземлителей — сложная задача, в связи с чем нередко приходится их делать распределенными (от одной установки несколько, но более мелких).

Катодные установки наиболее целесообразны для защиты газопроводов от почвенной коррозии. При устройстве катодной защиты от блуждающих токов редко удается одной установкой защитить газопроводы на значительном протяжении (несколько километров). Чаще всего в городских условиях одна катодная станция обеспечивает защиту газопровода протяженностью до 1000 м. На более значительные расстояния (2—3 км) действие этих установок эффективно при хорошей изоляции газопровода. Эксплуатация установок катодной защиты обходится значительно дороже, чем устройство дренажей из-за повышенного расхода электрической энергии. Обычно установки катодной защиты питаются от осветительной сети.

В качестве анодного заземления установок катодной защиты применяют железокремниевые, углеграфитовые, графитопластовые, стальные и чугунные электроды. Допускается использование стальных заземлителей с коксовой засыпкой в качестве активизатора. Анодное заземление по размещению рабочих электродов может быть вертикальным, горизонтальным, комбинированным; по форме электродов — трубчатым, стержневым, фасонным. Тип анодного заземления выбирают в зависимости от удельного сопротивления, глубины промерзания грунта, расположения других подземных металлических конструкций и местных условий.

Материалом для разрушающихся заземлений служат пришедшие в негодность трубы, рельсы, балки и т. п. При установке стальных электродов в коксовую засыпку скорость их разрушения составляет 3—4 кг/(А·год).

Железокремниевые электроды (табл. 6.7) обладают высокой коррозионной устойчивостью. При установке в коксовой засыпке скорость разрушения электродов из кремнистого чугуна зависит от плотности тока, стекающего с его поверхности, и составляет 0,2—1,1 кг/(А·год).

Наиболее экономичными являются заземлители из графитовых (графит марки Б) и угольных стержней и труб (табл. 6.8). Наиболее приемлемый наружный диаметр 75—96, длина до 1050 мм. Элек-

ТАБЛИЦА 6.7

Характеристика железокремниевых анодов

Тип	Конструкция	Диаметр, длина, мм	Масса, кг	Площадь рабочей поверхности, см²
АКО-1	Цилиндрическая отливка, армированная стальной трубой и стержнем	80, 1400	54	3600
АКО-2	То же, армированная стальным стержнем	80, 1500	52	3600
АКО-3	Винтовой анод, армированный стальным стержнем с лабиринтным уплотнением контакта	80, 1500	48	1950
АКО-4	То же, армированный стальной трубой	60, 1500—2000	30—40	3000—4000
АКО-5	Цилиндрическая отливка, армированная стальной трубой с лабиринтным уплотнением контакта	80, 1600	54	3600
АКО-6	То же, армированная стальной трубой	56, 1940	32	1700

ТАБЛИЦА 6.8

Характеристика графитовых электродов-заземлителей

Тип	Конструкция	Пропитка	
		Детали	Состав
ГЗ-1-57	С нарезкой торца для ввинчивания графитированной головки	Графитированная головка	Формальдегидная смола с последующей термообработкой (в заводских условиях)
ГЗ-2-57	Контакт в ниппеле	Ниппель	То же
ГЗ-1-56	Контактная трубка установлена в электроде	Электрод	»
ГЗ-1-55	Контактная трубка установлена в электроде; на боковой поверхности проточена канавка	Часть электрода, предназначенная для установки контактной трубки	Расплавленная смесь парафина (75—85%) с канифолью (25—15%). Пропитка возможна в мастерских

троды большей длины получают путем сращивания их с помощью ниппелей.

Заземляющий электрод ЗКА-140 представляет собой стальной электрод с подключенным к нему проводником, упакованным вместе с активатором в металлический кожух. Активатором служит коксовая засыпка с удельным сопротивлением не более 0,2 Ом·м. Ниже приведена техническая характеристика стальных электродов:

Средняя скорость растворения, кг/(А·год)	3—4
Размеры; мм:	
диаметр электрода	40
длина электрода	1365
длина заземлителя ЗКА-140	1425
диаметр заземлителя	185
Масса, кг:	
электрода	8
заземлителя	40

Заземляющие электроды с активаторами ЭЖК-41-КА или ЭЖК-12-КА состоят из железокремниевого электрода-заземлителя и активатора, заключенных в стальной кожух. Техническая характеристика их приведена ниже:

	ЭЖК-12-КА	ЭЖК-41-КА
Скорость растворения железокремниевого электрода при средней плотности тока 8 А/м², кг/(А·год)	0,2—1,2	0,2—1,1
Размеры, мм:		
диаметр	225	240
длина	1450	1700
Масса, кг	60	110

Активатором служит коксовая засыпка с удельным сопротивлением не более 0,2 Ом·м.

Глубинный электрод представляет собой цилиндрическое тело, собранное из отдельных элементов, соединенных между собой при помощи резьбовых соединений. Глубинные аноды (35—75 м) наиболее эффективны в городских условиях, так как почти полностью исключают коррозионное влияние на смежные подземные сооружения. Зона защиты подземных сооружений этими электродами значительно больше, чем поверхностными. Они более приемлемы для грунтов с высоким удельным сопротивлением. Для глубинных заземлений рекомендуются электроды типа ЗКА, ЗЖК, ГЗ и др.

6.3.3. ПРОТЕКТОРНАЯ ЗАЩИТА

Протекторная защита является одной из разновидностей катодной. Необходимый для защиты ток получают за счет работы гальванического элемента, в котором роль катода выполняет металл защищаемого сооружения, анодом служит металл с более отрицательными, чем у защищаемого металла потенциалами, а электролитом — почва, окружающая газопровод и протектор.

Установка протекторной защиты должна состоять из одиночного протектора или их группы, активатора или заполнителя, соединительных проводов и клеммной коробки (в случае групповой установки протекторов).

Протекторную защиту (поляризованные анодные протекторы) применяют для защиты подземных сооружений от коррозии, вызываемой блуждающими токами в анодных и знакопеременных зонах, когда сила блуждающих токов может быть скомпенсирована

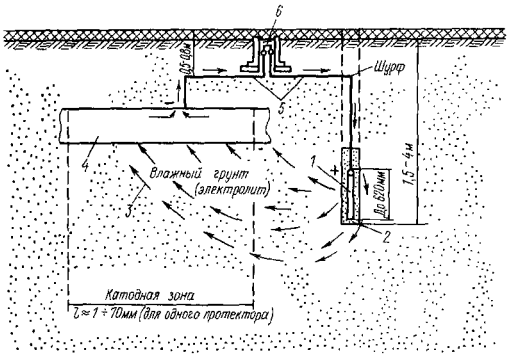


Рис. 6.7. Схема протекторной (электродной) защиты.

1 — протектор (электрод); *2* — заполнитель (соли + глина + вода); *3* — пути движения защитного тока в грунте; *4* — газопровод; *5* — соединительные кабели; *6* — контрольный пункт.

током протектора и обеспечивается требуемый защитный потенциал в соответствии с требованиями ГОСТ 9.015—74*. Протекторная защита заключается в присоединении к защищаемому сооружению металлических пластин или стержней (протекторов), обладающих более низким электрическим, чем металл сооружения, потенциалом (рис. 6.7). При этом суммарные потери металла не уменьшаются, а, наоборот, увеличиваются. Преимущество этого метода защиты заключается в том, что коррозия с более ценной и труднодоступной конструкции сооружения (газопровода) переносится на более дешевую и легковозобновляемую (на протектор).

Важнейшая характеристика протектора — отношение площади поверхности к его общей. Широко применяют промышленные протекторы из магниевых или алюминиевых сплавов. Типы и размеры магниевых протекторов приведены в табл. 6.9. Протекторы, упакованные вместе с порошкообразным активатором в хлопчатобумажный мешок, имеют следующие электрохимические параметры:

Марка сплава	Стационарный потенциал в активаторе (МСЭ), мВ	Практическая токоотдача, А·ч/кг
Мл16	1590	1100
Мл16ач	1620	1400

Во время хранения на складе и при транспортировке протектор дополнительно упаковывают в бумажный мешок, который снимают перед установкой протектора в грунт.

ТАБЛИЦА 6.9

Характеристика магниевых протекторов

Тип	Размеры, мм		Масса, кг
	Диаметр	Длина	
ПМ5 (ПМ5У)	95 (165)	500 (580)	5 (16)
ПМ10 (ПМ10У)	120 (200)	600 (700)	10 (30)
ПМ20 (ПМ20У)	150 (240)	800 (900)	20 (60)

Примечание. В скобках приведены данные протекторов, упакованных с активатором. *Активатор представляет собой смесь, %: эпсомита (природный сернокислый магний)* 25, строительного гипса (сернокислый кальций) 25, бентонитовой глины 50.

Эффективность протекторной защиты во многом зависит от правильного выбора материала протектора и среды, в которой последний находится. В настоящее время наиболее часто применяют магниевые, алюминиевые и цинковые протекторы и их сплавы. Протекторы на городских газовых сетях для защиты от блуждающих токов используют редко. Главное назначение их — дополнение к дренажной или катодной защите на удаленных (от установок) участках газопроводов, где указанными видами защиты положительные потенциалы снимаются не полностью. Протекторы широко применяют для защиты от почвенной коррозии подземных газопроводов и резервуаров со сжиженными углеводородными газами. Для защиты стальных резервуаров сжиженных газов от коррозии допускается предусматривать протекторы в качестве основных заземлителей защиты от прямых ударов молнии. При этом следует руководствоваться требованиями СН 305—77.

6.3.4. МЕДНОСУЛЬФАТНЫЕ ЭЛЕКТРОДЫ

Неполяризующийся медносульфатный электрод сравнения длительного действия типа МЭД-АКХ. Используется при измерениях разности потенциалов между подземными сооружениями и землей. Предназначен для контроля за коррозионным состоянием подземных сооружений круглогодично, независимо от сезонных измерений температуры, на протяжении ряда лет без смены или добавления электролита.

Электрод МЭД-АКХ состоит из керамического корпуса с пористым дном, заполненного электролитом повышенной вязкости, в котором установлен стержень из красной меди, соединительных контрольных проводников со штекерами и предохранительной трубки длиной до 1,5 м.

Применение МЭД-АКХ позволяет наряду с существенным повышением надежности системы контроля потенциалов значительно снизить трудоемкость измерительных работ.

Для измерения потенциалов изолированный проводник от подземного газопровода и свободный конец соединительного проводника от медного стержня электрода выводятся под ковер.

Неполяризующийся медносульфатный электрод сравнения длительного действия типа МЭД-АКХ с датчиком электрохимического потенциала. Используют для измерения разности потенциалов между металлическими подземными сооружениями и землей, а также поляризованного потенциала стальных подземных сооружений, защищаемых от коррозии методом катодной поляризации. Электрод предназначен для непрерывного контроля за коррозионным состоянием подземных сооружений. Его применение также позволяет существенно повысить надежность системы контроля и значительно снизить трудоемкость измерительных работ.

6.3.5. ИЗОЛИРУЮЩИЕ ФЛАНЦЕВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ И ВСТАВКИ

Изолирующие фланцевые соединения (ИФС) не являются самостоятельным средством защиты газопроводов от коррозии. Они используются совместно с устройствами электрохимической защиты.

Защита газопроводов с помощью ИФС и вставок заключается в том, что газопровод разбивают на отдельные участки, за счет чего уменьшается проводимость сооружения, а вместе с этим уменьшается и сила тока, протекающего по газопроводу. При разбивке газопровода на участки (секции) упрощается решение вопроса о защите их. Обычно ИФС (прокладки между фланцами из резины или эбонита) и вставки (из полиэтиленовых труб) применяют для отсечения различных подземных сооружений (газопровод и теплопровод в котельной, газопровод и водопровод в дом и т. п.) друг от друга, а также для разъединения сооружения по принадлежности.

Установка ИФС на газопроводах должна предусматриваться, как правило, на стояках вводных газопроводов к потребителям, где возможен электрический контакт газопровода с заземленными конструкциями и коммуникациями; на подземных и надводных переходах газопроводов через препятствия (на вертикальных участках), а также на вводах (и выводах) газопроводов в ГРС, ГРП, ГРУ.

Для контроля за электрическим состоянием газопроводов с каждой стороны от ИФС или вставки устанавливают контрольные проводники и выводят их на поверхность. Необходимо иметь в виду, что диэлектрические вставки уменьшают плотность газопроводов, особенно высоких и среднего давления, и что они коррозию не устраняют, а только уменьшают и рассредоточивают ее по длине.

Для измерения электрических потенциалов газопроводов допускается применять задвижки, вводы, конденсатосборники, отключающие устройства и другое оборудование и сооружения на газопроводах.

Фланцевые соединения на подземных газопроводах (в колодцах) должны быть зашунтированы постоянными разъемными элек-

троперемычками. Контактные соединения перемычек следует предусматривать вне колодцев.

При электрохимической защите подземных газопроводов, размещенных на расстоянии менее 5 м (в том числе и на пересечениях), должно предусматриваться устройство потенциально уравновешивающих электрических перемычек.

6.3.6. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПЕРЕМЫЧКИ, УСТАНАВЛИВАЕМЫЕ НА СМЕЖНЫЕ ЭЛЕКТРОМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

Этот способ защиты применяют в тех случаях, когда на одном сооружении имеются положительные потенциалы (анодная зона), а на другом — отрицательные (катодная зона) и электрическое объединение этих сооружений при помощи перемычек приводит к тому, что на обоих сооружениях устанавливаются отрицательные потенциалы. Такие перемычки применяют, в частности, для объединения городских и магистральных (дальних) газопроводов, а также при прокладке по одной улице или в одном районе газопроводов различного давления, например высокого и низкого. Широко практикуются перемычки при совместной защите различных сооружений. Электрические перемычки между газопроводами, выполненные из полосовой стали, должны иметь изоляционные покрытия весьма усиленного типа.

6.4. ПРОТИВОКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА НАДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Надземные газопроводы следует защищать от атмосферной коррозии лакокрасочными покрытиями, состоящими из двух слоев грунтовки и двух слоев краски, эмали или лака, выдерживающими температурные изменения и влияние атмосферных осадков. Рекомендуемое сочетание грунтовок и красителей с растворителями приведено в табл. 6.10, 6.11. При окраске труб эмалями или лаками следует добавлять 10—15% алюминиевой пудры ПАК-3 или ПАК-4

ТАБЛИЦА 6.10

Сочетание грунтовок и растворителей к ним для покрытия надземных газопроводов

Рекомендуемые сочетания		Рабочая вязкость по ВЗ-4, с	
Грунтовка	*Дополнительный* растворитель	Для распылителя	Для кисти
ФЛ-03К	Сольвент каменноугольный	20—22	25—35
ФЛ-013	То же	20—22	25—35
ХС-010	Р-4	17—19	25—35
ВЛ-018	РФГ-1	25—30	30—50
ЭП-00-10	Р-4	20—22	40—60
Э-4920	Р-4	20—22	25—30

ТАБЛИЦА 6.11

Сочетание лаков, эмалей и растворителей к ним для покрытия надземных газопроводов

Рекомендуемые сочетания		Рабочая вязкость по ВЗ-4, с	
Эмаль и лак	Дополнительный растворитель	Для распылителя	Для кисти
Эмаль ХВ-125	Р-4	17—19	25—35
Эмаль ХВ-124	Р-4	17—19	25—35
Эмаль ХСЛ	Р-4	17—19	25—35
Лак ПФ-170	Сольвент каменноугольный	17—19	35—40

(по ГОСТ 5494—71Е). Марка грунтовки или лака, или эмали выбирается в соответствии с типовыми технологическими инструкциями по лакокрасочным покрытиям.

Прокладки и подкладки для изоляции газопроводов от металлических конструкций должны изготавливаться из полиэтилена (по ГОСТ 16338—85*Е и ГОСТ 16337—77Е) или других материалов, равноценных ему по изоляционным свойствам.

Все газопроводы, находящиеся внутри зданий, на наружных установках и коммуникациях, эстакадах и в подземных каналах, для быстрого их обнаружения должны быть окрашены в желтый цвет. Опознавательную окраску следует выполнять сплошной по всей поверхности или отдельными участками в соответствии с ГОСТ 14202—69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

ГЛАВА 7

ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ И УСТАНОВКИ

7.1. НАЗНАЧЕНИЕ, КЛАССИФИКАЦИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ

Газовое топливо должно подаваться потребителям под определенным давлением в зависимости от условий его использования (в частности, от принятого давления перед приборами, агрегатами и т. д.). Газосбытовая организация обязана обеспечивать требуемое давление в газораспределительных сетях и на входе у потребителей. Газорегуляторные пункты (ГРП) и установки (ГРУ) предназначены для снижения давления газа, поступающего к потребителю, до необходимого, и автоматического поддержания его постоянным независимо от расхода газа и колебания его давления до ГРП (ГРУ). Кроме того, на ГРП (ГРУ) осуществляют очистку газа от механических примесей, контроль за входным и выходным давлением и температурой газа, учет расхода (в случае отсутствия специального пункта измерения расхода), предохранение от возможного повышения или понижения давления газа в контролируемой точке газопровода сверх допустимых пределов.

В зависимости от входного давления различают ГРП и ГРУ среднего (до 3 МПа) и высокого давления (от 0,3 до 1,2 МПа). По значению ГРП могут быть общегородскими, районными, квартальными и объектовыми.

В соответствии с назначением в состав ГРП и ГРУ входят следующие элементы:

1) регулятор давления (РД), понижающий давление газа и поддерживающий его на заданном уровне независимо от расхода газа и изменения входного давления;

2) предохранительное запорное устройство (ПЗУ), прекращающее подачу газа при повышении или понижении его давления после регулятора сверх заданного;

3) предохранительное сбросное устройство (ПСУ), сбрасывающее излишки газа из газопровода после регулятора, чтобы давление газа не превысило заданного;

4) фильтр для очистки газа от механических примесей;

5) контрольно-измерительные приборы (КИП) для измерения давления (манометры), перепада давления на фильтре (дифманометры), учета расхода газа (расходомеры), температуры газа (термометры);

6) импульсный и сбросной трубопроводы;

7) запорные устройства (задвижки, краны);

8) обводной газопровод (байпас) для снабжения газом потребителей в период ревизии и ремонта. На байпасе следует предусматривать установку последовательно двух отключающих устройств. Для ГРП с входным давлением более 0,6 МПа и пропускной способностью более 5000 м³/ч вместо байпаса можно устраивать дополнительную резервную нитку. Диаметр байпаса должен быть не менее диаметра седла РД.

При компоновке оборудования ГРП и ГРУ необходимо обеспечивать возможность доступа к оборудованию для монтажа, обслуживания и ремонта. Расстояние между параллельными рядами оборудования в свету должно быть не менее 0,4 м; ширина основного прохода в помещении ГРП и со стороны обслуживания ГРУ — не менее 0,8 м. При размещении оборудования на высоте более 1,5 м необходимо устраивать площадки с лестницами, огражденными перилами.

Установка арматуры, оборудования, а также устройство фланцевых и резьбовых соединений в каналах не допускается. При проходе газопроводов и других инженерных коммуникаций через наружные стены и фундаменты ГРП следует тщательно уплотнять пространство между футляром и стеной на всю толщину пересекаемой конструкции. На подземных вводах необходимо предусматривать конструктивные решения по защите газопроводов от повреждений при осадке здания. При монтаже газопроводов в ГРП и ГРУ можно использовать только гнутые или крутоизогнутые штампованные отводы.

В ГРП и ГРУ следует предусматривать продувочные и сбросные трубопроводы. Эти трубопроводы необходимо выводить наружу в места, обеспечивающие безопасные условия для рассеяния газа, но не менее чем на 1 м выше карниза здания. Условный диаметр продувочного трубопровода должен быть не менее 20 мм; сбросного, отводящего газ от ПСК, — равен условному диаметру выходного патрубка клапана, но не менее 20 мм. Допускается объединять продувочные трубопроводы одинакового давления в общий продувочный трубопровод. Продувочные и сбросные трубопроводы должны иметь минимальное число поворотов. На концах трубопроводов следует предусматривать устройства, исключающие попадание в них атмосферных осадков.

7.2. РАЗМЕЩЕНИЕ ГРП

Газорегуляторные пункты (ГРП) и газорегуляторные установки (ГРУ) в зависимости от давления газа на их вводе подразделяют на ГРП и ГРУ среднего давления (свыше 0,005 до 0,3 МПа) и высокого давления (свыше 0,3 до 1,2 МПа). В соответствии со СНиП 2.04.08—87 ГРП в зависимости от назначения и технической целесообразности могут размещаться в отдельно стоящих зданиях; в пристройках к зданиям; встроенными в одноэтажные производ-

ТАБЛИЦА 7.1

Максимально допустимые расстояния от отдельно стоящих ГРП до зданий и сооружений

Давление газа на вводе в ГРП, МПа	Расстояния в свету (по горизонтали), м, до			
	зданий и сооружений	железнодорожных и трамвайных путей (до ближайшего рельса)	автомобильных дорог (до обочины)	воздушной линии электропередачи
До 0,6	10	10	5	Не менее 1,5 высоты опоры
Свыше 0,6 до 1,2	15	15	8	То же

ственные здания или котельные; в шкафах на наружных стенах газифицируемых зданий или на отдельно стоящих опорах из негорючих материалов; на покрытиях газифицируемых производственных зданий I и II степени огнестойкости с негорючим утеплителем; на открытых огражденных площадках под навесом на территории промышленных предприятий, если климатические условия позволяют обеспечить нормальную работу технологического оборудования и контрольно-измерительных приборов. Запрещается размещать ГРП в подвальных и цокольных помещениях зданий любого назначения, а также встроенными и пристроенными к жилым и общественным зданиям (кроме зданий производственного характера).

Отдельно стоящие ГРП (включая шкафные, устанавливаемые на опорах) в населенных пунктах следует размещать в зоне зеленых насаждений, внутри жилых кварталов, на территории промышленных и других предприятий производственного характера в соответствии с требованиями СНиП II—89—80. При этом расстояния от ГРП до зданий и сооружений должны быть не менее указанных в табл. 7.1 и измеряться от наружных стен здания или шкафа ГРП, а при расположении оборудования на открытой площадке — от края ограждения.

При установке шкафных ГРП с давлением газа на входе до 0,3 МПа, устанавливаемых на стене здания, расстояние от шкафа до окна, двери и других проемов по горизонтали не должно составлять менее 3 м и не менее 5 м при давлении газа на входе свыше 0,3 до 0,6 МПа. Расстояние по вертикали от шкафа до оконных проемов должно быть не менее 5 м.

К строениям или пристройкам к зданиям промышленных предприятий, предназначенным для размещения отдельно стоящих ГРП, предъявляются те же требования, что и к взрывопожароопасным производствам категории: они должны быть одноэтажными, I и II степени огнестойкости с совмещенной кровлей. Швы сопряжения кирпичных стен и фундаментов всех помещений ГРП должны быть перевязаны. Производственные здания, в которых

проектируется размещение встроенных ГРП, должны иметь I и II степень огнестойкостн, а пристройки примыкать к зданиям со стороны глухой противопожарной газонепроницаемой стены и иметь самостоятельный выход. Стены, разделяющие помещение ГРП, следует предусматривать противопожарными I типа и газонепроницаемыми. Разделяющие стены из кирпича необходимо оштукатуривать с двух сторон. Устройство дымовых и вентиляционных каналов в разделяющих стенах, а также в стенах, к которым пристраивается ГРП, недопустимо.

ГРП с входным давлением газа свыше 0,6 МПа допускается пристраивать к производственным зданиям, в том числе котельным не ниже I и II степени огнестойкости с помещениями категорий Г и Д, где использование газа указанного давления необходнмо по условиям технологии. ГРП с давлением газа на входе не более 0,6 МПа, предназначенные для газоснабжения коммунальных предприятий (бань, прачечных, предприятий химчистки и др.) и отопительиых котельных, расположенных в отдельно стоящих зданиях, можно пристраивать к производственным зданиям не ниже I и II степенн огнестойкостн (также категорий Г и Д).

Шкафные ГРП могут устанавливаться на наружных стенах газифнцируемых зданий не ннже III степеии огиестойкости (кроме стен из панелей с металлической обшивкой и сгораемым утеплителем) промышленных (в том числе котельных), предприятий сельскохозяйственных и бытового обслуживання производственного характера при давлении газа на вводе в ГРП до 0,6 МПа.

На вводах и выводах газопроводов из ГРП отключающие устройства перед ГРП допускается не предусматривать, если имеющиеся на отводе от распределнтельного газопровода отключающие устройства находятся от ГРП на расстоянии не более 100 м. На промышленных и коммунальных предприятиях с односторонним питаннем газом отключающее устройство после ГРП можно не устанавливать.

Отключающие устройства в ГРП, размещаемых в пристройках к зданиям, н в шкафных ГРП допускается устанавливать на наружных надземных газопроводах на расстоянии менее 5 м от ГРП в удобном для обслуживания месте.

Для обеспечения нормальной работы регулирующего оборудоваиия и контрольно-измерительных приборов в зимнее время внутри помещения ГРП необходимо поддерживать положительную температуру (не менее 5 °С). Отопление ГРП может быть водяным или паровым как от централизованного источника тепла, так и от инднвидуальной отопнтельной установки. Максимальная температура теплоносителя не должна превышать 130 °С. При устройстве в ГРП местного отопления отопительную установку следует размещать в изолированном помещенин, имеющем самостоятельный выход и отделенном от технологического, а также от других помещенн ГРП глухими газонепроницаемыми и противопожарными стенами с пределами огнестойкости не менее 2,5 ч. Труба

подводки газа к отопительному котлу и трубы системы отопления при проходе через стеиу помещения регуляторов должны иметь сальниковые уплотнения. Для обогрева шкафных ГРП допускается использовать газовые горелки при условии обеспечення взрывопожаробезопасности.

Все помещения ГРП необходимо оборудовать постоянно действующей вентиляцией, обеспечивающей не менее чем 3-кратный воздухообмен в 1 ч.

Все помещения ГРП должны иметь естественное и искусственное освещение. Электрооборудование ГРП проектируется в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ) Минэнерго СССР. Электроосвещение должно быть внутреиним во взрывозащищеином исполненни или наружным (типа «кососвет») — в нормальном исполнении. Электрические распределительные устройства и другое электрооборудование в нормальном исполнении следует располагать вие помещений ГРП в специальном шкафчике или в смежном помещении, предназначенном для отопительной установки либо приборов телемеханики. Металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением, должны быть заземлены.

Необходимость устройства молниезащиты ГРП определяется «Указаниями по проектнрованию и устройству молниезащиты зданий и сооружений» (СН 305—77). Импульсное сопротивление заземлителя растеканию не должно превышать 10 Ом. Для защиты от молний ГРП должны быть оборудованы стержневым молниеотводом, устанавливаемым на стене здания, и заземляющим устройством. Заземляющее устройство выполняют из полосовой стали. Оно состоит из внутреннего и наружного контуров, соединенных между собой сваркой. Внутренний контур заземленія прокладывают по стенам здания на высоте 0,5 м от пола, внешний — в земле на глубиие 0,5 м от поверхности землн и на расстоянин 1 м от фундамента.

Прн наличии телефоиной связи телефонный аппарат устанавливается в подсобном помещении ГРП или снаружи здания в запирающемся ящике. Телефонный аппарат во взрывозащищенном исполненин может быть установлен непосредственно в помещении регулятора.

Строительство, монтаж и эксплуатацня отдельно стоящих ГРП осуществляются в соответствии с типовым проектом «Пункты газорегуляторные отдельно стоящие для снижения давления газа», разработанным Мосгазниипроектом.

Архитектурно-строительной частью проекта предусмотрено сооружение зданий с пристройкой или без нее, с блочными или кирпичными стенами. В пристройке могут быть размещены местное газовое отопительное оборудование или элеваторный узел от теплосети с $t_{п.в} = 110$ °С, приборы телемеханизации.

По числу линий регулирования различают две группы ГРП:

1-я группа — одна линия регулирования с одним регулятором давления (одиоступенчатое регулирование) или с двумя последовательно расположенными регуляторами давления (двухступенчатое регулирование);

Основные технико-экономические показатели ГРП

Номер выпуска и ГРП с данной технологической частью	Наименование выпуска	Число линий регулирования	Число ступеней регулирования	Регулятор давления газа
1	Технологическая линия с регулятором РД-50М, с учетом расхода газа	1	1	РД-50М
2	Технологическая линия с регулятором РДБК-50, с учетом расхода газа	1	1	РДБК-50
3	То же, без учета расхода газа	1	1	РДБК-50
4	Технологическая линия с регулятором РДБК-100, с учетом расхода газа	1	1	РДБК-100
5	То же, без учета расхода газа	1	1	РДБК-100
6	Технологическая линия с регулятором РДУК2-200, с учетом расхода газа	1	1	РДУК2-200
7	То же, без учета расхода газа	1	1	РДУК2-200
8	Технологическая линия с регуляторами РДБК-50 и РДБК-100, с учетом расхода газа	1	2	РДБК-50, РДБК-100
9	То же, без учета расхода газа	1	2	РДБК-50, РДБК-100
10	Технологическая линия с регуляторами РДУК2-200 и РДУК2-100, с учетом расхода газа	1	2	РДУК2-100, РДУК2-200
11	Две технологические линии с регуляторами РДБК-100 и РДБК-50, без учета расхода газа	2	1	РДБК-100, РДБК-50
12	Две технологические линии с регуляторами РДБК-100 с учетом расхода газа (в том числе одна резервная)	2	1	РДБК-100
13	Две технологические линии с регуляторами РДУК2-200, с учетом расхода газа (в том числе одна резервная)	2	1	РДУК2-200
14	Две технологические линии с регуляторами РДБК-50 и -100, с учетом расхода газа	2	1	РДБК-50, РДБК-100
15	Две технологические линии с регуляторами РДУК2-100 и -200, с учетом расхода газа	2	1	РДУК2-100, РДУК2-200

* Указанная сметная стоимость ориентировочная, так как она зависит от входного представляющего собой блочное здание с пристройкой; *2* — то же, кирпичное; *3* — блоч

** В скобках указан пропуск газа при $p_{вх} = 0{,}6$ МПа.

2-я группа — две параллельно расположенные линии регулирования с одним регулятором давления на каждой линии. Эта группа подразделяется на две подгруппы:

а) две линии регулирования с одним регулятором давления на каждой линии, но с одним выходным газопроводом из ГРП. Одна линия является резервной для подачи газа одному потребителю;

б) две линии регулирования с одним регулятором давления на каждой линии.

Подачу газа двум потребителям следует осуществлять по следующим вариантам.

ТАБЛИЦА 7.2

по типовому проекту Мосгазниипроекта

Наличие учета расхода газа	Размеры помещения, где размещено технологическое оборудование, м	Сметная стоимость строительства ГРП, тыс. руб.*				Пропускная способность, м³/ч, при $p_{вх}$ = = 1,2 МПа (0,6 МПа) и $p_{вых}$ = 0,1 МПа
		1	*2*	*3*	*4*	
Есть	3,7×3,0	—	7,01	—	5,76	600 (400) **
»	3,7×3,0	—	8,0	—	6,74	5 000 (2 700)
Нет	3,7×3,0	—	6,62	—	5,56	5 000 (2 700)
Есть	6,5×4,4	12,70	12,33	10,56	10,13	16 000 (8 600)
Нет	6,5×4,4	10,04	9,67	7,90	7,47	16 000 (8 600)
Есть	6,5×7,0	15,00	14,63	12,74	12,05	38 000 (20 500)
Нет	6,5×4,4	11,83	11,46	9,69	9,25	38 000 (20 500)
Есть	6,5×4,4	12,08	11,71	9,94	9,51	5 000
Нет	3,7×3,0	—	7,17	—	5,91	5 000
Есть	6,5×4,4	12,50	12,22	10,45	10,02	16 000
Нет	6,5×4,4	11,35	10,98	9,21	8,78	14 000 (2 000)
Есть	6,5×7,0	14,45	13,99	12,10	11,51	14 000
»	6,5×10,0	19,72	19,29	16,87	15,86	38 000 (20 500)
»	6,5×7,0	17,23	16,77	14,28	14,29	5 000 (2 700) 16 000 (8 600)
»	6,5×10,0	21,44	21,01	18,59	17,58	16 000 (8 600) 38 000 (20 500)

и выходного давления газа и видов отопления; *1* — сметная стоимость сооружения ГРП, ное здание без пристройки; *4* — то же, кирпичное.

1. Одна технологическая линия (одноступенчатое регулирование) с регуляторами:

а) РД-50М и РДБК-50 — для промышленных, а также расположенных в отдельно стоящих зданиях отопительных и производственных котельных, коммунальных и сельскохозяйственных предприятий (бани, фабрики-прачечные, фабрики-химчистки, хлебопекарни и др.), встроенных в здания, а также для населенных пунктов;

б) РДБК-100 и РДУК2-200 — для промышленных предприятий, а при входном давлении до ≈0,6 МПа — для крупных населенных пунктов.

2. Одна технологическая линия (двухступенчатое регулирование) с регуляторами РДБК-50, РДБК-100 и РДУК2-200 при входном давлении свыше 0,6 до 1,2 МПа и выходном — низком — для общественных зданий, предприятий бытового обслуживания (прачечные, парикмахерские, ателье и др.), а также для городских и сельских населенных пунктов.

3. Две технологические линии с регуляторами РДБК-100 (в том числе одна резервная) — для одного потребителя газа, с регуляторами давления РДБК-100 и РДУК2-200 — для объектов, не допускающих по условиям производства перерывов в подаче газа, и для тупиковых городских сетей. Этот вариант дает возможность переводить работу ГРП (в случае выхода из строя одной из двух линий) с одной линии на другую.

4. Две технологические линии (два потребителя газа) с регуляторами:

а) РДУК2-50 и РДУК2-100 — для промышленных, сельскохозяйственных и коммунальных предприятий, а при входном давлении до 0,6 МПа — для населенных пунктов;

б) РДУК2-100 и РДУК2-200 — для промышленных и коммунальных предприятий.

Организация технологического контроля и выбор необходимых приборов авторами проекта предложены в соответствии с требованиями СНиП 2.04.08—87 по следующим параметрам.

1. Параметры, наблюдение за которыми необходимо для правильного ведения установленных режимов, — по показывающим приборам.

2. Учет расхода газа для коммерческого расчета или анализа работы оборудования — самопишущими приборами.

К первой группе параметров относится давление газа. Давление от 1,2 до 0,02 МПа следует измерять техническим манометром типа ОБМ1-160, а от 0,02 МПа и ниже — напоромером показывающим типа НМП-52 и самопишущим типа КС-712.

Ко второй группе параметров относятся расход, давление и температура газа перед диафрагмой и перепад давления на фильтре. Температуру газа следует измерять самопишущим манометрическим термометром, устанавливаемым на стене (у места установки термобаллона); расход газа — прибором, состоящим из диафрагмы и двух дифманометров сильфонных записывающих. Двойной комплект дифманометров необходим при значительных (менее 30% от Q_{max}) колебаниях расхода газа. Подбор дифманометров и диафрагмы должен производиться в соответствии с требованиями «Правил измерения расхода газа и жидкостей стандартными сужающими устройствами» РД 50—213—80.

При разработке проекта газоснабжения объекта, где применяется указанный проект, необходимо выполнить следующее.

1. При разработке технического проекта газоснабжения объекта:

— в пояснительной записке привести техиические данные о выбраином ГРП, характеристике применяемого газа, давленни его на входе в ГРП и выходе из него, о расходе газа с учетом перспективы, о необходимости учета расхода газа, выбора площадки для размещения ГРП;

— в состав проекта необходимо включить альбом технологической части, чертежи общих видов, архитектурно-строительных решений, отопления, вентиляции, электротехнической части и связи выбранного ГРП и здания ГРП.

2. При разработке рабочих чертежей после согласования технического проекта или разработке технорабочего проекта:

— в пояснительной записке привести техническне данные о выбранном ГРП, характеристики применяемого газа, давление его иа входе в ГРП и выходе из него, о расходе газа, помещении, где расположены регуляторы давления, отопительное оборудование;

— в состав проекта необходимо включить альбомы технологической части, архитектурно-строительных решений, отопления и вентиляции, электротехнической части и связи выбранного ГРП и здания ГРП, а также соответствующие альбомы нетиповых конструкций.

Некоторые технико-экономические показатели ГРП по указаниому типовому проекту приведены в табл. 7.2.

7.3. РАЗМЕЩЕНИЕ ГРУ

Размещать ГРУ следует в газифицируемых зданиях, как правило, вблизи от ввода газопровода, непосредственно в помещениях котельных и цехов, где находятся агрегаты, или в смежных помещениях, соединенных с ними открытыми проемами и имеющих не менее чем 3-кратный воздухообмен в 1 ч. Устройство ГРУ в помещениях категорий А, Б, В и под лестничными маршами не допускается. При этом в одном здании должна быть размещена, как правило, одна ГРУ.

Подача газа от одной ГРУ к тепловым агрегатам, расположенным в других помещениях отдельно стоящих зданий, не допускается. Питание газом агрегатов, расположенных в других помещениях здания, допустимо от одной ГРУ, если агрегаты работают при одинаковых давлениях газа и к ним обеспечен круглосуточный доступ обслуживающего персонала газовой службы.

Если тепловые агрегаты, расположенные в одном или разных помещениях одного здания, работают на разных режимах давления газа, нужно оборудовать несколько ГРУ. Две и более ГРУ для газоснабжения агрегатов, находящиеся в одном здании (помещении) и работающие на одинаковых режимах давления газа, можно размещать в цехах с расходом газа более 1000 м^3/ч и больших по протяженности (цеха обжига цементного клинкера, стекловаренный, литейные и др.).

Можно размещать ГРУ с давлением газа на вводе от 0,6 до 1,2 МПа непосредственно в помещениях только тех цехов, где такое давление газа необходимо по условиям технологии производства.

При размещении ГРУ следует выполнять следующие требования: здания ГРУ должны быть не ниже III степени огнестойкости с производствами, отнесенными по пожарной опасности к категориям Г и Д; оборудование ГРУ, к которому возможен доступ лиц, не связанных с эксплуатацией негораемых материалов, должно быть защищено от механических повреждений, а место расположения ГРУ освещено; помещение ГРУ должно быть оборудовано постоянно действующей приточно-вытяжной естественной вентиляцией.

Газорегуляторные установки проектируются, монтируются и эксплуатируются в соответствии с требованиями типового проекта, разработанного Мосгазниипроектом «Газорегуляторные установки (ГРУ) для подачи газа к газифицируемому оборудованию». В указанном проекте предусмотрен ряд вариантов ГРУ, отличающихся друг от друга пропускной способностью и способом учета расхода газа. Размещение оборудования и ГРУ может быть линейным и Г-образным. Указанный типовой проект состоит из трех выпусков.

Выпуск 1 — ГРУ с хозрасчетным учетом расхода газа счетчиком.

Выпуск 2 — ГРУ с хозрасчетным учетом расхода газа диафрагмой.

Выпуск 3 — ГРУ с контрольным учетом расхода газа диафрагмой.

7.4. РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ

В системах распределения газа регуляторы давления устанавливают на ГРС, ГРП и ГРУ, обеспечивающих газоснабжение всех потребителей газа — от крупных промышленных предприятий до газифицированной квартиры. Кроме того, регуляторы давления могут быть применены непосредственно на различных газовых агрегатах для обеспечения нормальной работы горелочных устройств и приборов автоматики.

Регулятор давления (далее регулятор) — это устройство, предназначенное для автоматического снижения и поддержания давления газа на определенном, заранее заданном уровне. Регулирование осуществляют изменением протекающего через регулирующий клапан количества газа. По принципу работы различают регуляторы прямого и непрямого действия. В качестве дроссельного органа применяют одно- или двухседельные клапаны, а также заслонки. Управляющие элементы регуляторов могут быть грузовыми, пружинными, пневматическими, гидравлическими, а конструкции импульсных элементов — мембранными, сильфонными или поршневыми.

В регуляторах давления прямого действия управляющий (чувствительный) элемент воспринимает измерительный импульс (изменение регулируемого давления) и непосредственно перемещает регулирующий клапан (дроссельный орган). Чувствительный элемент этого регулятора, выполняющий одновременно функции приводного органа, по конструктивному исполнению бывает мембранным и поршневым. По характеру задающего на чувствительный элемент воздействия регуляторы подразделяют на грузовые, пружинные и пневматические. Важнейшие положительные качества регуляторов прямого действия — простота конструкции и широкий диапазон регулирования по расходу, что позволяет сократить число типоразмеров клапанов. У регуляторов давления прямого действия перемещение дроссельного органа начинается только после изменения регулируемого давления и создания им усилия, достаточного для преодоления сил трения в подвижных соединениях регулятора.

В регуляторах непрямого действия воспринимаемый измерительный импульс усиливается и преобразуется в командный, который подается на привод исполнительного механизма, т. е. перестановка дроссельного органа происходит при помощи энергии, полученной от постороннего источника. Регуляторы давления непрямого действия разделяются на приборные и пилотные. Приборные регуляторы состоят из исполнительного механизма, в качестве которых чаще всего используют регулирующие клапаны или заслонки, и командного прибора, собственно регулятора, со стандартным командным выходом. Командные приборы в зависимости от типа системы могут иметь пневматический, гидравлический

или электрический выход со стандартными пределами изменения давления, силы тока или напряжения. Унификация командных выходов и широкая номенклатура командных приборов и исполнительных механизмов позволяют выполнять системы автоматического регулирования по любым параметрам. Для питания усилителей используют посторонний источник энергии либо энергию транспортируемого газа. В пилотных регуляторах непрямого действия усилитель — регулятор управления, рассчитанный на работу только с данным исполнительным механизмом, имеющим специфические пределы выходного давления. Для питания регуляторов управления используется только энергия транспортируемого газа.

Регулирование давления протекает следующим образом. При отклонении конечного давления от заданного изменяется положение чувствительного элемента привода, который непосредственно или через передаточные механизмы осуществляет требуемое изменение проходного сечения дроссельного органа, в результате чего происходит восстановление нарушенного равновесия между приходом и расходом газа. Теоретически чувствительный орган каждый раз после восстановления нарушенного равновесия возвращается в исходное положение. В действительности этого не наблюдается из-за неизбежной нечувствительности, возникающей в результате трения и инерционных усилий подвижных частей, вызывающих запаздывание закрытия и открытия клапана. Поэтому при регулировании происходит чередующееся переполнение и опорожнение газопровода, а следовательно, и отклонение давления от заданного. Таким образом, регулирование давления — колебательный процесс, характеризующийся периодом, частотой и амплитудой колебаний. Если колебание регулируемого давления протекает с возрастанием амплитуды, то процесс регулирования неустойчив. Степень неравномерности регулирования — отношение разности между максимальным и минимальным регулируемым давлением к его среднему значению. Она зависит от конструкции и схемы регулятора и определяет его статическую характеристику.

Вне зависимости от принципа действия регуляторы должны обеспечивать устойчивое регулирование. Это происходит тогда, когда регулируемое давление совершает затухающие или гармонические незатухающие колебания с постоянной малой амплитудой. Колебание регулируемого (выходного) давления газа не должно превышать $\pm 10\%$ (без перенастройки при изменении расхода газа во всем диапазоне регулирования), а входного давления (до регулятора) $\pm 25\%$. Минимальный регулируемый расход газа для односедельных клапанов должен быть не более 2, для двухседельных клапанов — не более 4% от максимального расхода. Относительная нерегулируемая протечка газа через закрытые затворы двухседельных клапанов допускается не более 0,1% от номинального расхода, для односедельного клапана она вообще не допускается.

Регуляторы давления должны поставляться со сменными пружинами или грузами, обеспечивающими настройку выходного давления в пределах заданного диапазона, а также по требованию заказчика, со сменными клапанами и седлами, допускающими изменение настройки регулятора по пропускной способности в пределах данного диапазона.

В связи с тем, что регуляторы не имеют постоянного обслуживающего персонала, надежность их работы имеет первостепенное значение. Важно также, чтобы она не зависела от постороннего источника энергии (электричества, сжатого воздуха, воды или массы под давлением). Обычно для этих целей используется энергия давления транспортируемого газа.

При работе регулятора давления исходят из того, что для нормальной работы в эксплуатационных условиях его расчетная пропускная способность должна составлять не более 80, а при минимальном расходе — не менее 10% от максимальной пропускной способности при заданных выходном и входном давлении, т. е. необходимо, чтобы регулятор обеспечивал заданное регулирование при малых (минимальных) расходах. Это требование особенно важно для регуляторов, применяемых для газоснабжения бытовых потребителей, у которых расход газа резко меняется во времени, в частности в ночное время бывает минимальным. Для регулирования минимальных расходов рекомендуется использовать односедельные регуляторы. Двухседельные регуляторы не могут обеспечивать плотную посадку клапанов, из-за чего проход газа может оказаться больше необходимого для минимального расхода (ночью), что неизбежно приводит к повышению давления. Поэтому двухседельные регуляторы нежелательно устанавливать на тупиковых сетях, от которых снабжаются бытовые потребители.

7.4.1. РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

Регулятор давления прямого действия представляет собой дроссельное устройство, приводимое в действие мембраной, которая перемещается в результате изменения регулируемого давления. Всякое изменение давления вызывает изменение проходного сечения дроссельного устройства, что влечет за собой уменьшение или увеличение количества газа, протекающего через регулятор. Регуляторы различны по форме и типу дроссельных устройств, виду мембран, способу сочленения ее с клапаном и роду нагрузки для уравновешивания давления газа на мембрану. Кроме того, по способу передачи импульса давления — расхода — они подразделяются на регуляторы «до себя» и «после себя».

В регуляторах давления прямого действия применяют два основных типа тарельчатых клапанов: жесткие с уплотнением металл по металлу и мягкие с уплотнением кожа, резина и пластические материалы по металлу. Как жесткие, так и мягкие клапаны могут быть одно- и двухтарельчатыми. Последние обладают бо́льшей про-

пускной сопособностью, так как у иих суммарная площадь для истечения газа значнтельно больше, к тому же они полностью разгружены от воздействия изменяющегося начального давлення. Однако область их применения ограничена из-за иедостаточной плотности закрытия при отсутствин расхода газа. Для обеспечения нормальной работы регулятор надо выбрать по размеру клапаиа, чтобы при максимальиом расходе газа оставался запас хода 10—15% до полного открытия, а при минимальном расходе — 10—15% до полного закрытия.

Регуляторы давления прямого действия бывают с плоскими или манжетиыми мембранами, с непосредственной или рычажной подвеской клапана к мембране. Плоские мембраны изготовляют из маслобензостойкой и морозостойкой шелковой или хлопчатобумажиой ткани, а также из пропитаниой жиром кожи. Манжетные мембраны делают из кожи, вырезанной по форме воротника, склеенного внахлестку клеем «Рапид». Мембраны до их установки в регулятор должны быть тщательно в течение 24 ч пропитаны смесью из 50% касторового и 50% вазелинового масел. Пропитке должна предшествовать просушка (до 4% влажиости) при температуре 50 °С.

На выбор регулятора давления при проектировании существенное влияние оказывают следующие факторы: максимальное и минимальное количество пропускаемого ими газа и колебания расхода газа в течение 1 сут; давление газа на входе и допустимые колебания его на выходе; состав газа; место установки регулятора. Для герметического запора и полного прекращения расхода газа (например, при установке регуляторов на тупиковых участках) целесообразно применять односедельные регуляторы, обеспечивающие наибольшую плотиость закрытия. Именно эти клапаны широко используются в городском газовом хозяйстве. На срок службы регулятора в целом и его отдельных частей, особенно резиновых деталей, влияет химический состав газа. В основном в регуляторах применяют бензоморозостойкую резиiу.

Разнообразие условий газоснабжеиия и потребления приводит к иеобходимости разработать и виедрить в производство регуляторы давлеиия прямого и пилотные иепрямого действия различной конструкции.

Регуляторы давления с пружинной нагрузкой. Регуляторы прямого действия РДГ-6 и РДГ-8, широко примеияемые в нашей стране, аналогичны по конструкции, различаются в основном диаметром отверстия седла клапана и соответственно пропускной способностью (табл. 7.3) и предназначены для потребителей с небольшим расходом газа: главиым образом в одно- и двухбаллонных установках СУГ.

В настоящее время взамен регуляторов типа РДГ освоено производство регуляторов типа РДСГ, отвечающих требованиям ГОСТ 21805—83* «Регуляторы давления баллонов для сжиженных газов на 1,6 МПа». Между корпусом *12* регулятора РДСГ1-1,2

ТАБЛИЦА 7

Характеристики регуляторов РДСГ и РДГ

Показатель	РДСГ1-0,5	РДСГ1-1,2	РДСГ2-1,0 «Балтика»	РДГ-6	РДГ-8
Пропускная способность, м³/ч, при $\rho = 2{,}2$ кг/м³, $\Delta p = 1{,}0$ кПа, $p_{вых} = 0{,}105$ МПа	0,25	0,6	0,3	0,25	0,6
Длина, мм	150	170	—	148	171
Высота, мм	55	65	—	67	60

(рис. 7.1) и крышкой *9* зажата мембрана *13*, на которую опирается тарелка *14*, отжимаемая вниз пружиной *10*. Сжатие пружины регулируют гайкой *8* при снятом защитном колпачке *7*. Газ поступает в регулятор через входной штуцер *2* с накидной гайкой, имеющей внутреннюю специальную левую резьбу, уплотнительную прокладку *1* и фильтрующую сетку *3*. Степень открытия седла определяется положением плунжера *6*, который передвигается коленчатым рычагом *16*, связанным со штоком *15* мембраны. Плунжер перемещается только вдоль оси седла в специальной втулке с отверстиями на ее боковой поверхности, через которые дросселированный до выходного давления газ поступает в подмембранное пространство, откуда подается потребителю через штуцер *11*. Выходной штуцер в зависимости от заказа может иметь накатку под резиновым шлангом с внутренним диаметром 9 мм или трубную резьбу 1/2″ (узел *I*). Регулятор настраивают на заданное выходное давление, сжимая пружину ввертыванием или вывертыванием гайки *8*. При уменьшении расхода газа давление под мембраной увеличивается, мембрана и шток приподнимаются и через рычажную передачу плунжером прикрывают седло, уменьшая подачу газа и поддерживая давление на заданном уровне. Если

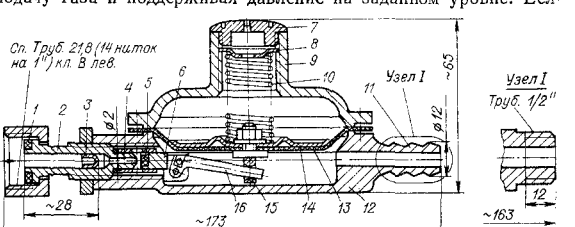


Рис. 7.1. Регулятор давления газа РДСГ1-1,2.

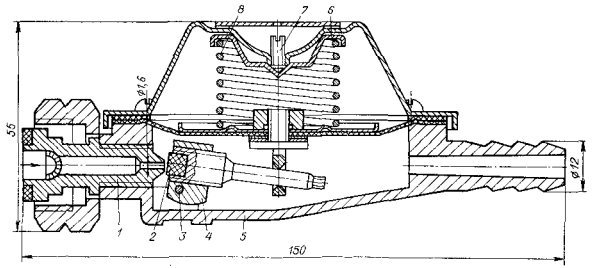


Рис. 7.2. Регулятор давления газа РДСГ1-0,5.

расход газа возрастает, то мембрана опускается, обеспечивая увеличение открытия седла и подачи газа.

В однобаллонной установке регулятор крепится непосредственно на цапке баллонного вентиля при помощи накидной гайки на входном штуцере. На выходиой штуцер (ниппель) надевается шлаиг, который подключается к газовому прибору потребителя. В двухбаллонной шкафной установке регулятор прикрепляется к стенке шкафа: выходной штуцер регулятора пропускается через соответствующее отверстие в задней стеике шкафа и крепится снаружи гайкой. В обвязку регулятора двухбаллонной установки ОРДГ-04 кроме регулятора входят заглушка в сборе, два шланговых соединения и тройник. При присоединении обвязки регулятора к баллонам необходимо ставить резиновые прокладки между торцами входных штуцеров и цапок баллонных вентилей. Регулятор должен устанавливаться так, чтобы мембранная камера была расположена горизонтально.

Регулятор РДСГ1-05, работающий аналогично рассмотренному выше, отличается от него конструктивно. В регуляторе РДСГ1-0,5 (рис. 7.2) плунжер *2* ввернут на резьбе в стойку *4*, укрепленную в кронштейне корпуса *5* на оси *3*. Это позволяет устанавливать оптимальный зазор между седлом во входном штуцере *1* и плунжером. Регулятор настраивается на задаиное давление перемещением плунжера в стойке, а также регулировочным винтом *7*, который посредством фигурной шайбы *6* изменяет сжатие пружины *8*.

Для сиижения давления СУГ, поступающих из баллонов, устанавливаемых непосредственно иа кухне, в настоящее время широко применяют регуляторы давления «Балтика» (РДСГ2-1,0) (рис. 7.3, табл. 7.3). Последние имеют две ступени редуцирования, что повышает точиость регулироваиия.

Регулятор давления типа «Балтика» работает совместно с запорно-регулирующим клапаном типа КБ (рис. 7.4), который

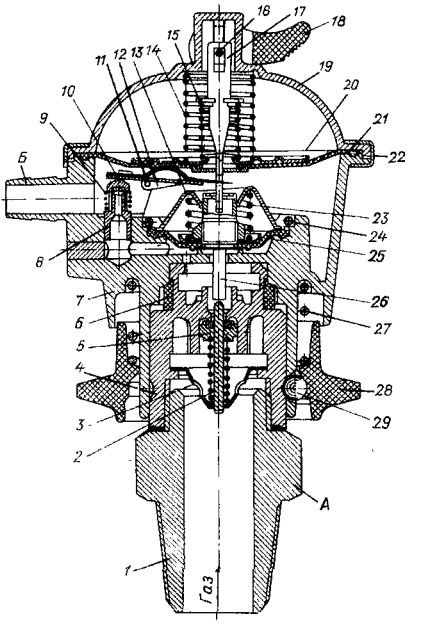


Рис. 7.3. Регулятор давления газа «Балтика-1» с клапаном КБ.

1, 8 — штуцера; *2, 9, 14, 15, 23, 27* — пружины; *3, 13* — чашки; *4, 7* — корпуса; *5, 10* — клапаны; *6* — кольцо уплотнительное; *11, 16* — оси; *12* — рычаг; *17, 26* — штоки; *18* — рукоятка; *19* — крышка; *20* — тарелка; *24, 25* — мембраны; *22* — обруч; *24, 28* — кольца; *29* — шарик.

представляет собой запорное устройство газового баллона, и совместно с регулятором осуществляет I ступень редуцирования, обеспечивает снижение давления до 0,2 МПа. Регулятор является II ступенью редуцирования, который обеспечивает на выходе давление газа 0,3 кПа ± 30 Па. Клапан типа КБ имеет в нижней части хвостовик для соединения с газовым баллоном и поставляется потребителю ввернутым в баллон. В верхней части клапана КБ есть кольцевая проточка для входа шариков *29* замка регулятора (см. рис. 7.3) и уплотнительное кольцо *6* для обеспечения герметичности соединения клапана *А* с регулятором *Б*.

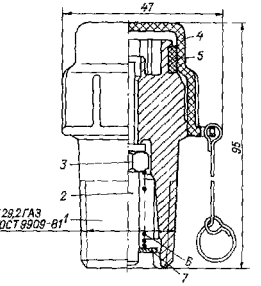


Рис. 7.4. Клапан запорно-регулирующий типа КБ.
1 — корпус; *2* — шпиндель; *3* — клапан; *4* — пластмассовый колпак; *5* — уплотнительное кольцо; *6* — пружина; *7* — фигурная шайба.

В боковой части регулятора имеется штуцер для соединения с нагревательными приборами с помощью гибкого шланга. Рукоятка *17* позволяет открывать или закрывать поступление газа из баллона. При работе регулятора совместно с клапаном КБ газ из баллона поступает через зазор клапана *5*, который автоматически регулируется штоком *26*, связанным с мембраной *25*. В результате этого давление под мембраной *25* 1,5—0,6 кПа. Затем газ поступает под мембрану *21* также через зазор клапана *5* посредством штока *17* и рычага *12*. Таким образом, давление газа под мембраной *21* и на выходе из регулятора становится стабильным и мало зависит от расхода.

Регуляторы РД-32М, РД-50М, D_y 32 и D_y 50. Для снабжения газом низкого давления потребителей с относительно небольшим расходом газа наиболее широко применяют регуляторы РД-32М (рис. 7.5, *а*) и РД-50М (рис. 7.5, *б*), корпуса которых рассчитаны на входное давление до 1,6 МПа. Они обеспечивают с достаточной степенью точности постоянное давление «после себя» при изменении расхода и входного давления. В центр мембраны регулятора РД-32М и в корпус регулятора РД-50М встроен предохранительный клапан, который после закрытия основного клапана обеспечивает сброс излишнего газа в атмосферу. Сбросной клапан при отсутствии расхода газа предохраняет сеть низкого давления от недопустимого повышения его вследствие пропусков.

Регуляторы выполнены в виде соединенных накидными гайками (в ниппелях *6* входного и выходного патрубков) мембранной камеры и чугунной крестовины с седлом и плунжером. Эти узлы легко разъединяются, что при эксплуатации обеспечивает свободный доступ к седлу и плунжеру. Мембранная камера состоит из чугунного корпуса и крышки с колонкой, между которыми помещена рабочая мембрана *1*. На диск мембраны опирается определяющая выходное давление регулировочная пружина *2*, степень сжатия которой изменяется с помощью нажимной гайки *3*

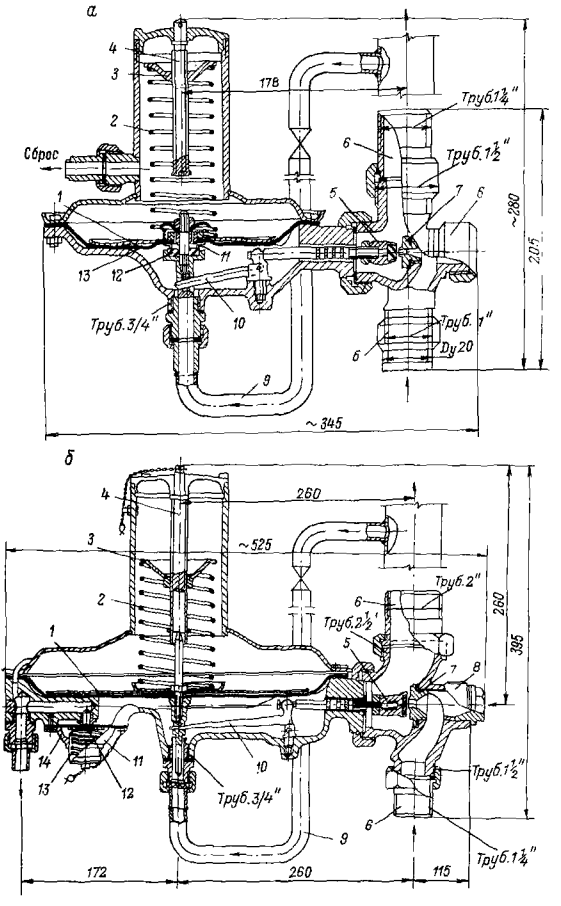


Рис. 7.5. Регуляторы РД-32М (*а*) и РД-50М (*б*).

при вращении регулировочного винта *4*. На конце штока навернут плунжер *5*, вращением которого можно регулировать степень открытия плунжера при сборке регулятора или замене седла *7* крестовине. Газ к седлу *7* подводится прямо или сбоку по одному из выходных каналов крестовины, которая с помощью накидной гайки (при заглушенном пробкой *8* другом канале) присоединена к корпусу. Импульс выходного давления за регулятором по трубопроводу *9* передается в подмембранную полость мембранной камеры.

При *любом* установившемся режиме работы регулятора его подвижные элементы находятся в равновесии. Усилие от входного давления газа на плунжер, уменьшенное рычажной передачей *10*, и усилие пружины *2* уравновешиваются в каждом положении определенным давлением газа снизу мембраны. Если расход газа или входное давление в процессе работы изменяется, равновесие подвижной системы нарушится. Под действием преобладающего усилия мембрана через рычажную передачу *10* передвигает плунжер в другое равновесное положение, соответствующее новым расходу или входному давлению газа. Отклонение регулируемого давления от заданного (характерная неравномерность регулирования) выражается в основном снижением выходного давления при большем открытии плунжера, т. е. при увеличении расхода газа. В случае прекращения расхода возросшее после регулятора давление газа поднимает мембрану вверх до полного закрытия регулирующего плунжера.

При возможных пропусках газа со стороны высокого давления, если нет расхода газа, выходное давление будет повышаться и мембрана регулятора РД-32М поднимется еще выше, преодолевая усилие малой пружины *13*, а в регуляторах РД-50М усилие от давления газа на малую мембрану *14* сбросного клапана *11* преодолеет усилие малой пружины *13*, и в результате сброса части газа через отверстие *12* в атмосферу дальнейший рост давления в сети за регулятором прекратится. Пропускная способность регуляторов приведена в табл. 7.4.

Для комплектования шкафных ГРП типа ШРУ-н Промэнергогаз (г. Ленинград) изготавливает регуляторы среднего давления D_y32 и D_y50, устройство и принцип действия которых аналогичны регуляторам РД-32М и РД-50М. В отличие от последних регуляторы D_y32 и D_y50 не имеют встроенных предохранительного и сбросного клапанов.

Регуляторы давления с пневматической нагрузкой РД-64. Предназначены для снабжения потребителей газом среднего (0,15—0,3 МПа) или высокого (до 1,6 МПа) давления. Их характерная особенность — использование вместо регулятора управления нагрузочной камеры, давление газа в которой определяет выходное давление. Регуляторы типа РД-64 устойчиво работают в диапазоне температуры от —30 до +50 °С при относительной влажности до 95% (при 35 °С). Отбор регулируемого давления производят

ТАВЛИЦА 7.4

Пропускная способность регуляторов РД-32М и РД-50М
(для газа с $\rho = 0{,}7$ кг/м³), м³/ч

Давление на входе, МПа	Диаметр седла регулятора, мм							
	РД-32М		РД-50М					
	4	6	10	8	11	15	20	25
0,02	5	11	19	20/20	37/37	58/50	108/92	165/125
0,04	8	15	28	33/33	63/60	98/88	175/150	255/200
0,06	10	19	35	42/42	85/80	130/120	225/200	338/265
0,08	11	22	40	50/50	100/95	160/145	270/238	410/320
0,10	13	25	45	56/55	117/112	183/167	308/270	466/363
0,15	19	34	62	74/73	150/140	237/215	400/350	—
0,20	22	41	75	90/89	180/170	314/267	500/433	—
0,25	26	48	87	107/100	210/200	334/320	613/525	—
0,30	30	55	100	125/117	235/225	400/375	717/610	—
0,40	38	70	—	158/150	292/277	525/483	—	
0,50	45	90	—	189/180	350/333	650/600	—	—
0,60	53	105	—	225/213	410/388	775/717	—	—
0,70	63	125	—	260/250	466/442	—	—	—
0,80	72	145	—	290/275	524/500	—	—	—
0,90	81	168	—	320/306	578/556	—	—	—
1,00	91	190	—	350/337	638/610	—	—	—
1,10	100	—	—	380/366	—	—	—	—
1,20	110	—	—	412/392	—	—	—	—

Примечания. 1. Для регуляторов РД-50М в числителе — пропускная способность при подаче газа по оси седла, в знаменателе — по оси крестовины. 2. Для регуляторов РД-32М при поступлении газа по оси седла пропускная способность увеличивается примерно на 5% по отношению к указанной в таблице.

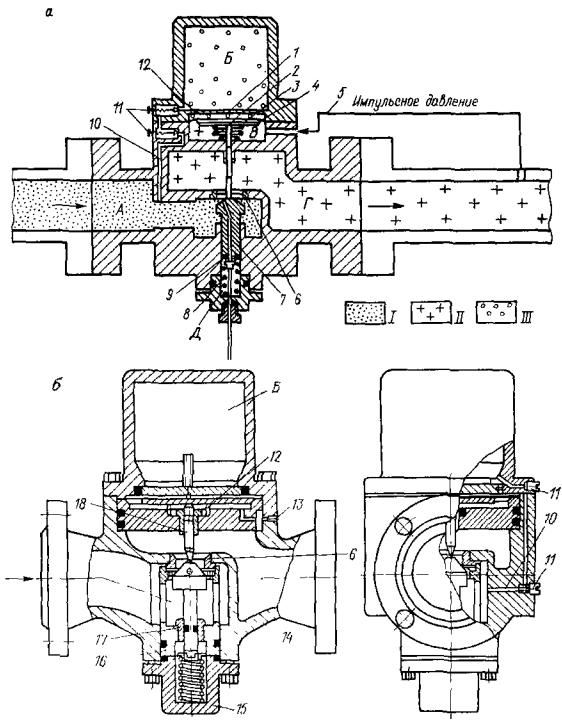


Рис. 7.6. Регуляторы РД-25-64 и РД-40-64.
а — принципиальная схема; б — общий вид. Давление: I — высокое (входное); II — низкое (выходное); III — нагрузки.

на расстоянии не менее 2,5—3,0 м от выходного устройства после регулятора.

Регулирующее устройство (рис. 7.6) состоит из корпуса *14* с выходным и входным фланцами. *В нижней части корпуса* размещается стакан *16* с направляющей втулкой *17*, в которой ходит плунжер *7*. Стакан верхним буртом прижимает седло *6*, выполненное из эластичного и жесткого материалов. При отсутствии

расхода газа клапан плотно перекрывает отверстие седла под действием пружины *8* в крышке *15*. Чувствительный узел — резиновая мембрана *4*, зажатая между торцом корпуса и фланцем нагрузочной камеры *Б*. Под мембрану подведен стальной опорный диск *2*, удерживаемый прижатым к мембране пружиной *3*, которая предотвращает возможные смещения опорного диска во время работы и транспортировки регулятора. Движение мембраны через диск передается штоку *18* и далее на клапан. Нагружающий узел состоит из нагрузочной камеры *Б* и перепускных вентилей *11*. Необходимое давление в нагрузочной камере создается путем подачи газа в нее со стороны входа через отверстие *10* в корпусе регулятора. Подача газа в нагрузочную камеру, сброс газа из нее, а также герметичное ее отключение осуществляются с помощью перепускных вентилей *11*.

Принцип действия регуляторов РД-25-64 и РД-40-64 основан на компенсации сил, действующих на чувствительный узел (рис. 7.6, *б*). Для перемещения плунжера используется разность сил, возникающих на чувствительном узле в результате изменения выходного давления. Газ высокого давления из подводящего газопровода поступает в полость *Б* регулятора (рис. 7.6, *а*). Далее, проходя через переменный дросселирующий зазор, образуемый седлом *6* и плунжером *7*, газ редуцируется до заданного низкого давления, которое на выходе из регулятора зависит от площади дросселирующего зазора, автоматически устанавливаемого подвижной системой регулятора. Полость *В* через отверстие *9* в плунжере *7* соединена с камерой *Д*, в результате чего достигается разгруженность плунжера в любом его положении.

Из полости *А* через отверстие *10* и систему вентилей *11* часть газа перепускается в нагрузочную камеру *Б*, в результате создается необходимое давление, действующее на мембрану *4* со стороны камеры *Б*. Газ низкого давления из полости *Г* проходит по импульсной трубке *5* и каналу *13* в импульсную камеру *В* регулятора, где оказывает воздействие на мембрану снизу. Мембрана *4*, опорный диск *2*, плунжер *7* и пружины *8* и *3* составляют подвижную систему регулятора. При постоянном расходе газа эта система находится в покое, так как действие сил на мембрану со стороны нагрузочной камеры равно действию сил со стороны импульсной камеры. При этом проходное сечение регулятора открыто в соответствии с установившимся расходом газа. Увеличение расхода газа вызывает падение давления за регулятором и в импульсной камере *В*, что нарушает равновесие сил, воздействующих на мембрану, которые превышают силы, действующие снизу. Мембраиа перемещается вниз и через опорный диск *2* нажимает на плунжер *7* и приоткрывает его. В результате увеличения проходного сечения регулятора возрастает поток газа, который, восполняя расход, доведет давление за регулятором в импульсной камере до первоначального. Силы, воздействующие на мембрану, уравновесятся, и подвижная система регулятора остановится в новом

равновесном положении, соответствующем новому расходу газа. Увеличение расхода газа вызывает повышение давления за регулятором в импульсной камере *В*. В результате изменения соотношения сил, действующих через мембрану на подвижную систему, проходное сечение регулятора может уменьшаться до тех пор, пока сокращение притока газа не вызовет падения давления за регулятором и в импульсной камере *В* до первоначального. Таким образом, действие регулятора направлено на сохранение выходного давления на определенном заданном уровне, вне зависимости от изменения расхода газа.

Для того чтобы получить на выходе из регулятора любое выходное давление в пределах характеристики регулятора, необходимо установить соответствующее постоянное давление в нагрузочной камере *Б*. При резком изменении давления газа в выходном газопроводе за счет изменения отбора газа подвижная система регулятора передвинется в новое положение не мгновенно, а по мере перетекания газа из одной полости нагрузочной камеры в другую через дроссельное отверстие *1* в перегородке *12*. Этим достигается устранение возможного возникновения колебаний клапана регулятора.

Регуляторы давления РД-50-64, РД-80-64, РД-100-64 (рис. 7.7) сходны по конструкции и состоят из следующих основных элементов:

— регулирующего клапана (органа) (литой корпус *11* с верхним *10* и нижним *8* седлами);

— приводной части мембранного привода (корпус со съемной направляющей втулкой *12* и крышка);

— подвижной системы (мембрана *4*, шток *6* и плунжер тарельчатого типа *9*). Подвижная система плавно перемещается в направляющей втулке и цилиндре нижнего седла *8*. Наличие двух направлений движения этой системы позволяет регуляторам работать без вибраций и сильных шумов. Корпус и мембранный привод регуляторов рассчитан на рабочее давление до 5,5 МПа.

Действие регуляторов основано также на компенсации сил, воздействующих на чувствительный элемент. Для задания регулируемого параметра (давления) используется газ высокого давления, отбираемый со стороны ввода его в ГРС и подаваемый в редуктор, используемый в данном случае в качестве задатчика. Контроль за настройкой регулятора на заданное регулируемое давление осуществляют по техническому манометру *1*, устанавливаемому на крышке мембранного привода регулятора. По принципу работы указанные регуляторы аналогичны описанным выше РД-25-64 и РД-40-64.

Регуляторы типа РД-64 (табл. 7.5) устанавливают на горизонтальном участке трубопроводов в местах, доступных для осмотра, настройки и ремонта его. Участок трубопровода, предназначенный для монтажа регулятора, должен иметь диаметр условного прохода не менее D_y регулятора. Длина прямых уча-

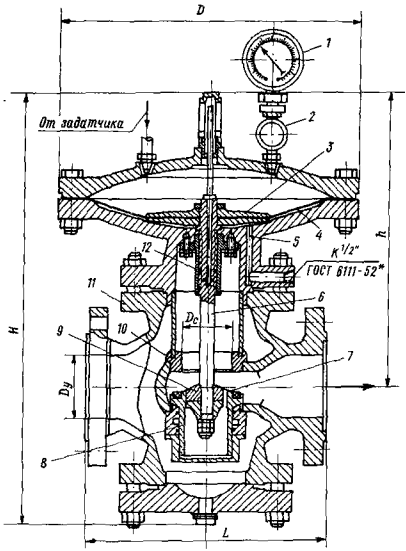


Рис. 7.7. Регуляторы РД-50-64, РД-80-64 и РД-100-64.

1 — манометр; *2* — кран; *3* — жесткие диски; *4* — мембрана; *5*, *7* — отверстия; *6* — шток; *8*, *10* — седла (*8* — нижнее, *10* — верхнее); *9* — плунжер; *11* — корпус; *12* — направляющие втулки.

стков трубопроводов до и после регулятора должны быть не менее 1 м. Регулятор устанавливают в вертикальном положении (мембранным приводом вверх) между двумя отключающими кранами или задвижками на технологическом трубопроводе в месте, доступном для осмотра. Направление потока газа должно совпадать с направлением стрелки на корпусе. Регулируемое давление подводится в подмембранную полость привода регулятора по стальной цельнотянутой трубке диаметром 1/2". Точка отбора регулируемого давления газа находится на трубопроводе после регулятора на расстоянии не менее 2,5 м от выходного отключающего крана (задвижки). Обвязку регулятора выполняют стальными цельнотянутыми трубами, вентилями, рассчитанными на рабочее давление 5,5 МПа.

ТАБЛИЦА 7.5

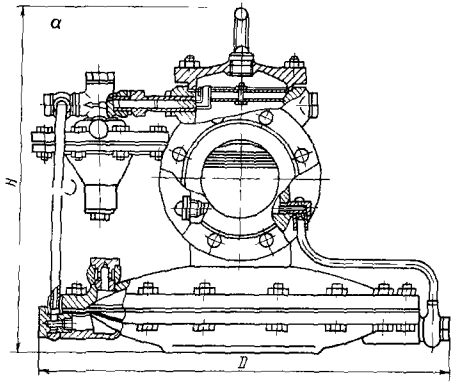
Характеристика регуляторов давления типа РД-64

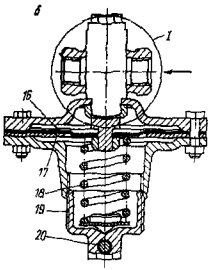
Показатель	РД-25-64	РД-40-64	РД-50-64	РД-80-64	РД-100-64
Диаметр условного прохода $D_у$, мм	25	40	50	80	100
Давление рабочее на входе в регулятор $p_р$, МПа	До 6,5				
Диаметр сменного седла $D_с$, мм	16—20	20—32	45	70	85
Тип регулирующего органа	Односедельный				
Полный ход регулирующего органа, мм	8	12	16	25	30
Закон регулирования	Интегральный				
Расходная характеристика	Линейная				
Тип присоединения к трубопроводу	Фланцевый				
Диапазон настройки, МПа	0,25—2,5				
Верхний предел настройки, МПа	2,5	2,5	1,6	2,5	3,0
Число отверстий	4	4	4	8	8
Диаметр отверстий d, мм	18	23	23	23	25
Температура окружающей и рабочих сред, °С	От —30 до +50				
Габаритные размеры, мм:					
длина	260	340	260	345	385
высота	340	428	550	616	700
ширина	170	235	410	410	480
Масса, кг	28	54	106	135	215
Зона пропорциональности от верхнего предела настройки, %	5				
Зона нечувствительности от верхнего предела настройки, %	2,5				

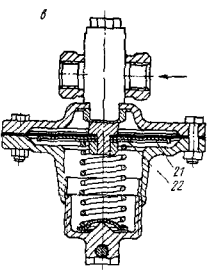
7.4.2. РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ НЕПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

Пилотные регуляторы. В регуляторах давления непрямого действия с командными приборами (пилотными) уравновешивание усилия от давления газа на мембрану осуществляется не грузами, пружинами или постоянным давлением газа, а его давлением, значение которого устанавливается вспомогательным устройством, называемым командным прибором. Он представляет собой вспомогательный регулятор давления газа или распределительное устройство (золотник), управляющее подачей газа к мембране начального или конечного давления сети, на которой установлен основной регулятор.

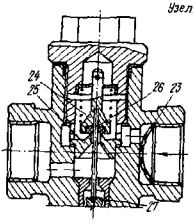
Регуляторы с комаидными приборами отличаются от рассмотренных выше регуляторов прямого действия простотой и удобством настройки, осуществляемого поворотом винта командного


а
H
D

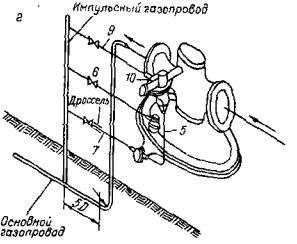

в
I
16
17
18
19
20

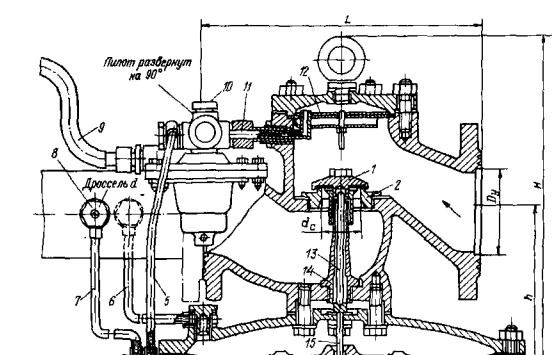

в
21
22

Узел I


24
25
26
23
27

г


Импульсный газопровод
9
8
10
Дроссель
7
5
Основной газопровод



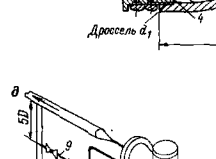


Рис. 7.8. Регулятор РДУК2.

а — исполнительный узел; *б—в* — командный узел (*б* — пилот КВ2, *в* — пилот КН2); *г—д* — схемы обвязки (*г* — отбор импульсов от подземного газопровода, *д* — то же, от надземного); *1* — плунжер; *2* — седло; *3* — мембрана; *4* — демпфирующий дроссель; *5* — соединительная трубка; *6*, *9* — импульсные трубки; *7* — трубка сброса газа; *8* — сбросной дроссель; *10* — пилот; *11* — соединительный патрубок; *12* — фильтр; *13* — шток плунжера; *14* — направляющая колонка; *15* — толкатель; *16* — мембрана пилота; *17* — диск (КВ2); *18* — пружина; *19* — регулировочный стакан; *20* — рычаг; *21* — тарелка; *22* — шайба; *23* — фильтрующая сетка; *24* — толкатель пилота; *26* — седло пилота; *26* — плунжер пилота; *27* — шпилька.

прибора, а также снижением напряжений в мембране основного регулятора за счет более благоприятного относительного распределения газовых нагрузок по обе стороны мембраны.

Регуляторы давления РДУК2. Разработаны в Мосгазниипроекте по предложению инженера Ф. Ф. Казанцева; являются статическим устройством непрямого действия с командным узлом (пилотом) — регулятором управления КН2 (низкого давления) или КВ2 (высокого давления) (рис. 7.8, *б*, *в*). Они автоматически поддерживают заданное выходное давление при переменном входном и при изменеиии расхода газа от нуля до максимального. В зависимости от пропускной способности и допускаемого пере-

ТАВЛИЦА 7.6

Модификации регуляторов давления типа РДУК2

Шифр	D_y, мм	Диаметр седла клапана d_c, мм	Максимальное условное давление входное, МПа	Пределы регулирования выходного давления, МПа	Размеры, мм			
					L	*D*	*H*	*h*
РДУК2Н-50/35	50	35	1,2	0,0005—0,06	230	360	308	180
РДУК2В-50/35	50	35	1,2	0,06—0,6				
РДУК2Н-100/50	100	50	1,2	0,0005—0,06	350	466	450	234
РДУК2В-100/50	100	50	1,2	0,06—0,6				
РДУК2Н-100/70	100	70	1,2	0,0005—0,06				
РДУК2В-100/70	100	70	1,2	0,06—0,6				
РДУК2Н-200/105	200	105	1,2	0,0005—0,06	600	650	680	360
РДУК2В-200/105	200	105	1,2	0,06—0,6				
РДУК2Н-200/140	200	140	0,6	0,0005—0,06				
РДУК2В-200/140	200	140	1,2	0,06—0,6				

Примечания. 1. РДУК2В-200/140 могут применяться при перепаде давления не более 0,6 МПа. 2. При заказе регулятора необходимо указать его модификацию.

пада давления регуляторы РДУК2 снабжают сменными клапанами и седлами соответствующего диаметра (табл. 7.6).

Схемы обвязки регуляторов РДУК2 показаны на рис. 7.8, *г*. Место отбора импульса должно находиться на прямом участке основного газопровода на расстоянии не менее пяти диаметров от конца местного сопротивления. При горизонтальном расположении основного газопровода муфты D_y15 для отбора импульсов приварнвают к боковой или верхней части газопровода. Врезку импульсной трубки *6* и трубки сброса газа *7* допускается производить до и после места врезки импульсиой трубки *9* на расстоянии не более 200 мм.

Чугунный корпус (рис. 7.8, *а*) вентильного типа имеет сменное седло *2*. В нижней части корпуса при помощи болтов М12 крепится мембранная камера, состоящая из верхней и нижней крышек с зажатой между ними мембраной *3*. Перемещение мембраны *3* через толкатель *15* и шток *13* передается плунжеру *1*. В регуляторе D_y100 и D_y200 расположен фильтр *12*, служащий для очистки газа, идущего к пилоту *10*.

Пилот *10* (КН2 или КВ2) в схеме обвязки регуляторов выполняет роль командного узла, устройство и принцип работы которого изложены ниже. Газ входного давления поступает одновременно на плунжер *1* и через фильтр *12* в пилот *10*, далее по соединительной трубке через дроссель *4* под мембрану *3*, а также через установку дросселя *8* на сбросной линии в газопровод после регулятора. Выходное давление газа подается по импульсным трубкам в пространстве над мембраной *3* и в пилот *10*. Установка дросселя на сбросной линии обеспечивает под мембраной *3* давление газа выше, чем на выходе из регуляторов (диаметры отверстия демп-

фирующего и сбросного дросселей по 1,5 мм для D_y50 и D_y100 и 2,0 мм для D_y200).

Разность давления по обе стороны от мембраны *3* создает подъемную силу, которая при любом установившемся режиме работы пилота *10* уравновешивается массой подвижных соединений и частей и входным давлением газа на плунжер *1*. При понижении давления газа на выходе давление в пространстве над мембраной *3* повысится, в то время как в пространстве под мембраной оно не изменится. В результате мембрана *3* опустится и прикроет плунжер *1*. Таким образом, при любом отклонении выходного давления от заданного изменение давления в пространстве над мембраной *3* вызовет перемещение плунжера *1* в новое равновесное положение, при котором выходное давление восстановится.

Пилотом (рис. 7.8, *б*, *в*) служит пружинный статический регулятор давления прямого действия. Он представляет собой мембранную камеру с крестообразной головкой вверху и регулировочным стаканом с пружиной внизу. Головка имеет входное и выходное резьбовые отверстия. Внутри нее находится узел плунжера *26*, состоящий из шпильки, собственно плунжера с резиновым уплотнением и пружины с колпачком. Плунжер в сборе свободно вынимается из головки через пробку. Под плунжером установлено седло *25*, ниже которого запрессована гильза с отверстием под шпильку *27*, отделяющая выходную полость головки от мембранной камеры. Шпилька *27* пропущена через отверстие в седле *25* и гильзе и упирается в толкатель *24*, а он — в центр мембраны. Мембранная камера имеет два резьбовых отверстия: одно закрыто пробкой, по второму подводится газ с выходным контролируемым давлением. При повышении выходного давления в мембранной камере тарелка мембраны опускается, а клапан под действием пружины закрывается, и наоборот, при понижении давления тарелка мембраны под действием регулировочной пружины поднимается, а клапан открывается. Пилот КВ2 (рис. 7.8, *б*) имеет очень сильную пружину, а взамен тонкой тарелки мембраны, установленной в регуляторе КН2, между нижней крышкой и мембраной вставляется кольцо, уменьшающее ее рабочую площадь.

Пропускная способность регуляторов типа РДУК2 приведена в табл. 7.7. Минимально необходимый для работы регуляторов перепад давления — примерно 30,0 кПа.

Регуляторы давления РДБК1. Разработаны в Мосгазниипроекте по предложению инженера Ф. Ф. Казанцева; являются модернизацией ранее рассмотренных регуляторов давления типа РДУК2 и статическим устройством прямого и непрямого действия с командным узлом — регулятором управления (пилотом). Они поддерживают заданное выходное давление при переменном входном давлении и при изменении расхода газа от нуля до максимального.

ТАБЛИЦА 7.7

Пропускная способность $V_т$, м³/ч, регуляторов РДУК2 и РДБК с седлом $d_с$ = 50 мм (ρ = 0,73 кг/м³)

$p_{2т}$, МПа	p_1, МПа															
	0,002	0,003	0,004	0,005	0,01	0,03	0,05	0,08	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,40	0,50	0,60
0,05	1030	1025	1005	1000	980	750	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,08	1295	1290	1288	1285	1280	1190	1000	—	—	—	—	—	—	—	—	—
0,10			1420			1390	1270	910	—	—	—	—	—	—	—	—
0,15				1790			1780	1640	1500	—	—	—	—	—	—	—
0,20				2140				2130	2065	1690	—	—	—	—	—	—
0,25				2500					2490	2315	1780	—	—	—	—	—
0,30				2840						2800	2550	1950	—	—	—	—
0,40				3550							3525	3290	2990	—	—	—
0,50				4260								4220	3590	3330	—	—
0,60				4970									4955	4620	3570	—
0,70				5670										5615	5015	3920
0,80				6380											6150	5500
0,90				7085											7060	6560
1,00				7790											7760	7660
1,10				8500												8460
1,20				9200												9170

Примечание. Пропускная способность регуляторов РДУК2 и РДБК с седлом $d_с$ = 50 мм определяется по формуле $V = KV_т$, где коэффициент K принимается следующим:

$d_с$	21	35	50	70	105	140
K	0,217	0,63	1,0	2,0	4,14	6,71

ТАБЛИЦА 7.8

Комплектация регуляторов давления типа РДБК1

Регулятор	Исполнительный механизм	Приборы управления			Принцип работы
	Регулирующий клапан с регулируемыми дросселями	Регулятор управления непрямого действия	Регулятор управления прямого действия	Стабилизатор	
РДБК1-25	+	+	—	+	По схеме непрямого действия
РДБК1П-25	+	—	+	—	По схеме прямого действия
РДБК1-50	+	+	—	+	По схеме непрямого действия
РДБК1П-50	+	—	+	—	По схеме прямого действия
РДБК1-100	+	+	—	+	По схеме непрямого действия
РДБК1П-100	+	—	+	—	По схеме прямого действия

Примечание. + означает, что прибор устанавливается; — прибор не устанавливается.

В зависимости от исполнения в состав регуляторов типа РДБК1 включены следующие основные приборы, приведенные в табл. 7.8. Назначение и характеристика приняты приборов:

— регулирующий клапан (исполнительный узел) с регулируемыми дросселями предназначен для настройки регулятора на устойчивую работу (без качки, вибраций) посредством изменения площади проходных сечений потоков газа на сбросе и к подмембранной камере регулирующего клапана; на регулирующих клапанах регуляторов D_y50 и D_y100 устанавливается регулируемый дроссель на сбросе из надмембраиной камеры для устранеиия вибрации;

— регулятор управлеиия прямого действия поддерживает постоянное давлеиие за регулятором независимо от изменения входиого давления и расхода посредством поддержания постояниого давления в подмембранной камере регулирующего клапана;

— регулятор управления непрямого действия поддерживает постоянное давление за регулятором независимо от изменения входного давления и расхода посредством изменения давления в подмембранной камере регулирующего клапана;

— стабилизатор предназначен для поддержания постоянного перепада на клапане регулятора управления непрямого действия; установка стабилизатора делает работу регулятора практически независимой от колебаний входного давления.

Регуляторы РДБК выполняют в двух исполнениях:

— РДБК1П, собранный по схеме прямого действия и включающий в себя односедельный регулирующий клапан, регулятор управления прямого действия, два регулируемых дросселя, дроссель из надмембранной камеры регулирующего клапана;

— регулятор РДБК1, собранный по схеме непрямого действия и включающий в себя односедельный регулирующий клапан, стабилизатор, регулятор управления непрямого действия, два регулируемых дросселя и дроссель из надмембранной камеры регулирующего клапана. Регулируемый дроссель из надмембранной камеры регулирующего клапана устанавливается на регуляторах D_y50 и D_y100.

Регулирующие клапаны регуляторов РДБК1 имеют фланцевый корпус вентильного типа. Седло клапана — сменное. В нижней части корпуса крепится мембранный привод. В центральное гнездо тарелки упирается толкатель, а в него шток клапана, передающий вертикальное перемещение тарелки мембраны клапану регулятора. Шток перемещается во втулках направляющей колонки корпуса; на верхнем конце штока свободно сидит клапан с резиновым уплотнением. Под клапаном расположен фильтр, служащий для очистки газа, идущего к регулятору управления. Сверху корпус закрыт крышкой. В верхней и нижней крышках регулирующих клапанов установлены регулируемые дросселя.

Стабилизатор создает при работе регулятора постоянный перепад давления на регуляторе управления, что делает его работу малозависимой от колебаний входного давления и включает следующие узлы и детали: корпус, головку, узел мембраны, седло, клапан с пружиной, заглушку, пружину, с помощью которой прибор настраивается на постоянное выходное давление и стакан. Подклапанное пространство соединено с надмембранной камерой регулирующего клапана.

Регулятор управления непрямого действия является командным прибором, который поддерживает постоянное давление за регулятором посредством изменения давления в подмембранной камере полости регулирующего клапана независимо от изменения расхода и входного давления. Конструкция регулятора управления непрямого действия почти аналогична конструкции стабилизатора. Разница состоит лишь в том, что подклапанная полость не соеднена с надмембранной камерой; подмембранная камера регулятора управления соединена не с подмембранной камерой регулирующего клапана, как у стабилизатора, а с атмосферой. В корпусе регулятора управления установлена пружина для настройки регулятора на заданное выходное давление.

Регулятор управления прямого действия является командным прибором, который поддерживает постоянное давление за регулятором посредством поддержания постоянного давления в мембранной камере регулирующего клапана. Конструктивно он отличается от регулятора управления непрямого действия тем, что в нем отсутствует импульс контролируемого давления, а под-

клапанное пространство соединено с подмембранной камерой регулятора управления четырьмя отверстиями. В корпусе регулятора управления прямого действия установлена пружина для настройки регулятора на заданное выходное давление.

Регулируемые дроссели (из подмембранной камеры регулирующего клапана и из сбросной импульсной трубке) служат для поднастройки на спокойную (без автоматических колебаний) работу регулятора без его отключения. Регулируемый дроссель состоит из корпуса, иглы с прорезью и пробки. Дроссель из надмембранной камеры регулирующего клапана служит для поднастройки регулятора при возникновении вибрации. Он включает в себя штуцер с отверстиями и дроссель $d = 3$ мм у регулятора $D_y 50$ и $d = 4$ мм у регулятора $D_y 100$.

Регулятор РДБК1П (рис. 7.9, *б*) работает следующим образом. Газ входного давления поступает в пилот *3*, от которого через регулируемый дроссель *10* — в подмембранную камеру, а через дроссель *9* — в надмембранную камеру. Через дроссель *8* надмембранная камера связана с газопроводом за регулятором. Давление в подмембранной камере при работе регулятора всегда больше выходного. Надмембранная камера регулирующего клапана находится под воздействием выходного давления. Благодаря наличию в обвязке регулятора управления прямого действия, поддерживающего за собой постоянное давление, давление в подмембранной камере также будет постоянным. Любые отклонения выходного давления от заданного вызывают изменения давления в надмембранной камере, что ведет к перемещению основного клапана в новое равновесное положение, соответствующее новым значениям входного давления и расхода, при этом восстанавливается выходное давление газа.

Принцип действия регулятора РДБК1 (рис. 7.9, *а*) следующий. Газ входного давления поступает в стабилизатор *1*, а от него — в пилот непрямого действия *3*. Подмембранная камера стабилизатора связана с подмембранной камерой исполнительного узла. От пилота газ через регулируемый дроссель *10* поступает под мембрану исполнительного узла и через второй регулируемый дроссель *9* сбрасывается в газопровод за регулятором. Надмембранная камера пилота через дроссель *8* связана с газопроводом за регулятором. Благодаря непрерывному потоку газа через дроссель *10* давление перед ним, а следовательно, и в подмембранной камере исполнительного узла всегда больше выходного. Перепад давления на мембране исполнительного узла обусловливает подъемную силу мембраны, которая при любом режиме работы регулятора уравновешивается перепадом давления на основном клапане и массой подвижных частей. Давление под мембраной исполнительного узла автоматически регулируется плунжером пилота в зависимости от расхода газа и входного давления. Усилие выходного давления на мембрану пилота постоянно сравнивается при настройке усилием пружины. Любое отклонение выходного

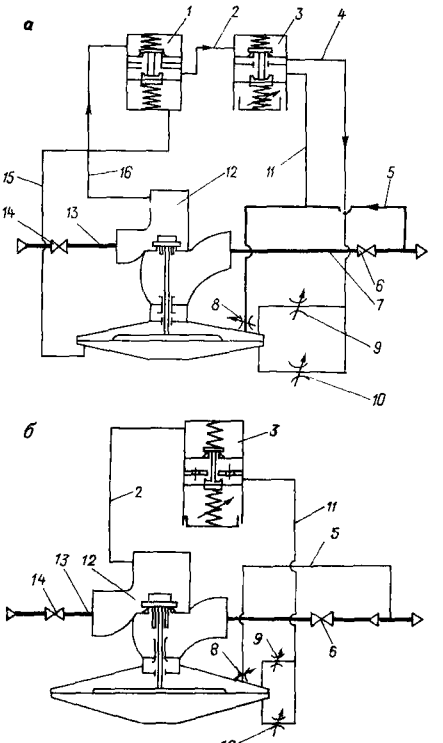


Рис. 7.9. Схема работы регуляторов РДБК1 (*а*) и РДБК1П (*б*).

1 — стабилизатор; *2, 4, 11, 15, 16* — импульсные трубки; *3* — командный узел (пилот); *5* — импульсный трубопровод; *6, 14* — запорные устройства (*6* — за регулятором, *14* — перед регулятором); *7* — газопровод выходного давления; *8* — сбросной дроссель; *9, 10* — регулируемые дроссели (*9* — верхний, *10* — нижний); *12* — исполнительный узел; *13* — газопровод входного давления.

ТАБЛИЦА 7.9

Размеры, мм, регуляторов типа РДБК

Регулятор	L	D	H	h	$d_у$	B
РДБК1-25	200	300	240	140	20	335
РДБК1П-25						
РДБК1-50	230	360	315	180	25	418
РДБК1П-50						402
РДБК1-100	350	466	450	234	32	520
РДБК1П-100						

Примечания. 1. Число после шифра — условный диаметр входного и выходного патрубков $D_у$50 и 100 мм. У РДБК-25 — $D_у$ входного патрубка 25, выходного 32 мм. 2. Присоединительные размеры фланцев на $p_у = 1{,}6$ МПа.

ТАБЛИЦА 7.10

Минимальные расстояния от места врезки импульсной трубки контролируемого давления до различных местных сопротивлений

Местные сопротивления	$v \leqslant 13$ м/с и $13 < v \leqslant 18$ м/с		$18 < v \leqslant 25$ м/с; $p_з \geqslant 0{,}010$ МПа	$v \leqslant 13$ м/с и $13 < v \leqslant 18$ м/с	$18 < v \leqslant 25$ м/с; $p_з < 0{,}01$ МПа
	$p_з \geqslant 0{,}005$ МПа	$p_з < 0{,}005$ МПа		$p_з < 0{,}005$ МПа	
Переход с меньшего диаметра на больший	Не менее одного диаметра выходного газопровода			Не менее двух диаметров выходного газопровода	Не менее трех-четырех диаметров выходного газопровода
Кран, угольник	Не менее одного диаметра (при всех значениях $p_з$ и $v = 0 \div 25$ м/с)				

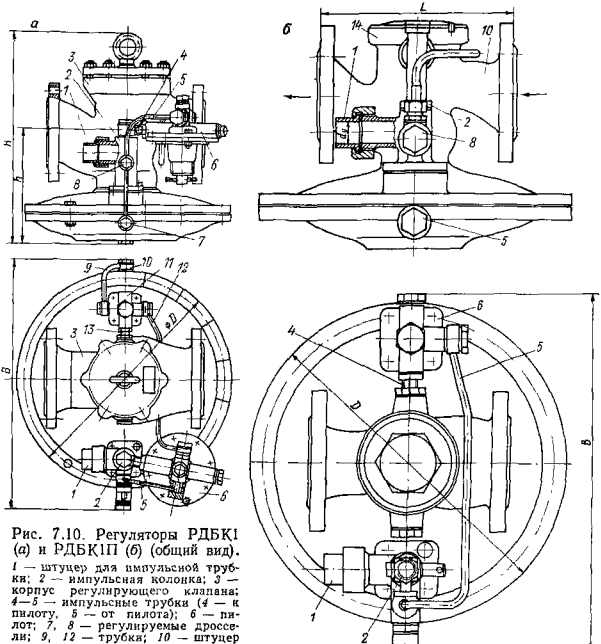


Рис. 7.10. Регуляторы РДБК1 (*а*) и РДБК1П (*б*) (общий вид).

1 — штуцер для импульсной трубки; *2* — импульсная колонка; *3* — корпус регулирующего клапана; *4—5* — импульсные трубки (*4* — к пилоту, *5* — от пилота); *6* — пилот; *7, 8* — регулируемые дроссели; *9, 12* — трубки; *10* — штуцер для подключения стабилизатора; *11* — стабилизатор; *13* — штуцер к стабилизатору; *14* — крышка регулирующего клапана.

давления вызывает перемещение мембраны и плунжера пилота. При этом меняется расход газа, а следовательно, и давление под мембраной исполнительного узла. Таким образом, при любом отклонении выходного давления от заданного, изменение давления под мембраной исполнительного узла вызывает перемещение основного плунжера в новое равновесное положение, при котором выходное давление восстанавливается.

Регуляторы РДБК1, РДБК1П при одновременном изменении расхода газа в диапазоне 2—100% от максимального и входного давления на ±25% изменяют выходное давление не более чем на ±10% от настроечного выходного давления. Они могут нор-

ТАБЛИЦА 7.11

Основные технические характеристики регуляторов давления типа РДУ

Параметр	РДУ-50	РДУ-80	РДУ-100
Условный диаметр D_y, мм	50	80	100
Условное давление p_y, МПа	6,4		
Диапазон изменения давления, МПа:			
входного	1,2—5,5		
выходного	0,25—1,6		
Перепад давления на регуляторе, МПа:			
максимальный	5,25		
минимальный	0,3		
Зона нечувствительности регулированиин от верхнего предела настройки, %	2,5		
Температура окружающей и регулируемой среды, °С	—40÷+50		
Тип присоединения к трубопроводам	Фланцевый		
Габаритные размеры, мм (рис. 7.11):			
L	300	380	430
B	445	500	560
H	435	460	490
Масса, кг	48	76	138

Примечание. Диапазон настройки выходного давления обеспечивается двумя сменными пружинами усилителя: от 0,25 до 0,6 МПа — пружиной АЯД 8.384.023 красного цвета; от 0,6 до 1,6 МПа — пружиной АЯД 8.384.022 голубого цвета.

мально эксплуатироваться при температуре воздуха (среды) от —30 до +60 °С; при отрицательной температуре относительная влажность газа при прохождении его через плунжер регулятора всегда должна быть <1, когда выпадение влаги из газа в виде кондеисата исключается. Минимальный необходимый перепад давления ~30,0 кПа.

В регуляторах РДБК1 и РДБК1П (рис. 7.10; табл. 7.9) в качестве исполнительных органов использованы односедельные регулирующие клапаны регуляторов РДУК2, поэтому пропускная способиость регуляторов РДБК и РДУК2 одинакова, кроме того, составиой частью РДБК1 являются пилот КН-2 и стабилизатор, а РДБК1П — пилот новой конструкции. Описываемые регуляторы устанавливают только на горизонтальном участке трубопровода мембранной камерой вниз. Расстояние от нижней крышки мембраиной камеры до пола и зазор между мембраиной камерой и стеной при установке регулятора в ГРП и ГРУ должен быть не менее 300 мм. Импульсный трубопровод, соединяющий регулятор с местом отбора импульса, должен иметь $D_y = 32$ мм. Местные сужения проходиого сечения импульсной трубки не допускаются. Присоединять импульсную трубку к нижней четверти сечения газопровода не разрешается. Рекомендуемые минимальные расстояния от места врезки импульсной трубки контролируемого давления до различных местных сопротивлений в зависимости

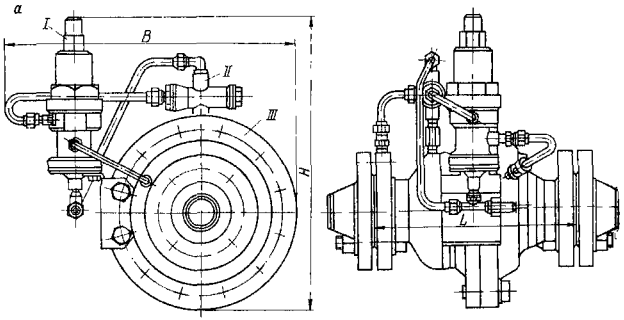
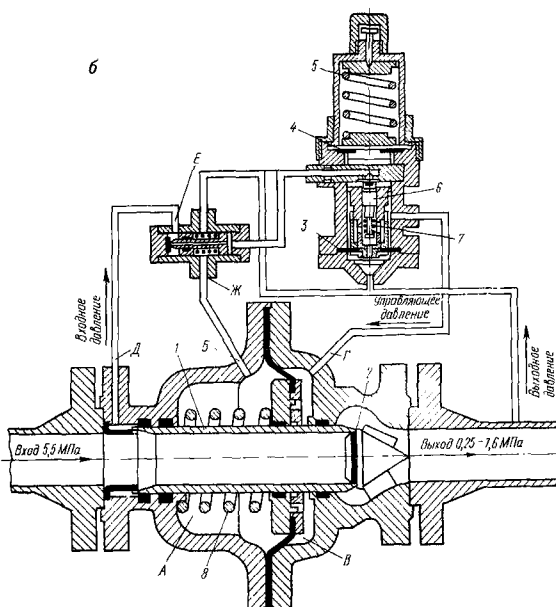


Рис. 7.11. Регуляторы РДУ.
а — общий вид; *б* — принципиальная схема.

от скорости газа v, м/с, и давления p_2, МПа, представлены в табл. 7.10.

Регуляторы давления с усилителем и редуктором типа РДУ. Предназначены для снижения высокого давления газа и автоматического поддержания выходного давления на заданном уровне. Регуляторы РДУ могут применяться на ГРС, газовых промыслах, установках очистки, осушки газа и других объектах газовой промышленности. Основные технические характеристики регуляторов РДУ приведены в табл. 7.11.

Регуляторы РДУ состоят из трех основных узлов (рис. 7.11, *а*): исполнительного *III*, усилителя *I* и редуктора *II*. Исполнительный узел регуляторов всех типоразмеров в конструктивном отношении одинаков, единственное отличие — размеры. Этот узел регулятора (рис. 7.11, *б*) служит конечным звеном системы автоматического регулирования. При перемещении затвора изменяется его проходное сечение, а следовательно, и количество проходящего газа. Это обеспечивает поддержание выходного давления на заданном уровне при колебании газопотребления или входного давления. Перемещение затвора происходит за счет изменения управляющего давления, поступающего на привод исполнительного узла от усилителя. Усилитель непрерывно измеряет выходное давление, сравнивает его с заданной при настройке и в случае отклонения выходного давления от заданного изменяет управляющее давление. Для питания усилителя используется энергия входного давления. Редуктор перепада давления предназначен для снижения высокого входного давления и поддержания постоянного перепада между давлением питания усилителя и выходным давлением.



Исполнительный узел (рис. 7.11, *б*) состоит из корпуса, крышки, мембранного привода, затвора, возвратной пружины, седла и кожуха. Седло размещено во внутренней полости крышки на ребрах. Для обеспечения герметичности исполнительного узла к седлу крепится капролоновая прокладка с помощью винта. Затвор выполнен в виде тонкостенной трубы и связан мембранным приводом с помощью диска и двух шайб. В исходном положении затвор прижимается к седлу с помощью возвратной пружины. В полость привода *А* через отверстие *Б* подается выходное давление, а в полость *В* через отверстие *Г* — управляющее давление (от усилителя). Отверстие *Д* во фланце корпуса служит для подачи входного давления к редуктору.

Усилитель состоит из корпуса, верхней крышки, колпачка и нижней крышки, мембранно-пружинного механизма, клапанного устройства и регулировочного винта. Мембранно-пружинный

механизм включает в себя две эластичные мембраны, жестко связанные с помощью муфты, стакана, втулки и двух дисков, а также пружину сжатия. Натяг пружины создается вращением регулировочного винта. Клапанное устройство состоит из подающего седла, выполненного в виде отверстия во втулке, клапана двойного действия с пружиной и сборочного седла, зажатого между муфтой и втулкой. Через отверстие *Д* газ, поступающий от редуктора, подается на усилитель, а через отверстие *Б* — на привод исполнительного узла. В контрольную камеру (полость *В*) через отверстие *Г* поступает регулируемое давление из выходного трубопровода.

Редуктор перепада состоит из корпуса, седла, клапана, пружины и крышки. Газ входного давления через отверстие *Е* поступает в полость *А*, проходит через зазор, образуемый клапаном и седлом, редуцируется и идет на питание усилителя. Давление питания усилителя зависит от усилия сжатия пружины и превышает выходное, подаваемое в полость *Ж* редуктора, на 0,2—0,3 МПа.

Принцип работы регуляторов РДУ (рис. 7.11, *б*) следующий: газ высокого давления из подводящего газопровода поступает в полость *А* исполнительного узла, проходит через зазор, образуемый затвором *1* и седлом *2*, и редуцируется. Выходное давление устанавливается настройкой усилителя. Отклонения выходного давления, возникающие в результате изменения газопотребления или входного давления, воспринимаются чувствительным элементом усилителя (мембраной) и с помощью клапанного усилителя преобразуются в пневматический сигнал (повышение или понижение управляющего давления), поступающий в полость *В* привода исполнительного узла. Процесс автоматического поддержания выходного давления в заданных пределах осуществляется следующим образом: увеличение выходного давления вызывает перемещение подвижной системы усилителя, состоящей из двух жестко связанных между собой мембран *3* и *4*, вверх из-за нарушения равновесия действующих на нее сил: усилия пружины *5*, с одной стороны, и выходного давления — с другой. При этом сбросное седло *7* отходит от клапана *6*, что приводит к стравливанию некоторого количества газа из полости усилителя *В* и полости привода *А* исполнительного узла. Управляющее давление понизится, и затвор *1* под действием возвратной пружины *8* закроется. В результате этого расход газа через регулятор уменьшается, что приводит к восстановлению выходного давления в заданных пределах. При уменьшении выходного давления регулятор работает в обратном порядке.

Регуляторы давления типа РДУ устанавливают только на прямолинейном участке газопровода, между двумя запорными устройствами таким образом, чтобы направление стрелки на табличке регулятора совпадало с направлением потока газа, с обеспечением полной герметичности фланцевых соединений

исполнительного узла с газопроводом. Импульсная трубка ⌀ 16 × × 1,5 приваривается к ниппелю D_y10 в верхней части сечения газопровода. Место отбора выходного давления указано на монтажной схеме. Для отбора импульсного давления за запорным устройством на импульсной линии устанавливают запорное устройство с проходным сечением, которое не меньше такового импульсной трубки. На выходном участке газопровода для настройки регулятора необходим показывающий манометр. При монтаже регулятора необходимо предусматривать условия для облегчения доступа к регулятору для его настройки, разборки и сборки.

Приборные регуляторы. В приборных регуляторах давления непрямого действия с изменением регулируемого давления включается вспомогательный источник энергии, который через специальный механизм — серводвигатель — передвигает регулирующий орган. Таким образом, в результате непрямого действия регулирующий орган перемещается за счет вспомогательной энергии.

По виду вспомогательной энергии различают следующие регуляторы: пневматические, работающие на сжатом воздухе или газе; гидравлические, работающие на жидкости (масло или вода) под давлением; электрические, в которых привод исполнительного механизма осуществляется с помощью электродвигателя или соленоидного клапана; электрогидравлические, у которых перестановка регулирующего органа осуществляется гидравлическим способом, а управление приводом — электрическим.

Автоматический регулятор непрямого действия состоит из следующих основных частей: задающего устройства, при помощи которого регулятор настраивают на заданное давление; элемента, который воспринимает и преобразует регулируемое давление в определенные усилия перемещения или другие сигналы; устройства, измеряющего сигнал, полученный от воспринимающего устройства, и сравнивающего его с заданным давлением; устройства, усиливающего сигнал за счет включения вспомогательной энергии; исполнительного механизма, непосредственно перемещающего регулирующий орган; регулирующего органа (клапана, дроссельной заслонки и т. д.), изменяющего поток вещества.

В практике газоснабжения наиболее распространены пневматические регуляторы. Их широко применяют на ГРС, а также на крупных городских и промышленных установках, регулирующих давление газа, где нельзя использовать регуляторы давления прямого действия. Поэтому ниже будут описаны только пневматические регуляторы давления непрямого действия. Простота конструкции, надежность, легкость обслуживания, а также взрывозащищенность и пожаробезопасность — основные достоинства этих приборов.

Командный прибор МТ-711Р (МТ-712Р) в обвязке с регулирующими клапанами предназначен для дросселирования значительных газовых потоков, требующих точного поддержания заданного

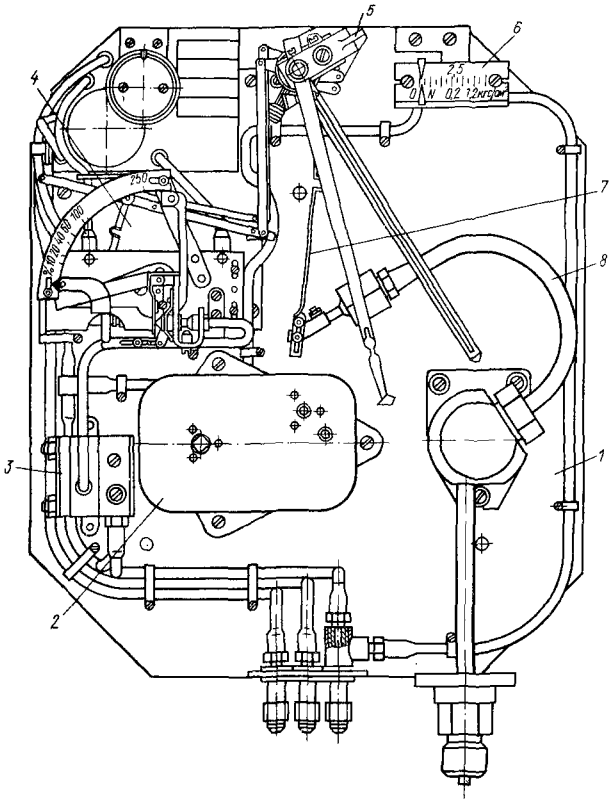


Рис. 7.12. Общий вид манометра МТ-711Р (МТ-712Р).

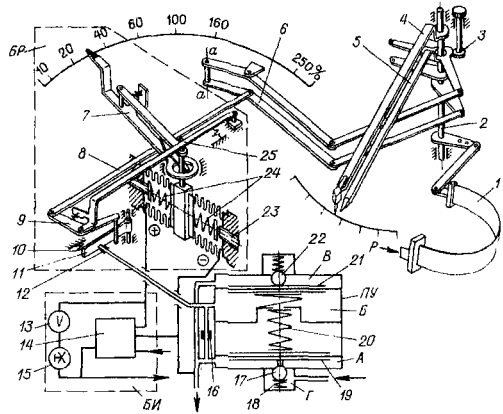


Рис. 7.13. Схема устройства манометра МТ-711Р (МТ-712Р).

1 — манометрическая трубчатая пружина; *2* — ось; *3* — шестерня; *4* — стрелка с пером; *5* — стрелка задания; *6* — рыч[аг] [регул]ирования; *8* — тяга; *9* — угловой рычаг; *10, 18, 20, 21* — [сопло]; *13* — пневмоемкость; *14* — переключающее [устройство] времени изодрома, *16* — дроссель; *17* — шариковый [клапан]; *22* — клапан сброса воздуха в атмосферу; *23* — винт; *25* — рычаг; *А—Г* — камеры; *БР* — блок регулирования; *БИ* — блок интегральный; *ПУ* — пневмоусилитель; *а—а* — неподвижная ось.

давления. Отличительная особенность этого прибора — изодромное устройство, состоящее из двух сообщающихся между собой коробок со сдвоенными сильфонами, между которыми заключена специальная жидкость. Изодромное устройство позволяет автоматически перенастраивать пределы дросселирования в зависимости от расхода или подачи газа. Командный прибор служит пневматическим регулятором управления с упругой обратной связью и 150%-ным пределом дросселирования. С изменением давления газа прибор при помощи пневмореле изменяет давление воздуха или газа в надмембранном пространстве привода регулирующего клапана. Высокая чувствительность прибора и точность регулирования давления газа обеспечиваются благодаря пропорциональному (шкала пределов дросселирования) и изодромному (шкала изодрома) устройствам, т. е. обусловливаются значением и скоростью угловых перемещений заслонки по отношению к соплу, определяющих в свою очередь значения и скорости перемещения привода регулирующего клапана.

Манометры с трубчатой пружиной самопишущие с пневматическим изодромным регулирующим устройством МТ-711Р (МТ-712Р)

предназначены для измерения, записи и автоматического поддержания заданного давления неагрессивных газовых сред в системах контроля и регулирования технологических процессов. Действие измерительной части основано на уравновешивании измеряемого давления силой упругой деформации трубчатой пружины, а пневматического изодромного регулирующего устройства — на принципе компенсации перемещений с использованием сильфонного устройства. Для записи используют перо, в полость которого чернила заливают в объеме, рассчитанном на работу в течение 1 сут. Все узлы и блоки прибора монтируют на общей плате *1* (рис. 7.12), на которой крепят манометрическую пружину *8*, тягу *7*, передающий механизм *5* с пером и стрелкой задания, регулирующее устройство *4*, пневмоусилитель *3*, привод диаграммы *2*, манометр *6*.

Измеряемое давление (рис. 7.13), поступающее в полость манометрической пружины *1*, через систему рычагов и ось *2* передается на стрелку *4* с пером и на угловой рычаг блока регулирования *БР*. Сигнал рассогласования переменного параметра и задания, отработанный на тягу *8*, передается на угловой рычаг *9 БР*. Последний состоит из сильфонного блока отрицательной и положительной обратных связей, системы рычагов, установки пропорциональности со шкалой и системы «сопло — заслонка». С выхода пневмоусилителя *ПУ* пневмосигнал поступает в камеру сильфонного блока, в блок интегральный *БИ*, в интегрирующую цепочку сопротивления *15* и пневмоемкости *13* и в узел переключения (переключающее реле *14*) с автоматического режима на ручной. Из *БИ* пневмосигнал поступает в камеру плюсового сильфоиного блока и на выходные штуцера прибора.

Основные технические данные манометра МТ-711Р (МТ-712Р) приведены ниже:

Техническая характеристика МТ-711Р (МТ-712Р)

Класс точности:	
измерительной части	1
регулирующего устройства	1,5
Пределы пропорциональности, %	10—250
Время изодрома, с	6—∞
Давление, МПа:	
воздуха питания	0,14±0,014
выходное	0,0—0,1
Дальность передачи пневмосигнала по трубопроводу (с внутренним диаметром 6 мм), м	До 300
Питание синхроиного электрического привода	Переменный ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц
Время 1 об диска, ч	12 и 24
Форма диафрагмы	Дисковая
Число записываемых величии	1
Габаритные размеры, мм	340×280×126
Масса, кг	11

Условия эксплуатации:	
температура воздуха, °С	5—50 (для обыкновенного исполнения) 5—55 (для тропического исполнения)
относительная влажность, %	До 80 (для обыкновенного исполнения) До 96 (для тропического исполнения)

Приборы следует устанавливать в местах, исключающих тряску и вибрацию и обеспечивающих хорошую видимость диаграммы. Соединительный капилляр не должен подвергаться ударам и резким перегибам, могущим сузить или закупорить внутренний канал. Допустимый радиус закругления в местах изгиба капилляра — не менее 50 мм.

Для предохранения чувствительного элемента от непосредственного воздействия высокой температуры, для измерения паров, газов, жидкостей и воздуха в линии необходимо так расположить сильфонную трубку, чтобы она постоянно была заполнена конденсатом или какой-либо нейтральной жидкостью. Между сильфоиной трубкой и прибором может быть установлен трехходовой краи, служащий для продувки линии, подключения контрольного манометра при поверке показаний прибора и для включения в работу. Сильфонная трубка и трехходовой кран в комплект поставки прибора не входят. При выборе места установки прибора необходимо соблюдать следующие условия:

— расстояния от точки измерения до прибора и от прибора до исполнительного механизма должны быть минимальными для уменьшения запаздываний, ухудшающих работу регулятора. Максимально допустимое расстояние от точки измерения до прибора зависит от примененной измерительной системы и указано в инструкциях *на соответствующие измерительные приборы. Рекомендуемое* расстояние от прибора до исполнительного механизма по трассе 20—40, для объектов с большой инерционностью оно может достигать 300 м;

— место установки и высота крепления прибора должны быть выбраны так, чтобы не затруднять обслуживание прибора и наблюдение за его показаниями;

— температура воздуха не должна вызывать конденсации паров, находящихся в поступающем в прибор воздухе, поэтому она всегда должна на 10 °С превышать точку росы воздуха на выходе из компрессора, но быть не выше 50 °С;

— прибор не должен испытывать воздействий вибраций стен и полов промышленных сооружений. При наличии вибрации рекомендуется применять амортизирующие приспособления;

— окружающая среда не должна разрушающе действовать на лакокрасочные покрытия, пассивированную латунь, оксидированные алюминиевые сплавы, никелевые, хромовые и цинковые покрытин. В противном случае следует устанавливать приборы в специальных шкафах.

В зависимости от типа прибор монтируется на стене, стойке, кронштейне или щите в вертикальном положении. В случае необходимости при настенном монтаже следует предусматривать в стене или щите четыре отверстия ⌀ 10 мм для подвода пневмолинии; по одному отверстию ⌀ 25 мм для подвода измеряющей среды и электропитания (для приборов с электроприводом диаграммы) (рис. 7.14).

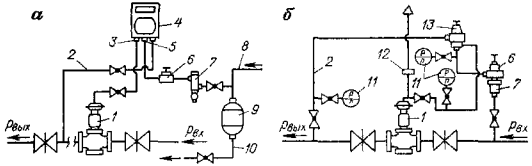


Рис. 7.14. Схема обвязки клапана регулирующего с командным прибором.
а — МТ-711Р (МТ-712Р); *б* — с пилотом ДПМ: *1* — клапан регулирующий; *2* — импульсная трубка; *3* — штуцер «Выход»; *4* — манометр МТ-711Р (МТ-712Р); *5* — штуцер «Питание»; *6* — редуктор давления воздуха; *7* — фильтр; *8* — трубопровод сжатого воздуха; *9* — ресивер; *10* — дренажный трубопровод; *11* — манометры; *12* — дроссель; *13* — пилот.

Пневмокоммуникации должны изготовляться из медной, латунной или стальной трубки с внутренним диаметром 6 мм и толщиной стенки не менее 1 мм. На трассе должно быть как можно меньше изгибов, причем радиусы закругления должны быть не менее 20 мм. Следует избегать прокладки трубопровода в труднодоступных местах. Все соединения на пневмотрассе должны быть выполнены весьма тщательно, не допускаются утечки при опрессовке трубопровода воздухом давлением 0,17 МПа.

Редуктор давления и фильтр воздуха должны монтироваться так, чтобы был обеспечен свободный доступ обслуживающего персонала к головке редуктора и спускному вентилю фильтра. При наличии в подаваемом воздухе или газе большого количества влаги или при значительных пульсациях давления воздуха рекомендуется устанавливать перед фильтром дополнительный резервуар — ресивер со спускным вентилем.

Комплектующими изделиями являются стабилизатор давления и фильтр. Стабилизатор давления воздуха (газа) СДВ-1,6 предназначен для регулирования и автоматического поддержания давления воздуха (газа), необходимого для питания приборов и средств автоматизации. Он укомплектован манометром. Работа стабилизатора основана на уравновешивании сил упругой деформации пружин и давления сжатого воздуха (газа), действующего на мембрану. На корпусе имеются два отверстия с конической резьбой К1/8″ для монтажа стабилизатора в пневмосистему. В штоке, отжимающем золотник, имеется центральный осевой канал, который служит для сброса воздуха (газа) в атмосферу через отверстия в крышке при резком понижении или прекращении расхода воздуха (газа). Стабилизатор должен устанавливаться после фильтра, в непосредственной близости от него, в месте, доступном для наблюдения и настройки. Направление движения воздуха должно совпадать с направлением стрелки на приборе. Стабилизатор устойчиво работает с диапазоне температур среды от —30 до +50 °С и относительной влажности до 95%.

Давление на входе 0,3—0,8, на выходе 0,02—0,2 МПа; максимальный расход воздуха (газа) 1,6 м³/ч; масса 0,5 кг.

Фильтр воздуха (газа) ФВ-1,6 предназначен для окончательной очистки воздуха (газа) питания пневматических приборов и средств автоматизации от механических примесей, масла и влаги. В окружающей среде допускается присутствие сернистых соединений, аммиака, оксидов азота и других включений в концентрациях, допускаемых нормами промсанитарии и охраны труда. Очистка воздуха (газа) осуществляется при проходе его через четыре слоя фильтровального материала, намотанного на каркас фильтрующего патрона.

Условия работы: температура воздуха от —50 до +50 °С, относительная влажность воздуха до 95% (при 35 °С); рабочее давление p_1 0,3—0,6 МПа; минимальный расход воздуха (газа) 1,6 м³/ч (при $p = 101{,}3$ кПа и $t = 20$ °С); падение давления на фильтре не более 0,02 МПа (при $p_{вх} = 0{,}3$ МПа); степень очистки воздуха (газа) не менее 99,95%; масса ~0,4 кг.

Если вместо воздуха используется сжатый газ, то командный прибор должен быть помещен в герметичный футляр, соединяемый через сбросной трубопровод (свечу) с атмосферой.

7.4.3. РЕГУЛИРУЮЩИЕ КЛАПАНЫ ПНЕВМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ НЕПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

Пневматические исполнительные механизмы в зависимости от чувствительного элемента разделяются на мембранные и поршневые. Наиболее применимы *мембранные исполнительные механизмы*, которые могут быть как прямого действия (при увеличении движения в рабочей полости присоединительный элемент выходного звена отделяется от плоскостей заделки мембраны), так и обратного действия (при увеличении давления присоединительный элемент выходного звена приближается к плоскости заделки мембраны). Основные характеристики мембранных исполнительных механизмов: рабочий диапазон измерения давления сжатого воздуха или газа в полости чувствительного элемента механизма, который обычно соответствует стандартному изменению выходных пневматических импульсов регуляторов 0,02÷0,1 МПа (с отклонением ±5 кПа); эффективная площадь мембраны, под которой подразумевается отношение развиваемого ею перестановочного усилия, когда опорный диск (грибок) находится в плоскости заделки мембраны, к действующему давлению сжатого воздуха или газа; максимальное линейное перемещение штока, соответствующее рабочему диапазону изменения давления сжатого воздуха или газа, обычно колеблется в пределах 10—60 мм (иногда до 100 мм); регулирующий орган в комплекте с исполнительным механизмом непосредственно воздействует на процесс регулирования в зависимости от выработанного регулятором закона. От правильности выбора типоразмера регулирующего органа во многом зависит качество регулирования и нормальное

протекание технологических процессов.

В пневматической ветви системы автоматического регулирования в комплект регулирующего клапана входят дроссельное устройство (регулирующий орган), изменяющее гидравлическое сопротивление потока регулируемой среды; пневматический исполнительный механизм, который перемещает и устанавливает в необходимом положении дроссельную систему; дополнительные устройства — позиционер, ручное или дистанционное управление, облегчающее или улучшающее эксплуатацию регулирующих клапанов.

Принцип действия пневматических исполнительных механизмов следующий: при увеличении командного давления $p_к$ воздуха или газа, подаваемого в надмембранную полость, пружина мембранного привода сжимается и шток с клапаном опускается, изменяя свободные сечения для прохода газа. При снижении давления на мембрану шток и клапан под воздействием пружины поднимаются.

Регулирующие клапаны 25с48нж (НО) и 25с50нж (НЗ) (рис. 7.15, табл. 7.12). Состоят из мембранно-пружинного серводвигателя и регулирующего клапана. Позиционеры к клапанам, а также клапаны с набивкой сальника фторопластовыми кольцами с устройством для ручного управления от маховика и лубрикатором поставляют по особому заказу. При отсутствии командного давления воздуха $p_к$ в исполнительном механизме проходное сечение клапана НО действием обратной пружины открыто, а клапана НЗ — закрыто. При подаче давления в исполнительный механизм мембрана, а также соединенное с ней штоковое устройство и плунжер перемещаются и проходное сечение клапана НО уменьшается, а клапана НЗ увеличивается.

Подвижная система будет перемещаться до тех пор, пока не установится равновесие действующих сил. Давление, при котором перемещаются подвижная система и плунжер, можно изменять за счет усилия (натяга) возвратной пружины при помощи регулировочной гайки, расположенной в нижней части мембранного механизма. Нижний шток клапана проходит через сальник, расположенный в крышке, на которой также крепится стойка мембранного механизма. Чтобы уменьшить силу трения штока в сальнике, клапаны с асбестовой набивкой снабжаются масленкой. В клапанах с набивкой из фторопластового шнура или колец сальник работает без смазки. Натяг гайки сальника должен быть минимально необходимым для обеспечения герметичности, при выполнении набивки из фторопластовых колец натяг сальника обеспечивается пружиной. Клапаны имеют местный указатель положения плунжера, состоящий из диска, закрепленного на штоке, и шкалы, установленной на стойке. Клапаны предназначены для работы при температуре воздуха от —40 до +300 °С. Клапаны устанавливают в любом рабочем положении. Монтаж клапана должен проводиться на трубопроводе, имеющем прямые

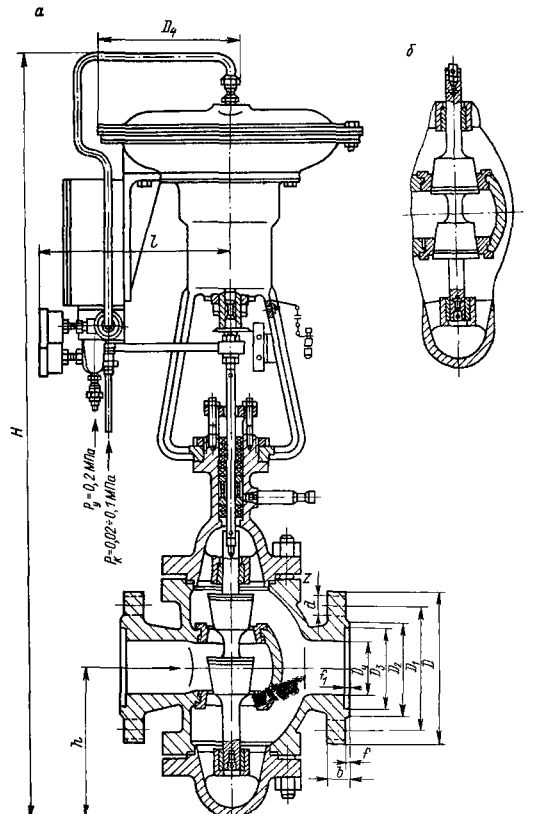


Рис. 7.15. Регулирующий клапан с пневматическим мембранным исполнительным механизмом фланцевый 25с48нж (НО) (*а*) и 25с50нж (НЗ) (*б*).

ТАБЛИЦА 7.12

Основные габаритные и присоединительные размеры, мм, и масса регулирующих клапанов 25с48нж (НО) и 25с50нж (НЗ)

$D_у$	L	D	D_1	D_2	D_3	f	f_1	b	d	h	H	l	D_4	Z	Масса, кг, не более
50	300	105	135	108	88	3	4	26	23	145	805	232	320	4	51,5
80	380	210	170	142	121	3	4	30	23	200	1000	275	400	8	105
100	430	250	200	170	150	3	4,5	32	25	265	1255	300	480	8	165
150	550	340	380	240	204	3	4,5	38	34	290	1275	300	480	8	348
200	650	405	345	300	200	3	4,5	44	34	280	1730	338	500	12	522

Примечание. Длина клапанов L на рис. 7.15 не показана.

участки, длина которых до и после клапана должна быть не менее $10D_у$. Нечувствительность — не более 3,0 кПа. Относительная нерегулируемая протечка в затворе — не более 0,05% от $K_{V\,max}$. Изменение давления воздуха в приводе, при котором осуществляется полный ход регулирующего органа — 0,02—0,1 МПа.

7.4.4. ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ

Расчет дроссельных органов регуляторов давления сводится к определению максимального проходного сечения, обеспечивающего пропуск заданного максимального количества регулируемой среды. Условия протекания газа через регулирующий орган аналогичны таковым через сужение в трубопроводе, и поэтому расчет дроссельных органов производится по формулам, в основе которых лежит теория истечения из отверстий, сопел и насадков.

Основные технические характеристики применяемых регуляторов давления приведены в табл. 7.13. Если табличные данные не совпадают с расчетными, то с достаточной для технических целей точностью для определения пропускной способности регулятора рекомендуется пользоваться следующими зависимостями:

— при другой плотности газа

$$V = 0{,}855V_т/\sqrt{\rho}; \tag{7.1}$$

— при скорости истечения газа через седло, меньшей критической ($p_2/p_1 \geqslant 0{,}5$) и $\rho \neq \rho_т$

$$V = 0{,}855V_т\sqrt{\Delta pp_2/(\Delta p_т \rho p_{2т})}, \tag{7.2}$$

а для $\rho = \rho_т = 0{,}73$ кг/м³

$$V = V_т\sqrt{\Delta pp_2/(\Delta p_т p_{2т})}; \tag{7.3}$$

— при критической скорости истечения газа через седло ($p_2/p_1 < 0{,}5$) и $\rho \neq \rho_т$

$$V = 0{,}855V_т p_1/(p_{1т}\sqrt{\rho}), \tag{7.4}$$

а для $\rho = \rho_в = 0{,}73$ кг/м³

$$V = V_т p_1/p_{1т}, \tag{7.5}$$

где индекс «т» — табличное значение параметра; V и $V_т$ — пропускная способность регулятора, м³/ч; ρ и $\rho_т$ — плотность газа при нормальных условиях, кг/м³; Δp и $\Delta p_т$ — перепад давления в регуляторе, МПа; p_1 и $p_{1т}$ — абсолютное входное давление газа, МПа; p_2 и $p_{2т}$ — абсолютное выходное давление газа, МПа.

Нормальная работа регулятора обеспечивается при условии, когда его максимальная пропускная способность V_{max} не более 80, а минимальная V_{min} не менее 10% от расчетной пропускной способности V при заданных входном p_1 и выходном p_2 давлении, т. е. должны выполняться условия

$$(V_{max}/V)\cdot 100 \leqslant 80 \text{ и } (V_{min}/V)\cdot 100 \geqslant 10. \qquad (7.6)$$

7.5. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ ЗАПОРНЫЕ И СБРОСНЫЕ УСТРОЙСТВА

Газорегуляторные пункты и установки, а также газоиспользующие установки могут надежно и безопасно работать только в том случае, если они оборудованы вспомогательными устройствами, к которым относятся предохранительные запорные (ПЗУ) и предохранительные пружинные сбросные устройства (ПСУ), предназначенные для предотвращения чрезмерного повышения или понижения давления поступающего в газопроводы газа.

Повышение давления представляет большую опасность. Газогорелочные устройства, контрольно-измерительные приборы и другое газовое оборудование, используемое в бытовых, коммунально-бытовых и промышленных установках, рассчитаны и могут надежно и безопасно работать только при использовании газа определенного давления. Поэтому повышение давления может привести к расстройству режимов горения, к нарушению прочности газового оборудования, к заполнению помещения газом, а отсюда, как следствие, к возможным взрывам, пожарам и отравлению людей. Причинами повышения давления в газопроводе могут быть либо неисправности регуляторов давления (разрыв рабочей мембраны регулятора давления, выход из строя регулятора управления и др.), либо небольшие пропуски газа регуляторами давления при отсутствии расхода газа в ночные часы (загрязнение поверхности регулирующего клапана), либо ошибочные действия обслуживающего персонала газовых эксплуатационных организаций.

В ГРП (ГРУ) ПЗУ устанавливают на газопроводе перед регулятором давления, а ПСУ — за регуляторами давления.

Предохранительные запорные устройства типа ПКН (ПКВ) (рис. 7.16, табл. 7.14). Они являются полуавтоматическими запорными устройствами, предназначенными для герметичного отключения подачи неагрессивных газов. Устройство автоматически закрывается при выходе контролируемого давления за установленные верхний или нижний пределы, а открывается только вручную. Самопроизвольное открытие исключено.

Основные характеристики регуляторов давления

ТАБЛИЦА 7.13

Наименование	Обозначение	$D_у$, мм	Диаметр седла, мм	Дав	ление	Пропускная способность, м³/ч, при входном давлении, МПа				Масса, кг
				входное, не более МПа	выходное в пределах, кПа	0,1	0,3	0,6	1,2	
Регулятор давления сжиженного газа	РДСГ1-0,5	15	1,6	1,6	2,0—3,6	0,75	1,5	—	—	0,24
	РДСГ1-1,2		2			1,8	3,6	—	—	0,52
Регулятор давления газа	РДГ-6	15	1,6	1,6	2,0—3,6	0,75	1,5	—	—	0,68
	РДГ-8		2			1,8	3,6	—	—	0,65
Регулятор давления газа домовый	РДГД-20	20	—	0,3	2,0—2,5	45	80	—	—	5,0
Регулятор низкого давления	РД-32М/С	32	6	1,6	0,9—2,0	25	55	105	—	8,0
			10			45	100	—	—	
	РД-32М/Ж		4		2,0—3,5	7	18	31	65	
			6			16	32	62	—	
	РД-50М/С	50	15		0,9—2,0	167	375	717	—	18
			20			270	610	—	—	
			25			363	—	—	—	
	РД-50М/Ж		8		2,0—3,5	32	69	125	231	
			11			66	132	228	—	
	$D_у$32	32	6	0,6		25	55	105	—	8
			10			45	100	—	—	
	$D_у$50	50	15			167	375	717	—	18
			20			270	610	—	—	
			25			363	—	—	—	
Регулятор среднего давления	$D_у$32	32	10	0,6	10,0—110,0	40	90	160	—	13
	$D_у$50	50	25			320	720	1260	—	26
Регулятор давления универсальный конструкции Казанцева	РДУК2Н-50	50	35	1,2	0,5—60,0	900	1 790	3 125	5 800	45
	РДУК2Н-100	100	50			1420	2 840	4 970	9 200	80
	РДУК2Н-100	100	70			2825	5 650	9 900	18 350	80
	РДУК2Н-200	200	105			5880	11 800	20 550	38 000	300
	РДУК2Н-200	200	140	0,6		9500	19 000	33 340	—	300
	РДУК2В-50	50	35	1,2	60—600	720	1 790	3 125	5 800	45
	РДУК2В-100	100	50			1200	2 840	4 970	9 200	80
	РДУК2В-100	100	70			2300	5 650	9 900	18 350	80
	РДУК2В-200	200	105			4700	11 800	20 550	38 000	300
	РДУК2В-200	200	140	0,6		7650	19 000	33 340	—	300

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 7.13

Наименование	Обозначение	D_y, мм	Диаметр седла, мм	Давление входное, не более МПа	Пропускная способность, м³/ч, при входном давлении, МПа: выходное в пределах, кПа	0,1	0,3	0,6	1,2	Масса, кг
Регулятор давления блочный конструкции Казанцева	РДБК1-25	25	21	1,6	1,0—60,0	310	620	1080	2000	26
	РДБК1-50	50	35			900	1790	3125	5800	38
	РДБК1-100	100	50	1,2		1420	2840	4970	9 200	93
	РДБК1-100	100	70			2825	5650	9900	18 350	93
	РДБК1П-25	25	21	1,6	30—600	250	620	1080	2000	23
	РДБК1П-50	50	35			720	1790	3125	5800	36
	РДБК1П-100	100	50	1,2		1200	2840	4970	9 200	89
	РДБК1П-100	100	70			2300	5650	9900	18 350	89
Регулятор среднего давления	РДС-80	80	34	1,2	0,5—600	1300	2600	4570	8 500	186
	РДС-100	100	42			1860	3700	6460	12 000	236
	РДС-150	150	62	0,6—1,0		4 850	9 600	16 800	—	237
	РДС-200	200	90			9 100	18 000	31 600	—	336
	РДС-300	300	140			22 000	43 600	—	—	596
Регулятор давления	РД-25-64	25	16	6,4	0,25—2,5 МПа	—	—	300	560	28
	РД-25-64	25	20			—	—	720	1340	28
	РД-40-64	40	20			—	—	720	1340	54
	РД-40-64	40	32			—	—	1900	3580	54
	РД-50-64	50	45	6,4	0,15—1,0 или 1,2—1,6 МПа	—	—	3 000	5 600	106
	РД-80-64	80	70			—	—	7 200	13 400	135
	РД-100-64	100	85			—	—	12 000	22 400	215
Клапан регулирующий с пневматическим мембранным исполнительным механизмом, фланцевый	25ч37нж (НО)	25	25	1,6	0,06—1,6 МПа	—	1100	1900	3 500	21
	25ч38нж (НЗ)	40	40			—	2750	4800	8 900	44
		50	50			—	4300	7600	14 000	50
	25ч30нж	80	80			—	11 000	19 000	35 000	83
	1М—4М (НО)	100	100			—	17 200	30 000	55 000	126
	25ч32нж	150	150			—	43 400	76 000	140 000	185
	5М—8М (НЗ)	200	200			—	68 900	120 000	223 000	370
		250	250			—	110 000	193 000	357 000	488
		300	300			—	172 000	300 000	558 000	709
	25с48нж М1 (НО) 25с50нж М1—8М (НЗ)	25	25	6,3		—	1100	1900	3500	36
	25с48нж	50	50			—	4 300	7 600	14 000	56
	1М—4М (НО)	80	80			—	11 000	19 000	35 000	101
	25с50нж	100	100			—	17 200	30 000	55 000	151
	5М—8М (НЗ)	150	150			—	43 400	76 000	140 000	244
		200	200			—	68 900	120 000	223 000	483

Примечания. 1. Регуляторы низкого и среднего давлений D_y32 и D_y50 и -50М индекс «С» — сетевой газ, «Ж» — сжиженный газ. 3 Пропускная способность щих — 0,06 МПа, для РД-64 — 0,3 МПа, для остальных — менее 0,005 МПа, а также для остальных.

поставляются только в комплекте шкафного ГРП типа ШРУ. 2. У регуляторов РД-32М приведена при выходном давлении p_{2T}: для РДУК2В, РДБК1П и клапанов регулирую- плотности газа ρ = 2,2 кг/м³ для РДСГ, РДГ, РД-32М/Ж и РД-50М/Ж и ρ = 0,73 кг/м³ —

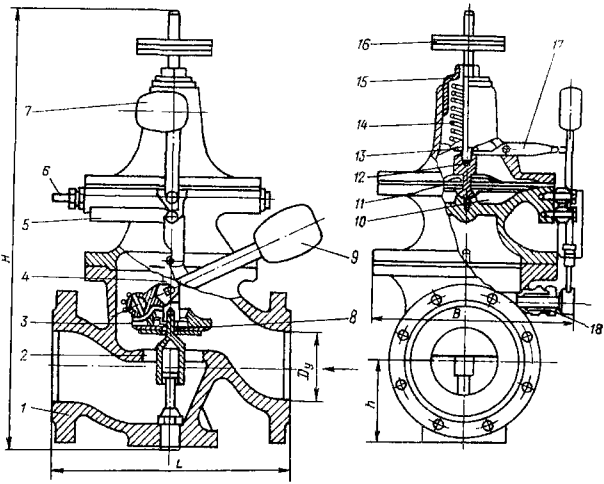


Рис. 7.16. Предохранительное запорное устройство типа ПКН (ПКВ).

1 — корпус; *2* — седло; *3* — клапан; *4* — шток клапана; *5* — анкерный рычаг; *6* — импульсный трубопровод контролируемого давления; *7* — молоток; *8* — ось; *9* — рычаг; *10* — измерительно-мембранная камера; *11* — мембранный привод; *12* — шток мембраны; *13* — опорная шайба; *14* — пружина; *15* — регулировочный стакан; *16* — грузы; *17* — коромысло; *18* — сальниковая гайка.

Изготавливают предохранительные запорные устройства следующих модификаций: ПКН — низкого контролируемого давления и ПКВ — высокого. Обе модификации рассчитаны на давление в корпусе 0,6, максимально до 1,2 МПа. Диапазон настройки для ПКВ от 0,03 до 0,65 МПа при повышении давления и от 300 до 30 000 Па при понижении его; для ПКН от 1000 до 60 000 Па при повышении давления и от 300 до 3000 Па при понижении.

Корпус ПЗУ — фланцевый вентильного типа. Газ подается на клапан. Седло корпуса перекрывается клапаном с резиновым уплотнением. Перемещение штока с клапаном — вертикальное: нижний конец штока перемещается по направляющей колонке, а верхний конец — в отверстии направляющей пластины. Шток клапана посредством штифта спепляется с насаженной на вал вилкой. На конец вала укреплен рычаг с грузом. Посадка втулки рычага на вал осуществлена на конусе с накаткой, что позволяет плавно изменять взаимное расположение рычага относительно вилки. Выходящий из корпуса вал уплотняется сальником.

ТАБЛИЦА 7.14

Характеристика предохранительных запорных устройств типа ПКН (ПКВ)

Показатель	ПКН-50	ПКВ-50	ПКН-100	ПКВ-100	ПКН-200	ПКВ-200
Предел настройки давления, МПа:						
верхний	0,001—0,06	0,03—0,6	0,001—0,06	0,03—0,6	0,001—0,06	0,03—0,6
нижний	0,0003—0,003	0,0003—0,03	0,0003—0,003	0,003—0,03	0,0003—0,003	0,003—0,03
Максимальное давление в корпусе, МПа	1,2					
Размеры, мм:						
L	230		350		600	
H	415		660		770	
h	80		110		190	
B	260		310		400	
Масса, кг	35		70		150	

Примечание. Присоединительные размеры фланцев на $p_y = 1{,}6$ МПа.

В основной клапан встроен малый перепускной, служащий для выравнивания давления до и после клапана перед его открытием. При подъеме клапана сначала немного приподнимется шток, в результате чего перепускной клапан откроется и давление в полостях корпуса выровняется, что дает возможность открыть основной клапан. При закрытии клапана основной клапан садится на седло, а затем под действием груза рычага закрывается и перепускной клапан. На верхнем фланце корпуса расположена мембранная головка. На верхний конец штока мембраны надевается пружина, служащая для настройки нижнего предела контролируемого давления с помощью регулировочного винта. Настройку верхнего предела контролируемого давления осуществляют с помощью регулировочного стакана, который изменяет сжатие пружины. Импульс контролируемого давления подается под мембрану через ниппель.

Принцип работы клапана следующий: в открытом положении штифт рычага сцеплен с крючком анкерного рычага. Нижний конец молотка упирается в выступ этого же рычага. Штифт молотка сцепляется с концом коромысла. Когда контролируемое давление находится в установленных пределах, пружина нижним торцом через тарелку упирается в выступ крышки мембранной коробки и не оказывает давления на мембрану. Мембрана под действием давления снизу занимает среднее положение. Гайка штока прижата к тарелке пружины. Коромысло находится в гори-

зонтальном положении и сцеплено со штифтом молотка. Когда давление под мембраной превысит предел, установленный пружиной, мембрана со штоком начнет подниматься, сжимая пружину. Поднимается и внутренний конец коромысла, а наружный конец его выйдет из зацепления со штифтом молотка. Молоток упадет и ударит по концу анкерного рычага. Рычаг выйдет из зацепления и упадет, в результате чего клапан окажется перекрытым. Когда давление под мембраной упадет ниже предела, установленного пружиной, мембрана со штоком начнет опускаться, наружный конец коромысла переместится вверх и выйдет из зацепления со штифтом молотка. В результате, как и в предыдущем случае, клапан окажется перекрытым.

Предохранительные устройства ПКВ, в отличие от ПКН, характернзуются наличием опорной тарелки, уменьшающей эффективную площадь мембраны, и отсутствием большой тарелки мембраны.

Предохранительное запорное устройство типа ПКК-40М (рис. 7.17). Это полуавтоматическое устройство предназначено для автоматического перекрытия потока неагрессивных газов или воздуха с температурой не выше 60 °С в случаях повышения давления в контролируемом участке сети сверх установленного предела или при уменьшении перепада между входным и контролируемым давлениями ниже определенного предела. Устройство ПКК-40М устанавливают перед регулятором давления, а импульс контролируемого давления берут после регулятора. Открывают его вручную, для чего необходимо отвернуть пусковую пробку.

Конструктивно ПЗУ выполнено в виде муфтового корпуса вентильного типа с мембраной камерой сверху. Внутри корпуса имеется клапан, который под действием пружины опускается сверху на седло. Мембранная камера состоит из корпуса, верхней крышки и мембранной коробки, между которыми зажаты нижняя и верхняя мембраны с различными эффективными площадями. Нижняя мембрана жестко связана со штоком клапана корпуса. Конец штока выполнен в виде седла с отверстием ∅ 1,2 мм, проходящим внутри штока через мембрану. Верхняя мембрана снизу имеет резиновое уплотнение, служащее клапаном седла основного клапана. Мембранная коробка с двумя отверстиями (труб 1/2″) имеет в центре двухсторонний упор для ограничения движения нижней мембраны вверх и верхней мембраны вниз. В одно из отверстий промежуточного кольца заворачивается пусковая пробка, во втором отверстии установлен обратный клапан, пропускающий газ из импульсной линии в мембранную камеру. На верхнюю мембрану действует пружина, сжатие которой изменяют регулировочным стаканом.

Для того чтобы открыть клапан, необходимо отвернуть пусковую пробку, при этом пространство между мембранами сообщается с атмосферой через отверстия в пробке. Входное давление газа, преодолевая усилие пружины основного клапана, поднимает его

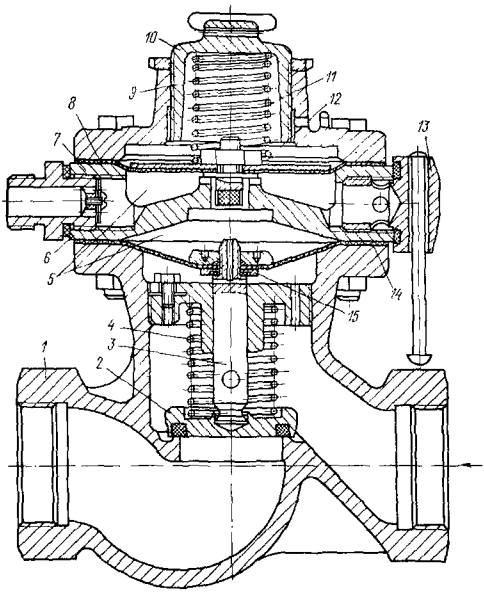


Рис. 7.17. Предохранительное запорное устройство ПКК-40М.

1 — корпус; *2* — основной клапан; *3* — шток; *4* — пружина; *5* — мембранная камера; *6* — обратный клапан; *7* — промежуточное кольцо; *8* — мембранный привод верхний; *9* — крышка; *10* — регулировочный стакан; *11* — контрольная пружина; *12* — малый клапан; *13* — пусковая пробка; *14* — мембранный привод нижний; *15* — седло малого клапана.

и нижнюю мембрану вверх до упора, а отверстие в конце штока окажется закрытым клапаном в центре верхней мембраны. После этого пусковая пробка завинчивается. Газ через открытый клапан корпуса поступает в сеть и из контролируемого участка (по импульсной трубке) через обратный клапан попадает в полость между мембранами. Если контролируемое давление газа превышает установленное верхней пружиной, то верхняя мембрана приподнимается, отверстие в штоке открывается и по обе стороны от нижней мембраны установится одинаковое давление газа. Под действием пружины основной клапан опустится на седло и перекроет подачу газа, причем поступление газа в импульсную

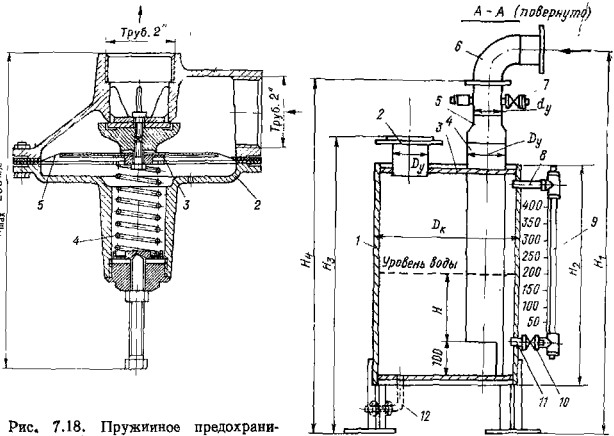


Рис. 7.18. Пружинное предохранительное сбросное устройство типа ПСК-50.

1 — корпус; *2* — крышка; *3* — клапан *4* — пружина; *5* — мембрана.

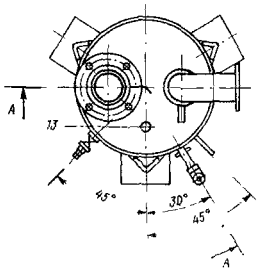


Рис. 7.19. **Гидравлический предохранитель ГП.**

1 — корпус; *2* — выходной патрубок; *3* — крышка; *4* — входной патрубок; *5* — переход; *6* — колено; *7* — штуцер с краном; *8, 11* — верхний и нижний штуцера; *9* — уровнемерная трубка; *10* — кран; *12* — штуцер с краном для слива; *13* — пробка.

линию через отверстие в штоке прекратится благодаря закрытию обратного клапана. При уменьшении перепада между контролируемым и входным давлениями (ниже значения, определяемого пружиной основного клапана) нижняя мембрана под действием пружины опустится, отверстие в штоке откроется, что также приведет к закрытию основного клапана. Самопроизвольное открытие клапана в результате равенства давлений, действующих на обе стороны мембраны, исключается.

Техническая характеристика ПКК-40М

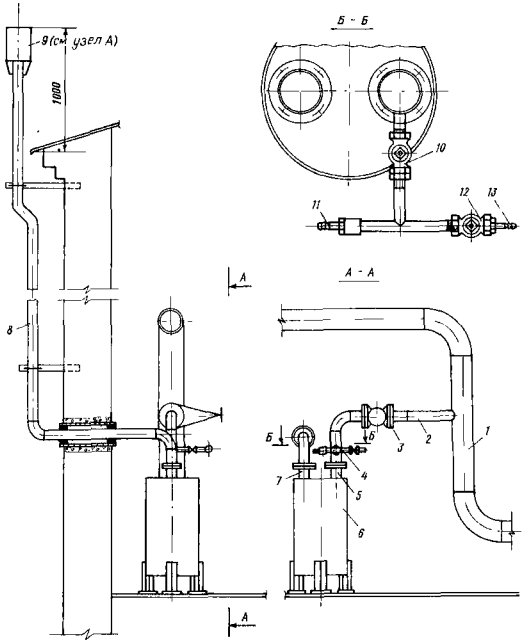
Входное рабочее движение, МПа	0,6 (1,2)
Пределы настройки контролируемого давления, Па:	
нижний	1500—5000
средний	5000—6000
Минимально допустимый перепад давления, кПа	10—50
Размеры, мм:	
условный диаметр $D_у$	40
монтажная длина корпуса L	170
максимальная высота H	260
диаметр мембранной камеры	124
Масса, кг	6,6

Пружинное предохранительное сбросное устройство ПСК-50 (рис. 7.18). Предназначено для защиты газовой аппаратуры от недопустимого повышения давления газа в сети. Устанавливается в узлах редуцирования в комплекте с регулятором давления газа и ПЗУ, но в отличие от гидрозатвора, в сетях как низкого, так и среднего давления.

Предохранительное сбросное устройство (ПСУ) состоит из корпуса, крышки, клапана в сборе и регулировочной пружины. Плоская мембрана в нормальном положении нагружена давлением газа и уравновешена регулировочной пружиной, сжатой до определенного предела. Односедельный мягкий клапан снабжен крестообразной направляющей, входящей в седло, и непосредственно соединен с мембраной и тарелкой с помощью болта. Регулировочная пружина расположена между двумя опорными шайбами. В крышке предусмотрено отверстие для соединения подмембранного пространства с атмосферой. Вход газа осуществляется через боковое отверстие 2″ труб, а стравливание в атмосферу — через верхнее отверстие диаметром также 2″ труб.

При повышении давления газа в сети (выше установленного предела) мембрана опускается, газ через выходное отверстие стравливается в атмосферу. При уменьшении давления клапан закрывается, прекращая сброс газа. Таким образом, настройка на необходимое контролируемое давление осуществляется с помощью регулировочных пружин, уравновешивающих давление газа. Диапазон регулирования на заданное давление осуществляется с помощью сменных пружин. В первом случае (при диаметре проволоки 3 мм) предел настройки 1000—5000 Па; во втором (при диаметре проволоки 6 мм) 20—50 кПа; в третьем (при диаметре проволоки 6 мм, с дополнительной шайбой и уменьшенной тарелкой) 0,05—0,125 МПа.

Для нормальной работы прибор монтируют в вертикальном положении. Следовательно, при повышении давления в газопроводе сверх контролируемого клапан открывается незначительно, объем сбрасываемого в атмосферу газа при этом очень мал и давление в газопроводе продолжает расти. Лишь при достаточно значительном повышении давления сверх контролируемого клапан открывается полностью. Это приводит зачастую к росту давления



газа до недопустимых значений. Зависимость пропускной способности мембранных пружинных ПСУ от давления газа перед клапаном и от пределов настройки приведена в табл. 7.15.

Гидравлический предохранитель (ГП) Ленгипроинжпроекта (рис. 7.19 и 7.20, табл. 7.16—7.19). Работает как сбросное устройство и предназначен для применения только на газопроводах низкого давления; ГП начинает сбрасывать газ в атмосферу при давлении в контролируемой точке газопровода, превышающем давление столба жидкости. Рекомендуется выбирать ГП и настраивать его на сброс газа при давлении, на 15% превышающем необходимое рабочее давление, обеспечиваемое регулятором в контролируемой ГП точке. При восстановлении давления газа в газопроводе (после сброса) затворная жидкость ГП автоматически герметично перекрывает выход газа.

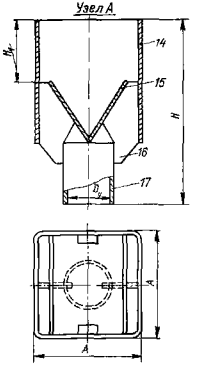


Рис. 7.20. Установка ГП с приспособлением для его настройки.

1 — выходной газопровод; *2* — подводящий трубопровод; *3* — запорное устройство; *4* — приспособление для настройки; *5* — входной патрубок; *6* — гидравлический предохранитель; *7* — выходной патрубок; *8* — сбросной трубопровод; *9* — оголовок; *10*, *12* — краны; *11*, *13* — штуцера для присоединения: *11* — ручного насоса, *13* — контрольного манометра; *14* — корпус оголовка; *15* — воронка; *16* — вертикальные ребра; *17* — патрубок.

ТАБЛИЦА 7.15

Пропускная способность, м³/ч, мембранного пружинного ПСУ типа ПСК-50 в зависимости от давления газа перед клапанами и от предела настройки

Давление газа в сети (до затвора), Па	Сброс газа, м³/ч, при настройке на давление, Па							
	1000	2000	3000	4000	20 000	30 000	40 000	50 000
1 500	0,63							
2 000	6,9							
2 500	27,0	0,5						
3 000	55,8	3,8						
3 500	77,0	31,0	0,18					
4 000	93,9	64,8	2,90					
5 000	111,0	101,4	54,30	0,8				
20 000					0,49			
25 000					12,40			
30 000					58,30			
32 500					75,00	0,26		
35 000					125,00	7,00		
40 000					225,00	34,50		
42 500					250,00	60,00	0,26	
45 000					285,00	100,00	5,30	
50 000					350,00	212,50	32,30	
52 000					370,00	235,00	50,00	1,03
55 000					400,00	290,00	100,00	9,60
60 000					450,00	368,00	226,00	47,50
75 000					625,00	480,00	430,00	325,00
100 000					850,00	745,00	670,00	580,00

Основные размеры, мм, и масса

Давление в контролируемой точке, Па	H_0	H_1							
		ГП-40 и -50	ГП-80		ГП-100		ГП-150		
			$d_y \times D_y$						
			80×80	50×80	100×100	80×100	150×150	80×510	100×150
2000	930	1515	1560	1590	1590	1640	1665	1660	1720
3000	1030	1615	1660	1690	1690	1740	1765	1760	1820
4000	1130	1715	1760	1790	1790	1840	1865	1860	1920
5000	1330	1915	1960	1990	1990	2040	2065	2060	2120
6000	1430	2015	2060	2090	2090	2140	2165	2160	2220
7000	1530	2115	2160	2190	2190	2240	2265	2260	2320
8000	1630	2215	2260	2290	2290	2340	—	—	—
9000	1730	2315	2360	2390	2390	2440	—	—	—

Примечания. 1. $H_1 = H_0 + 230$ (для ГП-40—ГП-100) и $H_1 = H_0 + 400$ (для
3. Диаметр корпуса $D_к = 325 \times 6$ (для ГП-40 и -50) и 420×7 (для ГП-80, -100 и -150).

Гидравлический предохранитель состоит из корпуса с двумя фланцевыми патрубками — входным и выходным. Нижняя часть входного патрубка опущена в корпус и у днища имеет срез (канал). Корпус ГП заполняют затворной жидкостью. Для определения высоты столба жидкости имеется уравнемерная трубка из прозрачного пластика с мерной шкалой (в миллиметрах). В качестве затворной жидкости при температуре не ниже 5 °С используется вода, при более низких температурах — трансформаторное или веретенное масло. Высота столба в этом случае должна быть во столько раз больше, во сколько плотность масла меньше плотности воды.

Пропускная способность ГП зависит от потерь давления в подводящем и сбросном трубопроводе (табл. 7.19).

ТАБЛИЦА 7.17

Размеры, мм, и масса оголовка к сбросным и продувочным трубопроводам

D_y	H	H_1	A	Масса, кг
20	250	72	76	1,1
25	270	87	86	1,5
40	310	105	96	2,2
50	340	116	106	2,8
65	380	129	126	4,2
80	450	162	168	8,1
100	500	174	198	11,5

ТАБЛИЦА 7.16

гидравлического предохранителя ГП

H_4					Масса металлоконструкции, кг				
ГП-40	ГП-80	ГП-100	ГП-150						
40×40	50×80	80×100	80×150	100×150	ГП-40	ГП-50	ГП-80	ГП-100	ГП-150
1440	1515	1520	1540	1670	67	69	100	111	133
1540	1615	1620	1640	1670	72	74	109	120	143
1640	1715	1720	1740	1870	77	79	117	129	153
1840	1915	1920	1940	2070	87	90	134	146	171
1940	2015	2020	2040	2170	92	95	144	155	179
2040	2115	2120	2140	2270	98	101	154	164	189
2140	2215	2220	—	—	103	106	164	172	—
2240	2315	2320	—	—	107	111	174	181	—

ГП-150). 2. H_4 для ГП 50×50, 80×80, 100×100 и 150×150 те же, что и для ГП 40×40. 4. Масса приведена для ГП с коленом при $d_y = D_y$.

Для предохранительных сбросных устройств (ПСК-50, ГП) количество газа (при 0 °С и 0,1033 Па), м³/ч, подлежащего сбросу:

— при наличии перед регулятором давления ПЗУ

$$V \geqslant 0{,}0005 V_{max}, \qquad (7.7)$$

где V_{max} — пропускная способность регулятора при расчетных входном и выходном давлениях газа, м³/ч;

— при отсутствии перед регулятором давления ПЗУ

$V \geqslant 0{,}01 V_{max}$ (для регуляторов давления с золотниковыми клапанами)

(7.8)

и

$V \geqslant 0{,}02 V_{max}$ (для регулирующих заслонок с электронными регуляторами);

(7.9)

ТАБЛИЦА 7.18

Расчетный уровень воды H_1 в ГП, мм, обеспечивающий начало срабатывания при $p_{ср} = 1{,}04$

Гидравлический предохранитель	Давление, Па							
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000
ГП-40	204	306	408	510	612	714	816	918
ГП-50	202	304	405	506	607	710	810	910
ГП-80	200	300	400	500	600	700	800	900
ГП-100	194	290	388	485	582	680	775	873
ГП-150	180	270	360	448	538	627	717	807

ТАБЛИЦА 7.19

Пропускная способность ГП, м³/ч, при давлении начала срабатывания $1{,}04p_н$

Гидравлический предохранитель	Длина сбросного трубопровода, м		Давление настройки, Па							
	действительная $l_д$	расчетная $l_с$	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000
ГП-40	10	12	25 35	30 41	33 47	42 57	48 65	55 74	63 84	72 97
	20	22	18 23	21 28	24 33	29 41	34 47	41 54	46 62	52 71
ГП-50	10	13	39 50	47 62	54 75	64 87	75 104	87 121	99 138	111 155
	20	23	28 37	34 46	39 54	46 65	55 77	64 90	72 102	79 116
ГП-80	10	15	110 160	135 185	150 215	173 245	205 280	232 316	252 352	286 400
	20	25	83 121	102 145	118 170	132 190	158 220	178 250	198 275	224 314
ГП-100	10	17	141 195	175 260	214 290	231 328	275 370	312 428	348 470	400 535
	20	27	106 147	132 190	158 221	179 259	205 290	239 320	273 368	307 414
ГП-150	10	20	210 308	345 425	359 525	441 637	525 710	615 820	680 925	765 1045
	20	30	161 230	230 314	282 390	352 493	422 536	480 678	545 744	630 912

Примечания. 1. В числителе пропускная способность дана для давления во входном патрубке $p_1 = 1{,}1p_н$, в знаменателе для $p_1 = 1{,}15p_н$. 2. Расчетная длина $l_с$ принята усредненной с учетом местных сопротивлений: два поворота ($\xi = 0{,}28 \cdot 2 = 0{,}56$) и внезапное расширение в устье ($\xi = 1{,}0$).

— при наличии в ГРП (ГРУ) нескольких параллельных линий редуцирования

$$V_0 = V_i n, \qquad (7.10)$$

где V_0 — суммарное количество газа, подлежащего сбросу, м³/ч; V_i — количество газа, подлежащего сбросу для каждого регулятора, м³/ч; n — число регуляторов.

7.6. ФИЛЬТРЫ ГАЗОВЫЕ

Газовые фильтры в ГРП (ГРУ) предназначены для очистки транспортируемого по газопроводам газа от пыли, ржавчины и других механических примесей, которые приводят к прежде-

ТАБЛИЦА 7.20

Характеристики фильтров газовых

Фильтр	Входное давление, МПа, не более	Допустимая пропускная способность, м³/ч, при входном давлении, МПа					Масса, кг
		0,1	0,2	0,3	0,6	0,12	
ФС-25	1,6	145	175	205	270	370	6
ФС-40	1,6	305	370	430	570	770	9
ФС-50	0,6	430	530	610	810	—	14
ФСС-40	0,6	535	655	755	1 000	—	11
ФСС-50	0,6	1 070	1 310	1 510	2 000	—	21
ФВ-80	1,2	625	765	880	1 170	1 600	51
ФВ-100	1,2	890	1 090	1 250	1 665	2 270	57
ФВ-200	1,2	3 500	4 250	4 900	6 500	8 870	145
ФГ-50	0,6	2 500	3 600	4 500	7 000	—	67
	1,2					9 000	94
ФГ-100	0,6	7 000	10 000	11 000	15 000	—	125
	1,2					19 000	200
ФГ-200	0,6					—	400
	1,2	21 000	26 000	29 000	36 000	46 000	
ФГ-300	0,6	50 000	58 000	66 000	80 000		840
	1,2					100 000	1167
Пылеуловитель висциновый:							
D_y700 (ПС-2981)	5,5				9 500	17 000	500
D_y300 (ПС-2980)	5,5				1 700	3 500	95

Примечания. 1. *Число после обозначения фильтра — условный диаметр, мм.* 2. Пропускная способность указана при перепаде давления на кассете фильтра, Па: сетчатого — 2500, волосяного — 5000 (у ФГ-300 — при перепаде 2000). 3. Фильтры ФВ-100 и -200 ПО «Мосгипрометроймеханизация» рассчитаны на $p_y \approx 1{,}0$ МПа.

ТАБЛИЦА 7.21

Размеры, мм, фильтров типа ФГ

Фильтр	Входное давление, МПа	*L*	*H*	*h*	*D*
ФГ-50	0,6	600	525	297 *	435
	1,2		585	355 *	460
ФГ-100	0,6	850	1100	700	535
	1,2				580
ФГ-200	0,6	1000	1620	700	860
	1,2				910
ФГ-300	0,6	1400	1900	800	1175
	1,2				1255

* ФГ-50 не имеет опорных стоек; размер *h* дан от оси фильтра до нижней плоскости заглушки *9*.

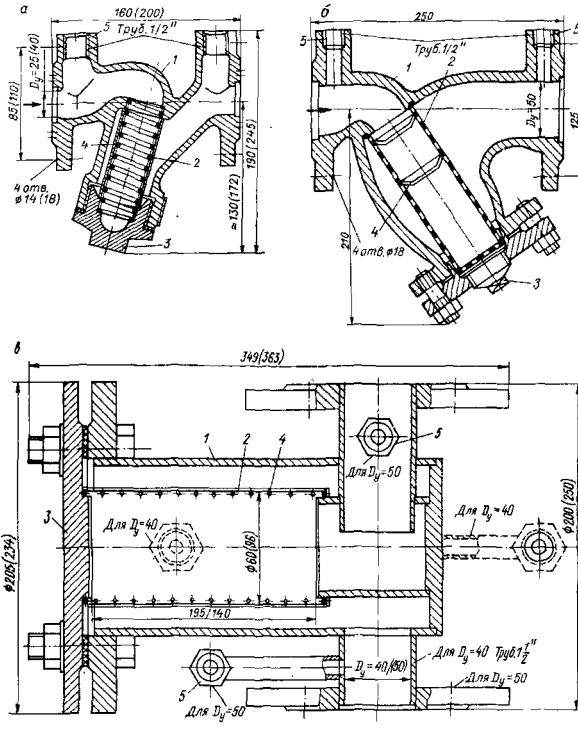


Рис. 7.21. Фильтр сетчатый.

а — ФС-25 и -40; *б* — ФС-50; *в* — ФСС-40 и -50; *1* — корпус; *2* — фильтрующая сетка *3* — крышка; *4* — проволочный каркас; *5* — штуцер.

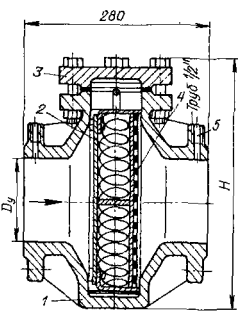


Рис. 7.22. Фильтр кассетный волосяной литой ФВ.
1 — корпус; *2* — кассета; *3* — крышка; *4* — перфорированный лист; *5* — штуцер.

временному износу газопроводов, запорной и регулирующей арматуры, нарушают работу контрольно-измерительных и регулирующих приборов. Для очистки газа от механических примесей применяют сетчатые и кассетные фильтры, вискиновые пылеуловители и др. (табл. 7.20).

Необходимая степень очистки фильтром газового потока обеспечивается при ограниченных скоростях газа, определяемых максимально допустимым перепадом давления в фильтрующем элементе (кассете, сетке), который не должен превышать для сетчатых фильтров 5000, для волосяных 10 000, на новом фильтре, а также после их чистки или промывки, т. е. на чистой кассете (сетке), соответственно 2500 и 5000 Па.

Для измерения перепада давления на работающем фильтре (засоренности) применяются дифманометры ДТ-5 или ДТ-50, которые присоединяются к штуцерам, которые имеются в корпусе фильтра.

Фильтры сетчатые. Фильтры типа ФС (рис. 7.21) имеют чугунный корпус, типа ФСС — стальной сварной. Фильтрующим элементом служит однослойная плетеная металлическая сетка № 025 (ГОСТ 6613—86*) (ячейка в свету 0,25 мм, диаметр проволоки 0,12 мм). Пропускная способность фильтров $V_т$, м³/ч, приведена в табл. 7.20. Если плотность газа ρ, расчетный перепад Δp и абсолютное входное давление p отличаются от табличных ($\rho_т$ = = 0,73 кг/м³, $\Delta p_т$; $p_т$), то пропускную способность можно определить по формуле

$$V = 0{,}855 V_т \sqrt{\Delta p p / (\Delta p_т p_т \rho)}. \qquad (7.11)$$

Фильтры волосяные (рис. 7.22) имеют чугунный корпус с кольцевым пазом, внутри которого помещается фильтрующая кассета, в которой пространство между торцевыми проволочными сетками заполнено капроновой нитью или спрессованным конским воло-

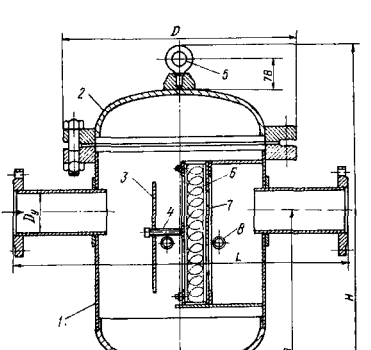


Рис. 7.23. Фильтр кассетный сварной типа ФГ.

1 — корпус; *2* — крышка; *3* — отбойный лист; *4* — болт; *5* — рым для подъема крышки; *6* — кассета; *7* — перфорированный лист; *8* — штуцер; *9* — заглушка.

сом. Набивка пропитывается висциновым маслом. Габаритные размеры ФВ, мм: длина всех типоразмеров 280, высота H для D_y80 325; D_y100 348; D_y200 478.

Фильтры кассетные сварные (*ФГ*) (рис. 7.23, табл. 7.21). Эти фильтры имеют сварной корпус и по сравнению с ФВ значительно большие размеры кассет, а также большую пропускную способность. В описываемом фильтре установлен отбойный лист, который обеспечивает предварительную очистку газового потока от твердых частиц крупных размеров, которые, ударившись о лист, теряют скорость и падают на дно корпуса. Более мелкие фракции задерживаются в кассете.

Пропускная способность фильтров ФВ и ФГ при параметрах, отличных от табличных (табл. 7.18), определяется по формуле (7.11).

Пылеуловители висциновые (рис. 7.24). Эти пылеуловители завода «Туламашгаз» рассчитаны на очистку газа высокого давления (табл. 7.18). Они могут применяться также в ГРП с входным давлением менее 1,2 МПа, их устанавливают вне помещения.

Корпус фильтра *2*, имеющий входной *1* и выходной *7* патрубки, разделен двумя сетками или перфорированными листами *3*, между

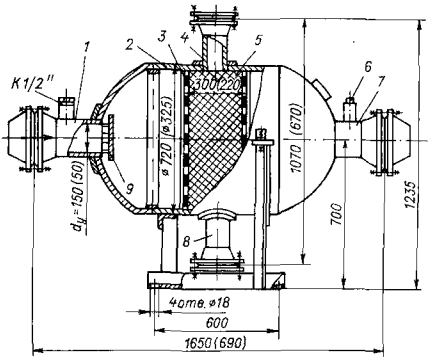


Рис. 7.24. Пылеуловитель висциновый D_y700 (D_y300).

Пылеуловитель с D_y 300 не имеет опорных стоек, штуцеров для присоединения дафманометра и присоединительных фланцев к газопроводу.

которыми засыпаются мелкие керамические или металлические кольца *5* (15×15 мм), смоченные висциновым маслом. Фильтр загружается кольцами через люк *4*, а разгружается через люк *8*. Отбойный лист *9* обеспечивает более равномерное распределение потока газа по всему сечению фильтра и отделение крупных частиц. Фильтр D_y700 на входном и выходном патрубках имеет штуцера *6* для подсоединения дифманометра. Фильтр D_y300 не имеет таких штуцеров, поэтому для дифманометра делают врезки в газопроводах до и после фильтра.

Пропускную способность пылеуловителя висцинового, м³/ч, можно определить при скорости ω газа в корпусе, которая с учетом входного давления p, не превышает 1 м/с:

$$V = f\omega p_{абс} \cdot 3600, \qquad (7.12)$$

где f — площадь расчетного сечения пылеуловителя, м² (для пылеуловителей D_y300 и D_y700 $f_{300} = 0{,}073$ м², $f_{700} = 0{,}37$ м²); $p_{абс}$ — абсолютное давление газа до пылеуловителя, МПа.

Для измерения перепада давления (засоренности) на работающем фильтре применяют дифференциальные манометры (дифманометры) ДТ-5 или ДТ-50, которые подсоединяют к штуцерам фильтра.

7.7. ШКАФНЫЕ ГРП

При газоснабжении относительно небольших территориально рассредоточенных городских микрорайонов, коммунально-бытовых потребителей, отопительных котельных небольших промыш-

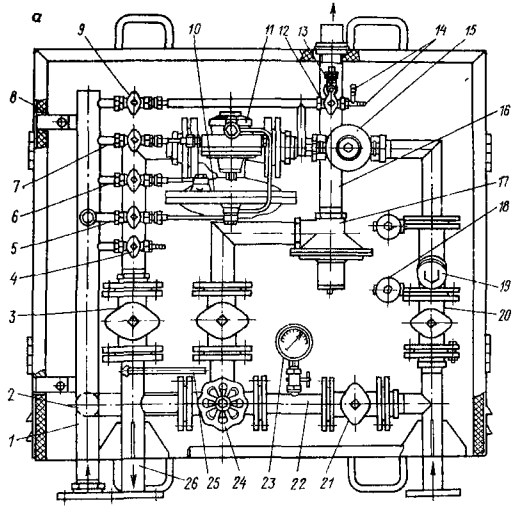


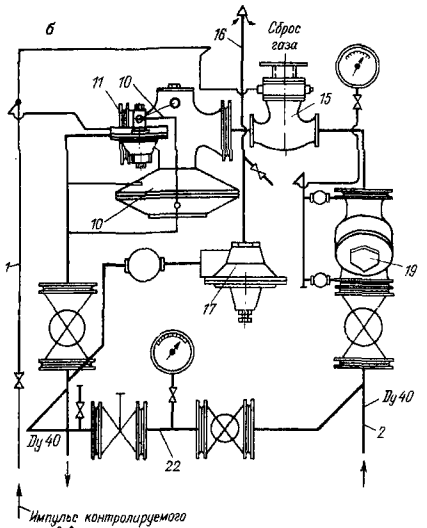
Рис. 7.25. Шкафной ГРП типа ГСГО-1 с регулятором РДУК2Н-50 (теплогенератор не показан).

а — общий вид; *б* — принципиальная схема; *1* — импульсный трубопровод; *2* — подводящий трубопровод к ПСУ; *3—7, 9, 12, 13, 20, 21* — краны; *8* — теплоизоляция; *10* — регулятор РДУК2-50; *11* — пилот КН2; *14* — штуцера для настройки ПСУ; *15* — клапан-отсекатель ПКК-40МН; *16* — сбросной трубопровод; *17* — ПСК-50; *18* — штуцер с краном фильтра; *19* — фильтр ФС-40; *22* — байпас; *23* — манометр; *24* — вентиль; *25* — отвод к теплогенератору; *26* — выходной газопровод.

ленных предприятий, колхозов, совхозов и других сельских объектов применяют ГРП, смонтированные в металлических шкафах. Это позволяет сократить протяженность сетей низкого давления и приблизить наиболее экономичные по металлоемкости сети высокого и среднего давлений к потребителям газа. Шкафные ГРП применяют при давлении газа на вводе не более 0,6 МПа для промышленных и не более 0,3 МПа для коммунально-бытовых потребителей и жилых домов.

Шкафной ГРП (рис. 7.25, табл. 7.22) — готовое промышленное изделие; представляет собой металлический шкаф, внутри которого смонтированы все необходимое газовое оборудование, арматура и средства измерения. Для осмотра, ремонта, настройки и обслуживания ГРП в шкафу имеются дверки.

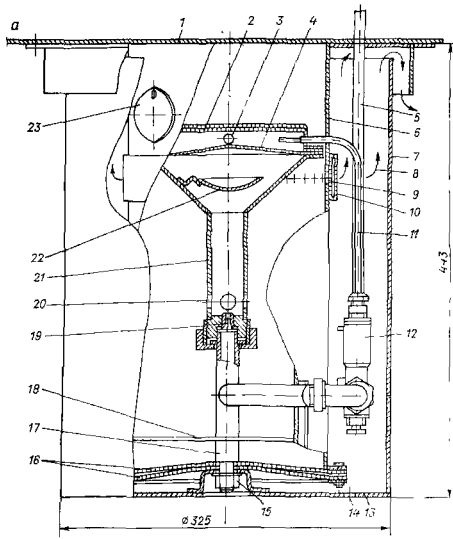
В зависимости от климатических условий шкафной ГРП может



быть с обогревом или без него. Обогреваемый шкафной ГРП имеет с внутренней поверхности шкафа теплоизолирующее покрытие на войлока или пенопласта полистирольного. Обогрев выполняют в двух вариантах: водяное отопление с помощью коллектора, подключаемого к системе отопления с температурой прямой воды 70—90 °С, и (при автономном обогреве) от теплогенератора, питающегося газом непосредственно от выходного газопровода низкого давления шкафного ГРП или от дополнительно встроенного в шкаф регулятора РДСГ-1 (при среднем выходном давлении). Температура внутри шкафа в этом случае поддерживается в пределах от 5 до 40 °С в зимних условиях умеренно климатической зоны, ГРПН-25, -40 и -50 не имеют системы обогрева.

В паспорте шкафного ГРП кроме технической характеристики должны быть данные о заводских испытаниях на прочность и плотность оборудования в сборе.

На рис. 7.26 показан теплогенератор с газовой горелкой инфракрасного излучения тепловой мощностью 2 кВ при давлении 2000 Па, который крепится к днищу шкафа. Горелка имеет металлическую излучающую насадку, состоящую из двух сеток, между которыми и происходит сжигание газового топлива.



Система газового обогрева имеет электромагнитный клапан с хромель-копелевой термопарой, которая установлена у зоны горения. При погасании пламени (охлаждении термопары) клапан отключает подачу газа.

Шкафные ГРП целесообразно применять в следующих случаях:

1. При газоснабжении предприятий общественного питания, коммунально-бытовых потребителей, детских, лечебных и учебных заведений, отопительных котельных, небольших промышленных предприятий, где по технологическим особенностям необходимо низкое или среднее давление газа, отдельно стоящих жилых домов, жилых кварталов и поселков, расположенных вне районов действия городской сети низкого давления с радиусом действия одного ГРП не более 500 м.

2. При газоснабжении ремонтных мастерских, котельных колхозов и совхозов и других сельских объектов (при их разбросанности), а также бытовых потребителей в селах при плотной застройке.

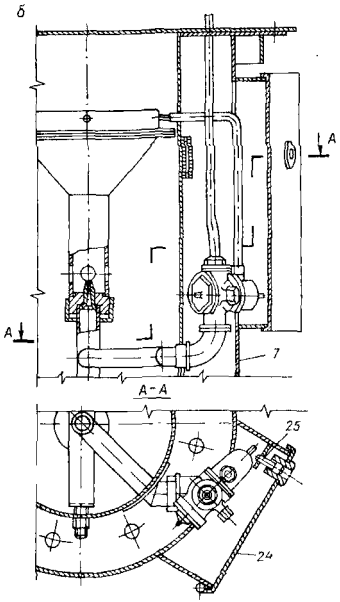


Рис. 7.26. Теплогенератор в шкафном ГРП типа ГСГО (*а*) и ГРПС, ГРПВ (*б*).

1 — днище шкафа; *2* — наружная сетка; *3, 9, 14, 20* — отверстия; *4* — внутренняя сетка; *5* — газопровод; *6* — внутренний кожух; *7* — наружный кожух; *8* — направление движения продуктов сгорания; *10, 16* — пламегасители; *11* — термопара; *12* — электромагнитный клапан; *13* — днище наружного кожуха; *15* — гайка; *17* — пигучер; *18* — пластинчатая опора; *19* — сопло горелки; *21* — смеситель; *22* — отражатель; *23* — смотровой глазок; *24* — дверка; *25* — защелка.

Возможно также применение нескольких шкафных ГРП на одном объекте в случае, если технико-экономическими расчетами доказана экономичность этого мероприятия.

Свечи, отводящие газ от предохранительных устройств шкафных ГРП, устанавливаемых на отдельно стоящих опорах, должны быть выведены на высоту не менее чем 4 м от уровня земли, а при установке шкафных ГРП на стенах зданий — на 1 м выше карниза здания.

Помещения регуляторов отдельно стоящих, пристроенных и встроенных ГРП должны отвечать требованиям, установленным СНиП 2.09.02—85 и СНиП 2.01.02—85 для помещений категории А. Принципиальные схемы ГРП и ГРУ даны в гл. 13, где показаны варианты ГРП с узлами измерения расхода газа, которые в городских ГРП, как правило, не устанавливаются.

ТАБЛИЦА

Паспортные характеристики шкафных ГРП

Тип ГРП	Давление, МПа		Регулятор		Пропускная способность, м³/ч, при $p_{вх}$, МПа		
	входное $p_{вх}$, не более	выходное $p_{вых}$	Типоразмер	Диаметр седла, мм	0,1	0,3	0,6
ШП-3	0,6	0,0009—0,002	РД-32М	6	25	60	110
				10	40	110	—
ГСГО-0	0,6	0,0009—0,002	РД-32М	6	25	55	105
				10	40	100	—
ШРУ-3Н	0,6	0,002—0,0035	$D_у$32н/д	6	20	60	110
				10	40	110	—
				15	150	350	600
ШРУ-2Н	0,6	0,002—0,0035	$D_у$50н/д	20	250	550	—
				25	300	—	—
ПШГР-1	0,6	0,002—0,05	РДБК1-25	21	310	620	1 020
				15	150	350	600
ШП-2	0,6	0,0009—0,002	РД-50М	20	250	550	—
				25	300	—	—
ШП-1	0,6	0,0005—0,0035	РДУК2Н-50	35	450	1200	2 000
ГСГО-1	0,6	0,001—0,0035	РДУК2Н-50 или РДБК1-50	35	450	1200	2 000
ГРПН-600							
Модификация:							
а и б	0,6	0,009—0,003	РД-50М	15	150	350	600
				20	250	550	—
				25	300	—	—
в	0,6	0,001—0,003	РДБК1-25	21	280	550	900
ГРПН-25	0,6	0,002—0,0035	РД-32М	6	25	60	100
				10	45	110	—
ГРПН-40	0,6	0,002—0,0036	РДБК1-25	21	280	550	1 000
ГРПН-50	0,6	0,002—0,0036	РДБК1-50	35	550	1170	2 000
ГРПН-1200	0,6	0,001—0,003	РДБК1-50 или РДУК2Н-50	35	750	1500	2 000
ГРПС-100Л	0,6	0,001—0,06	РДБК1-100 или РДУК2Н-100	50	900	1220	1 600
ГРПС-100С	0,6	0,001—0,06	РДБК1-100 или РДУК2Н-100	70	2000	4000	8 500
ШРУ-3С	0,6	0,01—0,11	$D_у$32с/д	10	60	100	160
ШРУ-2С	0,6	0,01—0,11	$D_у$50с/д	25	300	680	1 000
ПШГР-2	0,6	0,04—0,10	РДБК1П-25	21	300	600	1 050
ГРПВ-50С	1,2	0,3—0,6	РДБК1П-50 или РДУК2В-50	35	—	—	2 700
ГРПВ-100С	1,2	0,3—0,6	РДБК1П-100 или РДБК1П-100	70	—	—	8 500
ГРПВ-200С	1,2	0,3—0,6	РДБК1П-200 или РДУК2В-200	105	—	—	18 000

Примечания. 1. Для ГРПВ-50С, -100С, -200С при $p_{вх}$ = 1,2 МПа пропускная способность соответственно равна 5000, 16 000, 34 000 м³/ч. 2. В ГРПН-600 в модификации «а» установлен фильтр ФС-40, в модификации «б» — фильтр ФСС-40.

ГЛАВА 8

ГОРЕНИЕ ГАЗОВ

8.1. РЕАКЦИИ ГОРЕНИЯ

Горением называют протекающую сравнительно быстро во времени химическую реакцию соединения горючих компонентов с кислородом, сопровождающуюся интенсивным выделением теплоты и резким повышением температуры продуктов сгорания. Реакции горения описываются стехиометрическими уравнениями, характеризующими качественно и количественно вступающие в реакцию и образующиеся в результате ее вещества. Общее уравнение реакции горения любого углеводорода

$$C_mH_n + (m + n/4)\,O_2 = mCO_2 + (n/2)\,H_2O + Q, \qquad (8.1)$$

где m, n — число атомов углерода и водорода в молекуле; Q — тепловой эффект реакции, или теплота сгорания.

Реакции горения распространенных в практике газов приведены в табл. 8.1. Эти уравнения являются балансовыми и по ним нельзя судить ни о скорости реакций, ни о механизме химических превращений.

Тепловым эффектом, или теплотой сгорания Q, называют количество теплоты, которое выделяется при полном сгорании 1 кмоля, 1 кг или 1 м^3 газа при нормальных физических условиях. Различают высшую $Q_в$ и низшую $Q_н$ теплоту сгорания. Высшая теплота сгорания включает в себя теплоту, выделяющуюся при конденсации водяных паров в процессе горения. Практически при сжигании газа водяные пары, как правило, не конденсируются, а удаляются вместе с другими продуктами сгорания. Поэтому технические расчеты обычно ведут по низшей теплоте сгорания, т. е. без учета теплоты конденсации водяных паров, составляющей около 2400 кДж/кг *.

* КПД, рассчитанный по низшей теплоте сгорания, численно выше, чем по высшей теплоте сгорания, т. е. создается видимость относительно «благополучного» уровня использования газа. Расчеты КПД по высшей теплоте сгорания сразу более чем на 10% «ухудшают» показатели использования газа в стране. Однако именно это обстоятельство и убеждает в необходимости активно использовать теплоту конденсации водяных паров всевозможными техническими средствами (контактные теплообменники). — *Прим. ред.*

ТАБЛИЦА 8.1

Реакции горения и теплота сгорания сухих газов (при 0 °С и 101,3 кПа)

Газ	Реакция горения	Молярная, МДж/кмоль		Массовая, кДж/кг		Объемная, кДж/м³	
		Высшая	Низшая	Высшая	Низшая	Высшая	Низшая
Водород	$H_2 + 0{,}5O_2 = H_2O$	286,06	242,9	141 900	120 080	12 750	10 790
Оксид углерода	$CO + 0{,}5O_2 = CO_2$	283,17	283,17	10 090	10 090	12 640	12 640
Метан	$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O$	880,9	800,9	55 646	49 933	39 820	35 880
Этан	$C_2H_6 + 3{,}5O_2 = 2CO_2 + 3H_2O$	1560,9	1425,7	52 019	47 415	70 310	64 360
Пропан	$C_3H_8 + 5O_2 = 3CO_2 + 4H_2O$	2221,4	2041,4	50 385	46 302	101 210	93 180
н-Бутан	$C_4H_{10} + 6{,}5O_2 = 4CO_2 + 5H_2O$	2880,4	2655,0	51 344	47 327	133 800	123 570
Изобутан	$C_4H_{10} + 6{,}5O_2 = 4CO_2 + 5H_2O$	2873,5	2648,3	51 222	47 208	132 960	122 780
н-Пентан	$C_5H_{12} + 8O_2 = 5CO_2 + 6H_2O$	3539,1	3274,4	49 052	45 383	169 270	156 630
Этилен	$C_2H_4 + 3O_2 = 2CO_2 + 2H_2O$	1412,0	1333,5	50 341	47 640	63 039	59 532
Пропилен	$C_3H_6 + 4{,}5O_2 = 3CO_2 + 3H_2O$	2059,5	1937,4	48 944	46 042	91 945	88 493
Бутилен	$C_4H_8 + 6O_2 = 4CO_2 + 4H_2O$	2720	2549,7	48 487	45 450	121 434	113 830

Высшая (и низшая) теплота сгорания газов, состоящих из нескольких компонентов,

$$Q = r_1Q_1 + r_2Q_2 + \ldots + r_nQ_n, \qquad (8.2)$$

где r_1, r_2, ..., r_n — объемные (молярные, массовые) доли компонентов, входящих в смесь; Q_1, Q_2, ..., Q_n — теплота сгорания компонентов.

Воспользовавшись табл. 8.1, высшую и низшую теплоту сгорания, кДж/м³, сложного газа можно определять по следующим формулам:

$$Q_в = 127{,}5\ H_2 + 126{,}4\ CO + 398\ CH_4 + 703\ C_2H_6 + 1012\ C_3H_8 + 1338\ C_4H_{10} + 1329\ C_4H_{10} + 1693\ C_5H_{12} + 630\ C_2H_4 + 919\ C_3H_6 + 1214\ C_4H_8; \qquad (8.3)$$

$$Q_н = 107{,}9\ H_2 + 126{,}4\ CO + 358{,}8\ CH_4 + 643\ C_2H_6 + 931{,}8\ C_3H_8 + 1235\ C_4H_{10} + 1227\ C_4H_{10} + 1566\ C_5H_{12} + 595\ C_2H_4 + 884\ C_3H_6 + 1138\ C_4H_8, \qquad (8.4)$$

где H_2, CO, CH_4 и т. д. — содержание отдельных составляющих в газовом топливе, об. %.

Процесс горения протекает несравненно сложнее, чем по формуле (8.1), так как наряду с разветвлением цепей происходит их обрыв за счет образования промежуточных стабильных соединений. Эти соединения в зоне высоких температур претерпевают дальнейшие стадийные преобразования, приводящие при наличии кислорода к образованию конечных продуктов: водяного пара H_2O и диоксида углерода CO_2. При общем или местном недостатке окислителя или при вынужденном охлаждении зоны реакции, например при смывании пламенем холодного теплоприемника,

промежуточные соединения могут стабилизироваться и совместно с продуктами завершенного горения попадать в окружающую среду.

Интенсивность выделения теплоты и рост температуры в течение реакции горения в свою очередь приводят к увеличению в реагирующей системе активных частиц. Такая взаимосвязь цепного реагирования и температуры, свойственная всем осуществляемым в практике процессам горения, привела к введению понятия цепочечно-теплового взрыва. Под этим следует понимать, что сами химические реакции горения имеют цепной характер, а их ускорение происходит за счет выделения теплоты и роста температуры в реагирующей системе.

По закону действующих масс скорость любой химической реакции в гомогенной (однородной) смеси пропорциональна произведению концентраций реагирующих веществ. Для необратимой бимолекулярной реакции эта скорость

$$w = KC_1C_2, \tag{8.5}$$

где C_1 и C_2 — концентрации реагирующих компонентов, кмоль/м^3; K — константа скорости реакции, зависящая от природы реагирующих веществ и температуры.

При сжигании газа концентрации реагирующих веществ можно условно считать неизменными, так как в зоне горения происходит непрерывный приток свежих компонентов однозначного состава.

Константа скорости реакции (по уравнению Аррениуса)

$$K = K_0 e^{-E/RT}, \tag{8.6}$$

где K_0 — предэкспоненциальный множитель, принимаемый для стехиометрических гомогенных смесей, $\approx 1{,}0$; E — энергия активации, кДж/кмоль; R — универсальная газовая постоянная,

Дж/(кг. К); T — абсолютная температура, К (°С); e — основание натуральных логарифмов.

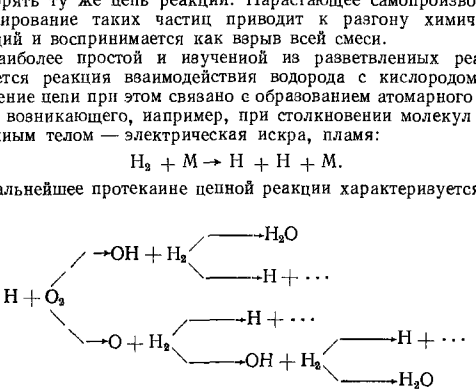
Предэкспоненциальный множитель K_0 можно трактовать как константу, характеризующую полноту столкновения молекул, а энергию активации E — как минимальную энергию, необходимую для разрыва существующих связей молекул и образования активных частиц, обеспечивающих эффективность столкновений. Эта энергия для распространенных в технике горючих смесей укладывается в пределы $(80 \div 150) \cdot 10^3$ кДж/кмоль. Уравнение (8.6) показывает, что скорость химических реакций резко возрастает с увеличением температуры. Например, при повышении температуры с 500 до 1000 К скорость реакции возрастает в зависимости от энергии активации в $2 \cdot 10^4 \div 5 \cdot 10^8$ раз.

Скорость реакций горения обусловлена также их разветвленным, цепным, характером. Эти реакции протекают через промежуточные химические активные частицы — атомы и радикалы, генерируемые самой реакцией, легко вступающие в соединения с исходными веществами и между собой, приводящие к образованию конечных продуктов и новых активных частиц, способных повторять ту же цепь реакций. Нарастающее самопроизвольное генерирование таких частиц приводит к разгону химических реакций и воспринимается как взрыв всей смеси.

Наиболее простой и изученной из разветвленных реакций является реакция взаимодействия водорода с кислородом. Зарождение цепи при этом связано с образованием атомарного водорода, возникающего, например, при столкновении молекул с накаленным телом — электрическая искра, пламя:

$$H_2 + M \rightarrow H + H + M.$$

Дальнейшее протекание цепной реакции характеризуется схемой:



Итог единичного цикла

$$H + 3H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O + 3H.$$

Схема и итог единичного цикла показывают, что вступление в реакцию одного атома водорода приводит к образованию двух молекул водяного пара и трех атомов водорода, каждый из которых может либо дать начало новой серии превращений, либо рекомбинироваться в стабильную молекулу $H + H = H_2$, замедляющую разветвление цепи.

Механизм взаимодействия оксида углерода с кислородом несколько сложнее и связан с сопутствующими, протекающими параллельно реакциями. Объясняется это тем, что сухая смесь оксида углерода с кислородом не реагирует до температуры 700 °С, а выше ее протекает медленная гетерогенная (неоднородная) реакция по всему объему только при наличии в горючей смеси некоторого количества водяного пара:

$$H_2O \rightarrow OH + H;$$
$$CO + OH \rightarrow CO_2 + H;$$
$$H + O_2 \rightarrow OH + O;$$
$$CO + OH \rightarrow CO_2 + H;$$
$$CO + O \rightarrow CO_2;$$
$$H + O_2 \rightarrow OH + O \text{ и т. д.}$$

Механизм высокотемпературного горения углеводородов имеет еще более сложный цепной характер и связан с образованием активных частиц в виде атомов и радикалов, а также промежуточных молекулярных соединений. Самое схематичное представление о стадийном окислении простейшего углеводорода метана дают следующие реакции:

1. $\begin{cases} H + O_2 \rightarrow OH + O, \\ CH_4 + OH \rightarrow CH_3 + H_2O, \\ CH_4 + O \rightarrow CH_2 + H_2O. \end{cases}$
2. $\begin{cases} CH_3 + O_2 \rightarrow HCHO + OH, \\ CH_2 + O_2 \rightarrow HCHO + O. \end{cases}$
3. $\begin{cases} HCHO + OH \rightarrow HCO + H_2O, \\ HCHO + O \rightarrow CO + H_2O, \\ HCO + O_2 \rightarrow CO + O + OH. \end{cases}$
4. $\begin{cases} CO + O \rightarrow CO_2, \\ CO + OH \rightarrow CO_2 + H. \end{cases}$

Итог единичного цикла

$$2CH_4 + 4O_2 \rightarrow 2CO_2 + 4H_2O.$$

8.2. РАСЧЕТЫ ГОРЕНИЯ

В практике сжигания газа кислород для горения подается с воздухом как его составная часть. Объемный состав, %, сухого воздуха для всех теплотехнических расчетов принимается следующим: кислород 21,0, азот — 79,0. Следовательно, 1 м³ кислорода содержится в 100/21 = 4,76 м³ воздуха, или на 1 м³ кислорода приходится 79/21 = 3,76 м³ азота. Если учесть, что 1 кмоль газа при нормальных условиях занимает примерно одинаковый объем,

ТАВЛИЦА 8.2

Теоретическая потребность в сухом кислороде и воздухе, м³, и объем продуктов сгорания газа при сжигании 1 м³ газа при $\alpha = 1{,}0$

Газ	Теоретическая потребность		Продукты сгорания			
	кислорода	воздуха	Диоксид углерода	Водяной пар	Азот	Всего
Водород H_2	0,5	2,38	—	1,0	1,88	2,88
Оксид углерода CO	0,5	2,38	1,0	—	1,88	2,88
Метан CH_4	2,0	9,52	1,0	2,0	7,52	10,52
Этан C_2H_6	3,5	16,66	2,0	3,0	13,16	18,16
Пропан C_3H_8	5,0	23,8	3,0	4,0	18,80	25,8
Бутан C_4H_{10}	6,5	30,94	4,0	5,0	24,44	33,44
Пентан C_5H_{12}	8,0	38,08	5,0	6,0	30,08	41,08
Этилен C_2H_4	3,0	14,28	2,0	2,0	11,28	15,28
Пропилен C_3H_6	4,5	21,42	3,0	3,0	16,92	22,92
Бутилен C_4H_8	6,0	28,56	4,0	4,0	22,56	30,56
Пентилен C_5H_{10}	7,5	35,7	5,0	5,0	28,20	38,20
Ацетилен C_2H_2	2,5	11,9	2,0	1,0	9,40	12,40

реакции горения газов в воздухе могут быть выражены следующими уравнениями:

$$\underbrace{H_2}_{1\ м^3} + \underbrace{0{,}5O_2 + 0{,}5 \cdot 3{,}76N_2}_{2{,}38\ м^3} = \underbrace{H_2O}_{1\ м^3} + \underbrace{1{,}88N_2}_{1{,}88\ м^3}; \qquad (8.7)$$

$$\underbrace{CO}_{1\ м^3} + \underbrace{0{,}5O_2 + 0{,}5 \cdot 3{,}76N_2}_{2{,}38\ м^3} = \underbrace{CO_2}_{1\ м^3} + \underbrace{1{,}88N_2}_{1{,}88\ м^3}; \qquad (8.8)$$

$$\underbrace{CH_4}_{1\ м^3} + \underbrace{2O_2 + 2 \cdot 3{,}76N_2}_{9{,}52\ м^3} = \underbrace{CO_2}_{1\ м^3} + \underbrace{2H_2O}_{2\ м^3} + \underbrace{7{,}52N_2}_{7{,}52\ м^3}. \qquad (8.9)$$

Таким образом, приведенное выше уравнение (8.1) применительно к горению любого углеводорода в воздухе можно записать в виде

$$C_mH_n + (m + n/4)(O_2 + 3{,}76\ N_2) = mCO_2 + (n/2)\ H_2O + (m + n/4)\ 3{,}76\ N_2.$$

Потребности в кислороде и воздухе при горении различных газов, подсчитанные по приведенным в табл. 8.1 реакциям горения, представлены в табл. 8.2. Для сложного газа теоретический расход сухого воздуха $V_т^c$, м³/м³, может быть подсчитан по формуле, составленной на основании потребности в кислороде отдельных компонентов, входящих в смесь:

$$V_т^0 = 4{,}76/100\,(0{,}5H_2 + 0{,}5CO + 2CH_4 + 3{,}5C_2H_6 + 5C_3H_8 + 6{,}5C_4H_{10} + 3C_2H_4 + 4{,}5C_3H_6 + 6C_4H_8 - O_2). \qquad (8.10)$$

Теоретический расход влажного воздуха $V_т^{вл}$, м³/м³, больше определяемого по формуле (8.10) на объем содержащихся в нем водяных паров:

$$V_т^{вл} = V_т^0 + 0{,}00124 d_в V_т^0, \qquad (8.11)$$

где $d_в$ — влажность воздуха, г/м³.

При неизвестном химическом составе газов, но известной низшей теплоте сгорания $Q_н$, кДж/м³, теоретический расход воздуха $V_т$ (приближенно), м³/м³,

$$V_т = Q_н/3770. \qquad (8.12)$$

Действительный расход воздуха $V_в^д$, м³/м³, вследствие несовершенства смешения горючего газа и окислителя в процессе горения принимается несколько больше теоретического:

$$V_в^д = V_т \alpha, \qquad (8.13)$$

где α — коэффициент избытка воздуха *, который для практически применяемых горелок должен соответствовать требованиям ГОСТов. В реальных условиях при сжигании газа α всегда должен быть больше 1, так как в противном случае неминуема химическая неполнота сгорания. Исключение составляют отдельные процессы, при которых необходимо создание в нагревательных камерах нейтральной или малоокислительной среды.

Состав и объем продуктов сгорания, подсчитанный по реакциям горения некоторых газов в сухом воздухе, приведены в табл. 8.2. Объем отдельных компонентов продуктов сгорания сложных газов, м³/м³, при сжигании их с избытком влажного воздуха может быть определен по следующим формулам:

$$V_{CO_2} = 0{,}01 (CO + CO_2 + CH_4 + 2C_2H_4 + \sum m C_m H_n); \qquad (8.14)$$

$$V_{H_2O} = 0{,}01 [H_2 + 2CH_4 + 2C_2H_4 + \sum (n/2) C_m H_n] + \\ + 0{,}00124 (d_т + d_в \alpha V_т^0); \qquad (8.15)$$

$$V_{N_2} = 0{,}79 V_т^0 + 0{,}01 N_2; \qquad (8.16)$$

$$V_{O_2} = 0{,}21 (\alpha - 1) V_т^0, \qquad (8.17)$$

где CO, CO_2, CH_4, ..., C_mH_n — содержание отдельных компонентов в газе, об. %; $d_т$ и $d_в$ — влажность газа и воздуха, г/м³.

Суммарный объем влажных продуктов сгорания

$$V_{п.с}^{вл} = V_{CO_2} + V_{H_2O} + V_{N_2} + V_{O_2}. \qquad (8.18)$$

---

* В теплотехнической литературе чаще употребляется термин «избыток воздуха», хотя правильнее «расход воздуха», особенно при сжигании газа с $\alpha_р < 1$. — *Прим. ред.*

8.3. ТЕМПЕРАТУРА ГОРЕНИЯ

Различают следующие температуры горения газов: жаропроизводительность, калориметрическую, теоретическую и действительную (расчетную).

Жаропроизводительность $t_ж$ — максимальная температура продуктов полного сгорания газа в адиабатических условиях с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1{,}0$ и при температуре газа и воздуха, равной 0 °С:

$$t_ж = Q_н^р/(\sum Vc_p), \qquad (8.19)$$

где $\sum Vc_p$ — сумма произведений объемов и теплоемкостей компонентов продуктов полного сгорания 1 м³ газа без избытка воздуха, или в развернутом виде

$$t_ж = Q_н^р/(V_{CO_2}c_{p\,CO_2} + V_{H_2O}c_{p_{H_2O}} + V_{N_2}c_{p\,N_2}), \qquad (8.19а)$$

где $Q_н^р$ — низшая теплота сгорания газа, кДж/м³; V_{CO_2}, V_{H_2O}, V_{N_2} — объем диоксида углерода, водяного пара и азота, образовавшихся при сгорании 1 м³ газа, м³/м³; $c_{p\,CO_2}$, $c_{p\,H_2O}$, c_{pN_2} — средняя объемная теплоемкость при постоянном давлении CO_2, H_2O и N_2 в пределах температур от 0 °С до $t_ж$, кДж/(м³·°С) газа.

Жаропроизводительность горючих газов определяют методом последовательных приближений, так как теплоемкость газов непостоянна и увеличивается с повышением температуры (табл. 8.3). Поэтому для определения жаропроизводительности предварительно задаются ее значением для природных газов (около 2000 °С), определяют при $\alpha = 1{,}0$ объемы компонентов продуктов сгорания, устанавливают по табл. 8.3 их среднюю теплоемкость и подсчитывают по формуле (8.19) жаропроизводительность газа. Если в результате подсчета она окажется ниже или выше принятой, то задаются другой температурой и расчет повторяют.

Жаропроизводительность распространенных простых и сложных газов при их горении в сухом воздухе приведена в табл. 8.4. При сжигании газа в атмосферном воздухе, содержащем около 1 вес. % влаги, жаропроизводительность снижается на 25—30 °С.

Калориметрическая температура горения $t_к$ — температура, которая определяется без учета диссоциации водяных паров и диоксида углерода, но с учетом фактической начальной температуры газа и воздуха. Она отличается от жаропроизводительности $t_ж$ тем, что температура газа и воздуха, а также коэффициент избытка воздуха α принимаются по их действительным значениям. Определить $t_к$, °С, можно по формуле

$$t_к = (Q_н^р + q_{физ})/(\sum Vc_p) \qquad (8.20)$$

ТАБЛИЦА 8.3

Средняя объемная теплоемкость газов, кДж/(м³·°С)

Температура, °С	CO_2	N_2	O_2	CO	CH_4	H_2	Водяные пары (H_2O)	Воздух	
								сухой	влажный на 1 м³ сухого газа
0	1,5981	1,2970	1,3087	1,3062	1,5708	1,2852	1,4990	1,2991	1,3230
100	1,7186	1,2991	1,3209	1,3062	1,6590	1,2978	1,5103	1,3045	1,3285
200	1,8018	1,3045	1,3398	1,3146	1,7724	1,3020	1,5267	1,3142	1,3360
300	1,8770	1,3112	1,3608	1,3230	1,8984	1,3062	1,5473	1,3217	1,3465
400	1,9858	1,3213	1,3822	1,3356	2,0286	1,3104	1,5704	1,3335	1,3587
500	2,0030	1,3327	1,4024	1,3482	2,1504	1,3104	1,5943	1,3469	1,3787
600	2,0559	1,3453	1,4217	1,3650	2,2764	1,3146	1,6195	1,3612	1,3873
700	2,1034	1,3587	1,3549	1,3776	2,3898	1,3188	1,6464	1,3755	1,4020
800	2,1462	1,3717	1,4549	1,3944	2,5032	1,3230	1,6737	1,3889	1,4158
900	2,1857	1,3857	1,4692	1,4070	2,6040	1,3314	1,7010	1,4020	1,4293
1000	2,2210	1,3965	1,4822	1,4196	2,7048	1,3356	1,7283	1,4141	1,4419
1100	2,2525	1,4087	1,4902	1,4322	2,7930	1,3398	1,7556	1,4263	1,4545
1200	2,2819	1,4196	1,5063	1,4448	2,8812	1,3482	1,7825	1,4372	1,4658
1300	2,3079	1,4305	1,5154	1,4532	—	1,3566	1,8085	1,4482	1,4771
1400	2,3323	1,4406	1,5250	1,4658	—	1,3650	1,8341	1,4582	1,4876
1500	2,3545	1,4503	1,5343	1,4742	—	1,3818	1,8585	1,4675	1,4973
1600	2,3751	1,4587	1,5427	—	—	—	1,8824	1,4763	1,5065
1700	2,3944	1,4671	1,5511	—	—	—	1,9055	1,4843	1,5149
1800	2,4125	1,4746	1,5590	—	—	—	1,9278	1,4918	1,5225
1900	2,4289	1,4822	1,5666	—	—	—	1,9698	1,4994	1,5305
2000	2,4494	1,4889	1,5737	1,5078	—	—	1,9694	1,5376	1,5376
2100	2,4591	1,4952	1,5809	—	—	—	1,9891	—	—
2200	2,4725	1,5011	1,5943	—	—	—	2,0252	—	—
2300	2,4860	1,5070	1,5943	—	—	—	2,0252	—	—
2400	2,4977	1,5166	1,6002	—	—	—	2,0389	—	—
2500	2,5091	1,5175	1,6045	—	—	—	2,0593	—	—

или

$$t_к = (Q_н^р + V_в c_{рв} t_в + c_{рг} t_г)/(V_{CO_2} c_{p\,CO_2} + V_{H_2O} c_{p\,H_2O} + V_{N_2} c_{p\,N_2} + V_{O_2} c_{p\,O_2}), \qquad (8.20а)$$

где $q_{физ}$ — теплосодержание (физическая теплота) газа и воздуха, отсчитываемое от 0 °С, кДж/м³.

Природные и сжиженные углеводородные газы перед сжиганием обычно не нагревают, и их объем по сравнению с объемом воздуха, идущего на горение, невелик. Поэтому при определении калориметрической температуры теплосодержание газов можно не учитывать. При сжигании газов с низкой теплотой сгорания (генераторные, доменные и др.) их теплосодержание (в особенности нагретых до сжигания) оказывает весьма существенное влияние на калориметрическую температуру.

Зависимость калориметрической температуры природного газа среднего состава (CH_4 — 97, C_2H_6 — 2, C_3H_8 и C_4H_{10} — 0,5 и

ТАБЛИЦА 8.4

Жаропроизводительность газов в сухом воздухе

Простой газ	Жаропроизводительность, °С	Сложный газ усредненного состава	Приближенная жаропроизводительность, °С
Водород	2235	Природный газовых месторождений	2040
Оксид углерода	2370	То же, нефтяных месторождений	2080
Метан	2043	Коксовый	2120
Этан	2097	Высокотемпературной перегонки сланцев	1980
Пропан	2110	Парокислородного дутья под давлением	2050
Бутан	2118	Генераторный из жирных углей	1750
Пентан	2119	То же, паровоздушного дутья	1670
Этилен	2284	Из тощих топлив	
Пропилен	2224	Сжиженный (50% C_3H_8 +	2115
Бутилен	2203	+ 50% C_4H_{10})	
Пентилен	2189	Водяной	2210
Ацетилен	2620		

ТАБЛИЦА 8.5

Калориметрическая и теоретическая температуры горения природного газа в воздухе с $t = 0$ °С и влажностью 1% * в зависимости от коэффициента избытка воздуха α

Коэффициент избытка воздуха α	Калориметрическая температура горения $t_к$, °С	Теоретическая температура горения $t_т$, °С	Коэффициент избытка воздуха α	Калориметрическая температура горения $t_к$, °С
1,0	2010	1920	1,33	1620
1,02	1990	1900	1,36	1600
1,03	1970	1880	1,40	1570
1,05	1940	1870	1,43	1540
1,06	1920	1860	1,46	1510
1,08	1900	1850	1,50	1470
1,10	1880	1840	1,53	1440
1,12	1850	1820	1,57	1410
1,14	1820	1790	1,61	1380
1,16	1800	1770	1,66	1350
1,18	1780	1760	1,71	1320
1,20	1760	1750	1,76	1290
1,22	1730	—	1,82	1260
1,25	1700	—	1,87	1230
1,28	1670	—	1,94	1200
1,30	1650	—	2,00	1170

* Для сухого воздуха приведенные значения следует увеличить на 25—30 °С.

ТАБЛИЦА 8.6

Калориметрическая температура горения природного газа $t_к$, °С, в зависимости от коэффициента избытка сухого воздуха и его температуры (округленные значения)

Коэффициент избытка воздуха α	Температура сухого воздуха, °С								
	20	100	200	300	400	500	600	700	800
0,5	1380	1430	1500	1545	1620	1680	1740	1810	1860
0,6	1610	1650	1715	1780	1840	1900	1960	2015	2150
0,7	1730	1780	1840	1915	1970	2040	2100	2200	2250
0,8	1880	1940	2010	2060	2130	2200	2260	2330	2390
0,9	1980	2030	2090	2150	2220	2290	2360	2420	2500
1,0	2050	2120	2200	2250	2320	2385	2450	2510	2560
1,2	1810	1860	1930	2000	2070	2140	2200	2280	2350
1,4	1610	1660	1740	1800	1870	1950	2030	2100	2160
1,6	1450	1510	1560	1640	1730	1800	1860	1950	2030
1,8	1320	1370	1460	1520	1590	1670	1740	1830	1920
2,0	1220	1270	1360	1420	1490	1570	1640	1720	1820

ТАБЛИЦА 8.7

Калориметрическая темиература горения $t_к$ технического пропана в сухом воздухе* с $t = 0$ °С в зависимости от коэффициента избытка воздуха α

Коэффициент избытка воздуха α	Калориметрическая температура горения $t_к$, °С	Коэффициент избытка воздуха α	Калориметрическая температура горения $t_к$, °С
1,0	2110	1,45	1580
1,02	2080	1,48	1560
1,04	2050	1,50	1540
1,05	2030	1,55	1500
1,07	2010	1,60	1470
1,10	1970	1,65	1430
1,12	1950	1,70	1390
1,15	1910	1,75	1360
1,20	1840	1,80	1340
1,25	1780	1,85	1300
1,27	1750	1,90	1270
1,30	1730	1,95	1240
1,35	1670	2,00	1210
1,40	1630	2,10	1170

* При сжигании пропана в атмосферном воздухе, содержащем около 1 вес. % влаги, калориметрическая температура горения снижается на 25—30 °С.

CO_2 — 0,5 об. %) в воздухе с температурой 0 °С и влажностью 1% от коэффициента избытка воздуха α приведена в табл. 8.5. Аналогичные данные для сжиженного углеводородного газа (технического пропана) при его сжигании в сухом воздухе приведены в табл. 8.7. Данными табл. 8.5—8.7 можно с достаточной точностью руководствоваться при установлении калориметрической температуры горения других природных газов, сравнительно близких по составу, и углеводородных газов практически любого состава. В случае необходимости получить высокую температуру в топочных объемах при сжигании газов с малыми коэффициентами избытка воздуха, а также для повышения КПД печей на практике прибегают к подогреву воздуха, что приводит к росту калориметрической температуры (см. табл. 8.6).

Теоретическая температура горения $t_т$ — максимальная температура, которая определяется аналогично калориметрической $t_к$, но с поправкой на эндотермические (т. е. требующие теплоты) реакции диссоциации диоксида углерода и водяного пара, идущие с увеличением объема:

$$CO_2 \rightleftarrows CO + 0{,}5\ O_2 - 283\ \text{мДж/моль}; \qquad (8.21)$$

$$H_2O \rightleftarrows H_2 + 0{,}5\ O_2 - 242\ \text{мДж/моль}. \qquad (8.22)$$

При высоких температурах диссоциация может пойти и дальше, до образования атомарных водорода, кислорода и в особенности гидроксильной группы. Кроме того, при сжигании газа всегда образуется некоторое количество оксида азота. Все эти реакции эндотермичны и приводят к снижению температуры горения.

Теоретическая температура горения может быть определена по следующей формуле:

$$t_т = (Q_н^р + q_{физ} - q_{дис})/(\sum V' c_p'), \qquad (8.23)$$

где $q_{дис}$ — суммарные затраты теплоты на частичную диссоциацию CO_2 и H_2O в продуктах сгорания, кДж/м³; $\sum V' c_p'$ — сумма произведения объема и средней теплоемкости продуктов сгорания с учетом диссоциации на 1 м³ газа.

Расчеты, связанные с установлением точных затрат на все процессы диссоциации, весьма сложны. Поэтому теоретическая температура горения обычно определяется не только по упрощенной формуле (8.23), но и по упрощенной развернутой:

$$t_т = [Q_н^р + V_в c_{pв} t_в + c_{pг} t_т - (100aV_{H_2O} + 120бV_{CO_2})]/(V_{CO_2} c_{p\,CO_2} + V_{H_2O} c_{p\,H_2O} + V_{N_2} c_{p\,N_2} + V_{O_2} c_{p\,O_2}), \qquad (8.23а)$$

где $а$ и $б$ — степень диссоциации водяного пара и диоксида углерода, об. % от исходного количества, которая возрастает с повышением температуры и снижением их парциального давления в смеси продуктов сгорания.

Как видно из табл. 8.8, при температуре до 1600 °С степень диссоциации ничтожна и может не учитываться, т. е. теоретиче-

ТАБЛИЦА 8.8

Степень диссоциации водяного пара H_2O и диоксида углерода CO_2 в зависимости от парциального давления

Температура, °С	Парциальное давление, МПа											
	0,004	0,006	0,008	0,01	0,012	0,014	0,016	0,018	0,020	0,025	0,030	0,040
						Водяной пар H_2O						
1600	0,85	0,75	0,65	0,60	0,58	0,56	0,54	0,52	0,50	0,48	0,46	0,42
1700	1,45	1,27	1,16	1,08	1,02	0,95	0,90	0,85	0,8	0,76	0,73	0,67
1800	2,40	2,10	1,90	1,80	1,70	1,60	1,53	1,46	1,40	1,30	1,25	1,15
1900	4,05	3,60	3,25	3,0	2,85	2,70	2,65	2,50	2,40	2,20	2,10	1,9
2000	5,75	5,05	4,60	4,30	4,0	3,80	3,55	3,50	3,40	3,15	2,95	2,65
2100	8,55	7,50	6,80	6,35	6,0	5,70	5,45	5,25	5,10	4,80	4,55	4,10
2200	12,3	10,8	9,90	9,30	8,80	8,35	7,95	7,65	7,40	6,90	6,50	5,90
2300	16,0	15,0	13,7	12,9	12,2	11,6	11,1	10,7	10,4	9,6	9,1	8,4
2400	22,5	20,0	18,4	17,2	16,3	15,6	15,0	14,4	13,9	13,0	12,2	11,2
2500	28,5	25,6	23,5	22,1	20,9	20,0	19,3	18,6	18,0	16,8	15,9	14,6
3000	70,6	66,7	63,8	61,6	59,6	58,0	56,5	55,4	54,3	51,9	50,0	47,0
						Диоксид углерода CO_2						
1500	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
1600	2,0	1,8	1,6	1,5	1,45	1,4	1,35	1,3	1,25	1,2	1,1	
1700	3,8	3,3	3,0	2,8	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,0	1,9	
1800	6,3	5,5	5,0	4,6	4,4	4,2	4,0	3,8	3,7	3,5	3,3	
1900	10,1	8,9	8,1	7,6	7,2	6,8	6,5	6,3	6,1	5,6	5,3	
2000	16,5	14,6	13,4	12,5	11,8	11,2	10,8	10,4	10,0	9,4	8,8	
2100	23,9	21,3	19,6	18,3	17,3	16,5	15,9	15,3	14,9	13,9	13,1	
2200	35,1	31,5	29,2	27,5	26,1	25,0	24,1	23,3	22,6	21,2	20,1	
2300	44,7	40,7	37,9	35,9	34,3	32,9	31,8	30,9	30,0	28,2	26,9	
2400	56,0	51,8	48,8	46,5	44,6	43,1	41,8	40,6	39,6	37,5	35,8	
2500	66,3	62,2	59,3	56,9	55,0	53,4	52,0	50,7	49,7	47,3	45,4	
3000	94,9	93,9	93,1	92,3	91,7	90,6	90,1	89,6	88,5	87,6	86,8	

ская температура горения может приниматься равной калориметрической. При более высокой температуре степень диссоциации может существенно снижать температуру в рабочем пространстве. Поэтому теоретическую температуру горения необходимо определять только для высокотемпературных печей, работающих на предварительно нагретом воздухе (например, мартеновские). Для котельных установок в этом нужды нет.

Действительная (расчетная) температура продуктов сгорания $t_д$ — максимальная температура, которая достигается в реальных условиях в наиболее нагретой точке факела. Она ниже теоретической и зависит от потерь теплоты в окружающую среду, степени отдачи теплоты из зоны горения излучением, растянутости процесса горения во времени и др. Действительные усредненные температуры в топках печей и котлов определяются по тепловому балансу или приближенно по теоретической или калориметрической температуре горения в зависимости от температуры в топках с введением в них экспериментально установленных поправочных коэффициентов:

$$t_д = t_т\eta, \qquad (8.24)$$

где η — пирометрический коэффициент, укладывающийся в следующие пределы: для качественно выполненных термических и нагревательных печей с теплоизоляцией 0,75—0,85; для герметичных печей без теплоизоляции 0,7—0,75; для экранированных топок котлов 0,6—0,75.

В практике сжигания газа необходимо знать не только приведенные выше адиабатные температуры горения, но и максимальные температуры, возникающие в пламени. Приближенные значения последних обычно устанавливают экспериментально с помощью *платино-платинородиевых термопар, а для более точного определения* используют метод обращения линий натрия. Сущность метода сводится к тому, что пламя подкрашивают, вводя в него небольшое количество хлористого натрия в виде тумана, в результате чего в зоне высоких температур за счет диссоциации возникают атомы натрия и другие продукты. С помощью спектрографа по яркости окрашенных линий натрия и определяют температуру горения. Максимальные температуры, возникающие в свободном пламени на расстоянии 5—10 мм от вершины конусного фронта горения и определенные этим методом, следующие, °С:

	Для газовоздушной смеси, близкой по составу к стехиометрической	Для газокислородной смеси
H_2	2045	2660
CO	2100	2920
CH_4	1870	2740
C_2H_6	1890	—
C_3H_8	1920	2780
C_4H_{10}	1890	—
C_2H_2	2320	3000

Приведенные данные показывают, что максимальные температуры в пламени меньше жаропроизводительности соответствующих газов, что объясняется наличием процессов диссоциации H_2O и CO_2 и отводом теплоты из пламенной зоны.

8.4. ТЕМПЕРАТУРА САМОВОСПЛАМЕНЕНИЯ

Для того чтобы могли протекать реакции горения, необходимо создать условия для воспламенения смеси топлива с окислителем. Воспламенение может быть самопроизвольным и вынужденным (зажигание).

Под температурой самовоспламенения понимается минимальная температура, до которой должна быть нагрета газовоздушная смесь и при которой начинается самопроизвольный процесс горения, т. е. без внешнего подвода теплоты, за счет выделения теплоты горящими частицами газа. Она определяется различными способами, основным из которых является метод выпуска заранее приготовленной газовоздушной смеси в вакуумированный сосуд, нагреваемый в электрической печи. Повышая постепенно температуру сосуда, находят то ее минимальное значение, при котором наблюдается появление пламени, т. е. самовоспламенение смеси. Отмеченная при этом температура и отождествляется с температурой самовоспламенения исследуемого газа.

Температура самовоспламенения не является строго фиксированной для данного газа и зависит от его содержания в газовоздушной смеси, степени однородности последней, формы и размеров сосуда, в котором смесь нагревается, быстроты и способа ее нагрева, каталитического влияния стенок сосуда и давления, под которым находится смесь. Так как учесть влияние различных факторов, в особенности при их совместном воздействии, весьма трудно, то в практике, в частности при оценке взрывоопасности, целесообразно ориентироваться на наименьшую температуру самовоспламенения, полученную при экспериментах (табл. 8.9).

Температуры самовоспламенения горючих газов в кислороде, как правило, несколько ниже, чем в воздухе. Введение в состав газов балластных примесей (азота и диоксида углерода) приводит к увеличению температуры самовоспламенения. Присутствие в сложных газах компонентов с низкой температурой самовоспламенения приводит к снижению температуры самовоспламенения смеси.

Как указывалось выше, вынужденное воспламенение газов (зажигание) осуществляется поджиганием смеси в одной точке или в ряде точек высокотемпературным источником, открытым пламенем или электрической искрой в точке вылета газа или газовоздушной смеси из огневых каналов горелок в топочный объем. Таким образом, зажигание отличается от самовоспламенения тем, что горючую смесь доводят до появления пламени

ТАВЛИЦА 8.9

Наименьшие измеренные температуры самовоспламенения некоторых газов и паров в смеси с воздухом при атмосферном давлении

Газ	Температура самовоспламенения, °С	Газ	Температура самовоспламенения, °С
Водород	530	Этилен	455
Оксид углерода	610	Пропилен	455
Метан	650	Бутилен	455
Этан	510	Ацетилен	335
Пропан	500	Сероводород	290
Бутан	429	Коксовый газ	560

не во всем объеме, а только в небольшой части его. Теплоотвод из нагреваемой зоны требует, чтобы интенсивность тепловыделения источника зажигания превышала этот отвод теплоты. После воспламенения источник зажигания удаляется, и горение происходит за счет распространения фронта пламени.

8.5. ПРЕДЕЛЫ ВОСПЛАМЕНЯЕМОСТИ И ВЗРЫВАЕМОСТИ

Газовоздушные смеси могут воспламеняться (взрываться) только в том случае, если содержание газа в смеси находится в определенных (для каждого газа) пределах. В связи с этим различают нижний и верхний концентрационные пределы воспламеняемости. Нижний предел соответствует минимальному, а верхний максимальному количеству газа в смеси, при котором происходят их воспламенение (при зажигании) и самопроизвольное (без притока тепла извне) распространение пламени (самовоспламенение). Эти же пределы соответствуют и условиям взрываемости газовоздушных смесей.

Если содержание газа в газовоздушной смеси меньше нижнего предела воспламеняемости, такая смесь гореть и взрываться не может, поскольку выделяющейся вблизи источника зажигания теплоты для подогрева смеси до температуры воспламенения недостаточно. Если содержание газа в смеси находится между нижним и верхним пределами воспламеняемости, подожженная смесь воспламеняется и горит как вблизи источника зажигания, так и при удалении его. Такая смесь является взрывоопасной. Чем шире будет диапазон пределов воспламеняемости (называемых также пределами взрываемости) и ниже нижний предел, тем более взрывоопасен газ. И наконец, если содержание газа в смеси превышает верхний предел воспламеняемости, то количества воздуха в смеси недостаточно для полного сгорания газа.

Существование пределов воспламеняемости вызывается тепловыми потерями при горении. При разбавлении горючей смеси

ТАБЛИЦА 8.10

Пределы воспламеняемости газов в смеси с воздухом (при $t = 20$ °С и $p = 101{,}3$ кПа)

Газ	Содержание газа в газовоздушной смеси, об. %				Максимальное давление взрыва, МПа	Коэффициент избытка воздуха α при пределах воспламенения	
	При пределах воспламеняемости		При стехиометрическом составе смеси	При составе смеси, дающем максимальное давление взрыва			
	нижнем	верхнем				нижнем	верхнем
Водород	4,0	75,0	29,5	32,3	0,739	9,8	0,15
Оксид углерода	12,5	74,0	29,5	—	—	2,9	0,15
Метан	5,0	15,0	9,5	9,8	0,717	1,8	0,65
Этан	3,2	12,5	5,68	6,28	0,725	1,9	0,42
Пропан	2,3	9,5	4,04	4,60	0,858	1,7	0,40
н-Бутан	1,7	8,5	3,14	3,6	0,858	1,7	0,35
Изобутан	1,8	8,4	3,14	—	—	~1,8	0,35
н-Пентан	1,4	7,8	2,56	3,0	0,865	1,8	0,31
Этилен	3,0	16,0	6,5	8,0	0,886	2,2	0,17
Пропилен	2,4	10,0	4,5	~5,1	~0,89	1,9	0,37
Бутилен	1,7	9,0	3,4	~4,0	~0,88	1,7	0,35
Ацетилен	2,5	80,0	7,75	14,5	1,03	3,3	0,019

воздухом, кислородом или газом тепловые потери возрастают, скорость распространения пламени уменьшается и горение прекращается после удаления источника зажигания.

Пределы воспламеняемости для распространенных газов в смесях с воздухом и кислородом приведены в табл. 8.10—8.11. С увеличением температуры смеси пределы воспламеняемости расширяются, а при температуре, превышающей температуру самовоспламенения, смеси газа с воздухом или кислородом горят при

ТАБЛИЦА 8.11

Пределы воспламеняемости газов в смеси с кислородом (при $t = 20$ °С и $p = 101{,}3$ кПа)

Газ	Содержание газа в газокислородной смеси, об. %, при пределах воспламеняемости		Газ	Содержание газа в газокислородной смеси, об. %, при пределах воспламеняемости	
	нижнем	верхнем		нижнем	верхнем
Водород	4,0	94,0	Изобутан	1,7	49,0
Оксид углерода	12,5	94,0	Этилен	3,0	80,0
Метан	5,0	61,0	Пропилен	2,0	53,0
Этан	3,0	56,0	Бутилен	1,47	50,0
Пропан	2,2	55,0	Ацетилен	2,5	89,0
н-Бутан	1,7	49,0			

любом объемном соотношении их. Пределы воспламеняемости зависят не только от видов горючих газов, но и от условий проведения экспериментов (вместимости сосуда, тепловой мощности источника зажигания, температуры смеси, распространения пламени вверх, вниз, горизонтально и др.). Этим объясняются несколько отличающиеся друг от друга значения этих пределов в различных литературных источниках. В табл. 8.10—8.11 приведены сравнительно достоверные данные, полученные при комнатной температуре и атмосферном давлении при распространении пламени снизу вверх в трубке диаметром 50 мм и более. При распространении пламени сверху вниз или горизонтально нижние пределы несколько возрастают, а верхние снижаются. Пределы воспламеняемости сложных горючих газов, не содержащих балластные примеси, определяются по правилу аддитивности:

$$L_{\text{г}} = (r_1 + r_2 + \dots + r_n)/(r_1/l_1 + r_2/l_2 + \dots + r_n/l_n), \quad (8.25)$$

где $L_{\text{г}}$ — нижний или верхний предел воспламеняемости сложного газа в газовоздушной или газокислородной смеси, об. %; r_1, r_2, ..., r_n — содержание отдельных компонентов в сложном газе, об. %: $r_1 + r_2 + \dots + r_n = 100\%$; l_1, l_2, ..., l_n — нижние или верхние пределы воспламеняемости отдельных компонентов в газовоздушной или газокислородной смеси по данным табл. 8.10 или 8.11, об. %.

При наличии в газе небольшого количества балластных примесей пределы воспламеняемости могут быть определены приближенно:

$$L_{\text{б}} = L_{\text{г}}[1 + Б/(1 - Б) \cdot 100]/[100 + L_{\text{г}}Б/(1 - Б)], \quad (8.26)$$

где $L_{\text{б}}$ — верхний и нижний пределы воспламеняемости смеси с балластными примесями, об. %; $L_{\text{г}}$ — то же, горючей смеси, об. %; $Б$ — количество балластных примесей, доли единицы.

При теплотехнических расчетах, химических анализах газовоздушной смеси и разработке мероприятий по технике безопасности часто необходимо знать коэффициент избытка воздуха α при разных пределах воспламеняемости (см. табл. 8.10), а также давление, возникающее при взрыве газовоздушной смеси.

Коэффициент избытка воздуха, соответствующий верхнему или нижнему пределам воспламеняемости, можно определить по формуле

$$\alpha = (100/L - 1)\,(1/V_{\text{т}}). \quad (8.27)$$

Давление, возникающее при взрыве газовоздушных смесей, обычно измеряют на специальных установках. Опыт показывает, что максимальное давление взрыва соответствует не теоретическому, а давлению смеси с несколько большей концентрацией газа в газовоздушной смеси *.

* Термин «гремучая смесь» относится только к водородно-кислородной смеси, в которой отношение объема газов 2 : 1.

ТАВЛИЦА 8.12

Давление, возникающее при взрыве пропановоздушной смеси *, в зависимости от коэффициента сброса $k_{сб}$ и вида защитного устройства

Вид защитного устройства	Коэффициент сброса $k_{сб}$, м³/м²		
	0,063	0,033	0,016
Одинарное глухое остекление с наружным креплением стекла толщиной 3 мм	0,005	0,009	0,019
Двойное глухое остекление с наружным креплением стекла толщиной 3 мм	0,007	0,015	0,029
Поворотный одинарный оконный переплет с боковым шарниром и пружинным замком на нагрузку 5 МПа/м²	0,002	—	—
То же, с верхним шарниром	0,003	—	—
Свободно лежащие на перекрытии плиты массой, кг/м²:			
50	0,0023		
100	0,005		
200	0,018		

* Данные Московского инженерно-строительного института, полученные при проведении экспериментальных взрывов пропановоздушной смеси, близкой к стехиометрии, в камере кубической формы объемом 14 м³. Этими данными можно руководствоваться для любых других газоопасных смесей.

При отсутствии экспериментальных данных давления, возникающие при взрыве газовоздушных смесей, могут быть определены с достаточным для практики приближением по следующим формулам:

для стехиометрического соотношения простого газа с воздухом

$$p_{вз} = p_н(1 + \beta t_к)(m/n); \qquad (8.28)$$

для любого соотношения сложного газа с воздухом

$$p_{вз} = p_н(1 + \beta t_к) V^{вл}_{п.с}/(1 + \alpha V_т), \qquad (8.29)$$

где $p_{вз}$ — давление, возникающее при взрыве, МПа; $p_н$ — начальное давление (до взрыва), МПа; β — коэффициент объемного расширения газов, численно равный коэффициенту давления: 1/273; $t_к$ — калориметрическая температура горения, °С; m — число молей после взрыва, определяемое по реакции горения газа в воздухе; n — число молей до взрыва, участвующих в реакции горения; $V^{вл}_{п.с}$ — объем влажных продуктов сгорания на 1 м³ газа, м³; $V_т$ — теоретический расход воздуха, м³/м³.

Давления взрыва, приведенные в табл. 8.12 или определенные по формулам, могут возникнуть только в том случае, если происходит полное сгорание газа внутри емкости и ее стенки рассчитаны на эти давления. В противном случае они ограничены прочностью стенок или их наиболее легко разрушающихся частей.

Объясняется это тем, что нарастающие за счет расширения горящей части газа импульсы давления распространяются по невступившей в реакцию газовоздушной смеси со скоростью звука и достигают ограждений значительно быстрее перемещающегося фронта пламени. Это приводит к разрушению ослабленных частей ограждений до полного выгорания взрывчатой смеси и ее сбросу через открывшиеся проемы в атмосферу.

Различие скоростей распространения пламени и разница в давлении широко используются на практике для защиты топок, газоходов, зданий и любых других устройств от разрушения при взрыве путем установки в проемах стен и перекрытий легко открывающихся или разрушающихся фрамуг, панелей, клапанов и остекленных переплетов для стен зданий. Возникающее при взрыве давление зависит от конструкции защитных устройств и коэффициента сброса $k_{сб}$, представляющего собой отношение площади защитных устройств к объему сооружения, в котором происходит взрыв (табл. 8.12). Наиболее надежными защитными устройствами, обеспечивающими наименьшее давление взрыва, являются поворотные оконные переплеты или другие поворотные конструкции с боковыми шарнирами, а также легкие свободно лежащие плиты. Выбор вида защитных устройств и коэффициента сброса осуществляют исходя из прочности ограждающих конструкций и местных условий. Для наиболее распространенных кирпичных ограждений толщиной 1,5 и 2 кирпича прочность может приниматься равной соответственно 0,015 и 0,025 МПа.

8.6. ГОРЕНИЕ В НЕПОДВИЖНОЙ СРЕДЕ

Если прозрачную трубку, закрытую с одного конца, заполнить гомогенной горючей смесью и поджечь эту смесь у открытого конца трубки, то можно наблюдать менискообразную пламенную зону, перемещающуюся вдоль трубки по газовоздушной смеси. При этом в каждый момент времени эта пламенная зона — ф р о н т п л а м е н и — отделяет невступившую в реакцию горючую смесь от продуктов горения.

Перемещение фронта пламени вызывается тем, что холодная горючая смесь перед ним нагревается до температуры воспламенения за счет теплопроводности и диффузии раскаленных продуктов горения в холодную смесь. Линейная скорость, с которой перемещается фронт пламени по однородной горючей смеси, получила название р а в н о м е р н о й с к о р о с т и р а с п р о с т р а н е н и я п л а м е н и. Как показано на рис. 8.1, скорость распространения пламени зависит как от вида газа, так и от его содержания в газовоздушной смеси. При этом минимальная скорость для всех видов горючих газов соответствует нижнему и верхнему пределам воспламенения, а максимальная — не стехиометрическим соотношениям газов и воздуха, а некоторым недостаткам последнего. Экспериментальные работы показывают также,

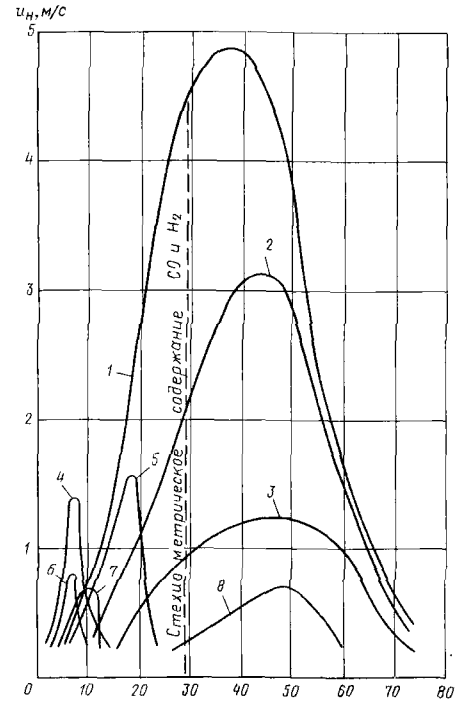


Рис. 8.1. Кривые равномерных скоростей распространения пламени $u_н$, определенные в трубке диаметром 25,4 мм.

1 — водород; *2* — водяной газ; *3* — оксид углерода; *4* — этилен; *5* — коксовый газ; *6* — этан; *7* — метан; *8* — генераторный газ паровоздушного дутья.

что скорость распространения пламени зависит от диаметра трубки, возрастая с его увеличением. Объясняется это тем, что с увеличением диаметра трубки снижается влияиие ее стенок иа процесс горения и перемещающийся фронт пламени способствует в большей мере усилению конвективных потоков, увеличениию завихрений в предпламенной зоне, растягиванию фронта горения и росту скорости распространения пламени (рис. 8.2). Положение кривых графика показывает также, что при очень малых размерах тру-

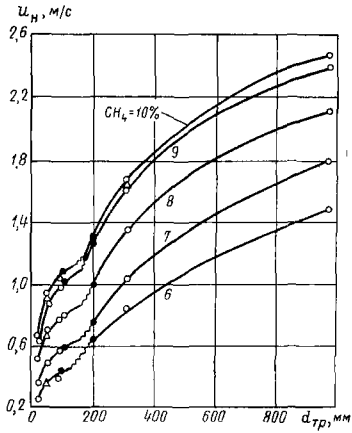


Рис. 8.2. Влияние диаметра трубки $d_{тр}$ и концентрации метана в смеси с воздухом на изменение равномерной скорости распространения пламени $u_н$.

бок распространение пламени стаиовится невозможным вообще. Объясняется это тем, что уменьшение диаметра трубок, иапример, приводит к возрастанию отиошения их поверхности к объему и, как следствие, к увеличению отношения теплоотвода в окружающую среду к тепловыделению в трубке. Размеры трубок, каналов и щелей, при которых не происходит распространение пламеии, называются критическими размерами. Они различны для разиых газов: для холодиой смеси метаиа с воздухом с максимальной скоростью горения критический размер канала ~3 мм, а для водородно-воздушной смесн — только 0,9 мм. Критический размер щели для той же смеси метаиа с воздухом ~1,2 мм. Свойства погасания пламени в каиалах малого сечения широко используются в практике для создания различиых конструкций огнепреградителей (пламегасящие сетки, керамические пористые диски, диски из спрессованых металлических шариков, сосуды, заполиенные мелкозернистыми матерналамн и др.); огиевые каналы или щели малого сечения — в некоторых конструкциях газовых горелок, работающих иа газовоздушных смесях, соответствующих пределам воспламенения.

Для сравиительиой характеристики горючих свойств различиых газов (независимо от размеров трубок) введено поиятие «и о р м а л ь н а я с к о р о с т ь р а с п р о с т р а н е н и я п л а м е н и», представляющая собой скорость, отнесеиную к холодной, еще невоспламенившейся смеси, с которой пламя перемещается по иормали к ее поверхности. При этом фроит пламеии прини-

ТАБЛИЦА 8.13

Скорости распространения пламени, м/с, в различных газовоздушных смесях (при $t = 20$ °С и $p = 103{,}3$ кПа)

Газ	Смесь с максимальной нормальной скоростью распространения пламени			Стехиометрическая смесь		
	Содержание в смеси, об. %		Максимальная нормальная скорость распространения	Содержание в смеси, об. %		Нормальная скорость распространения пламени
	газа	воздуха		газа	воздуха	
Водород	42,0	58,0	2,67	29,5	70,5	1,6
Оксид углерода	43,0	57,0	0,42	29,5	70,5	0,30
Метан	10,5	89,5	0,37	9,5	90,5	0,28
Этан	6,3	93,7	0,40	5,7	94,3	0,32
Пропан	4,3	95,7	0,38	4,04	95,96	0,31
н-Бутан	3,3	96,7	0,37	3,14	96,86	0,30
Этилен	7,0	93,0	0,63	6,5	93,5	0,5
Пропилен	4,8	95,2	0,44	4,5	95,5	0,37
Бутилен	3,7	96,3	0,43	3,4	96,6	0,38
Ацетилен	10,0	90,0	1,35	7,75	92,25	1,0

мается плоским и равным диаметру трубки. Математически это может быть выражено следующей зависимостью:

$$u_н = w_р \pi r^2 / S, \qquad (8.30)$$

где $u_н$ — нормальная скорость распространения пламени, м/с; $w_р$ — измеренная равномерная скорость распространения пламени, м/с; r — радиус трубки, м; S — площадь поверхности искривленного фронта пламени, найденная путем его фотографирования и расчета, м^2. В практике максимальную нормальную скорость распространения пламени необходимо знать, например, для определения пределов устойчивости пламени горелок, работающих на гомогенных горючих смесях, для решения вопросов взаимозаменяемости различных газов и т. д. (табл. 8.13).

Как видно из табл. 8.13, максимальная скорость распространения пламени соответствует смесям газа и воздуха, не стехиометрическим, а с недостатком окислителя. Объясняется это тем, что при избытке горючего повышаются полнота и эффективность столкновения реагирующих частиц и, как следствие, несколько возрастает скорость химических реакций.

Нормальные скорости распространения пламени для газокислородных смесей на порядок выше, чем для газовоздушных. Так, максимальная нормальная скорость распространения пламени метано-кислородной смеси 3,3 м/с, а для смеси пропана и бутана с кислородом 3,5—3,6 м/с.

Максимальная нормальная скорость распространения пламени в смеси сложного газа с воздухом $u_н^{max}$, м/с, определяется по формуле

$$u_н^{max} = (r_1u_1 + r_2u_2 + \dots + r_nu_n)/(r_1 + r_2 + \dots + r_n), \quad (8.31)$$

где r_1, r_2, ..., r_n — содержание отдельных компонентов в сложном газе, об. %; u_1, u_2, u_n — максимальные нормальные скорости распространения пламени компонентов сложного газа в смеси с воздухом, м/с.

Приведенные выше формулы (8.30)—(8.31) основаны на эффективности горючих свойств компонентов, входящих в сложный газ. Поэтому они дают точные значения для газов, обладающих близкими нормальными скоростями распространения пламени, например для природных и сжиженных углеводородных газов. Для смесей газов, обладающих резко различными скоростями распространения пламени, например для смесей природных и искусственных газов, и высоким содержанием водорода, они дают только приближенные значения. Кроме того, они пригодны для газов, не содержащих балластных примесей в виде азота и диоксида углерода, которые приводят к снижению скорости распространения пламени.

Для газов с балластными примесями скорость распространения пламени u определяется приближенно по формуле

$$u_н^б = u_н^{max}(1 - 0{,}01N_2 - 0{,}012CO_2). \quad (8.32)$$

Значительное влияние на скорость распространения пламени оказывает предварительный подогрев газовоздушной смеси:

$$u_н' = u_н(T'/T), \quad (8.33)$$

где $u_н'$ — скорости распространения пламени в нагретой смеси с абсолютной температурой T', К; $u_н$ — то же, в холодной смеси с температурой T, К.

Если учесть, что при предварительном нагреве смеси ее плотность изменяется обратно пропорционально абсолютной температуре, массовые скорости распространения пламени растут примерно пропорционально этой температуре. Это обстоятельство необходимо учитывать при расчете газовых горелок, особенно в тех случаях, когда их огневые каналы располагаются в нагретой кладке или когда на них воздействует излучение топки, раскаленных газов и т. п. При этом температуру газовоздушной смеси в пристенной области можно с достаточным для практики приближением принимать равной температуре стенки огневого канала горелки.

Рассмотренная выше равиомерная скорость распространения пламеии возможна при условии, когда трубка имеет небольшую длину и горение распространяется при сравиительно постоянном давлении, близком к атмосферному. Если длина трубки значительна, то равномерное распространение пламени для некоторых

газовоздушиых, особенио газокислородных, смесей может перейти в вибрационное, а затем и в детоиациоиное, со сверхзвуковой скоростью горения (2000 м/с и более).

Воспламенение смеси при этом происходит за счет не теплопроводиости и молекулярной диффузии, а ударной волны, сжимающей и нагревающей горючую смесь до температур, превышающих температуру самовоспламенения. Установлено, что детонация возникает преимущественно в смесях, обладающих относительно высокими скоростями распространения пламени, и что концентрациоиные пределы детоиации уже пределов воспламеняемости газовоздушных и газокислородных смесей, об. %: пропан 3,2—37, изобутан 2,8—31, водород 15—90. Давление, возникающее при детоиационном горении, может превышать начальное в 30—40 раз и приводить к разрушению труб и других сосудов, рассчитаиных на высокие давления.

8.7. ГОРЕНИЕ В ЛАМИНАРНОМ ПОТОКЕ

Выше был рассмотрен процесс перемещения фронта пламени в неподвижной горючей смеси. Теоретически этот фронт может быть остановлен, если создать встречное движение горючей смеси со скоростью, равной нормальной скорости распространения пламени. В практике это достигается с помощью горелок, предназиачеиных для сжигания газа. Наглядным примером остановленного фронта пламени является поверхность внутреннего конуса бунзеновской горелки. За счет регулирования состава газовоздушной смеси, вытекающей из горелки при ламинарном режиме движения, можно добиться появления устойчивого и резко очерченного конуса горения (рис. 8.3). Боковая поверхность этого конуса, или фронт пламени, неподвижная относительно огневой кромки канала горелки, будет двигаться по направлению к газовоздушной смеси, вытекающей из горелки. Пламя в этом случае распространяется по нормали к поверхности воспламенения в каждой ее точке. При этом на поверхности конусного фронта пламени сохраняется равенство скоростей — проекции скорости потока газовоздушной смеси на нормаль $w_н$ к образующей конуса и нормальной скорости распространения пламени $u_н$:

$$w_н = w_{пот} \cos \varphi = u_н, \qquad (8.34)$$

где φ — угол между иаправлением потока и нормалью к поверхности коиусного фронта пламени; $w_{пот}$ — средняя скорость потока газовоздушной смеси, проходящей через горелку за единицу времени, м/с.

Приведеиное равенство носит название закоиа Михельсона.

Следует отметить, что постоянство нормальной скорости распространения пламени имеет место только для основной части боковой поверхности конусного фронта пламени. В вершине конуса иаблюдается увеличение скорости распространения пла-

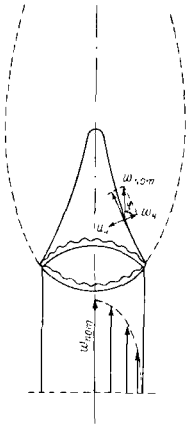


Рис. 8.3. Фронт горения газовоздушной смеси при ламинарном режиме движения.

мении за счет интенсивного прогрева газовоздушной смеси близко расположенными участками конусной поверхности фронта пламени, а у основания конуса — ее снижение за счет охлаждающего воздействия торцевой части огневого канала горелки.

Для приближенных, допустимых в практике расчетов обычно принимают скорость прохождения смеси через фронт пламени постоянной, равной $u_н$, по всей поверхности конуса. Это позволяет определить усредненную нормальную скорость распространения пламени путем деления объема проходящей через горелку газовоздушной смеси $V_{см}$ на площадь поверхности конусного фронта пламени S, т. е. боковая поверхность конусного фронта пламени:

$$u_н = V_{см}/S. \qquad (8.35)$$

Если принять, что конусный фронт пламени имеет правильную геометрическую форму, и выразить объем смеси, проходящей через горелку в единицу времени, через $\pi R w_{пот}$, а площадь поверхности конусного фронта через $\pi R\sqrt{H^2+R^2}$, то формулу (8.35) можно представить так:

$$u_н = \pi R w_{пот}/(\pi R\sqrt{H^2+R^2}) = w_{пот}/\sqrt{H^2+R^2}, \qquad (8.36)$$

где R — радиус горелки — основания конусного фронта, м; H — высота конусного фронта пламени, м.

Так как конусный фронт пламени не является строго геометрическим, то для более точного определения S пламя фотографируют, делают графическим путем разбивку фронта пламени на ряд усеченных конусов и, суммировав боковые поверхности фронта пламени, получают общую поверхность конусного фронта пламени.

Значения нормальных скоростей распространения пламени, определенные методом бунзеновской горелки, равно как и любыми другими методами, одинаковы и равны нормальным скоростям, приведенным в табл. 8.13.

Из формулы (8.36) путем преобразований можно получить следующую зависимость:

$$H = R\sqrt{w_{пот}/u_н^{-1}}, \qquad (8.37)$$

которая показывает, что высота конусного фронта пламени зависит главным образом от размера огневого канала горелки, так

как скорость потока газовоздушной смеси в буизеновских горелках не намного превышает нормальную скорость распространения пламени. Это значит, что уменьшение высоты пламени может достигаться дроблением крупных огневых каналов на несколько мелких. Для одинаковых по составу газовоздушных смесей высота конусных фронтов пламени малых каналов h может быть приближенно определена по высоте фронта пламени одиночного канала H:

$$h = H/\sqrt{n}, \tag{8.38}$$

где n — число малых каналов.

8.8. ГОРЕНИЕ В ТУРБУЛЕНТНОМ ПОТОКЕ

Горение в ламинарном потоке осуществляется в многочисленных инжекционных горелках бытовых и коммунальных аппаратов, отопительных печей, секционных котлов с малой поверхностью нагрева и других, работающих с низкой тепловой мощностью. Для горелок с высокой тепловой мощностью (горелки промышленных котлов, печей и т. п.) горение, как правило, происходит в турбулентном потоке. При переходе ламинарного потока в турбулентный гладкий конусный фронт пламени вследствие вихревого движения и пульсаций начинает размываться и терять четкое конусное очертание. При этом наблюдаются два характерных вида горения, соответствующие мелко- и крупномасштабной турбулентности.

При мелкомасштабной турбулентности, не превышающей толщины зоны ламинарного горения, конусный фронт пламени сохраняет свою форму и остается гладким, хотя толщина зоны горения увеличивается. Если же масштаб турбулентности несколько превышает толщину зоны нормального горения, поверхность конусного фронта пламени становится неровной, волнующейся, имеющей как бы выступы и впадины. Это ведет к увеличению суммарной поверхности фронта горения и, как следствие, к способности одновременного сжигания больших количеств горючей смеси на единицу поперечного сечения потока.

При крупномасштабной турбулентности, значительно превышающей толщину зоны ламинарного горения, волнение поверхности фронта пламени приводит к отрыву отдельных частиц горящей смеси, дробящихся последующими пульсациями. Фронт пламени при этом теряет свою целостность и превращается в систему отдельных очажков горения в виде равных, расчленяющихся и сгорающих в потоке частиц горючей смеси. Таким образом, при крупномасштабной турбулентности, создаваемой как турбулентным потоком, так и самим процессом горения, поверхность фронта пламени, слагаясь из поверхностей всех горящих частиц, увеличивается, приводя к резкому росту скорости распространения пламени (рис. 8.4). Способствует этому и то обстоятельство, что в этом случае может происходить не только фронтовое горение, распро-

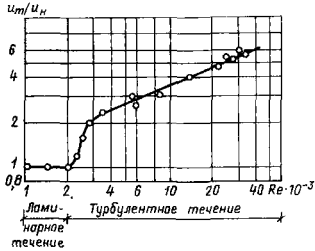


Рис. 8.4. Изменение относительной скорости распространения пламени коксового газа в смеси с воздухом в зависимости от числа Рейнольдса и режима движения смеси.

страняющееся с нормальной скоростью $v_н$, но и объемное, возникающее за счет турбулентных пульсаций раскаленных продуктов горения в свежую смесь. Следовательно, суммарная скорость распространения пламени при крупномасштабной турбулентности определяется тем или иным сочетанием элементов фронтового и объемного горения.

Турбулентную скорость распространения пламени $u_т$ применительно к фронтовой модели горения обычно выражают следующей зависимостью:

$$u_т = u_н \sqrt{1 + B(\omega'/u_н)^2}, \qquad (8.39)$$

где ω — средняя квадратическая пульсационная скорость, зависящая от средней скорости потока; B — безразмерный коэффициент, зависящий от физико-химических свойств газа, близкий к 1.

Эта формула показывает, что при отсутствии пульсаций турбулентная скорость горения становится равной нормальной скорости распространения пламени. Наоборот, если пульсационная скорость значительно превышает нормальную, турбулентная скорость горения становится мало зависящей от физико-химических свойств горючей смеси, т. е. от $u_н$:

$$u_т \approx \omega' \sqrt{B} \approx \omega'. \qquad (8.40)$$

Последнее подтверждается и экспериментальными наблюдениями, показывающими сравнительно малую зависимость скорости сгорания различных гомогенных газовоздушных смесей с $\alpha \geqslant 1$ в промышленных топках от нормальной скорости распространения пламени.

8.9. УСТОЙЧИВОСТЬ ГОРЕНИЯ

Основными факторами, влияющими на устойчивость горения, являются скорости истечения газовоздушной смеси и распространение пламени. При горении газовоздушных смесей в ламинарном потоке устойчивой частью конусного фронта пламени яв-

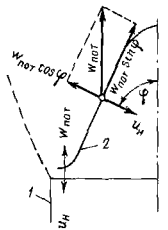


Рис. 8.5. Схема прямой компенсации $u_н = w_{пот}$ при ламинарном движении газовоздушной смеси. *1* — стенка горелки; *2* — фронт пламени.

ляется только его нижняя, периферийная, часть. В этом месте фронт пламени за счет расширения вытекающей в атмосферу газовоздушной смеси и тормозящего действия стенки канала разворачивают на горизонталь и приподнят над кромкой канала на толщину фронта пламени (на 0,5—0,6 мм для природного газа) (рис. 8.5).

Это приводит к тому, что на данном участке фронта пламени происходит полная компенсация скорости газовоздушного потока скоростью распространения пламени $u_н = w_{пот}$. Равенству этих скоростей способствует то обстоятельство, что снижение скорости распространения пламени за счет охлаждения смеси стенкой канала сопровождается одновременным снижением скорости потока у стенки за счет ее тормозящего воздействия. На всем остальном конусном участке фронта пламени компенсация имеет частичный характер и осуществляется только в направлении, нормальном к фронту горения: $u_н = w_{пот} \cos\varphi$. Вторая составляющая $w_{пот} \sin\varphi$ остается неуравновешенной и сносит точку воспламенения от основания конуса к его вершине. Таким образом, стабилизация конусного фронта пламени обусловливается наличием постоянного источника зажигания в виде кольцевого пояска, без которого остальная часть фронта была бы снесена потоком газовоздушной смеси.

Если скорость газовоздушной смеси превышает скорость распространения пламени, в особенности при переходе ламинарного режима движения в турбулентный, ширина зажигающего пояска начинает уменьшаться, пока не станет ничтожно малой. В этом случае устойчивость фронта пламени нарушается, оно начинает отрываться от горелки. Наоборот, если скорость распространения пламени в кольцевой пристенной области (не на стенке) превысит скорость истечения газовоздушной смеси, пламя начнет втягиваться внутрь смесителя горелки. Первый случай получил название отрыва, а второй проскока пламени.

В практике при отрыве пламени наблюдаются следующие явления: срыв пламени с горелки, вызывающий его погасание; отрыв от кромки огневого канала, когда пламя достигает нового

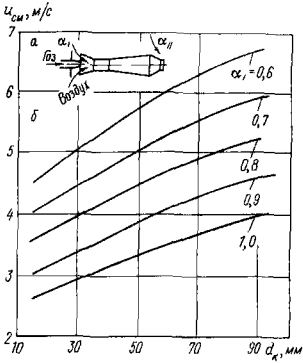


Рис. 8.6. Зависимость скорости отрыва одиночного пламени в открытой атмосфере смесей природного газа с воздухом от размера огневого канала и содержания первичного воздуха. *а* — схема горелки; *б* — кривые отрыва пламени.

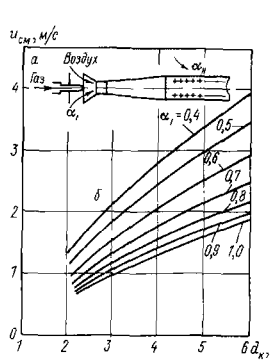


Рис. 8.7. Зависимость скорости отрыва многофакельного пламени в открытой атмосфере смесей природного газа с воздухом от размера огневых каналов и содержания первичного воздуха. *а* — схема горелки; *б* — кривые отрыва пламени.

достаточно устойчивого положения в потоке над горелкой; срыв поднятого пламени, ведущий к его погасанию; отброс приподнятого факела к кромке огиевого канала горелки; создание взвешенного пламеии при поджигании струи на иекотором расстояиии от горелки. Все эти явления недопустимы, так как приводят к иакоплению в окружающей атмосфере или в топке несгоревшего газа.

На рис. 8.6 приведены усредненные экспериментальные кривые отрыва пламени от кромок огневых каналов иижекциоиных однофакельных горелок, работающих в открытой спокойной атмосфере на смеси холодного природного газа с воздухом. На границе и выше указанных кривых иачинается отрыв пламени, а иижe кривых идет устойчивое горение.

В практике газоснабжения бытовых и коммунальных потребителей широко распространеиы различные коиструкции многофакельных иижекциоиных горелок с огневыми каиалами диаметром от 2 до 6 мм (рис. 8.7). Установлеиие скоростей отрыва пламеии $w_{отр}$ для этих горелок может производиться также по следующей приближеиной формуле:

$$w_{отр} = 3{,}5 \cdot 10^{-8} d_к T^2 (1 + V_т)/(1 + \alpha_1 V_т), \qquad (8.41)$$

где $d_к$ — диаметр огиевых каналов, м; α_1 — коэффициент избытка первичного воздуха; T — абсолютная температура газовоздушиой смеси, К.

Эта формула показывает, что стабильность горения в отношении отрыва пламен растет с увеличением диаметров огневых каналов и температуры и снижается с увеличением коэффициента избытка первичного воздуха.

При многофакельных горелках стабильность горения повышается также за счет взаимного влияния пламен. Приведенными графиками и формулой с достаточной для практики точностью можно руководствоваться как для природных, так и для других газов с близкими нормальными скоростями распространения пламени, например для нефтяных и сжиженных углеводородных газов.

В некоторых случаях отрыв пламени от огневых каналов происходит по причинам, не зависящим от рассмотренных выше факторов. Так, при неправильном расположении горелки и несовершенном отводе продуктов сгорания последние могут попасть в инжектор горелки и привести к отрыву пламен, который происходит за счет снижения скорости распространения пламени в газовоздушной смеси, разбавленной инертными газами. Причиной отрыва могут послужить и высокая скорость вторичного воздуха, сдувающего пламя с огневых каналов, а также такое расположение горелки, при котором инжектор и огневые каналы находятся в резко различных условиях наружного давления (например, расположение инжектора в атмосфере помещения, а распределительного коллектора с огневыми каналами в топке котла, работающей в условиях переменных разрежений).

Недопустимым является не только отрыв, но и проскок пламени внутрь смесителя горелки. Проскок пламени обычно сопровождается хлопком и приводит либо к погасанию пламени и выходу несгоревшей смеси в помещение или топку, либо к горению смеси внутри горелки. Тенденция пламени к проскоку зависит от вида газа, нормальной скорости распространения пламени, содержания первичного воздуха в газовоздушной смеси, размеров огневых каналов, температур смеси или стенок каналов. Влияние на проскок пламени оказывают также коэффициент теплопроводности материалов, из которых выполнены огневые каналы, их форма, глубина и качество изготовления, наличие заусениц, обломов краев и т. п.

Приведенными в табл. 8.14 значениями скоростей гомогенных смесей природных газов с воздухом, при которых происходит проскок пламен внутрь смесителей горелок, можно руководствоваться и для определения приближенных скоростей проскока пламени при использовании других горючих газов при введении в них поправок, соответствующих изменению нормальных скоростей распространения пламени:

$$w'_{\text{пр}} = w_{\text{пр}} u'_{\text{н}} / u_{\text{н}}, \qquad (8.42)$$

где $w'_{\text{пр}}$ — скорость проскока пламени для другого газа, м/с; $w_{\text{пр}}$ — то же, для природного газа (по табл. 8.13), м/с; $u'_{\text{н}}$ — нор-

ТАВЛИЦА 8.14

Приближенные значения скорости гомогенной смеси природного газа с воздухом, при которой происходит проскок пламени, м/с (температура смеси 20 °С)

Диаметры огневых каналов	Коэффициент избытка первичного воздуха					
	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
3,5	0,05	0,10	0,18	0,22	0,23	0,21
4,0	0,08	0,12	0,22	0,25	0,26	0,20
5,0	0,09	0,16	0,27	0,31	0,31	0,23
6,0	0,11	0,18	0,32	0,38	0,39	0,26
7,0	0,13	0,22	0,38	0,44	0,45	0,30
8,0	0,15	0,25	0,43	0,50	0,52	0,35
9,0	0,17	0,28	0,48	0,57	0,58	0,39
10,0	0,20	0,30	0,54	0,64	0,65	0,43

мальная скорость распространения пламени для другого газа, м/с; $u_н$ — то же, для метана, м/с.

Максимальная скорость проскока соответствует не стехиометрическому соотношению газа и воздуха, а некоторому недостатку последнего, при этом для гомогенной смеси природного газа с воздухом она может быть рассчитана по приближенной формуле:

$$w_{пр} = 0{,}73 \cdot 10^{-3} d_к T^2. \qquad (8.43)$$

Этой же формулой с достаточным для практики приближением можно руководствоваться и для других газов с введением поправки на изменение нормальной скорости распространения пламени.

А. С. Иссерлиным в 1964 г. на основании обобщения экспериментальных данных при сжигании на серийных инжекционных горелках природного и сланцевого газов, а также их смесей в открытой атмосфере и в топке с огнеупорным цилиндрическим тунелем были получены следующие формулы:

— при сжигании газовоздушных смесей с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1{,}0$ в инжекционных однофакельных горелках в открытой атмосфере или в топке с охлаждаемым водой огневым каналом

$$w_{пр} = 4{,}5 \cdot 10^{-3} u_н^2 d/a; \qquad (8.44)$$

— при сжигании газа в той же горелке, снабженной стабилизатором в виде керамического туннеля,

$$w_{пр} = 7{,}75 \cdot 10^{-3} u_н^2 d/a, \qquad (8.45)$$

где a — коэффициент температуропроводности газовоздушной смеси, м²/с: $a = \lambda/(c_p \rho)$.

Из рассмотренных данных можно сделать вывод о том, что пределы устойчивой работы горелок ограничиваются скоростями отрыва и проскока пламен.

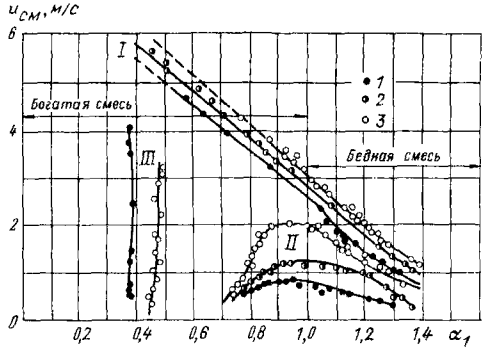


Рис. 8.8. Зависимость скорости газовоздушной смеси, при которой происходит отрыв и проскок пламени, от коэффициента избытка первичного воздуха α_1.
I — отрыв пламени; *II* — проскок пламени; *III* — желтые края пламени; *1—3* — диаметры огневых каналов горелок, мм: *1* — 15, *2* — 25, *3* — 32.

На рис. 8.8 приведены экспериментальные кривые, характеризующие скорости потока смеси природного газа с воздухом, при которых происходят отрыв и проскок пламени. Характер этих кривых свидетельствует о резком снижении устойчивости пламени по мере увеличения содержания в смеси первичного воздуха. Повышение устойчивости пламени происходит при снижении содержания в смеси первичного воздуха и достигает максимума при его уменьшении до нуля, т. е. при переходе к диффузионному горению. Однако такое сжигание углеводородных газов во многих случаях недопустимо, так как приводит к появлению желтых язычков пламени, характеризующих появление в нем сажистых частиц.

В практике для расширения диапазона устойчивости горения любых горючих газовоздушных смесей скорость потока принимается в несколько раз большей, чем скорость отрыва. Предотвращение отрыва пламени в этих случаях достигается различными искусственными стабилизаторами горения (рис. 8.9).

Для стабилизации пламени инжекционных и других горелок, выдающих осесимметричные газовоздушные струи, широко применяются огнеупорные цилиндрические туннели с внезапным расширением их сечения, в которых происходит воспламенение и горение смеси (рис. 8.9, *а*). Стабилизирующее действие такого туннеля основано на периферийной рециркуляции части раскаленных продуктов горения, возникающей за счет создаваемого струей разрежения. Это приводит к непрерывному тепломассообмену

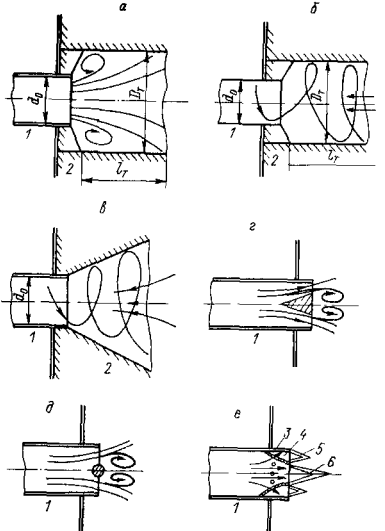


Рис. 8.9. Распространенные стабилизаторы горения.

а — цилиндрический туннель с внезапным расширением сечения; *б* — то же, при закрученном потоке; *в* — конический туннель при закрученном потоке; *г* — стабилизатор в виде конического тела; *д* — то же, в виде круглого стержня; *е* — то же, в виде устойчивого кольцевого пламени. *1* — огневой насадок горелки; *2* — туннель; *3* — боковое отверстие; *4* — кольцевой канал; *5* — кольцевое пламя; *6* — пламя основного потока газовоздушной смеси.

между раскаленными газами и втекающей в туннель холодной горючей смесью и ее зажиганию с периферии. Способствует стабилизации пламени и высокая температура стенок туннеля, более чем в 2 раза превышающая температуру самовоспламенения природного газа.

Наибольшая устойчивость пламени в отношении отрыва соответствует гомогенной смеси, близкой к стехиометрическому составу, и следующим размерам туннеля: $D_т = 2{,}5\ d_к$; $l_т = (2 \div 2{,}5)\ D_т$, где $D_т$ — диаметр расширенной части туннеля; $l_т$ — длина расширенной части туннеля; $d_к$ — диаметр огневого канала горелки.

Опытные данные показывают, что при этих размерах не происходит присоса в туннель охлажденных газов из топки, могу-

щих снизить устойчивость горения, а в продуктах сгорания, отбираемых на выходе из туннеля, не обнаруживается основного компонента природного газа — метана. Вместе с тем полного выгорания промежуточных соединений, преимущественно в виде оксида углерода и водорода, не происходит, оно завершается только при длине туннеля, равной $(5 \div 6)\, D_т$.

Установлено также, что при указанных размерах тепловое напряжение туннеля может достигать 400 ГДж/м³, температура 1600 °С и что пламя стабилизируется при скорости вытекания из горелки холодной смеси до 200 м/с. Так как такая стабилизирующая способность огнеупорных туннелей превышает необходимую в практике длину туннелей в 10—20 раз, для увеличения срока их эксплуатации, облегчения изготовления и установки ее ограничивают толщиной кирпичной стены, но не менее $l_т = (1{,}5 \div 2)\, D_т$. В некоторых случаях сокращают и диаметр туннеля до $D_т = (2 \div 1{,}5)\, d_к$, но это приводит к некоторому увеличению его гидравлического сопротивления, снижению стабилизирующего действия и переносу выгорания из туннеля в топку не только промежуточных продуктов горения, но и значительной части метана. Применение туннелей с уменьшенными размерами допустимо только для горючих смесей, близких по составу к стехиометрическому. Для бедных и богатых смесей, в особенности приближающихся к нижнему или верхнему пределам воспламеняемости, а также для газов, забалластированных азотом или диоксидом углерода, этого делать не следует, так как может затруднить розжиг газовоздушной смеси и привести к срыву пламени при увеличении форсировки горелки. Нарушение устойчивости горения может происходить и за счет присоса в туннель внешнего воздуха, резко снижающего температуру рециркулирующих продуктов горения. Последнее явление наблюдается как при наличии неплотности между огневым каналом горелки и туннелем, так и при значительном разрежении в топке.

Для стабилизации пламени горелок, выдающих закрученную газовоздушную смесь, применяются как рассмотренные выше цилиндрические туннели, так и конические с углом раскрытия 30—60° (рис. 8.10, *в*). Стабилизирующее действие при закрученном потоке вызывается тем, что на периферии туннеля возникает большее давление, чем в его центральной части. Это приводит к приосевой рециркуляции части раскаленных продуктов горения и поджиганию втекающей в туниель холодной газовоздушной смеси изнутри. Так как закрутка струи приводит к резкому увеличению угла раскрытия потока, длину туннелей ограничивают толщиной кирпичной стены, на которой размещаются газовые горелки.

В тех случаях, когда установка туннелей невозможна или нецелесообразна, для стабилизации пламени применяют тела плохообтекаемой формы, размещаемые в потоке газовоздушной смеси на выходе ее из огневого канала горелки (рис. 8.9, *г*, *д*). Воспла-

менение смеси при этом происходит на периферии стабилизатора, за которым возникает частичная рециркуляция раскаленных газов, поджигающих горючую смесь изнутри. Стабилизирующее действие таких устройств ниже, чем туннелей, и зависит от состава смеси, а также от конструкции и размеров стабилизатора. Так, конический стабилизатор диаметром 7 мм, установленный в трубке диаметром 18 мм, обеспечивает устойчивое горение стехиометрической метановоздушной смеси при скоростях вылета до 60 м/с, а при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 0{,}82$ или 1,4 — только до 30 м/с.

В инжекционных одно- и многофакельных горелках широко используются стабилизаторы горения, образующие вспомогательное кольцевое пламя. Такой стабилизатор выполняется в виде специального огневого насадка горелки (рис. 8.9, *е*), в котором около 10% газовоздушной смеси ответвляется через боковые отверстия в кольцевую полость, сечение которой значительно больше суммарной площади боковых отверстий. Стабилизирующее действие этого устройства основано на предотвращении разбавления основного потока в корне факела избыточным воздухом, сужающим пределы его устойчивости, а также на подогреве и поджигании кольцевым пламенем основного потока по всей его периферии. Устойчивость кольцевого пламени при отрыве достигается за счет такого соотношения сечений огневого кольца и боковых отверстий, при котором скорость газовоздушной смеси в кольцевой полости не превышает нормальной скорости распространения пламени. Для предотвращения проскока пламени в смеситель горелки размеры боковых отверстий, формирующих кольцевое пламя, принимаются меньшими критических.

8.10. СХЕМЫ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ОГНЕПРЕГРАДИТЕЛЕЙ

При попадании воздуха или кислорода в газопровод в нем могут образоваться взрывчатая смесь и произойти взрыв. В связи с этим необходимо обязательно предохранять трубопровод от проникновения в него воздуха или кислорода. Кроме того, на всех взрывоопасных производствах должны быть созданы условия, исключающие возможность возникновения поджигающих импульсов.

Наиболее частыми источниками воспламенения, приводящими газовоздушные смеси к взрыву, являются открытое пламя; электрические разряды действующего электрооборудования, выключатели; короткое замыкание в электрических проводах; искрение в электрических звонках и электролампочках; перегорание открытых предохранителей; разряды статического электричества, искры которых могут возникнуть в результате удара или трения, перегрева деталей оборудования; открытое пламя спичек, папиросы, сигареты или свечи и т. п. При этом необходимо учитывать, что минимальное количество энергии, необходимой для инициро-

вания взрыва смесей горючих газов и паров с воздухом, чрезвычайно мало: 0,3—0,01 МДж.

Взрывобезопасность технологических процессов во многих случаях может быть обеспечена с помощью различных типов огнепреградителей. Их устанавливают в трубопроводах, по которым транспортируют смеси газов с воздухом, на резервуарах, на продувочных газопроводах, свечах и многих других системах, где существует опасность взрыва.

Погасание пламени в канале, заполненном горючей смесью, происходит лишь при некотором минимальном диаметре канала, определяемом химическим составом и давлением горючей смеси. Оно обусловлено потерями теплоты из зоны реакции к стенкам канала. Потери теплоты вызывают понижение температуры горения в зоне реакции, растяжение этой зоны, увеличение времени реакции и уменьшение скорости распространения пламени. При уменьшении диаметра канала увеличивается его поверхность на единицу массы реагирующей смеси, т. е. возрастают потери теплоты из зоны реакции на единицу массы смеси. Когда эти потери достигают некоторого критического значения, скорость реакции горения уменьшается настолько, что дальнейшее распространение пламени становится невозможным.

Пламегасящая способность огнепреградителя зависит в основном от диаметра гасящих каналов и слабо от их длины. Теплопроводность материалов стенок каналов вследствие большой разницы между плотностями газа и твердого тела практически не влияет на скорость теплоотвода из пламени. Возможность проникновения пламени через гасящие каналы зависит в основном от двух главных факторов: физико-химических свойств и состава горючей смеси и давления. Нормальная скорость распространения пламени является основной величиной, определяющей размер гасящих каналов и выбор типа огнепреградителя: чем она больше, тем меньшего размера канал требуется для гашения пламени. В значительной мере размеры гасящих каналов огнепреградителя зависят от начального давления горючей смеси. В соответствии с имеющимися теориями на пределе гашения пламени достигается постоянство безразмерного критерия Пекле Ре, который можно использовать для оценки пламегасящей способности действующих огнепреградителей и расчета необходимых размеров гасящих каналов для горючей газовой смеси любого состава.

Для критической оценки пламегасящей способности огнепреградителей рассчитать критерий Пекле удобно с помощью следующей формулы:

$$\mathrm{Pe} = w_{\text{см}} d_{\text{с}} p / (R T_0 \lambda_0). \qquad (8.46)$$

На пределе гашения пламени формула принимает вид

$$\mathrm{Pe}_{\text{кр}} = w_{\text{см}} d_{\text{кр}} c_p p_{\text{кр}} / (R T_0 \lambda_0), \qquad (8.47)$$

где $w_{ом}$ — нормальная скорость распространения пламени смеси; d — диаметр гасящего канала; $d_{кр}$ — критический диаметр гасящего канала; c_p — удельная теплоемкость газа при 0 °С и постоянном давлении; p — давление газа; $p_{кр}$ — критическое давление газа; R — универсальная газовая постоянная; T_0 — абсолютная температура газа; λ_0— теплопроводность исходной смеси.

Как видно из формул (8.46) и (8.47), для расчета пламегасящей способности огнепреградителей необходимы следующие исходные данные: нормальные скорости распространения пламени горючих газовых смесей; фактический размер максимальных гасящих каналов данного огнепреградителя. После подстановки в формулы (8.46) и (8.47) значений указанных величин вычисляем критерий Пекле. Если полученное значение больше $Pe_{кр} = 65$, огнепреградитель не задержит распространения пламени данной горючей смеси, и наоборот, если $Pe < 65$, огнепреградитель задержит распространение пламени. При этом запас надежности огнепреградителя, который находят из отношения $Pe_{кр}$ к вычисленному значению Pe, должен составлять не менее 2:

$$\eta = Pe_{кр}/Pe = 65/Pe \geqslant 2{,}0. \qquad (8.48)$$

Использовав факт постоянства $Pe_{кр}$ на пределе гашения пламени, можно вычислить критический диаметр каналов для любой горючей смеси, если известны скорость распространения пламени, а также теплоемкость и теплопроводность газовой системы. Ориентировочный расчет позволяет проверить надежность огнепреградителей, находящихся в эксплуатации, и изъять из употребления не обеспечивающие взрывобезопасности. На основании экспериментальных данных можно рекомендовать следующие критические диаметры гасящего канала, мм: при сжигании газовоздушной смеси 2,9 для метана и 2,2 мм для пропана и этана; при сжигании кислородных смесей в трубах (при абсолютном давлении 0,1 МПа в условиях свободного расширения продуктов сгорания) 1,66 для метана и 0,39 для пропана и этана.

Огнепреградители, локализующие ламинарное пламя, пригодны для погасания пламени и при детонационном режиме горения. Однако для преодоления возникающих значительных механических нагрузок давление при детонации возрастает в несколько десятков раз: огнепреградитель, предназначенный для локализации детонационного горения, должен быть достаточно прочным. При детонации, как и при большой скорости ламинарного горения, погасание пламени в огнепреградителе может не предотвратить поджигания горючей смеси за ним горячими продуктами сгорания. Это может произойти при быстром проникновении через огнепреградитель горячих продуктов сгорания, вызывающих воспламенение горючей смеси. Следовательно, для локализации детонационного горения необходимо, чтобы высота огнепреграждающего слоя обеспечивала охлаждение горячих продуктов сгорания.

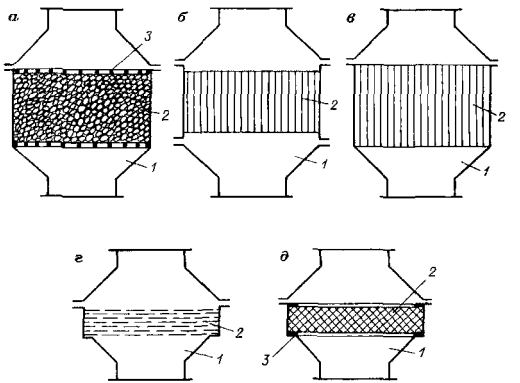


Рис. 8.10. Типы огнепреградителей.
а — насадочный; *б* — кассетный; *в* — пластинчатый; *г* — сетчатый; *д* — металлокерамический.

По конструктивным особенностям огнепреградители подразделяют на четыре типа (рис. 8.10): с насадкой из гранулированных материалов; с прямыми каналами; из металлокерамики или металловолокна; сетчатые, а по способу установки — на три типа: на трубах для выброса газов в атмосферу или на факел; на коммуникациях; перед газогорелочными устройствами.

Насадочный огнепреградитель (рис. 8.10, *а*) имеет корпус *1*, в котором между решетками *3* находится насадка *2* (стеклянные или фарфоровые шарики, гравий, корунд и другие гранулы из прочного материала). Кассетный огнепреградитель (рис. 8.10, *б*) представляет собой корпус *1*, в который вмонтирована огнепреграждающая кассета *2* из гофрированной и плоской металлических лент, плотно свитых в рулон. Пластинчатый огнепреградитель (рис. 8.10, *в*) имеет корпус *1*, в котором находится пакет *2* из плоскопараллельных металлических пластин со строго определенным расстоянием между ними. У сетчатого огнепреградителя (рис. 8.10, *г*) в корпусе *1* размещен пакет *2* из плотно сжатых металлических сеток. Металлокерамический огнепреградитель (рис. 8.10, *д*) представляет собой корпус *1*, внутри которого установлена пористая металлокерамическая пластина *2*. Герметичность достигается с помощью прокладок *3*. Пористый металлокерамический элемент может быть выполнен в виде плоского диска или трубки.

Наиболее применимы сетчатые огнепреградители, которые еще в начале прошлого века стали устанавливать в шахтерских лампах (лампах Деви) для предотвращения взрывов рудничного газа. Эти огнепреградители рекомендуются для защиты установок, в которых сжигается газовое топливо. Огнепреграждающий элемент состоит, как правило, из 12 слоев латунной сетки с размером ячеек 0,25 мм, зажатых между двумя перфорированными пластинами. Пакет сеток должен быть укреплен в съемной обойме. Корпус огнепреградителя может быть изготовлен из чугунного или алюминиевого сплава и состоит из двух одинаковых частей, соединенных болтами с расположенной между ними съемной обоймой.

При разработке новых и улучшении существующих конструкций огнепреградителей, а также при их эксплуатации необходимо руководствоваться следующими соображениями.

1. Для того чтобы избежать возникновения значительного сопротивления газовому потоку, площадь поперечного сечения огнепреградителя должна быть больше площади поперечного сечения защищаемого трубопровода в 2—3 раза. При таком соотношении предотвращается большой подпор при возникновении пламени, если за огнепреградителем имеются емкость или труба длиной несколько метров.

2. Огнепреградители должны быть рассчитаны на нагрузки, возникающие при локализации пламени. В случае его установки на линиях выброса газа расчет производится на давление 0,6—1,0 МПа, но при условии, если над ними расположены участки трубы длиной 0,3—0,5 м.

3. Следует учитывать, что при возникновении стационарного пламени происходит разогрев огнепреграждающего элемента и создаются условия для проскока пламени. Возможно также возникновение пламени за огнепреградителем при контакте горючей смеси с разогретым огнепреграждающим элементом. Для предотвращения этой опасности огнепреградители необходимо испытывать в течение 2 ч на надежность действия, на отсутствие проскока пламени при горении смеси на поверхности огнепреграждающего элемента. При этом огнепреградитель не должен деформироваться, а также не должна нарушаться его герметичность.

4. При разработке огнепреградителей необходимо иметь в виду, что диаметр пламегасящих каналов должен быть не менее чем в 2 раза меньше критического диаметра гашения пламени горючей смеси, т. е. запас надежности огнепреградителя должен быть *по крайней мере двукратным*.

5. Все новые конструкции огнепреградителей должны обязательно испытываться на прочность, сопротивление, герметичность и надежность локализации пламени. Если огнепреградитель используется в качестве коммуникационного, его испытывают на задержание пламени в условиях, близких к производственным.

6. Сетчатые огнепреградители, не обладающие достаточной механической прочностью, находят применение только при газооборудовании с помощью природных или сжиженных углеводородных газов.

7. Все сухие огнепреградители должны подвергаться осмотру и проверке не реже 1 раза в 6 мес, а также после каждого случая возникновения пламени. При засорении огнепреграждающий элемент следует очистить, промыть и высушить. Пришедшие в негодность огнепреграждающие элементы должны быть заменены новыми. Разборку, очистку и последующую сборку огнепреградителей должны производить специально назначенные администрацией квалифицированные работники.

8. Сухие огнепреградители должны удовлетворять следующим основным требованиям:

— выдерживать максимальное давление взрыва, а также давление детонации;

— *огнепреграждающий элемент не должен деформироваться и разрушаться* при взрыве;

— конструкция элемента должна прочно закрепляться в корпусе огнепреградителя во избежание выбивания или разрушения уплотнителя ударной волной, возникающей при распространении пламени;

— высота насадки должна превосходить в 60—70 раз диаметр пламегасящих каналов;

— огнепреграждающие элементы во избежание проскока пламени через зазор между ними и корпусом необходимо тщательно уплотнять;

— при разборке конструкций огнепреградителей необходимо предусматривать возможность их осмотра и легкой замены огнепреграждающего элемента.

Кроме рассмотренных выше сухих огнепреградителей широко применяют также жидкостные предохранительные затворы, являющиеся надежными устройствами, которые предохраняют газопроводы от попадания взрывной волны и пламени при газопламенной обработке металлов, а также трубопроводы и аппараты, заполненные газом, от проникновения в них кислорода и воздуха. Жидкостные затворы должны в результате надежного перекрытия газоподводящей трубы, во-первых, препятствовать распространению взрывной волны при обратных ударах и при воспламенении газов; во-вторых, предохранять газопровод от попадания в него кислорода и воздуха; в-третьих, обеспечивать минимальное гидравлическое сопротивление прохождению потока газа. Кроме того, жидкость из затвора не должна уноситься в виде капель в заметных количествах. Жидкостные предохранительные затворы могут быть открытого и закрытого типа. Затворы закрытого типа в свою очередь делятся на мембранные и безмембранные.

8.11. ПРИНЦИПЫ СЖИГАНИЯ

Организация процессов сжигания газа в потоке с воздухом основывается на различных принципах, предельными из которых являются кинетический и диффузионный.

Эти термины являются условными, так как любой процесс горения зависит от тех или *иных сочетаний кинетических и диффузионных факторов.* Вместе с этим они удобны, так как позволяют обобщенно характеризовать степень подготовки газовоздушной смеси к сжиганию, вид, структуру и размеры различных пламен, а также протекающие в них процессы.

При кинетическом принципе предварительно, до начала процесса горения, создается однородная горючая смесь, содержащая воздух в несколько большем количестве, чем требуется по стехиометрическим соотношениям. Сгорание такой смеси происходит в коротком жестком прозрачном факеле без видимых пиролитических процессов, приводящих к образованию в пламени сажистых частиц. При этом горение может протекать при неограниченно высоком объемном теплонапряжении, без образования продуктов неполного сгорания. Обычно для сжигания газа по кинетическому принципу применяют специальные смесители или инжекционные горелки, подготавливающие гомогенную

газовоздушную смесь с коэффициентом избытка первичного воздуха $\alpha_1 = 1{,}02 \div 1{,}05$. При меньшем содержании первичного воздуха по кинетическому принципу протекает только начальная стадия горения, до использования кислорода, находящегося в смеси с газом.

Оставшиеся газы и продукты неполного сгорания сжигают за счет диффузии кислорода извне (вторичного воздуха), т. е. по диффузионному принципу. Особенностью факела при $\alpha_1 < 1$ является наличие двух видимых фронтов горения: внутреннего, возникающего за счет первичного воздуха, и наружного, образующегося за счет диффузии кислорода из окружающей среды. Общая высота пламени при таком горении за счет растянутости процесса смешения возрастает, а температура несколько снижается. Устойчивость пламени и его прозрачность зависят от содержания первичного воздуха в смеси. При этом, чем оно выше, тем ниже устойчивость пламени, больше его прозрачность, и наоборот.

Принцип сжигания газа с $\alpha_1 < 1{,}0$ является промежуточным (между кинетическим и диффузионным). С учетом этого принципа конструируются все газовые аппараты, оборудованные инжекционными горелками. В таких горелках содержание первичного воздуха в смеси принимается в зависимости от вида газа таким, чтобы в пламени отсутствовали сажистые частицы и чтобы обеспечивалась стабильность горения при изменении тепловой мощности в любых необходимых в практике пределах.

При диффузионном принципе сжигания ($\alpha_1 = 0$) процессы горения и смешения развиваются параллельно. Так как процессы смешения протекают значительно медленнее процессов горения, то скорость и полнота сгорания определяются скоростью и полнотой смешения газа и воздуха. Смешение газа с воздухом при этом может происходить путем диффузии либо медленной молекулярной, либо турбулентной, включающей в себя и молекулярную как конечную стадию. Соответственно этому различаются скорость горения и структура диффузионного пламени.

Особенностями такого сжигания являются высокая устойчивость пламени при изменении тепловой мощности от нуля до максимально возможных по условиям отрыва, сравнительное постоянство температур по всей высоте пламени, возможность распределения его по большим поверхностям любых форм, компактность горелок и простота их изготовления, а также значительная высота пламени и неизбежность пиролитических процессов, приводящих к образованию ярко светящегося сажистого пламени.

Диффузионное горение может быть переведено в кинетическое или промежуточное путем создания условий, при которых процессы смешения несколько опережают процессы горения. В практике это может достигаться за счет дополнительного участка смешения: на горелках с принудительной подачей воздуха. Это приводит к образованию приближающейся к гомогенной газовоздуш-

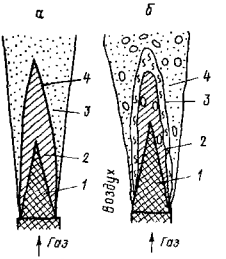


Рис. 8.11. Структура свободных пламен.
а — ламинарное пламя; б — турбулентное пламя.

ной смеси с $\alpha_1 > 1{,}0$, сгорающей в прозрачном факеле. Исследования показали, что такой способ является достаточно действенным для улучшения процесса смешения и снижения химической неполноты сгорания (химического недожога).

Перенос же процессов смешения и горения в топку может приводить к появлению продуктов неполного сгорания, а в особенности в малогабаритных секционных и водотрубных экранированных топках котлов.

Для иллюстрации принципов сжигания на рис. 8.11, *а* приведена упрощенная схема свободного ламинарного факела, возникающего за счет взаимной молекулярной диффузии газа и воздуха. Анализ проб, отобранных из различных участков горящей струи, показал, что внутри конусного ядра *1* находится чистый газ, вытекающий из трубки при ламинарном режиме течения. В зоне *2* образуется смесь из газа и продуктов сгорания, а в зоне *3* — смесь из продуктов сгорания и воздуха. Граница *4* между зонами *2* и *3* представляет собой гладкий конусный фронт пламени, к которому снаружи диффундируют молекулы воздуха, а изнутри — молекулы газа. Образовавшиеся во фронте пламени продукты сгорания частично диффундируют навстречу газу, интенсивно нагревая его в предпламенной зоне. Это приводит к пиролизу углеводородов и образованию сажистых частиц, придающих пламени яркую светимость.

Значительная интенсификация горения достигается за счет естественной и искусственной турбулизации смешивающихся потоков. На рис. 8.11, *б* показана упрощенная схема свободного турбулентного факела. В отличие от ламинарного, здесь нет четкого конусного фронта горения, он размыт и в той или иной мере разрушен пульсациями на отдельные частицы. Анализ проб показал наличие ядра чистого газа *1*, зоны сравнительно медленного горения *2* (с преобладающим содержанием в ней газа), размытой зоны наиболее интенсивного горения *3* с высоким содержанием продуктов сгорания и зоны горения *4* с преобладанием в ней воздуха. При этом четких границ между указанными зонами нет,

они непрерывно смещаются в зависимости от степени турбулизации потока. Особенностями турбулентного факела (сравнительно с ламинарным) являются протекание процесса горения почти по всему объему, повышение интенсивности горения, большая прозрачность пламени и меньшая его устойчивость по отношению к отрыву.

Сжигание газа по этому принципу широко используется в топках различных котлов и печей. При этом для интенсификации процесса горения применяют как естественную (за счет повышения скоростей), так и искусственную турбулизацию газового и в особенности воздушного потоков. Последнее наиболее часто достигается закруткой воздушного потока и выдачей в него под различными углами тонких струй газа.

Практикой сжигания газа в топках экранированных котлов и небольших нагревательных печей преимущества светящегося сажистого пламени перед прозрачным обычно не подтверждаются. Объясняется это следующим: повышение светимости в обычных условиях сжигания углеводородных газов связано с растянутостью процесса горения и, как следствие, с некоторым снижением температуры пламени. Количество же тепловой энергии, передаваемое излучением, повышается линейно с увеличением степени черноты излучающего тела и пропорционально абсолютной температуре в четвертой степени:

$$E = \varepsilon C_0 T^4, \qquad (8.49)$$

где ε — степень черноты; C_0 — коэффициент излучения абсолютно черного тела; T — абсолютная температура пламени.

Расчеты по этой формуле показывают, что увеличение степени черноты пламени в 1,7—2 раза не приводит к увеличению передачи теплоты излучением, если температура пламени при этом снижается на 10—20%. Это же подтверждают экспериментальные исследования сжигания природного газа в водоохлаждаемых камерах, в результате чего суммарная теплоотдача прозрачного пламени превышает теплоотдачу светящегося пламени.

Исключение составляют только такие методы повышения степени черноты, которые не приводят к значительному снижению температуры пламени, например ввод в пламенную зону небольших количеств газообразных или жидких углеводородов, в особенности подвергшихся предварительному пиролизу. Наибольший эффект при этом достигается в высокотемпературных печах, работающих на нагретом в рекуператорах или регенераторах воздухе, в которых теплопередача излучением является преобладающим видом теплообмена. Достоинство светящегося пламени для таких печей заключается и в том, что оно излучает тепловую энергию не селективно в пределах полос H_2O и CO_2, а по всему спектру, включая и видимую область. Таким образом, выбор того или другого принципа сжигания газа зависит от местных условий и требований технологического процесса. При

этом во всех случаях должно обеспечиваться полное сгорание газа, без сброса в окружающую среду значительного количества сажистых частиц и других продуктов неполного сгорания.

8.12. УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПРОДУКТОВ НЕПОЛНОГО СГОРАНИЯ И СНИЖЕНИЕ В НИХ КОНЦЕНТРАЦИИ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ

При сжигании горючих газов в топках котлов, печей, сушил и в бытовых газовых аппаратах в продуктах сгорания могут содержаться компоненты как полного (диоксид углерода и водяной пар), так и неполного сгорания (оксид углерода, водород, ненасыщенные, насыщенные, ароматические углеводороды и сажистые частицы). Кроме того, в продуктах сгорания всегда обнаруживаются и оксиды азота. Наличие продуктов неполного сгорания в значительных концентрациях недопустимо, так как приводит к загрязнению атмосферы токсическими веществами и к снижению КПД установок, работающих на газовом топливе.

Проведенные разными организациями и в разные годы исследования показали, что все продукты неполного сгорания возникают при сжигании газов с недостаточным количеством воздуха, при неудовлетворительном их смешении до горения и в процессе горения, а также при чрезмерном охлаждении пламени до завершения реакций горения.

Применительно к простейшему углеводороду (метану) реакции горения (в зависимости от концентрации кислорода в реагирующей смеси) могут быть описаны следующими уравнениями: при стехиометрическом соотношении или при избытке окислителя $CH_4 + 2\,O_2 = CO_2 + 2\,H_2O + 800{,}9$ МДж/моль; при недостатке окислителя $CH_4 + O_2 = CO + H_2 + H_2O + Q$ и $CH_4 + 0{,}5\,O_2 = CO + 2\,H_2O + Q$. Эти реакции являются балансовыми, отображающими начальное и конечное состояния реагирующих веществ. В действительности процесс более сложен и протекает по радикально цепному механизму, при котором происходит не только образование оксида углерода и водорода, но и синтез других промежуточных соединений.

На рис. 8.12 показан приближенный усредненный состав некоторых промежуточных соединений [водорода, оксида углерода, этилена, ацетилена и сравнительно небольшое число насыщенных и простейших ароматических соединений (последние на графике не показаны)] и диоксида углерода, возникающих в пламени при диффузионном горении природного газа (содержание CH_4 = = 97%). Сжигание газа производилось в ламинарном факеле, газ вытекал из трубки диаметром 12 мм. Общая высота пламени 130—140 мм. Пробы для анализа отбирали кварцевой трубкой по оси пламени на различной высоте.

Положение кривых свидетельствует, что максимальная концентрация водорода и ацетилена достигается примерно на одной высоте пламени и что они исчезают почти одновременно в вер-

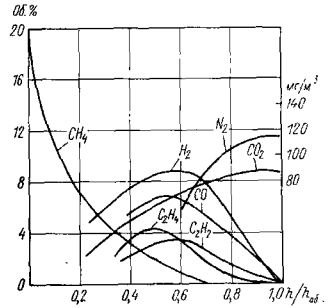


Рис. 8.12. Промежуточные продукты сгорания. h — высота точки отбора пробы; $h_{об}$ — общая видимая высота пламени.

шние светящейся зоны пламени. Установлено также, что из всех образующихся в пламени промежуточных соединений (исключая сажистые частицы) оксид углерода исчезает последним. Это дает основание судить по индексу оксида углерода об отсутствии или наличии других промежуточных соединений, т. е. о полноте сгорания природного газа. Характерным для всех анализируемых проб является и то, что в них не обнаружен формальдегид, который, по-видимому, не стабилизируется в условиях свободного развития пламени и весьма быстро превращается в оксид углерода и водорода. Анализы проб показали также, что в них всегда присутствовали оксиды азота и что их максимальная концентрация возникает в зонах интенсивного выгорания оксида углерода и водорода.

Известно, что горение углеводородных газов с недостатком окислителя в газовоздушной смеси приводит к образованию сажистых частиц, придающих пламени желтую окраску, в непосредственной близости от фронта пламени за счет термоокислительного разложения углеводородов. Процесс выгорания частиц сажи протекает стадийно, является сравнительно медленным и неблагоприятным, так как эти частицы перемещаются со скоростью потока и их контакт с окислителем осуществляется только за счет медленной молекулярной диффузии. Это приводит к следующему: выгорание образовавшихся частиц сажи затягивается и может прекратиться полностью при входе в низкотемпературную область факела или при омывании пламенем теплообменных поверхностей. Таким образом, наличие светящегося пламени всегда свидетельствует о протекании пиролитических процессов и о возможности химической неполноты сгорания, в особенности в малогабаритных экранированных топках котлов.

Предотвращение образования сажистых частиц достигается за счет предварительного смешения углеводородных газов с та-

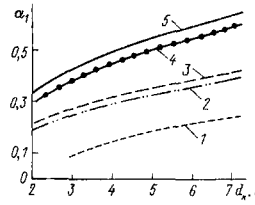


Рис. 8.13. Содержание первичного воздуха, при котором предотвращается образование желтых язычков в пламени.

Газ: *1* — коксовый; *2* — природный газовых месторождений; *3* — то же, нефтяных месторождений; *4* — пропан; *5* — бутан.

ким количеством окислителя, которое приводит к образованию только оксида углерода и водорода. Теоретически это количество может быть определено по реакциям горения с недостатком окислителя, например $CH_4 + 0{,}5\,O_2 = CO + 2\,H_2$. Приведенная реакция показывает, что для образования светящего пламени содержание первичного воздуха в смеси должно составлять только 25% от стехиометрического. Это, однако, не всегда подтверждается практикой, так как даже при указанном содержании образуются не только оксид углерода и водород, но и некоторое количество диоксида углерода, водяного пара и даже непрореагировавший метан. Последнее приводит к недостатку окислителя в реакционной зоне, и, как следствие, к частичному пиролизу углеводородов.

Известно, что содержание первичного воздуха в смеси, при котором возникает прозрачное пламя, зависит не только от вида углеводородов, но и от условий смешения с вторичным воздухом, что обусловлено диаметром огневых каналов горелок (рис. 8.13). На границе и выше кривых пламя прозрачно, а ниже кривых имеет желтые язычки. Кривые показывают, что содержание первичного воздуха в смеси возрастает при увеличении числа углеродных атомов в молекуле и диаметра огневых каналов горелок. Коэффициент избытка первичного воздуха α_1 в смеси, при котором исчезают желтые язычки пламени, в зависимости от указанных факторов может быть определен для малых огневых каналов горелок:

$$\alpha_1 = 0{,}12\,(m + n/4)^{0{,}5}\,(d_к/d_0)^{0{,}25}, \qquad (8.50)$$

где m и n — число углеродных и водородных атомов в молекуле или среднее их число для сложного газа; $d_к$ — диаметр огневых каналов горелки, мм; d_0 — эталонный диаметр канала горелки, равный 1 мм.

Протекающие в пламени процессы свидетельствуют о том, что обеспечение полноты сгорания в практических условиях — задача достаточно сложная, так как зависит не только от принятого принципа сжигания газа, но и от условий развития пламени в топочном объеме. Наиболее высокие требования по полноте сгорания предъявляются к бытовым аппаратам и другим установкам, сбрасывающим продукты сгорания в окружающую атмосферу.

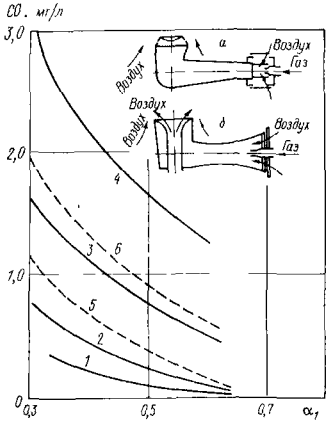


Рис. 8.14. Концентрация оксида углерода в продуктах сгорания в газовой плите.

а — горелка с периферийной подачей вторичного воздуха; *б* — то же, с центральной и периферийной подачей вторичного воздуха. *1* — природный газ, горелка с периферийным подводом вторичного воздуха, расстояние до дна посуды 25 мм; *2—4* — то же, горелка с периферийным и центральным подводом вторичного воздуха, расстояние до дна посуды, мм: *2* — 25, *3* — 18, *4* — 10; *5* — сжиженный газ, горелка с центральным и периферийным подводом вторичного воздуха, расстояние до дна посуды 25 мм; *6* — то же, горелка с периферийным подводом вторичного воздуха.

Вместе с тем полное сгорание газа в таких установках является наиболее трудным, так как связано с омыванием пламенем холодных теплообменных поверхностей. Для сжигания газа в бытовых плитах применяют инжекционные многофакельные горелки, образующие гомогенную смесь с коэффициентом избытка первичного воздуха $\alpha_1 < 1$. Недостающий для сгорания газа воздух поступает за счет диффузии из окружающей атмосферы.

На рис. 8.14 приведены схемы двух конфорочных горелок для бытовых газовых плит и усредненная концентрация оксида углерода CO в продуктах сгорания природного метана (95 об. %) и сжиженного углеводородного газа пропана (93 об. %) при работе горелок с номинальной тепловой мощностью. Различие горелок заключается в том, что к одной из них (рис. 8.14, *а*) вторичный воздух подводится только с периферии, а к другой (рис. 8.14, *б*) — как с периферии, так и из центрального канала.

Анализ работы этих горелок показывает, что полнота сгорания газа зависит от коэффициента избытка первичного воздуха в смеси, расстояния от огневых каналов горелки до дна посуды, вида горючего газа, способа подвода вторичного воздуха. При этом увеличение содержания первичного воздуха в смеси, равно как и увеличение расстояния от горелки до дна посуды, приводит к снижению концентрации оксида углерода в продуктах сгорания для обоих видов газа и обоих типов горелок. Минимальная концентрация оксида углерода соответствует коэффициенту избытка первичного воздуха $\alpha_1 = 0{,}6$ и выше и расстоянию от горелки до дна посуды 25 мм, а максимальная — $\alpha_1 = 0{,}3$ и ниже и расстоянию от горелки до дна посуды 10 мм. Объясняется это следующим: 1) конусный фронт пламени, омывая днище посуды, охлаждается;

2) малое расстояние до дна посуды затрудняет поступление вторичного воздуха и распределение его между факелами.

Анализ кривых указывает также на некоторое преимущество горелок с двухсторонним, периферийным и центральным, подводом вторичного воздуха, в особенности при сжигании сжиженных углеводородных газов. Так, если наименьшая концентрация оксида углерода в продуктах сгорания сжиженных углеводородов в горелках с двухсторонним подводом вторичного воздуха составляет 0,027 мг/л, то при тех же условиях в горелках с периферийным подводом вторичного воздуха она в 3 раза больше.

Проведенные в разные годы сотрудниками ЛИСИ, ВНИИпромгаза, ИГ АН УССР и другими исследования выявили также, что увеличение тепловой мощности горелок относительно номинальной на 15—20% за счет повышения давления газа приводит к росту концентрации оксида углерода в продуктах сгорания в 1,2—1,3 раза, а за счет теплоты сгорания газа — в 1,5—2 раза. Объясняется это тем, что в последнем случае кратность эжекции, как правило, сохраняется неизменной, а это приводит к снижению содержания первичного воздуха в смеси относительно теоретически необходимого.

Значительный интерес представляет появление в процессе горения углеводородных газов ароматических соединений, в особенности полициклических, так как некоторые из них обладают канцерогенной активностью. Процесс их образования весьма сложен и изучен недостаточно. Вместе с тем выявлено наличие в продуктах незавершенного сгорания углеводородных газов не только простейшего ароматического соединения в виде бензола, но и полициклических ароматических соединений в виде бенз(а)пирена, бензантрацена и др.

Образование многоядерных ароматических углеводородов протекает стадийно и вызывается предварительным появлением в пламени промежуточных соединений, преимущественно в виде ацетилена и его производных. Эти вещества при температуре в пламенной зоне претерпевают процессы удлинения цепи с перестройкой тройных углеродных связей на двойные. Образующиеся при этом диеновые углеводороды в результате циклизации и дегидратации приводят к появлению различных ароматических соединений, включая полициклические.

Данные табл. 8.15 показывают, что при сжигании природных газов с коэффициентом избытка первичного воздуха $\alpha_1 = 0{,}6$ и выше на обоих типах горелок концентрация оксида углерода в продуктах сгорания отвечает требованиям ГОСТ 5542—87. При этом повышение содержания первичного воздуха в смеси с 0,3—0,35 до 0,6—0,7 приводит к резкому снижению концентрации CO, а бенз(а)пирен не обнаруживается совсем или его концентрация ничтожна. При сжигании в тех же горелках и при тех же условиях сжиженных углеводородных газов (при любых значениях α_1) в продуктах сгорания обнаруживаются и оксид углерода,

ТАБЛИЦА 8.15

Средняя концентрация в продуктах сгорания оксида углерода и бенз(а)пирена в зависимости от вида газа, типа горелки и коэффициента избытка первичного воздуха (тепловая нагрузка горелки 1600 ккал/ч, расстояние от горелки до дна посуды 24—26 мм)

Тип горелки	Средняя концентрация	
	оксида углерода, мг/л (в пересчете на $\alpha = 1,0$)	бенз(а)пирена, мкг/100 м³
Природный газ		
Горелка с периферийным подводом вторичного воздуха:		
при $\alpha_1 = 0,6 \div 0,7$	0,1	Не обнаружен
при $\alpha_1 = 0,3 \div 0,35$	1,2	Следы
Горелка с центральным и периферийным подводом вторичного воздуха:		
при $\alpha_1 = 0,6 \div 0,7$	0,5	Не обнаружен
при $\alpha_1 = 0,3 \div 0,35$	0,12	То же
Сжиженный углеводородный газ		
Горелка с периферийным подводом вторичного воздуха:		
при $\alpha_1 = 0,6 \div 0,7$	0,3	0,03
при $\alpha_1 = 0,3 \div 0,35$	1,2	1,1
Горелка с центральным и периферийным подводом вторичного воздуха:		
при $\alpha_1 = 0,6 \div 0,7$	0,07	0,02
при $\alpha_1 = 0,3 \div 0,35$	1,0	0,045

и бенз(а)пирен. При этом наибольший выход этих компонентов наблюдается при сжигании газов с малым содержанием первичного воздуха в горелках с периферийным подводом вторичного воздуха. При сжигании же сжиженных углеводородных газов с высоким содержанием первичного воздуха в горелках с центральным и периферийным подводом вторичного воздуха концентрация бенз(а)пирена в продуктах сгорания, как правило, не превышает ПДК для атмосферного воздуха *. Таким образом, горелки бытовых газовых аппаратов при их соответствии подаваемому газу не приводят к опасному загрязнению атмосферы канцерогенными веществами.

Для сравнения гигиенических показателей газовых плит с другими приборами для приготовления пищи приведем данные о наличии вредных веществ в продуктах сгорания работающих на керосине двух керогазов: концентрация оксида углерода и бенз(а)пирена значительно больше, чем при сжигании газа, и со-

* ПДК бенз (а) пирена для атмосферного воздуха 0,1 мкг/100 м³, а для воздуха производственных помещений 15 мкг/100 м³.

ставляла соответственно 0,25 об.% (в пересчете на $\alpha = 1{,}0$) и 20 мкг/100 м³.

С целью выяснения условий образования оксида углерода и бенз(а) пирена при сжигании природного газа в разных условиях сотрудниками ЛИСИ, Ленгипроинжпроекта и Института онкологии были проведены исследования распространенных горелок, *применяющихся в коммунальных установках. Газ сжигали в* открытой атмосфере комнаты, а также в установленной в ней печи. Первыми исследовались инжекционные горелки низкого давления, аналогичные приведенным на рис. 8.7. Горелки имеют огневые каналы, расположенные в один-два ряда. Они работают с коэффициентом избытка первичного воздуха $\alpha_1 = 0{,}6$. Вторичный воздух поступает в реакционную зону за счет диффузии из окружающей атмосферы. Для обеспечения быстрого распространения пламени по всем огневым каналам и предотвращения их слияния расстояния между каналами должны быть определенного размера. Чрезмерное увеличение интервала между огневыми каналами приводит к невозможности самопроизвольного (без поджигания каждой струи) и быстрого распространения пламени. При этом особенно неустойчиво пламя перемещается в том случае, когда смесь газа с воздухом находится на грани отрыва. Чрезмерное уменьшение интервала между каналами приводит к слиянию пламени, *затруднению поступления* вторичного воздуха к каждому факелу в отдельности, увеличению высоты пламени и неполноте сгорания (химическому недожогу). Так, при сжигании природного газа с коэффициентом избытка первичного воздуха $\alpha_1 = 0{,}6$ в горелке с однорядным размещением огневых каналов диаметром 4 мм при расстоянии между кромками, равном одному диаметру, концентрация оксида углерода в продуктах сгорания составляла 0,15—0,17 мг/л (в пересчете на $\alpha = 1{,}0$), а бенз(а)-пирена 0,5—0,1 мкг/100 м³. Сжигание газа в той же горелке в равнозначных условиях, но при расстоянии между кромками каналов, равном двум диаметрам, приводило к почти полному отсутствию как оксида углерода, так и бенз(а)пирена. При этом во втором случае пламя было прозрачным, а высота факелов была меньше, чем в первом случае.

Исследования показали, что расстояния между кромками огневых каналов, обеспечивающие быстрое распространение пламен и предотвращающие их слияние, зависят от их размера и содержания первичного воздуха в смеси, уменьшаясь с его увеличением.

Оптимальные расстояния между кромками каналов, обеспечивающие достаточную полноту сгорания газа и быстрое распространение пламени, приведены в табл. 8.16. При расположении огневых каналов в два ряда в шахматном порядке расстояния между кромками могут приниматься по этой же таблице. Расстояния между рядами при этом должны быть в 2—3 раза больше расстояний между каналами.

ТАВЛИЦА 8.16

Расстояния между кромками огневых каналов инжекционных однорядных горелок в зависимости от их размеров и коэффициента избытка первичного воздуха

Диаметры огневых каналов, мм	Расстояния между кромками каналов, мм, при разных значениях коэффициента избытка первичного воздуха α_1				
	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
2,0	11	8	6	5	4
3,0	15	12	9	7	5
4,0	16	14	11	9	7
5,0	18	15	14	12	10
6,0	20	18	16	14	12

Горелки инфракрасного излучения с металлической сеткой настраивались на коэффициент избытка первичного воздуха $\alpha_1 = 1{,}05$ и устанавливались в комнате под углом от 45 до 90° к горизонту. Как показали исследования, при работе на номинальной тепловой мощности концентрация оксида углерода в продуктах сгорания — около 0,01 мг/л (в пересчете на $\alpha = 1{,}0$), а бенз(а)пирен и другие углеводороды вообще не обнаружены. Анализ работы горелок в тех же условиях показал, что снятие металлической сетки не нарушило процесса сгорания газа. Наблюдаемое в практике эксплуатации излучающих горелок повышенное содержание вредных веществ в продуктах сгорания вызывается обычно несоответствием горелок подаваемому газу, чрезмерным повышением и в особенности снижением их тепловой мощности, а также неправильной установкой, при которой часть продуктов сгорания эжектируется внутрь смесителей.

Для изучения полноты сгорания газа в условиях, приближающихся к условиям работы промышленных установок, инжекционная горелка, аналогичная приведенной на рис. 8.6, устанавливалась на малогабаритной печи, размещенной в стендовой камере. Сжигание газа осуществлялось только за счет первичного воздуха ($\alpha_1 = 0{,}70 \div 1{,}15$), эжектируемого горелкой из окружающей печь атмосферы. Предотвращение воздействия на горение вторичного воздуха устранялось созданием в топке давления, превышающего давление в окружающем воздухе на 5—10 Па.

Обобщение многочисленных экспериментальных данных позволило получить усредненные кривые концентрации в продуктах сгорания различных компонентов, качественно и количественно характеризующих процесс горения (рис. 8.15). Как видно на рисунке, полное сгорание гомогенной газовоздушной смеси достигается только при коэффициенте избытка первичного воздуха $\alpha = 1{,}05$ и выше. При уменьшении содержания воздуха в смеси, в особенности при $\alpha < 1{,}0$, сравнительно закономерно возрастает концентрация оксида углерода CO, ацетилена C_2H_2, этилена

C_2H_4, пропилена C_3H_6 и пропана C_3H_8, а также бенз(а)пирена $C_{20}H_{12}$. Примерно аналогично возрастает концентрация и не приведенных на графике компонентов: водорода, бензола и др.

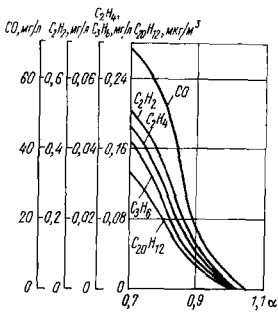


Рис. 8.15. Концентрация оксида углерода, ацетилена, этана, этилена и бенз(а)пирена в продуктах сгорания газа среднего давления в инжекционной горелке.

Кроме рассмотренных выше продуктов незавершенного горения при сжигании газа всегда возникает некоторое количество оксидов азота, ПДК которого в воздухе в 35 раз ниже, чем оксида углерода. В действительности образования оксидов азота не происходит только при низких температурах. Так, при температуре 20 °С равновесная концентрация оксида азота составляет около 0,001 млн$^{-1}$, а при температуре 500 °С около 2 млн$^{-1}$. При повышении температуры до 1500 °С, которая близка к температуре в топках распространенных конструкций, равновесная концентрация оксида азота резко возрастает: около 3500 млн$^{-1}$. Этот факт свидетельствует о том, что пренебрегать наличием в продуктах сгорания оксидов азота недопустимо и что совершенствование методов сжигания газа должно проводиться с учетом возможного снижения их выделения.

Анализ проб из продуктов сгорания природного газа показал, что образование оксидов азота NO_x происходит в зонах высоких температур как после завершения основных реакций горения, так и в процессе горения, т. е. одновременно с протеканием радикально-цепных химических превращений. При этом максимальная концентрация NO_x возникает на конечных стадиях, соответствующих выгоранию метана и интенсивному горению промежуточных продуктов в виде водорода и оксида углерода.

Первичным соединением при горении газовоздушных смесей является оксид азота. Согласно термической теории начало цепной реакции связано с атомарным кислородом, возникающим в зонах высоких температур за счет диссоциации молекулярного кислорода:

$$O_2 \rightarrow 2\,O - 490 \text{ кДж/моль}; \qquad (8.51)$$

$$O + N_2 \rightarrow NO + N - 300 \text{ кДж/моль}; \qquad (8.52)$$

$$N + O_2 \rightarrow 2NO + 145 \text{ кДж/моль}. \qquad (8.53)$$

Балансовая реакция

$$N_2 + O_2 \rightarrow 2NO - 177 \text{ кДж/моль}. \qquad (8.54)$$

Образование атомарного кислорода может происходить не только по реакции (8.51), но и за счет частичной диссоциации конечных продуктов сгорания. При снижении температуры и наличии в продуктах сгорания кислорода часть образовавшегося оксида азота (1—3 об. %) окисляется до диоксида азота NO_2. Наиболее интенсивно эта реакция протекает после выхода оксида азота в атмосферу. Основными факторами, влияющими на этот выход, являются температуры в реакционных зонах, коэффициент избытка воздуха и время контакта реагирующих компонентов. В свою очередь, температура пламени зависит от химического состава газа, содержания воздуха в газовоздушной смеси, степени ее однородности и теплоотвода из реакционной зоны.

Равновесная, максимально возможная при данной температуре, концентрация оксида азота, об. %, может быть подсчитана по формуле

$$NO_p = 4{,}6e^{-21\,500/(RT)}\sqrt{O_2N_2}, \qquad (8.55)$$

где NO_p — равновесная концентрация оксида азота, об. %; R — универсальная газовая постоянная; T — абсолютная температура, К; O_2 и N_2 — концентрация, об. %, соответственно кислорода и азота.

Как показали многочисленные исследования, высокая концентрация оксида азота, соизмеримая с равновесной, возникает при сжигании газа в топках мощных теплонапряженных парогенераторов и в высокотемпературных мартеновских, коксовых и аналогичных печах, работающих на нагретом в регенераторах или рекуператорах воздухе.

Сжигание же газа в котлах малой и средней мощности, в небольших нагревательных и термических печах со значительным теплоотводом и малым временем пребывания компонентов в высокотемпературных зонах приводит к снижению выхода оксида азота в 10—15 раз в сравнении с равновесной концентрацией. Меньший выход объясняется высокой энергией активации реакции синтеза оксида азота, слагающейся из энергии, необходимой для образования атома кислорода [реакция (8.51)] и энергии активации, реакции этого атома с молекулой азота [реакция (8.52)]. Это требует значительного времени для достижения равновесия, в особенности при невысокой температуре в реакционных зонах. Так, для достижения равновесной концентрации оксида азота при температуре 1800 °С необходимо около 0,27, при 1700 °С — 1, при 1600 °С — 4, при 1500 °С — 23, а при 1400 °С — 140 с. Отсюда следует, чем короче время пребывания реагирующих компонентов в зоне высоких температур (меньших условиям равновесия), тем меньше оксида азота в продуктах сгорания.

Соотношение между **действительной и равновесной концентрациями** оксида азота

$$NO = NO_p\tau/\tau_p, \qquad (8.56)$$

где τ — время пребывания реагирующих компонентов в реакционных зонах, с; τ_p — время образования равновесной концентрации в аналогичных условиях, с.

Итак, уменьшение оксидов азота в продуктах сгорания может достигаться за счет снижения температуры в реакционных зонах, уменьшения в них окислителя и сокращения времени пребывания реагирующих компонентов в зоне высоких температур.

Это, однако, непростые задачи, так как чрезмерное уменьшение температуры и окислителя может послужить причиной химической неполноты сгорания, нарушения оптимальных условий теплообмена, снижения КПД и теплопроизводительности установок и появления в уходящих газах токсических и канцерогенных веществ.

Несмотря на эти трудности, в настоящее время для снижения выхода оксидов азота применяют (или исследуют) методы непосредственного воздействия на процесс горения. Это — каталитическое разложение оксидов азота на азот и кислород, очистка уходящих газов твердыми или жидкими сорбентами и др. К сожалению, широко они пока не используются, что объясняется не только недостаточной эффективностью разработанных методов, но и высокими затратами на оборудование и эксплуатацию установок, через которые должно проходить большое количество уходящих газов со сравнительно ничтожной концентрацией в них оксидов азота.

Разными исследователями установлено, что при увеличении тепловой мощности горелок тепловыделение идет более интенсивно, чем теплоотвод из зоны горения, в результате чего температура и выход оксидов азота повышаются. Наоборот, снижение тепловой мощности горелок приводит к уменьшению выхода оксидов азота (например, уменьшение тепловой мощности горелок в 2 раза ведет к снижению выхода оксидов азота в 1,5—1,6 раза).

К эффективным методам снижения выхода оксидов азота относится также сжигание газа в излучающих горелках и в псевдоожиженном слое, поскольку в обоих случаях происходит микрофакельное горение гомогенной газовоздушной смеси с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1{,}05$ при весьма интенсивном отводе теплоты из реакционной зоны. Концентрация оксидов азота при сжигании газа в излучающих горелках составляет около 40, а в псевдоожиженном слое 80—100 мг/м³. Уменьшение размеров огневых каналов излучающих горелок и огнеупорных зерен в псевдоожиженном слое способствует снижению выхода оксидов азота. Установлено, что их выход почти не зависит от тепловой мощности горелок и теплового напряжения псевдоожиженного слоя.

Изложенные выше данные показывают, что при оборудовании отопительных и промышленных котлов, а также других тепловых

установок необходимо подбирать такие газовые горелки, которые обеспечили бы не только высокий КПД и отсутствие или ничтожную концентрацию продуктов неполного сгорания, но и сниженный сброс в атмосферу оксидов азота. Следовательно, при разработке новых конструкций горелок, их установке на агрегатах и эксплуатации следует иметь в виду, что уменьшить сброс оксидов азота можно за счет сокращения длины высокотемпературных туннелей и перемещения горения из них в топки; применения взамен керамических туннелей стабилизаторов горения в виде тел плохообтекаемой формы или кольцевого пламени; организации плоского факела пламени с увеличенной поверхностью теплоотдачи; рассредоточения пламени за счет увеличения числа горелок или использования блочных горелок; ступенчатого подвода в реакционную зону воздуха; равномерного распределения тепловых потоков в топке, экранирования топок и их разделения на отсеки двухсветными экранами, отсутствия отложений на поверхности экранов сажистых и минеральных частиц и солей жесткости внутри труб; применения диффузионного принципа сжигания газа и других мероприятий, приводящих к снижению температуры и времени пребывания горящих газов в зонах высоких температур. Диффузионное горение допустимо только в тех случаях, когда может быть обеспечено свободное развитие пламени без омывания теплообменных поверхностей. Наиболее эффективное снижение выхода оксидов азота достигается при одновременном использовании нескольких способов.

При сжигании газа в котлах средней и большой мощности к эффективным средствам уменьшения выхода оксидов азота относятся частичная рециркуляция охлажденных продуктов сгорания, тангенциально-вихревое двухступенчатое сжигание газа, уменьшение подогрева воздуха, впрыск распыленной воды в реакционную зону и др. При частичной рециркуляции охлажденных продуктов сгорания в воздушный тракт горелок горение происходить в забалластированном инертными компонеитами воздухе. Это приводит не только к уменьшению температур в реакционных зонах, но и к снижению в них парциального давления кислорода. По данным ВТИ им. Ф. Э. Дзержинского на котле типа ПК-41 паропроизводительностью 475 т/ч, оборудованном прямоточными горелками, выход оксидов азота при степени рециркуляции 23% снизился примерно в 1,8 раза (с 520 до 300 мг/м^3). При этом без рециркуляции коэффициент избытка воздуха составлял 1,03, а с рециркуляцией 1,06.

Американская фирма «Комбейшен» для снижения выхода оксидов азота применяет тангенциально-вихревое сжиганне топлива с помощью горелок с прямоточной выдачей потоков газа и воздуха. В зависимости от мощности котлов горелки размещают в три-пять рядов по вертикали в углах топочной камеры, тангенциально к поверхности условного цилиндра в ее центре. При этом процесс смешения газа с воздухом затягивается, что приводит

к уменьшению скорости горения и тепловыделения и, как следствие, к снижению температуры пламени. В центре топки возникает пламенный вихрь, в котором происходит догорание не вступивших в реакцию компонентов и промежуточных соединений, но уже при сниженной температуре и уменьшенной концентрации кислорода. Выход оксидов азота при этом способе уменьшается в 1,7—2,0 раза по сравнению со сжиганием газа на вихревых горелках, размещаемых на фронтовой стенке топки.

Двухступенчатое сжигание топлива в мощных парогенераторах обычно применяют при многорядном размещении горелок на стенках топки. В этом случае горелки нижних рядов работают с недостатком окислителя, а верхние — с его избытком или через них проходит только воздух. Применяется также размещение верхних горелок в шахматном порядке, при котором одни горелки выдают обогащенную горючую смесь, а другие — чистый воздух. Не исключаются и другие варианты размещения горелок. Снижение выхода оксидов азота при таком сжигании достигается за счет растянутости процессов смешения и горения и уменьшения концентрации кислорода в реакционных зонах. Как показывают экспериментальные данные, характеризующие выход оксидов азота при сжигании природного газа в топке котла паропроизводительностью около 300 т/ч, оборудованного 20 горелками, при этом выход оксидов азота уменьшается примерно в 1,7 раза по сравнению со сжиганием газа на всех горелках с $\alpha = 1{,}1$.

К простейшим методам снижения выхода оксидов азота можно отнести уменьшение подогрева воздуха и подачу в реакционные зоны распыленной воды, позволяющие снизить (при водотопливном отношении 8—10%) выход оксидов азота более чем на 30%, а многоядерных ароматических соединений — в 2—3 раза. Однако при этом следует учитывать, что данные методы проводят к некоторому увеличению (на 0,6—0,8%) энергетических затрат. Поэтому их применение оправданно только при использовании парогенераторов в период возможного образования смога в атмосфере.

Рассмотренные методы снижения выхода оксидов азота в продуктах сгорания могут быть рекомендованы при сжигании не только природного газа, но в одинаковой мере и мазута, и пылевидного твердого топлива. При этом при использовании двух последних видов топлива происходит уменьшение выхода оксидов азота как из азота воздуха, так и из азотсодержащих соединений топлива.

ГЛАВА 9

ГАЗОВЫЕ АППАРАТЫ

9.1. ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ГАЗОВЫХ АППАРАТОВ

Отечественная промышленность выпускает различные газовые аппараты, которые позволяют эффективно и безопасно использовать горючие газы для удовлетворения бытовых и коммунально-бытовых нужд населения. Однако эффективная и безопасная работа таких аппаратов возможна только при их исправном состоянии и правильной эксплуатации.

К показателям, характеризующим работу газовых аппаратов, относятся тепловая мощность аппарата или установки, эффективность, характеризующаяся коэффициентом полезного действия (КПД), и теплопроизводительность.

Различают номинальные и предельные значения указанных показателей. Номинальной тепловой мощностью называют такую, при которой аппарат или установка имеют наилучшие показатели работы: наибольшую полноту сгорания газа при наиболее высоком КПД; при этом в конструктивных элементах аппаратов не должны возникать опасные тепловые напряжения, которые могут сократить установленный срок службы. Номинальная тепловая мощность, являющаяся паспортной величиной аппарата, определяется при номинальной тепловой нагрузке. Предельной тепловой мощностью является максимальная тепловая нагрузка, превышающая номинальную на 20%. При этом не должны ощутимо ухудшаться полнота сгорания газа, уменьшаться КПД и срок службы аппаратов. Безопасность работы газовых аппаратов характеризуется полнотой сгорания газа и устойчивой работой газогорелочных устройств.

На эффективность и безопасность работы газовых приборов оказывает влияние не только совершенство их конструкции (газовые горелки, рабочий стол, духовой шкаф плиты, топочное пространство и тепловоспринимающие поверхности и др.). Для нормальной работы любого газогорелочного устройства необходимо обеспечить подачу топлива с определенными параметрами; подачу воздуха в количестве, достаточном для полного сжигания газа; хорошее перемешивание газа с воздухом (до процесса сжигания газа); зажигание газовоздушной смеси и поддержание в зоне горения температуры, достаточной для полного сгорания горючих

компонентов смеси; своевременный отвод продуктов сгорания из зоны горения без нарушения процессов сжигания газа.

Несоблюдение даже одного из этих условий обязательно приведет к ненормальной работе газогорелочного устройства, и в результате пламя может погаснуть (отрыв), проскочить внутрь газогорелочного устройства (проскок) или гореть коптящим пламенем. При недостатке воздуха, т. е. при отсутствии достаточного количества кислорода в зоне горения, газ полностью не сжигается, так как часть его горючих компонентов не сможет вступить в химическую реакцию.

Полнота сгорания газа требует также хорошего предварительного перемешивания газа с первичным воздухом, засасываемым струей газа внутрь горелки, и благоприятных условий для подхода вторичного воздуха к пламени горелки. Химические реакции горючих компонентов природных и искусственных газов с кислородом воздуха протекают с выделением теплоты, вполне достаточной, чтобы процессы горения проходили непрерывно и до конца.

Однако если в зоне горения газов возникнут условия, приводящие к отводу теплоты и охлаждению зоны горения (например, пламя омывает металлические детали приборов, нагреваемой посуды и др.), то химические ракции в этих случаях могут прекратиться, горючие компоненты газов не прореагируют с кислородом воздуха и в результате газ полностью не сгорит.

Большое значение имеет своевременный отвод из зоны горения продуктов сгорания газа. Если онн будут задерживаться в зоне горения и создадут малокислородную атмосферу вокруг пламени горелок, это приведет к ухудшению процессов горения, увеличению вредных веществ в продуктах сгорания и возможному погасанию пламени. *В то же время слишком интенсивный отвод продуктов* сгорания газа из зоны горения может привести к отрыву пламени в результате больших скоростей вторичного воздуха.

Бытовую газовую аппаратуру условно можно разделить на следующие группы:

1) приборы для приготовления пищи (газовые плиты различных конструкции и теплопроизводительности, автономные духовые шкафы, жарочные устройства, одногорелочные газовые примусы);

2) приборы для горячего водоснабжения (проточные водонагреватели);

3) *приборы для индивидуального отопления* (емкостные водонагреватели, газовые камины, специальные газовые горелки, отопительные с водяным контуром и отопительно-варочные аппараты, *отопители конвективного и излучающего обогрева*);

4) приборы для освещения (переносные осветительные);

5) приборы для специальных целей (горелки автономные печные и инфракрасиого излучения).

Ниже будут рассмотрены только бытовые газовые аппараты: газовые плиты, проточные водонагреватели и отопительные аппараты.

9.2. ГАЗОВЫЕ ПЛИТЫ

Основной тип газовых бытовых плит — стационарные напольные 2-, 3- и 4-горелочные с духовым шкафом. Кроме того, промышленность выпускает также настольные переносные преимущественно 2-горелочные плиты. Основные параметры и размеры серийно выпускаемых унифицированных газовых бытовых плит должны отвечать требованиям ГОСТ 10798—85* (табл. 9.1).

Детали бытовых газовых плит (рис. 9.1) изготавливают из материалов, обеспечивающих коррозионную устойчивость, термическую стойкость, долговечность и надежность в эксплуатации. Для ручек кранов используют пластмассы или другие материалы,

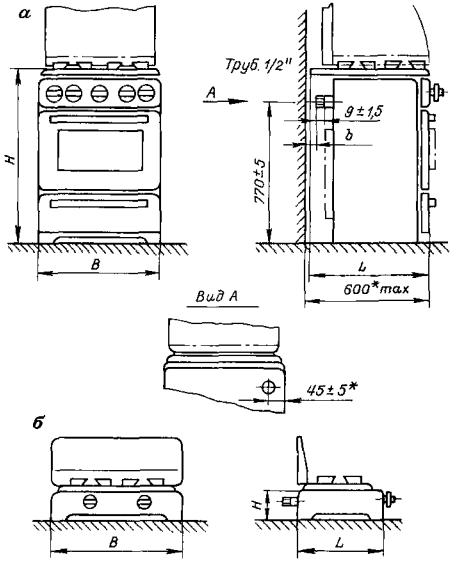


Рис. 9.1. Универсальные газовые бытовые плиты.
***а* — напольные; *б* — настольные.**

ТАБЛИЦА 9.1

Унифицированные газовые стационарные бытовые плиты (по ГОСТ 10798—85*)

Параметры и размеры	Нормы для плит	
	напольных	настольных
Число горелок стола, не менее	2	2
Число горелок стола нормальной тепловой мощности для плит, не менее:		
2-горелочных	1	1
3-горелочных	2	2
4-горелочных	2	2
Тепловая мощность горелок стола, кВт:		
пониженной	0,7 ± 0,06	
нормальной	1,9 ± 0,12	
повышенной	2,8 ± 0,12	
То же, основной горелки духового шкафа на единицу объема, кВт/дм³, не более	0,09	—
То же, жарочной горелки духового шкафа, кВт, не более	3,5	—
КПД горелок стола при номинальном режиме, %, не менее	56	57
Индекс оксида углерода, об. %, не более	0,010	
Полезный объем духового шкафа, дм³, не менее:		
2- и 3-горелочных плит	35	—
4-горелочных и более	45	—
Размеры входного проема духового шкафа, мм, не менее:		
высота	260	—
ширина	330	—
Размеры плиты без учета выступающих элементов обслуживания и декоративных элементов, мм:		
высота H (±5)	850	110; 125
глубина L		
отдельно стоящей (±5)	450; 600	300; 315
встраиваемой (—10)	600	—
ширина B		
отдельно стоящей (±5)	500; 520; 800	500
встраиваемой (—10)	600	—
расстояние b (±5):		
отдельно стоящей	15	—
встраиваемой	40	—
Условный проход входного штуцера газопровода, мм	15	
Масса плиты шириной до 600 мм включительно, кг, не более:		
2-горелочной	40	8
3-горелочной	50	10
4-горелочной	60	15
То же, 3-горелочной шириной до 800 мм, кг, не более	60	15
Концентрация оксидов азота, мг/м³, не более	200	

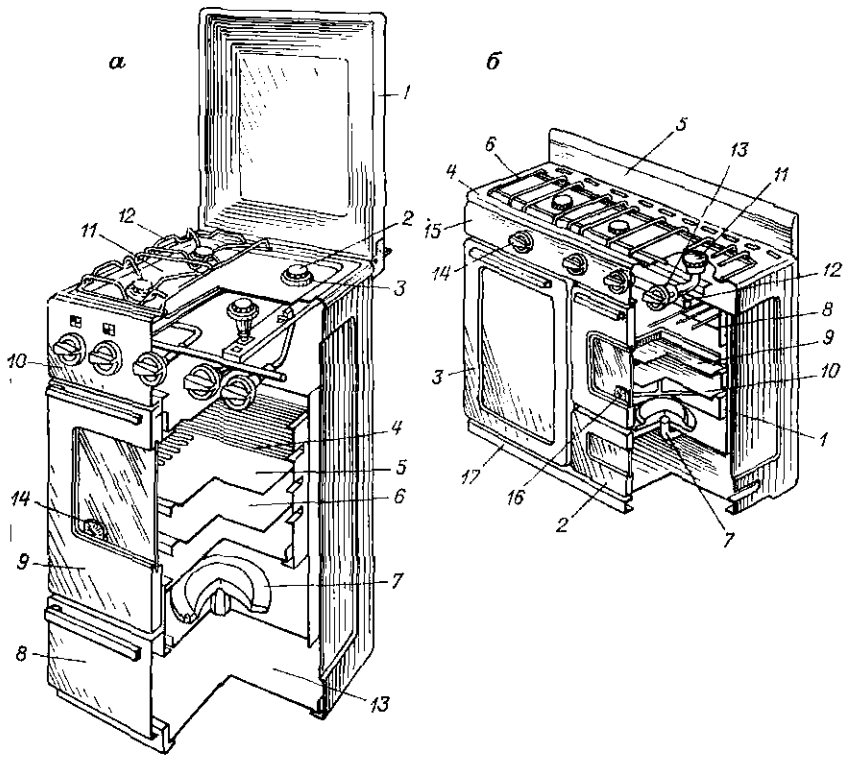


Рис. 9.2. Общие виды унифицированных бытовых плит.

а — ПГ4 (*1* — крышка плиты или щиток; *2* — крышка горелки; *3* — насадка горелки стола; *4* — решетка духового шкафа; *5* — противень для выпечки; *6* — жаровня; *7* — горелка духового шкафа; *8* — дверка сушильного шкафа; *9* — дверка духового шкафа; *10* — распределительный щиток; *11* — стол плиты; *12* — решетка стола; *13* — сушильный шкаф; *14* — термоуказатель); *б* — ПГ3 со встроенным баллоном сжиженного газа (*1* — шкаф духовой; *2* — шкаф сушильный; *3* — шкаф для баллона; *4* — стол; *5* — щиток; *6* — решетка стола; *7* — горелка духового шкафа; *8* — решетка духового шкафа; *9* — противень для выпечки; *10* — противень для жарения (жаровня); *11* — горелка стола; *12* — коллектор; *13* — кран пробковый; *14* — ручка крана; *15* — щиток распределительный; *16* — указатель температуры; *17* — планка).

устойчивые при температуре до 150 °С. Горелки и их детали должны быть взаимозаменяемы, должны легко сниматься и устанавливаться вновь без применения инструментов.

Газопроводы и арматура бытовых газовых плит должны быть герметичными. Потери давления в приборах автоматики контроля не должны превышать 100 Па.

Плиты изготовляют для работы на природных и сжиженных газах с номинальным давлением 2—3 кПа. При заказе плиты заводу-изготовителю следует сообщить вид газа, на котором она должна работать, его теплоту сгорания и давление перед плитой.

Унифицированная бытовая газовая **плита** ПГ4 (рис. 9.2, *а*) представляет собой тумбу без ножек.

На лицевой стороне плиты размещен распределительный щиток с пятью ручками и их указателями. Все ручки снабжены устройствами, предохраняющими от случайного поворота из положения «0» — закрыто. Поворот ручки возможен лишь после нажатия (вдавливания) в осевом направлении. Стол плиты — закрытый и одновременно служит поддоном для сбора пролитой пищи. На задней кромке стола установлен щиток-экран (в некоторых модификациях заменен откидной крышкой). Конфорочные решетки — прутковые, эмалированные или оксидированные. Духовой шкаф — цельносварной, снабжен съемным дном и подвесками для трех полок; объем духового шкафа 52 дм^3. В комплект шкафа входят противень, жаровня и решетка. Дверца духового шкафа имеет смотровое стекло, за которым размещен биметаллический термоуказатель. Дисковая горелка не имеет запальника и зажигается через откидной лючок в дне духового шкафа. Ручки дверок духового и сушильного шкафов — плоские, изготовлены из стального листа с покрытием хромом или из полированного листового алюминия. Сушильный шкаф, размещенный под духовым шкафом, представляет собой ящик либо выдвижной, либо с откидной дверцей.

В последнее время начато производство 4-горелочных плит повышенной комфортности ПГ4-ВК. Она имеет рабочий стол и корпус. По габаритным размерам 600×600×850 мм она отличается от унифицированных. Соответственно увеличен объем духового шкафа до 70 дм^3. Передняя стенка снабжена декоративным стеклом по всей ширине плиты и размещенным за ним смотровым окном духового шкафа. Горелки стола характеризуются различной тепловой мощностью, кВт: две — нормальной 1,9 ± 0,12, одна — повышенной 2,8 ± 0,12 и одна — пониженной 0,7 ± 0,06. Краны горелок имеют фиксированное положение «малого пламени» и крепятся к коллектору без резьбы на хомутах-стяжках. Духовой шкаф оснащен продольными полками для установки противня, жаровни или решетки на боковых стенках, а также термостатическим регулятором температуры со шкалой, выведенной на лицевую панель плиты. Автоматика терморегулирования снабжена отсекателем газа (на случай погасания пламени), который обслуживает обе входящие в комплект плит плиты горелки: основную и жаровую. Полость духового шкафа имеет электрическое освещение, работающее от сети напряжением 220 В. Под духовым шкафом размещен сушильный шкаф. Плита покрыта белой эмалью.

Отечественная промышленность выпускает 3-горелочные плиты ПГ3 (рис. 9.2, *б*), выполненные в виде тумбочки, в которую встроены шкафы духовой, сушильный и для размещения баллона сжиженного газа с регулятором давления. Плита имеет стол, оборудованный тремя горелками и решеткой, на которую устанавливается посуда для приготовления пищи. Духовой шкаф имеет горелку. Он снабжен двумя противнями (для выпечки

и для жарения) и решеткой. Температура разогрева духового шкафа контролируется по указателю температуры. Дверка духового шкафа имеет стеклянное смотровое окно для наблюдения за процессом приготовления пищи. Под духовым шкафом размещен сушильный шкаф с дверкой. Управление горелками осуществляется пробковыми кранами, ручки которых выведены на лицевую сторону распределительного щитка. Баллон со сжиженным газом (вместимостью 27 л) снабжен клапаном типа КБ, на который надевают регулятор давления «Балтика», соединенный резинотканевым рукавом с коллектором (газопроводом) плиты.

Кроме уже названных отечественная промышленность выпускает унифицированные напольные 2-горелочные плиты ПГ2 и ПГ2-Н. В комплект поставки входят два баллона вместимостью до 5 л каждый или один баллон вместимостью 27 л.

Бытовые газовые плиты выпускают 20 спецнализированных заводов Государственного газового концерна «Газпром» и несколько заводов других министерств.

9.3. ГАЗОВЫЕ ПРОТОЧНЫЕ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ АППАРАТЫ

В качестве наиболее распространенного средства для быстрого получения горячей воды при наличии водопровода многие годы применяют выпускаемые в соответствии с требованиями ГОСТ 19910—74* газовые проточные водонагревательные аппараты, оборудованные газоотводящими устройствами и тягопрерывателями, которые в случае кратковременного нарушения тяги предотвращают погасание пламени газогорелочного устройства, для присоединения к дымовому каналу имеется дымоотводящий патрубок.

Отечественная промышленность серийно выпускает газовые бытовые аппараты водонагревательные проточные ВПГ-20-1-3-П, ВПГ-23-1-3-П и ВПГ-18-1-3-П (табл. 9.2).

Все основные элементы аппарата типа ВПГ (рис. 9.3) смонтированы в эмалированном кожухе прямоугольной формы. Передняя и боковые стенки кожуха — съемные, что делает удобным и легким доступ к внутренним узлам аппарата для профилактических осмотров и ремонтов без снятия аппарата со стены. На передней стенке кожуха аппарата расположены ручка управления газовым краном, кнопка включения электромагнитного клапана и смотровое окно для наблюдения за пламенем запальной и основной горелок. Вверху размещено газоотводящее устройство, через которые продукты сгорания направляются в дымоход, внизу находится патрубок для подсоединения аппарата к газовой и водяной сетям. Аппарат имеет следующие узлы: газопровод *1*, кран блокировочный газовый *2*, горелку запальную *3*, горелку основную *4*, па-

ТАБЛИЦА 9.2

Техническая характеристика газовых бытовых проточных водонагревательных аппаратов типа ВПГ (номинальное давление газа 2—3 кПа)

Основные параметры и размеры	ВПГ-20-1-3-П, ВПГ-18-1-3-П	ВПГ-23-1-3-П
Номинальная тепловая мощность основной горелки, Вт	20 930 ± 2 093	23 260 ± 2 326
КПД, %, не менее	82	
Расход воды при нагреве на 45 °С, л/мин, не менее	5,4	6,07
Давление воды перед аппаратом, кПа:		
минимальное	50	
номинальное	150	
максимальное	590	
Разрежение в дымоходе для нормальной работы аппарата, Па, не менее	2,0	
Габаритные размеры, мм:		
высота	780	860
ширина	390	390
глубина	265	315
Масса, кг, не более	20	29

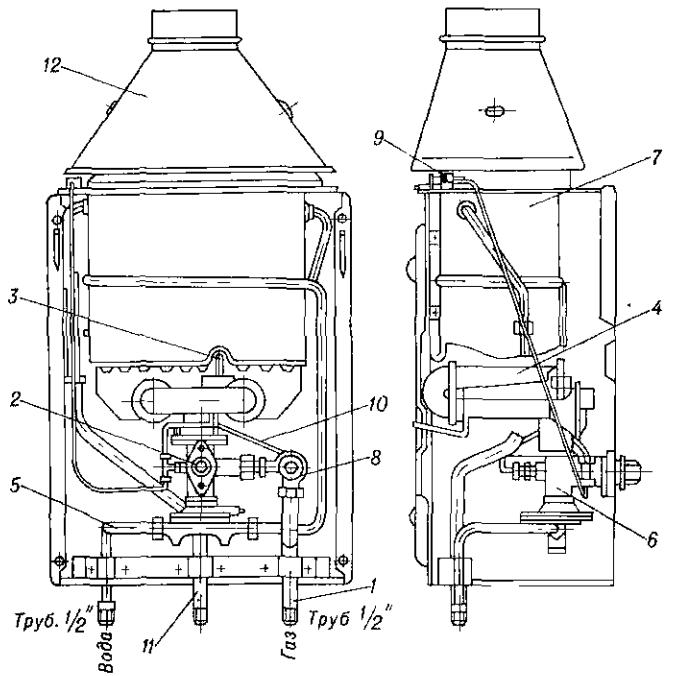


Рис. 9.3. Аппарат водонагревательный проточный бытовой типа ВПГ.

трубок холодной воды *5*, блок водогазовый с тройником горелки *6*, теплообменник *7*, автоматическое устройство безопасности по тяге с электромагнитным клапаном *8*, датчиком тяги *9* и термопарой *10*, патрубок горячей воды *11* и газоотводящее устройство *12*.

Принцип работы аппарата следующий. Газ поступает в электромагнитный клапан, кнопка включения которого находится справа от ручки включения газового крана. Газовый блокировочный **кран** водогазогорелочного блока осуществляет принудительное последовательное включение запальной горелки и подачу газа к основной горелке. Газовый кран снабжен одной ручкой, поворачивая которую слева направо, можно фиксировать три положения. Крайнее левое положение обеспечивает закрытие подачи газа на запальную и основную горелки. Среднее фиксированное положение поворотом ручки вправо до упора позволяет полностью открыть кран для поступления газа на запальную горелку и закрыть кран для подачи газа на основную горелку. Третье фиксированное положение, достигаемое нажимом на ручку крана в осевом направлении до упора с последующим поворотом до конца вправо, обеспечивает полное открытие крана для поступления газа на основную и запальную горелки.

Кроме ручной блокировки крана на пути газа к основной горелке имеются два автоматических блокировочных устройства. Блокировку поступления газа в основную горелку при обязательной работе запальной горелки обеспечивает электромагнитный клапан, работающий от термопары. Блокировка подачи газа в горелку в зависимости от наличия протока воды через аппарат осуществляется с помощью клапана, имеющего привод через шток от мембраны, расположенной в водогазогорелочном блоке. При нажатой кнопке электромагнитного клапана и открытом положении блокировочного газового крана на запальную горелку через электромагнитный клапан газ поступает в блокировочный кран, а далее через тройник — по газопроводу к запальной горелке.

При нормальной тяге в дымоходе (разрежение не менее 2,0 Па) термопара, нагреваемая пламенем запальной горелки, передает импульс электромагнитному клапану, который автоматически открывает доступ газа к блокировочному крану. Если тяга нарушена или отсутствует, биметаллическая пластина датчика тяги нагревается уходящими продуктами сгорания газа, открывает сопло датчика тяги и газ, поступающий во время нормальной работы аппарата на запальную горелку, уходит через сопло датчика тяги. Пламя запальной горелки гаснет, термопара охлаждается, и электромагнитный клапан отключается в течение 60 с, т. е. прекращает подачу газа. Для плавного зажигания основной горелки предусмотрен замедлитель зажигания, работающий при вытекании воды из надмембранной полости как обратный клапан, частично перекрывающий сечение клапана и тем самым замедляющий движение мембраны вверх, а следовательно, и зажигание основной горелки.

Аппарат водонагревательный проточный ВПГ-25-1-3В по оснащенности автоматическими и регулирующими устройствами относится к высшему классу и обеспечивает доступ газа к запальной горелке только при наличии пламени на этой горелке и протока воды; прекращение подачи газа к основной и запальной горелкам при отсутствии разрежения в дымоходе; регулирование давления (расхода) газа; регулирование расхода воды; автоматический розжиг запальной горелки.

Элементы управления аппаратом: кнопки включения и выключения, ручка регулированиия (включения и выключения) пламеии основной горелки — расположены на отдельной панели, которая крепится к каркасу аппарата и устанавливается в передней стенке Диапазон регулирования пламени основной горелки (от 0 до максимального значения) соответствует повороту ручки регулятора против часовой стрелки в пределах от 0 до 180°. Кнопка включеиия аппарата сблокирована с электророзжиговым устройством таким образом, что при нажатии ее подача газа к запальной горелке и воспламенеиие газовоздушиой смеси происходят одновременно. Предусмотреиа также блокировка основной горелки: газ к основной горелке может поступать только после подачи его к запальной горелке и ее розжига, т. е. соблюдается принудительная последовательность включения горелок.

Техническая характеристика ВПГ-25-1-3В

Тепловая мощность горелки, Вт:	
основной	29 075±2 900
запальной	350
КПД, %, не менее	83
Содержание оксида углерода, об. %, не более	0,05
Диаметр резьбы на патрубке:	
входном газопровода	Труб. 3/4″
входном и выходном водопровода	Труб. 1/2″
Габаритные размеры, мм:	
высота	780
ширина	420
глубина	315
Масса, кг, не более	25

9.4. ГАЗОВЫЕ ОТОПИТЕЛЬНЫЕ АППАРАТЫ

Для отоплеиия жилых домов с использованием газового топлива примеияют отопители с передачей теплоты конвекцией и излученнем — камины, а также аппараты, имеющие в качестве теплоносителя воду (котлы).

Аппараты отопительные водоиагревательные емкостные газовые бытовые. Аппараты типа АГВ составляют несколько обособленную группу водонагревателей, поскольку кроме отопления могут быть использованы также для горячего водоснабжения в быту (табл. 9.3). Они разрабатываются и изготовляются в соответствии с требоваииями ГОСТ 11032—80*.

ТАБЛИЦА 9.3

Основные технические характеристики (нормы) аппаратов водонагревательных емкостных газов бытовых

Основные параметры	АГВ-80 (АОГВ-6-3-У)	АГВ-120 (АГВ-120-1)
Вместимость бака, л	80	120
Номинальная тепловая мощность, Вт	6980	13 956
Тепловая мощность запальной горелки, Вт, не более	410	
КПД, %, не менее	81	
Температура воды на выходе из аппарата, °С, не более:		
для отопления	90	
для горячего водоснабжения	70	
Температура продуктов сгорания на выходе из аппарата, °С, не менее	110	
Номинальное давление газа, кПа	3,0	
Минимальное разрежение в дымоходе перед тягопрерывателем, Па	2,0	
Максимальное избыточное давление воды перед аппаратом, МПа, не более	0,6	
Присоединительная резьба штуцеров:		
для подвода воды	Труб. $1^1/_2^{\text{в}}$	
для подачи газа	Труб. $^1/_2$	
Наружный диаметр присоединительного патрубка газоотводящего устройства, мм	82 ± 1	102 ± 1
Габаритные размеры, мм, не более:		
диаметр	410	460
высота	1540	1610

Автоматический водонагреватель газовый АГВ-80 (рис. 9.4, *а*) может быть использован для отопления помещения площадью 50—60 м². Водонагреватель состоит из внешнего цилиндра (кожуха), внутреннего цилиндрического бака из 3-миллиметрового стального листа с оцинковкой, жаровой трубы с удлинителем тяги, газогорелочного устройства с запальной горелкой, блока автоматики, включающего в себя электромагнитный клапан и термопару, терморегулятор и тягопрерыватель с патрубком для присоединения к дымоходу. Между кожухом и баком для термоизоляции проложена шлаковата.

Вода в баке водонагревателя постоянно находится под давлением, аналогичным давлению воды в городском водопроводе. При зажигании горелки она нагревается до требуемой температуры (до 80—90 °С), после чего терморегулятор автоматически прекращает доступ газа к горелке и она гаснет. Пламя запальника продолжает гореть и воспламеняет газовоздушную смесь на основной горелке, как только вода охладится, т. е. температура будет

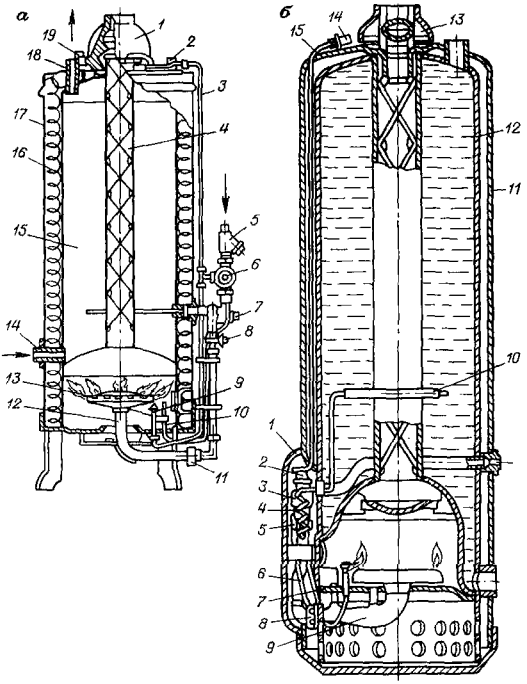


Рис. 9.4. Автоматические газовые емкостные водонагреватели.

а — АГВ-80 (*1* — тягопрерыватель; *2* — муфта термометра; *3* — автоматика безопасности по тяге; *4* — стабилизатор; *5* — фильтр; *6* — магнитный клапан; *7* — терморегулятор; *8* — кран газовый; *9* — горелка запальная; *10* — термопара; *11* — заслонка; *12* — диффузор; *13* — горелка основная; *14* — штуцер для подачи холодной воды; *15* — бак; *16* — термоизоляция; *17* — кожух; *18* — патрубок для выхода горячей воды к квартирной разводке; *19* — клапан предохранительный); *б* — АГВ-120-1 (*1* — дверца; *2* — кран; *3* — блок приборов автоматики; *4* — капиллярная трубка; *5* — гайка регулировки; *6* — термопара; *7* — запальник; *8* — регулятор воздуха; *9* — основная горелка; *10* — термобаллон; *11* — кожух; *12* — резервуар; *13* — тягопрерыватель; *14* — датчик тяги; *15* — экранированный провод).

ниже заданной. В этом случае терморегулятор открывает проход газа на основную горелку. Пламя запальника нагревает спай хромель-копелевой термопары, где возникает ЭДС, воздействующая на электромагнитный клапан и удерживающая его открытым.

ТАБЛИЦА 9.4

Основные технические характеристики (нормы) аппаратов отопительных газовых бытовых с водяным контуром

Основные параметры	АОГВ-10	АОГВ-15	АОГВ-20
Номинальная тепловая мощность, Вт	11 630	17445	23 260
Теплопроизводительность аппарата, Вт	9 304	13 956	18 608
КПД, %, не менее, для исполнения У		80	
Температура воды на выходе из аппарата, °С		50—90	
Температура продуктов сгорания на выходе из аппарата, °С, не менее:			
для исполнения У		110	
для исполнения ХЛ		200	
Номинальная тепловая нагрузка запальной горелки, Вт/ч		250	
Присоединительная резьба штуцеров для подвода и отвода воды	Труб. $1^1/_2{}''$	Труб. $2''$	
Присоединительная резьба штуцера для подачи газа	Труб. $^3/_8{}''$	Труб. $^3/_4{}''$	
Длина, мм, не более	560	600	630
Площадь сечения газоотводящего патрубка, $дм^2$, не менее	1,0	1,15	1,35
Минимальное разрежение в дымоходе, Па	2	3	
Масса, кг, не более	85	120	150

При падении давления в подводящем газопроводе пламя запальной горелки гаснет, ЭДС исчезает и электромагнитный клапан закрывает подвод газа, независимо от клапана терморегулятора. Если в сети давление газа постоянное, водонагреватель АГВ-80 может работать на отоплении неограниченное время. Водонагреватель АГВ-80 необходимо присоединять к хорошо действующему дымоходу.

Автоматический газовый водонагреватель АГВ-120 (рис. 9.4, *б*) предназначен для местного горячего водоснабжения и для отопления помещений площадью до 100 $м^2$ при одновременном расходе горячей воды на хозяйственные нужды. Этот водонагреватель представляет собой вертикальный цилиндрический резервуар вместимостью 120 л, заключенный в стальной кожух. Дверца кожуха позволяет извлекать горелки, запальник и термопары без разбора водонагревателя и его перемещения. Для уменьшения потерь теплоты между кожухом и резервуаром уложен слой шлаковаты. В топочной части установлена чугунная инжекционная газовая горелка низкого давления, к ней крепится кронштейн с запальником.

Горение газа и поддержание определенной температуры воды регулируются автоматически. Схема автоматического регулирования двухпозиционная. Автоматика водонагревателя состоит из

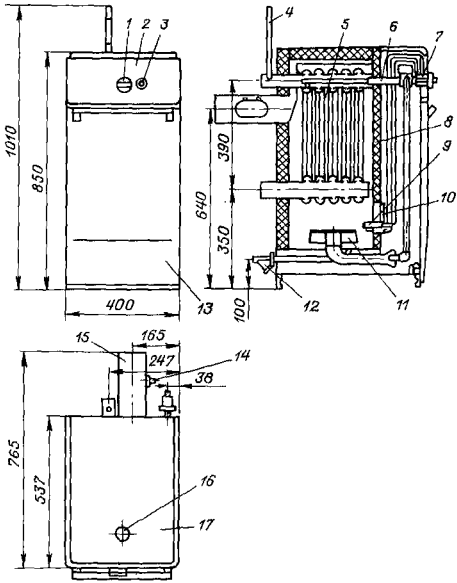
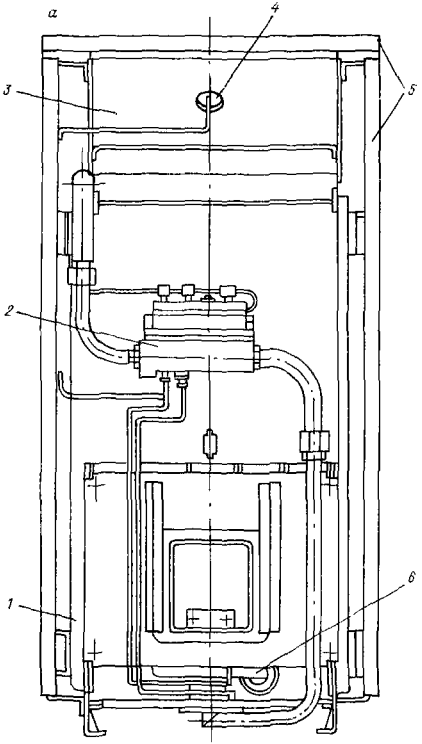


Рис. 9.5. Газовый отопительный бытовой аппарат с водяным контуром типа АОГВ-10-3-У (модель 2203).

1 — ручка крана; *2* — щиток; *3* — кнопка электромагнитного клапана; *4* — термометр; *5* — водонагреватель; *6* — терморегулятор; *7* — электромагнитный клапан; *8* — кожух водонагревателя; *9* — запальник, термопара; *10* — съемная рамка; *11* — горелка; *12* — фильтр; *13* — дверца; *14* — датчик тяги; *15* — терморегулятор; *16* — смотровое окно; *17* — крышка верхняя.

двух групп: регулирования и безопасности. Основные элементы автоматики регулирования и безопасности — сильфоиный терморегулятор, запальник, термопара и электромагнитный клапан.

Аппараты отопительные газовые бытовые с водяным контуром (ГОСТ 20219—74*). Предназначены они для отопления помещений, могут изготовляться следующих типов: 1) работающие на природном газе; 2) работающие на сжиженном газе; 3) работающие на природном и сжиженном газах, и в следующих климатических исполнениях: У — для эксплуатации в районах с умеренным климатом, ХЛ — то же, в районах с холодным климатом (табл. 9.4).



Аппаратот опительный АОГВ-6-3-У (модель 2208) предназначеи для отопления помещений площадью до 60 м², оборудованиых системой водяного отопления с естественной циркуляцией. Техиические характеристики его аналогичиы таковым АГВ-80. Основное отличие водонагревателей АГВ-80 от АОГВ-6-3-У (модель 2208) заключается в изменении общей высоты: вместо 1540 мм у АГВ-80 оиа составляет 973 мм у АОВГ-6-3-У.

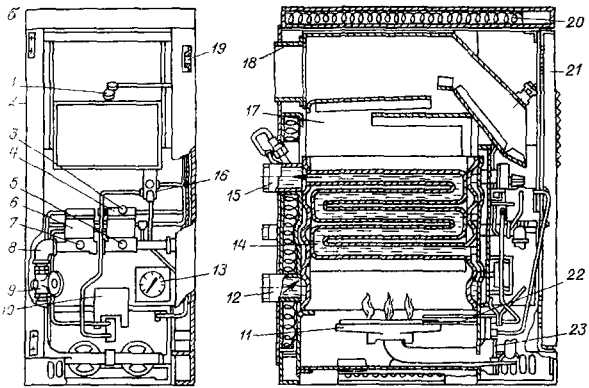


Рис. 9.6. Газовые отопительные бытовые аппараты с водяным контуром.

а — АОГВ-15-3-У (*1* — теплообменник; *2* — блок автоматики безопасности и регулирования; *3* — тягостабилизатор; *4* — датчик тяги; *5* — облицовка; *6* — горелочное устройство); *б* — АОГВ-20-3-У (*1* — датчик тяги; *2* — декоративная облицовка; *3* — кнопка «Стоп» автоматики; *4* — блок автоматики безопасности; *5* — кнопка «Пуск» автоматики; *6* — блок автоматики регулирования; *7* — регулировочная игла; *8* — колено коллектора; *9* — газовый кран; *10* — смотровое зеркало; *11* — литая инжекционная горелка; *12* — патрубок для ввода возвратной воды; *13* — термометр; *14* — змеевик теплообменника; *15* — патрубок для выхода горячей воды; *16* — датчик температуры воды; *17* — короб дымоотвода; *19* — магнитный замок дверки; *20* — термоизолированная крышка аппарата; *21* — откидная дверка аппарата; *22* — запальная горелка; *23* — торцевой шибер смесителя горелки).

Аппарат отопительный бытовой типа АОГВ-10-3-У (модель 2203) (рис. 9.5) выполнен в виде прямоугольной тумбы, облицованные поверхности которой отштампованы из листовой стали и покрыты белой эмалью. Лицевая сторона аппарата закрыта щитком *2* и дверцей *13*. На щитке сгруппированы органы управления аппарата: ручка крана *1* и кнопка электромагнитного клапана *3*. На верхней крышке *17* находится смотровое окно *16* для наблюдения за работой основной горелки *11* и запальника *8*. На задней стенке размещены дымоотводящий патрубок с терморегулятором *15* и датчиком тяги *14*, трубы для подсоединения аппарата к газовой магистрали и системе водяного отопления. На входе в газовую магистраль аппарата установлен фильтр *12*. Термометр *4* в оправе расположен на выходе горячей воды из аппарат. Внутри аппарата в теплоизоляционном кожухе *8* размещены газовая горелка и секционный водонагреватель *5*, состоящий из пяти штампованных секций. К передней стенке винтами прикреплена съемная рамка *10*, закрывающая доступ к запальной горелке. Аппарат снабжен автоматикой регулирования

температуры воды и автоматикой безопасности. Автоматика безопасиости состоит из электромагнитного клапана *7* с термопарой *9*, являющейся датчиком пламени запальника, и датчика тяги *14*. Аппараты АОГВ-10-3-У имеют устройство, обеспечивающее стабилизацию разрежения в топочной камере при изменении разрежения в дымоходе от 3 до 30 Па.

Аппарат отопительный бытовой АОГВ-15-3-У (рис. 9.6, *а*) предназначен для местиого водяиого отопления жилых и служебных помещений с потерями теплоты до 13 920 Вт (площадью до 110 м²) в районах с умеренным климатом, для которых строительство районных котельных и прокладка систем централизованиого отопления экоиомически нецелесообразны.

Аппарат напольного исполнения имеет прямоугольную форму, образуемую боковыми стеиками и передней открывающейся дверкой. Может устаиавливаться в кухнях, пристройках и других помещениях, удовлетворяющих требованиям «Правил безопасности в газовом хозяйстве» и оборудованиых дымоходом для отвода продуктов сгораиия. Основиые сборочные единицы: теплообмеиник, блок автоматики безопасности и регулироваиия, тягостабилизатор, датчик тяги, облицовка, устройство горелочное (основная и запальная горелки). Теплообменник — штампованный, сварной. Наружные его поверхности покрыты грунтовой силикатной эмалью. Основиая горелка — 13-секционная, литая (из алюминиевого сплава, со вставиыми стальными пластинками), заимствована из газового проточного водоиагревателя ВПГ-18-1-3-П. Блок автоматики безопасности и регулирования — термометрический, обеспечивающий доступ газа к основной горелке только при наличии пламеии на запальной горелке; прекращеине подачи газа к аппарату при отсутствии разрежения в дымоходе; контроль и регулироваиие температуры воды в теплообменнике в пределах от 50 до 90 °С.

Элементы управления аппаратом (киопки включения и выключения, ручка регулятора температуры воды) расположежы иа блоке автоматики, укрепленном иа лицевой стороне теплообменника, иа открывающейся передней дверце. Наблюдеиие за работой горелок и розжиг запальной горелки осуществляют через смотровое окно, закрытое заслонкой, расположеиной иа лицевой стороне камеры сгорания, иа открывающейся передией дверке. Патрубок для подвода газа выведен иа заднюю стеику аппарата, а для подсоединения последиего к системе водяиого отопления предусмотреиы патрубки с правой и левой сторон с целью удобства при моитаже в зависимости от условий и коикретного места устаиовки его у потребителя, при этом на свободных патрубках должиы быть установлены специальиые заглушки, входящие в комплект аппарата.

Аппарат отопительиый бытовой АОГВ-20-3-У (рис. 9.6, *б*) представляет собой напольный шкаф

из листовой стали, имеющий на передней стороне дверку с жалюзийной решеткой и магнитными замками, установленный на прямоугольное перфорированное основание. Снаружи он покрыт светлой декоративной эмалью, изнутри облицован термоизоляционными плитами. Аппарат рассчитан на обогрев жилых или служебных помещений площадью до 150 м². В конструкцию отопителя входят теплообменник, газогорелочные устройства, блоки автоматики. Теплообменник *14* выполнен в виде сварного штампованного радиатора, размещенного горизонтально и имеющего со стороны задней стенки аппарата трубы входа и выхода воды. Выход продуктов сгорания организован также через заднюю стенку. Перед патрубком дымоотвода *18* создана специальная полость — короб *17*, служащий для стабилизации тяги в камере сгорания. Горелка *11* — инжекционная, чугунная. Горизонтально размещенная запальная горелка спарена с датчиком контроля пламени. Автоматические устройства построены по принципу пневматических устройств мембранного типа и включают в себя блоки безопасности и регулирования, соединенные с датчиками контроля пламени, тяги и температуры воды. Датчики представляют собой пневмореле типа «сопло—заслонка», разработанные Мосгазниипроектом, снабжены термочувствительными элементами. Датчик контроля пламени имеет нормально открытый клапан. Датчики тяги и температуры воды снабжены нормально закрытыми клапанами.

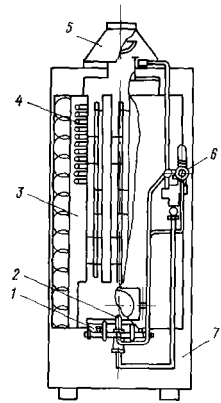


Рис. 9.7. Газовый комбинированный бытовой аппарат с водяным контуром АКГВ-20.
1 — основная горелка; *2* — запальная горелка; *3* — теплообменник; *4* — змеевик; *5* — предохранитель тяги; *6* — автоматика регулирования и безопасности; *7* — облицовка.

Аппарат газовый бытовой комбинированный АКГВ-20 (рис. 9.7) двухфункционального назначения: для отопления помещений с потерями теплоты до 18560 Вт и горячего водоснабжения (непрерывный подогрев протекающей через аппарат воды, потребляемой для бытовых нужд). Используется преимущественно в одноэтажных домах и отдельных квартирах в районах с умереиным климатом. Продукты сгорания отводятся в дымоход. Аппарат — напольного исполнения, имеет прямоугольную форму. Основные сборочные единицы аппарата: основная и запальная горелки, теплообменник, змеевик, тягостабилизатор, автоматика безопасности и регулирования, облицовка.

Автоматика безопасности и регулирования обеспечивает подачу газа к основной горелке только при наличии пламени на запальной горелке; контроль и регулирование температуры воды в теплообменнике; прекращение подачи газа к осиовиой и запальной горелкам при отсутствии разрежения в дымоходе. Элементы управления аппаратом (кнопка электромагнитного клапаиа, ручка газового крана) расположены на лицевой стороне аппарата, за открывающейся передней дверкой. Наблюдение за работой основной и запальной горелок осуществляется через смотровое окно в нижней части передней дверки.

Техническая характеристика АКГВ-20

Тепловая мощность, Вт, горелок:	
основной	23000
запальной	410
КПД, %, не менее, в режимах:	
отопления	80
горячего водоснабжения	75
Содержание оксида углерода в продуктах сгорания, об. %, не более	0,05
Диаметр патрубка дымохода, мм	150
Диапазон регулирования температуры воды в теплообменнике, °С	50—90
Присоединительная резьба штуцеров:	
для подвода газа	Труб. 3/4″
для подвода и отвода воды в отопительной части	Труб. 2″
то же, воды горячего водоснабжения	Труб. 1/2″
Габаритные размеры, мм:	
высота	1475
ширина	550
глубина	550
Масса, кг	155

Применение аппарата АКГВ-20 дает возможиость удовлетворить индивидуальные потребности населения в местном водяном отоплении и горячем водоснабжении в зависимости от конкретных бытовых условий и спроса.

Отопители с передачей теплоты конвекцией и излучением. Для сезонного обогрева жилых помещений в южных и восточных районах страиы могут быть использованы газовые воздухонагреватели: камины радиационного и конвективного действия.

Воздухонагреватель (камин) «Амра» (рис. 9.8) предназначен для местного обогрева помещений с потерями теплоты до 2320 Вт. Это — аппарат радиационного конвективиого типа с отводом продуктов сгорания в дымоход. Комплектуется 27-литровым баллоном с регулятором давления типа «Балтика». Аппарат состоит из корпуса *1* штампованного, сборного, с решетчатыми передней и боковыми стеиками; блока автоматики безопасности *2*, отключающего подачу газа иа излучатель в случае его произвольного погасания; теплообменника *3* сварного, штампованного, обеспечивающего выход продуктов сгораиия, отходящих от излучателей; горелки *4* инфракрасного излу-

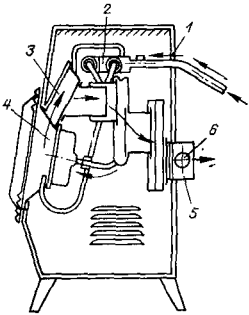


Рис. 9.8. Газовый отопительный аппарат «Амра».

чения с керамической насадкой; дымоотводящего патрубка *5*, который служит для отвода продуктов сгорания; регулятора тяги *6*, автоматически изменяющего тягу в дымоходе.

Техническая характеристика камина «Амра»

Тепловая мощность излучателя, Вт	2900
Минимальное разрежение в дымоходе, Па	3
КПД, %	80
Масса без баллона, кг	16

Камин состоит из штампованного корпуса. Для присоединения камина к баллону со сжиженным газом посредством шланга имеется специальная арматура (присоединительный ниппель). Управление горелкой осуществляется при помощи пробкового крайника и клапана, укрепленных на боковой стенке корпуса. Ручка краника и кнопка клапана выведены на боковую сторону корпуса. В конструкции краника предусмотрена фиксация его от случайного открытия. Нормальная работа камина обеспечивается конструкцией горелки, подача газа в которую осуществляется через сопло с определенным диаметром выходного отверстия. Горелки камина — инфракрасного излучения. Камин снабжен электромагнитным клапаном, работающим от нагрева термопары, установленной в зоне горения горелки. Время включения и выключения подачи газа клапаном 30—35 с.

Аппарат отопительный АОГ-5 (рис. 9.9) предназначен для местного обогрева жилых и служебных помещений малоэтажной застройки с объемом 75—95 м³ (площадью до 30 м²) и работает по принципу конвективной теплопередачи. Отопительный аппарат устанавливается у наружной стены помещения. Продукты сгорания выводятся через дымоотводящий патрубок, заделанный в стену обогреваемого помещения. Подсос необходимого для горения газа осуществляется через тот же патрубок.

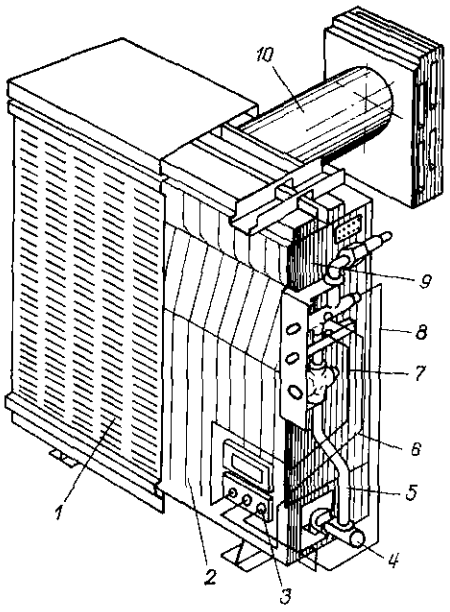


Рис. 9.9. Газовый отопительный аппарат АОГ-5.

1 — облицовка; *2* — камера сгорания; *3* — запальное устройство; *4* — инжекционная горелка; *5* — коллектор; *6* — трубка запальника; *7* — токопровод пьезоэлектрического устройства; *8* — термопара; *9* — экран; *10* — канал стенной.

Камин может выпускаться в двух исполнениях по оснащенности и в двух исполнениях по внешнему виду: с пьезоэлектрическим (магнитоэлектрическим) запальным устройством или без него; со сплошной защитно-декоративной облицовкой, с ручками управления, выведенными в верхний правый угол облицовки на лицевой стороне; с защитно-декоративной облицовкой, имеющей дверцу в правой стороне, за которой расположены ручки управления.

Камин состоит из следующих основных элементов: облицовки *1*, камеры сгорания *2*, стенного канала *10*, коллектора *5*, запального устройства *3*, горелки *4*.

Камера сгорания *2* представляет собой сварную конструкцию, выполненную из двух штампованных стенок с ребрами жесткости, канала для подсоса воздуха и дымоотводящего патрубка. Камера сгорания конструктивно выполнена тремя отсеками: камера сгорания, камера уходящих газов и воздушный канал. В нижней части камеры сгорания установлена горелка *4*, в нижней передней части на уровне горелки установлены запальное устройство *3* и смотровое окно. Стенки камеры сгорания с наружной и внутренней сторон покрыты силикатной эмалью темного цвета.

Стенной канал выполнен из двух сборочных единиц: наружного короба и внутреннего короба с фасадной решеткой. В собранном виде стенной канал представляет собой две полости, изолированные друг от друга. Через малую полость осуществляется выброс продуктов сгорания за пределы помещения, а через большую полость — подсос воздуха к горелке. Фасадная решетка предохраняет обе полости от попадания в них посторонних предметов. Полости канала покрыты силикатной эмалью темного цвета, а фасадная решетка — термостойкой эмалью светлых тонов.

Коллектор *5* состоит из электромагнитного клапана, крана, пьезоэлектрического устройства (или без него), фильтра (при работе камина на сжиженном газе коллектор фильтром не комплектуется), термопары, трубы и соединительных элементов. Электро-

магнитный клапан с термопарой запальной горелки являются автоматикой безопасности по горению. При прекращении подачи газа или погасании пламени запальной горелки электромагнитный клапан полностью прекращает подачу газа к основной и запальной горелкам.

Инжекционная горелка *4* установлена в нижней части камеры сгорания и состоит из корпуса со смесителем и огневой насадки. На корпусе имеется устройство (шибер), которое служит для регулировки подачи воздуха, тройник со штуцером для присоединения коллектора. Через тройник осуществляется замена сопел при работе камина с различной теплотой сгорания.

Техническая характеристика АОГ-5

Номинальная тепловая мощность горелки, Вт:	
основной	5815±580
запальной	290±29
КПД, %, не менее	80
Диаметр стенного канала, мм	200
Толщина стены, в которой может быть установлен стенной канал, мм	585
Расстояние от пола до оси входного газопровода, мм	640
Диаметр газопровода	Труб. 1/2"
Габаритные размеры, мм:	
высота	720
ширина	720
глубина	230
Масса, кг, не более	35

9.5. АВТОМАТИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА БЕЗОПАСНОСТИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ БЫТОВЫХ ГАЗОВЫХ АППАРАТОВ

Накоплеиный опыт использования газа для приготовления пищи, горячего водосиабжения и отопления привел к созданию различных приборов и установок, работающих на газовом топливе. Одно из преимуществ газового топлива — возможность автоматического контроля и регулированнн процессов сжигания газа. Устройства автоматического регулированиия я безопасности могут применяться как совместно, так и раздельно.

Автоматизация процессов иснользования газового топлива непосредственно в жилых домах необходима в целях обеспечеиия пищеприготовления, отоплеиия и горячего водоснабжения, безопасиости и удобства пользоваиия. Автоматические устройства, применяемые в бытовых газовых приборах и аппаратах, по своему назначению подразделяются на группы: устройства регулирования; устройства, обеспечивающие удобство пользования; устройства, повышающие надежиость, безотказность и долговечность работы аппаратов; устройства безопасиости. Такое подразделение автоматических устройств по группам не является обязательным, так как большинство устройств автоматики или их комплексы служат средствами повышения безопасности и могут относиться к последней группе устройств. Все эксплуатируемые в СССР бы-

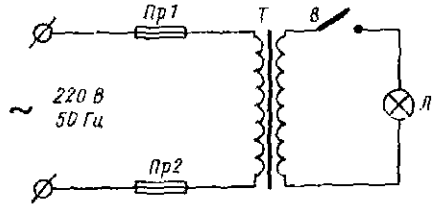


Рис. 9.10. Схема электропитания лампы подсветки.

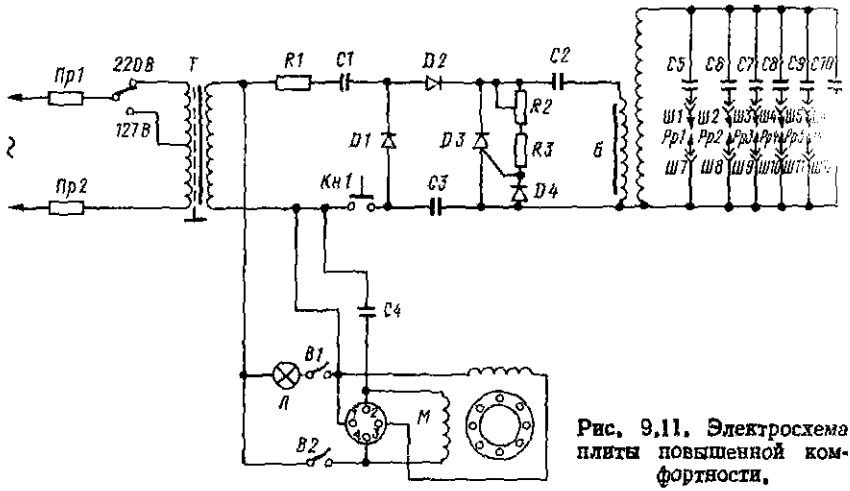


Рис. 9.11. Электросхема плиты повышенной комфортности.

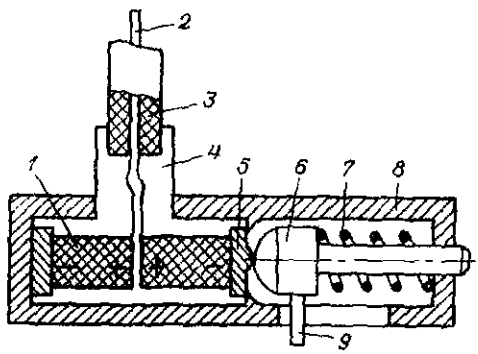


Рис. 9.12. Схема устройства пьезозажигания.

товые газовые приборы в той или иной степени в настоящее время снабжены такими устройствами.

Автоматические устройства бытовых газовых плит. Основная масса современных газовых плит в нашей стране выпускается без автоматических устройств. Однако в последнее время в плитах повышенной комфортности высшего класса предусматриваются автоматическое зажигание горелок, терморегулирование духового

шкафа, контроль пламени. Кроме того, для удобства пользования они оснащаются лампой подсветки. Простейшая схема электропитания лампы подсветки показана на рис. 9.10. На плитах повышенной комфортности автоматический розжиг горелок, освещение духовых шкафов совмещены в одной схеме (рис. 9.11), которая предусматривает электропитание переменным током напряжением 220 В через разделительный трансформатор. Через переключатели *В1* и *В2* обеспечивается питание электролампы подсветки и электроискровое зажигание горелок. На плитах разрядники включаются нажатием отдельной кнопки, без участия крана.

Для автоматизации розжига в настоящее время начинает широко применяться система пьезозажигания. Принцип пьезозажигания построен на использовании пьезоэффекта — эффект генерирования высоковольтных импульсов малой длительности. Пьезокерамическое устройство, применяемое для газовых плит (рис. 9.12), состоит из общего корпуса *8*, в котором установлены два пьезоэлемента *1* с изолирующей обоймой и высоковольтным выводом *2*, размещенным в трубке *4* и изоляторе *3*. В этом же корпусе установлен боек *6* с пружиной *7*, взводимой при повороте ручки крана с помощью штока *9*. При каждом повороте крана боек ударяет по головке (торцу) *5* пьезоэлемента, вызывая импульсы тока напряжением 10—15 кВ, достаточные для получения искрового разряда в разряднике, установленном у зоны пламени горелки. Наилучший эффект дает использование пьезозажигания на горелке с верхним пламенем управления, где за счет наличия кольцевой зоны горючего газа не требуется ориентировть огневые отверстия горелки по оси искрообразования. Этот же способ применяют и для переносных зажигалок газовых плит.

Бытовые газовые плиты ПГ4-ВК оборудованы автоматикой контроля пламени горелок и терморегулирования духового шкафа. Автоматика контроля пламени представляет собой систему термопар, устанавливаемых у зоны пламени горелок датчика и связанных с электромагнитным клапаном, встроенным в кран горелки. На рис. 9.13 показан такой кран-клапан, рассчитанный на работу с двумя датчиками от двух горелок духового шкафа: основной и жарочной. Спай термопары (рис. 9.14), устанавливаемой у горелки, возбуждает при нагреве ТЭДС, передаваемую электромагниту *2* (рис. 9.13), который связан штоком с подпружиненным клапаном, перекрывающим вход в газовый кран. Клапан при зажигании открывается осевым нажатием на рукоятку крана через шток *6*. Далее в процессе работы горелки клапан электромагнитом удерживается открытым. При охлаждении спая термопары и снижении ТЭДС в случае погасания горелки пружина возвращает клапан в закрытое положение. Термопара ТХК (хромель-копель) при нагреве до 400—500 °С обеспечивает ТЭДС до 15 мВ.

Автоматическое регулирование подачи газа на газовые горелки в зависимости от температуры нагрева духового шкафа осуществля-

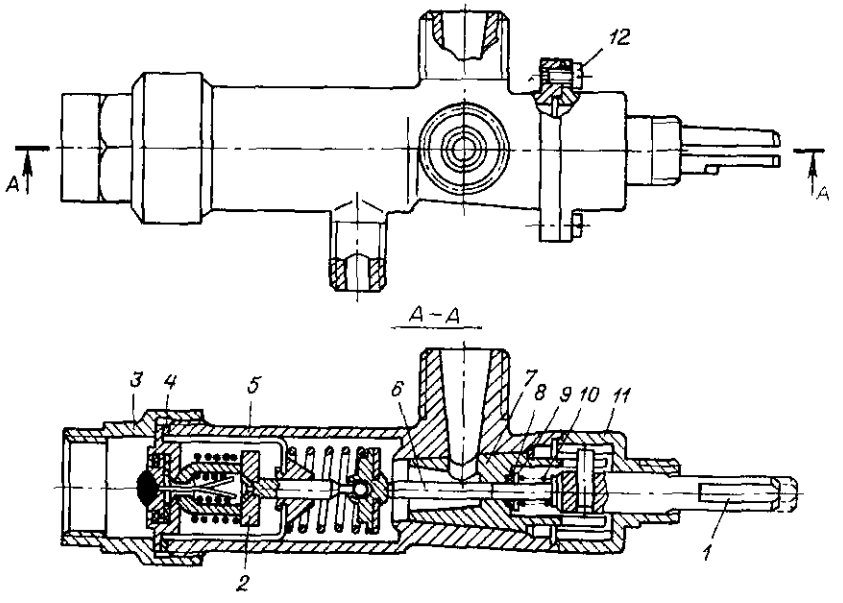


Рис. 9.13. Кран-клапан сдвоенный (для двух горелок духового шкафа).
1 — стержень крана; *2* — якорь электромагнита; *3* — крышка; *4* — прокладки; *5* — корпус; *6* — шток; *7* — пробка крана; *8* — уплотнение; *9* — тарелки; *10* — пружина; *11* — фланец крана; *12* — винт.

ется благодаря большей разнице в коэффициентах объемного расширения K_V при нагревании: у латуни $19 \cdot 10^{-6}$, у сплава инвара ~ 0.

Работа терморегулятора осуществляется по принципу пропорционального действия. До зажигания горелок духового шкафа его температура равна температуре помещения, и клапан находится в максимально возможном открытом положении. Для автоматического поддержания заданной температуры нагрева духового шкафа плиты в основном применяют терморегулятор, использующий свойства твердых тел увеличиваться в объеме при их нагреве. Терморегуляторы для плит состоят из термоэлемента, помещаемого в духовой шкаф для контроля температуры нагрева; узла газового клапана, с помощью которого регулируют подачу

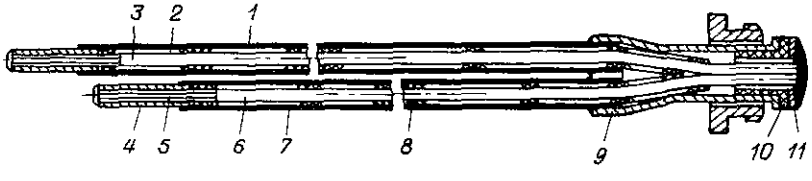


Рис. 9.14. Термопара (двойная) ТХК.
1, 7 — трубки; *2, 8* — изоляторы; *3, 6* — проводники; *4, 5* — термоэлементы; *9* — корпус; *10* — втулка; *11* — шайба.

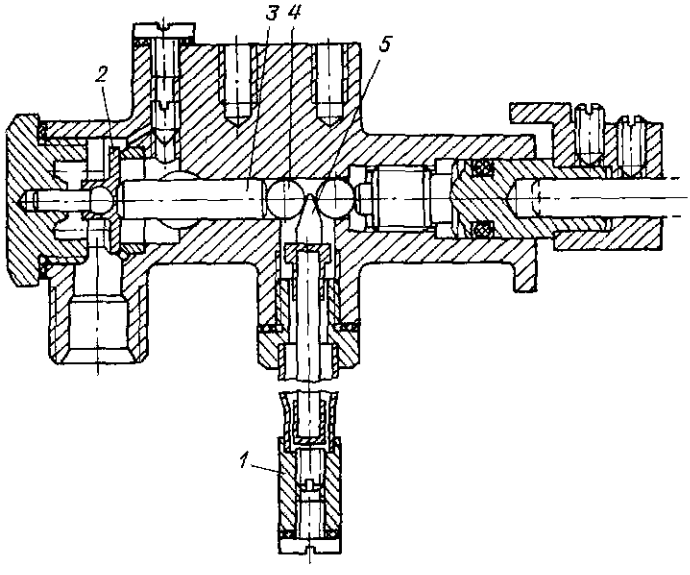


Рис. 9.15. Дилатометрический терморегулятор духового шкафа.

газа к горелкам в зависимости от температуры нагрева духового шкафа, и узла регулировки для настройки терморегулятора на заданную температуру нагрева. Дилатометрический терморегулятор (рис. 9.15) представляет собой трубчатый стержень *1* дилатометра, введенного в зону духового шкафа. За счет линейного расширения при нагреве этот стержень толкает подвижной клин *5* и через шарик *4* передает усилие толкателю *3*. Последний перемещает подпружиненный клапан *2*, регулируя подачу газа на горелку. Терморегулятор встроен в газопровод горелки и настраивается на заданный режим рукояткой, выведенной на лицевой щиток плиты. Терморегулирование выполняют в диапазоне 150—350 °С по шкале, имеющей восемь положений через 20 °С.

Разработаны и системы комплексной автоматизации, например система АРК-БП-1 Мосгазниипроекта (рис. 9.16), которая обеспечивает следующие функции: автоматический розжиг горелок сли-

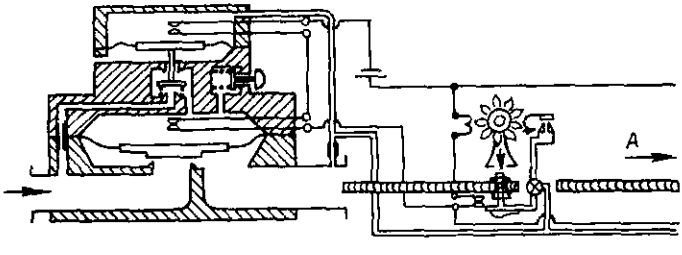


Рис. 9.16. Схема АРК для бытовой газовой плиты.

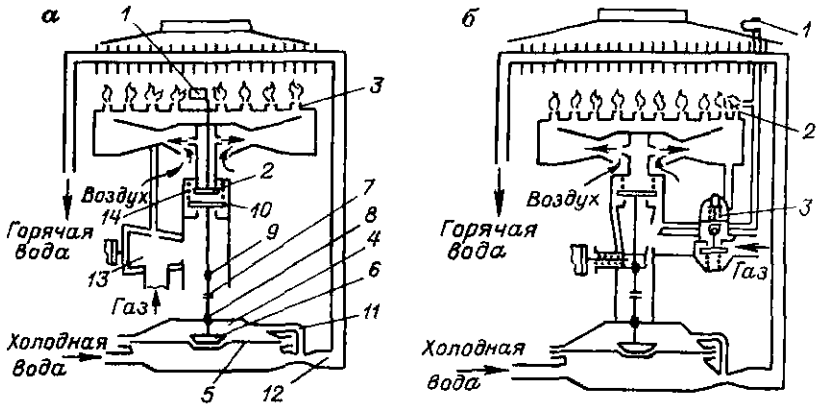


Рис. 9.17. Схема автоматики безопасности газовых бытовых проточных водонагревателей.

а — без устройства для отключения газа при отсутствии тяги; *б* — с устройством для отключения газа при отсутствии тяги.

ралью накаливания; автоматическое отключение горелок при погасании запальника или основной горелки либо при прекращении подачи газа; повторный автоматический розжиг после случайного погасания пламени основной горелки (задувание или валивание ее).

Функции безопасности не связаны с электропитанием и могут использоваться при зажигании горелок спичкой.

Автоматические устройства газовых проточных водонагревательных аппаратов. В настоящее время эти устройства выполняют функции отключения газового тракта при недостатке или отсутствии протока воды и подачи газа. Устройство розжига для водонагревателей не предусмотрено, хотя наличие запального пламени позволяет осуществлять автоматический розжиг основной горелки в процессе пользования при включении и выключении водоразбора. Перед каждым пользованием необходимо производить ручной розжиг. За последние годы промышленностью освоен выпуск проточных водонагревателей с автоматическим устройством по отключению подачи газа в случае недостатка или отсутствия тяги в дымоходе. Этой автоматике должно быть уделено особое внимание, поскольку при отсутствии достаточного разрежения в дымоходе продукты сгорания могут поступить в помещение и вызвать несчастные случаи.

Схема автоматики безопасности водонагревателя типа ВПГ без автоматического отключения подачи газа к горелке при отсутствии тяги в дымоходе является схемой термомеханического типа. На рис. 9.17, *а* показано состояние автоматики при работе водонагревателя, когда нагретая биметаллическая пластина *1* сжата, клапан *2* открыт и газ поступает в основную горелку *3*.

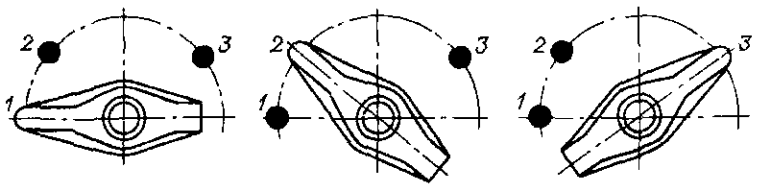


Рис. 9.18. Положение ручки газового крана при включении газового проточного водонагревателя типа ВПГ.

1 — газ закрыт на запальник и на горелку; *2* — газ полностью открыт на запальник, а на горелку закрыт. Для включения горелки необходимо нажать на ручку до упора и повернуть по часовой стрелке до положения *3*; *3* — газ на запальник и на горелку полностью открыт. Регулирование горения осуществляется поворотом ручки в пределах положения *2—3*.

При исчезновении запального пламени биметаллическая пластина охлаждается и закрывает клапан *2*. Газ на запальную горелку поступает независимо от положения клапана (закрыт или открыт). Автоматика для отключения подачи газа при отсутствии протока воды состоит из водяной камеры *4*, в которой размещена разделяющая камеру чашечная мембраиа *5*. Через тарелку *6* мембрана связана штоком *7* через уплотнительные сальники *8* и *9* с клапаном *10*. При закрытых кранах водоразбора давление воды в верхней и нижней частях камеры выравнено (за счет наличия перепускного канала) и мембрана занимает нижнее положение. При открытых кранах вода, истекающая через трубку Вентури *12*,

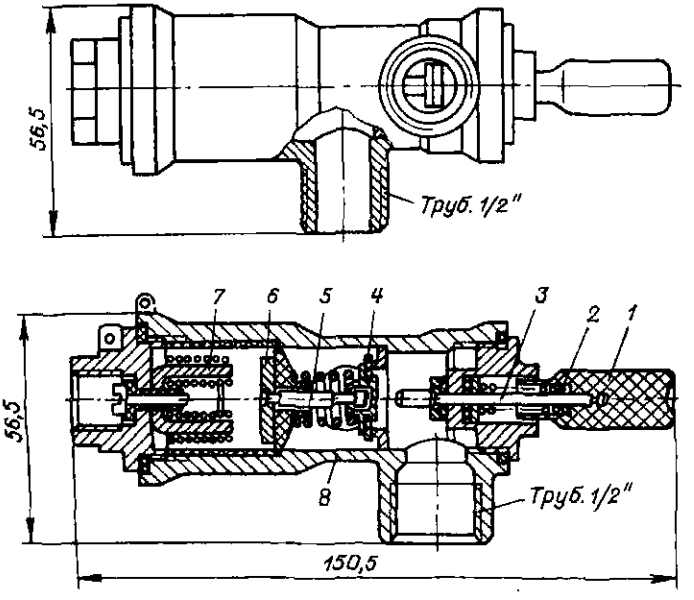


Рис. 9.19. Электромагнитный клапан ЭМК-11-15.

1 — кнопка; *2,5* — пружины; *3* — шток; *4* — клапан; *6* — якорь; *7* — сердечник электромагнита; *8* — корпус.

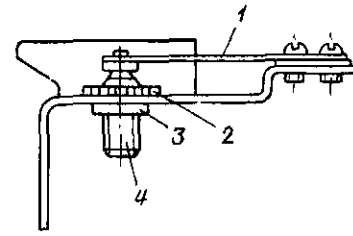


Рис. 9.20. Датчик тяги.
1 — клапан; *2*, *3* — гайки; *4* — штуцер.

инжектирует воду из верхней части камеры через канал с размещенным в нем шариковым замедлителем. Мембрана за счет падения давления в верхней части камеры поднимается и через шток *7* открывает газовый клапан *10*. Клапан в результате действия шарикового замедлителя открывается плавно. В полость газового узла газ подается через пробковый блокировочный кран *13*, который работает последовательно «газ на запальник — на основную горелку». При прекращении водоразбора мембрана опускается и газовый клапан под действием пружины *14* отсекает доступ газа к основной горелке.

Как правило, для того чтобы обеспечить перетеканне воды из надмембранной полости и снижение в ней давления, в проточных водонагревателях применяют трубку Вентури, обеспечивающую надежное перекрытие подачи газа при прекращении водоразбора. Газовый блокировочный краи *13* осуществляет принудительную последовательность включения запальной горелки и подачу газа к основной горелке *3*. Газовый блокировочный кран снабжен одной ручкой, поворачивающейся слева направо с фиксацией в трех положениях (рнс. 9.18), как было описано ранее. Регулирование количества поступающего газа на основиую горелку осуществляется поворотом ручки в пределах положения *2—3*.

Схема автоматики безопасности проточных водонагревателей типа ВПГ с автоматическим отключением подачн газа к основной горелке при отсутствии тяги показана на рис. 9.17, б. Эта автоматика работает на основе электромагнитного клапана ЭМК-II-15. Датчиком тяги служит биметаллическая пластина *1* с клапаиом, которая установлена в районе тягопрерывателя водонагревателя. В случае отсутствия тяги горячие продукты сгорания омывают пластину, и она открывает сопло датчнка. При этом пламя запальной горелки уменьшается, поскольку газ устремляется к

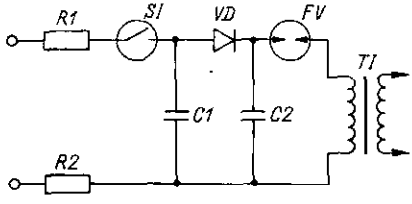


Рис. 9.21. Электрнческая схема розжига газового проточного водонагревателя ВПГ-25.
R1, *R2* — резисторы; *C1*, *C2* — конденсаторы; *VD* — диод; *FV* — разрядник двухэлектродный; *SI* — геркон; *TI* — трансформатор импульсный.

соплу датчика. Термопара *2* клапана ЭМК-II-15 остывает, и он перекрывает доступ газа на горелку. Электромагнитный клапан (рис. 9.19) встраивается на вводе газа, перед газовым краном. Питание ЭМК обеспечивает хромель-копелевая термопара, введенная в вону пламени запальной горелки. При нагревании термопары возбужденная ТЭДС (до 25 мВ) поступает на обмотку сердечника электромагнита, который удерживает связанный с якорем клапаи в открытом положении. Открытие клапана осуществляют вручную с помощью кнопки, выведеиной на переднюю стенку аппарата. При погасании пламени иеудерживаемый электромагнитом подпружиненный клапан перекрывает доступ газа к горелкам. В отличие от других электромагнитных клапанов, в клапане ЭМК-II-15, благодаря последовательному срабатыванию нижиего и верхнего клапаиов, нельзя принудительно выключить из работы автоматику безопасности путем закрепления рычага в нажатом состоянии, как это иногда делают потребители. До тех пор, пока нижний клапан ие перекроет проход газа в основную горелку, поступление газа в запальную горелку невозможно.

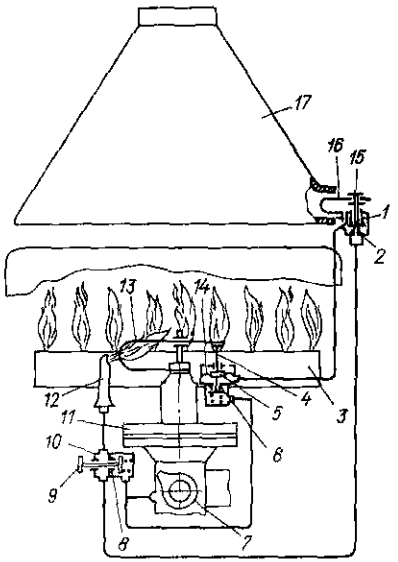


Рис. 9.22. Принципиальная схема автоматики АБ-ВП к водонагревателям типа ВПГ.

Для блокировки тяги нспользуются те же ЭМК и эффект погасания запальной горелки. Биметаллический датчик (рис. 9.20), размещенный под верхним колпаком аппарата (в зоне обратиого потока горячих газов, возникающего при прекращении тяги), нагреваясь, открывает клапан сброса газа из трубопровода запальной горелки. Горелка гаснет, термопара охлаждается и ЭМК перекрывает доступ газа к аппарату.

Автоматическое зажигание в проточных водонагревателях ВПГ-25 осуществляется по схеме, показанной на рис. 9.21, и приводится в действие нажатием кнопки, выведенной на переднюю стенку аппарата.

На рис. 9.22 показана принципиальная схема автоматики АБ-ВП к водоиагревателям типа ВПГ. В данной схеме блок автоматики горелок и датчик тяги включеиы в одиу принципиальную схему, которая работает следующим образом. После поворота рукоятки *7* газового крана в положение, соответствующее подаче газа на запальную горелку, воздействуя на кнопку *9*, подают газ

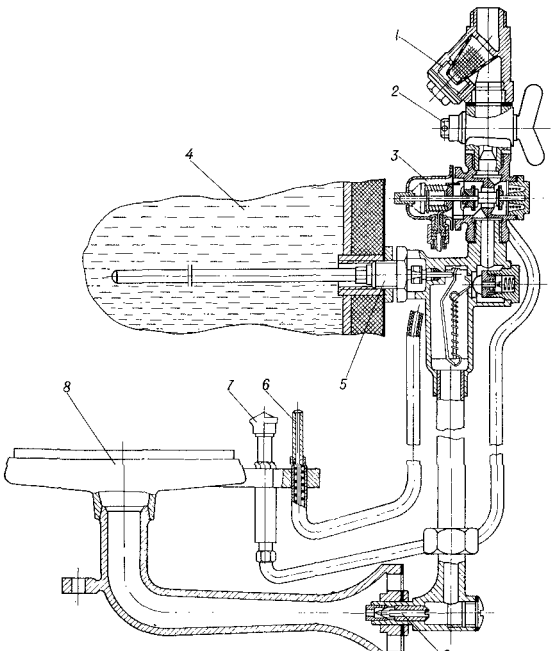
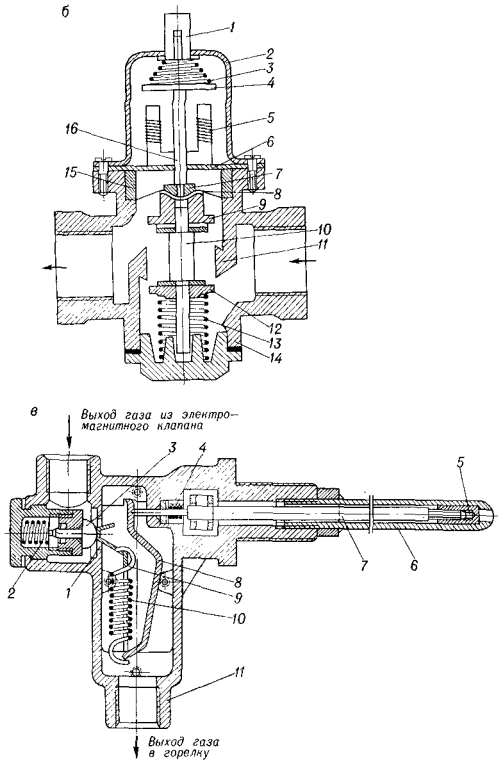


Рис. 9.23. Схема автоматики безопасности и регули

а — принципиальная схема (*1* — сетчатый фильтр; *2* — газовый кран; *3* — ЭМК; *4* — *8* — горелка; *9* — сопло); *б* — электромагнитный клапан МК-15 (*1* — кнопка; *2* — кол *6* — опорный диск электромагнита; *7* — коническая шайба; *8* — мембрана; *9*, *12* — та корпус; *15* — нажимное кольцо мембраны; *16* — шток якоря); *в* — терморегулятор *6* — трубка чувствительного элемента; *7* — инваровый стержень; *8* —



рования газового емкостного водонагревателя АГВ-80.

бак для нагрева воды; *5* — терморегулятор; *6* — термопара; *7* — запальное устройство; пачок электромагнита; *3* — пружина якоря; *4* — якорь; *5* — электромагнит с обмоткой; релки клапана; *10* — шток клапана; *11* — седло клапана; *13* — пружина клапана; *14* — *1* — седло клапана; *2* — пружина клапана; *3* — клапан; *4* — пружина; *5* — втулка; рычаг; *9* — перекидной рычаг; *10* — перекидная пружина; *11* — корпус).

через сопло *8* и зажигают запальник *12*. Действием пламени запальника биметаллическая пластина *13* через блок-кран *11* реализует подачу газа на основную горелку *3*, которая воспламеняется от запальника *12*. Биметаллическая пластина *13* одновременно через шток *4* и мембрану *5* отводит подпружиненную заслонку от сопла *6*, реализуя подачу газа на запальник *12* через нормально открытое сопло *2* датчика тяги *1*, минуя пусковой узел *10*, поэтому после воспламенения основной горелки *3* от запальника *12* пусковую кнопку можно освободить. При погасании пламени биметаллическая пластина *13* в обычном порядке прекращает подачу газа на горелку *3* через серийный блок-кран. Подача газа на запальник также прекращается, так как при отсутствии пламени биметаллическая пластина *13* через шток *4* и мембрану *5* освобождает подпружиненную заслонку, прикрывающую сопло *6* узла контроля пламени *14*. При нарушении тяги под тягопрерывателем *17* от воздействия продуктов сгорания биметаллическая пластина *16*, прогибаясь, освобождает подпружиненную заслонку *15*, которая, закрыв сопло 2, прекращает подачу газа на запальник *12*, что приводит к полному прекращению подачи газа на водонагреватель, как описано выше.

Автоматические устройства газовых отопительных аппаратов (емкостных водонагревателей с водяным контуром). Эти аппараты отечественного производства оснащаются устройствами для отключения газового тракта при отсутствии подачи газа и разрежения в дымоходе. Дополнительно они оборудуются автоматикой регулирования температуры теплоносителя (воды). Принципиально автоматические устройства безопасности не отличаются от применяемых в проточных водонагревателях.

Согласно принципиальной схеме автоматики безопасности и регулирования емкостного водонагревателя АГВ-80 (рис.9.23,*а*) газ из подводящего газопровода поступает через сетчатый фильтр *1*, где освобождается от твердых частиц. При открытом газовом кране 2 газ дальше пройти не может, так как электромагнитный клапан *3* находится в закрытом положении. При нажатии на кнопку электромагнитного клапана газ пойдет только к запальнику *7*, который следует разжечь вручную и который будет давать два факела пламени: один, направленный в сторону горелки *8*, другой — на термопару *6*. При достаточном нагреве термопары кнопка опускается и электромагнитный клапан переводится в рабочее положение (оба его клапана, как показано, открыты). Газ, пройдя терморегулятор *5*, пойдет через сопло *9* в горелку и, смешиваясь с первичным воздухом, будет выходить из насадки горелки *8*, где и будет зажжен пламенем запальника. Горячие продукты сгорания войдут в жаровую трубу и нагреют воду в баке *4*, трубка терморегулятора *5* будет удлиняться и отводить инваровый стержень влево, при этом система рычагов с пружиной в терморегуляторе тоже будет отклоняться влево. Наконец, температура воды достигнет установленного значения, и произойдет переброс

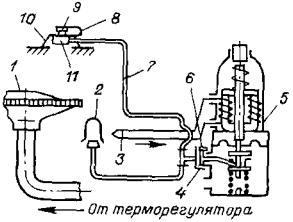


Рис. 9.24. Схема подключения автоматики безопасности по тяге к магнитному клапану, запальной горелке, термопаре.

1 — горелка основная; 2 — горелка запальная; 3 — термопара; 4 — тройник; 5 — магнитный клапан; 6 — шайба дроссельная; 7 — трубка датчика; 8 — пластина биметаллическая; 9 — клапан; 10 — датчик тяги; 11 — сопло.

рычагов влево под действием своей пружины. Пружина газового клапана терморегулятора подаст клапан влево и закроет проход газу на горелку водонагревателя. Горелка погаснет, а запальник будет продолжать гореть, так как он питается газом через электромагнитный клапан *3*.

При горячем водоразборе в нижнюю часть бака поступает холодная вода и за счет возникающих конвективных потоков снижает температуру воды в баке, а если горячий водоразбор велик, то через некоторое время и к термоэлементу терморегулятора подойдет слой холодной воды. Трубка терморегулятора охладится и уменьшится в длину, инваровый стержень будет сдвинут вправо и откроет газовый клапан терморегулятора. Газ снова пойдет к горелке *8* и будет зажжен пламенем запальной горелки *7*. Вода в баке *4* снова будет нагреваться до заданной температуры. В случае погасания запальника, что является опасным, произойдет остывание термопары, электромагнитный клапан сработает и закроет проход газа на горелку и запальник.

В настоящее время применяется клапан типа МК-15 с приспособлением к нему датчика тяги, работающего по принципу отклонения пламени от термопары (рис. 9.24). Автоматика по тяге является дополнением к действующему на аппарате АГВ-80 исполнительному механизму безопасности (запальная горелка, термопара, магнитный клапан) и состоит из датчика тяги, укрепленного под зонтом тягопрерывателя на крышке аппарата, и дроссельной шайбы, осуществляющей распределение газа от магнитного клапана на сопло датчика тяги и запальную горелку. При работе аппарата сопло датчика тяги нормально закрыто клапаном, и газ от магнитного клапана поступает на запальную и основную горелки. При отсутствии тяги в дымоходе температура под зонтом тягопрерывателя повышается. Биметаллическая пластина, служащая для создания герметичности клапана, нагреваясь, поднимает его, отчего давление газа падает. Пламя запальной горелки, не получая достаточного питания, резко уменьшается и не достигает термопары, вследствие чего она охлаждается и перестает намагничивать сердечник магнитного клапана. Якорь отходит от сер-

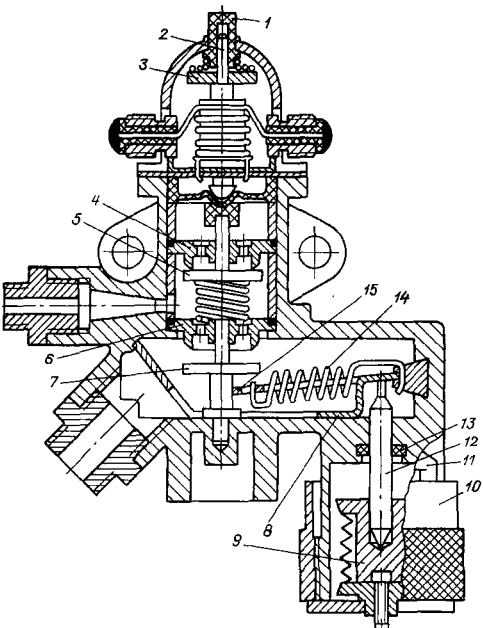


Рис. 9.25. Блок автоматики водонагревателя АГВ-120-1.

1 — кнопка; *2* — шток; *3* — якорь; *4, 6* — седла; *5, 7* — клапаны; *8* — рычаг опорный; *9* — узел сильфона и термобаллона; *10* — регулировочная гайка; *11* — шкала настройки; *12* — толкатель; *13* — шайба уплотнительная; *14* — пружина; *15* — рычаг перекидной.

дечника, и нижний клапан под действием пружины полностью перекрывает доступ газа к горелкам. Примерно аналогично работает автоматика регулирования и безопасности водонагревателя АГВ-120-1.

При описании емкостного водонагревателя АГВ-120-1 было сказано, что впереди топки находится блок автоматики. Топка и блок автоматики прикрываются общей дверцей. На крышке кожуха закреплен датчик тяги, соединенный экранированным проводом, проходящим между кожухом и резервуаром, с блоком ав-

томатики. Блок автоматики (рис. 9.25) состоит из терморегулятора сильфонного типа с жидкостным наполнителем, электромагнита, питаемого током термопары, и системы клапанов. Терморегулятор, электромагнит, а также датчик тяги управляют клапанами, перекрывающими доступ газа к запальной и основной горелкам. Терморегулятор закрывает клапан *7* основной горелки при достижении заданной температуры воды и вновь открывает его при понижении температуры воды на 5—10 °С. Электромагнит перекрывает клапан *5* при погасании пламени запальника и остывании термопары. Датчик тяги с помощью электромагнита перекрывает клапан *5* при отсутствии тяги в дымоходе. Электромагнит служит для полного прекращения подачи газа к горелкам основной и запальной при погасании последней. Когда запальник горит и его пламя обогревает конец термопары, ток термопары протекает через обмотку электромагнита. Сила притяжения электромагнита достаточна для того, чтобы удерживать якорь *3* в нижнем положении. При этом верхний клапан *5* блока автоматики открыт и газ поступает в запальник и через седло *6* на основную горелку. Если запальник погаснет, то исчезнет ток термопары и электромагнит перекроет доступ газа к запальнику и осиовной горелке (клапан *5* закроет отверстия в седле *4*). В случае возобновления подачи газа он не будет поступать в топку и на запальник.

Терморегулятор является прибором двухпозиционного действия (открыт—закрыт) и предназначен для автоматического регулирования температуры воды. При повышении температуры воды в баке керосин, заключенный внутри системы сильфон—капиллярная трубка — термобаллои, начинает расширяться. Ни термобаллон, ни капиллярная трубка *расширению не* поддаются. Увеличить объем может только сильфон за счет растягивания своей «гармошки». Вместе с ней поднимается вверх и толкаталь *12*, который своим верхним концом воздействует на пружинный механизм, состоящий из опорного рычага *8*, перекидного рычага *15* и пружины *14*. Вследствие этого пружина срабатывает и рычаг, перемещая клапан *7* вверх, прижимает его к седлу *6* и перекрывает подачу газа на основную горелку. При остывании воды в баке керосин уменьшается в объеме, сильфон сжимается, система рычагов с пружиной возвращается на свое место, клапаи *7* опускается вииз и открывает проход газу на основную горелку. Настройка терморегулятора на определенный диапазон температур осуществляется вращением регулировочной гайки *10* под сильфоном, ограничивающей степень его *растяжения*. Настройка осуществляется по шкале, закрепленной на корпусе блока. Верхний край гайки следует совместить с риской шкалы в ее средней части.

Автоматика по тяге состоит из датчика тяги и экранированного провода, соединяющего датчик тяги с электромагнитом. Автоматика по тяге управляет работой осиовной и запальной горелок с помощью электромагнита. При прекращении тяги в дымоходе продукты сгорания газа частично поступают в помещение

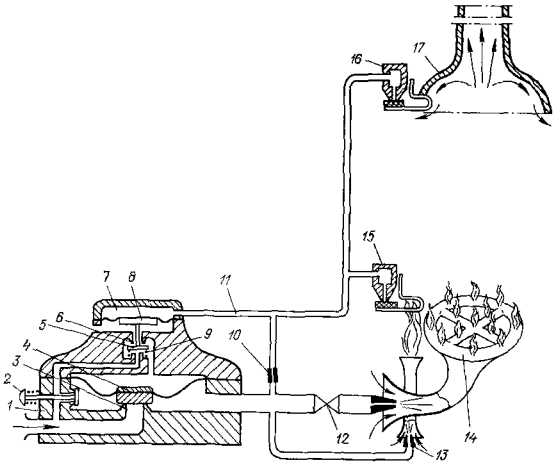


Рис. 9.26. Принципиальная схема автоматики РГУ-1.

через щель между тягопрерывателем и крышкой бака и, имея повышенную температуру, в течение нескольких секунд нагревают биметаллическую пластину датчика тяги. В результате электрические контакты датчика тяги размыкаются не более чем через 60 с, поступление тока в катушку электромагнита прекращается, и клапан перекрывает доступ газа к запальнику и основной горелке.

Для автоматизации газовых коммунально-бытовых приборов применяют регуляторы газовые универсальные типа РГУ двух модификаций. РГУ-1 — только для контроля и РГУ-2 — для контроля и регулирования. Область применения РГУ-1 и РГУ-2 — газовые приборы с резьбой газоподводящей арматуры труб. 1/2″, 3/4″ и 1″.

Регуляторы РГУ-1 состоят из блока контроля, датчика пламени и датчика тяги, а РГУ-2 — из блока контроля и регулирования, датчика пламени, тяги, регулирования температуры воды либо давления пара. Каждый тип регуляторов включает варианты исполнения применительно к типоразмеру газового аппарата, на котором он устанавливается.

При закрытом кране *12* горелки *14* нажатием на кнопку *2*

клапаиа *1* осуществляется подача газа иа запальник *13*, который зажигают (рис. 9.26). Газ одновременно через гидравлическое сопротивление (дроссель) *10* и импульсный канал *11* поступает в надмембранную полость *7* газового реле, где происходит скачкообразное повышение давления при срабатывании (закрытии сопла) биметаллического нормальио открытого реле *15* типа «сопло — заслонка» от пламени запальника. При этом мембрана *8* газового реле перемещается вииз и заслонка *5* перекладывается с дренажного сопла *6* на сопло *9* источника давлеиия, происходит опорожнение надмембранного пространства клапана *4*, мембрана с этим клапаном отходит от седла *3*, после чего отпускают киопку *2* и открытием крана *12* осуществляют подачу газа на горелку *14*. Если при освобождении пусковой кнопки пламя на запальнике не гаснет, то регулятор готов к пуску газа на горелку. Попытка пустить газ на горелку открытием крана *12* до момента срабатывания автоматики (до готовности автоматики к пуску газа на горелку) приведет к погасанию пламеии на запальнике *13*. При погасании пламени запальника биметаллическая заслонка отходит от сопла *15*, давление в иадмембранной полости *7* газового реле падает, при этом подпружиненная заслонка *5* перекладывается с сопла *9* на сопло *6*, надмембранная полость клапана *4* заполняется газом и мембрана, опускаясь на седло *3*, прекращает подачу газа. При завале дымохода (иарушеиии тяги в дымоотводящем канале) продукты сгорания в виде нагретых газов поступают в помещение из-под тягопрерывателя *17*, омывая нормально закрытое биметаллическое реле типа «сопло—заслонка»; биметаллическая заслонка, нагреваясь, отходит от сопла *16*, и подача газа к горелке прекращается в той же последовательности. При поиижении давления газа в сети (ниже 0,3—0,5 кПа), а также при обрыве импульсных линий *11* в надмембранном пространстве *7* газового реле давление падает и подача газа к горелкам прекращается, что обеспечивает самоконтролируемость схемы.

Нажатием на пусковую кнопку *2* клапана *1* регулятора РГУ-2 (рис. 9.27) при закрытом кране *20* горелки *17* осуществляется подача газа через дроссель *19* на запальник *18*, который поджигают. Под воздействием пламени запальника биметаллическая пластина датчика *14* прикрывает сопло, а так как сопло датчика тяги *15* нормально закрыто, то в канале контроля *21* давление газа, вытекающего через дроссель *22*, резко возрастает (для этого гидравлическое сопротивление дросселя *13* должно быть выбрано значительно больше гидравлического сопротивления дросселя *22*). Под воздействием усилия этого давления в полости *23* на эффективную площадь мембраны *24* подпружиненный микроклапан *25* отходит от седла *26* и фиксируется в нижнем положении. Пусковую кнопку *2* можно освободить, так как подача газа на запальник *18* будет поддерживаться через открывшееся седло *26*. Если сопло датчика температуры *11*, вмонтированного в корпус водоиагревателя *12*, в момент закрытия сопла датчика пламени *14*

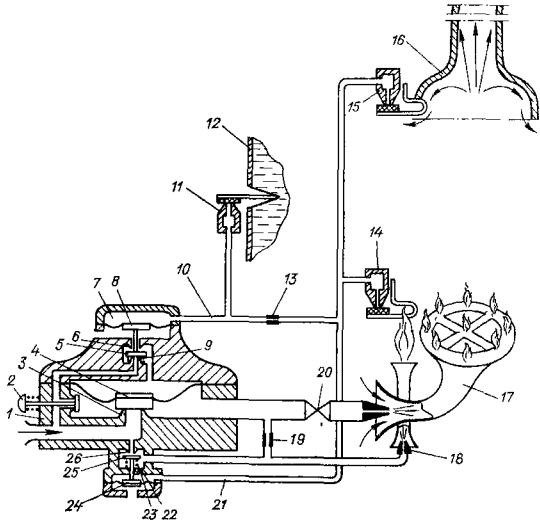


Рис. 9.27. Принципиальная схема автоматики РГУ-2.

окажется также закрытым (если температура воды ниже точки настройки датчика), то вслед за микроклапаном *25* отойдет от своего седла *3* и мембрана с жестким центром *4*, а при открытии крана *20* горелка *17* воспламенится от запальника *18*. Открытие седла *3* будет вызвано повышением в полости *7* давления газа, натекающего через дроссель *13*. Это разовьет усилие на эффективной площади мембраны *8*, и двухпозиционная заслонка *5* переложится с дренажного *6* на силовое сопло *9*. Порция газа из полости над мембраной через дренажное сопло *6* поступает в линию эвакуации, в результате чего в ней установится атмосферное давление. Мембрана с жестким центром *4* под воздействием давления газа снизу отойдет от седла *3* и зафиксируется в верхнем положении. Таким образом, автоматика сработает на запуск, и газовый аппарат начнет функционировать.

При достижении заданной температуры воды, соответствующей настройке датчика *11*, сопло откроется и давление в канале регулирования *10* и в полости *7* резко снизится, а давление в канале *21* и в полости *23* практически не изменится (при надлежащем выборе кратности живых сечений дросселей *22* и *13*). Это приведет

к переводу под воздействием пружины заслонки *5* с силового *9* на дренажное сопло *6*. Полость над мембраной *4* наполнится газом от источника через силовое сопло *9*, и мембрана *4* с жестким центром (сначала под воздействием собственного веса, а затем возрастающей разности давлений) устремится к седлу *3* и закроет его. Подача газа на запальник и горелку будет поддерживаться только через седло *26* микроклапана *25*, а гидравлическое сопротивление *19* будет лимитировать расход газа на горелку *17*, запальник будет нормально функционировать, а горелка перейдет на малый режим горения. При снижении температуры воды ниже точки настройки датчика *11* седло *3* клапана вновь откроется в изложенной выше последовательности и на горелке вновь установится номинальный режим горения.

Разумеется, в качестве объекта регулирования может быть не только газовый водонагреватель с датчиком температуры, но и любой другой газовый теплотехнический аппарат (пищеварочный котел с парогенератором, кипятильник и др.) с датчиком типа «сопло—заслонка» с соответствующим регулируемому параметру чувствительным элементом.

При нарушении тяги в дымоходе *16* или погасании пламени запальника *18* откроется сопло соответствующего датчика *14* или *15*, что приведет к сбросу давления как в канале регулирования *10*, так и в канале контроля *21*. Это вызовет закрытие седла *26* микроклапаном *25* под воздействием его пружины и седла *3* клапаном *4* в описанной выше последовательности. Подача газа прекращается как на запальник, так и на горелку. Открытие сопла датчика тяги при нарушениях тяги в дымоходе происходит вследствие воздействия нагретых продуктов сгорания газа на биметаллический чувствительный элемент датчика.

Построение всех датчиков каналов контроля и регулирования на едином некинематическом элементе «сопло—заслонка» унифицирует регуляторы и упрощает их изготовление и эксплуатацию. Число контролируемых параметров и разновидностей регулируемых параметров не ограничено. Как канал контроля, так и канал регулирования обладают свойством самоконтролируемости, т. е. обрыв соответствующих импульсных каналов или нарушение их герметичности равносильно открытию соответствующего сопла, а следовательно, вызовет либо полное прекращение подачи газа на горелки, либо переход горелки на малый режим работы.

Пренебрежимо малые порции газа, стравливаемые регуляторами в процессе работы, эвакуируются специальным каналом в инжекционной части горелки *17* и вместе с основным потоком газа нормально сгорают.

Из рассмотренной принципиальной схемы регуляторов видно, что запуск газовых приборов в работу возможен только при закрытом кране *20* горелки. Это исключает возможность бесконтрольной эксплуатации объекта с зафиксированной в нажатом состоянии пусковой кнопкой 2 и связанных с этим хлопков в про-

цессе розжига. Таким образом, регуляторы типа РГУ построены на пассивных, некинематических элементах пневмогидроавтоматики и исключают возможность применения шарнирно-рычажных и прочих подверженных износу и заклиниванию элементов и узлов. Регуляторы работают непосредственно от давления рабочей среды — сжигаемого газа без привлечения прочих источников энергии.

Техническая характеристика РГУ

Пусковой период (с момента воспламенения запальника до его устойчивой работы при освобожденной пусковой кнопке), с	60
Время аварийного прекращения подачи газа на горелки, с:	
при нарушении тяги в дымоходе	10—60
при погасании пламени горелок	30
при обрыве импульсных трубок канала контроля	8
при обрыве импульсных трубок канала регулирования	8
при падении давления газа ниже 0,3—0,5 кПа	8
Точность поддержания температуры воды, °С	±2
Диапазон регулирования температуры, °С	40—90
Точность поддержания заданного давления пара, кПа	±2
Диапазон регулирования давления пара, МПа	0—0,06
Рабочая среда	Сжиженный или природный газ
Потребляемая энергия	Давление рабочей среды
Рабочее давление сжиженного газа, кПа	1,5—8,0
Температура, °С:	
рабочей среды	—10÷+40
окружающей среды	—2÷+35
Относительная влажность воздуха, %	30—90
Габаритные размеры, мм:	
блока контроля и регулирования	90×106×166
блока контроля	90×106×112
Масса, кг, не более	2,5

ГЛАВА 10

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛЫХ И ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ И ПРЕДПРИЯТИЙ БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

В нашей стране газоснабжение жилых домов, общественных зданий и предприятий бытового обслуживаиия осуществляется на базе природных и сжиженных углеводородных (СУГ) газов. Поскольку природные газы и СУГ взаимозаменяемы, приборы, аппараты, газогорелочные устройства, многие требования и решения пригодны для обоих видов топлива. Но есть и отличия, учитывающие особенности СУГ. Например, вопросы газоснабжения на базе СУГ решаются сложнее.

Системы газоснабжения в зависимости от вида потребителей, расхода газа, климатических условий подразделяются на индивидуальные баллоиные, групповые резервуарные с естественным или искусственным испарением и групповые резервуарные установки по получению взрывобезопасных смесей газа с воздухом.

В соответствии с требованиями СНиП 2.04.08—87 и «Правил безопасности в газовом хозяйстве» индивидуальной баллоиной установкой следует считать установку, имеющую не более двух баллонов со сжиженным газом; групповой баллонной — установку, в состав которой входит более двух баллонов. Резервуарные установки допускается проектировать с подземным и надземным размещением резервуаров, при этом число резервуаров, определенное расчетом, должно быть ие менее двух.

Смешение паровой фазы сжиженных газов с воздухом следует предусматривать в соотношениях, обеспечивающих превышение верхнего предела воспламеняемости смеси не менее чем в 2 раза, при этом должны предусматриваться автоматические устройства для отключения смесительной установки в случае приближения состава смеси к пределам опасной концентрации или в случае внезапного прекращения поступления одного из компонентов смеси.

Необходимость приведенной классификации установок СУГ вызваиа тем, что к ним в зависимости от типа и суммарного геометрического объема баллонов, способа размещения резервуаров (подземные или надземные) устаиавливаются минимально допускаемые расстояния от резервуаров до зданий и сооружений различного назначения и другие требования.

По месту испарения жидкости установки подразделяются на проточные, обеспечивающие получение паровой фазы постояниого

химического состава в специальных теплообменных аппаратах — испарителях, и емкостные с испарением сжиженных газов непосредственно в расходных резервуарах при помощи специальных нагревателей — регазификаторов. В качестве теплоносителя для испарительных установок могут быть использованы горячая вода, пар, электрическая энергия, горячие инертные газы, масла и др. Возможность применения огневых испарителей должна регламентироваться специальными техническими условиями, утвержденными в установленном порядке. В групповых установках по получению смесей газа с воздухом испарение жидкости происходит вне резервуара за счет теплоты искусственного теплоносителя.

10.1. БАЛЛОННЫЕ УСТАНОВКИ

В настоящее время используют три типа газобаллонных установок. Самым простым является индивидуальная с одним баллоном вместимостью 50 л или с двумя баллонами вместимостью 27 л устанавливаемыми непосредственно на кухне. Второй тип — индивидуальные установки с двумя баллонами, размещаемыми вне здания в металлическом шкафу. Третий тип — групповые (или баллонные) установки с баллонами вместимостью 50 л, устанавливаемыми как вне здания в металлическом шкафу, так и в отапливаемом помещении.

Индивидуальные баллонные установки. Предназначены в основном для газоснабжения потребителей с небольшим расходом газа, например отдельных квартир. Однако при этом следует учитывать, что необходимость в использовании СУГ с повышенным содержанием бутанов (до 60 об.%) требует перенастройки существующих систем газоснабжения с применением этих газов. Следовательно, необходимо учитывать условия использования СУГ в индивидуальных газобаллонных установках. Для жилого фонда могут применяться индивидуальные установки двух типов: шкафная наружная с двумя баллонами вместимостью 50 л и подачей паровой фазы газа к плите, размещенной на кухне, по газопроводу от наружного шкафа до плиты (рис. 10.1); внутриквартириая с установкой на кухне (рис. 10.2) 2-горелочной газовой плиты с баллоном вместимостью 5 л, 3-горелочной плиты со встроенным баллоном 27 л и 2- и 4-горелочных плит с баллоном 50 л. В соответствии с действующими правилами взамен одного баллона вместимостью 50 л допускается в одном помещении устанавливать два баллона вместимостью не более 27 л каждый, один из которых является резервным. Во втором случае положительные температуры воздуха обеспечивают бесперебойное газоснабжение потребителей при использовании СУГ любой марки. Однако такие установки обладают повышенной опасностью вследствие возможных утечек газа или разрыва переполненного баллона, находящегося внутри по-

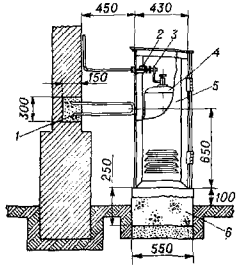


Рис. 10.1. Шкафная наружная установка у кирпичной стены с двумя баллонами вместимостью 50 л для индивидуального пользования сжиженным газом.

1 — скоба; *2* — регулятор давления; *3* — обвязка регулятора давления; *4* — баллон; *5* — шкаф; *6* — фундамент.

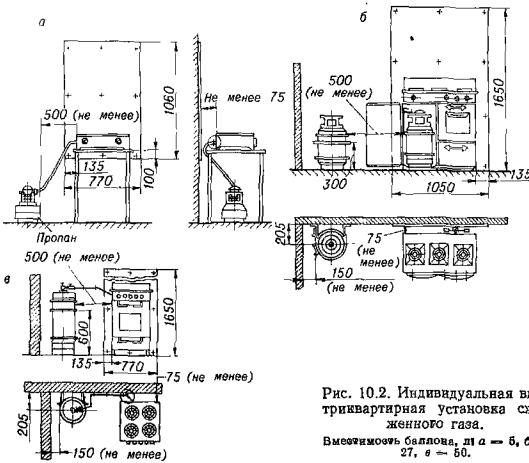


Рис. 10.2. Индивидуальная внутриквартирная установка сжиженного газа.

Вместимость баллона, дл *а* — *б*, *б* — 27, *в* — 50.

мещения, что может привести к образованию взрывоопасных концентраций.

Эксплуатация баллонов, размещенных вне помещения, более безопасна, однако при низких температурах воздуха испарительная способность газа резко снижается, а при достижении определенного температурного минимума вообще отсутствует. При этом количество неиспарившихся остатков газа в баллоне может быть

весьма значительным и при определенных условиях достигать 85%. При установке баллонов в шкафах вне помещения это обстоятельство значительно усложняет работу газонаполнительных станций (ГНС) (увеличивается объем работ по сливу неиспарившихся остатков из баллонов). Большое количество неиспарившихся остатков осложняет учет газа на ГНС и работы по наполнению баллонов, особенно при автоматизации этих процессов. Следовательно, при использовании баллона для индивидуально-бытовых, а также производственных нужд важен не только состав газа, находящегося в баллоне, но и в большей степени способ установки баллона, т. е. находится ли он вне (в шкафу) или внутри помещения (рядом с плитой).

На основе наблюдений за максимально возможным непрерывным отбором паров технического пропана из стальных баллонов при различных температуре наружного воздуха и размерах смачиваемых поверхностей уточнены необходимые минимальные смачиваемые площади поверхности баллона и количества сжиженного пропана в баллоне для нормальной единовременной работы четырех, трех и двух горелок газовой плиты при постоянном равномерном отборе газа при различной температуре воздуха. Из анализа опытных данных по использованию технического пропана в 50-литровых баллонах в наружных газобаллонных установках можно сделать следующие основные выводы:

— непрерывное газоснабжение газовой плиты может быть достигнуто при температуре до —30 °С при наличии в баллоне минимального остатка технического пропана 10,6 кг; такой остаток обеспечит непрерывную подачу паров газа только в две горелки; для работы трех горелок минимальный остаток пропана должен быть 16 кг, а для работы четырех горелок требуется почти целиком заполнить баллон пропаном;

— при температуре воздуха ниже —30 °С в баллоне должно оставаться не менее 17,5 кг газа, при этом можно пользоваться только 2-горелочными плитами;

— для обеспечения непрерывного газоснабжения при наружной температуре от —1 до —10 °С остаток газа в баллоне с техническим пропаном должен быть не менее 4—5 кг. Если он менее 4 кг, непрерывность подачи газа может быть нарушена.

В практике отечественного газоснабжения исключением является наполнение баллонов пропаном, так как ресурсы его ограниченны. В основных районах страны (в том числе северных) в индивидуальных газобаллонных установках используют пропан-бутановые смеси с достаточно высоким содержанием бутанов (40—50%). Поэтому остатки газа в баллонах вместимостью 50 л наружных установок должны быть значительно бо́льшими, чем в случае применения технического пропана.

Индивидуальные потребители, учитывая естественные условия испарения газа, а также возможные задержки в доставке наполненных баллонов (взамен отработанных), довольствуются значительно меньшим отбором из баллона паровой фазы, чем это требуется для работы двух горелок при номинальной тепловой мощности. Поэтому баллоны возвращают на ГНС со значительными

остатками газа (как неиспарившимися, так и неиспаренными). В связи с этим работникам ГНС приходится выполнять дополнительные операции.

При газоснабжении квартир от однобаллонных установок необходимо выполнять следующие требования:

— не разрешается устанавливать баллоны с газом в помещениях, имеющих подвалы и погреба, вход в которые осуществляется из этих помещений (однако при газификации существующего жилого фонда допускается устанавливать баллоны с газом в таких помещениях при условии уплотнения входов и подов, перекрытий между ними, заделки щелей и выполнения других мероприятий, исключающих возможность проникновения газа в эти подземные сооружения); в цокольных и подвальных помещениях; в жилых комнатах; в кухнях, расположенных непосредственно под больничными палатами, аудиториями и классами учебных заведений, а также под фойе, зрительными, обеденными, торговыми залами и т. п.;

— баллон должен быть установлен в легкодоступном для осмотра месте и прочно прикреплен к стене специальными хомутами;

— запрещается устанавливать баллон против топки отопительной печи;

— объем балдона при установке внутри жилых и общественных зданий не должен превышать 50 л;

— баллон следует устанавливать не ближе 1 м от газовой плиты или другого газового прибора, радиатора отопления, печи, электрических выключателей и счетчиков. Это расстояние может быть уменьшено до 0,5 м, если предусматривается экранирование баллона. Расстояние до топочных дверок печи должно быть не менее 2 м.

Двухбаллонные установки (в случае технической обоснованности) снабжают двумя баллонами, устанавливаемыми в металлических шкафах, которые крепятся снаружи у стен здания. Кроме общих требований при монтаже этих установок должны быть выполнены следующие дополнительные условия: шкаф для баллонов устанавливается на прочное несгораемое основание не ближе 0,5 м от дверей и окон первого этажа и 3 м от окон и дверей подвальных и цокольных помещений, выгребных ям, колодцев, погребов и других заглубленных в грунт сооружений. Он крепится к стене здания металлическими скобами или специальными костылями. Высота основания под шкаф должна быть не менее 0,1 м от уровня земли. Две дверцы шкафа облегчают установку и извлечение баллонов, а для его вентиляции в нижней и верхней частях стенок должны иметься прорези или жалюзийные решетки. В шкафах необходимо предусмотреть гнезда для установки в них баллонов, а на задней стенке — узел для крепления регулятора давления.

На промышленных предприятиях баллоны с газом должны быть предусмотрены в местах, защищенных от повреждения баллонов внутрицеховым транспортом, от брызг металла и воздействия корродирующих жидкостей и газов, а также от нагрева выше 45 °С.

Баллонные установки, применяемые для снабжения сжиженными газами животноводческих и птицеводческих ферм, следует размещать вне зданий; допускается устанавливать баллоны внутри оранжерей и теплиц, имеющих вентиляцию, которая обеспечивает удаление 2/3 воздуха из нижней зоны помещения.

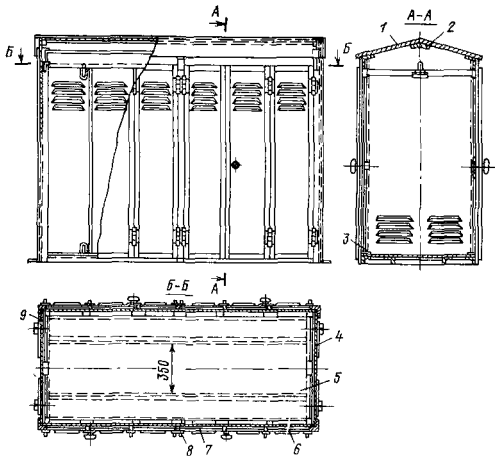


Рис. 10.3. Ящик для хранения десяти баллонов вместимостью по 50 *л*.
1 — крыша; *2* — заклепка; *3* — гайка; *4, 9* — боковые стенки; *5* — основание; *6, 7* — правая и левая дверки; *8* — стойки.

Для обеспечения газом потребителей на сезонных сельскохозяйственных работах (например, сушка зерна и овощей, выжигание сорняков, борьба с вредителями сельскохозяйственных растений и т. п.), при строительстве зданий и сооружений (например, сушка штукатурки, обогрев сооружений из бетона и т. п.) допускается предусматривать передвижные или переносные баллонные установки сжиженных газов.

Газоснабжение передвижных буфетов, столовых и т. п. допускается при наличии проекта, согласованного в установленном порядке с местной организацией по эксплуатации газового хозяйства.

Баллонные устаиовки, устанавливаемые снаружи, могут применяться без подогрева только при положительной температуре наружного воздуха. В остальных случаях использовать баллонные установки можно только при условиях размещения их в отапливаемых помещениях, т. е. в кухнях, и заправки техническим бутаном (БТ) или сжиженными пропан-бутанами летней марки (СПБТЛ).

Групповые баллонные установки. Для газоснабжения жилых малоквартирных зданий, мелких коммунально-бытовых и про-

ТАБЛИЦА 10.1

Минимальные расстояния от групповой баллонной установки до зданий и сооружений (по СНиП 2.04.08—87)

Здания и сооружения	Расстояние от групповой баллонной установки, м
Жилые дома, производственные здания промышленных предприятий, здания предприятий бытового обслуживания производственного характера и другие степени огнестойкости:	
I и II	8
III и IIIa	10
IV, IVa и V	12
Общественные здания независимо от степени огнестойкости	25
Временные отдельно стоящие хозяйственные строения (дровяные сараи, навесы и т. п.)	8
Канализация, теплотрасса	3,5
Водопровод и другие бесканальные коммуникации	2,0
Колодцы подземных коммуникаций, выгребные ямы	5,0
Электрокабели и воздушные линии электропередачи	В соответствии с ПУЭ
Телефонные кабели и воздушные линии телефонной и радиотрансляционной сети	В соответствии с «Ведомственными нормами технологического проектирования» ВНТП 116—80 Минсвязи СССР

мышленных предприятий можно использовать групповые баллонные установки (в состав их входит более двух баллонов), размещаемые в металлических шкафах (рис. 10.3). Однако необходимо отметить, что эти установки следует применять для газоснабжения только в исключительных случаях, когда невозможно устройство групповых резервуарных установок.

В случае использования групповых баллонных установок необходимо иметь в виду, что согласно действующим правилам суммарный объем баллонов в такой установке не должен превышать 600 *л* при расположении шкафа у глухой несгораемой стены жилых и общественных зданий и коммунально-бытовых предприятий и 1000 л при размещении шкафа в отрыве от здания. Для промышленных и коммунальных предприятий допускается устанавливать баллоны общим объемом 1000 и 1500 л у глухой несгораемой стены, с разрывом от зданий (табл. 10.1).

Групповые баллонные установки, как было установлено выше, могут быть размещены непосредственно у глухих несгораемых стен зданий в шкафах. Однако возле одного общественного и коммунально-бытового здания разрешается предусматривать только одну групповую газобаллонную установку. Возле жилого дома разрешается предусматривать размещение не более трех групповых

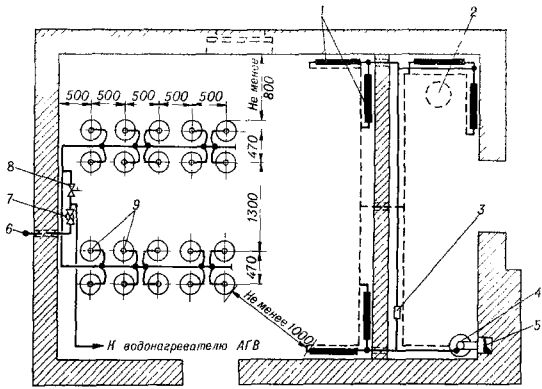


Рис. 10.4. Групповая газобаллонная установка, обогреваемая с помощью газового водонагревателя.

1 — отопительные радиаторы; *2* — бак для запаса воды; *3* — расширительный бак; *4* — водонагреватель типа АГВ; *5* — дымоход; *6* — свечи сбросного газопровода; *7* — регулятор давления РДМ; *8* — клапан предохранительный; *9* — баллоны.

установок на расстоянии не менее 15 м одна от другой. Шкафы и баллоны следует устанавливать на фундаментах, вокруг которых должна выполняться отмостка шириной не менее 0,5 м. Групповые баллонные установки должны размещаться в местах, имеющих удобный подъезд для автотранспорта.

Групповые баллонные установки снабжаются коллекторами высокого давления, регулятором давления газа РД-32М (или редуктором), общим отключающим устройством, показывающим манометром, сбросным предохранительным устройством (клапаном). Для бесперебойного снабжения потребителей газом обычно применяют одну установку с двумя параллельными рядами баллонов, подключаемых к одному регулятору давления.

В случае принятия мер по обеспечению номинальной испарительной способности (установка баллонов в отапливаемых помещениях, утепленных обогреваемых шкафах и др.) наружные газобаллонные установки, как исключение, могут быть допущены для круглогодичного газоснабжения. Помещения, в которых размещают групповые газобаллонные установки, могут быть отдельно стоящими или пристроенными к глухой наружной стене здания. Они должны быть одноэтажными, выполненными из несгораемых материалов, с легкосбрасываемыми покрытиями, безыскровыми полами и без чердака, с открывающимися наружу окнами

и дверьми, отапливаемыми, вентилируемыми, с электрическим освещением во взрывозащищенном исполнении. Отопление помещений следует проектировать водяным или паровым от системы отопления здания или водяным с естественной циркуляцией от газового емкостного водонагревателя АГВ, устанавливаемого в отдельном изолированном помещении, с 5-кратным воздухообменом в 1 ч. Максимальная температура на поверхности нагревательных приборов не должна превышать 95 °С, температура в помещении — 30 °С. Вентиляция должна предусматриваться из нижней и верхней зон помещения. На рис. 10.4 показано размещение 20 баллонов вместимостью по 50 л в закрытом помещении с системой водяного отопления от газового емкостного водонагревателя типа АГВ.

Газопроводы от групповой газобаллонной установки необходимо прокладывать в грунте ниже зоны промерзания. На газопроводах в наиболее низких точках, но не ближе 2—3 м от зданий, надо устанавливать конденсатосборники, соответствующие диаметру газопровода. При этом подземные газопроводы следует прокладывать с уклоном не менее 0,002 в сторону конденсатосборника. Допускается прокладывать газопроводы низкого давления в зоне промерзания грунта на глубине 1,0—1,5 м при одном условии: установке обогреваемых конденсатосборников. При этом газопроводы должны иметь теплоизоляцию толщиной 30—40 мм при коэффициенте теплопроводности 0,7—0,9 Вт/(м·°С). Тепловая изоляция может быть осуществлена по типу бесканальной прокладки теплопроводов в оболочках из армированного пенобетона, битумоперлита или других материалов. Вводы газопровода в лестничные клетки должны быть утепленные, цокольные, с отключающим устройством, устанавливаемым с наружной стороны здания.

При использовании для газоснабжения групповой газобаллонной установки, расположенной в шкафу у стены здания, для получения температуры, обеспечивающей постоянную номинальную испарительную способность, металлический шкаф рекомендуется обогревать горячей водой от системы отопления здания (рис. 10.5). Шкаф должен иметь теплоизоляцию минеральной ватой толщиной 50—60 мм. На трубопроводе горячей воды внутри здания на начальном и конечном участках должны быть запроектированы отключающие устройства и дренажные трубки на случай слива воды из системы с целью предотвращения ее замерзания в трубах при возникновении аварийной ситуации или необходимости проведения ремонтных работ. Пуск системы обогрева шкафной установки в эксплуатацию рекомендуется осуществлять одновременно с пуском системы отопления жилых зданий. Прокладку газопроводов паровой фазы сжиженного газа следует предусматривать с уклоном в сторону баллонов. Газопровод паровой фазы от шкафа групповой баллонной установки до ввода в здание необходимо теплоизолировать минеральной ватой толщиной 30—40 мм.

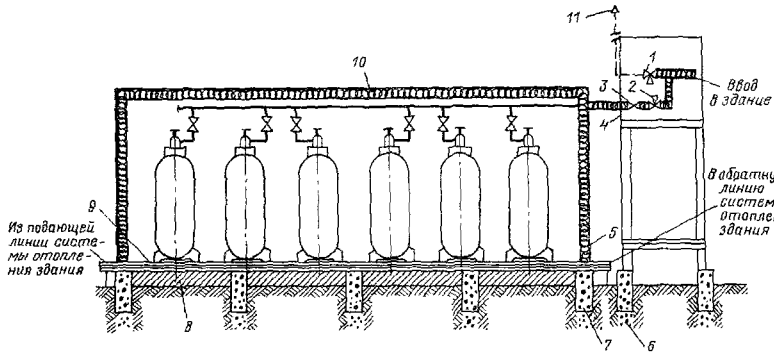


Рис. 10.5. Шкафная групповая установка, обогреваемая горячей водой от системы отопления здания.

1 — регулятор давления РД-32М; *2* — предохранительное запорное устройство типа ПКН; *3* — вентиль; *4* — шкаф регуляторного пункта; *5* — коллектор; *6* — штуцер для спуска воды; *7* — фундамент; *8* — засыпка *керамзитом*; *9* — трубы обогрева установки; *10* — теплоизоляция (минеральная вата); *11* — свеча сбросного газопровода.

Процесс испарения пропан-бутановой смеси при отборе паровой фазы из баллоиа происходит фракционно, т. е. по мере испарения в баллоие постоянно увеличивается доля бутановых фракций. Решающее влияние на испарительиую способность баллонов оказывает соотношение пропана и бутанов в газе. Кроме того, по мере отбора паров из баллона его испарительная способность непрерывно снижается, во-первых, за счет уменьшения смоченной поверхности, через которую осуществляется подвод тепла для кипения сжиженных пропан-бутанов, и, во-вторых, за счет падения температурного иапора, обусловленного повышением температуры кипения вследствие роста содержания бутанов в жидкой смеси. При оптимальиом отборе паров приток теплоты из окружающей атмосферы компенсирует затраты ее на испарение жидкости и испарительиая способиость баллоиа уменьшается медленно, приближеино пролорционально уменьшению смоченной поверхности баллона. Число баллонов в групповых установках для газоснабжения жилых зданий можно определять по приведенной ниже формуле, составленной на основании эксплуатационных даиных, учитывающих режим потребления газа квартирами:

$$N = 3{,}62ngK_o/(Q_н V),$$

где N — число рабочих баллонов в групповой установке; n — число газоснабжаемых квартир; g — номинальная тепловая мощность газовых приборов, установленных в одной квартире, кВт; K_o — коэффициент одновременноети, принимаемый по табл. 2.23; $Q_н$ — ниэшая теплота сгорания газа, кДж/м^3; V — расчетная испарительная способность по газу одного баллона, м^3/ч.

Для зимнего периода в средней полосе СССР расчетная испарительная способность одного баллона может быть принята на основании средиих расчетных данных в пределах от 0,22 до 0,436 м^3/ч (для баллонов вместимостью 50 л). Эти значения пригодны только для установок, предназначенных для газоснабжения жилых квартир, так как они учитывают периодичность и неодиовременность работы газовых приборов. Кроме того, для обеспечеиия бесперебойности газоснабжения в каждой групповой установке рекомендуется предусматривать число резервных баллонов, равное числу рабочих баллонов, и создавать возможность их раздельной и совместной работы.

10.2. ГРУППОВЫЕ РЕЗЕРВУАРНЫЕ УСТАНОВКИ

Для хранения СУГ непосредственно у потребителя используются стационарные и передвижные резервуары различной вместимости. Установки с двумя и более резервуарами, предназначенные для снабжения сжиженным газом различных потребителей, называют р е з е р в у а р н ы м и. Они бывают надземными и подземными. Надземные установки, как правило, применяют

для газоснабжения предприятий промышленного и сельскохозяйственного производства, подземные — для газоснабжения промышленных и коммунальных предприятий, отдельных многоэтажных жилых и общественных зданий и их групп, а также объектов сельского хозяйства. Число резервуаров определяется расчетом, но должно быть не менее двух.

В состав установки должны входить резервуары, трубопроводы обвязки ее по жидкой и паровой фазам, запорная арматура, регуляторы давления газа, предохранительные запорные и сбросные устройства, показывающие манометры, устанавливаемые до регулятора давления, штуцера с кранами после регулятора давления для присоединения контрольного манометра, устройство для контроля уровня сжиженных газов в резервуарах и испарители в установках с искусственным испарением. Арматура и приборы групповых резервуарных установок должны быть защищены кожухами от атмосферных осадков и повреждений.

Для экономии земельных участков и повышения безопасности использования газа чаще всего применяют подземную установку резервуаров. Резервуарные установки должны быть размещены на отведенных для этого площадках с таким расчетом, чтобы предусмотреть удобные подъезды для автоцистерн и другого транспорта. Площадки резервуарных установок должны быть ограждены забором высотой не менее 1,6 м из негорючих материалов. Расстояние от резервуарной установки до ограждения должно быть не менее 1 м. На герритории резервуарных установок должны быть углекислотные огнетушители, ящик с песком и лопата. Число резервуаров в установке определяется характером потребителей, районом установки резервуаров (север, юг и т. д.), расходом газа и объемом используемых резервуаров. При этом для установок с естественным испарением в качестве расчетной необходимо принимать температуру грунта в марте—апреле (для подземных резервуаров), когда фиксируется самая низкая температура грунта. Для бесперебойного снабжения населения газом и во избежание перегрузки транспорта объем резервуарных установок рассчитывают исходя из двухнедельного запаса газа. Расчет систем газоснабжения от этих установок с естественным испарением имеет свою специфику, обусловленную процессом теплообмена между грунтом и резервуарами, а также теплопроводностью грунта. Максимально допустимая общая вместимость группы резервуаров приведена в табл. 10.2, максимальная вместимость одного резервуара — в табл. 10.3.

Минимальные расстояния от резервуаров групповых резервуарных установок до зданий и сооружений различного назначения приведены в табл. 10.4, а установок (считая от крайнего резервуара) до подземных сооружений и линий электропередачи — в табл. 10.1.

Подземные резервуары следует устанавливать на глубине не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней образующей резерву-

ТАБЛИЦА 10.2

Максимальная общая вместимость группы резервуаров

Назначение групповой резервуарной установки	Общая вместимость резервуаров, м³, при расположении	
	надземном	подземном
Газоснабжение общественных и жилых зданий и сооружений	5	300
Газоснабжение промышленных, сельскохозяйственных предприятий и предприятий бытового обслуживания производственного характера	20	300

аров в районах с сезонным промерзанием грунта и 0,2 м в районах без промерзания грунта.

Над трубопроводами обвязки жидкой фазы каждой группы подземных групповых установок должны предусматриваться контрольные трубки, выведенные над поверхностью земли на высоту не менее 1 м. При этом должна исключаться возможность попадания в трубку атмосферных осадков. Подземные резервуары должны быть защищены от коррозии в соответствии с требованиями ГОСТ 9.015—74*. Надземные резервуары должны быть окрашены.

На газопроводе паровой фазы, объединяющем группы резервуаров, между этими группами должно быть установлено отключающее устройство: на газопроводе низкого давления — после регулятора давления на расстоянии не менее 0,3 м от поверхности земли.

Трубопроводы для групповых баллонных и резервуарных установок (до потребителей газа) должны предусматриваться, как правило, из стальных труб. Однако для установок сельскохозяйственного производства сезонного характера допускается присоединение горелок при помощи резинотканевых рукавов.

ТАБЛИЦА 10.3

Максимальная вместимость одного резервуара

Общая вместимость резервуарной установки, м³	*Вместимость одного резервуара, м³, при расположении*	
	надземном	подземном
Передвижные резервуары до 5	1,6	—
Непередвижные резервуары:		
До 20	5	5
Свыше 20 до 50	—	10
Свыше 50 до 100	—	25
Свыше 100 до 300	—	50

ТАБЛИЦА 10.4

Минимальные расстояния от резервуаров групповых резервуарных установок до зданий и сооружений различного назначения

Характеристика зданий и сооружений потребителей газа	Минимальное расстояние, м, при общей вместимости резервуаров групповой резервуарной установки, м³								
	от надземных резервуаров			от подземных резервуаров					
	До 5	Свыше 5 до 10	Свыше 10 до 20	До 10	Свыше 10 до 20	Свыше 20 до 50	Свыше 50 до 100	Свыше 100 до 200	Свыше 200 до 300
Учреждения культурно-бытового обслуживания вне зависимости от степени огнестойкости (административные, детские и лечебные учреждения, учебные заведения, театры, кинотеатры, дома культуры и др.)	40	—	—	15	20	30	40	40	75
Жилые дома:									
здания с проемами в стенах, обращенных к установке	20	—	—	10	15	20	40	40	75
здания без проемов в стенах, обращенных к установке	15	—	—	8	10	15	40	40	75
Здания и сооружения, размещенные на промышленных предприятиях, сельскохозяйственных объектах и предприятиях бытового обслуживания производственного характера	15	20	25	8	10	15	25	35	45

Примечания. 1. Если в жилом доме размещены учреждения (предприятия) общественного назначения, расстояния следует принимать такие же, как до жилого дома. 2. Расстояния в свету между надземными резервуарами должны быть равны диаметру большего смежного резервуара, но не менее 1 м. 3. Расстояния между подземными резервуарами должны устанавливаться с учетом глубины заложения, характеристики грунтов и обеспечения удобства вскрытия их для освидетельствования и ремонта, должны быть не менее 1 м.

Условия прокладки газопроводов газовой фазы низкого давления от резервуарных и групповых баллонных установок до зданий следует принимать с учетом требований табл. 10.5.

На подземных газопроводах паровой фазы следует предусматривать установку конденсатосборников, объем которых принимается: при искусственном испарении газа из расчета 4 л на 1 м³ расчетного часового расхода газа; при естественном испарении — соответствующим диаметру газопровода.

Отключающие устройства на газопроводах низкого давления от резервуарной установки к потребителям следует предусматривать на вводах, как правило, снаружи здания; при этом в случае

ТАБЛИЦА 10.5

Условия прокладки газопроводов паровой фазы низкого давления от резервуарных и групповых баллонных установок до зданий и сооружений

Установки	При естественном испарении	При искусственном испарении	
		В проточных испарителях	В резервуарах
Резервуарные с подземными резервуарами	Подземная прокладка с глубиной заложения не выше осевой линии резервуаров с установкой конденсатосборников	Подземная прокладка с глубиной заложения не менее 1 м с установкой конденсатосборников	Подземная прокладка с глубиной заложения ниже глубины промерзания с установкой конденсатосборников
То же, с надземными резервуарами	Надземная или подземная прокладка (исходя из местных условий)	То же	То же
Групповые баллонные с разрывами от зданий согласно табл. 10.1	То же	—	—
Групповые баллонные, размещенные в отапливаемых помещениях	Подземная прокладка с глубиной заложения ниже глубины промерзания с установкой конденсатосборников	—	—

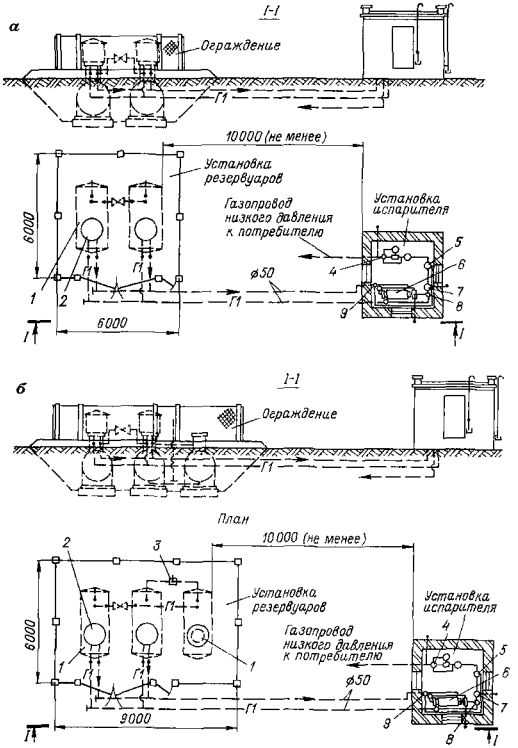
Примечания. 1. При искусственном испарении в проточных испарителях и концентрации пропана в газе менее 40% прокладку наружных газопроводов следует предусматривать ниже глубины промерзания грунта, а при концентрации пропана в газе 40% и более — на глубине 1 м. Вводы газопроводов в лестничные клетки должны быть цокольными, утепленными. 2. В отдельных случаях при невозможности или нецелесообразности выполнения цокольных вводов газопроводов от подземных резервуаров в здания допускается надземная прокладка газопроводов по стенам жилых зданий; при этом газопровод должен прокладываться с тепловым спутником в общей изоляции.

газоснабжения группы зданий (два и более) — на подземном газопроводе от резервуарной установки в колодце на глубине не более 1 м или над землей под защитным кожухом. При размещении отключающего устройства на вводе на лестничной клетке или в тамбуре необходимо предусматривать снаружи здания устройство для удаления конденсата из газопровода.

В настоящее время в СССР распространены групповые резервуарные установки с естественным испарением. Однако, учитывая необходимость газоснабжения с помощью сжиженных газов с повышенной концентрацией бутанов (до 60%) необходимо:

— реконструировать все эксплуатируемые групповые резервуарные установки путем установки в них испарителей;

— проектировать новые объекты с групповыми резервуарными установками с испарителями.



Распространенные типовые схемы групповых установок, состоящих из двух, трех, четырех и более подземных резервуаров, приведены на рис. 10.6. При двух подземных резервуарах (рис. 10.6, *а*) каждый из них оборудуется специальной редукционной головкой, размещенной на фланце головки резервуара, выходящем на поверхность земли. Резервуары соединены между собой только трубопроводами паровой фазы; они могут подавать газ как раздельно, так и совместно. При схеме из трех резервуаров

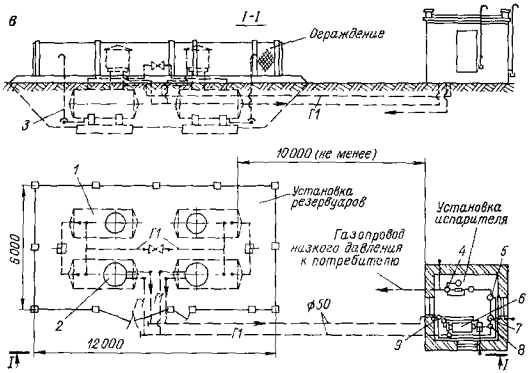


Рис. 10.6. Установка подземных резервуаров с форсуночными испарителями.
Число подземных резервуаров: а — 2, б — 3, в — 4; 1 — подземный резервуар; 2 — редукционная головка; 3 — трубка контрольная; 4, 9 — стояки; 5— конденсатосборник; 6 — испаритель; 7 — баллон для слива неиспарившихся остатков; 8 — коллектор.

(рис. 10.6, *б*) два объединены в один блок, соединиены трубопроводами паровой и жидкой фаз и оборудованы одной редукционной головкой. Резервуары могут работать только совместно. Третий резервуар соединен с первыми двумя только трубопроводом паровой фазы и, следовательно, может работать как отдельно, так и совместно с объединенными в одни блок. При схеме из четырех, шести и восьми резервуаров (рис. 10.6, *в*) создают два блока. Каждый блок включает одну редукционную головку и два, три, четыре резервуара. соединенные трубопроводами жидкой фазы. Трубопровод паровой фазы объединяет все резервуары групповой установки, но при закрытом кране может объединять резервуары только одного блока. Все рассмотренные тепловые схемы групповых резервуарных установок обладают маневренностью по производству газа, а также при заполнении резервуаров, ремонтах всех устройств, входящих в установку, и работах по переосвидетельствованию.

Принципиальная схема испарительного отделения показана на рис. 10.7. Внутри здания размещены испаритель с предохранительным клапаном, манометром, поплавковым регулятором уровня ПРУД (с клапаиной частью), регулятор давления РД-50М, контрольно-измерительные приборы, запорная арматура и технологические трубопроводы. Для предотвращения попадания в регулятор жидкой фазы в испарительном отделении устанавливают конденсатосборник, а для сбора неиспарившихся тяжелых угле-

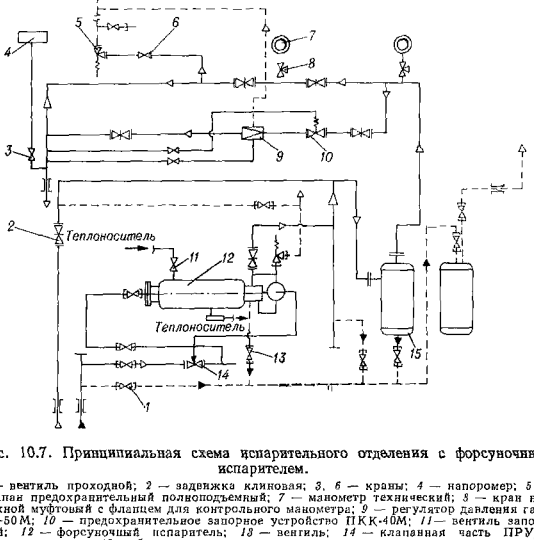


Рис. 10.7. Принципиальная схема испарительного отделения с форсуночным испарителем.

1 — вентиль проходной; *2* — задвижка клиновая; *3, 6* — краны; *4* — напоромер; *5* — клапан предохранительный полноподъемный; *7* — манометр технический; *8* — кран натяжной муфтовый с фланцем для контрольного манометра; *9* — регулятор давления газа РД-50М; *10* — предохранительное запорное устройство ПКК-40М; *11* — вентиль запорный; *12* — форсуночный испаритель; *13* — вентиль; *14* — клапанная часть ПРУД; *15* — баллон для слива неиспарившихся остатков.

водородов — баллон для их слива. На выходе теплоносителя установлен датчик манометрического (взрывозащищенного) термометра с выходным электрическим сигналом. Допускается размещать датчик температуры теплоносителя на выходной линии и термометр в обычном исполнении при соблюдении необходимых расстояний за пределами испарительного отделения. Увеличению давления газа после регулятора препятствует предохранительное запорное устройство ПКК-40М. Для повышения надежности работы последнего установлен пружинный сбросной клапан ПСК-50, обеспечивающий сброс избыточного количества газа в атмосферу в случае неплотного закрытия предохранительного клапана при его срабатывании. Газ от сбросного клапана отводится через сбросной газопровод-свечу.

Работа групповой установки с форсуночным испарителем осуществляется следующим образом. Жидкая фаза сжиженного газа при открытии запорных устройств в резервуарной головке перед испарителем под давлением паров поступает из подземного резервуара в испаритель. В результате отбора теплоты от тепло

носителя в испарителе жидкая фаза превращается в пар, который через открытые запорные устройства поступает в трубопровод паровой фазы высокого давления, к регулятору РД-50М, снижающему давление паров до 3 кПа, и клапану ПКК-40М. Пар с таким давлением направляется потребителю. Для того чтобы предотвратить возможность накопления конденсата в трубопроводе паровой фазы высокого давления, от редукционной головки к испарителю проложен трубопровод для слива конденсата. Наружная поверхность испарителя покрыта теплоизоляцией из минеральной ваты.

Пар из испарителя поступает в коллектор, где происходит выпадение конденсата при наличии в парах тяжелых углеводородов. Для этих же целей служит конденсатосборник. В испарительном отделении устанавливается регулятор давления с необходимой запорной и предохранительной арматурой. В этом случае газопровод низкого давления, редукционная головка с регулятором давления и предохранительным запорным клапаном оказываются лишними, следовательно, головки резервуаров надо заказывать без них. Для сбора неиспарившихся остатков служит специальный баллон, снабженный смотровым стеклом. Смотровые стекла установлены также на коллекторе и конденсатосборнике. Щит прибора сигнализации понижения температуры теплоносителя обычно устанавливают вместе с электрощитком в ближайшем отапливаемом помещении.

С учетом приведенных выше соображений и необходимости использовать СУГ с повышенной концентрацией бутанов Мосгазниипроект и Гипрониигаз разработали и ввели в действие ряд типовых проектов, которые рассчитаны для привязки в следующих условиях: расчетная температура наружного воздуха —30 °С; сейсмичность до 6 баллов; скоростной напор ветра 0,26 кПа; степень огнестойкости I и II; инженерно-геологические условия обычные.

10.3. ГРУППОВЫЕ УСТАНОВКИ ПО ПОЛУЧЕНИЮ ПРОПАН-БУТАНОВОЗДУШНОГО ГАЗА

Возможным недостатком установок с искусственным испарением жидкости является то, что они требуют применения в зимнее время сжиженных газов марки СПБТЗ, поскольку БТ или СПБТЛ для таких установок малопригодны, так как их пары могут конденсироваться в трубопроводах, находящихся в зоне температур, близких к 0 °С. В случае необходимости использовать БТ или смеси пропана с высокой концентрацией бутанов целесообразно применять взрывобезопасные смеси указанных газов с воздухом.

Способность углеводородов, входящих в состав сжиженных газов, изменять свое состояние при избыточных давлениях (до 1,6 МПа) и отрицательных температурах (до —40 °С) кроме по-

ложительиого имеет и отрицательное значение: не позволяет их транспортировать в газообразном состоянии при значительных давлениях и отрицательных температурах. Более высокие по сравнению с природным газом теплота сгорания и плотность СУГ не дают возможности сжигать их в газогорелочных устройствах, предназначенных для природного газа, без изменения конструкции последних.

Тем не менее в практике часто возникает необходимость замены того или иного вида газа в уже существующей системе газоснабжения. Такую возможность предоставляют смеси сжиженных газов с воздухом. Эти смеси при определенных условиях обладают следующими преимуществами перед неразбавленными углеводородами: они взаимозаменяемы с природными газами в газогорелочных устройствах; имеют более низкую температуру конденсации, что позволяет транспортировать их в газообразном состоянии при начальном давлении в трубопроводе до 0,3 МПа и выше; расширяют географические границы использования СУГ в северных районах страны; увеличивают возможности применения бутанов в течение всего года; позволяют организовать газоснабжение населенных пунктов с учетом перспективного перевода их на природный газ; служат резервным топливом для потребителей природных газов при пиковых нагрузках в сетях газопроводов или в случае аварийного прекращения газоснабжения; производятся на автоматизированных установках с широкими пределами регулирования давления и производительности; расширяют возможности централизованного газоснабжения потребителей сжиженными газами.

К недостаткам газовоздушных смесей относятся значительные первоначальные капитальные затраты; удорожание газа за счет добавки воздуха и его транспортировки; увеличение внутренней коррозии стальных трубопроводов; потребность в специальном оборудовании для приготовления смесей (испарителей, смесителей, регуляторов и др).

Использовать газовоздушные смеси в качестве топлива для бытовых и коммунально-бытовых газовых приборов можно при условии, если содержание газа в них эквивалентно не менее чем двум верхним пределам взрываемости, а соотношение газ—воздух поддерживается автоматически. Взаимозаменяемые смеси сжиженных газов имеют бо́льшую теплоту сгорания по сравнению с природными газами (табл. 10.6).

Для замены природных газов необходимо приготовлять смеси бутан—воздух (47% бутаиов и 53% воздуха) и пропан—воздух (58% пропана и 42% воздуха). Такие смеси имеют теплоту сгорания соответственно 55 902 и 52 080 кДж/м³ (табл. 10.7). Их можно транспортировать при низких давлениях (до 5 кПа) и температурах (до —18 °С для бутана и —53 °С для пропана). Возможно приготовление газовоздушных смесей, имеющих и более иизкую температуру конденсации, вплоть до —37 °С для

ТАБЛИЦА 10.6

Характеристика углеводородных газов

Показатель	Природный газ				Сжиженный газ	
	Газли	Шебелинка	Ставрополь	Березово	Пропан	Бутан
Теплота сгорания, кДж/м³:						
низшая	36 750	37 548	35 784	35 280	91 539	120 939
высшая	40 719	41 538	39 732	39 102	99 485	128 957
Плотность, кг/м³	0,770	0,761	0,725	0,746	2,019	2,703
То же, относительная	0,596	0,589	0,561	0,577	1,561	2,090
Число Воббе, кДж/м³:						
низшее	47 603	48 922	47 776	46 445	73 231	83 637
высшее	52 745	54 121	53 047	51 477	79 588	89 182
Температура кипения, °С:						
при 103,3 кПа	—	—	—	—	—42,1	—0,6
при 50 кПа	—	—	—	—	—32,0	9,0
при 300 кПа	—	—	—	—	—5,0	41,0

бутанов (смесь соответствует границе безопасности). Однако в этом случае необходимо использовать специальные газогорелочные устройства.

Газовоздушные смеси приготавливают в смесителях автоматического действия, контроль за их работой ведется автоматически в зависимости от теплоты сгорания, числа Воббе или плотности смеси. Различают смесители низкого (до 5 кПа), среднего (свыше 5 кПа до 0,3 МПа) и высокого давления (свыше 0,3 до 1,2 МПа). Давление газовоздушной смеси выбирается в зависимости от результатов технико-экономических расчетов.

Себестоимость газовоздушной смеси зависит от многих факторов, в первую очередь от стоимости сжиженных газов и воздуха, эксплуатационных расходов и капитальных затрат. Она

ТАБЛИЦА 10.7

Характеристика газовоздушных смесей, пригодных для замены природных газов

Показатель	Пропан—воздух	Бутан—воздух
Теплота сгорания, кДж/м³:		
низшая	52 080	55 902
высшая	60 396	64 596
Плотность, кг/м³	1,705	1,950
То же, относительная	1,319	1,510
Число Воббе (низшее), кДж/м³	43 366	45 486
Температура конденсации, °С	—53	—18

выше себестоимости природного газа, так как прейскурантные оптовые цены на природный газ в пересчете на 4200 кДж ниже оптовой цены на сжиженные газы. Поэтому в технико-экономических расчетах сравнивают эффективность применения газовоздушных смесей по отношению не к природному газу, а к другим видам заменяемого топлива или сжиженных газов в баллонах и групповых установках. При использовании газовоздушных установок для покрытия пиковых расходов или аварийных перебоев природного газа в технико-экономических расчетах необходимо учитывать возможный материальный ущерб от недостатка природного газа или остановки производства и перевода его на другой вид топлива. Для получения максимальной эффективности от применения установок для приготовления газовоздушных смесей необходимо использовать их в местах, где отсутствует в достаточном количестве природный газ; по возможности применять установки низкого давления; использовать в качестве резервных передвижные установки; использовать для приготовления газовоздушных смесей местные сжиженные газы (т. е. в местах их производства); применять газ для привода компрессоров газовоздушных смесей.

Газовоздушные установки состоят из следующих основных сооружений: хранилища сжиженного газа; средств перекачки (насосы, компрессоры, испарители); испарителей сжиженных газов; воздухонагнетательных устройств (компрессоры, вентиляторы); смесителей газа с воздухом; компрессоров газовоздушной смеси; средств контроля и автоматики.

При выборе хранилища сжиженного газа принимают во внимание расход газа с учетом неравномерности по сезонам или месяцам года, а также способ транспортировки его на станцию смешения. В отдельных случаях на установках смешения сжиженных газов (например, для временного газоснабжения потребителей) могут быть использованы в качестве хранилища транспортные средства, автомобильные (автоцистерны) и железнодорожные цистерны, танкеры.

Для перекачки сжиженных газов могут быть применены насосы и компрессоры. Во многих случаях испарители предпочтительнее насосов и компрессоров, так как их можно использовать для всех основных операций. Для нагнетания воздуха применяют вентиляторы низкого, среднего и высокого давления, поршневые и ротационные компрессоры.

При выборе воздухонагнетательного устройства важно, чтобы стоимость воздуха, входящего в газовоздушную смесь, была минимальной, ибо расход воздуха составляет в среднем 1 м³ на каждый 1 м³ газа.

Следовательно, смешение паровой фазы сжиженного газа с воздухом следует предусматривать в соотношениях, обеспечивающих превышение верхнего предела воспламеняемости смеси не менее чем в 2 раза. При этом необходимы автоматические устрой-

ства для отключения смесительной установки в случае приближения состава смеси к пределам опасной концентрации или в случае внезапного прекращения поступления одного из компонентов газовоздушной смеси. Смешение газа с воздухом допускается осуществлять при низком, среднем и высоком давлениях (по шкале давлений, принятой для природного газа). Смесительные установки допускается размещать в помещениях и на открытых площадках в комплексе с испарительными установками. При этом для испарителей, размещаемых вне помещений, следует предусматривать тепловую изоляцию корпуса. При групповом размещении испарителей расстояние между ними должно быть не менее 1 м. Кроме того, смесительные установки должны быть оборудованы расходными резервуарами, испарительными установками, смесительными устройствами и приборами контроля и регулирования процесса смешения.

Установки по получению газовоздушных смесей могут быть рекомендованы для постоянного газоснабжения небольших городов и населенных пунктов, а также отдельных потребителей (при возникновении аварийных ситуаций) с газоснабжением их от сетей природного газа (рис. 10.8). Как видно из рис. 10.8, схема обобщает три взаимносвязанных процесса: регазификацию сжиженного газа, смешение образовавшихся паров с воздухом и перемешивание полученной газовоздушной смеси.

Сжиженный газ из железнодорожных или автомобильных цистерн поступает по жидкофазному коллектору *1* в резервуары *3*, из которых насосом *4* по всасывающему *5* и напорному *6* трубопроводам подается на регазификацию в испаритель *8*. Подача жидкой фазы в испаритель может осуществляться и другими способами: в зимний период — избыточным давлением, создаваемым в расходном резервуаре с помощью компрессоров, служащих для разгрузки железнодорожных или автомобильных цистерн в резервуары базы хранения (на схеме не показаны), в летнее время — естественным нагревом надземных резервуаров окружающим воздухом. В обоих случаях подача жидкой фазы в испаритель происходит по обводу *10* помимо насоса.

Регазификационная часть установки состоит из двух основных аппаратов: испарителя жидкой фазы *8* и перегревателя насыщенных паров *9*. Испаритель обычно выполняется в виде цилиндрического кожухотрубного аппарата (форсуночного или иной конструкции), в межтрубное пространство которого подается сжиженный газ, а в трубное — теплоноситель (водяной пар низкого давления или горячая вода). Для предотвращения переполнения испарителя сжиженным газом его оборудуют поплавковым регулятором предельного уровня *13*, который размещают так, чтобы заполнение межтрубного пространства жидкой фазой составляло не более 75%. Образовавшиеся в испарителе насыщенные пары проходят через перегреватель *9*, где их осушают путем перегрева на 25—30 °С, и далее через регулятор давления *21* поступают

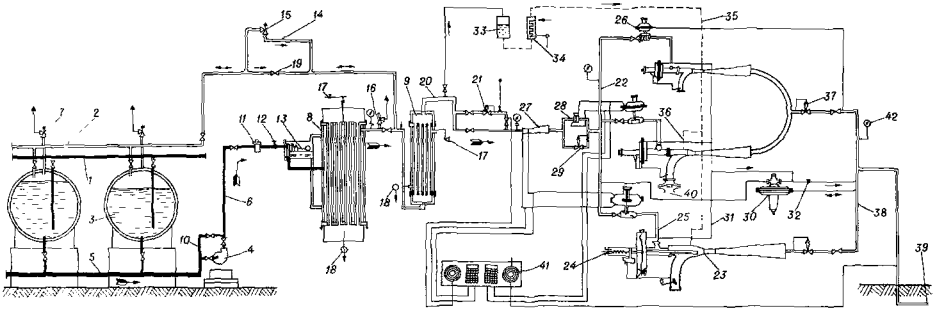


Рис. 10.8. Схема установки для смешения паров сжиженных газов с воздухом.

1 — трубопровод жидкой фазы для наполнения резервуаров базы хранения; *2* — трубопровод паровой фазы; *3* — резервуары базы хранения; *4* — насос; *5, 6* — всасывающий и напорный трубопроводы жидкой фазы; *7* — предохранительный клапан на резервуаре; *8* — испаритель; *9* — перегреватель; *10* — обвод; *11* — фильтр; *12* — регулировочный вентиль; *13* — поплавковый регулятор предельного уровня; *14* — перепускной трубопровод из испарителя в резервуары; *15* — перепускной клапан; *16* — предохранительный клапан испарителя; *17* — трубопровод греющего пара; *18* — конденсационный горшок; *19* — трубопровод паровой фазы; *20* — трубопровод перегретых паров; *21* — регулятор давления; *22* — распределительный коллектор инжекторов; *23* — инжекторы; *24* — мембранные приводы игольчатых клапанов; *25* — трубопроводы к соплам инжекторов; *26* — запорный клапан с мембранным приводом; *27* — расходомерная трубка Вентури; *28* — дроссельная шайба; *29* — вспомогательный регулятор давления; *30* — командный прибор, воздействующий через импульсные трубопроводы; *31* — мембранный привод инжекторов; *32* — дроссельный вентиль; *33* — резервуар с маслом; *34* — подогреватель масла; *35* — трубки для подачи масла к инжекторам; *36* — регулирующий вентиль; *37* — регуляторы конечного низкого давления; *38* — коллектор смеси газа с воздухом; *39* — распределительный газопровод к потребителям; *40* — обратный клапан; *41* — щит КИП; *42* — манометр.

в инжекторы *23* для образования газовоздушной смеси и выдачи ее в распределительный газопровод *39*.

Потребление газовоздушной смеси характеризуется резкой неравномерностью по часам суток и временам года, в связи с чем такого рода установки оборудуют тремя или четырьмя инжекторами с разной производительностью, которые автоматически включаются и отключаются в зависимости от изменения количества потребляемого газа. Для этой же цели инжекторы оборудуют игольчатыми клапанами с мембранными приводами, с помощью которых автоматически (в зависимости от расхода газа) изменяются сечение сопл и, как следствие, производительность каждого инжектора. Мембранные приводы инжекторов управляются двухмембранным золотниковым командным прибором *30* в зависимости от изменения давления газа в расходном коллекторе *38*.

Постоянство состава газовоздушной смеси, образующейся в инжекторах, обеспечивается поддержанием постоянства давления паров перед соплом с помощью регулятора давления *21* и газовоздушной смеси на выходе из инжекторов — с помощью регуляторов давления *37*. Для автоматического регулирования производительности установки (в зависимости от расхода газовоздушной смеси) все инжекторы сблокированы с помощью мембранных запорных клапанов *26*, трубы Вентури *27*, дроссельной шайбы *28* и вспомогательного регулятора давления *29*. При отсутствии расхода газа (например, в ночной период) все инжекторы отключают, так как их запорные клапаны *26* закрыты и не пропускают пары сжиженного газа к соплам инжекторов. На мембрану запорного клапана *26* самого малого инжектора действует в этом случае статическое давление газовоздушной смеси из коллектора *38*. При возникновении расхода газа давление под мембраной этого клапана упадет, что вызовет (под воздействием пружины) его открытие и автоматическое включение в работу малого инжектора при минимальной производительности. Последующее увеличение расхода приведет к срабатыванию командного прибора *30* и воздействию импульсного газа на мембранный привод малого инжектора, открытию игольчатого клапана и к увеличению его производительности до расчетного максимума. При включении малого инжектора в работу на близкую к максимальной производительность перепада давления в дроссельной шайбе *28* достигнет значения, достаточного для открытия запорного клапана на втором, среднем по производительности, инжекторе. Он автоматически включится в работу при минимальной производительности (мембранный запорный клапан второго инжектора открывается при возрастании перепада давления, создаваемого дроссельной шайбой в его подмембранной и надмембранной полостях). При последующем увеличении расхода начнет открываться игольчатый клапан этого инжектора и соответственно повысится его производительность. Когда расход газовоздушной

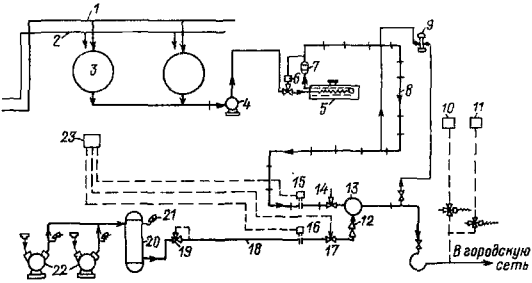


Рис. 10.9. Схема установки для получения газовоздушной смеси среднего давления.

1 — трубопровод жидкой фазы; *2* — то же, паровой фазы; *3* — резервуар со сжиженным газом; *4* — насос; *5* — испаритель; *6* — регулирующий расходный клапан; *7* — емкостный перегреватель паров; *8* — трубопровод перегретого пара; *9* — продувочный трубопровод с огнепреградителем; *10* — регистрирующий термометр; *11* — прибор контроля теплоты сгорания; *12* — трубопровод газовоздушной смеси; *13* — смеситель газа и воздуха; *14* — клапан, регулирующий расход газа; *15* — датчик расходомера газа; *16* — то же, воздуха; *17* — клапан, регулирующий расход воздуха; *18* — воздухопровод; *19* — регулятор давления воздуха; *20* — воздушный ресивер; *21* — предохранительный клапан; *22* — воздушный компрессор; *23* — регулятор соотношения газа и воздуха.

смеси станет равным максимальной производительности двух инжекторов, в действие вступит третий *большой* инжектор установки. Включение его в работу происходит автоматически под влиянием повышения перепада давления в трубе Вентури, аналогично включению второго инжектора. Таким образом происходит постепенное включение инжекторов и поддерживается равновесие между поступлением газовоздушной смеси из инжекторов и расходом ее потребителями.

При уменьшении расхода газа давление в коллекторе *18* начнет возрастать и вызовет постепенное поочередное выключение инжекторов. При этом автоматическое отключение будет проходить в порядке, обратном их включению в работу. При малых расходах газовоздушной смеси и, следовательно, малых расходах паров сжиженных газов в испарителе возникнут чрезмерные давления, приводящие к сбросу паров в атмосферу через предохранительный клапан *16*. Для предотвращения этого схема предусматривает наличие перепускного трубопровода *14* с перепускным пружинным клапаном *15*. В тех случаях, когда давление в межтрубном пространстве испарителя превысит установленное предельное, перепускной клапан *15* откроет выход парам сжиженного газа из испарителя в резервуары базы хранения.

Для предохранения внутренней поверхности газопроводов от возможной коррозии в газовоздушную смесь подают масляный туман. Масло из резервуара *13* под воздействием давления паров

сжиженных газов поступает в подогреватель *34* и далее в камеры всасывания инжекторов, где распыляется под воздействием энергии расширяющейся струи паров сжиженного газа, выходящих из сопла.

Рассмотренная установка применяется только при низком давлении газовоздушной смеси. Для подачи смеси в сети среднего давления применяют установки, работающие на сжатом воздухе (рис. 10.9). Сжиженный газ с помощью насоса поступает в испаритель и далее в виде перегретых паров в смеситель, в который одновременно подается сжатый компрессором воздух. Образовавшаяся газовоздушная смесь заданного состава и давления поступает в трубопроводы, транспортирующие ее к местам потребления. Соотношение газа и воздуха регулируется автоматически клапанами, установленными на соответствующих трубопроводах.

В настоящее время практика использования газовоздушных смесей значительно распространена в Западной Европе. При этом решают в случае необходимости ряд различных задач, к которым следует отнести дефицит природного газа и диспропорцию между источником газоснабжения и объемом потребления газа, особенно в «пиковые» периоды; необходимость полной замены нерентабельного городского газа, поступающего за счет газификации угля. В ряде стран газовоздушные смеси используют для временного газоснабжения объектов, намеченных в дальнейшем к переводу на природный газ, а также для покрытия пиковых нагрузок. Важной является также задача предотвращения образования конденсата в системе газоснабжения.

Газовоздушная установка австрийской фирмы «Комбуста» предназначена для газоснабжения промышленных и бытовых потребителей и рассчитана на производительность 50 м³/ч (рис. 10.10). Сжиженный газ под давлением 0,4—0,5 МПа, через фильтр газа (грязеуловитель) *4* поступает в электрический испаритель *7*, окруженный теплоносителем с температурой 70—80 °С, а оттуда в трубопровод *2*. Давление паров регулятором *28* снижается до 0,1 МПа, после чего они поступают через клапан *13* к соплу инжектора. Предварительно профильтрованный воздух в инжекционный смеситель *19* засасывается из атмосферы. Давление газа перед соплом контролируется манометром *23*. Контроль соотношения газ—воздух регулируется воздушной заслонкой *12*. Полученная смесь поступает в мембранный уравнительный резервуар *16*, в котором поддерживается постоянное давление 4 кПа, сохраняемое за счет перемещения подвижного колокола.

Таким образом, регулирование работы установки обеспечивается уравнительным резервуаром, совмещенным по газу и воздуху с клапаном-отсекателем *13* и с системой регулирующих пневмоклапанов *15*. Смеситель работает непрерывно при равенстве производительности и расхода, и колокол резервуара на-

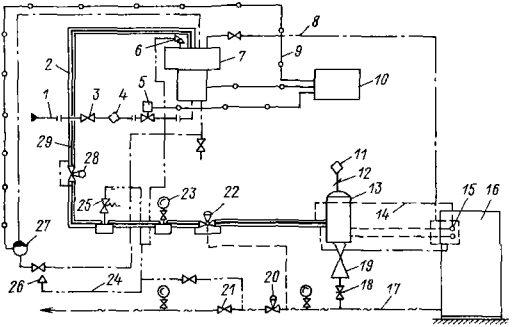


Рис. 10.10. Принципиальная схема газовоздушной установки «Комбуста».

1, 2 — трубопроводы жидкой и паровой фаз пропан-бутана; *3, 21* — краны паровые; *4* — фильтр газа; *5* — электромагнитный клапан (ЭМК); *6, 25* — предохранительные сбросные устройства; *7* — электрический испаритель; *8* — трубопровод промежуточного теплоносителя; *9* — электрический кабель; *10* — электрический шкаф, *11* — фильтр воздушный; *12* — заслонка воздушная; *13* — клапан-отсекатель по газу и воздуху; *14* — отбор импульса управляющего давления; *15* — регулирующие пневмоклапаны; *16* — мембранный уравнительный резервуар; *17* — трубопровод газовоздушной смеси; *18* — задвижка; *19* — инжектор; *20* — регулятор низкого давления; *22* — предохранительное запорное устройство; *23* — манометр; *24* — сбросной трубопровод; *26* — продувочная «свечка»; *27* — насос; *28* — регулятор высокого давления; *29* — обогревающий трубопровод.

ходится в равновесии. При снижении расхода колокол поднимается. Закрепленный на тросе верхний ограничительный кулачок опускается и открывает пневмоклапан для сброса избыточного давления. Под действием пружины клапан перекрывает газ и воздух, и смеситель выключается. Объем смеси в резервуаре при расходе уменьшается, и колокол под воздействием собственного веса опускается. При опускании нижнего кулачка на пневмоклапан последний подает давление под клапан-отсекатель, открывающий доступ газа к воздуху. Смеситель работает в режиме включение—отключение, ритм которого подчинен расходу смеси и установочному положению кулачков на тросе. Установка снабжена предохранительными клапанами, отключающими ее при превышении заданного давления смеси или паров сжиженных газов.

Установка имеет хорошие эксплуатационные данные, она компактна и проста в обслуживании. Перспективность использования таких установок не вызывает сомнений; они могут обеспечить газоснабжение БТ или СПБТЛ без трудностей, связанных с конденсатообразованием, даже в самых суровых по климату районах страны. Местный транспорт газа может осуществляться газопроводами, проложенными на глубине 0,8—1,0 мм. Решаются и задачи оптимальных условий сжигания газа на всех существующих типах бытовых газогорелочных устройств.

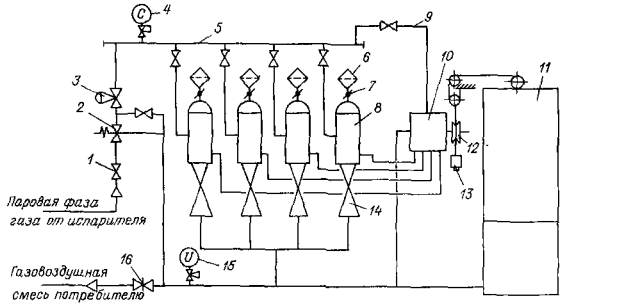


Рис. 10.11. Принципиальная схема опытно-промышленного образца газосмесительной установки Гипроннигаза.

1 — вентиль; *2* — предохранительное запорное устройство; *3* — регулятор высокого давления; *4* — манометр; *5* — коллектор газовый; *6* — фильтр воздушный; *7* — заслонка воздушная; *8* — клапан-отсекатель, совмещенный по газу и воздуху; *9* — отбор импульса управляющего давления; *10* — блок управления; *11* — газометрическая емкость; *12* — шкив; *13* — контргруз; *14* — инжектор; *15* — мановакуумметр U-образный; *16* — задвижка.

Инжекционный способ смешения газа и воздуха и принцип двухпозиционного регулирования производительности использованы в разработанной Гипроннигазом установке (рис. 10.11). Паровая фаза сжиженного газа после форсуночного испарителя с испарительной способностью 100 м³/ч подается на вход регулятора давления РДУК2В *3*, где регулируется до 0,1 МПа. Из регулятора газ поступает в газовый коллектор *5*, где общий поток разделяется на четыре отдельных потока. Газ подается к соплам инжектора *14* через газовый клапан-отсекатель, а воздух засасывается из атмосферы за счет инжекции газовой струи и проходит фильтр *6* и воздушный клапан-отсекатель. Воздушный фильтр, заслонка, инжектор, газовый и воздушный клапаны-отсекатели составляют единый сборно-разборный блок. Газовоздушная смесь поступает в газометрическую емкость *11*, благодаря которой поддерживается постоянное давление смеси на выходе из установки. Путем измерения загрузки подвижного колокола газометрической емкости можно устанавливать выходное давление смеси в пределах 1,0—5,0 кПа.

В зависимости от размеров отбора смеси в работу может поочередно включаться от одного до четырех инжекторов, что автоматически обеспечивается блоком управления *10*. При увеличении расхода смеси происходит перемещение подвижного колокола газометрической емкости вниз под действием собственного веса. Это перемещение передается через тросовую систему механизму блока управления, который передает импульс давления на откры-

тие газового и воздушного клапанов-отсекателей первого инжектора. Если производительность инжектора превышает отбор смеси в данный момент, то работает только первый инжектор в двухпозиционном режиме. В противном случае колокол газометра продолжает опускаться и происходнт поочередное включение последующих инжекторов до наступления баланса между производством и потреблением смеси. Если объем потребления смеси в данный момент стал меньше объема ее производства, избыток смесн накапливается в газометре, колокол поднимается вверх и через тросовую систему действует на механнзм блока управления. При этом последовательно происходит сброс управляющего давления от чувствительных элементов клапанов-отсекателей инжекторов. Инжекционные смесители последовательно выключаются из работы до наступления баланса между пронзводством и потреблением смеси.

Предохранительное запорное устройство ПКН-50 прекращает подачу газа к соплам инжекторов при отклонении давления смеси на выходе установки ниже или выше установленных пределов. Тем самым предотвращается возможность аварийного повышения давления у потребителей.

Проведенные Гипрониигазом работы доказали работоспособность установки и целесообразность внедрения ее в систему газоснабжения страны.

10.4. УСТРОЙСТВО ГАЗОПРОВОДОВ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ

Подачу газа в жилые здания от групповых установок производят по стальным газопроводам, укладываемым подземно. Давление чистого газа 3—5, а газовоздушных смесей 1,5—3 кПа.

Подземные газопроводы. Трассировка газопроводов по территории населенных пунктов, внутри кварталов или дворов должна обеспечивать наименьшую протяженность газопроводов и ответвлений от них к жилым зданиям, а также максимальное удаление от надземных строений (в особенности имеющих подвалы) н ненапорных подземных коммуникаций (канализационных труб, каналов для теплопроводов и других емкостей, по которым может распространиться газ). Трассировка газопроводов по незастроенным территориям должна пронзводиться с учетом планировки будущей их застройки.

В соответствии с требованиями действующих «Правил безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР расстояния по горизонтали между газопроводами низкого давлепия (до 5 кПа) и другими сооружениями должны быть в свету, м, не менее: до фундамента зданий и сооружений, путепроводов и тоннелей — 2; опор наружного освещения, контактной сети и связи — 1; оси крайнего пути железнодорожной колеи 1520 мм — 3,8; оси крайнего пути трамвая — 2,8; бортового камня улицы, дороги — 1,5; наружной бровки кювета или до подошвы *насыпи улицы, дороги* — 1; *фундаментов опор воздушных линий электропередачи напряжением до* 1 кВ и *наружного освещения* — 1, свыше 1 до 35 кВ — 5, 110 кВ и выше — 6; стволов деревьев — 1,5; кустарников — не нормируется. При про-

кладке газопроводов между зданиями и под арками зданий, а также на отдельных участках трассы, где приведенные расстояния не могут быть выдержаны, допускается их уменьшать до значений, обеспечивающих сохранность всех подземных сооружений при строительстве и ремонте каждого из них. При необходимости уменьшить расстояния следует применять длинномерные бесшовные трубы с несколько увеличенной толщиной стенок; использовать гнутые (но не сварные) отводы; проверять все сварные стыки физическими методами контроля и защищать трубы от коррозии весьма усиленной изоляцией. Минимальные расстояния в плане между инженерными подземными сетями по горизонтали в свету должны быть, м, не менее; до водопровода — 1; бытовой канализации — 1; дренажной и дождевой канализации — 1; газопроводов низкого, среднего, высокого давления — 0,5; силовых кабелей до 100 кВ и кабелей связи — 1; тепловых сетей и общих коллекторов — 2.

Укладка двух и более газопроводов в одной траншее допускается на одном или разных уровнях (ступенями). При этом расстояния между газопроводами должны быть достаточными для проведения монтажа и ремонта трубопроводов, но не менее 0,4 м для труб диаметром до 300 мм.

Расстояния по вертикали в свету при пересечении подземных газопроводов всех давлений с другими подземными сооружениями и коммуникациями должны быть, м, не менее: водопровод, канализация, водосток, телефонная канализация и т. д. — 0,15; канал теплосети — 0,2; электрокабель, телефонный бронированный кабель — 0,5; электрокабель маслонаполненный (110—220 кВ) — 1. Допускается уменьшить расстояния между газопроводом и электрокабелем или бронированным кабелем связи при условии прокладки их в футлярах. При этом расстояние в свету между газопроводом и стенкой футляра должно быть, м, не менее: при прокладке электрокабеля — 0,25, бронированного кабеля связи — 0,15, а концы футляра должны выходить на 1 м в обе стороны от стенок пересекаемого газопровода.

В любом случае газопровод должен быть проложен на глубине от 1 до 1,3 м, где не будет создаваться условий для конденсации сжиженных газов (рис. 10.12). При использовании систем газоснабжения с испарителями или регазификаторами подземные газопроводы низкого давления можно прокладывать в зоне промерзания на глубине не менее 1 м (рис. 10.13). При этом в смеси поставляемого газа должно быть не менее 25—30% пропана. Рекомендуемая глубина укладки газопроводов во влажных среднепучинистых, в особенности во влажных грунтах с очень высокой пучинистостью не менее 0,9 м до верха трубы. Прокладка газопроводов в неоднородных по условиям пучения грунтах (резко меняющийся состав грунта, изменение уровня грунтовых вод, переход газопроводов с проезжей части дороги на газон и др.) должна производиться на глубине не менее 0,7—0,8 нормативной глубины промерзания. Приближенная классификация грунтов по степени их пучинистости приведена в табл. 10.8.

Пучение и опускание грунтов могут существенно отражаться на всей системе групповой резервуарной установки особенно, на нижних обвязках жидкой фазы и подземном газопроводе низкого давления. В эксплуатационной практике имели место случаи обрыва подземных газопроводов, что приводило к аварийной ситуации и срыву газоснабжения потребителя. Для установления указанных недостатков целесообразно применять схему групповой установки из четырех подземных резервуаров, предложенную Ленгипроннжпроектом (рис. 10.14). Отличительная осо-

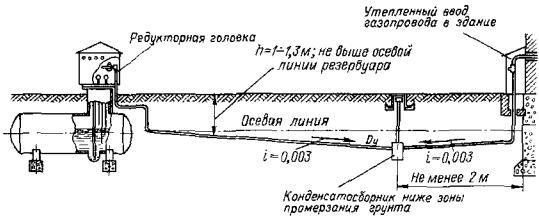


Рис. 10.12. Схема газоснабжения сжиженным газом от резервуарной установки с естественным испарением.

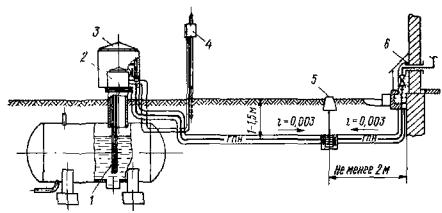


Рис. 10.13. Схема газоснабжения сжиженным газом от групповой резервуарной установки с регазификаторами.

1 — регазификатор типа РЭП 2,5-10; *2* — головка емкости первого резервуара с регазификатором; *3* — распределительная головка второго резервуара; *4* — электрошкаф; *5* — сборник конденсата обогреваемый, с выводом под ковер; *6* — ввод газопровода $D_у$ = = 50 мм.

бенность этой схемы: каждый резервуар, входящий в установку, можно включать и отключать для осмотра и ремонта без нарушения нормальной работы других резервуаров. Схема предусматривает также вынос из грунта на поверхность трубопроводов паровой и жидкой фаз и сосредоточение управления установкой в одном пункте — узле управления. Это создает бо́льшую маневренность в эксплуатационных условиях, облегчает надзор за состоянием трубопроводов и в некоторых случаях (например, при необходимости отключения одного поврежденного резервуара) несколько повышает безопасность установки. При такой схеме сокращается число присоединений гибких шлангов, связывающих жидкую и паровую фазы установки и заполняющей ее автомобильной цистерны, и уменьшается число регуляторов давления. Недостатком схемы является большое число арматуры и кожухов, возрастающее с увеличением числа резервуаров. Арматурный узел каждого резервуара состоит из вентилей наполнения резервуара

ТАБЛИЦА 10.8

Классификация грунтов по степени их пучинистости * при замерзании

Характеристика грунта по степени пучинистости	Наименование грунта	Пучение		Состояние грунтов после оттаивания
		см за сезон	% к слою промерзания в 2 м	
НП — непучинистые	Щебеночно-валунные отложения, сцементированные песчаные грунты, скальные породы	—	—	Твердое, без изменения внешних признаков
МП — малопучинистые	Щебень, гравий, крупно-, средне- и мелкозернистые пески	До 3—7	До 1,5—3,5	Плотное и рыхлое, без изменения внешних признаков
СП — среднепучинистые	Разно- и мелкозернистые пылеватые пески, супеси, суглинки и глины	До 10—20	До 5—10	Плотное, рыхлое и пластичное; частично нарушается структура
ОП — очень пучинистые	Пылеватый грунт (пылеватые лёссовидные суглинки, пылеватые отгленные суглинки), супеси и глееторфянистые грунты	До 30—50	До 15—20	Пластично-текучее; структура нарушена, под давлением превращается в плывун

* Под пучением грунтов при замерзании понимается свойство влажных грунтов при определенном сочетании гидротермических условий увеличивать свой объем за счет микрорыхления растущими ледяными кристаллами. Внешне это проявляется в поднятии поверхности грунта.

жидкостью, отбора паров, удаления неиспарившихся остатков, уровнемерных трубок, контролирующих заполнение резервуара на 10, 50 и 85%, и предохранительного клапана. В состав узла управления входят два регулятора давления (рабочий и резервный); предохранительный клапан, предотвращающий чрезмерное давление газа в расходном газопроводе; штуцер с вентилем для наполнения резервуаров жидкостью; штуцер с вентилем для соединения паровых фаз резервуаров и автоцистерны; манометр, контролирующий давление паров; штуцер с лабораторным краном для манометра, контролирующего давление газа в расходном газопроводе.

Подземные резервуарные установки и газопроводы необходимо засыпать крупно- и среднезернистым песком на всю глубину, начиная от фундаментов. До засыпки песком необходимо установить на нижнюю обвязку контрольные трубки, предусмотренные проектом. Такое решение обеспечивает бо́льшую безопасность в эксплуатации, чем при подземной обвязке через патрубки, приваренные к резервуарам. Наличие на установках единой сливной колонки позволяет производить слив газа одновременно

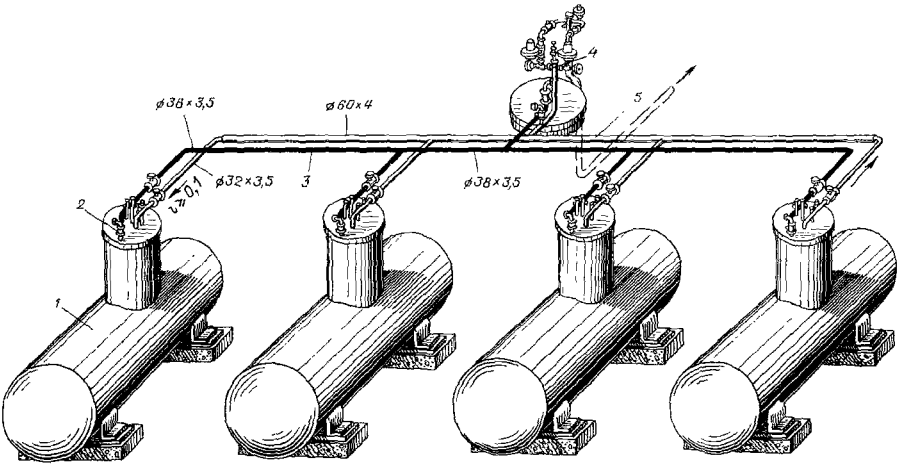


Рис. 10.14. Схема установки из четырех подземных резервуаров с одним узлом управления.

1 — резервуар; *2* — арматурный узел резервуара; *3* — трубопровод жидкой фазы; *4* — узел управления; *5* — трубопровод паровой фазы.

в любое число резервуаров без переключения шлангов, что в свою очередь значительно уменьшает потери газа и загазованность территории.

При прокладке газопроводов в скальных грунтах и в грунтах с включением строительного мусора, перегноя, а также в грунтах с небольшой несущей способностью (менее 25 кПа) следует предусматривать под газопроводом основание из мягкого грунта, не содержащее крупных включений, толщиной не менее 10 см (под выступающими неровностями основания); засыпку газопровода — тем же мягким грунтом на высоту не менее 20 см над верхней образующей трубы. В грунтах с несущей способностью менее 25 кПа дно траншеи допускается усиливать бетонными брусьями или путем устройства свайного основания.

Газопроводы, транспортирующие СУГ, рекомендуется прокладывать с уклонами не менее 0,003, с установкой в низших точках профиля конденсатосборников. Целесообразность таких сборников обусловлена тем, что в настоящее время для газоснабжения часто используют сжиженный газ, содержащий значительное количество компонентов с высокой температурой кипения. В холодные зимние дни это приводит к частичной конденсации тяжелых фракций и их накоплению в более низких участках профиля газопровода. Наибольшая конденсация происходит на участках газопроводов, выходящих из грунта на поверхность земли, в цокольных вводах в здания и на любых других участках, проложенных на открытом воздухе.

Для газопроводов должны применяться трубы, изготовленные из хорошо сваривающихся малоуглеродистых сталей. Соединение стальных труб должно производиться только с помощью сварки в соответствии с рекомендациями ГОСТ 16037—80 «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры». Минимальный диаметр труб, прокладываемых в грунте, принимается равным 32 мм, а минимальная толщина их стенок — 3 мм. Все стальные газопроводы и резервуары, укладываемые в грунт, должны быть покрыты противокоррозионной изоляцией в соответствии с требованиями ГОСТ 9.015—74*.

В местах прохода газопровода через подземную часть наружных стен зданий (фундаментов) должно предусматриваться тщательное уплотнение пространства между футляром и стеной на всю толщину пересекаемой конструкции. В пучинистых и просадочных грунтах, а также в других случаях на подземных вводах должны предусматриваться конструктивные решения по защите газопроводов 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 его из подземного газопровода. Вводы и выпуски водопровода, канализации, кабеля и

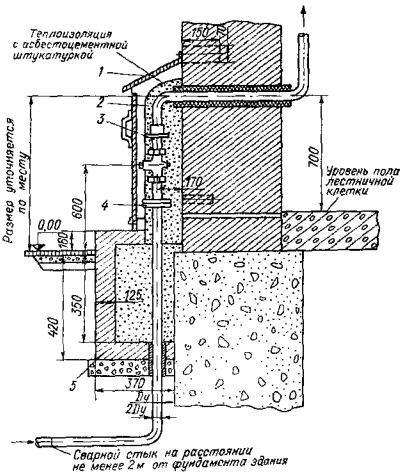


Рис. 10.15. Утепленный цокольный ввод газопровода для сжиженных газов. *1* — защитный кожух; *2* — теплоизоляция; *3* — ввод; *4* — изолирующий фланец; *5* — кирпичная кладка.

теплосети и других коммуникаций, проходящих через подземную часть наружных стен зданий, должны быть также тщательно уплотнены в соответствии с требованиями СНиП 2.04.08—87. Указанные вводы, как правило, выполняются через стены выше фундаментов.

На подземных газопроводах, транспортирующих газовую фазу низкого давления, отключающее устройство на вводе в здание рекомендуется устанавливать только снаружи здания, а для предупреждения конденсато- и гидратообразования цокольный ввод должен утепляться (рис. 10.15).

Газопроводы, пересекающие фундаменты, перекрытия и лестничные площадки, стены и перегородки из дырчатого кирпича должны заключаться в футляр (см. рис. 5.18). Участки газопроводов в пределах футляров не должны иметь стыковых соединений. Конец футляра должен выступать над полом или лестничной площадкой не менее чем на 50 мм. Прокладка газопроводов сжиженных газов в технических коридорах, технических подпольях и подвалах не разрешается. На подземных газопроводах, подающих от групповой установки газ к группе зданий, должны устанавливаться отключающие устройства, которыми могут быть

задвижки или краны, помещаемые в малогабаритные колодцы глубиной от 0,6 до 1,0 м, гидрозатворы и краны на вводе. При подключении к групповой установке одного здания отключающее устройство на газопроводе может не использоваться.

Самым слабым местом при сооружении подземного газопровода являются водоотводные (конденсатоотводные) трубки, которые устанавливают на гидрозатворах и конденсатосборниках. Эти трубки часто подвергаются деформации под действием касательных сил морозного выпучивания. При этом необходимо считаться с возможными вертикальными знакопеременными напряжениями пучения грунтов (поднятие грунтов при промерзании и осадка их при оттаивании). В случаях неизбежности прокладки подземного газопровода в грунтах с различной степенью пучинистости необходимо предусмотреть следующие основные конструктивные мероприятия: заменить очень пучинистые грунты непучинистыми или малопучинистыми на глубину сезонного промерзания (по степени морозного пучения); отказаться на стадии проектирования от установки гидрозатворов и конденсатосборников на подземных газопроводах ближе 20 м от водоразборных колонок, предназначенных для снабжения населения водой; предохранять грунты от увлажнения; покрыть водоотводные трубки гидрозатворов и конденсатосборников изоляцией весьма усиленного типа (из полимерных липких лент). Полимерная пленка снижает касательные силы морозного пучения грунтов в 2,5—5 раз.

Надземные газопроводы. Эти газопроводы в большей степени, чем подземные, доступны надзору обслуживающего персонала, меньше подвержены деформациям, позволяют быстро устранять возможные неполадки и выполнять ремонтные работы без отключения потребителей. Газопроводы низкого и среднего давления допускается прокладывать по наружным стенам жилых и общественных зданий не ниже IV степени огнестойкости и отдельно стоящим несгораемым опорам, а газопроводы низкого давления с условным диаметром труб, как правило, до 50 мм — по стенам жилых домов.

Надземные газопроводы следует проектировать с учетом компенсации продольных деформаций по фактически возможным температурным условиям работы и при необходимости, когда не обеспечивается самокомпенсация, предусматривать установку компенсаторов. Применение сальниковых компенсаторов не допускается. Высота прокладки газопровода должна выбираться с учетом обеспечения его осмотра и ремонта. Под оконными проемами и балконами зданий не следует предусматривать фланцевые или резьбовые соединения на газопроводах. Газопроводы, прокладываемые по наружным стенам зданий, эстакадам, опорам, а также стояки на выходе из земли при необходимости должны быть защищены от механических повреждений. Газопроводы должны иметь уклон не менее 0.003, в низших точках необходимо

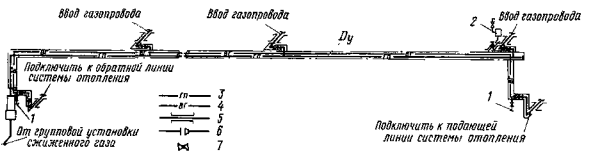


Рис. 10.16. Схема наружных газопроводов с теплоизоляцией вдоль наружной стены жилого дома.

1 — штуцер для спуска воды; *2* — воздухосборник внутри лестничной клетки; *3* — проектируемый газопровод паровой фазы; *4* — проектируемый трубопровод горячей воды (спутник); *5* — трубопровод в футляре; *6* — сгон муфтовый с контргайкой на резьбе; *7* — кран проходной.

устанавливать устройства для удаления конденсата. Для указанных газопроводов должна предусматриваться теплоизоляция (рис. 10.16).

Минимальные расстояния по горизонтали в свету от надземных газопроводов, проложенных на опорах, до жилых и общественных зданий должны быть не менее 2 м. Расстояния в свету между совместно проложенными и пересекающимися надземными газопроводами и трубопроводами другого назначения должны приниматься при диаметре газопровода до 300 мм не менее диаметра газопровода, но не менее 100 мм. Расстояния между опорами надземных газопроводов следует определять в соответствии с требованиями действующих «Указаний по расчету стальных трубопроводов различного назначения».

Отключающие устройства. На газопроводах следует предусматривать установку отключающих устройств на вводах газопроводов в отдельные жилые и общественные здания или группу смежных зданий (два и более), а также перед наружными (открытыми) газопотребляющими установками.

На подземных газопроводах их следует устанавливать в колодцах мелкого заложения, как правило вместе с компенсаторами. На газопроводах с условным проходом менее 100 мм следует применять преимущественно П-образные компенсаторы. При стальной арматуре, присоединяемой к газопроводам с помощью сварки, компенсаторы не устаиавливаются.

Установка отключающих устройств на вводах газопроводов низкого давления должна предусматриваться, как правило, снаружи здания. Для арматуры, расположеиной иа высоте более 2,2 м, следует предусматривать площадки из негорючих материалов с лестницами или дистанционный привод. Для обслуживания арматуры, используемой редко, допускается предусматривать применение переносной лестницы.

При прокладке в одной траншее двух и более газопроводов устанавливаемая запорная арматура должна быть, как правило, смещена относительно друг друга на расстояние, обеспечивающее удобство обслуживания и ремонта.

Газопроводы внутри помещений. Внутри квартир газопроводы необходимо прокладывать открыто по стенам, параллельно полу (потолку). Протяженность газопроводов СУГ от стояков до газовых приборов должна быть по возможности минимальной. При этом не следует допускать пересечения трубами жилых комнат, а при проходе через стены — дымовых и вентиляционных каналов. При креплении газопроводов к стенам необходимо соблюдать расстояния, обеспечивающие возможность осмотра и ремонта газопроводов и установленной на них запорной арматуры. Установка кранов упорной гайкой в сторону стены недопустима.

Взаимное расположение газопроводов и электропроводки внутри зданий должно удовлетворять следующим требованиям: от проложенного открыто электрического провода (электропровод) до стенки газопровода должно быть выдержано расстояние не менее 10 см (оно может быть уменьшено до 5 см при прокладке электропроводов в трубках); в месте пересечения газопровода с открыто проложенным электропроводом последний должен быть заключен в резиновую или эбонитовую трубку, выступающую на 10 см с каждой стороны газопровода; при скрыто проложенном электропроводе от стенки газопровода должно быть выдержано расстояние не менее 5 см, считая до края заделанной борозды. В местах пересечения газопровода с другими трубопроводами (водопровод, канализация) их трубы не должны соприкасаться. Для отключения газа кроме крана на каждом стояке устанавливают краны на вводе в квартиру, в лестничной клетке (при лестничном стояке), на ответвлении от стояка к приборам в кухне и перед каждым прибором. При расположении стояка в кухне и установке в квартире только одного газового прибора (плиты без счетчика) отключающий кран на отводе от стояка можно не устанавливать.

Газопроводы, прокладываемые внутри помещений, должны быть выполнены из стальных труб. Соединение труб следует предусматривать, как правило, на сварке. Резьбовые и фланцевые соединения допускаются только в местах установки запорной арматуры и газовых приборов. Разъемные соединения газопроводов должны быть доступны для осмотра и ремонта. Прокладку газопроводов внутри зданий и сооружений следует предусматривать открытой. В помещениях предприятий бытового обслуживания, общественного питания и лабораторий допускается прокладывать подводящие газопроводы к отдельным агрегатам и газовым приборам в бетонном полу с последующей заделкой труб цементным раствором. При этом для труб должна предусматриваться противокоррозионная изоляция. В местах входа газопровода в пол и выхода из него должны предусматриваться футляры, выступающие над ними не менее чем на 3 см.

В местах прохода людей газопровод следует прокладывать на высоте не менее 2,2 м от пола до низа газопровода.

Газопроводы, транспортирующие паровую фазу СУГ, должны прокладываться с уклоном не менее 0,003 в помещениях, в которых температура может быть ниже 3 °С. Они должны иметь тепловую изоляцию. На стояках и разводящих участках газопроводов, прокладываемых в зданиях, установка пробок не допускается. Газопроводы, прокладываемые внутри помещений и в каналах, должны окрашиваться стойкими лакокрасочными материалами.

Отключающие устройства на газопроводах, прокладываемых в жилых и общественных зданиях, надлежит устанавливать на каждом стояке (если от одного ввода предусматривается устройство двух и более стояков, каждый из которых обслуживает более четырех этажей), перед каждым газовым прибором. На газопроводах перед горелками пищеварочных котлов, ресторанных плит, отопительных печей и другого оборудования следует устанавливать два последовательных отключающих устройства (одно для отключения прибора в целом, а второе для отключения горелки). На газопроводах перед газовыми приборами, в конструкции которых предусмотрено отключающее устройство перед горелками (газовые плиты, водонагреватели и др.), устанавливают одно отключающее устройство. Устройства для отключения стояков допускается размещать в лестничных клетках, тамбурах, коридорах.

Соединения газовых приборов и газогорелочных устройств с газопроводами следует предусматривать, как правило, жесткими. Присоединение к газопроводу лабораторных горелок, а также устанавливаемых в цехах промышленных предприятий переносных и передвижных газогорелочных устройств и агрегатов допускается после отключающего крана с помощью резинотканевых рукавов. Резинотканевые рукава должны быть длиной не более 3 м, и не иметь стыковых соединений. Они не должны проходить через стены, окна или двери. В местах присоединения к газопроводу и прибору, а также в местах соединения между собой резинотканевые рукава следует надевать на гофрированные наконечники и крепить хомутами. Применение этих рукавов допускается при температуре окружающей среды от —30 до +50 °С. Резинотканевые рукава должны быть защищены от механических повреждений, защемления, резких перегибов. Перемещение переносных и передвижных приборов и агрегатов должно быть ограничено во избежание натяжения присоединительных рукавов.

10.5. ТРЕБОВАНИЯ К ПОМЕЩЕНИЯМ ПРИ УСТАНОВКЕ БЫТОВЫХ ГАЗОВЫХ АППАРАТОВ

Установку газовых плит в жилых зданиях следует предусматривать в помещениях кухонь высотой не менее 2,2 м, имеющих окно с форточкой (фрамугой) или открывающейся створкой и вытяжной вентиляционный канал с открытой решеткой над потолком. При этом внутренний объем помещений кухонь должен

быть не менее 8 м³ при установке 2-горелочной плиты, 12 м³ — 3-горелочной плиты и 15 м³ — 4-горелочной плиты.

В жилых зданиях, где отсутствуют вентиляционные каналы и невозможно использовать в качестве такого канала дымоход, допускается устанавливать газовые плиты в помещениях кухонь при наличии в них окна с форточкой или фрамугой в верхней части окна. Газовые плиты могут быть установлены в кухнях или помещениях, приспособленных под кухни, без окон, кроме расположенных в подвальных этажах, при наличии в них вытяжного вентиляционного канала и выхода в смежное нежилое помещение с окном, имеющим фрамугу или форточку. Если же в кухне, где предусматривается установка газовых плит, нет самостоятельных вентиляционных каналов, допускается использовать в качестве таких каналов имеющиеся в стенах зданий обособленные дымоходы от неработающих или разобранных отопительных печей.

Допускается размещение газовых плит в коридорах индивидуального пользования при наличии в них окна с форточкой или фрамугой в верхней части окна. При этом ширина прохода между плитой и противоположной стеной должна быть не менее 1 м. Стены и потолки коридоров должны быть оштукатурены, а жилые помещения отделены от коридора плотными перегородками и дверью. (Установка газовых приборов в кухнях, расположенных в цокольных и подвальных этажах, не допускается.)

В существующих жилых домах сельского типа, где нет специально выделенного помещения кухни, допускается устанавливать газовые плиты в помещениях высотой не менее 2 м, имеющих окно с форточкой или фрамугой и объем в 2 раза больше указанного выше. Переносные газовые плиты могут быть установлены на шестке русской печи. Переносная газовая плита должна присоединяться к газопроводу с помощью резинотканевого рукава (шланга). Высота и объем помещения в этих случаях не регламентируются.

Установку бытовых газовых стационариых и переносных плит вне жилого помещения допускается предусматривать в летних кухнях или под навесом. При этом помещение летней кухни должно полностью удовлетворять изложенным выше требованиям. Горелки газовой плиты, размещаемой под навесом, должны быть оборудованы приспособлением, предохраняющим их от задувания ветром.

Минимальный воздухообмен должен назначаться исходя из необходимости вентиляции газифицированных кухонь. Объем вытяжки из них должен быть, м³/ч, не менее: в кухне однокомнатной квартиры — 60, то же, двухкомнатной — 75, трехкомнатной — 90, в ванной комнате и санузле — по 25.

Газовые водонагреватели следует размещать в помещениях кухонь и кубовых. Не допускается устанавливать газовые проточные водонагреватели в местах, где не может быть обеспечено их

постоянное обслуживание обученным персоналом и где число лиц, пользующихся этими приборами, неограниченно (гостиницы, санатории, дома отдыха, общежития), а также в жилых зданиях с централизованным горячим водоснабжением. Газовые водонагреватели нельзя размещать в жилых зданиях выше 5 этажей.

В двухэтажных зданиях с расположением квартиры на двух уровнях кроме газовой плиты допускается устанавливать в кухнях газовые приборы с отводом продуктов сгорания в дымоходы. При этом в жилых помещениях, расположенных над кухнями, следует предусматривать устройство с вытяжной вентиляцией. Кратность воздухообмена должна быть не менее 3 м³/ч на 1 м² площади комнаты.

При установке в кухне газовой плиты и проточного водонагревателя объем кухни принимается согласно приведенным выше нормам для плит. В кухнях квартир, расположенных под жилыми комнатами, разрешается установка только одной газовой плиты.

Помещения, где устанавливают газовые водонагреватели, должны иметь вентиляционный канал. Для притока воздуха следует предусматривать в нижней части двери или стены, выходящей в смежное помещение, решетку или зазор между дверью и полом с живым сечением не менее 0,02 м².

При проектировании систем местного (квартирного) водяного отопления жилых зданий следует применять, как правило, газовые малометражные отопительные котлы или емкостные газовые водонагреватели, или отопительные приборы с водяным контуром заводского изготовления. Допускается перевод на газовое топливо малометражных котлов заводского изготовления, предназначенных для твердого или жидкого топлива. Переводимые на газовое топливо отопительные установки должны быть оборудованы газогорелочными устройствами с автоматикой безопасности. В одном помещении могут быть размещены два емкостных водонагревателя или два малометражных отопительных котла. При необходимости установки в одном помещении бо́льшего числа котлов или водонагревателей к помещению должны предъявляться требования, как к котельной.

Установку емкостных газовых водонагревателей для отопления и газовых малометражных отопительных котлов следует предусматривать в нежилых помещениях объемом не менее 7,5 м³, имеющих вытяжной вентиляционный канал и решетку или зазор между полом и дверью. При установке котла или емкостного водонагревателя для отопления в кухне объем помещения должен быть на 6 м³ больше необходимого для установки газовых плит.

Для отопления помещений допускается применять газовые камины и калориферы заводского изготовления с отводом продуктов сгорания в дымоход. Газогорелочные устройства этих

приборов должны быть оснащены автоматикой безопасности. Помещение, в котором предусматривается разместить газовый камин или калорифер, должно иметь окно с форточкой или вентиляционный канал. При установке газовых каминов на стенах необходимо соблюдать требования, предусмотренные для проточных водонагревателей, а при установке газовых каминов на полу помещения — требования, предусмотренные для отопительных приборов (малометражных котлов, емкостных водонагревателей и др.). Расстояние от газового камина до предметов домашнего обихода и мебели должно быть не менее 0,75 м.

10.6. УСТАНОВКА БЫТОВЫХ ГАЗОВЫХ АППАРАТОВ

Все устанавливаемые в жилых зданиях бытовые газовые приборы обязаны отвечать требованиям действующих государственных стандартов и иметь паспорт завода-изготовителя, подтверждающий их соответствие требованиям стандартов и сжиганию сжиженных газов. Основные требования, предъявляемые к помещениям, в которых размещают бытовые газовые приборы, были изложены выше (раздел 10.5).

При установке бытовых газовых плит необходимо также учитывать, что расстояние между краем верха плиты и стеной должно быть около 5 см. Плита должна быть установлена таким образом, чтобы обеспечивать наибольшее удобство пользования ею: необходим свободный подход к плите не менее чем с двух сторон. Плиты не рекомендуется размещать вблизи или напротив окон, так как при их открытии возможно задувание пламени при работе на малых тепловых нагрузках или на режимах, близких к пределу отрыва пламени.

В кухнях с деревянными неоштукатуренными стенами в местах установки плит следует предусмотреть изоляцию стен штукатуркой, асбофанерой или кровельной сталью по листу асбеста толщиной 3 мм. Допускается замена асбеста войлоком, пропитанным глиняным раствором. Изоляция стен при установке стационарной плиты должна быть выполнена от пола, а при установке переносной плиты — от ее основания и выступать за размеры плиты на 10 см с каждой стороны и не менее чем на 80 см сверху. Деревянные основания, на которые устанавливают переносные плиты, должны быть обиты кровельной сталью по асбесту. Расстояние между задней стенкой корпуса газовой плиты и оштукатуренной стеной помещения должно быть не менее 7 см, а расстояние от неизолированной боковой стены духового шкафа плиты до деревянных элементов стационарной мебели — не менее 15 см. Между плитой и противоположной стеной должен быть обеспечен проход шириной не менее 1 м. Установка наиболее распространенной 4-горелочной плиты типа ПГ4 показана на рис. 10.17. Аналогична схема размещения плит других типов. Основные размеры плит, мм:

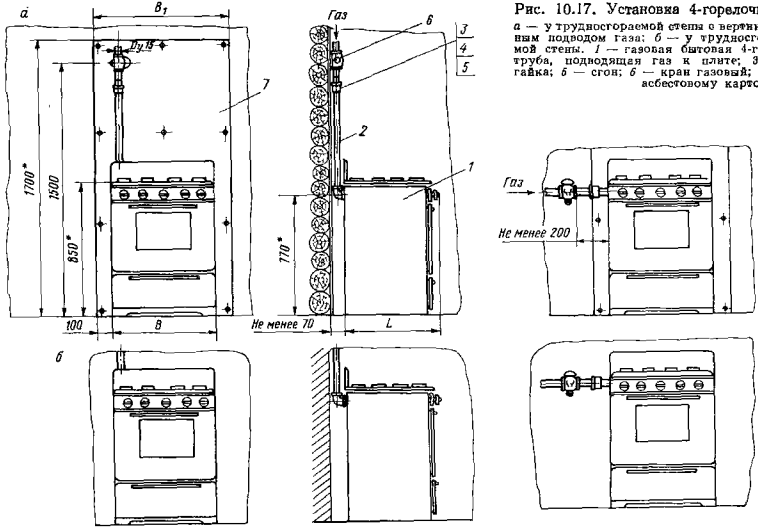


Рис. 10.17. Установка 4-горелочной плиты ПГ4.

а — у трудносгораемой стены с вертикальным и горизонтальным подводом газа; *б* — у трудносгораемой или несгораемой стены. *1* — газовая бытовая 4-горелочная плита; *2* — труба, подводящая газ к плите; *3* — муфта; *4* — контргайка; *5* — сгон; *6* — кран газовый; *7* — листовая сталь по асбестовому картону.

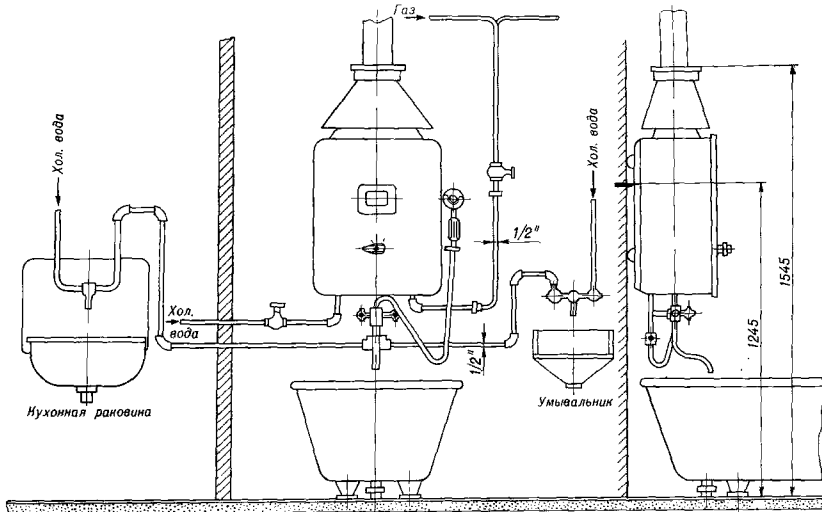


Рис. 10.18. Схема установки газового проточного водонагревателя с многоточечным водоразбором.

	2-горелочная плита	4-горелочная плита
B	428	520 или 600
B_1	630	720 или 800
L	450	600

В соответствии с требованиями действующих технических нормативных документов проточные газовые водонагреватели устанавливают в помещениях кухонь с многоточечным водоразбором. Однако разрешается эксплуатация и водонагревателей, ранее установленных в ванных комнатах объемом не менее 7,5 м³. Помещение должно иметь вентиляционный канал и жалюзийную решетку или зазор между дверью и полом с живым сечением не менее 0,02 м² (рис. 10.18). Газовые проточные водонагреватели следует устанавливать на несгораемых стенах помещения на расстоянии не менее 2 см от стены. При отсутствии в помещении несгораемых стен допускается устанавливать водонагреватель на трудносгораемой стене на расстоянии не менее 3 см от стены. Поверхность стены в этом случае должна быть изолирована кровельной сталью по листу асбеста толщиной 3 мм. Обивка должна выступать за корпус водонагревателя на 10 см. При установке водонагревателя на стене, облицованной глазурованными плитками, дополнительная изоляция не требуется. Расстояние по горизонтали в свету между выступающими частями водонагревателя и газовой плиты должно быть не менее 10 см. Температура помещения, в котором устанавливается аппарат, должна быть не ниже 5 °С.

Аппарат навешивают на крюки, вделаные в стену. Перед установленным аппаратом и у боковых его сторон должно оставаться пространство, достаточное для удобного обслуживания. Подвод газа, холодной воды и разводку горячей воды (для многоточечного водоразбора) осуществляют по трубам с $D_y = 15$ мм. На газоподводящей трубе перед аппаратом обязательно должен быть установлен газовый кран, перекрывающий доступ газа к аппарату после прекращения работы. Соответственно на трубе, подающей холодиую воду, перед аппаратом должен быть установлен вентиль. При монтаже водонагревателя водоразборный узел (кран) может устанавливаться непосредственно у аппарата с присоединением его к патрубку горячей воды. Смеситель должен быть на некотором расстоянии от аппарата (не менее 1 м) для обеспечения нормальной работы автоматики. При этом смеситель должен иметь самостоятельный подвод холодной воды, не связанный с подводящим водопроводом аппарата.

Установка бытовых отопительных газовых аппаратов (емкостные типа АГВ, с водяным контуром, каминов и др.) регламентируется правилами, изложенными в разделе 10.5. Для всех отопительных аппаратов обязателен отвод продуктов сгорания в дымоход, при этом сечение соединительной дымовой трубы должно быть равным сечению патрубка отопительного аппарата. В основу

работы всех газовых отопительных водогрейных аппаратов заложен принцип естественной циркуляции воды в отопительной системе. Они, как правило, имеют емкость для нагрева воды, осуществляемого за счет теплообмена с продуктами сгорания газа. В соответствии с этим при проектировании отопительной системы выбирают высоту взаимного размещения аппаратов и радиаторов отопления, а также уклоны трубопроводов для поступающей и возвратной воды (например, высота расположения точки нагрева от уровня пола для АГВ-80 составляет 996, а для АГВ-120 1480 мм).

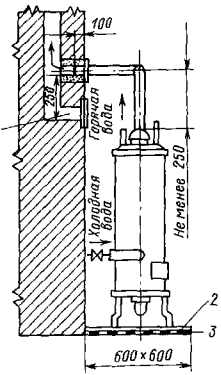


Рис. 10.19. Схема подключения аппарата АГВ-80 к дымоходу.
1 — люк для очистки дымохода; *2* — стальной лист (δ = 0,8 мм); *3* — асбестовый картон (δ = 5 мм).

Водогрейные аппараты типа АГВ используют либо только для отопительных целей, либо только для горячего водоснабжения. При установке АГВ для горячего водоснабжения от водопровода на входной водяной трубе кроме запорного крана (после него) устанавливают обратный клапан. Из стояка горячая вода по трубам отводится к местам водоразбора (ванна, раковина). Расширительный сосуд и сливную трубу не устанавливают. Отопительные аппараты с водяным контуром предназначены только для отопительных целей. Указанные аппараты могут также работать и при отсутствии водопроводной сети от напорной емкости, заполняемой водой по мере надобности при помощи насоса.

Установка газовых малогабаритных котлов, емкостных водонагревателей типа АГВ и аппаратов с водяным контуром типа АОГВ должна предусматриваться у несгораемых стен на расстоянии не менее 15 см от стены. При отсутствии в помещении несгораемых стен допускается устанавливать котел или водонагреватель у трудносгораемой стены при условии изоляции ее кровельной сталью по листу асбеста толщиной 3 мм или асбофанерой, которая должна выступать на 10 см за размеры корпуса аппарата. Если котел имеет тепловую изоляцию, дополнительно изолировать стены не требуется. Перед топкой малометражного котла или емкостного водонагревателя необходимо предусмотреть проход шириной не менее 1 м. При установке котла или емкостного водонагревателя на деревянном полу под ними для изоляции следует проложить лист кровельной стали по листу асбеста толщиной 3 мм или другой конетрукции, отвечающей требованиям

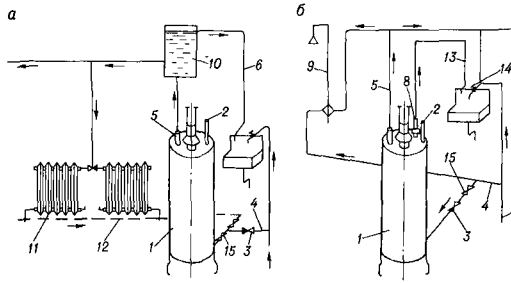


Рис. 10.20. Схема монтажа аппарата АГВ-80.

а — к отопительной сети; *б* — к сети горячего водоснабжения; *1* — аппарат АГВ-80; *2* — термометр; *3* — клапан обратный; *4* — водопровод подпиточный; *5* — главный стояк; *6* — труба сигнальная; *7* — стояк водопроводный; *8* — клапан предохранительный; *9* — душ; *10* — расширитель; *11* — радиатор; *12* — трубопровод обратной воды; *13* — труба сбросная; *14* — кран водоразборный; *15* — вентиль водопроводный.

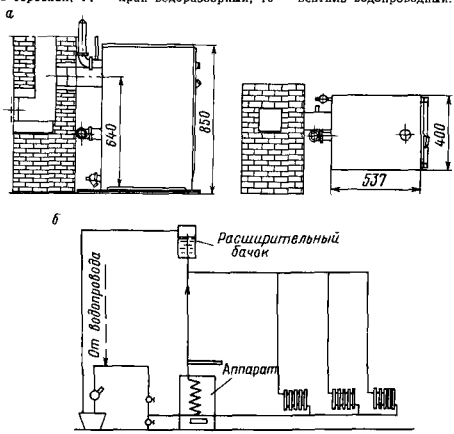


Рис. 10.21. Схема подключения аппарата АОГВ-10-3-У к дымоходу (*а*) и к системе отопления (*б*).

пожарной безопасности. Изоляция должна выступать за размеры корпуса на 10 см.

Схема подключения аппарата АГВ-80 к дымоходу показана на рис. 10.19, а схема монтажа — на рис. 10.20.

При установке АГВ должны быть выполнены все условия, обеспечивающие нормальную и безопасную работу аппарата. Такими условиями являются соответствующее помещение и правильное присоединение АГВ к дымоходу, газопроводу. Температура в помещениях, где устанавливают аппараты, должна быть не ниже 0 °С. При подсоединении аппарата к дымоходу должны выполняться требования пожарной безопасности. Площадь сечения дымохода должна быть не меньше, чем у патрубка, присоединяемого к дымоходу. Аппарат, как правило, устанавливают на расстоянии не менее 15 см от стены. Для удобства обслуживания автоматики расстояние от аппарата со стороны автоматики до ближайшей стены должно быть не менее 40 см.

Наружная поверхность дымовой трубы выше кровли должна быть оштукатурена цементным раствором и защищена от атмосферных осадков. Часть трубы, расположенная на чердаке, должна быть оштукатурена и теплоизолирована.

На рис. 10.21 показаны схемы подключения аппаратов с водяным контуром АОГВ-10-3-У к дымоходу, а также к системе отопления.

10.7. ОТВОД ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Продукты сгорания из отопительных аппаратов и других газовых приборов, конструкция которых предусматривает удаление продуктов сгорания во внешнюю среду, отводятся с помощью труб из кровельной стали, соединяющих дымоотводящий патрубок аппарата или прибора с дымоходом. Следовательно, дымовые каналы (дымоходы) предназначены для непосредственного полного отвода продуктов сгорания газа во внешнюю среду от бытовых газовых приборов и аппаратов, а также от газифицированных отопительных печей и для предотвращения распространения продуктов сгорания в помещения, в которых они установлены и эксплуатируются.

Дымоходы должны состоять из следующих основных элементов: соединительных труб от приборов и аппаратов, не имеющих непосредственного ввода продуктов сгорания газа в дымоход; дымоходов в насадных отдельно стоящих трубах или расположенных в капитальных стенах (как правило, внутренних) и в индустриальных блоках; противопожарных разделок; оголовков.

Продукты сгорания газа от бытовых газовых приборов и другого газового оборудования должны отводиться от каждого прибора, агрегата по обособленному дымоходу. В существующих зданиях допускается предусматривать присоединение к одному дымоходу не более двух водонагревателей, расположенных на

одном или разных этажах здания при условии ввода продуктов сгорания в дымоход на разных уровнях, не ближе 0,5 м один от другого, или на одном уровне с устройством в дымоходе рассечки на высоте не менее 0,5 м. В отдельных случаях в существующих зданиях при отсутствии дымоходов в стенах разрешается устраивать приставные дымоходы, которые при необходимости должны иметь теплоизоляцию. Допускается присоединять к дымоходу отопительной печи один автоматический газовый водонагреватель или газовый прибор при достаточном сечении дымохода для удаления продуктов сгорания от присоединяемого газового прибора; при этом пользоваться печью и газовым прибором следует разновременно. Присоединение дымоотводящей трубы газового прибора к оборотам дымохода отопительной печи не допускается.

При проектировании дымоходов в наружных стенах зданий толщина стенок дымоходов должна определяться расчетом. Поверочному расчету подлежат также существующие в наружных стенах дымоходы при проектировании газоснабжения тепловых установок, размещаемых в зданиях.

Температура продуктов сгорания на выходе независимо от расположения дымохода должна быть не менее чем на 15 °С выше точки росы. Это требование распространяется на любые виды дымоходов и независимо от их расположения (во внутренних или наружных стенах, а также отдельно стоящих и пр.). Площадь сечения дымохода должна быть не меньше площади патрубка газового прибора, печи и т. п., присоединяемых к дымоходу. При подсоединении к дымоходу двух приборов, печей и т. п. сечение дымохода определяется исходя из одновременной их работы.

Приборы коммунально-бытового назначения (ресторанные плиты, пищеварочные котлы и др.) допускается присоединять как к обособленным дымоходам, так и к общему дымоходу. Допускается также использовать соединительные дымоотводящие трубы, общие для нескольких агрегатов. Ввод продуктов сгорания в общий дымоход от нескольких приборов должен предусматриваться на разных уровнях или на одном уровне, но с устройством рассечек, как было оговорено выше. Сечения дымоходов и соединительных труб должны определяться расчетом.

Дымоходы должны быть вертикальными, без уступов. При необходимости допускается предусматривать дымовые каналы с уклоном 8° к вертикали, с отклонением в сторону не более 1 м. При этом по площади сечения наклонные участки дымовых каналов должны быть не менее их вертикальных участков. Для отвода продуктов сгорания от ресторанных плит и других газовых агрегатов допускается предусматривать горизонтальные участки дымоходов общей длиной не более 10 м. Возможно устройство дымоходов в полу. Дымоходы должны быть доступны для очистки.

Присоединение газовых водонагревателей и других газовых приборов к дымоходам должно предусматриваться трубами, изготовленными из кровельной стали. Диаметр труб должен быть не менее диаметра дымоотводящего патрубка газового прибора. Длина вертикального участка трубы, считая от низа дымоотводящего патрубка газового прибора до оси горизонтального участка трубы, не менее 0,5 м. В помещениях высотой до 2,7 м для приборов со стабилизаторами тяги допускается уменьшать длину вертикального участка трубы до 0,25 м, а для приборов без стабилизаторов тяги — до 0,15 м. Суммарная длиа горизонтальных участков соединительной трубы во вновь строящихся зданиях должна быть ие более 3 м, в существующих зданиях — не более 6 м. Уклон трубы — не менее 0,01 в сторону газового прибора. Ниже мёста присоединения дымоотводящей трубы от прибора к дымоходам в кирпичных стенах должно быть предусмотрено устройство «кармана» с люком для чистки.

Расстояние от соединительиой дымоотводящей трубы до несгораемого потолка или несгораемой стеиы — ие менее 5 см, до деревянных оштукатуренных (трудносгораемых) потолков и стен — не менее 25 см. Допускается уменьшение указанного расстояния с 25 до 10 см при условии обивки трудиосгораемых стеи или потолка кровельиой сталью по листу асбеста толщиной 3 мм. Обивка должна выступать за размеры дымоотводящей трубы на 15 см с каждой стороны. На дымоотводящих трубах допускается предусматривать не более трех поворотов с радиусом закруглеиия не менее диаметра трубы. Дымоотводящие трубы, прокладываемые через неотапливаемые помещения, в случае необходимости должны быть покрыты теплоизоляцией.

На дымоотводящих трубах от ресторанных плит, кипятильников, варочных плит и других установок и газовых приборов коммунально-бытового иазначения, не имеющих стабилизаторов тяги, должны предусматриваться отключающие шиберы (заслонки). Шибер должен иметь отверстие диаметром ие менее 15 мм. На дымоходах от приборов со стабилизаторами тяги установка шиберов ие допускается.

Дымовые трубы от газовых приборов в жилых домах должны быть выведены (рис. 10.22) на 0,5 м выше конька крыши (при расположении их по горизоитали не далее 1,5 м от конька крыши); на уровень с коньком крыши, если они отстоят на расстояние до 3 м от конька крыши; не ниже прямой, проведенной от конька вниз под углом 10° к горизонту, при расположении труб на расстоянии более 3 м от конька крыши. Во всех случаях высота трубы над прилегающей частью крыши должна быть не менее 0,5 м. Если вблизи дымовой трубы находятся более высокие части здания, строения или деревья, дымовые трубы от газовых приборов и агрегатов должны выводиться выше границы зоны ветрового подпора. Дымоходы должны быть защищены от воздействия атмосферных осадков. Зоной ветрового подпора является про-

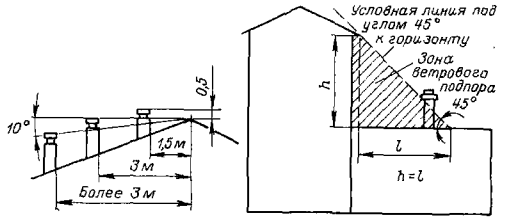


Рис. 10.22. Схема расположения газовых труб.

странство, находящееся ниже линии, проведенной под углом 45° к горизонту от наиболее высокой части здания, строения или дерева.

Отвод продуктов сгорания от газовых приборов коммунально-бытовых потребителей допускается предусматривать по стальным дымовым трубам, которые вне здания должны иметь тепловую изоляцию. Для обеспечения герметичности соединительных труб отдельные их звенья плотно, без зазоров вдвигаются одно в другое по ходу движения газов не менее чем на половину диаметра трубы. Горизонтальные участки соединительных труб для стока конденсата, который может образоваться в начальный период работы прибора, необходимо прокладывать с уклоном не менее 0,01 в сторону прибора.

Для нормальной работы газовых приборов в месте выхода продуктов сгорания (после тягопрерывателя) должно поддерживаться определенное разрежение, зависящее от типа прибора. При разрежении, меньшем допустимого, часть продуктов сгорания может выходить в помещение через тягопрерыватель или топочное устройство.

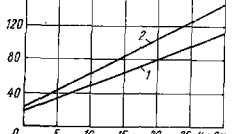


Рис. 10.23. Зависимость площади проходного сечения дымоходов от тепловой мощности присоединяемых аппаратов.

1 — дымоходы круглые цементные и стальные; *2* — дымоходы круглые каменные, бетонные и квадратные, бетонные кирпичные.

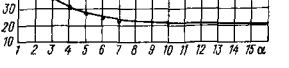


Рис. 10.24. Зависимость точки росы продуктов сгорания углеводородных газов от коэффициента избытка воздуха.

ТАБЛИЦА 10.9

Некоторые показатели работы газовых аппаратов и приборов

Газовый аппарат и прибор	Номинальная тепловая мощность, кВт	Минимально необходимое разрежение, Па	Коэффициент избытка воздуха	Температура уходящих газов, °С, не менее	Точка росы при сжигании сжиженных газов $t_р$, °С
Проточные водонагревательные аппараты					
ВПГ-20-1-3-П (ВПГ-18-1-3-П)	20,930	2,0	2,5	170	40
ВПГ-23-1-3-П	23,260	2,0	2,5	170	40
Аппараты водонагревательные емкостные:					
типа АГВ-80	6,98	2,0	3,0	110	36
типа АГВ-120	13,956	2,0	2,5	110	40
Аппараты отопительные с водяным контуром в исполнении «У»					
АОГВ-10	11,630	2,0	2,5	110	40
АОГВ-15	17,445	2,0	2,5	110	40
АОГВ-20	23,260	2,0	2,5	110	40
Отопительная печь	16,000	2,0	2,0	150	44

Проходное сечение дымоходов должно быть оптимальным, обеспечивающим полный отвод и минимальное охлаждение продуктов сгорания газа. Площадь поперечного сечения дымоходов может быть определена в зависимости от тепловой мощности газовых приборов и аппаратов. Во всех случаях она не должна быть менее значений, определяемых по рис. 10.23. Площадь дымохода прямоугольного сечения должна в 1,3 раза превышать площадь дымохода квадратного сечения.

Применяемый материал, толщина стенок дымохода и слоя теплоизоляции должны обеспечивать температуру продуктов сгорания газа на выходе из дымохода, независимо от его расположения, на 15 °С выше точки росы, определяемой по рис. 10.24. Минимально необходимые разрежения перед газовыми приборами и аппаратами, коэффициенты избытка воздуха и некоторые характеристики продуктов сгорания приведены в табл. 10.9.

Количество воздуха, подсасываемого через тягопрерыватель, зависит от разрежения перед газовым аппаратом и прибором. С известным приближением можно считать, что при разрежении до 3 Па воздух через тягопрерыватель почти не подсасывается; при разрежении от 3 до 6 Па подсасывается до 20 об. % от продуктов сгорания, а при разрежении от 6 до 10 Па — до 30 об. %. В задачу расчета дымохода входит определение поперечных сечений дымохода и присоединительной трубы, а также разрежения перед газовыми аппаратами и приборами. Поперечным сечением

предварительно задаются, обычно принимая скорость уходящих продуктов сгорания 1,5—2 м/с. О достаточиости принятых сечеий судят по полученному разрежению перед аппаратом и прибором. Тяга определяется по формуле

$$\Delta p_т = 0{,}034H\,[1/(273 + t_в) - 1/(273 + t_г)]\,p_б, \qquad (10.1)$$

где $\Delta p_т$ — тяга, создаваемая дымовой трубой, дымоходом или вертикальным участком присоединительиой трубы; H — высота участка, создающего тягу, м; $t_в$ — температура окружающего воздуха, °С; $t_г$ — средняя температура газов на участке, °С; $p_б$ — атмосферное (барометрическое) давление, Па.

Для определения средней температуры продуктов сгорания газов необходимо знать снижение их температуры в результате остывания при движении по соединительным трубам и дымовым каналам. Расчет остывания уходящих продуктов сгорания выполняется по формуле

$$\Delta t = (t_{п.\,с} - t_{о.\,в})/[5{,}018Q_{п.\,с}/(KF) + 0{,}5], \qquad (10.2)$$

где Δt — падение температуры уходящих продуктов сгорания на расчетном участке, °С; $t_{п.\,с}$ — температура уходящих продуктов сгорания при входе в дымоход, °С; $t_{о.\,в}$ — температура воздуха, окружающего дымоход, °С; $Q_{п.\,с}$ — расход продуктов сгорания через дымоход, м³/ч, отнесенный к нормальным условиям; 5,018 — средняя объемная теплоемкость продуктов сгораиия газа (условно приията постоянной), кВт/(м²·°С); K — среднее значение коэффициента теплопередачи для стенок дымохода, отиесенное к внутренней поверхности, кВт/(м²·°С); F — площадь внутренней поверхности расчетного участка дымохода, м².

Ниже приведены коэффициеиты теплопередачи K, кВт/(м²·°С), для дымоходов и присоединительных труб:

Наружная дымовая труба с толщиной стенки в один кирпич сечением	
1 к × 1 к	3,25—3,71
1/2 к × 1/2 к	3,94—4,52
Дымоходы в кирпичной стене под кровлей (толщина стенок дымоходов в полкирпича)	3,13—3,48
Дымоходы в кирпичной оштукатуренной стене (толщина стенки дымохода в полкирпича)	2,32—2,55
Неутепленная стальная соединительная труба	3,48—4,64
Соединительная стальная труба, изолированная асбестом, толщиной 2 см	2,9—3,83

Примерное падение температуры уходящих газов, °С, на 1 м длины дымохода: в кирпичиом дымоходе, расположеином во внутренней стене, 2—6; в кирпичном дымоходе, расположенном снаружи здания, 6—12.

Разрежение перед газовым аппаратом и прибором $\Delta p_{рав}$, Па, определяется по формуле

$$\Delta p_{рав} = \Delta p_т - (\Delta p_{тр} + \Delta p_{м.\,с}), \qquad (10.3)$$

где $\Delta p_{тр}$, $\Delta p_{м.с}$ — потери давления на трение и местные сопротивления при движении газов по соединительным трубам, дымоходам и дымовой трубе, Па.

Потери на трение

$$\Delta p_{тр} = 1{,}02\lambda\,(L/d)\,(v_{п.с}/2)\,\rho_{п.с}\,(273 + t_{ср}/273),$$

где λ — коэффициент трения, который можно принять для кирпичных каналов и труб равным 0,04, для металлических 0,02, для металлических окисленных 0,04; L — длина расчетного участка, м; d — внутренний диаметр, м; $v_{п.с}$ — скорость уходящих продуктов сгорания, определяемая по формуле $v_{п.с} = Q_{п.с}/3600F$ (здесь F — площадь поперечного сечения дымохода, м^2; если сечение прямоугольное, то необходимо определить эквивалентный диаметр по формуле $d_э = 4F/П$; $П$ — периметр поперечного сечения дымохода, омываемый газами, м); $\rho_{п.с}$ — плотность уходящих продуктов сгорания, кг/м^3, приведенная к нормальным условиям; $t_{ср}$ — средняя температура уходящих продуктов сгорания, °С.

Потери на местные сопротивления

$$\Delta p_{м.с} = 1{,}02\sum\xi\,(v_{п.с}/2)\,(273 + t_{ср}/273) + \Delta p_{в},$$

где $\sum\xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений, включая сопротивление при выходе из трубы; $\Delta p_{в}$ — гидравлические потери разрежения в дымоходе на ветер, Па, определяемые по формуле $\Delta p_{в} = av_{в}^{2,4}$ (здесь a — коэффициент, принимаемый для квартир, расположенных с наветренной стороны дома: со сквозным проветриванием 0,025; без сквозного проветривания 0,1; $v_{в}$ — скорость ветра в теплый период года, м/с).

При расчете дымоходов можно принимать следующие значения коэффициентов местных сопротивлений ξ: вход в соединительную трубу из тягопрерывателя — 0,5; поворот под углом 90° — 0,9; внезапное расширение потока при входе в кирпичный дымоход и поворот под углом 90° — 1,2; выход из дымохода — 1,5—2,5.

Остывание уходящих продуктов сгорания в дымоходе можно определить по приведенной на рис. 10.25 номограмме. Для определения безразмерного параметра φ, необходимого для нахождения температуры уходящих продуктов сгорания по номограмме, следует воспользоваться формулой

$$\varphi = 0{,}2KF_{в}/Q_{п.с}. \qquad (10.4)$$

В местах, где сгораемые и трудносгораемые конструкции зданий и сооружений (стены, перегородки, перекрытия, балки и т. п.) примыкают к дымоходам, следует для бытовых аппаратов и приборов (проточных, емкостных, с водяным контуром и др.) предусматривать противопожарные разделки асбестовым шнуром толщиной 20 мм общим размером 250 мм.

При проектировании высотных домов для дымоходов соседних зданий, попадающих в зону ветрового подпора, необходимо предусматривать мероприятия, предотвращающие опрокидывание тяги в каналах (наращивание, устройство ветрозащитных щитков, экранов и т. п.). Установка на дымоходах зонтов и дефлекторов не разрешается.

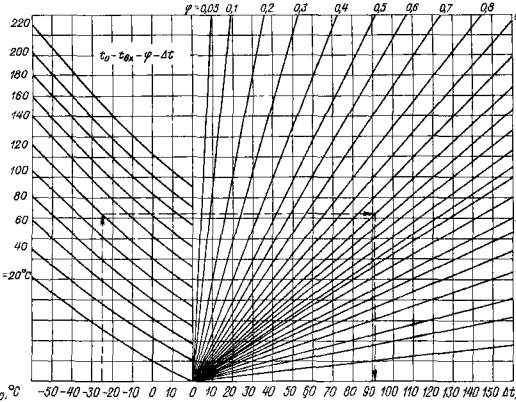


Рис. 10.25. Номограмма для определения падения температуры уходящих продуктов сгорания в дымоходах.

10.8. ОСОБЕННОСТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ В РАЙОНАХ С ХОЛОДНЫМ КЛИМАТОМ

Выбор испарительных установок, предназначенных для снабжения газом населенных пунктов северных районов, в значительной степени зависит от наличия или возможности строительства в названных районах ГНС, путей подвоза газа, а также условий доставки его потребителям (автоцистернами или баллонами).

При возможности доставки газа потребителю в автоцистернах в качестве источника газоснабжения могут быть приняты групповые резервуарные установки (при условии согласования с местными органами пожарного и газового надзора). В остальных случаях следует рекомендовать использование групповых баллонных установок, размещенных в отдельно стоящих отапливаемых помещениях (шкафах), или индивидуальных баллонных установок, расположенных непосредственно в газифицированных кухнях жилых домов. Весьма перспективными могут оказаться системы с использованием газовоздушных смесей. Их применение позволит в значительной степени повысить надежность работы систем газоснабжения с учетом предотвращения конденсато- и гидратообразования в газовых коммуникациях. При этом необходимо учитывать малую несущую способность многолетнемерзлых грунтов и низкие температуры наружного воздуха, которые

исключают возможность использования в качестве источника газоснабжения подземных резервуарных установок и баллонов, устанавливаемых в шкафах.

В настоящее время газоснабжение рекомендуется осуществлять в основном от регазификационных установок с искусственным испарением. Они состоят из резервуаров, испарителей, трубопроводов, запорно-регулирующей и предохранительной арматуры, систем автоматики. Все оборудование, включая резервуары РС-1600, размещается в отапливаемом (надземном) помещении. При этом вместимость резервуаров РС-1600 не должна быть более 5 м³. Максимальная вместимость одного резервуара не должна превышать 1,6 м³.

Надземно расположенное помещение испарительной установки с резервуарами РС-1600 рекомендуется относить по нормам разрывов от других строений к установкам с надземным расположением резервуаров. Минимальное расстояние от помещения испарительной установки до зданий и сооружений различного назначения следует принимать в соответствии с требованиями табл. 10.4.

Для регазификации сжиженных газов рекомендуются электрические испарители типа ИП. Однако при наличии соответствующих технико-экономических обоснований могут быть использованы и другие типы испарителей. Взрывозащищенность электрических испарителей обеспечивается применением электроподогревателей во взрывозащищенном исполнении.

Запорные, предохранительные и регулирующие устройства должны исключать возможность попадания жидкой фазы из испарителя в трубопровод паровой фазы и повышения давления в испарителе сверх допустимого для резервуаров. Предохранительные клапаны, установленные на резервуарах, обязаны обеспечивать герметичность системы до давления 0,1 МПа. При повышении давления до 1,5 МПа клапан обязан полностью открываться и стравливать избыток газа на свечу, которая должна быть выведена выше кровли здания на высоту до 3 м. Клапаны-отсекатели, установленные на испарителях, должны исключать возможность попадания жидкой фазы газа из испарителя в трубопровод паровой фазы, которое может иметь место при потреблении газа, превышающем максимальную испарительную способность испарителя.

Подача электроэнергии к электрическим испарителям должна осуществляться от электрических шкафов, устанавливаемых в операторском помещении. Проход электрокабеля к испарителям через стенку, отделяющую операторское отделение от испарительного отделения, должен быть тщательно уплотнен в защитной гильзе — с сальником со стороны испарительного отделения на расстоянии от пола, равном не менее 2/3 высоты испарительного отделения. Электрические шкафы, корпус испарителей, резервуары, электронагреватели должны быть заземлены.

Расчетная часовая нагрузка по газу G, кг/ч, на испарительную установку при газоснабжении жилых домов, имеющих газовые плиты и газовые водонагреватели, может быть определена по формуле

$$G = [nk_{\text{н}}q_{\text{г}}/(Q_{\text{н}} \cdot 365)]\, K_{\text{ч}}, \qquad (10.5)$$

где n — число жителей, пользующихся газом (при отсутствии данных n принимается по числу газифицируемых квартир и коэффициенту семейности, который ориентировочно равен 3,7—4,0); $k_{\text{н}}$ — коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течение года (при наличии в квартирах газовых плит принимается равным 1,4; при наличии плит и водонагревателей — 2); $q_{\text{г}}$ — годовой расход газа на 1 чел., кДж, принимаемый в соответствии с данными табл. 2.8: при приготовлении пищи и нагреве воды на хозяйственные нужды без стирки белья составляет 2982 МДж; при приготовлении пищи, нагреве воды для хозяйственных и санитарно-гигиенических нужд без стирки белья (при наличии плиты и водонагревателя) — 5334 МДж; $K_{\text{ч}}$ — показатель часового максимума суточного расхода (с учетом расхода газа на стирку белья), равный 0,12; $Q_{\text{н}}$ — низшая теплота сгорания газа, кДж/м³.

Требуемое число испарителей для снабжения потребителей газом определяется по формуле

$$N = G/G_{\text{н}},$$

где G — расчетный расход газа, кг/ч; $G_{\text{н}}$ — паспортная испарительная способность одного испарителя, кг/ч.

Независимо от результатов расчета рекомендуется устанавливать в испарительном помещении не менее двух испарителей с общей испарительной способностью, равной расчетному расходу газа. Наличие двух испарителей повышает надежность работы установок и дает возможность передавливать газ из автоцистерн в резервуары РС-1600 через сливную колонку, находящуюся на земельном участке испарительной установки.

Система отключающих устройств в обвязке испарителя с резервуарами и сливной колонкой обязана обеспечивать возможность одновременной подачи паровой фазы сжиженного газа низкого давления для газоснабжения потребителей и паровой фазы газа высокого давления для поддавливания сжиженных газов при его сливе из автоцистерн. Проверку заполнения резервуаров газом следует производить через трубки контроля уровня, соответствующие 10, 50, 85% геометрического объема. Трубки контроля уровня должны быть присоединены к продувочному трубопроводу со смотровым окном.

Для обеспечения бесперебойного снабжения газом потребителя в случае временного отключения электроэнергии технологи-

ческая схема должна предусматривать возможность подачи газа за счет естественного испарения.

Кроме того, при проектировании систем газоснабжения следует учитывать специфические особенности, свойственные районам с холодным климатом: влияние на газопроводы, оборудование, запорную и регулирующую арматуру низких температур газа и окружающей среды (образование конденсата и замерзание влаги, образование гидратов, температурные напряжения в материалах, изделиях); тепловое воздействие газопроводов на многолетнемерзлые грунты и возможность повреждения как самих газопроводов, так и близко расположенных зданий и сооружений; механическое воздействие на газопроводы оттаивающих и промерзающих грунтов с явлениями осадки и пучения, а также с образованием морозобойных трещин, вызывающих дополнительные напряжения в газопроводах.

Многолетнемерзлые грунты в качестве оснований под газопроводы должны быть использованы по одному из двух принципов: 1) максимальное сохранение многолетнемерзлого состояния грунтов в основании в процессе строительства и эксплуатации; 2) допущение оттаивания многолетнемерзлых грунтов в основании в процессе строительства и эксплуатации. Первый принцип применим в следующих случаях: грунты характеризуются значительными осадками при оттаивании; оттаивание грунтов вокруг трубопроводов оказывает влияние на устойчивость расположенных вблизи зданий и сооружений, построенных с сохранением основания в мерзлом состоянии. Второй принцип используется в таких случаях: грунты характеризуются незначительными осадками на всю расчетную глубину оттаивания; здания и сооружения вдоль трассы трубопроводов расположены на значительном расстоянии от них или построены с допущением оттаивания многолетнемерзлых грунтов в их основаниях.

При проектировании наружных газопроводов допускается предусматривать следующие виды их прокладки: в земляных насыпях-валиках; надземная (на опорах, мачтах, эстакадах и по конструкциям зданий и сооружений); подземная (бесканальная, канальная). Выбор способа прокладки производится в зависимости от местных условий.

Внутри жилых кварталов, на территориях промышленных предприятий в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов, как правило, применяют прокладку газопроводов в земляных насыпях-валиках и надземную. При прокладке газопроводов в земляных насыпях-валиках должна быть предусмотрена возможность ликвидации наледи на входных участках газопроводов в помещения. Подземная прокладка в многолетнемерзлых грунтах предусматривается в тех случаях, когда прокладки надземная или в земляных насыпях-валиках нецелесообразны по градостроительным или технико-экономическим соображениям. Глубину заложения газопроводов следует назначать с учетом мест-

иых условий, но не менее 0,8 м от поверхности земли до верха трубы. При подземной канальной прокладке газопровода должна предусматриваться установка сигнализаторов загазованности.

Устойчивость подземных газопроводов, прокладываемых в районах распространения многолетией мерзлоты, а также в льдонасыщенных просадочных и пучинистых грунтах достигается путем предварительного оттаивания и уплотнения местных грунтов, замены грунтов на крупноскелетные непучинистые и непросадочные, понижения уровня грунтовых вод и др. В особо сложных грунтовых условиях допускается предусматривать дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность эксплуатации газопровода (увеличение процента контроля сварных стыков и др.).

Для строящихся городов в районах распространения многолетиемерзлых грунтов в качестве основной следует принимать совмещенную прокладку газопроводов с инженерными коммуникациями различного назначения с учетом требований соответствующих технических нормативных документов. Вводы газопроводов в здания следует проектировать с учетом принципов использования многолетнемерзлых грунтов в качестве оснований фундаментов этих зданий, максимально ограничивая тепловое воздействие на них газопроводов. Для зданий, строящихся по принципу сохранения мерзлоты в основаниях фундаментов, следует отдать предпочтение совмещенному подводу трубопроводов различного назначения выше уровня земли или в вентилируемых непроходных и полупроходных каналах. В местах перехода газопроводов через конструкции зданий необходимо предусматривать устройство мягких сопряжений, обеспечивающих возможность их безопасных и независимых перемещений на размер возможных деформаций (от просадок и выпучивания).

Установка водонагревателей, не оснащенных автоматикой, обеспечивающей прекращение подачи газа при нарушении тяги в дымоходе, а также водонагревателей без отвода продуктов сгорания в дымоход не допускается. В районах с холодным климатом установка шиберов в отопительных печах обязательна.

ГЛАВА 11

ПРОЦЕССЫ И УСТАНОВКИ РЕГАЗИФИКАЦИИ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

11.1. СПОСОБЫ РЕГАЗИФИКАЦИИ

За последние годы резко возросли объемы производства и потребления сжижеиных газов на коммунальио-бытовые нужды, в сельскохозяйственном производстве, а также для нужд промышленных предприятий, автомобильного транспорта и др. Из общего количества сжиженного газа, направляемого коммунально-бытовым, сельскохозяйственным и промышленным потребителям свыше 90% идет непосредственно на обеспечение населения и коммунальных предприятий, что обусловлено всевозрастающими объемами газификации городов и особенно сельских районов страны.

Огромные масштабы потребления сжиженных газов на нужды населения требуют от работников газовой промышленности и газовых хозяйств серьезных усилий по обеспечению надежного и безопасного использования этих газов. Между тем за последние годы в связи со значительным ростом потребления пропана химической промышленностью страны, а также увеличением масштабов его экспорта возникла настоятельная необходимость в более широком использовании для коммуиально-бытовых потребителей сжиженного газа с повышеиным содержанием бутанов (до 60% по массе). Вместе с тем, особенно в осенне-зимний период, поступают жалобы иа поставку «некачественного» газа: с большим содержанием бутанов (до 45—50%).

В действительиости такое положение имеет место, что объясняется неподготовленностью потребителей и газовых хозяйств к использованию этого газа, качество которого полностью отвечает требованиям государственных стандартов и технических условий. Если в 60-е годы, когда газификация на базе сжиженных газов только разворачивалась, была возможность обеспечивать потребителей, особеиио население, газом с повышенным содержанием пропана, то в последние годы в связи с резким ростом потребления газа такая возможность отсутствует, поскольку качество попутного газа, нефти и другого сырья, направляемых на производство сжиженных углеводородных газов, таково, что при общем значительном увеличении выработки этих газов рост пропановых фракций в них иезначителеи.

Таким образом, в последние годы серьезно встал вопрос о необходимости обеспечить соответствующие условия для использования населением и коммуиальными предприятиями сжиженных газов с повышенным содержанием бутанов, что тесно связаио со знанием вопросов регазификации, т. е. испарения, этих газов, кратко излагаемых в настоящей главе.

Сжиженные газы транспортируются и хранятся в жидком состоянии, а используются в качестве топлива в основном в газообразном состоянии. Вот почему весьма важно изучать вопросы, связанные с испарением этих газов.

Подача сжиженного газа к газогорелочным устройствам может быть осуществлена двумя путями: либо в жидком виде по трубопроводу, либо от парового пространства резервуара, находящегося иад жидкостью, т. е. над жидкой фазой газа. В первом случае способ испарения сжиженного газа принято называть мгновениым, или однократиым. Во втором случае мы имеем дело с периодическим испарением сжижеиного газа. Как в первом, так и во втором случаях теплота, необходимая для испарения газов, поступает от окружающей среды. В настоящее время в СССР в основном используется второй способ. Однако представляется целесообразным кратко остановиться на способе мгновенного испарения газа.

Мгиовенное испарение. В этом случае сжиженый газ поступает в газоиспользующую систему под принудительным давлением, под которым он хранится в резервуаре, к регулятору давления жидкости, смонтированиому на трубопроводе. В регуляторе давление газа снижается, в результате чего какая-то его часть испаряется. Другая часть жидкости, проходя регулятор, испаряется при давлеиии на участке трубопровода после регулятора. В результате температура сжиженного газа сиижается до зиачения, зависящего от степени испарения. В тот момент, когда наступает равновесие между давлением паров и давлением жидкости за регулятором, дальнейшее испареиие практически прекращается. При подаче смеси сжиженного газа от низа резервуара к газогорелочным устройствам с предварительиым мгновенным испарением в трубопроводе состав паров газа, поступающего на горелки, не изменяется и остается таким же, каким он был в резервуаре сжиженного газа.

Периодическое испарение. Отбор паров сжижеиного газа наиболее широко осуществляется этим способом. Сущность способа заключается в периодическом, по мере иадобности, извлечении паров сжиженного газа из резервуара, частично заполненного жидкостью. Образоваиие паров сжиженного газа в этом случае происходит за счет скрытой теплоты испарения самой жидкости и притока теплоты из внешней среды. Если в резервуаре содержится смесь сжижеиного газа из углеводородов с различной упругостью паров, то по составу паровая фаза, находящаяся над жидкостью, будет отличаться от жидкой фазы. При этом по мере

отбора паров оба состава будут непрерывно меняться в зависимости от степени этого отбора. Физический смысл периодического отбора паров заключается в следующем: когда из резервуара начинается отбор насыщенных паров, нарушается равновесие между паровой и жидкой фазами сжиженного газа, которое имело место до начала отбора. В результате этого давление в резервуаре несколько снижается, и жидкая фаза начинает кипеть, продолжая испаряться до тех пор, пока идет отбор паров. Давление и температура в резервуаре снижаются, а по мере достижения постоянного отбора восстанавливается постоянство обмена теплоты. При этом постоянная разность температур жидкости и окружающей среды такова, что жидкость поглощает такое количество теплоты из внешней среды, какое ей необходимо для образования паров сжиженного газа. С этого момента не обнаруживается никаких изменений в температуре жидкой фазы, до тех пор пока ие меняется степень (интенсивность) отбора паров сжиженного газа.

В результате анализа многолетней практики периодического отбора паров сжиженного газа можно сделать вывод: иесмотря на простоту, установки с естественным испарением сжиженного газа обладают рядом существенных недостатков. Оии характеризуются значительным металловложением, так как производительность данных установок рассчитывается исходя из минимальных температур окружающей среды в зимнее время. Так, например, расход металла при газоснабжении квартир от групповых резервуарных установок в средней и северной полосе СССР составляет с учетом расхода труб не менее 50 кг иа одну квартиру. При этом около половины металла укладывается в землю в виде резервуаров. Кроме того, при естественной регазификации сжижеиного газа вначале испаряются легкие, а затем тяжелые углеводороды (следовательно, потребитель получает газ переменной теплоты сгорания, и в резервуаре накапливается тяжелоиспаряемый продукт); упругость паров сжиженного газа, оставшегося в резервуаре, по мере извлечения паров газа снижается: чем больше содержание пропана в исходном сжиженном газе, тем выше упругость насыщенных паров газа, находящегося в резервуаре. Одиако конечная упругость паров после полного извлечения газа из резервуара в обоих случаях почти одинакова, так как остаточные пары состоят главным образом из бутанов; температура отбора паров сжиженного газа незначительно влияет на состав и качество паровой и жидкой фаз, остающихся в резервуарах по мере отбора из них паровой фазы.

Указанные недостатки естественного испарения приводят к неравномерности производства различных сортов сжиженных газов, осложняют операции по его хранению и сбыту, затрудняют эксплуатацию групповых резервуарных установок и газовых приборов, ухудшают качество процессов сгорания газа. Кроме того, низкая производительность устаиовок с естественным испарением сжиженных газов приводит к иеобходимости размещать

на территории жилых массивов, коммунально-бытовых и промышленных предприятий значительное число подземных резервуаров. По указанным причинам установки с естественным испарением могут быть рекомендованы в основном только для южных районов страны.

Следовательно, вопросы испарения сжиженных газов являются важнейшими при осуществлении расчетов системы хранения газа для отдельных установок, приборов и даже газогорелочных устройств. Расход баллонов и резервуаров при периодическом отборе паров зависит от целого ряда факторов: от химического состава сжиженного газа; температурных условий, в которых работают резервуары, т. е. температуры внешней среды; режима пополнения резервуара газом, т. е. степени наполнения резервуара или площади смачиваемой поверхности; от степени отбора сжиженного газа из резервуаров, т. е. от нагрузки (число установок, приборов, газогорелочных устройств и др.) и т. д.

Установлено, что при средней температуре окружающей среды часовая потребность теплоты на каждый квадратный метр смачиваемой поверхности резервуара составляет 11,6 кВт, которые обеспечивают испарение и получение паровой фазы нужного дебита при разности температур окружающей среды и испарения, которую газ должен иметь для заданного давления его использования.

11.2. ЕСТЕСТВЕННАЯ РЕГАЗИФИКАЦИЯ В БАЛЛОНАХ И РЕЗЕРВУАРАХ

Конструкция простейшего аппарата для регазификации сжиженных газов представляет собой замкнутый цилиндрический сосуд (баллон, резервуар), нижняя часть которого на определенную высоту заполняется жидкой фазой, а верхняя служит для сбора насыщенных паров пропан-бутанов. При передаче теплоты через наружную металлическую стенку в качестве теплоносителя могут быть использованы воздух внутренней и наружной атмосферы, а также грунты верхнего слоя земли.

Температура воздуха внутри помещения в течение года сохраняется почти постоянной, в то время как температура наружного воздуха может колебаться от —40 до +45 °С. Соответственно меняется и температура верхних слоев грунта. Однако последняя всегда выше температуры жидкого пропана при минимальном давлении испарения. Вследствие этого грунт может быть использован в качестве теплоносителя при заполнении резервуара сжиженным газом. Теплота воздуха и грунта является дармовой, естественной и бесконечной. Следовательно, регазификация сжиженных газов при использовании в качестве теплоносителей воздуха и грунта может быть названа *регазификацией естественным испарением*.

Кроме температурного режима, который значительно влияет на естественное испарение сжиженных газов, имеются и другие существенные факторы, которые также отражаются на испарительной способности баллониой и резервуарной установок. К ним относятся компонентный состав жидкой фазы; термическое сопротивление грунта (для подземных резервуаров); термическое сопротивление защитной изоляции подземного резервуара, стенок баллона и резервуара; степень загрязненности стенок резервуара; степень заполнения жидкой фазой резервуара; цикличность отбора паровой фазы из резервуара; тепловое взаимодействие подземных резервуаров; скорость движения и влажность воздуха; термическое сопротивление теплопередаче от окружающего воздуха (для надземных резервуаров и баллонов) и др. Одиако большинство перечисленных факторов почти не поддается расчету.

При отборе паровой фазы из баллона или резервуара состояние равновесия, существующее между жидкостью и газом, нарушается, т. е. давление паров сжижеиных газов будет постепенно уменьшаться. Кроме того, при этом будет также непрерывно меняться соотношеиие компонентов: относительное содержание более легких углеводородов будет уменьшаться, а более тяжелых увеличиваться. При максимальном отборе газа из баллона или резервуара температура сжиженных газов постеиенно будет снижаться вследствие недостатка подвода теплоты извие. Чем больше в единицу времени испарится в резервуаре сжиженных газов при естественном испарении, тем ниже при указанных условиях будет его температура. При интенсивном расходе газа температура жидкости будет резко падать, и в конце концов нарушится или вовсе прекратится испарение и произойдет обмерзание сосуда. Это явление особенно часто иаблюдается при эксплуатации газобаллонных установок: при возрастании отбора из них паров сжиженных газов. Испарительная способность зависит также от степени заполиения резервуара и от его положения (вертикальное или горизонтальное). Чем больше смоченная поверхность, тем больше и испарительная способность.

Испарение жидкости в баллонах и резервуарах происходит в основном за счет теплоты наружного воздуха и зависит от его температуры, влажности, скорости движения, степени наполнения и компонентного состава жидкости. Количество испаряющейся жидкости G, кг/ч, может быть определено по формуле $G = 3{,}62KF(t_в - t_ж)/r$, где K — коэффициент теплопередачи, Вт/(м². °С); F — суммарная площадь смоченной поверхности резервуара, м²; $t_в$ — температура окружающей среды, °С; $t_ж$ — то же, жидкости в баллоне, резервуаре, °С; r — скрытая теплота испарения, кДж/кг.

Коэффициент теплопередачи K = для сосудов по опытным даиным укладывается в пределах 11,6 ÷ 13,92 Вт/(м². °С) при условии, если сосуды пе покрыты снежной или ледяной коркой. Для подземных резервуаров, установленных ниже зоны промерзания, $K = 2{,}9 \div 3{,}5$ Вт/(м². °С).

Полная площадь поверхности сосуда определяется по формуле

$$F = F_д + 2F_{дн},$$

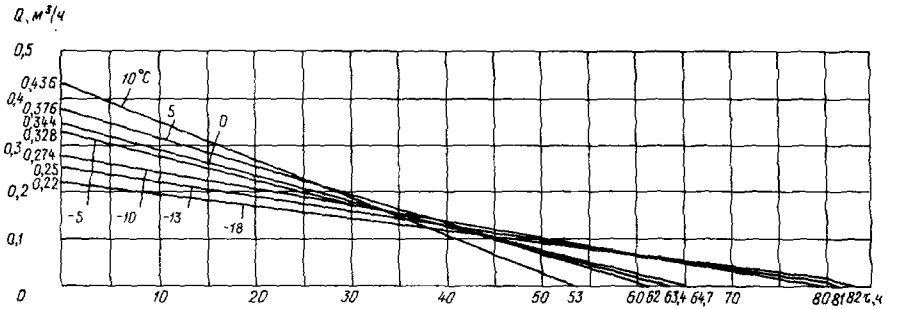


Рис. 11.1. Зависимость испарительной способности однобаллонной установки от времени испарения.

где $F_ц$ — площадь поверхности цилиндрической части, м²; $F_{дн}$ — площадь поверхности днища, м²: $F_ц = \pi DL$ (здесь D — диаметр сосуда, м; L — длина цилиндрической части сосуда, м).

Площадь поверхности эллиптического днища сосуда, м², определяется как площадь поверхности эллипсоида вращения вокруг вертикальной оси по формуле $F_{дн} = \pi R \{R + (H^2/2c) \ln [(R + c)/(R - c)]\}$, где R — радиус сосуда, м; H — высота днища, м; $c = \sqrt{R^2 - H^2}$, м.

Регазификация в баллонах. В однобаллонной установке температура газа в баллоне незначительно отличается от температуры в помещении и не зависит от времени года. В двухбаллонных и групповых установках баллоны устанавливают в специальных металлических ящиках вне помещения. Их испарительная способность зависит от температуры окружающей среды и от компонентного состава пропана и бутанов. На основании опытных данных Гипроннигазом была разработана номограмма (рис. 11.1), прямые которой показывают испарительную способность однобаллонной установки в зависимости от температуры воздуха, окружающего баллон, и от продолжительности непрерывной работы. По номограмме можно определить испарительную способность баллонной установки в условиях непрерывного расхода паров пропана при температуре наружного воздуха от —18 до +10 °С. Оптимальная испарительная способность баллона вместимостью 50 л по данным указанной номограммы (рис. 11.1) в зависимости от изменения температуры наружного воздуха колеблется в пределах 0,436—0,22 м³/ч (или 0,9—0,45 кг/ч).

Испарительная способность баллонов вместимостью 45 кг (100 л), заполненных пропаном или близкой к нему по составу смесью, может быть определена по табл. 11.1. Для определения максимальной испарительной способности баллонов других размеров и вместимости необходимо полученные по табл. 11.1 значения умножить на коэффициент $K_б$, определяемый по формуле $K_б = F_б/1{,}25$, где $F_б$ — полная площадь поверхности баллона, м²; 1,25 — площадь поверхности баллона, м², вместимостью 45 кг. Для определения максимально возможного отбора пропана из баллонов вместимостью 5, 12, 27, 50 л (ГОСТ 15860—84) коэффициенты $K_б$ приведены в табл. 11.2.

Имеющиеся данные позволяют рекомендовать среднюю расчетную испарительную способность баллонов приведенных вместимостей при условии 20%-ного заполнения их и при температуре наружного воздуха 0 °С при наружной установке баллонов и +20 °С при установке их в помещении. Результаты подсчетов сведены в табл. 11.3. Рекомендуемые средние расчетные значения испарительной способности баллонов вместимостью 50 л подтверждаются имеющимся опытом эксплуатации газобаллонных установок.

Регазификация в надземных резервуарах. Технологически процесс регазификации в надземных резервуарах сжиженных газов происходит так же, как и в баллонной установке. В настоящее

ТАБЛИЦА 11

Максимально возможный отбор пропана в баллоне вместимостью 45 кг (100 л)

Пропан, остающийся в баллоне, кг	Площадь теплопередающей поверхности, м²	Отбор пропана, кг/ч, в совершенно сухом спокойном воздухе при разной температуре, °С						
		−40	−34,5	−29	−23,4	−17,8	−12,3	−6,7
4,54	0,254	0,05	0,17	0,30	0,42	0,54	0,68	0,82
9,08	0,350	0,07	0,24	0,41	0,59	0,77	0,91	1,09
13,62	0,446	0,09	0,30	0,55	0,73	0,95	1,18	1,41
18,16	0,541	0,10	0,37	0,64	0,91	1,18	1,41	1,68
22,70	0,640	0,12	0,45	0,73	1,04	1,36	1,68	2,00
27,24	0,734	0,15	0,50	0,86	1,23	1,59	1,95	2,32
31,78	0,830	0,16	0,60	1,00	1,36	1,77	2,18	2,59
36,32	0,930	0,18	0,64	1,09	1,54	2,00	2,45	2,90
40,86	1,030	0,20	0,73	1,18	1,72	2,22	2,72	3,22
45,40	1,130	0,22	0,77	1,32	1,96	2,41	2,95	3,54

Пропан, остающийся в баллоне, кг	Отбор пропана, кг/ч, при разной температуре, °С							
	спокойном воздухе					во влажном воздухе с точкой росы θ °С		
	−1,1	4,45	10	15,6	21,1	4,45	10	15,6	21,1
0,91	1,04	1,18	1,27	1,41	0,10	0,23	0,35	0,45
1,27	1,45	1,59	1,77	1,85	0,11	0,30	0,59	0,64
1,63	1,82	2,04	2,27	2,50	0,17	0,39	0,59	0,82
1,95	2,22	2,50	2,77	3,00	0,21	0,50	0,73	1,00
2,31	2,63	2,95	3,27	3,54	0,54	0,54	0,86	1,18
2,63	3,00	3,36	3,72	4,09	0,30	0,64	1,00	1,36
3,00	3,41	3,81	4,22	4,54	0,73	0,73	1,14	1,54
3,36	3,81	4,27	4,54	4,99	0,36	0,82	1,27	1,72
3,72	4,22	4,54	5,45	5,90	0,40	0,91	1,41	1,90
4,09	4,54	5,00	5,90	6,36	0,44	1,00	1,54	2,09

время для газоснабжения объектов коммунальио-бытового назначения и сельскохозяйственного пронзводства, а также сезонных потребителей (пионерских лагерей, летних пансионатов и др.) применяют надземные полупередвижные резервуары вместимостью 600, 1000, 1600 л, а также резервуары большей вместимости. Испарительная способиость надземных резервуаров различной вместимости приведена в табл. 11.4—11.5.

Как видно из табл. 11.5, испарение сжижениых газов в значительной степени зависит от температуры наружного воздуха. Так, при измеиенин ее всего иа 20 °С, т. е. от +5 до —15 °С, отбор паров пропана снижается при прочнх равиых условиях почти в 2,5 раза, а при изменении от +15 до — 15 °С или на 30 °С — в 3—3,5 раза.

Уровень жидкой фазы в резервуаре перед очередиой заправкой не должен быть ниже 25%. Испарительная способность надземной резервуарной установки должна определяться для каждого конкретного случая с учетом принимаемого минимального заполнения и минимальной температуры наружного воздуха.

ТАБЛИЦА 11.2

Переводные коэффициенты

Вместимость баллона, л	Общая площадь поверхности баллона, м²	$K_б$
5	0,15	0,120
12	0,28	0,224
27	0,477	0,382
50	0,796	0,637

Регазификация в подземных резервуарах. Наиболее распространены в СССР при газоснабжении сжиженными газами подземные групповые резервуарные установки. В них используют естественное испарение жидкой фазы за счет теплоты окружающего грунта, причем в холодное время года резервуар получает постоянный поток теплоты из глубинных слоев грунта, а в летний период — от теплых поверхностных слоев грунтов.

На испарительную способность подземного резервуара влияют физико-термодинамические свойства компонентов сжиженных газов, температура окружающих резервуары грунтов, коэффициент теплопроводности грунтов, степень заполнения резервуара или площадь смоченной поверхности, длительность непрерывной работы (суточная, сменная, часовая). Расчетная испарительная способность подземного резервуара должна быть установлена для наихудших условий его работы: в зимний период, при самой

ТАБЛИЦА 11.3

Средняя расчетная испарительная способность баллонов, м³/ч

Вместимость баллона, л	При установке	
	на улице	в помещении
5	0,06	0,08
12	0,10	0,15
27	Не устанавливается	0,26
50	0,30	0,44

ТАВЛИЦА 11.4

Испарительная способность, кг/ч, полупередвижн… резервуаров вместимостью 600, 1000, 1600 л

Содержание пропана в сжиженных газах, %	Температур… наружного воздуха, °С									
	—30	—20	—10	0	10	20	—30	—20	—10	0
	Вместимость резервуара 600 л						Вместимос… резервуара 1000 л			
0	—	—	—	—	0,7	2,3	—	—	—	—
10	—	—	—	—	1,4	3,0	—	—	—	—
20	—	—	—	0,3	2,0	3,7	—	—	—	—
30	—	—	—	1,1	2,7	4,3	—	—	—	—
40	—	—	0,2	1,8	3,4	5,0	—	—	—	0,3
50	—	—	0,9	2,6	4,0	5,6	—	—	—	1,4
60	—	—	1,7	3,2	4,8	6,3	—	—	—	2,8
70	—	0,7	2,4	4,0	5,4	7,0	—	2,5…	3,5	5,3
80	—	1,5	3,3	4,7	6,1	7,6	—	2,5…	3,5	5,3
90	0,5	2,2	4,0	5,4	6,8	8,2	0,8	3,6…	5,0	6,4
100	1,2	2,9	4,7	6,1	7,5	9,0	1,9	4,7…	6,6	7,6

наружного воздуха, °С										
—10	0	10	20	—30	—20	—10	0	10	20
резервуара 1000 л				Вместимость резервуара 1600 л					
—	—	1,1	3,5	—	—	—	—	1,5	4,7
—	—	2,3	4,7	—	—	—	—	3,0	6,4
—	0,5	3,4	5,9	—	—	—	1,0	4,6	8,0
—	1,7	4,6	7,0	—	—	—	2,8	6,3	9,3
0,3	2,8	5,6	8,2	—	—	0,4	4,3	7,8	11,4
1,4	4,0	6,8	9,3	—	—	1,9	5,9	9,4	13,2
2,8	5,0	8,0	10,6	—	—	3,8	7,5	11,1	14,8
5,3	7,3	10,2	13,0	—	3,5	7,3	10,8	14,3	16,5
5,3	7,3	10,2	13,0	—	3,5	7,3	10,8	14,3	18,2
6,4	8,6	11,5	14,2	1,1	5,0	8,9	12,4	15,8	19,8
7,6	9,6	12,5	15,1	2,7	6,6	10,4	14,0	17,5	21,8

низкой температуре грунта, при минимальном заполнеии резервуара и при постоянном давлении в резервуаре. В зимних условиях при любой температуре промерзания грунтов в резервуарах должно быть такое избыточиое давление, которое позволяло бы обеспечить нормальную подачу газа потребителю. Практикой установлено, что ревервуар должеи быть заполнен минимально на 30—50%. Кроме того, испарнтельная способность резервуара зависит также и от вида потребителей. Чаще всего резервуариые установки промышлеииых потребителей расходуют газ почти в постоянном объеме непрерывно. В этом случае определить испарительную способность резервуара не составит труда. При газоснабжении жилых домов и коммунально-бытовых потребителей газ расходуется с перерывами (в основном в дневные часы и с перерывами в ночные часы).

На основании физнко-термодинамнческих свойств сжиженных газов и экспериментальиых наблюдений за работой подземных резервуаров Гипронииигазом была разработана номограмма (рис. 11.2), которая рекомендуется требованиями СНиП 2.04.08—87 в качестве нормативного материала. По этой номограмме можно определить испарительную способность одного подземного резервуара. Испарительная способность групповой подземной резервуарной установки будет меньше, чем одного резервуара, так как в этом случае происходит экранирование теплового потока и поступление теплоты от окружающего грунта к резервуарам уменьшается. Испарительная способиость группы резервуаров не равна сумме испарительной способности такого же числа отдельно стоящих резервуаров. При групповом размещении подземных резервуаров с разрывами между иими в частоте 1 м

полученную по номограмме испарнтельную способиость следует умножать иа коэффициент теплового взаимодействия m:

Число резервуаров в установке	Коэффициент теплового взаимодействия m
2	0,93
3	0,84
4	0,74
6	0,67
8	0,64

ТАБЛИЦА 11.5

Испарительная способность, кг/ч, надземных резервуаров вместимостью 25, 50, 100 м³ (по пропану)

Степень наполнения (смачиваемая площадь поверхности, м²)	Температура наружного воздуха, °С					
	—15	—5	5	15	25	35
Вместимость резервуара 25 м³						
0,25 (19,2)	25,0	45,0	63,8	82,5	101,2	185,0
0,50 (27,2)	35,0	62,5	95,0	117,5	145,0	175,0
0,75 (35,2)	50,0	82,5	120,0	153,7	187,5	22,5
Вместимость резервуара 50 м³						
0,25 (31,0)	43,7	71,8	106,2	137,5	168,5	200,0
0,50 (44,0)	65,6	105,0	150,0	192,3	236,2	280,0
0,75 (57,0)	78,8	135,0	171,0	250,0	309,4	365,6
Вместимость резервуара 100 м³						
0,25 (55,5)	70,0	130,0	185,0	240,0	305,0	355,0
0,50 (78,0)	105,0	180,0	262,5	337,5	412,5	495,0
0,75 (100,5)	140,0	230,0	340,0	430,0	540,0	640,0

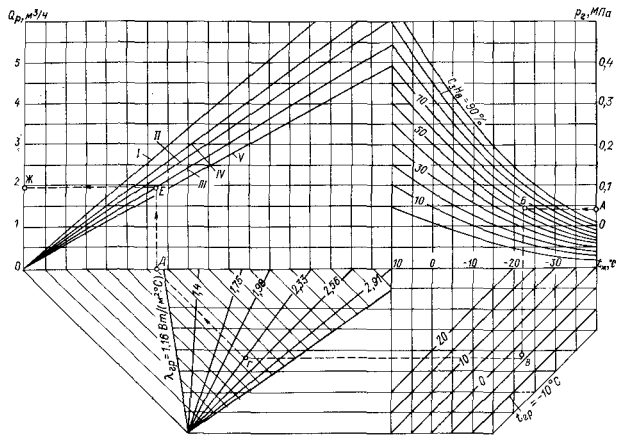


Рис. 11.2. Номограмма для определения испарительной способности резервуара сжиженного газа вместимостью 2,5 и 5 м³ (подземного).

Кривая	Вместимость резервуара, м³	Степень заполнения резервуара, %
I	5	85
II	5	50
III	5; 25	35; 60
IV	2,5	85
V	2,5	35

Пример. Дано давление газа $p_г = 0{,}04$ МПа; содержание *пропана* C_3H_8 60%; температура грунта $t_{гр} = 3$ °С; теплопроводность грунта $\lambda_{гр} = 2{,}3$ Вт/(м·°С), степень заполнения резервуара 35%. Находим производительность резервуара $Q_р = 2$ м³/ч по линии *АБВГДЕЖ*.

Если принять расстояние в свету между резервуарами 2 м вместо 1 м, то испарительная способность группы резервуаров увеличивается на 32%.

В заключение следует указать, что длительный опыт эксплуатации позволяет для ускорения принятия требуемых проектных решений установить следующую среднюю расчетную испарительную способность: для резервуаров вместимостью 2,5 м³ — 4,5; резервуаров 5,0 м³ — 9,0 м³/ч. Таким образом, зная среднюю расчетную испарительную способность, можно легко определить необходимое число резервуаров, разделив часовую потребность в газе на среднюю расчетную испарительную способность одного резервуара с учетом также коэффициента *m*.

11.3. ИСКУССТВЕННАЯ РЕГАЗИФИКАЦИЯ. ИСПАРИТЕЛИ

В связи со значительным ростом производства бутановых фракций, расширением объема газификации городов, поселков и сельских районов на базе монтажа резервуарных установок особую актуальность приобретают вопросы применения испарителей для искусственного испарения сжиженных газов, что позволит резко увеличить испарительную способность групповых резервуарных установок, уменьшить капитало- и металловложения на 1 т используемого газа, обеспечить получение газа с постоянной теплотой сгорания, облегчить производство и хранение сжиженных газов на заводах-поставщиках. Испарительная способность установок с искусственным испарением может быть увеличена в 3—5 раз по сравнению с установками естественного испарения сжиженного газа.

В летнее время, когда расход газа уменьшается, групповые резервуарные установки с искусственным испарением могут работать с подачей в испарители воды или по схеме установок с естественным испарением, для чего паровое пространство резервуаров-хранилищ должно быть соединено с расходным газопроводом. Покрытие пиковых неравномерностей газоснабжения, особенно в городах, газифицированных на базе искусственных газов, имеет важное народнохозяйственное значение, так как от правильного решения этого вопроса зависит экономичность системы газоснабжения, эффективность использования мощностей заводов и промыслов, бесперебойность газоснабжения потребителей. Важное значение имеет способ покрытия сезонной и суточной неравномерности газоиспользования за счет подачи в распределительные сети смеси паров сжиженного газа с воздухом или другими газами. Этот метод может иметь и самостоятельное значение при газификации небольших городов, рабочих поселков и промышленных предприятий.

Испарители сжиженного газа выгодно применять:

— в промышленных и коммунально-бытовых установках неразбавленного газа;

— в установках по смешению паров сжиженных газов с воздухом или другими газами для регазификации пропана, бутанов или их смесей;

— на станциях приема, хранения и распределения сжиженных газов в качестве аппарата, обеспечивающего перемещение жидкостных и паровых потоков на ГНС.

При использовании паров сжиженных газов в неразбавленном виде и во избежание их конденсации эти испарители следует снабжать пароперегревателями. Для широкого внедрения установок с искусственным испарением необходимо автоматизировать их работу по заданному режиму без постоянного обслуживающего персонала.

Внедряемые в настоящее время групповые резервуарные установки с искусственным испарением обладают следующими основными преимуществами (по сравнению с резервуарными установками естественного испарения):

— испарительная способность установки не зависит от количества жидкости в резервуарах и может сохраняться на любом заданном уровне;

— теплота сгорания паровой фазы остается неизменной вплоть до полного расходования всего объема жидкой фазы в резервуарах;

— большая экономичность и надежность для постоянства газоснабжения, обусловленные отсутствием надобности извлекать тяжелые остатки;

— испарительная способность их может быть значительно увеличена при сравнительно небольшом объеме расходных резервуаров;

— возможность использования в них бутановых фракций или сжиженных газов с повышенным содержанием бутанов (до 60%).

Вместе с тем эти установки имеют следующие недостатки:

— необходимость оборудования регулирующей, предохранительной и контрольно-измерительной аппаратурой, исключающей замерзание используемой в качестве теплоносителя жидкости; выход жидкой фазы из испарительной установки в газопровод паровой фазы; увеличение давления газа и жидкой фазы выше принятого для расходных резервуаров;

— сложность обслуживания и необходимость постоянного надзора за их работой.

Несмотря на очевидные преимущества, установки с искусственным испарением сжиженных газов до настоящего времени не нашли широкого распространения. В нашей стране до сих пор наиболее применимы благодаря простоте устройства и обслуживания, а также возможности обеспечения потребителей в зимний период сжиженным газом с высоким содержанием пропана установки с естественным испарением.

В основу классификации испарителей положены особенности конструкций теплопередающих поверхностей и вид теплоносителя. Испарители можно разделить на два основных вида — прямого и непрямого подогрева.

К испарителям прямого подогрева относятся аппараты, в которых сжиженный газ получает теплоту через стенку непосредственно от горячего теплоносителя. В настоящей главе рассматриваются змеевиковые, трубчатые оросительные и огневые испарители.

К испарителям непрямого подогрева относятся аппараты, в которых сжиженный газ получает теплоту через стенку от промежуточного газа или жидкости, обогреваемых горячим теплоносителем. Это — огневой испаритель с водяной ванной, в котором промежуточным теплоносителем служат азот или гелий, и элек-

трический испаритель, в котором промежуточным теплоносителем является азот.

Кроме того, существующие в настоящее время испарители могут быть классифицированы по следующим основным признакам:

— по применяемой схеме регазификации (емкостные, проточные, комбинированные);

— по виду контакта теплоносителя со сжиженным газом (электрические, огневые, водяные, паровые, масляные);

— по виду контакта сжиженного газа с поверхностью нагрева (с кипением сжиженных газов, с кипением в трубах при вынужденной циркуляции и оросительные — пленочные и форсуночные);

— по испарительной способности (малые, средние, большие).

Проведенные Гипрониигазом работы позволили получить параметрический ряд из шести членов: 25, 50, 100, 200, 400, 800 кг/ч. В настоящей главе будут рассмотрены только испарители малой и средней испарительной способности, так как они наиболее пригодны для газоснабжения жилых кварталов и большинства коммунально-бытовых объектов.

Емкостные испарители. Это, в первую очередь, подземные групповые резервуарные установки с естественным испарением сжиженных газов, а также групповые резервуарные установки в подземных отапливаемых камерах, которые состоят из подземных резервуаров вместимостью 2,5 и 5,0 м³, установленных в камеру глубиной около 2 и шириной 6 м. Длина камеры зависит от числа и размеров резервуаров с установкой требуемого числа отопительных приборов.

Процесс регазификации сжиженных газов в подземных резервуарах, устанавливаемых в отапливаемых камерах, происходит следующим образом: от отопительных нагревательных приборов теплота от нагретого ими воздуха через поверхность резервуаров поступает к сжиженному газу. За счет этой теплоты происходит испарение сжиженного газа в резервуарах, откуда паровая фаза отводится через регулятор давления к потребителю. Преимущество групповых установок с естественным испарением заключается в обеспечении постоянной испарительной способности, не зависящей от климатических условий и режима эксплуатации. Однако кроме недостатков, присущих групповым резервуарным установкам с естественным испарением, они обладают рядом других: значительно большими капитальными затратами на их сооружение, большими эксплуатационными расходами, необходимостью в двух видах внешних источников энергии: тепловой и электрической. Им присущи значительные потери теплоты в окружающую среду: 300—350% от полезной теплоты, затраченной на испарение газа. Во избежание конденсатообразования в подземных газопроводах их следует прокладывать на глубине с положительной температурой грунта или параллельно с тепловым спутником. К недостаткам емкостных испарителей следует также отнести

определенную пожароопасность в случае перерыва в работе системы автоматики регулирования температуры в отапливаемой камере или системы вентиляции, в связи с чем указанный способ регазификации не был допущен органами Главного управления пожарной охраны (ГУПО) МВД СССР для включения в типовые проекты.

Регазификаторы электрические подземные РЭП-2,5 и РЭП-2,5А, разработанные Гипрониигазом, состоят из резервуара вместимостью 2,5 м³, трубчатого электронагревателя и электрооборудования с автоматикой безопасности (взрывозащищенная коробка, температурное реле, электроконтактный манометр и электрошкаф с пусковой и регулирующей аппаратурой). Взрывозащищенная коробка с электронагревателем ТЭН-12 и температурным реле ТР-200 установлены на специальном патрубке, вваренном в глухой фланец подземного резервуара. Автоматика безопасности (кроме электрошкафа) со взрывозащищенной коробкой закрыта кожухом. Электронагреватель может быть установлен на резервуаре объемом 5,0 м³ (в этом случае он должен быть равен размерам резервуара). Однако при заказе следует указывать, для каких резервуаров они предназначены. Испарение сжиженного газа происходит за счет теплоты, выделяемой электронагревателем, помещенным внутрь резервуара и в жидкую фазу газа. При изменении отбора газа от нуля до максимума давление в резервуаре автоматически регулируется электроконтактным манометром, который через промежуточное реле замыкает цепь электронагревателя, включает его при достижении нижнего заданного предела в резервуаре (0,05 МПа) и выключает при достижении верхнего заданного предела давления (0,15—0,3 МПа). Если электроконтактный манометр по каким-либо причинам не отключит электронагреватель при заданном верхнем пределе давления, то температурное реле ТР-200 отключит его при температуре газа в резервуаре +25 °С.

Электрический регазификатор РЭП-2,5А конструктивно не отличается от РЭП-2,5. В нем лишь вместо МП4-IV установлен манометр ЭКМ-IV (в обычном исполнении) вне взрывоопасной зоны в электрошкафу с пусковой и регулирующей аппаратурой, кроме того, сигнальная лампа стоит не с реле максимального тока, а с амперметром.

Техническая характеристика регазификаторов РЭП-2,5

Геометрический объем резервуара, м³	2,5
Номинальная испарительная способность, м³/ч:	
по бутану	10
по пропану	15
Температура рабочая, °С	—30÷+25
Ток потребляемый	Переменный
Номинальное напряжение, В	220
Мощность электронагревателя ТЭН-12, кВт	5

Рабочая среда	Пропан, бутан и их смеси
Рабочее давление в резервуаре, МПа	1,0

Установки с электрическими регазификаторами допускается предусматривать только для газоснабжения жилого фонда в случае отсутствия централизованных источников теплоснабжения и при согласовании с районными энергетическими управлениями Минэнерго СССР.

Положительными сторонами указанного регазификатора (по сравнению с выносными испарителями) являются меньший объем монтажных работ; меньшее число контрольно-измерительных приборов, а также отсутствие необходимости в автоматической защите расходных трубопроводов от попадания в них жидкой фазы. Основные недостатки этих регазификаторов — фракционный характер испарения смеси сжиженных газов, присущий обычным групповым резервуарным установкам с естественным испарением; сравнительно низкая единичная испарительная способность по паровой фазе (10—15 м³/ч); потребность в дополнительном резервуаре с глухим фланцем для монтажа регазификатора при наличии только двух резервуаров или необходимости обеспечения большей суммарной испарительной способности установки за счет оснащения ее несколькими регазификаторами; большой удельный расход металла (150—200 кг на 1 м³/ч). Кроме того, они обладают низкой надежностью из-за частого перегорания электронагревателей, что происходит не только при снижении уровня жидкой фазы в резервуаре и оголении ТЭН, но и при продолжительной работе с максимальной нагрузкой за счет явления теплового гистерезиса, т. е. частой смены пузырькового и пленочного режимов кипения на поверхности нагрева, характерной для электронагрева при кипении, что приводит к разрушению электронагревателя, необходимости освобождения резервуара от сжиженного газа для его замены. Для предотвращения конденсатообразования газопроводы к потребителям необходимо прокладывать ниже глубины промерзания грунта с устройством тепловых спутников или обогреваемых конденсатосборников.

Проточные испарители сжиженных газов. Мосгазниипроектом разработана конструкция малогабаритного (змеевикового) испарителя с расчетной испарительной способностью 100 кг/ч, с температурой теплоносителя 80 °С и массой 97,8 кг (рис. 11.3). Он представляет собой цилиндрический вертикальный сосуд, внутри которого вмонтированы змеевик из труб диаметром 27×3 мм и поплавок с выходным клапаном. В днище испарителя имеется трубка с накидной гайкой для входа сжиженных газов. Крышка испарителя крепится к корпусу при помощи фланца и снабжена клапаном для выхода паров сжиженных газов и плавким предохранителем для предотвращения взрыва испарителя в случае пожара.

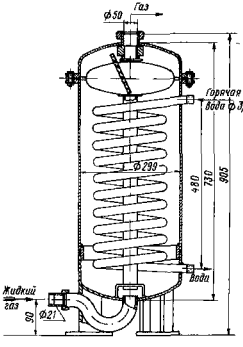


Рис. 11.3. Малогабаритный испаритель сжиженных газов.

Сжиженный газ из подземного резервуара поступает в испаритель через нижний входной патрубок, заполняя корпус испарителя. От соприкосновения со змеевиком, по которому циркулирует горячая вода температурой до 80 °С, сжиженный газ интенсивно испаряется, и пары через выходной патрубок поступают к потребителю. При увеличении расхода газа давление его паров в испарителе повысится, газ зальет большее число витков змеевика, и его испарение будет происходить более интенсивно. Следовательно, испарительная способность испарителя возрастает. В случае резкого увеличения расхода газа (выше расчетного) сжиженный газ, продолжая заполнять испаритель, поднимает поплавок, который закроет клапан выходного патрубка и предохранит систему от заполнения ее жидкой фазой. После этого давление паров сжиженного газа в испарителе возрастет, сжиженный газ из испарителя стечет в подземный резервуар и оголит змеевик. Таким образом, давление паров сжиженного газа в испарителе в любом случае не может быть выше давления паров газа в подземном резервуаре. При снижении уровня сжиженного газа в испарителе поплавок опустится вниз, а выходной клапан под давлением паров газа останется в закрытом положении.

Преимуществами малогабаритного змеевикового испарителя являются простота конструкции; отсутствие сложной автоматики для регулирования процесса испарения; автоматическое

ТАБЛИЦА 11.6

Вертикальные кожухотрубные испарители с плавающей головкой (рабочее давление 1,6 МПа; теплоноситель — насыщенный пар под давлением 1,0 МПа или горячая вода с температурой 80 °С)

Испарительная способность, кг/ч	Размеры, мм			Трубки теплообменника		Масса, кг
	D	H_1	H_2	Наружный диаметр, мм	Число	
100	400	335	490	22	23	171,8
200	460	310	663	22	42	238,3
300	400	680	795	25	64	631,0

саморегулирование испарительной способности от нуля до максимальной при изменении газопотребления; низкий удельный расход металла (2,0 кг на 1 м³/ч). К недостаткам этого испарителя можно отнести полное прекращение газоснабжения потребителей при превышении расчетной испарительной способности при кратковременном прекращении подачи теплоносителя; необходимость в устройстве специального помещения для размещения испарителя и узла регулирования давления; возможность замерзания воды в змеевике при малой скорости циркуляции; возможность разрыва труб в случае их изготовления из сварной трубы и прорыва газа в систему отопления, что может в свою очередь привести к аварии.

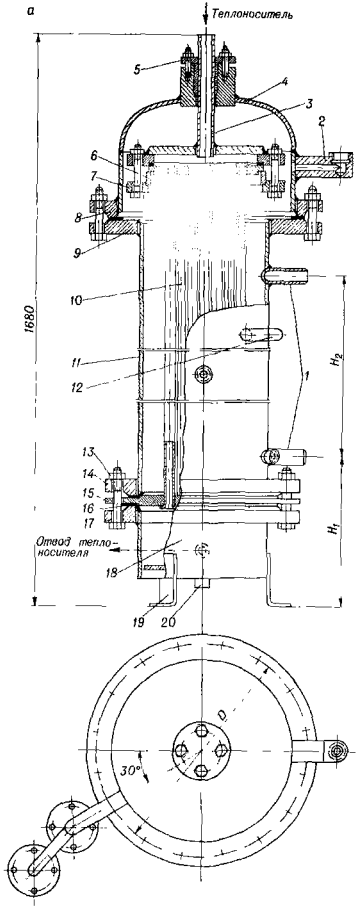
Ленгипроинжпроект разработал вертикальные кожухотрубные испарители с плавающей головкой и испарители с нижними трубными решетками испарительной способностью 100, 200 и 400 кг/ч (табл. 11.6).

Средняя цилиндрическая часть *11* кожухотрубного испарителя с плавающей головкой (рис. 11.4, *а*) снабжена фланцами *9* и *14*. Между фланцем *14* и фланцем *17* основания испарителя *18* крепится трубная решетка *15*, в которую ввальцованы трубы теплообменного пучка *10*. Крепление и уплотнение указанных фланцев обеспечено с помощью соответствующих болтов *13* и паронитовых прокладок *16*. К основанию испарителя прикреплены лапы-опоры *19*, а в его днище устроен дренаж *20*. В корпус испарителя вварены патрубок *1* для подсоединения регуляторов уровня и патрубок *12* для подвода сжиженного газа в испаритель. Верхняя часть трубного пучка *10* оканчивается плавающей головкой, трубная решетка которой с помощью болтов, фланца *7* и кольца *6* прижата к фланцу этой головки. Свободная головка трубного пучка прикрыта крышкой *4*, которая своим фланцем *8* крепится к фланцу *9* корпуса. Теплоноситель подводится в камеру, расположенную над верхней трубной решеткой, по трубе *3*, уплотненной в крышке испарителя специальной набивкой и грундбуксой *5*. Сбоку крышки *4* вварен штуцер *2*, через который отводятся пары сжиженного газа на использование.

Кожухотрубные испарители с нижними трубными решетками (рис. 11.4, *б*) имеют тот же принцип работы, что и испарители с плавающей головкой, но в отличие от последних более просты в изготовлении, так как в них теплообменные трубы имеют только нижнюю решетку, а верхние концы теплообменных труб плотно заварены.

Испаритель с обвязкой и арматурой устанавливается на крышке горловины расходного резервуара и защищается от атмосферных осадков металлическим кожухом, что исключает необходимость в строительстве специального помещения.

Преимуществами указанных испарителей являются автоматическое саморегулирование испарительной способности; большая единичная испарительная способность по паровой фазе; обеспече-


а
Теплоноситель
5
4
3
2
6
7
8
9
10
11
12
1
13
14
15
16
17
18
19
20
1680
H_2
H_1
Отвод тепло-
носителя
D
30°

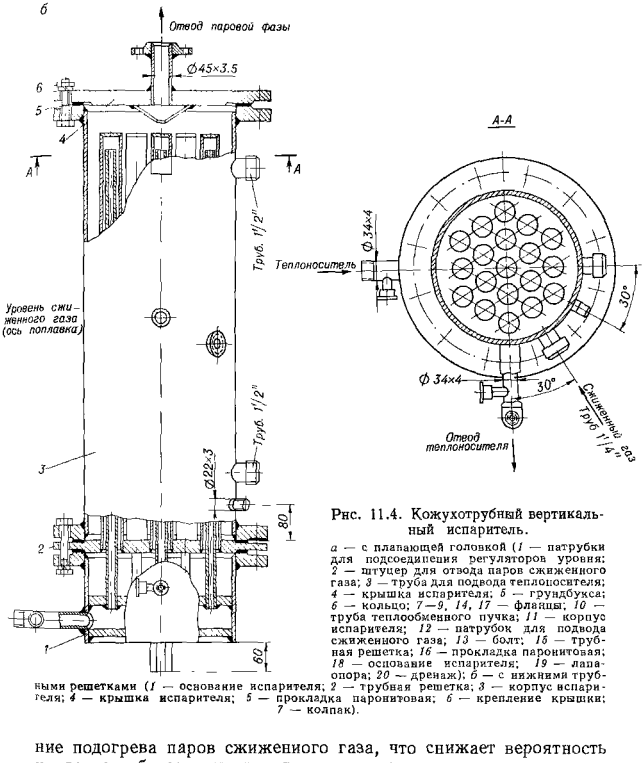


Рис. 11.4. Кожухотрубный вертикальный испаритель.

а — с плавающей головкой (*1* — патрубки для подсоединения регуляторов уровня; *2* — штуцер для отвода паров сжиженного газа; *3* — труба для подвода теплоносителя; *4* — крышка испарителя; *5* — грундбукса; *6* — кольцо; *7—9, 14, 17* — фланцы; *10* — труба теплообменного пучка; *11* — корпус испарителя; *12* — патрубок для подвода сжиженного газа; *13* — болт; *15* — трубная решетка; *16* — прокладка паронитовая; *18* — основание испарителя; *19* — лапа-опора; *20* — дренаж); *б* — с нижними трубными решетками (*1* — основание испарителя; *2* — трубная решетка; *3* — корпус испарителя; *4* — крышка испарителя; *5* — прокладка паронитовая; *6* — крепление крышки; *7* — колпак).

ние подогрева паров сжиженного газа, что снижает вероятность конденсатообразования в подземных газопроводах при использовании сжиженного газа с повышенным содержанием бутанов.

К недостаткам их следует отнести сложность изготовления и обеспечения надлежащей плотности межтрубного пространства; необходимость в большом количестве дефицитной стальной арматуры и КИП; сложность обслуживания в естественных условиях; необходимость в тепловой изоляции при наружной установке; возможность разрушения теплообменных труб в результате замерзания в них воды в зимний период и опасность проникновения

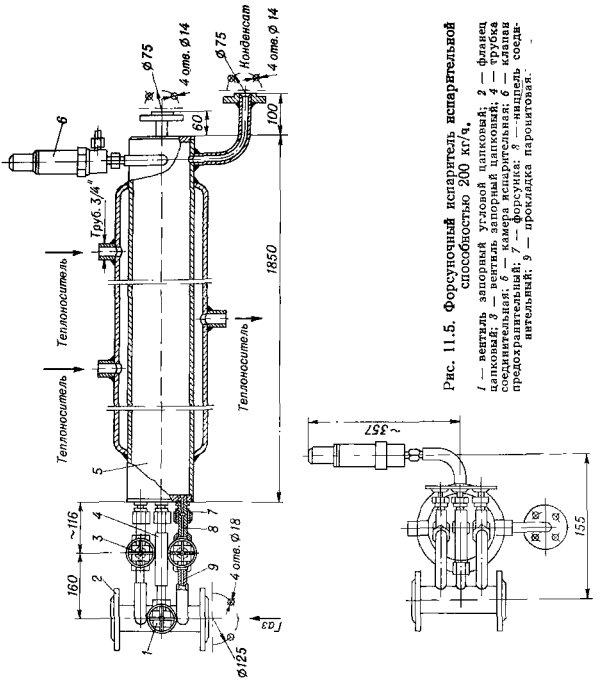


Рис. 11.5. Форсуночный испаритель испарительной способностью 200 кг/ч.

1 — вентиль запорный угловой цапковый; *2* — фланец цапковый; *3* — вентиль запорный цапковый; *4* — трубка соединительная; *5* — камера испарительная; *6* — клапан предохранительный; *7* — фонарь смотровой; *8* — сопло форсуночное; *9* — прокладка паронитовая.

сжиженного газа в теплотрассу или котельную, что может привести к тяжелым последствиям.

Пленочные испарители. К ним относятся горизонтальные испарители, тонкая пленка испаряемого продукта в которых создается путем его разбрызгивания на поверхность теплообмена с помощью форсунок, и вертикальные испарители, в которых испаряемый продукт тонкой пленкой распределяется с помощью специальных оросительных устройств. Рассматриваемые испарители характеризуются значительно бо́льшим коэффициентом теплопередачи [в среднем 464,0—498,8 Вт/(м².°С)] по сравнению с трубчатыми [243,6—278 Вт/(м².°С)]. В связи с этим пленочные испарители менее металлоемки и более компактны.

Форсуночный испаритель (рис. 11.5), разработанный Мосгазниипроектом, представляет собой теплообменный аппарат «труба в трубе». Во внутренней трубе в камере *5* идет интенсивное испарение сжиженного газа, куда он подается в распыленном состоянии. Для этой цели сжиженный газ подводится и разбрызгивается тремя форсунками *7*: крайними диаметром по 25 мм и средней (центральной) диаметром 6 мм. Для управления форсунками установлены запорные угловые вентили. В целях поддержания более равномерной температуры по длине испарителя теплоноситель (горячая вода, водяной пар) подается в две точки, а конденсат или охлажденная вода отводятся из одной точки. Для защиты испарителя при повышении давления сверх допустимого со стороны выхода испарившегося сжиженного газа установлен предохранительный клапан *6*.

Испаритель, рассчитанный на давление 1,6 МПа, имеет испарительную способность 200 кг/ч. При необходимости несколько испарителей фланцем *2* можно присоединять к коллектору, и тогда установка будет иметь испарительную способность 400, 600, 800 или 1000 кг/ч, т. е. к одному коллектору можно присоединять два-четыре и даже пять испарителей описанного вида.

Преимуществами форсуночных испарителей (перед другими типами испарителей) являются простота конструкции; удобство обслуживания и регулирования испарительной способности; малая масса и небольшие размеры. Расход металла на единицу испарительной способности 5—10 кг на 1 м³/ч по паровой фазе. К недостаткам этих испарителей относятся отсутствие естественной автоматизации процесса испарения, которой обладают змеевиковые и трубчатые испарители, что может вызвать скачки давления при газоснабжении потребителей, имеющих неравномерный расход газа; прекращение пленочного режима испарения в зимний период, когда давление в расходных резервуарах (особенно при большом содержании бутанов в сжиженном газе) мало́, что может привести к падению испарительной способности испарителей и нарушению нормального газоснабжения потребителей.

Таким образом, форсуночные испарители могут быть рекомендованы в основном для газоснабжения промышленных потребителей с равномерным отбором газа.

Вертикальный пленочный испаритель (рис. 11.6) с площадью поверхности нагрева около 0,3 м² и средней испарительной способностью 100 кг/ч разработан МИНГ им. И. М. Губкина. Корпус *1* испарителя изготовлен из трубы с внутренним диаметром 125 мм и толщиной стенки 8 мм. По всей длине (750 мм) корпус обогревается горячей водой или паром, протекающим через рубашку 2 испарителя, изготовленную из трубы с внутренним диаметром 200 мм и толщиной стенки 5 мм. Сжиженный газ поступает на испарение по вертикальной трубе *9*, на которой закреплены каплеотбойники *8*. Из трубы сжиженный газ попадает в специальный ороситель *7*, где распределяется

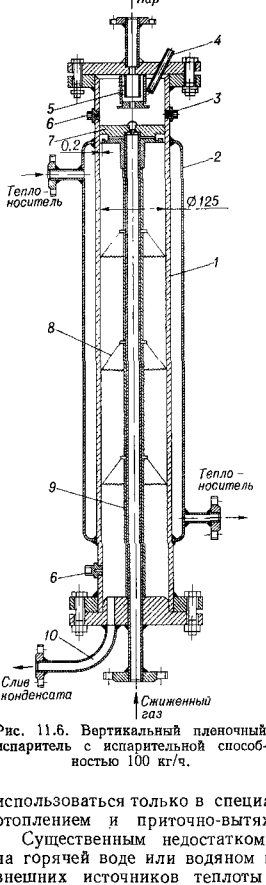


Рис. 11.6. Вертикальный пленочный испаритель с испарительной способностью 100 кг/ч.

тонкой пленкой и стекает вниз по внутренним стенкам корпуса испарителя. Образовавшиеся пары свободно проходят через отверстия в каплеотбойниках и оросителе и скапливаются в верхней камере испарителя, откуда, пройдя сепаратор *5*, отводятся к потребителю. Неиспарившийся продукт сливается через трубу *10*, приваренную к нижнему днищу испарителя. Указатель уровня крепится к штуцерам *6*, а манометр и предохранительный клапан прикрепляются к штуцеру *3*. В крышку испарителя вмонтирован патрон *4* для термометра.

Вертикальный пленочный испаритель характеризуется большим коэффициентом теплопередачи, благодаря чему он обладает меньшими габаритными размерами при той же испарительной способности. Кроме того, положительными качествами этого испарителя являются отсутствие большого количества сжиженного газа в корпусе испарителя, благодаря чему он быстро выходит на рабочий режим; безопасность в работе, так как в нем не замерзает конденсат на выходе из паровой рубашки. К недостаткам вертикального пленочного испарителя следует отнести большую высоту, вызывающую значительные неудобства при установке и обслуживании, а также то, что испаритель может использоваться только в специальном помещении, оборудованном отоплением и приточно-вытяжной вентиляцией.

Существенным недостатком всех испарителей, работающих на горячей воде или водяном паре, является их зависимость от внешних источников теплоты (котельных и тепловых сетей), которые в летний период, как правило, не функционируют. Это

обстоятельство создает трудности в организации нормального газоснабжения жилых массивов и приводит к необходимости применения электрических испарителей.

Электрические испарители. На рис. 11.7 показан малогабаритный испаритель типа ИМЭ-10М, разработан-

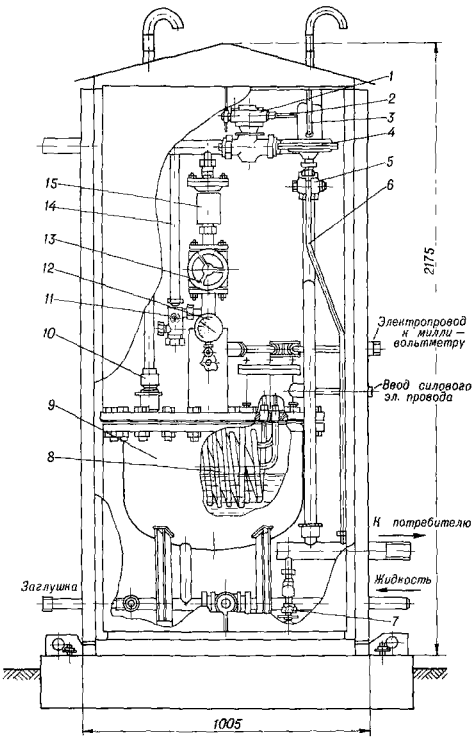


Рис. 11.7. Схема резервуарной установки с испарителями ИМЭ-10М.

1 — клапан-отсекатель предохранительный; *2, 6* — трубки импульсные; *3, 14* — свечи; *4* — регулятор давления; *5* — кран запорный; *7* — вентиль запорный; *8* — электронагреватель; *9* — корпус; *10* — клапан предохранительный; *11* — кнопка разгрузки; *12* — манометр; *13* — вентиль расходный; *15* — клапан-отсекатель.

иый Гипрониигазом. Конструктивно он представляет собой стальной корпус, установленный в шкафу. Внутри корпуса находится электронагреватель. Газ из расходного резервуара под давлением собственных паров в виде жидкой фазы поступает по трубопроводу в корпус испарителя. Заполняя корпус испарителя и соприкасаясь с электронагревателем, жидкая фаза газа интенсивно испаряется. Образовавшийся пар через регулятор давления по расходному трубопроводу направляется потребителю. При прекращении отбора газа жидкая фаза из испарителя вытесняется назад в резервуар через подводящий трубопровод (вследствие повышения давления в испарителе).

Электронагреватель испарителя подключается кабелем к электросети через шкаф, оснащенный автоматикой. Автоматический контроль за работой электронагревателя осуществляется милливольтметром по температуре паровой фазы на выходе из испарителя не более 70 °С. Милливольтметр работоспособен при положительной температуре окружающего воздуха и, следовательно, его необходимо устанавливать в отапливаемых помещениях. Питание регулирующего устройства милливольтметра осуществляется от сети переменного тока через электрический шкаф испарителя, который размещается на территории резервуарной установки. При отключении электроэнергии или отборе газа, превышающем допустимую испарительную способность испарителя (30 кг/ч), уровень жидкой фазы газа в испарителе будет подниматься, а клапан-отсекатель, установленный в обвязке испарителя, прекратит подачу газа, что предотвратит попадание жидкой фазы к потребителю. Открывается клапан только вручную: нажатием кнопки на байпасной линии газопровода. В случае отключения электроэнергии или срабатывания клапана-отсекателя *для бесперебойного снабжения потребителя газом следует в технологической* схеме резервуарной установки предусматривать автоматическое переключение естественного испарения. С этой целью регулятор давления газа на головке подземного резервуара должен настраиваться на давление 2500 Па, а регулятор давления газа в обвязке испарителя — на давление 3600 Па.

Техническая характеристика испарителя ИМЭ-10М

Испарительная способность, кг/ч:	
по бутану	20
по пропану	30
Избыточное рабочее давление, МПа	1
Номинальное напряжение, В	220
Мощность электронагревателя, кВт	5
Исполнение электронагревателя	Взрывозащищенное
Масса, кг	550

Преимуществами испарителя типа ИМЭ-10М (перед электрическим испарителем типа РЭП) являются отсутствие фракционного испарения смеси углеводородных газов, что делает его при-

годным для испарения газа с повышенным содержанием бутанов, и наличие развитой поверхности нагрева, повышающей надежность работы электронагревателя. К недостаткам этого испарителя следует отнести малую единичную испарительную способность по паровой фазе (всего 24—30 кг/ч), сложность в установке автоматики регулирования температурного режима, а также необходимость в устройстве параллельного узла регулирования давления газа.

Гипрониигазом совместно с Саратовским политехническим институтом разработан надземный электрический испаритель с промежуточным теплоносителем типа ИЭПТ-10. Этот испаритель по номинальной испарительной способности соответствует испарителям типа РЭП, но свободен от всех перечисленных выше недостатков последних. Испаритель ИЭПТ-10 (рис. 11.8) только по двум таким показателям, как надежность работы термоэлектронагревателя (применяется без доработки и всегда погружен в жидкость) и оперативность монтажа на групповой установке (необходимость присоединения только трубы подачи жидкой фазы испарителя к трубке *10* на головке управления подземного резервуара), имеет бесспорные

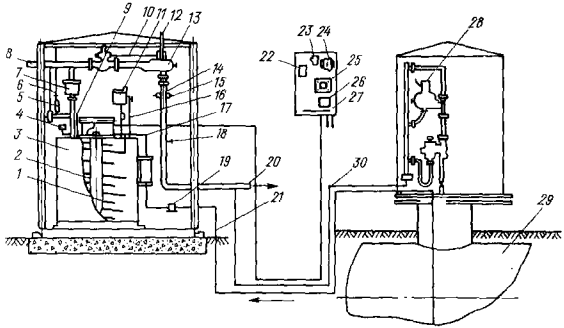


Рис. 11.8. Принципиальная схема и обвязка электрического испарителя ИЭПТ-10 с промежуточным теплоносителем.

1 — змеевик испарительный; *2* — электронагреватель ТЭН; *3* — сосуд с промежуточным теплоносителем; *4* — манометр; *5* — клапан предохранительный сбросной; *6* — свеча; *7* — поплавковый клапан-отсекатель; *8* — трубопровод обвязки двух испарителей по паровой фазе высокого давления; *9* — термометр контрольный; *10* — импульсная трубка; *11* — расширительный бачок; *12* — клапан-отсекатель ЦЕН4-О/А; *13* — регуляторы давления газа типа РД-32М; *14* — импульсная трубка; *15* — кран газовый низкого давления; *16* — трубка для залива промежуточного теплоносителя; *17* — температурное реле; *18* — кран; *19* — фильтр; *20* — трубопровод паровой фазы; *21* — то же, жидкой фазы; *22* — магнитный пускатель; *23* — промежуточное реле; *24* — переключатель; *25* — предохранитель; *26* — амперметр; *27* — электрошкаф; *28* — регулятор давления газа РД-32М; *29* — подземный расходный резервуар; *30* — трубопровод байпасный паровой фазы низкого давления.

преимущества по сравнению с ранее разработаными испарителями типа РЭП.

Конструктивная схема ИЭПТ-10 состоит из следующих основных узлов и коммуникаций: сосуда *3*, заполненного промежуточным теплоносителем; электронагревателя *2* с концами, выведенными во взрывозащищенную коробку; испарительного змеевика *1*, выполненного из бесшовной трубы размером 22×3,5; подводящего трубопровода жидкой фазы *21* и трубопровода паровой фазы низкого давления *20*; температурного реле *17* и электрошкафа *27*. Жидкая фаза газа под давлением собственных паров поступает по трубопроводу *21* из расходного подземного резервуара *29* в испарительный змеевик, где испаряется за счет теплоты, получаемой от электронагревателя *2* через промежуточный теплоноситель. Температура промежуточного теплоносителя, определяющая испарительную способность испарителя, контролируется автоматически температурным реле *17* типа ТУДЭ и устанавливается специальным регулирующим винтом на головке реле. Паровая фаза газа через поплавковый клапан-отсекатель *7* (предназначенный для защиты потребителя от попадания жидкой фазы) и регулятор давления газа *13* направляется к потребителю по газопроводу *20*.

Для обеспечения бесперебойного снабжения газом потребителя в случае срабатывания клапана-отсекателя или временного отключения электроэнергии технологической схемой обвязки предусмотрена возможность автоматического подключения естественного испарения от подземного резервуара *29* по трубопроводу *30*. С этой же целью регулятор давления газа *28* на головке резервуара настраивается на давление 2500 Па, а регулятор давления *12* на испарителе — на давление 3600 Па.

Техническая характеристика испарители ИЭПТ-10

Номинальная испарительная способность, кг/ч:	
по бутану	24
по пропану	36
Исполнение электроподогревателя	Взрывозащищенное
Мощность электронагревателя, кВт	5
Габаритные размеры, мм	1055×775×1570
Масса, кг	290

Электрический испаритель с промежуточным теплоносителем типа «Торпедо» (испарительной способностью от 60 до 660 кг/ч) выпускает западногерманская фирма «Финеман» (г. Гамбург). Поступающая в испаритель (рис. 11.9) жидкая фаза переходит в парофазное состояние в испарительном регистре из бесшовных труб, который погружен в промежуточный теплоноситель с температурой 70—80 °С. Теплоноситель — незамерзающая жидкость на основе этиленгликоля. Регулирование температуры теплоносителя — двухпозиционное. Включение и выключение электронагревателя — автоматическое

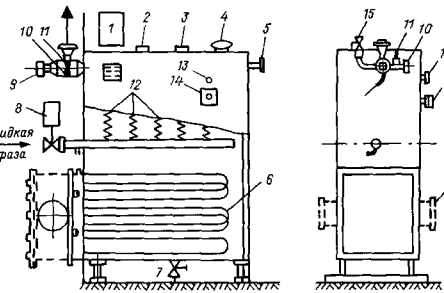


Рис. 11.9. Принципиальная схема западногерманского проточного электрического испарителя типа «Торпедо».

1 — пульт управления; *2* — вентиляционный патрубок; *3* — наливной патрубок; *4* — указатель уровня; *5* — переливной кран; *6* — электронагреватель; *7* — сливной кран; *8* — электромагнитный клапан; *9* — двухпозиционный терморегулятор паровой фазы; *10* — термометр паровой фазы; *11* — манометр; *12* — регистр испарения; *13* — термометр теплоносителя; *14* — термостат теплоносителя; *15* — предохранительный клапан; *16* — патрубок для удаления шлака.

(от электроконтактного термометра термостата) при достижении установленных значений температуры теплоносителя (нижний предел +65, верхний +80 °С).

Испарители типа «Торпедо» оснащены системой защиты от попадания жидкой фазы в расходный трубопровод, а также от избыточной температуры паровой фазы (во избежание повреждения регулятора давления). Система состоит из электромагнитного клапана жидкой фазы *8* и двухпозиционного стержневого терморегулятора температуры *9* в паровой фазе. Электромагнитный клапан закрывает доступ жидкой фазы в испаритель при снижении температуры газа на выходе из него (ниже +40 или достижения +80 °С). Кроме того, электромагнитный клапан автоматически закрывается при аварийном отключении электроэнергии. Повторное открытие клапана происходит только после достижения чувствительным элементом двухпозиционного терморегулятора *9* нижнего предела температуры (+40 °С), т. е. после соответствующего прогрева промежуточного теплоносителя.

Испарители типа «Торпедо» широко применяют за рубежом в составе установок для производства пропан-бутановоздушных смесей. В частности, такими испарителями оснащены инжекторные установки газовоздушных смесей австрийской фирмы «Комбуста».

Испаритель типа «Торпедо» с испарительной способностью 30 м³/ч проходил испытания в Гипрониигазе. В качестве теплоносителя применялась незамерзающая жидкость на основе этиленгликоля (антифриз). В процессе эксплуатации теплоноситель должен периодически (1 раз в год) меняться с одновременной очисткой нагревательных и испарительных установок.

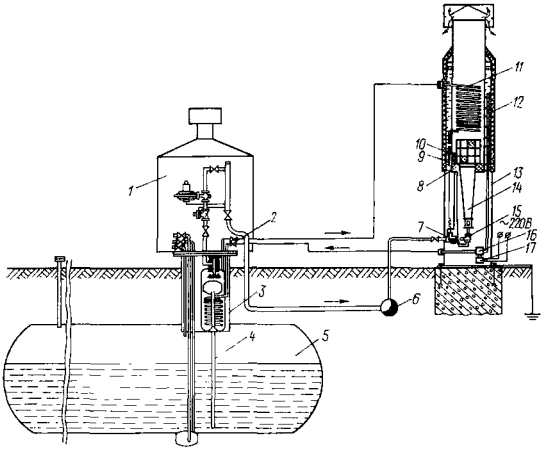


Рис. 11.10. Малогабаритный проточный погружной испаритель с промежуточным теплоносителем.

1 — редукционная головка резервуара; *2* — вентили (ø 20 мм) на входной и выходной линиях теплоносителя; *3* — малогабаритный проточный испаритель; *4* — патрубок для отбора жидкой фазы; *5* — подземный резервуар сжиженных газов вместимостью 2,5 или 5 м³; *6* — подземный газопровод низкого давления (дворовый); *7* — блок автоматики терморегулирования и безопасности горения; *8* — термопара; *9* — датчик температуры теплоносителя; *10* — запальная горелка; *11* — змеевиковый теплообменник; *12* — патрубок для отбора горячего теплоносителя; *13* — автоматический газовый подогреватель; *14* — газовая горелка инфракрасного излучения типа «фонарь»; *15* — электромагнитный клапан; *16* — центробежный насос с подачей 1,3—1,8 м³/ч; *17* — однофазный электродвигатель мощностью 0,4 кВт.

Рассматриваемые испарители выпускаются с испарительной способностью 60, 100, 200, 300, 400, 500, 600 кг/ч. Преимуществами их являются независимость от внешнего источника тепловой энергии, малая удельная металлоемкость (от 3,8 до 1,8 кг на 1 м³/ч испарительной способности) и высокая эксплуатационная надежность при низких температурах наружного воздуха. К недостаткам испарителей типа «Торпедо» следует отнести большую установленную электрическую мощность; прекращение газоснабжения при превышении расчетной испарительной способности в результате автоматической отсечки газа; необходимость установки испарителя в специальном помещении с приточно-вытяжной вентиляцией и отоплением; необходимость в частой смене теплоносителя и регулярной очистке поверхностей нагрева, усложняющих эксплуатацию испарителей.

Малогабаритный проточный погружной испаритель с промежуточным теплоносителем (МПИ). Разработан инженером П. А. Карпюком (рис. 11.10). Конструктивно — это проточный испаритель, установленный внутрь горловины резервуара. Такое решение требует лишь незначительных изменений серийно выпускаемых редукционных головок. Малогабаритный змеевиковый испаритель, изготовленный из стандартного 50-литрового баллона, крепится к верхнему фланцу редукционной головки, а к испарителю — патрубок для отбора жидкой фазы. Теплоносителем для регазификации жидкой фазы служат нагретые в газовом автоматическом подогревателе минеральное масло или антифриз.

Подогреватель представляет собой сварную конструкцию типа «труба в трубе», в которой устанавливают змеевиковый теплообменник и газовую горелку инфракрасного излучения типа «Фонарь». Подогреватель подключается к газопроводу низкого давления и устанавливается на расстоянии 10 м от групповой резервуарной установки. Подача теплоносителя от подогревателя к испарителю осуществляется центробежным насосом. Испаритель оборудован автоматикой.

Техническая характеристика испарителя МПИ

Общая испарительная способность, кг/ч	До 100
Рабочее давление:	
перед регулятором давления, МПа	0,1
после регулятора давления, кПа	3,5
Тип испарителя	Змеевиковый погружной теплообменник
Теплоноситель	Трансформаторное масло или антифриз
Температура теплоносителя, °С:	
на входе в испаритель	Не более 80
на выходе из испарителя	30
Способ подогрева теплоносителя	Огневой
Номинальная тепловая мощность рабочей горелки, кВт	24
Расход сжиженного газа на собственные нужды, % от испарительной способности испарителя	1,4—2,0
КПД подогревателя, %, не менее	75
Объем теплоносителя (без учета объема трубопроводов), л, не более	100
Подача циркуляционного насоса, м³/ч	1,3—1,8
Установленная мощность однофазного электронагревателя, кВт	0,4
Номинальное напряжение переменного тока, В	120
$D_у$ газопровода, мм:	
паровой фазы	50
жидкой фазы	20
Габаритные размеры, мм:	
высота	1100
диаметр	300
ширина	370
Масса, кг:	
подогревателя	300
испарителей	Не более 60
общая	430

В результате отбора паровой фазы потребителем давление внутри испарителя понизится, и за счет образовавшейся разности давления жидкая фаза через открытый патрубок поступит в корпус испарителя. При отсутствии подачи теплоносителя жидкая фаза постепенно заполнит пространство испарителя, поплавок всплывет и закроет нижний клапан, что предотвратит поступление жидкой фазы в редукционную головку и далее к потребителю. Одновременно с этим откроется верхний клапан, соединяющий патрубок паровой фазы с паровым пространством резервуара, и паровая фаза, образующаяся за счет естественного испарения из всего объема жидкой фазы, будет продолжать поступать к потребителю.

При подаче теплоносителя змеевик подогреет сжиженный газ, находящийся в корпусе испарителя, в результате чего давление в испарителе начнет повышаться и часть жидкой фазы из испарителя вытеснится обратно в резервуар. При понижении уровня жидкости поплавок опустится и даст возможность клапанной системе под действием собственного веса занять нижнее положение, при котором патрубок паровой фазы соединен с испарителем, и доступ паровой фазы непосредственно из резервуара прекращается. Таким образом, паровая фаза, образующаяся при испарении сжиженного газа за счет теплоты, полученной от змеевикового теплообменника, будет непрерывно поступать к потребителю. Испарившееся количество жидкого газа непрерывно пополняется за счет притока в испаритель из резервуара через патрубок. При прекращении отбора газа потребителем давление в корпусе испарителя сравняется с давлением в расходном резервуаре, и вся жидкая фаза из него уйдет обратно в расходный резервуар. При этом неиспарившиеся фракции, которые при работающем испарителе накапливаются постепенно в корпусе испарителя, вытесняются в резервуар. Таким образом, испаритель обеспечивает нефракционное испарение сжиженного газа при подаче горячего теплоносителя, а в случае прекращения подачи теплоносителя (аварийное отключение, наладка, ремонт газового подогревателя) — автоматическое переключение на работу без испарителя и непрерывность подачи газа к потребителю.

К преимуществам данного испарителя необходимо отнести простоту технологической схемы, более низкие капитальные и эксплуатационные расходы, отсутствие сбросного предохранительного клапана высокого давления на испарителе и необходимости в строительстве специального отапливаемого помещения, возможность применения незамерзающих жидкостей, независимость работы от внешних источников теплоты и т. д. Недостатки испарителя — возможность снятия с производства или замены ряда комплектующих изделий, что может повлечь за собой изменение конструкции, уменьшение испарительной способности при отсутствии подачи электроэнергии, использование морально устаревших приборов автоматики.

При непрерывном росте потребления газа, особенно в сельскохозяйственном производстве, целесообразно изыскивать пути снижения затрат на строительство испарительных установок и оплату расходов, связанных с испарением сжиженных газов. Возможность применения в системах газоснабжения огневых испарителей, использующих в качестве теплоносителя продукты сгорания испаряемого газа, будет способствовать снижению перечисленных выше затрат.

Огневой испаритель прямого обогрева типа ИГПО-15. Разработан Гипрониигазом. Конструктивно он выполнен в виде отдельного шкафа, в котором установлены теплообменник, газогорелочное устройство, автоматика регулирования и безопасности (рис. 11.11).

Теплообменник 7 состоит из змеевика, топочной части и кожуха. Змеевик выполнен в виде трубы из термостойкой стали и насажен на топочную цилиндрическую камеру. Он вварен в трубу, пересекающую топочный тракт, служащую выходным

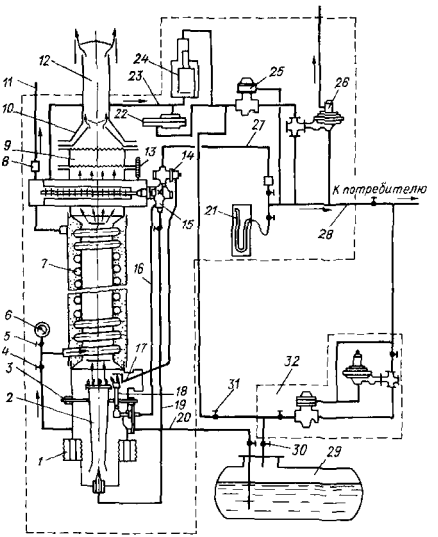


Рис. 11.11. Схема резервуарной установки с испарителем ИГПО-15.

участком змеевика, емкостью для размещения в ней чувствительного элемента терморегулятора *15*, соединением линии отвода паровой фазы *23* и сбросного предохранительного клапана *8*, а также для установки термометра *13*. Теплообменник крепится к опорной плите *3* шкафа-испарителя. С нижней стороны плиты находится воздушная коробка *1* с рабочей *2* и запальной *18* горелками. К верхней фланцевой опоре топочной части теплообменника прикреплен пламеискрогаситель *9* с тягопрерывателем *10* и дымовой трубой *12*. Теплообменник и соединенные с ним узлы образуют воздушный, топочный и дымовой тракты испарителя. В воздушный тракт воздух засасывается из окружающей среды через двойной ряд защитных сеток, выполняющих роль пламеискрогасителя.

Автоматика регулирования температуры перегрева паровой фазы включает в себя терморегулятор дилатометрического ряда, рабочую горелку, трубу подвода газа *19* от терморегулятора к рабочей горелке. В автоматику контроля процесса горения входят запальная горелка, термопара *17*, электромагнитный клапан *14* и труба подвода газа *16* к запальной горелке, установленной около рабочей горелки и служащей для нагрева рабочего спая термопары и розжига рабочей горелки.

Электромагнитный клапан является двухпозиционным прибором «открыт — закрыт» и устанавливается первым по ходу газа после газового крана на линии подачи от редуцирующего узла к горелкам испарителя. Линия подвода жидкой фазы газа *20* предназначена для соединения испарителя с расходным резервуаром. На этой линии устанавливаются вентиль *4*, манометр *6* и вентиль *5* для отключения манометра. На линии отвода паровой фазы установлены предохранительный поплавковый клапан *24* и узел разгрузки *22* этого клапана. Поплавковый клапан служит для предотвращения попадания жидкой фазы газа из испарителя в трубопровод потребителя. При нормальной работе испарителя поплавковый клапан открыт, и из теплообменника в редуцирующий узел поступает паровая фаза. В аварийных ситуациях (потухание запальной горелки, превышение паспортной испарительной способности испарителя, нарушение условий теплообмена и работы основной горелки) жидкая фаза, попадая в камеру, поднимает поплавок и перекрывает клапанное отверстие, прекращая доступ жидкой фазы к потребителю. Узел разгрузки предназначен для открытия поплавкового клапана. Регулирующий узел предназначен для снижения давления паровой фазы газа, поступающего из теплообменника.

Редуцирующий узел состоит из предохранительного запорного клапана *25* (ПКК-40М), являющегося исполнительным прибором, регулятора давления газа низкого давления *26* (РД-32М), отводного трубопровода *28*, манометра *21*. Подача газа к рабочей и запальной горелкам испарителя происходит по трубопроводу *27*, соединенному с отводной линией редуцирующего узла. Предохра-

нительный сбросной клапан предназначен для защиты испарителя от превышения допустимого давления. Установлен клапан в сбросной (свеча) трубе *11*.

Работа испарительной установки осуществляется следующим образом: сжиженный газ (жидкая фаза) поступает под давлением собственных паров из расходного резервуара *29* в змеевик теплообменника, в котором происходит испарение жидкой фазы и перегрев паровой фазы до заданной температуры. Температура перегрева паровой фазы газа регулируется терморегулятором двухпозиционного действия, осуществляющим работу рабочей горелки при постоянно работающей запальной горелке. Работа испарителя рассчитана на температуру окружающей среды от —40 до +30 °С. При температуре окружающей среды выше +30 °С необходимо открыть вентили *30* и *31* доступа паровой фазы газа из расходного резервуара. При компоновке испарителя с резервуаром, имеющим редукционную головку *32*, возможно поступление паровой фазы газа в трубопровод потребителя непосредственно из резервуара (когда испаритель не работает). Такая компоновка значительно повышает надежность работы системы газоснабжения.

Техническая характеристика испарителя ИГПО-15

Рабочее давление, кПа:	
до регулятора давления	100—1000
после регулятора давления	3,6
Испарительная способность, м³/ч	До 15
Пределы перегрева паровой фазы, °С:	
верхний	Не более 60
нижний	Не менее 45

Основными преимуществами огневого испарителя прямого обогрева являются полная независимость от внешних источников энергии, сравнительно небольшая удельная металлоемкость (15 кг на 1 м³/ч испарительной способности по паровой фазе) и отсутствие необходимости в специальном помещении для его размещения. К недостаткам этого испарителя следует отнести низкую единичную испарительную способность по паровой фазе, низкую эксплуатационную надежность из-за возможной конденсации влаги на холодных поверхностях нагрева, засорение пламеискрогасительных сеток и неустойчивую работу инжекционной горелки с $\alpha_1 < 1$.

Регазификаторы с комбинированной схемой испарения. Электрический испаритель-приставка к подземным резервуарам (рис. 11.12) состоит из корпуса *4*, жестко соединенного трубопроводом с двумя глубинными вентилями *5*, и автоматики безопасности и регулирования, установленной в шкафу, аналогичном по конструкции электрошкафу от погружного испарителя типа РЭП. Корпус испарителя представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с плоским днищем и заглушкой. На заглушке уста-

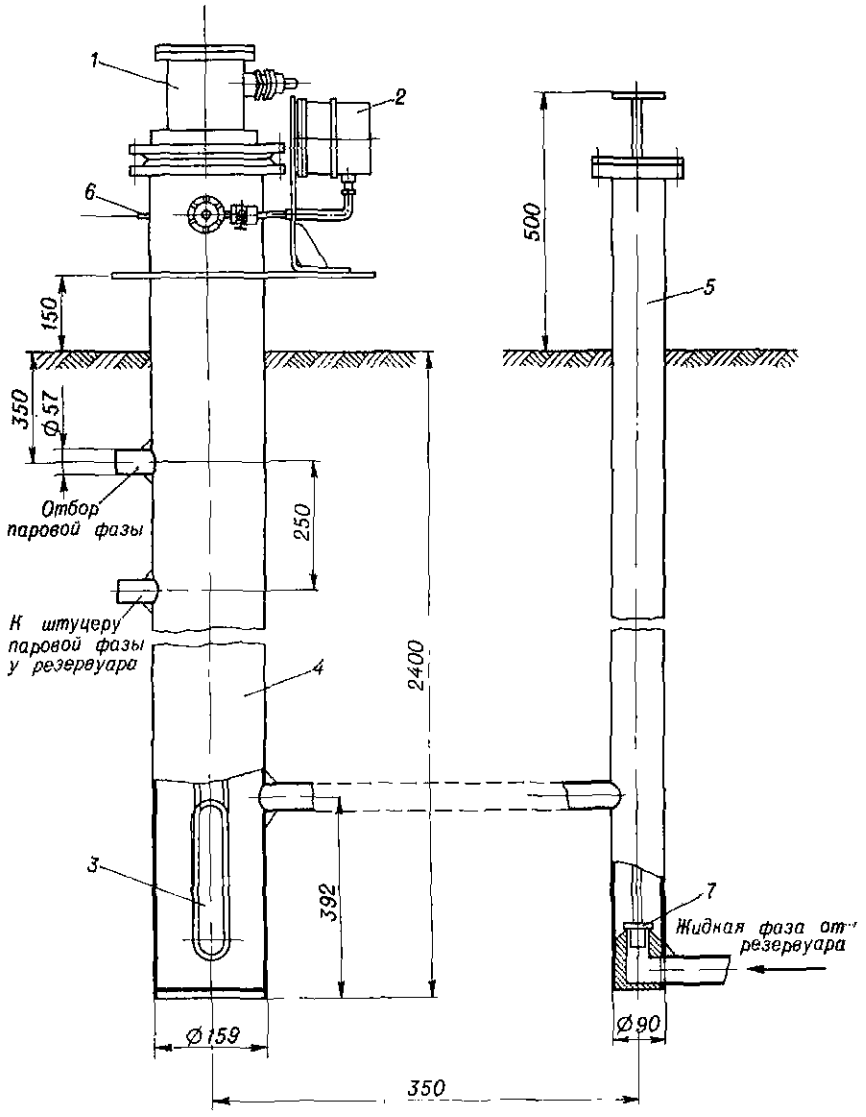


Рис. 11.12. Испаритель-приставка с погружным электронагревателем.

1 — коробка взрывозащищенная; *2* — манометр сигнализирующий; *3* — электронагреватель трубчатый; *4* — корпус; *5* — вентиль глубинный; *6* — патрубок для предохранительного клапана; *7* — клапан тарельчатого типа.

новлен электроподогреватель *3*, а на корпусе — сбросной предохранительный клапан. Глубинный вентиль *5* состоит из корпуса, выполненного из трубы, разъемного шпинделя и клапана *7* тарельчатого типа и служит для отключения испарителя от

подземного резервуара при ремонтах и профилактических осмотрах. Корпус испарителя-приставки соединен технологической обвязкой с подземными расходными резервуарами по жидкой и паровой фазам высокого давления. Отбор газа осуществляют через арматурную головку на подземном резервуаре.

Испарение сжиженного газа в электрическом испарителе-приставке происходит за счет теплоты, выделяемой электронагревателем типа ТЭН-2 и поступающей из грунта. При изменении расхода газа давление в испарителе автоматически регулируется электроконтактным манометром, который через промежуточное реле замыкает или размыкает цепь электронагревателя при достижении соответственно нижнего или верхнего заданных пределов давления. Нагретые в испарителе-приставке пары сжиженного газа от электронагревателя поднимаются вверх, поступая затем в трубопроводы. В связи с тем, что пары в трубопроводах перегреты, а при движении к резервуару они охлаждаются, создается давление между корпусом испарителя и расходным резервуаром, из-за чего часть паров, охлаждаясь, возвращается в резервуар. За счет этого в резервуаре поддерживается требуемое давление.

При отборе газа, равном номинальной испарительной способности аппарата, все пары после испарителя поступают к потребителю. В этом случае испаритель работает по проточной схеме. Когда отбор пропан-бутанов потребителем меньше номинальной испарительной способности аппарата, часть паров возвращается в резервуар, поддерживая в нем требуемое давление. При отборе газа больше номинальной испарительной способности испарителя пары поступают как из испарителя, так и из резервуара, испарение в котором происходит за счет теплоты окружающего грунта с фракционным испарением газа.

Высота испарителя выбрана таким образом, чтобы активная часть электронагревателя находилась не выше уровня нижней образующей подземного резервуара, что обеспечивает его контакт с жидкостью при незначительном остаточном количестве в расходном резервуаре сжиженного газа.

Техническая характеристика испарителя-приставки

Номинальная испарительная способность, кг/ч:	
по пропану	24
по бутану	36
Рабочее давление, МПа	До 1,0
Рабочая температура, °С	—40÷+45
Исполнение	Взрывозащищенное
Мощность электронагревателя, кВт	5
Номинальное напряжение, В	220
Тип прибора, регулирующего работу электронагревателя	Манометр ЭКМ-III
Объем корпуса испарителя, л	48,5

Габаритные размеры, мм:	
длина	690
ширина	910
высота	2918
Масса, кг	242

Преимуществами электрических испарителей-приставок являются сравнительная простота конструкции; отсутствие дополнительного узла редуцирования газа; поддержание в резервуаре-хранилище необходимого для нормальной работы давления газа; малые потери теплоты в окружающую среду; продолжение газоснабжения потребителей при отборе газа, превышающем номинальную испарительную способность испарителя; удобство обслуживания. К недостаткам следует отнести малую единичную испарительную способность по паровой фазе; низкую эксплуатационную надежность из-за перегорания электронагревателей при длительной работе на максимальных нагрузках (аналогично испарителям типа РЭП); большую установленную электрическую мощность, что ограничивает возможность их применения в районах с напряженным балансом электроснабжения.

11.4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ГАЗОСНАБЖЕНИЮ С ЕСТЕСТВЕННЫМ ИСПАРЕНИЕМ

Имеющийся значительный опыт эксплуатации газового хозяйства в ряде республик СССР, исходя как из экономических и эксплуатационных показателей, так и главным образом из надежности и непрерывности газоснабжения, показывает возможность использования подземных или надземных установок при *естественном испарении, когда они могут обеспечивать расчетную* потребность в газе и при непостоянной теплоте сгорания.

На основании изложенного для индивидуальных баллонных установок можно констатировать следующее.

1. Шкафные газобаллонные установки с баллонами вместимостью 50 л для круглогодичного газоснабжения вновь строящихся объектов допустимы в исключительных, технически обоснованных случаях. Как правило, такие установки не должны закладываться во вновь разрабатываемые проекты. Шкафные баллонные установки применимы для сезонного газоснабжения, а также в теплых климатических районах страны, при этом расчетная наружная температура должна быть не менее 8 °С. При расчетных температурах ниже указанных для шкафных установок необходимо использовать пропан-бутановую смесь с содержанием пропана не менее 80%.

2. Необходимо пересмотреть схему газоснабжения на базе сжиженных газов, отдав предпочтение баллонам вместимостью 27 л, устанавливаемым внутри квартир и обеспечивающим широкое применение бутанов и пропан-бутановых фракций.

Применение баллонов вместимостью 27 л позволяет обеспечивать надежность газоснабжения благодаря полному использованию содержащегося в баллоне газа и наличию резервного баллона; увеличивать ресурсы сжиженного газа в стране в результате пользования бутаном; сокращать или доводить до минимума остатки газа в баллонах, что значительно упрощает процесс их наполнения на ГНС; потребителям индивидуальных газобаллонных установок получать дополнительную экономию за счет более полного использования всего содержащегося в баллонах газа; автоматизировать процесс наполнения этих баллонов в результате унификации запорного устройства (клапан КБ) и габаритных размеров баллонов; уменьшать стоимость установки, ее монтажа и металлоемкость; снижать трудоемкость обслуживания этих установок; увеличивать маневренность при локальном газоснабжении в отдельных конкретных случаях, так как допускается возможность доставки этих баллонов силами потребителя от мелких баз-складов или квартальных обменных пунктов на 50—100 баллонов, что широко практикуется в Киргизской ССР, а также других республиках и районах страны. Опыт широкого применения бутанов и пропан-бутановых фракций на севере Казахской ССР, а также в других республиках и районах страны, где газификация осуществлена в основном на использовании баллонов вместимостью 27 л, полностью подтверждает вышесказанное: значительное повышение безопасности эксплуатации за счет уменьшения рабочего давления в баллонах в связи с использованием сжиженного газа с повышенным содержанием бутанов (до 60%) при прочих равных условиях.

Допускаемая «Правилами безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР установка 1 баллона вместимостью 50 л в помещении не может быть рекомендована как типовое решение из-за неизбежности перерывов в газоснабжении при замене баллона (оформление заказа, очередность замены). Применять такую установку следует только в исключительных, технически обоснованных случаях.

Для индивидуальных групповых резервуарных установок с естественным испарением можно рекомендовать следующее.

1. При проектировании систем газоснабжения от резервуарных установок подземные газопроводы низкого давления следует прокладывать в грунте на глубине не выше глубины заложения осевой линии резервуара: для резервуаров вместимостью 2,5 м³ не выше 1,1 м, для резервуаров вместимостью 5 м³ не выше 1,3 м до поверхности грунта.

2. Разводка надземных газопроводов по лестничным клеткам здания должна устраиваться с применением утепленных цокольных вводов.

3. На газопроводах в наиболее низких точках, но не ближе 2—3 м от здания необходимо устанавливать конденсатосборники,

соответствующие диаметру газопровода и устанавливаемые ниже глубины промерзания грунта.

4. Для подземных газопроводов следует принимать уклоны не менее 0,002 в сторону конденсатосборников, для надземных — не менее 0,003 в сторону ввода газопровода в здание.

5. При использовании для газоснабжения надземных резервуарных установок с естественным испарением газопроводы допускается прокладывать надземно или подземно в зоне промерзания грунта без применения тепловых спутников.

11.5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ГАЗОСНАБЖЕНИЮ С ИСКУССТВЕННЫМ ИСПАРЕНИЕМ

Испарительные установки следует предусматривать в тех случаях, когда подземные или надземные резервуарные установки при естественном испарении не могут обеспечить расчетную потребность в газе; при необходимости по условиям технологического процесса обеспечения подачи газа постоянного состава (постоянной теплоты сгорания, постоянной плотности); при поставке газов с повышенным содержанием бутанов (до 60% по массе); для обеспечения надежности газоснабжения при резко переменном режиме потребления газа. На основании изложенного можно рекомендовать следующее.

1. Проектирование и эксплуатацию групповых резервуарных установок следует осуществлять в соответствии с требованиями действующих «Правил безопасности в газовом хозяйстве» и «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» Госгортехнадзора СССР, СНиП 2.04.08—87 Госстроя СССР, «Сборника руководящих указаний по использованию сжиженных углеводородных газов» Мингазпрома СССР и других *технических нормативных документов.*

2. При проектировании установок с искусственным испарением число квартир, газифицируемых от одной установки, рекомендуется определять в зависимости от этажности застройки и климатнческих условий района расположения потребителей по табл. 11.7.

ТАБЛИЦА 11.7

Число квартир в зависимости от этажности застройки и климатических условий района расположения потребителей

Климатическая зона	Этажность застройки					
	1	2	3	4	5	6
Умеренно теплая	420	840	1380	1600	1920	3100
Умеренно холодная	340	710	1180	1350	1640	2700
Холодная	300	640	1050	1100	1460	2400
Очень холодная	180	420	720	800	1000	1500

ТАБЛИЦА 11.8

Стоимость тепловой энергии, расходуемой на испарение газа в резервуарных установках, оснащенных испарителями

Вид теплоносителя	Тип испарителя	Стоимость тепловой энергии в расчете на 1000 квартир, руб./год	
		Квартиры оборудованы газовыми плитами	Квартиры оборудованы газовыми плитами и проточными водонагревателями
Продукты сгорания сжиженного газа	Огневой ИГПО	130	236
	Малогабаритный погружной МПИ	161 + 51 на электроэнергию (привод насоса)	288 + 51 на электроэнергию (привод насоса)
Горячая вода или водяной пар Электроэнергия	Форсуночный	161	288
	Кожухотрубный	161	288
	Погружной электрический испаритель-приставка ИП-04	567	1016
	Малогабаритный электрический ИМЭ-10М	711	1273
	Регазификатор электрический погружной РЭП	567	1016

3. Выбор оптимального варианта резервуарной установки сжиженного газа с искусственным испарением должен производиться по минимуму приведенных затрат при технико-экономическом сравнении установок с различными типами испарителей (рис. 11.13 и 11.14, где ступеньки на графиках отражают число установленных испарителей).

4. Установки с огневыми, электрическими и грунтовыми испарителями целесообразно применять для микрорайонов с числом квартир до 1200, в которых установлены газовые плиты. Микрорайоны с числом квартир более 1200 рекомендуется газифицировать от установок с форсуночными испарителями.

5. При наличии в квартирах газовых плит и водонагревателей установки с огневыми, электрическими и грунтовыми испарителями рекомендуется применять для газоснабжения объектов с числом квартир до 300. Газоснабжение жилых объектов с числом квартир более 300 целесообразно осуществлять от форсуночных испарителей.

6. При равнозначных затратах на строительство и эксплуатацию различных типов испарителей при проектировании предпочтение следует отдавать проточным, так как в этом случае капитальные затраты на прокладку газопроводов будут меньше.

7. При равенстве приведенных затрат на резервуарные установки с различным типом испарителей, когда речь идет о выборе наиболее дешевого источника тепловой энергии, следует при-

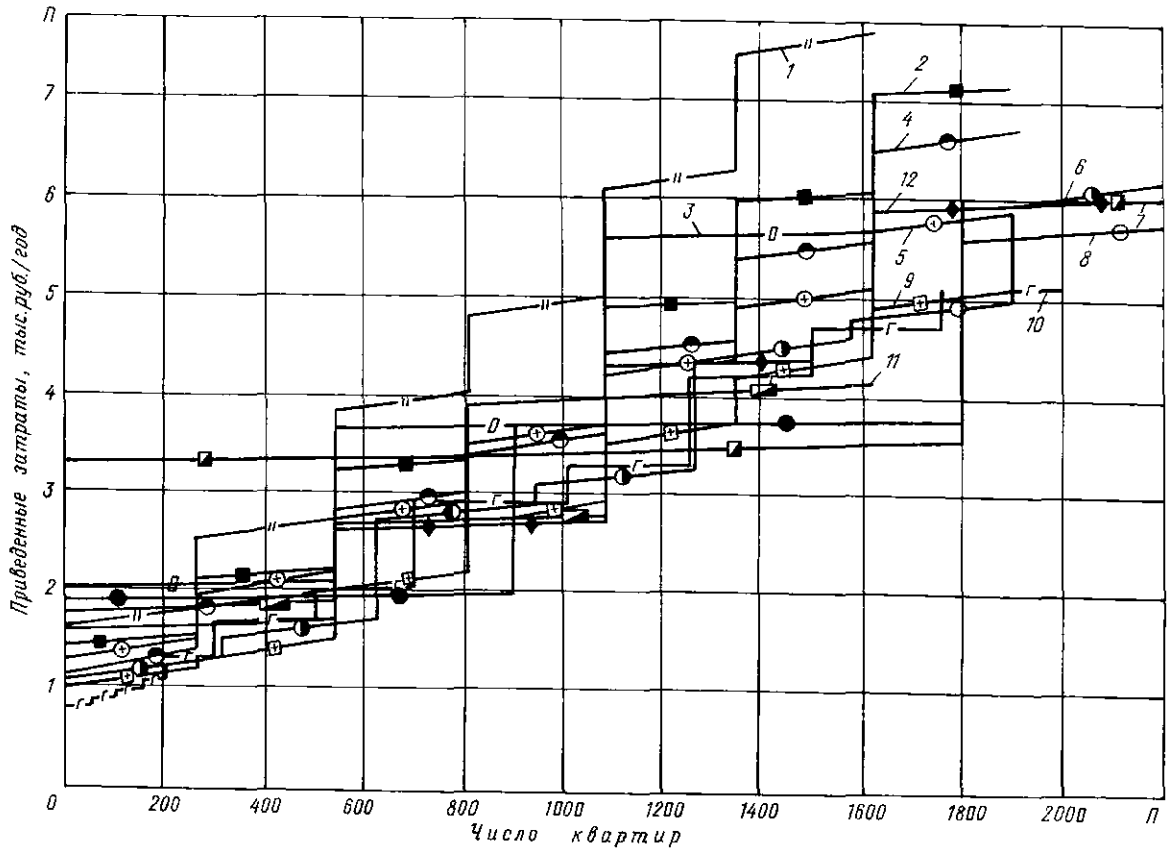


Рис. 11.13. Приведенные затраты на резервуарные установки с испарителями различного типа при газоснабжении квартир, оборудованных газовыми плитами.

Испарители: *1* — малогабаритный электрический ИМЭ; *2—3* — огневые (*2* — ИГПО-15, *3* — ИГПО-30); *4* — электрический с промежуточным теплоносителем ИЭПТ; *5* — регазификатор электрический погружной РЭП с резервуарами вместимостью 5 м³; *6* — испаритель-приставка ИП; *7* — форсуночный испарительной способностью 100 м³/ч; *8* — кожухотрубный испарительной способностью 100 кг/ч; *9* — регазификатор РЭП, размещенный на арматурной головке резервуара; *10* — грунтовый; *11* — форсуночный с испарительной способностью 30 м³/ч; *12* — малогабаритный погружной МПИ (конструкции Карпюка).

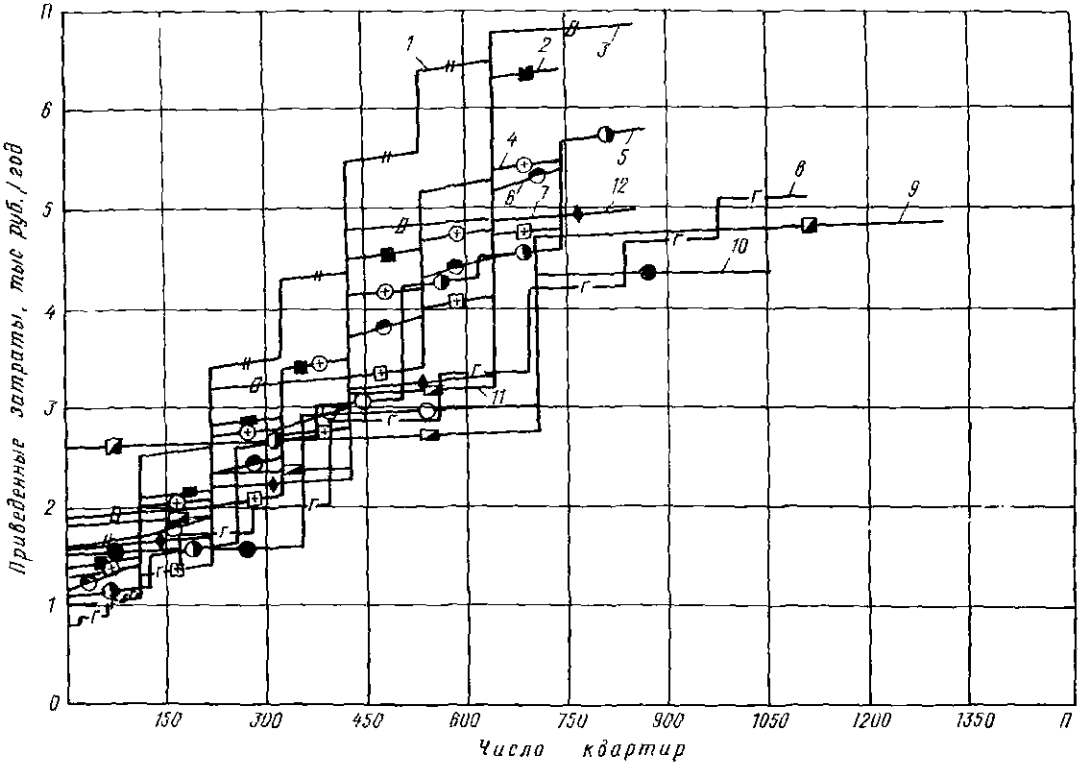


Рис. 11.14. Приведенные затраты на резервуарные установки с испарителями различного типа при газоснабжении квартир, оборудованных газовыми плитами и проточными водонагревателями.

Испарители: *1* — малогабаритный электрический ИМЭ; *2—3* — огневые (*2* — ИГПО-15, *3* — ИГПО-30); *4* — *регазификатор* электрический погружной РЭП с резервуарами *вместимостью* 5 м³; *5* — испаритель-приставка ИП; *6* — электрический с промежуточным теплоносителем ИЭПТ-10; *7* — регазификатор РЭП, размещенный *на арматурной головке* резервуара; *8* — грунтовый; *9* — форсуночный *испарительной* способностью 100 м³/ч; *10* — кожухотрубный испарительной способностью 100 кг/ч; *11* — форсуночный испарительной способностью 30 м³/ч; *12* — *малогабаритный погружной* МПИ (конструкции Карпюка).

ТАБЛИЦА 11.9

Стоимость тепловой энергии, расходуемой на испарение газа, в резервуарных установках, оснащенных испарителями в комплекте с регазификаторами РЭП

Вид теплоносителя	Тип испарителя в комплекте с регазификатором РЭП	Стоимость тепловой энергии в расчете на 1000 квартир, руб./год (из них на электроэнергию)	
		Квартиры оборудованы газовыми плитами	Квартиры оборудованы газовыми плитами и проточными водонагревателями
Горячая вода или водяной пар и электроэнергия	Форсуночный 30 м³/ч	444 (283)	797 (509)
	Форсуночный 100 м³/ч	246 (85)	441 (153)
	Кожухотрубный	331 (171)	595 (153)
Продукты сгорания газа и электроэнергия	Огневой ИГПО-15	696 (567)	1255 (1019)
	Огневой ИГПО-30	414 (283)	745 (509)
Электроэнергия	Электрический ИМЭ-10М	1278 (567)	2292 (1019)

держиваться такой последовательности в выборе вида теплоносителя (табл. 11.8): продукты сгорания сжиженного газа (огневые испарители ИГПО, малогабаритные испарители МПИ); горячая вода или водяной пар (форсуночные, кожухотрубные испарители), рекомендуемые к применению на объектах, где возможно бесперебойное круглогодичное снабжение теплоносителем, в противном случае в летний период возможны перебои

газоснабжении потребителя; электроэнергия (электрические наружные регазификаторы, малогабаритные электрические испарители, электрические испарители-приставки). В табл. 11.9 приведена стоимость тепловой энергии, расходуемой на испарение газа в резервуарных установках, оснащенных испарителями в комплекте с регазификаторами РЭП. Установка регазификаторов предусмотрена для создания в подземных резервуарах давления газа, необходимого для подъема жидкой фазы из резервуара к испарительному устройству.

8. При выборе вида теплоносителя следует учитывать, что электрические испарители допускается применять только для газоснабжения жилого фонда при отсутствии круглогодично работающих централизованных источников теплоснабжения.

9. Использование электрической энергии на технологические нужды испарения сжиженного газа следует согласовывать с районными энергетическими управлениями Минэнерго СССР.

10. Тип испарительных установок необходимо выбирать в зависимости от климатических условий в соответствии с табл. 11.10.

11. В очень холодных и холодных климатических зонах необходимо использовать проточные испарители сжиженного газа устанавливать их, а также шкаф автоматики от электрических испарителей в отапливаемом помещении или в утепленном (отапливаемом) шкафу.

12. В умеренно теплых климатических зонах экономически целесообразнее использовать грунтовые испарители.

13. На земельных участках с пучинистыми и просадочными грунтами, в районах с расчетной сейсмичностью более 6 баллов на подрабатываемых территориях (районы горных выработок) следует применять установки с верхней обвязкой резервуаров

Характеристика климатических зон по [illegible] ставкам сжиженного углеводородного газа

Климатическая зона	Усредненная расчетная температура наружного воздуха (средняя температура наиболее холодной пятидневки), °С	Усредненная абсолютная температура наружного воздуха, °С	Усредненная мин[illegible] температура грун[illegible] глубине	[illegible]мальная [illegible] на [illegible],3 м	Рекомендуемое количество пропана, поставляемое на ГНС (кроме поставок на заправку кухонных баллонов), %		Рекомендуемый тип испарителя сжиженного газа
			под оголенной поверхностью	[illegible]ествен[illegible]ным [illegible]ровом	Зима	Лето	
Очень холодная	—45,0	—53,5	—8,0	5,0	93	Не менее 70	ИГПО, МПИ; ИП, ИМЭ; испарители с горячей водой или водяным паром в качестве теплоносителя
Холодная	—35,5	—48,0	—2,3	—0,7	Не менее 85	» » 60	То же
Умеренно холодная	—27,0	—43,0	—2,0	+1,5	» » 75	» » 50	То же и РЭП
Умеренно теплая	—19,0	—32,0	+3,0	+4,0	» » 70	» » 40	Грунтовые и те же, что в умеренно холодной зоне

Примечание. При разбивке на климатические зоны учитывались минимальная температура наружного воздуха, температура самой холодной пятидневки, минимальная температура грунта на глубине заложения резервуаров и газопроводов.

ТАБЛИЦА 11.11

Химический состав газа в зимний период

Климатическая зона	Усредненная минимальная температура грунта, °С, на глубине 1,1—1,3 м под оголенной поверхностью	Марка газа, при использовании которой требуется поддавливание в резервуаре
Очень холодная	—8,0	БТ, СПБТЛ при содержании пропана менее 45%
Холодная	—2,3	БТ при содержании пропана менее 30%
Умеренно холодная	—2,0	То же, не менее 28%
Умеренно теплая	+3,0	То же, менее 18%

по паровой и жидкой фазам. Для данных условий могут быть рекомендованы все типы надземных испарителей, а также регазификаторы типа РЭП, расположенные непосредственно на редукционных головках (в данном случае применение погружных электрических испарителей-приставок типа ИП недопустимо). На участках с пучинистыми грунтами и в сейсмических районах при устройстве оснований под резервуары должны предусматриваться мероприятия, направленные на уменьшение воздействия сил морозного пучения грунтов, и учитываться требования СНиП II—7—81 по проектированию зданий и сооружений в сейсмических районах. В просадочных грунтах и на подрабатываемых территориях резервуары следует устанавливать на основания, исключающие неблагоприятное влияние деформации земного массива, окружающего резервуар.

14. Грунтовые испарители проточного типа, выполненные в виде змеевика из гладких стальных труб и уложенные в грунт ниже глубины промерзания, не следует применять в районах с возможной деформацией земного массива (подрабатываемые территории, просадочные грунты, районы с расчетной сейсмичностью более 6 баллов и т. д.).

15. При отсутствии круглогодичного теплоснабжения от котельных или ТЭЦ и наличии трудностей с подачей электроэнергии рекомендуется применять огневые испарители.

16. В районах многолетней мерзлоты рекомендуется использовать резервуарные установки, расположенные в надземных отапливаемых помещениях с резервуарами типа РС-1600, оборудованными испарителями.

17. С целью обеспечения надежной работы надземных испарителей, т. е. для подъема жидкой фазы из подземного резервуара к испарительному устройству, для преодоления гидравлических сопротивлений коммуникаций, арматуры и для стабильной работы регулятора давления необходимо поддерживать в подземных резервуарах избыточное давление не менее 0,1 МПа.

18. При использованни надземных испарителей, работающих на сжижением газе с большим содержанием бутанов в климатических районах с отрицательными температурами грунта на оси расположения резервуаров, для обеспечения необходимого давлени газа в них следует каждую группу резервуаров оснащать электрическим погружным испарителем типа ИП или РЭП.

19. Химнческий состав газа (марка газа), при использованни которого в зимний период требуется поддавливанне в резервуарах для создания в них нзбыточного давления, обеспечивающего надежную работу испарительных установок, приведен в табл. 11.11.

ГЛАВА 12

ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ

Газовая горелка (горелка) — устройство, обеспечивающее подачу определенного количества горючего газа и окислителя (воздуха или кислорода), создание условий смешения их, транспортировку образовавшейся смеси к месту сжигания и сгорание газа. Есть горелки, у которых к месту сгорания подается только газ или газ и воздух, но без их предварительного смешения внутри горелки.

Требования, предъявляемые к горелкам:

— создание условий для полного сгорания газа с минимальными избытком воздуха и выходом вредных веществ в продуктах сгорания;

— обеспечение необходимой теплопередачи и максимального использования теплоты газового топлива;

— наличие пределов регулирования, не меньших чем требуемое изменение тепловой мощности агрегата;

— отсутствие сильного шума, уровень которого не должен превышать 85 дБ;

— простота конструкции, удобство ремонта и безопасность в эксплуатации;

— возможность применения автоматики регулирования и безопасности;

— соответствие современным требованиям промышленной эстетики.

Горелки должны проходить государственные испытания, соответствующие СТ СЭВ 621—83 (Горелки газовые промышленные общего назначения. Методы испытаний), и изготовляться на специализированных заводах по межведомственным нормалям и техническим условиям к ним.

12.1. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГОРЕЛОК

Тепловая мощность Q, кДж/ч, — количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании часового расхода газа, проходящего через горелку:

$$Q = Q_{\text{н}} V_{\text{г}}, \qquad (12.1)$$

где $Q_н$ — низшая теплота сгорания газа, кДж/м³; $V_р$ — расход газа, м³/ч.

Различают номинальную, максимальную и минимальную тепловую мощность горелок. Номинальная тепловая мощность — максимально достигнутая мощность при длительной работе горелки с минимальным коэффициентом избытка воздуха и при допустимой по установленным нормам химической неполноте сгорания. Минимальная тепловая мощность определяет тот нижний предел работы горелки с коэффициентом избытка воздуха, равным 1,1, при котором горелка работает устойчиво. Максимальная тепловая мощность составляет 0,9 от мощности, соответствующей верхнему пределу работы горелки. Нижний и верхний пределы работы горелки определяются в результате испытаний по отрыву, проскоку пламени, устойчивому горению газа в тепловом агрегате и полноте сгорания. Коэффициенты избытка воздуха, равные 1,1 и 0,9, предусматривают необходимость полной надежности работы горелок в пределах от минимальной до максимальной тепловой мощности.

Коэффициент предельного регулирования $K_{п.р}$ по тепловой мощности (диапазон устойчивой работы горелки) — отношение максимальной тепловой мощности горелки к минимальной. Этот параметр определяет, в каких пределах может изменяться тепловая мощность горелки при устойчивой и безопасной ее работе. При выборе горелок для тепловых агрегатов необходимо, чтобы ее коэффициент предельного регулирования был равен допустимому изменению тепловой мощности агрегата или больше него.

Коэффициент рабочего регулирования $K_{р.р}$ — отношение номинальной тепловой мощности горелки к минимальной.

Давление газа и воздуха перед горелкой p, Па, подразделяется на номинальное, максимальное и минимальное. Номинальное соответствует номинальной тепловой мощности, максимальное и минимальное соответственно максимальной и минимальной тепловой мощности горелки.

Удельная металлоемкость m, кг/кВт, — отношение массы горелки к ее номинальной тепловой мощности. Этот показатель позволяет для однотипных горелок выбирать наименее металлоемкие (при прочих одинаковых технических показателях).

Шумовая характеристика — уровень звукового давления, создаваемого при работе горелки в зависимости от спектра частот. Уровень шума горелок, работающих во всем допустимом диапазоне изменения расхода, не должен превышать 85 дБ на расстоянии 1 м от горелки и на высоте 1,5 м от пола.

Номинальная относительная длина факела — расстояние по оси факела от выходного сечения горелки, измеренное при работе с номинальной тепловой мощностью в калибрах выходного сечения до точки, где концентрация CO_2 при

коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$ составляет 95% от максимального значения.

Давление (разрежение) в камере сгорания (Па) — давление (разрежение) в камере сгорания в зоне выходного сечения горелки при номинальной тепловой мощности.

Коэффициент избытка первичного воздуха α_1 показывает, какая часть воздуха от теоретически необходимого для сгорания газа подается в горелку предварительно (до пламени).

Коэффициент избытка вторичного воздуха α_2 показывает, какая часть воздуха от теоретически необходимого для сгорания газа подается непосредственно к пламени из окружающего пространства.

Объемный коэффициент инжекции, или кратность инжекции, n показывает отношение объемного количества подсасываемого горелкой первичного воздуха к объемному расходу газа.

К дополнительным характеристикам, уточняющим основные параметры, относятся диаметр газового сопла и выходного отверстия горелки, допустимые температуры газа и воздуха, теплота сгорания и плотность сжигаемого газа, угол раскрытия факела, способ стабилизации горения, интенсивность крутки, геометрические размеры горелки и др.

Приведенные выше термины и определения приняты в соответствии с требованиями ГОСТ 17356—71*.

12.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРЕЛОК

В соответствии с ГОСТ 21204—83* по способу подачи воздуха и коэффициенту избытка первичного воздуха α_1 горелки могут быть разделены на диффузионные ($\alpha_1 = 0$), инжекционные ($\alpha_1 > 1$ и $\alpha_1 < 1$), с принудительной подачей воздуха (дутьевые). Приведенная классификация, не являясь исчерпывающей, удобна своей простотой и привычностью, а также тем, что она характеризует основные признаки распространенных горелок.

Диффузионные горелки (рис. 12.1, *а*). Это — наиболее простые устройства, представляющие собой трубу с просверленными отверстиями. Газ вытекает из отверстий, а необходимый для горения воздух (в качестве вторичного) притекает полностью из окружающей среды. На диффузионных горелках процессы смешения газа с воздухом и горение совершаются параллельно на выходе газа из горелки.

Особенности диффузионных горелок:

1) обеспечение сжигания газа по диффузионному принципу;

2) длинное пламя со сравнительно невысокой температурой (при использовании в качестве топлива углеводородных газов пламя желто-белого цвета. В верхней части факела появляются сажистые частицы — копоть);

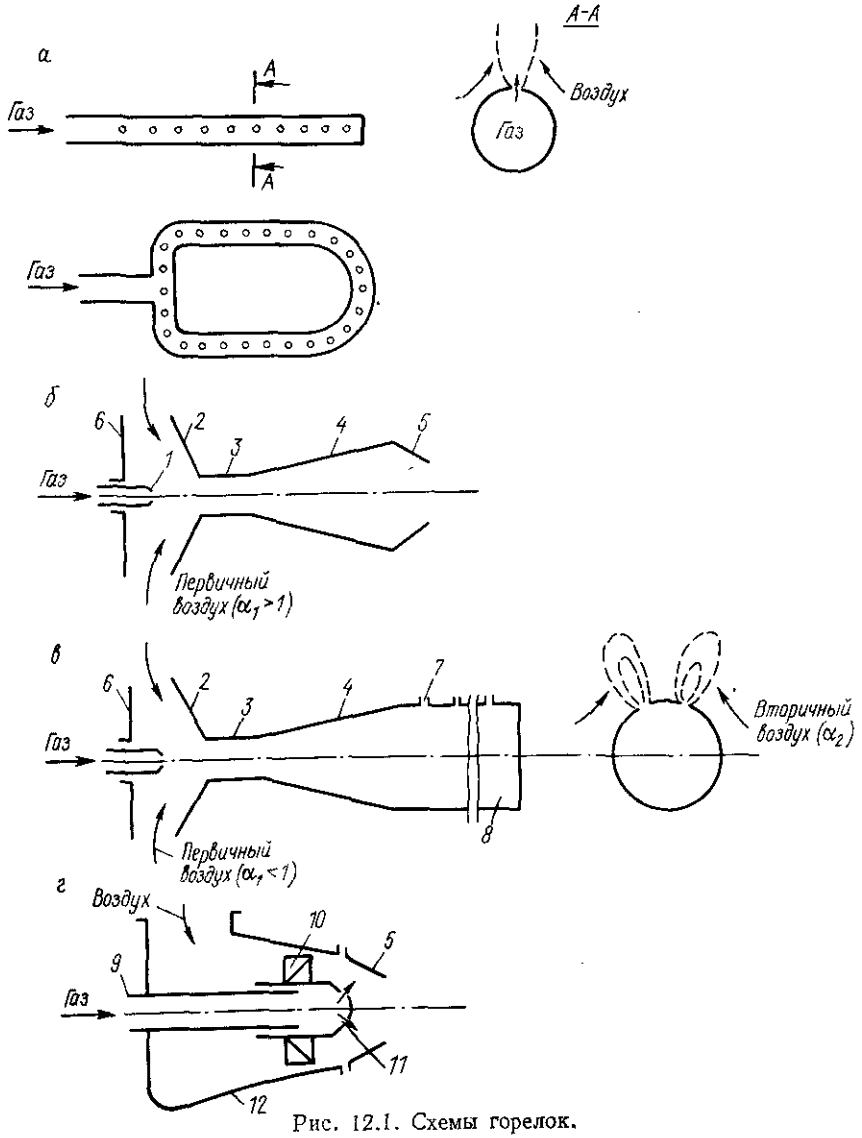


Рис. 12.1. Схемы горелок.

а — диффузионная; *б—в* — инжекционные: *б* — $\alpha_1 > 1$, *в* — с $\alpha_1 < 1$; *г* — с принудительной подачей воздуха; *1* — сопло; *2* — инжектор; *3* — горловина; *4* — диффузор; *5* — насадок; *6* — воздушная заслонка; *7* — огневые отверстия; *8* — коллектор; *9* — газораспределительное устройство; *10* — завихритель; *11* — отверстия для выхода газа; *12* — корпус.

3) наличие в продуктах сгорания несгоревших частиц топлива (химическая неполнота сгорания, или химический недожог, особенно при сжигании высококалорийных газов);

4) необходимость иметь большой объем топочной камеры.

Достоинствами горелок этого типа являются малогабаритность и простота конструкции, удобство и безопасность эксплуатации, высокая устойчивость пламени без проскока и отрыва, высокая степень черноты пламени, широкий диапазон регулирования тепловой мощности и др. К недостаткам горелок относятся повышенный по сравнению с другими видами горелок коэффициент избытка воздуха, ухудшение условий догорания газа и выделение при сжигании углеводородных газов продуктов неполного сгорания.

Диффузионные горелки применяют для сжигания искусственных газов (сланцевый, коксовый, водяной, генераторный и др.), причем на сжигание 1 м^3 горючего газа требуется небольшое количество воздуха. Как правило, это горелки с небольшими расходами газа. Кроме того, в горелках этого типа можно сжигать природные и сжиженные углеводородные газы на производствах, где требуется длинный светящийся (коптящий) факел с равномерной температурой по его длине: печи мартеновские, цементные, стекловаренные, печи для получения газовой сажи и др. В отдельных случаях они незаменимы, например в высокотемпературных плавильных печах, где требуется растянутый факел с высокой степенью черноты. А это возможно при подогреве воздуха, необходимого для горения, до 1000—1100 °С, т. е. до температуры, превышающей температуру самовоспламенения газовоздушной смеси. Предварительное смешение газа с воздухом в таких условиях неосуществимо.

Диффузионные газовые горелки для сжигания природных и сжиженных углеводородных газов в настоящее время широко не применяют из-за того, что для полного сжигания газа они требуют большого количества воздуха.

Инжекционные горелки. Это — горелки, у которых необходимый для горения воздух поступает полностью ($\alpha_1 > 1$) или частично ($\alpha_1 < 1$) в качестве первичного, а подача его осуществляется за счет кинетической энергии струи газа, вытекающего из сопла. У этих горелок процессы смешения газа с воздухом и горения полностью или частично разделены. Инжекционные горелки обеспечивают хорошее смешение газа с воздухом. В зависимости от коэффициента избытка первичного воздуха α_1 они делятся на две группы: с $\alpha_1 > 1$ и $\alpha_1 < 1$.

Инжекционные горелки с $\alpha_1 > 1$ (рис. 12.1, *б*). Газ, вытекая из сопла с большой скоростью за счет кинетической энергии струи, засасывает в инжектор из окружающего пространства воздух в количестве, необходимом для полного сгорания газа. Интенсивное смешение газа с воздухом осуществляется в горловине и завершается в диффузоре, в котором одновременно проис-

ходит повышение статического давления за счет плавного снижения скорости газовоздушного потока. Выравнивание скоростей происходит в конфузорном огневом насадке, где на выходе скорость смеси за счет повышения статического давления доводится до обеспечивающей устойчивую работу горелки в заданном диапазоне регулирования ее тепловой мощности. Количество поступающего воздуха в горелку может изменяться при помощи регулятора первичного воздуха, обычно имеющего вид шайбы, вращающейся на резьбовой поверхности сопла. При полностью открытом регуляторе коэффициент избытка первичного воздуха в основном зависит от отношения диаметров горловины и сопла. Инжекционные горелки с $\alpha_1 > 1$ не требуют подвода вторичного воздуха ($\alpha_2 = 0$); обеспечивают сжигание газа по кинетическому принципу; имеют короткое пламя с высокой температурой; обеспечивают в рабочем диапазоне автоматичность соотношения газ — воздух, т. е. постоянство α_1 независимо от изменения давления газа; создают возможность работы в топках с небольшим противодавлением (до 20 Па), что позволяет их устанавливать в камерных нагревательных печах; обладают низкой устойчивостью к проскоку и отрыву пламени. Требуют применения стабилизаторов пламени.

Диапазон устойчивой работы инжекционных горелок с $\alpha_1 > 1$ определяется исходя из следующего условия: минимальная тепловая мощность Q_{min} достигается при расходе газа, который создает скорость выхода газовоздушной смеси из насадка горелки, равную скорости распространения пламени или несколько превышающую ее, т. е. предотвращающую проскок пламени. Таким образом, во всем рабочем режиме горелки имеет место отрыв пламени, для предотвращения которого их оснащают стабилизаторами пламени, обеспечивающими постоянное поджигание вытекающей из насадка газовоздушной смеси. Конфигурация смесителя горелки (диффузор, горловина и конфузор — по типу трубы Вентури) обеспечивает хорошее смешение газа с воздухом и создание до горения однородной газовоздушной смеси, что позволяет полностью сжигать газ с минимальными избытками воздуха ($\alpha_1 = 1{,}02 \div 1{,}05$).

Розжиг большинства инжекционных горелок с $\alpha_1 > 1$ осуществляют с прикрытым регулятором первичного воздуха, так как для предотвращения проскока пламени во время пуска газа приходится переходить на режим, когда скорость распространения пламени будет превышать скорость газовоздушной смеси в насадке. Для того чтобы исключить проскок пламени во время розжига, уменьшают подачу воздуха, что делает первичную смесь негорючей. В пусковой период, протекающий очень быстро, дожигание горючего газа происходит за счет вторичного воздуха, после чего регулятор первичного воздуха полностью открывается.

Инжекционные горелки с $\alpha_1 > 1$, как правило, работают на среднем давлении газа (10—90 кПа). Максимальное давление ограничивается верхним пределом докритических скоростей истечения,

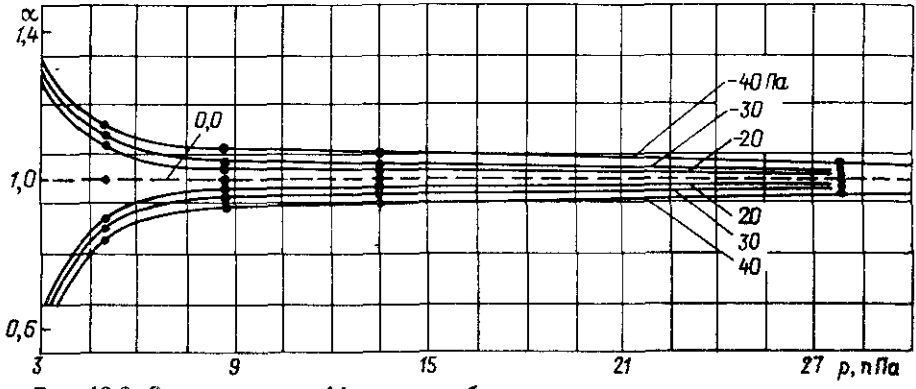


Рис. 12.2. Зависимость коэффициента избытка инжектируемого воздуха от разрежения, противодавления в топке и давления газа перед соплом.

который для природного газа достигается при давлении 90 кПа. При докритических скоростях истечения газа из сопла горелки постоянство коэффициента α_1 сохраняется, если давление в топке равно атмосферному или давлению инжектируемого воздуха. Если же топка, в которой установлена горелка, работает под разрежением или давленнем, превышающем атмосферное, количество инжектируемого воздуха соответственно увеличивается или уменьшается.

Количественное влияние разрежения и противодавления в топке на коэффициент избытка инжектируемого воздуха в зависимости от давления газа перед соплом показано на рис. 12.2. Исследования проводились на инжекционной горелке, выдающей газовоздушную смесь в специальную камеру, в которой искусственно создавались разрежения и противодавления в пределах $0 \div -40$ и $0 \div 40$ Па. Горелка была рассчитана и отрегулирована на $\alpha_1 = 1{,}0$ при давлении в топке, равном атмосферному. Положение кривых показывает, что влияние разрежения и противодавления сказывается на коэффициенте избытка воздуха тем больше, чем больше отклоняется давление в топке от атмосферного и чем меньше давление газа перед соплом. По этой причине такие горелки, как правило, применяют в топках, если давление укладывается в пределы ± 20 Па относительно атмосферного и если при минимальной тепловой мощности давление газа перед соплом составляет не менее 5 кПа. В том случае, если разрежение в топке превышает указанное значение и ведет к нецелесообразному избытку воздуха, горелки оборудуют уравнительными камерами, поддерживающими давление инжектируемого воздуха на уровне, близком к разрежению в топке. При закритических режимах истечения газа (давление природного газа перед соплом >90 кПа) горелки не обладают свойствами автоматического пропорционирования и α_1 снижается при повышении давления газа перед соплом.

Устойчивость пламени на инжекционных горелках достигается при отрыве применением стабилизаторов горения в виде огнеупорных туниелей, кольцевых зажигательных поясков или тел плохообтекаемой формы, а при проскоке — значительной скоростью выхода газовоздушной смеси. Наиболее распространены стабилизаторы горения в виде цилиндрических туннелей с внезапно расширяющимся сечением. Стабилизирующее действие таких туннелей рассмотрено в гл. 8 (см. подраздел 8.9).

Туннели изготавливают из огнеупорных материалов, пригодных для длительной работы при температуре 1450—1500 °С и стойких к резким колебаниям температур, что имеет место при каждом включении и выключении горелок. Обычно туннели делают набивными и изготавливают по шаблону из материала следующего состава, %: порошок хромистого железняка 45, порошок из обожженного магнезита 45, огнеупорная глина 10. Полученную массу разбавляют водой до густого тестообразного состояния. Перед применением в огнеупорную массу добавляют 2—3% жидкого стекла, после чего смесь тщательно перемешивают. Толщина слоя набивной массы должна быть не менее 25 мм.

Туннели, выполненные из указанного материала, обеспечивают достаточно высокую стойкость: после 2 лет работы при температуре около 1400 °С они не оплавились и не растрескались. Туннели без хромистого железняка дают многочисленные трещины, а набивки из хромистого железняка, но без магнезита размягчаются. Набивка туннелей может выполняться и из других материалов, %: порошка хромомагнезита 70 и огнеупорной глины 30. Применять туннели из обычной набивки или кирпича недопустимо, так как они, как правило, оплавляются очень быстро. При выборе материалов для туннелей необходимо учитывать, что наличие в них оксида железа или других примесей, снижающих температуру размягчения и увеличивающих теплопроводность материала, ухудшает качество туннеля и приводит к его оплавлению.

Для удобства извлечения деревянного шаблона (после набивки туннеля) его делают с расширением $3 \div 4°$ в сторону выхода продуктов сгорания. При массовой потребности в туннелях их выполняют из заблаговременно изготовленных горелочных камней. При сборке туннелей горелочные камни укладывают, тщательно подгоняя поверхности, при толщине швов 0,5—1,0 мм. Уступы и неровности на внутренней поверхности туннелей недопустимы.

В зависимости от условий установки инжекционные горелки изготавливаются с прямыми и угловыми смесителями. Последние применяют в тех случаях, когда прямые смесители непригодны или неудобны в эксплуатации из-за их значительной длины. К недостаткам угловых смесителей относятся: 1) большое сопротивление, приводящее к уменьшению коэффициента инжекции на 1—3% (в зависимости от угла поворота) относительно прямых

смесителей равнозначных характеристик. Несколько снижается для угловых смесителей и устойчивость пламени по отношению к проскоку.

Инжекционные горелки с $\alpha_1 > 1$ устанавливают на промышленных и коммунальных теплоагрегатах (нагревательные и термические камерные печи, сушилки, чугунные секционные отопительные котлы, хлебопекарные и кондитерские печи, каменки бань и др.). Широко применяют инжекционные горелки с максимальным расходом газа до 100 м³/ч. Для бо́льших расходов эти горелки становятся громоздкими и металлоемкими и применение их, компоновка на теплоагрегатах усложняются.

Инжекционные горелки с $\alpha_1 < 1$ (рис. 12.1, *в*). Выбор значения α_1 для этих горелок зависит от диапазона устойчивой работы их, который определяется по режиму работы теплоагрегата. В подавляющем большинстве инжекционные горелки с $\alpha_1 < 1$ работают на низком давлении газа (до 2 кПа). При этих условиях энергия струи газа, вытекающей из сопла в инжектор, недостаточна, чтобы обеспечить бо́льшую выходную скорость газовоздушной смеси в насадке горелки или в огневых отверстиях, превышающую скорость распространения пламени. Поэтому максимальная тепловая мощность этих горелок, как правило, определяется скоростью отрыва пламени, т. е. скорость выхода газовозду́шной смеси принимается равной или меньшей скорости распространения пламени. А так как горелки должны иметь достаточно широкий диапазон изменения тепловой мощности, приходится выбирать такое значение α_1, чтобы первичная газовоздушная смесь была не горючая. Тогда проскок пламени при уменьшении расхода будет отсутствовать.

Известно, что для природного газа при $\alpha_1 < 0{,}59$ газовоздушная смесь не горючая. Следует иметь в виду, что уменьшать α_1 можно только до определенного предела, который для углеводородных газов определяется по следующей зависимости:

$$\alpha_1 > 0{,}75\,(m + n/4)^{0{,}5} \cdot d_к^{0{,}25}, \qquad (12.2)$$

где m — число углеродных атомов в молекуле газа или среднее их число в сложном газе; n — то же, водородных атомов; $d_к$ — диаметр огневых каналов в коллекторе горелки, м.

Для природного газа $\alpha_{min} = 0{,}4$. Если α_1 принимается меньше этого значения, то горение приближается к диффузионному и имеет место выделение продуктов неполного сгорания газа.

Инжекционные горелки с $\alpha_1 < 1$ обладают следующими особенностями: 1) требуют организованного подвода вторичного воздуха; 2) точки, где устанавливают эти горелки, должны иметь разрежение; 3) обеспечивают сжигание газа по промежуточному принципу, т. е. начало горения кинетическое, а окончание диффузионное; 4) имеют бо́льшую, чем горелки с $\alpha_1 > 1$, длину и меньшую температуру пламени; 5) имеют большую устойчивость

к отрыву и проскоку пламени, что, как правило, не вызывает необходимости применять стабилизаторы пламени.

Полное сгорание газа в этих горелках можно обеспечить только при подаче вторичного воздуха, при этом общий коэффициент избытка воздуха должен быть не менее $\alpha = \alpha_1 + \alpha_2 = 1{,}15 \div 1{,}20$.

Инжекционные горелки могут иметь различные насадки. Это могут быть многофакельные коллекторы с большим числом огневых отверстий, которые обеспечивают распределенную передачу теплоты обогреваемым поверхностям, или одно большое отверстие либо по оси потока смеси, либо под углом, которое формирует один факел.

Инжекционные горелки с $\alpha_1 < 1$ применяют весьма широко в бытовых газовых плитах, в проточных и емкостных водонагревателях, в ресторанных плитах, в секционных маленьких отопительных котлах, отопительных печах, в лабораторной практике и т. д.

Горелки с принудительной подачей воздуха. Воздух, необходимый для горения, нагнетается в горелки принудительно вентилятором, воздуходувкой или компрессором. Газ из газопровода подается (рис. 12.1, *г*) в газораспределительное устройство, а из него через сопла вытекает в закрученный поток воздуха. Здесь происходит смешение газа с воздухом. Подготовленная газовоздушная смесь выдается через насадок к месту сжигания. Эти горелки, как и инжекционные горелки с $\alpha_1 > 1$, оснащены стабилизаторами пламени. К особенностям горелок этого типа относятся: 1) возможность создавать горелки на любые расходы газа; 2) возможность использовать теплоту предварительно подогретого (подаваемого для горения) воздуха; 3) возможность обеспечить сжигание газа как по кинетическому, так и по промежуточному принципу (в зависимости от вида смесителя); 4) возможность работать при любом давлении в топке; 5) необходимость устанавливать клапан блокировки, отключающий подачу газа при прекращении подачи воздуха; 6) наличие воздуховодов (кроме газопроводов) в системе обвязочных коммуникаций теплоагрегата; 7) необходимость в рабочем режиме регулирования соотношения расходов газа и воздуха для поддержания заданного коэффициента избытка воздуха; 8) меньшая удельная металлоемкость по сравнению с инжекционными горелками; 9) обладание, как правило, бо́льшим коэффициентом предельного регулирования.

Смешение газа с воздухом зависит от конструкции как самой горелки, так и ее смесителя. Имеются горелки с хорошим предварительным смешением газа с воздухом. Такие горелки обеспечивают горение газа, близкое к кинетическому, и имеют в топке короткое пламя с высокой температурой. Для получения более длинного пламени применяют внешнее смешение газа с воздухом, иногда переносимое в топочное устройство.

Регулировать длину пламени можно, изменив качество смешения газа с воздухом. Чтобы сократить длину пламени, надо обеспечить хорошее предварительное смешение. Это достигается за



Рис. 12.3. Схемы горелок с принудительной подачей воздуха.

счет удлинения участка смешения; увеличения разности скоростей газа и воздуха, а также поверхности соприкосновения газовых струй с воздушным потоком; направления потоков газа и воздуха под углом; выдачи газовых струй в закрученный поток воздуха.

На рис. 12.3 приведены различные схемы горелок с принудительной подачей воздуха. По схеме *I* газ и воздух к месту сгорания подаются раздельно, параллельными широкими потоками примерно с равными скоростями. Смешение происходит крайне медленно. Горение близко к диффузионному. Пламя длинное, при сжигании углеводородных газов светящееся, имеет невысокую температуру. В схеме *II* поверхность соприкосновения потоков газа и воздуха увеличена за счет подачи газа внутри воздушного потока (горелка типа «труба в трубе»). Длина пламени сокращается. Еще большее сокращение длины пламени достигается, если обеспечить некоторое предварительное смешение газа с воздухом (схема *III*). Улучшение предварительного смешения газа с воздухом достигается установкой в горелке завихрителя, закручивающего поток воздуха (схема *IV*). Для увеличения площади соприкосновения газа с воздухом вместо одного крупного газовыпускного отверстия делают много мелких под углом к предварительно закрученному потоку воздуха (схема *V*). Это приводит к образованию более равномерной газовоздушной смеси, что обеспечивает горение, близкое к кинетическому, а также короткое пламя с высокой температурой. Смешение можно еще более улучшить, если газ в закрученный поток воздуха подавать не только с центра, но и с периферии (схема *VI*), обеспечивая равномерное распределение газовых струй в сносящем потоке воздуха. Закручивание воздушного потока может осуществляться лопаточным направляющим аппаратом, улиткой, тангенциальным подводом к горелке и др.

Горелки с принудительной подачей воздуха (иногда их еще называют дутьевыми или двухпроводными) в зависимости от конструкции работают на газе низкого или среднего давления. Их применяют в основном для промышленных теплоагрегатов: котлов, печей, сушилок и др. Горелки этого типа позволяют использовать теплоту отработанных дымовых газов за счет подогрева в теплообменниках (рекуператорах, регенераторах и др.) воздуха, подаваемого для горения, что позволяет повысить КПД теплоагрегатов.

Недостатками рассматриваемых горелок являются: значительные затраты электроэнергии на дутьевые вентиляторы; усложнение инженерных коммуникаций теплоагрегата из-за наличия воздуховодов, устройств регулирования соотношения газ—воздух и клапанов, отсекающих подачу газа к горелкам при остановке вентилятора.

12.3. КОНСТРУКЦИИ ГОРЕЛОК

12.3.1. ИНЖЕКЦИОННЫЕ ГОРЕЛКИ С $\alpha_1 > 1$

Горелки В и ВП конструкции Стальпроекта. Предназначены для сжигания природного и коксового газа, а также их смесей в нагревательных и термических печах, а также в теплоагрегатах, где нецелесообразна принудительная подача воздуха. Горелки (рис. 12.4) изготавливаются 14 типоразмеров (табл. 12.1): В — прямым смесителем, ВП — с угловым смесителем, с диаметром насадка $d_у = 15 \div 100$ мм. Горелки с $d_у = 15 \div 75$ мм выпускают с водоохлаждаемыми насадками и крепят при помощи фланца *непосредственно к фронтовому листу печи. Горелки с* $d_у = 86 \div 100$ мм имеют водоохлаждаемый огневой насадок, разъемный корпус и специальный кронштейн для крепления к металлоконструкциям каркаса печи.

Охлаждение насадка проточной водой приводит к повышению устойчивости пламени в отношении проскока и расширяет эксплуатационные пределы регулирования. Для поддержания примерно равного коэффициента избытка первичного воздуха на горелках с прямыми и угловыми смесителями последние имеют сопла меньших размеров, так как у угловых гидравлическое сопротивление больше и соответственно меньше номинальная мощность.

Выбор типа горелок осуществляется (по табл. 12.1) в зависимости от вида горючего газа, номинальной тепловой мощности, расхода газа и давления. При отклонении исходных данных от табличных можно пользоваться кривыми зависимостей расхода различных газов от давления для горелки с диаметром огневого насадка $d_у = 100$ мм (рис. 12.5). Для других размеров горелок расход газа определяется путем умножения значения $V_г$, взятого по графику, на коэффициент K, приведенный в табл. 12.2.

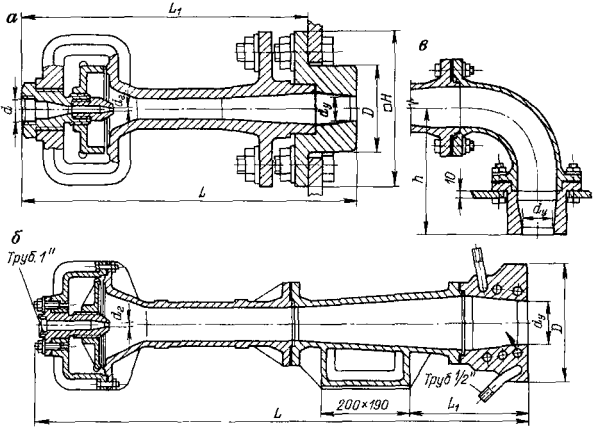


Рис. 12.4. Инжекционные горелки В и ВП конструкции Стальпроекта. *а* — типа В-15—75; *б* — типа В-86—100; *в* — типа ВП.

Все горелки В и ВП конструкции Стальпроекта рассчитаны на $\alpha_1 = 1{,}05$, имеют коэффициент рабочего регулирования $K_{р.р} = 3$ и предназначены для топок, в которых давление укладывается в пределы ± 20 Па. Для обеспечения устойчивой работы горелки без отрыва пламени она должна оснащаться стабилизатором в виде керамического туннеля (горелочного камня).

Горелки ИУ $d_{н.г}/d_г$С и ИУ$d_{н.г}/d_г$ПС конструкции Стальпроекта с кольцевыми стабилизаторами (рис. 12.6). Предназна-

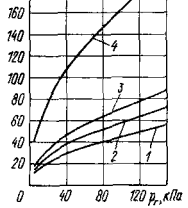


Рис. 12.5. Кривые расхода различных газов $V_г$ в зависимости от давления газа перед горелкой $p_г$ с диаметром огневого насадка $d_у = 100$ мм.

Газы: *1* — природный (с $Q_н = 35$ МДж/м³); *2—3* — смешанный природно-коксовый (*2* — с $Q_н = 30{,}2$ МДж/м³, *3* — с $Q_н = 26{,}9$ МДж/м³); *4* — коксовый (с $Q_н = 17{,}1$ МДж/м³).

ТАВЛИЦА 12.1

Основные характеристики горелок В и ВП конструкции Стальпроекта

Тип горелки	Номинальные		Размеры, мм						Масса, кг
	тепловая мощность, кВт (при $Q_н$ = = 34,5 МДж/м³ и ρ = 0,7 кг/м³)	расход газа, м³/ч (при p = 80 кПа)	L	L_1	$d_г$	H	h	D	
В-15/ВП-15	13,0/11,9	1,37/1,25	220	195	1,1/1,1	120	125	60	5,0/8,4
В-18/ВП-18	19,0/17,2	2,0/1,8	250	225	1,4/1,35				5,3/8,5
В-21/ВП-21	27,6/24,8	2,9/2,6	275	250	1,6/1,55				5,6/9,0
В-24/ВП-24	33,3/30,4	3,5/3,2	300	260	1,8/1,8	140	156	80	9,0/13,5
В-28/ВП-28	45,7/41,5	4,8/4,3	335	295	2,1/2,1				9,5/14,0
В-32/ВП-32	69,5/63,7	7,3/6,7	375	335	2,5/2,4				9,8/14,8
В-37/ВП-37	93,0/79,0	9,8/8,4	440	385	2,8/2,7	160	193	100	14,3/21,8
В-42/ВП-42	120,0/109,0	12,6/11,4	490	435	3,2/3,1				14,8/22,8
В-48/ВП-48	156,0/142,0	16,4/14,9	545	475	3,7/3,55	180	280/300	120	21,0/31,0
В-56/ВП-56	214,0/192,0	22,4/20,3	625	555	4,3/4,1				26,0/37,0
В-65/ВП-65	272,0/261,0	28,5/27,4	700	600	5,0/4,8	210	493/543	140	33,5/49,0
В-75/ВП-75	392,0/350,0	40,1/37,0	800	700	5,7/5,4				35,2/51,2
В-86/ВП-86	503,0/455,0	52,9/48,0	960	185	6,6/6,3	145	338	220	64,0/78,0
В-100/ВП-100	690,0/620,0	71,4/65,0	1095	255	7,7/7,4	150	386	260	62,0/97,2

Примечания. 1. Номинальное давление газа $p_{ном}$, кПа: природного (с $Q_н$ = 34,5 МДж/м³) — 80, коксового (с $Q_н$ = =17,1 МДж/м³) — 40, смешанного (природный + коксовый; с $Q_н$ = 26,9 и 30,3 МДж/м³) — соответственно 60 и 70. Горелки могут работать на СУГ с $p_{ном}$ = 250 кПа. 2. Число в шифре горелки — диаметр устья насадка, мм. 3. Диаметр d для горелок В-15—В-48 Труб. ½", для горелок В-56—В-75 — Труб. ¾".

ТАБЛИЦА 12.2

Значения поправочного коэффициента к графику зависимости расхода газа от давления (рис. 12.5)

Диаметр огневого насадка $d_у$, мм	Поправочный коэффициент K	Диаметр огневого насадка $d_у$, мм	Поправочный коэффициент K
15	0,0225	42	0,176
18	0,0324	48	0,230
21	0,0441	56	0,314
24	0,0576	65	0,422
28	0,0784	76	0,562
32	0,1020	86	0,740
37	0,1370	100	1,000

чены для сжигания сжиженного, природного и коксового газов, а также их смесей с $Q_н = 17 \div 105$ МДж/м³ в различных нагревательных устройствах.

Применение горелок с кольцевыми стабилизаторами в виде устойчивого огневого кольца целесообразно, когда по местным условиям выполнение стабилизаторов в виде керамического туннеля затруднительно или невозможно. Для организации этого кольца часть газовоздушной смеси ответвляется через боковые каналы в огневом насадке в кольцевое пространство, что приводит к формированию по периферии основного потока спокойного стабильного пламени, не срывающегося при эксплуатационно необходимых форсировках горелки. Это периферийное пламя и служит надежным источником поджигания основного потока, вылетающего из огневого насадка с большой скоростью.

Основные характеристики рассматриваемых горелок приведены в табл. 12.3.

Горелки ИГК конструкции Мосгазниипроекта. Предназначены для сжигания природного газа в топках чугунных секционных котлов и других теплоагрегатов, работающих под разрежением 10—20 Па. Недостатками рассмотренных инжекционных горелок являются сравнительно небольшой диапазон регулирования, в особенности для горелок крупных размеров, и необходимость оборудования огневых насадков таких горелок водоохлаждаемыми камерами. Стремление расширить диапазон эксплуатационного регулирования тепловых мощностей привело к созданию горелок, оборудованных пластинчатыми стабилизаторами (рис. 12.7) на выходе из диффузора. Стабилизатор представляет собой квадратную решетку, изготовленную из стальных пластин, стянутых болтами. Устойчивость горения в отношении проскока достигается за счет малых размеров щелей между пластинами (предельная ширина), мм: для природного газа 1,5; для пропана, бутана и их смесей 1,2, а в отношении отрыва — наличием стяжных болтов, создающих обратные токи горящей газовоздушной смеси.

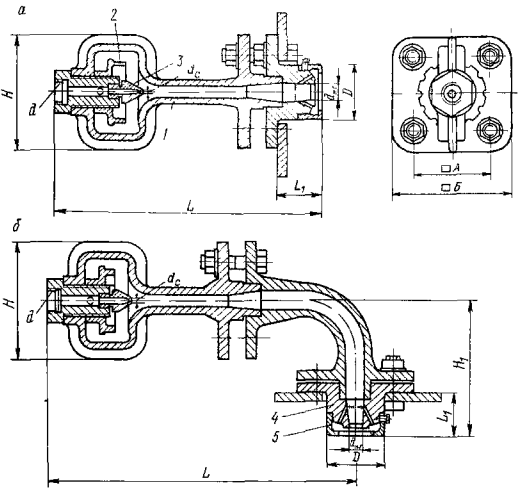


Рис. 12.6. Инжекционные горелки ИУ $d_{н.\ г}/d_1$С и ИУ $d_{н.\ г}/d_1$ПС конструкции Стальпроекта с кольцевыми стабилизаторами.

а — с прямым смесителем; *б* — с угловым смесителем; *1* — корпус-смеситель; *2* — заслонка воздушная; *3* — сопло; *4* — насадок; *5* — стабилизатор кольцевой.

Достоинствами инжекционных горелок с пластинчатыми стабилизаторами горения являются широкий диапазон регулирования (по давлению от 5 до 70 кПа), возможность применения для сравнительно больших расходов газа без охлаждения огневого насадка проточной водой и отсутствие керамического туннеля. Горелки могут устойчиво работать и при давлении газа меньше 5 кПа. Это, однако, нецелесообразно, так как может приводить к непостоянству коэффициента избытка инжектируемого воздуха. К недостаткам горелок этого типа относятся возможность применения только для теплоагрегатов, работающих под разрежением, и опасность для отключенных горелок перегрева и деформации стальных пластин за счет излучения раскаленной кладки или пламени работающих горелок. Для уменьшения нагрева стальных пластин воздушную шайбу на отключенной горелке оставляют открытой, чтобы через горелку поступал холодный воздух и охлаждал пластинки. Это приводит, однако, к повышению коэффициента избытка воздуха в работающей топке и некоторому уменьшению КПД установки.

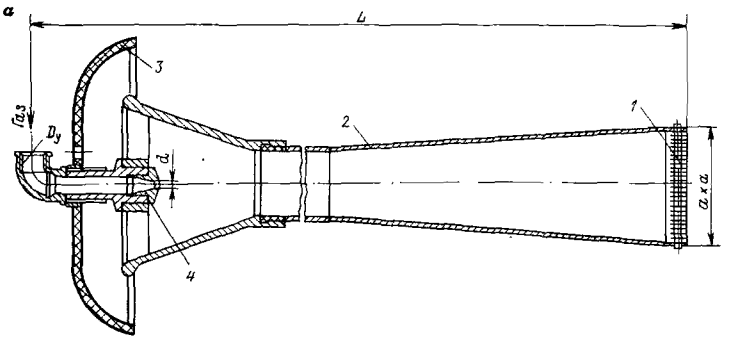
ТАБЛИЦА 12.3

Основные характеристики инжекционных универсальных горелок конструкции Стальпроекта с кольцевым стабилизатором

Тип горелки	Номинальные		Размеры, мм								Масса, кг
	тепловая мощность, кВт	расход природного газа (при $Q_н$ = 34,5 МДж/м³), м³/ч	L	L_1	D	$Б$	A	H	H_1	d	
Горелки в прямом исполнении											
ИУ-15/$d_г$С	16,8	1,76	250	41	55	110	70	110	—	$^1/_2$″	4,5
ИУ-18/$d_г$С	21,9	2,3	265								4,7
ИУ-21/$d_г$С	30	3,2	290								5,0
ИУ-24/$d_г$С	37	3,9	325	48	65	130	90	130	—		7,0
ИУ-28/$d_г$С	52	5,5	345	50	72			132	—		7,0
ИУ-32/$d_г$С	67	7,1	380	58							9,0
ИУ-37/$d_г$С	85	8,9	450	65	78	150	110	160	—		12,5
ИУ-42/$d_г$С	110	11,5	485					166	—		15,0
ИУ-48/$d_г$С	145	15,3	560	87	92	160	120				19,9
ИУ-56/$d_г$С	190	20,0	630	90	96			216	—	$^3/_4$″	20,0
ИУ-65/$d_г$С	245	25,8	720	115	110	180	140	215	—		35,0
ИУ-75/$d_г$С	320	37,7	825		135						42,0
ИУ-86/$d_г$С	410	43,2	935	131	145	200	150	270	—	1″	43,0
ИУ-100/$d_г$С	540	56,8	1100		155	210	170				56,0

Тип горелки	Номинальные		Размеры, мм								Масса, кг
	тепловая мощность, кВт	расход природного газа (при $Q_н$ — 34,5 МДж/м³), м³/ч	L	L_1	D	$Б$	A	H	H_1	d	
Горелки поворотные											
ИУ-15/$d_г$ПС	9,8	1,03	290								7,6
ИУ-18/$d_г$ПС	13,7	1,5	302	41	55	110	70	110	128		8,0
ИУ-21/$d_г$ПС	20	2,1	327								7,9
ИУ-24/$d_г$ПС	29	3,1	376	48				130	152		11,3
ИУ-28/$d_г$ПС	41	4,3	393	60	65	130	90	132	164	1/2"	11,2
ИУ-32/$d_г$ПС	59	6,2	420	58					166		13,0
ИУ-37/$d_г$ПС	78	8,2	500	65	72			150	190		16,8
ИУ-42/$d_г$ПС	100	10,5	535		78	150	110	166	189		18,5
ИУ-48/$d_г$ПС	130	13,7	610	87	92	160	120		230		22,0
ИУ-56/$d_г$ПС	170	17,9	676	90	96			216	250		22,1
ИУ-65/$d_г$ПС	230	24,2	770		110	180	140	215	297	3/4"	44,0
ИУ-75/$d_г$ПС	300	31,6	885	115	125				307		49,0
ИУ-86/$d_г$ПС	400	42,1	990	131	145	200	150	270	343	1"	56,0
ИУ-100/$d_г$ПС	540	56,8	1180		155	210	170		383		74,0

Примечание. Номинальные давления газа, кПа: СУГ 250, природного 80, коксового 40, смешанных (коксовый + природный) 70 (при $Q_н$ = 30,3 МДж/м³) и 60 (при $Q_н$ = 26,9 МДж/м³); α_1 = 1,08; $K_{р.р.}$ = 3.


а
L
3
газ
D_y
d
2
1
a x a
4

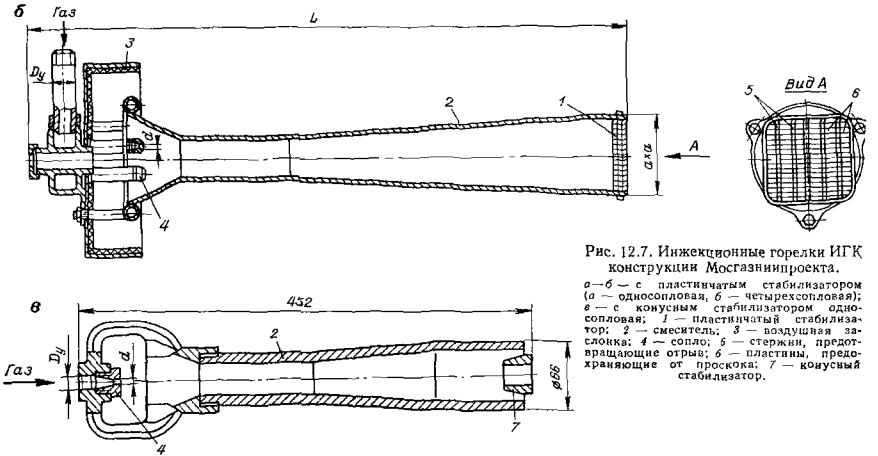


Рис. 12.7. Инжекционные горелки ИГК конструкции Мосгазниипроекта.

а—б — с пластинчатым стабилизатором (*а* — односопловая, *б* — четырехсопловая); *в* — с конусным стабилизатором односопловая; *1* — пластинчатый стабилизатор; *2* — смеситель; *3* — воздушная заслонка; *4* — сопло; *5* — стержни, предотвращающие отрыв; *6* — пластины, предохраняющие от проскока; *7* — конусный стабилизатор.

ТАБЛИЦА 12.4

Основные характеристики горелок ИГК конструкции Мосгазниипроекта

Тип горелки	Номинальные			Коэффициент избытка первичного воздуха при номинальном режиме	Длина факела, мм	Коэффициент рабочего регулирования	Размеры, мм				Масса, кг
	тепловая мощность, кВт	расход природного газа, м³/ч (с $Q_н^р$ = = 34,5 кДж/м³)	давление газа, кПа				L	d	a	$D_у$	
ИГК1-6	78	8,1	68	1,02	116	3,0	452	3,0	—	15	3,6
ИГК1-15	220	23,0	70	1,02	230	4,0	650	4,3	93,2	15	6,6
ИГК1-25	425	44,5	70	1,08	700	4,0	930	6,0	118,0	20	10,0
ИГК1-35	500	53,0	70	1,03	1200	4,8	1000	6,8	134,0	20	12.0
ИГК4-50	820	86,0	70	1,05	1500	4,1	1180	4,4	154,0	25	13.6
ИГК4-100	1570	165,0	70	1,04	1200	5,2	1472	6,2	200,0	40	28.6
ИГК4-150	2200	230,0	68	1,1	500	5,4	1932	7,5	264,0	50	44,1

Зажигание горелок ИГК с пластинчатым стабилизатором возможио при полностью открытой воздушной заслонке. Коэффициент избытка первичного воздуха в рабочем диапазоне составляет 1,04—1,10.

Применение горелок ИГК в топках даже с небольшим противодавлением приводит к перегреву и короблеиию пластиичатых стабилизаторов, поэтому оии не рекомеидуются для высокотемпературных печей. Техническая характеристика горелок ИГК приведена в табл 12.4. Горелки ИГК1-15, ИГК1-25 и ИГК-135 (рис. 12.7, *а*) имеют одно сопло, а горелки ИГК-450, ИГК4-100 и ИГК4-150 (рис. 12.7, *б*) — четыре сопла.

Горелки БИГ конструкции Ленгипроинжпроекта и Промэнергогаза. Блочные инжекционные горелки средиего давления с периферийной выдачей газа (типа БИГ) (рис. 12.8) по результатам государственных испытаний рекомендованы для котлов и других агрегатов, работающих под разрежением 5—30 Па.

Все рассмотренные выше горелки имеют значительные габаритные размеры при сравнительно небольшом расходе газа и создают шум, возрастающий с увеличением их размеров и повышением давления газа. При этом наименьший шум создают горелки с пластинчатыми стабилизаторами, в особенности при оборудовании их специальиой регулировочной шайбой со звукопоглощающей прокладкой.

Стремление сократить длину горелок, умеиьшить звуковое давление и увеличить диапазон эксплуатациониого регулирования привело к появлению инжекциониых блочиых горелок, в которых один смеситель замеияется несколькими меньшего размера.

Горелка состоит из нескольких цилиидрических иижекциоиных смесителей, объединенных в одии блок общим газораспределительным коллектором (газовой камерой). Подвод газа в каждый смеситель (рис. 12.8, *а* и узел *А*) осуществляется четырьмя перифе-

рийными соплами, выполненными в виде косых сверлеиий в стенках смесителей под углом 25° к их оси. При этом несколько возрастают аэродинамические потери в смесителе, но одновременно на более коротком пути выравниваются поля концентраций газ—воздух и увеличиваются (по сравнению с осесимметрнчным подводом газа) скорости смеси по периферии смесителей. Это позволяет несколько сократить длину смесителей и заметно повысить стабильность горения в отношении проскока пламеии.

Исследования показали, что выравнивание полей концентраций в смесителях с четырьмя периферийными соплами происходит на длине, равиой 5,5—6 диаметрам смесителей, а с осесимметричными соплами — иа длине, равной 7—7,5 диаметрам. Дальиейшее увеличение числа сопел иецелесообразио, так как длина смесителей уменьшается иезначительно.

Достоинством периферийиого подвода газа является и то, что при этом осуществляется осевой вход инжектируемого воздуха при минимальных аэродинамических сопротивлениях и обеспечивается удобиый визуальный осмотр пламеи в туииеле и топке в период эксплуатации. Так как габаритные размеры смесителей незиачительны, то устаиовка таких горелок производится в стеиках топки (рис. 12.8, *а*). Это обеспечивает компактиость газового оборудоваиия тепловых агрегатов, а при установке иа боковых стенках котлов не загромождает проходов между ними.

Форма коллектора в зависимости от условий размещения горелок и расхода газа принята продольиой одио- (рис. 12.8, *г*), двух- и трехрядиой прямоугольиой (рис. 12.8, *б*, *в*) или круглой. Прямоугольная форма позволяет компоновать горелки из нескольких блоков в зависимости от необходимого расхода газа.

Техиические характеристики горелки БИГ приведены в табл. 12.5, а расходиые характеристики — иа рис. 12.9.

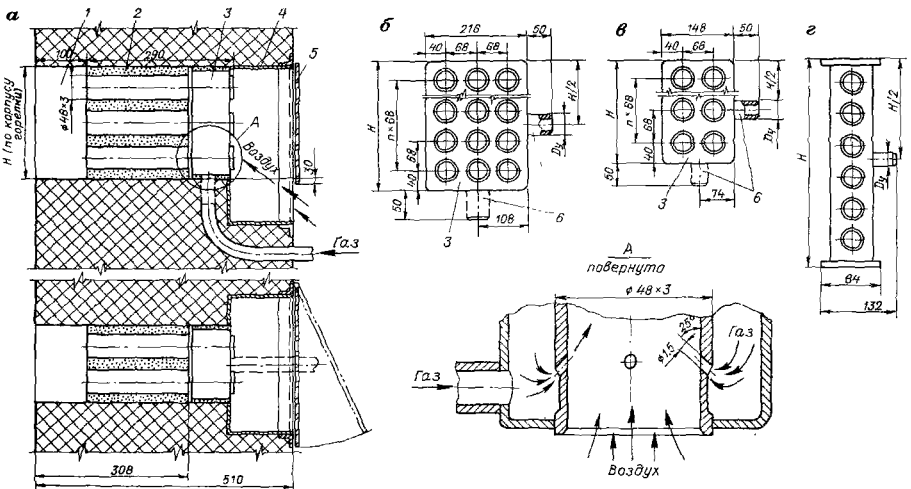


Рис. 12.8. Инжекционные горелки БИГ конструкции Промэнергогаза.

а — схема установки горелки в кладке котла; *б—г* — горелки: *б* — трехрядная, *в* — двухрядная, *г* — однорядная; *1* — керамический стабилизирующий туннель; *2* — набивка из огнеупорной массы между элементами-смесителями; *3* — горелка; *4* — шумопоглощающая прокладка; *5* — шторка из прозрачного материала; *6* — подводящий газопровод.

ТАБЛИЦА 12.5

Основные характеристики горелок БИГ

Тип горелки	Номинальные			Коэффициент рабочего регулирования	Основные размеры, мм		Масса, кг
	тепловая мощность, кВт	давление, кПа	расход газа, м³/ч		H	$D_у$	
БИГ-1-1	96	80	9,7	3,5	70	15	1,4
БИГ-1-11	1035	80	106,7	3,5	762	40	14,7
БИГ-1-14	1342	80	135,8	3,5	966	40	18,8
БИГ-1-16	1534	80	155,2	3,5	1102	40	21,5
БИГ-1-18	1726	80	174,6	3,5	1238	50	24,0
БИГ-1-22	2110	80	213,4	3,5	1510	50	29,2
БИГ-2-6	577	80	58,2	3,5	218	20	7,7
БИГ-2-8	766	80	77,6	3,5	286	20	10,0
БИГ-2-10	959	80	97,0	3,5	354	40	12,5
БИГ-2-12	1150	80	116,4	3,5	422	40	14,7
БИГ-2-14	1342	80	135,8	3,5	490	40	17,0
БИГ-2-16	1534	80	155,2	3,5	558	40	19,4
БИГ-3-21	2013	80	203,7	3,5	490	50	24,6
БИГ-3-24	2302	80	232,8	3,5	558	50	28,1

Примечания. 1. Для всех горелок α_1 (при номинальном давлении) равен 1,02, а номинальная длина пламени 1500 мм. 2. В обозначении горелок первая цифра — размещение горелок (1 — в один ряд, 2 — в два ряда, 3 — в три ряда), вторая цифра — число смесителей.

Стабилизация пламени обеспечивается прямоугольным керамическим туннелем длиной 100 мм. Горелки БИГ не имеют воздушных заслонок и обеспечивают полное сгорание газа в рабочем режиме при $\alpha_1 = 1{,}02 \div 1{,}05$. Наблюдение за горением газа и розжиг горелок можно осуществлять через открытые торцы смесителей горелки.

Горелки инфракрасного излучения (ГИИ). Для сушки, нагрева материалов и изделий, отопления некоторых зданий и сооружений широко применяются горелки инжекционные (излучающие), обеспечивающие качественное сжигание газового топлива и эффективное использование его. К излучающим горелкам можно отнести газовые горелки инфракрасного излучения, радиационные трубы темные излучатели, радиационные чашеобразные, плоскопламенные горелки и др. Создано много конструкций излучающих горелок различной тепловой мощности и назначения. Они успешно применяются в промышленности и сельском хозяйстве, на транспорте и в строительстве.

Наиболее широкое применение получили горелки инфракрасного излучения (ГИИ). Их особенности:

1) газ сгорает без видимого факела на излучающей насадке, которая нагреваясь, служит источником инфракрасного излучения;

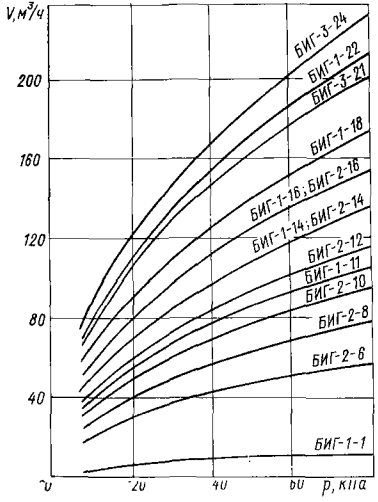


Рис. 12.9. Расходные характеристики горелок БИГ при $\rho = 0{,}73$ кг/м³ и $t = 0$ °С.

2) первичный воздух должен подаваться в количестве, необходимом для полного сжигания газа;

3) проскок пламени наступает от повышения тепловой мощности сверх установленных пределов;

4) бо́льшая полнота сгорания газового топлива по сравнению с факельными горелками;

5) передача теплоты происходит в основном (40—60%) за счет излучения;

6) содержание оксидов азота в продуктах сгорания значительно ниже по сравнению с факельными горелками.

ГИИ работают удовлетворительно только при $\alpha_1 = 1{,}05 \div 1{,}10$. Незначительные отклонения его от указанных значений резко ухудшают работу горелок. При увеличении α_1 (до 1,25—1,40) падает температура насадка и понижается количество теплоты, передаваемое излучением. При дальнейшем увеличении α_1 насадка становится темной и газ горит вытянутым неустойчивым факелом. При уменьшении α_1 фронт пламени становится сплошным, появляются длинные желтые языки, насадок темнеет и количество теплоты, передаваемое излучением, резко уменьшается.

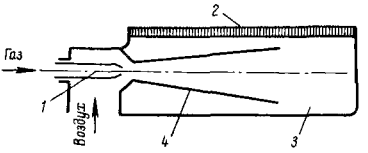


Рис. 12.10. Схема газовой горелки инфракрасного излучения.
1 — сопло; 2 — насадок; 3 — распределительная камера; 4 — инжекционный смеситель.

Газ, вытекая из сопла (рис. 12.10), инжектирует воздух в количестве, достаточном для его полного сжигания ($\alpha_1 = 1{,}05 \div 1{,}10$). В инжекционном смесителе газ тщательно перемешивается с воздухом. Затем подготовленная газовоздушиая смесь поступает в распределительную камеру, из которой проходит через насадок и сгорает на ее поверхиости. Горение происходит на поверхности насадка, который накаляется до 800—900 °С и посылает инфракрасные лучи.

По типу излучающего насадка ГИИ можно разделить на три группы: 1) керамические; 2) металлокерамические и 3) металлические. Керамические насадки могут состоять из перфорированных или пористых керамических плиток. Металлокерамические насадки имеют дополнительно металлическую сетку из жаростойкой стали, расположенную в 8—12 мм иад керамическими плитками. Применение сетки дает возможность повысить количество теплоты, передаваемой излучением, улучшить равиомерность иагрева насадка и полноту сгорания газа, а также несколько повысить ветроустойчивость. Металлический насадок представляет собой набор жаростойких металлических сеток или перфорированых плит из жаростойкого чугуна.

Керамический перфорированый насадок склеивается из отдельных плиток размером $65 \times 45 \times 12$ мм на огнеупорной замазке. На каждой плитке имеется большое число цилиндрических или конических каиалов. Диаметры каналов могут быть 1,75; 1,55; 1,35; 1,20; 1,00; 0,8 и 0,65 мм. Живое сечение плиток в зависимости от диаметра каналов колеблется от 45 до 18%.

Существует несколько составов керамических масс для изготовления перфорированных плиток. Материалы для приготовления плиток предварнтельно высушивают, измельчают, затем смешивают в пропорциях, указанных в табл. 12.6, и добавляют воду. Подготовленную массу обезвоживают на фильтр-прессах до конечной влажиости 25—30%. После выдержки массы в течение 20—25 ч из нее изготовляют перфорированные плитки иа специальных прессах с игольчатыми пуансонами необходимого размера. Далее плитки сушат и обжигают при температуре 950—1200 °С (в зависимости от типа массы). Выгорающие добавки применяют для уменьшения плотиости и создания пористости (снижения теплопроводности).

Для склеивания плиток применяют замазки двух составов, %: 1) шамотный порошок 85 и цемент марки 500 (состав замешивается

ТАВЛИЦА 12.6

Состав масс, %, для изготовления перфорированных керамических плиток

Компоненты	Тип массы					
	I	II	III	IV	V	VI
Глины:						
часовъярская	55	10	40	—	45	55
латненская	—	—	—	65	30	30
Тальк	30	—	20	30	—	—
Каолин сырой	—	60	25	—	—	—
Шамот каолиновый	—	30	—	—	20	—
Диатомит	—	—	—	—	—	—
Оксиды:						
хрома	5	—	5	5	5	5
железа	—	—	—	—	—	—
Асбест	10	—	10	—	—	10
Выгорающие добавки сверх 100%:						
древесные опилки	10	—	10	—	—	—
древесный уголь	—	20	—	—	—	—
лигнин	—	—	—	50	20	15

на жидком стекле) 15; 2) керамическая мука 70 и жидкое стекло 30.

Гидравлическое сопротивление перфорированных плиток зависит от диаметра каналов и колеблется в пределах $\Delta p = 1 \div 8$ Па. Это позволяет создавать инжекционные горелки низкого давления, работающие с коэффициентом избытка первичного воздуха $\alpha_1 = 1{,}05 \div 1{,}10$.

Принцип действия керамического перфорированного насадка следующий. Газовоздушная смесь из распределительной камеры проходит через отверстия плиток и сгорает у наружной поверхности насадка. Отрыв пламени предотвращается малой скоростью газовоздушной смеси в каналах плитки, а проскок пламени — размерами каналов, которые меньше критических. От плоского факела, состоящего из множества коротких пламен с синеватым оттенком, наружная поверхность насадка разогревается. Через 40—50 с после зажигания горелки температура поверхности насадка достигает 800—900 °С. Это обеспечивает дополнительную стабилизацию фронта горения. После разогрева горение идет без видимого пламени. При нормальной эксплуатации горелки, когда температура насадка не превышает 900—920 °С, горение происходит над поверхностью плиток.

На рис. 12.11 показано распределение температур по толщине плитки (по оси ординат отложено расстояние l от излучающей поверхности в глубь плитки). Благодаря малой теплопроводности материала, из которого изготовлены плитки, температура плитки (с увеличением ее толщины) резко падает. Только на расстоянии 1,0—1,5 мм от излучающей поверхности температура уменьшается

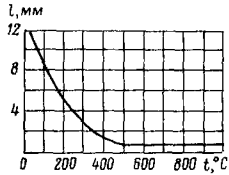


Рис. 12.11. Распределение температуры по толщине перфорированной керамической плитки.

незначительно. При дальнейшем увеличении толщины плитки температура резко падает, не превышая на тыльной стороне плитки 150—50 °С. Это обеспечивает надежную работу горелки.

При увеличении тепловой мощности более чем на 550 Вт температура поверхности плитки превышает 920 °С, газовоздушная смесь внутри каналов подогревается до температуры воспламенения и зона горения перемещается в каналы. Температура наружной поверхности плиток уменьшается. При дальнейшем разогреве плитки горение все больше продвигается в глубь каналов и наступает проскок пламени в распределительную коробку горелки. В результате этого либо горелка может погаснуть, либо горение может перенестись к соплу, то и другое недопустимо.

Описанные выше перфорированные керамические плитки имеют плоскую поверхность. Кроме того, применяют керамические плитки с ребристой или холмистой излучающими поверхностями. Плитки с ребристой поверхностью и малым диаметром каналов (рис. 12.12) дают возможность повысить температуру излучающей поверхности насадка ГИИ до 1350—1400 °С без проскока пламени при установке в замкнутом объеме, т. е. при наличии обратного излучения. При установке в открытом пространстве температура на излучающей поверхности достигает 1200 °С. Для изготовления высокотемпературных плиток ВНИИГаз рекомендует следующие составы керамических масс:

Состав I, % по массе:	
глинозем технический	80
глина часовъярская	20
Состав II, % (по объему):	
глинозем необожженный	32,5
» обожженный	32,5
глина часовъярская	20
тальк	15

Для повышения пористости и пластичности в приготовленную керамическую массу обоих составов добавляют (сверх 100%) древесный уголь (20%), порошковый бентонит (50%) и машинное масло (0,5%). Влажность рабочей массы 30%. Режим обжига: до 700 °С со скоростью подъема температуры 100 °С/ч; от 700 до 1350 °С — 50 °С/ч, выдержка в течение 4 ч при 1350—1380 °С и охлаждение до 400 °С за 4 ч. При режиме выдержки 1350—1380 °С в печь подается воздух для выгорания древесного угля.

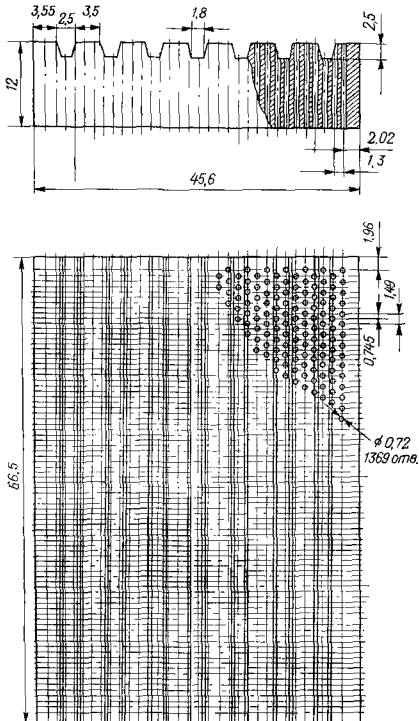


Рис. 12.12. Ребристая перфорированная керамическая плитка для высокотемпературных ГИИ.

Другой разновидностью керамического насадка ГИИ являются пористые керамические плитки, которые могут быть либо склеены из отдельных плиток, либо изготовлены на заводе цельными в виде плоских плит прямоугольной или круглой формы, а также в виде цилиндров (труб), полусфер и т. п. Такая возможность обеспечивается простотой конструкции пресс-форм. Толщина плиток, как правило, 20—30 мм. Плитки склеивают замазкой, состоящей из

порошкообразного шамота, разведенного на жидком стекле до образования густой массы. Склеенные насадки сушатся при температуре 70—100 °С в течение 6 ч.

В отличие от перфорированных, пористые керамические насадки имеют большее гидравлическое сопротивление, поэтому при низком давлении газа невозможно получить $\alpha_1 \geqslant 1$. В связи с этим пористые керамические насадки применяют для газовых *горелок среднего давления или с принудительной подачей воздуха.*

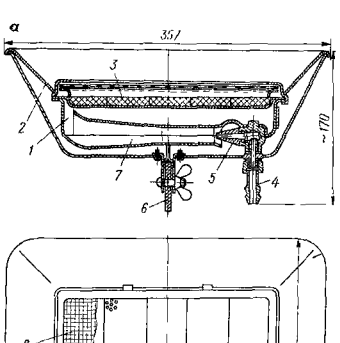
Газовоздушная смесь из распределительной камеры ГИИ проходит через систему узких искривленных каналов (пор) и сгорает у наружной поверхности пористого насадка, образуя большое число отдельных коротких пламен. При разогреве насадка на некоторую глубину пламена становятся незаметными, поверхность нагревается до 850—1000 °С и становится интенсивным источником инфракрасного излучения.

Металлокерамические насадки имеют дополнительно к обычному керамическому (перфорированному или пористому) насадку металлическую сетку, расположенную в 8—12 мм над керамической плиткой и полностью ее перекрывающую. Сетка интенсифицирует процесс сжигания газа, способствует выравниванию температуры поверхности излучающей керамики, обеспечивает дополнительную стабилизацию горения и повышает температуру керамики на 50—100 °С. При работе горелки металлическая сетка раскаляется и служит вторичным излучателем, что увеличивает коэффициент излучения горелки. Так как сетка нагревается до 800—900 °С, она изготовляется из жаростойкой хромоникелевой стали. Рекомендуются металлические сетки из жаростойкой стальной проволоки диаметром 1,1—1,3 мм с размерами квадратной ячейки 2,3—2,5 мм.

Металлические сетки снижают устойчивость горелки к проскоку пламени, для предотвращения которого несколько уменьшают номинальные удельные расходы газа для горелок с металлокерамической насадкой (по сравнению с керамической). Сетка уменьшает влияние внешних потоков воздуха и способствует более стабильной работе горелки. Большинство серийно изготовляемых ГИИ выпускают с металлокерамическими насадками. Существенным недостатком керамических и металлокерамических насадков является хрупкость плиток.

Широко распространенные металлические насадки, лишенные этого недостатка, представляют собой жаростойкие металлические сетки, между которыми сгорает газовоздушная смесь. Сетки раскаляются до 800—900 °С и являются источником инфракрасного излучения. К металлическим насадкам также относятся плиты из перфорированного жаростойкого чугуна.

Принцип работы сетчатых насадков состоит в том, что пламя стабилизируется между двумя сетками. Перемещение зоны горения на поверхность верхней сетки или же проскок пламени через нижнюю сетку приводят к нерабочим режимам. Поэтому верхнюю





сетку берут с размерами ячеек, обеспечивающими проскок пламени (2×2; 3×3; 5×5 мм), а нижнюю — с размерами ячеек меньше критических, предотвращающих проскок пламени (0,35××0,35÷1,2×1,2 мм). Для изготовления насадков используются тканые сетки с квадратными ячейками из нихромовой проволоки Н80Х20 или 1Х18Н9Т.

Температура сетчатого металлического насадка 800—950 °С; гидравлическое сопротивление их невелико (до 10 Па). Это дает возможность создавать инжекционные горелки низкого давления, работающие с $\alpha_1 = 1{,}05 \div 1{,}10$.

Ниже рассмотрены некоторые типы ГИИ, применяемые в различных отраслях народного хозяйства. Так, ветроустойчивые горелки ГИИВ-1 и ГИИВ-2 предназначены для отопления, тепловой обработки и сушки различных материалов. Горелка ГИИВ-1 (рис. 12.13, *а*) состоит из корпуса, инжекционного смесителя *7*, насадка *3*, сопла *5*, рефлектора *2* и кронштейна *6*. Корпус горелки изготовлен из двух штампованных частей, соединенных контактной сваркой. В сборе он образует инжекционный смеситель *7* и распределительную камеру *1*. В корпусе установлена крестовина, в которой на резьбе укрепляются сопло *5* и штуцер для подвода газа *4*. Насадок *3* склеен из десяти перфорированных керамических плиток размером 65×45×12 мм. Каждая плитка имеет 1350 цилиндрических каналов диаметром 1 мм. Живое сечение ее 36%. Насадок устанавливается в рамке, соединенной с корпусом.

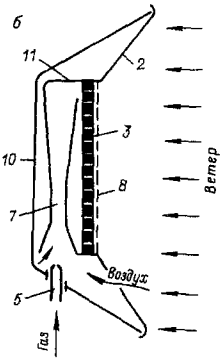


Рис. 12.13. Газовая ветроустойчивая горелка инфракрасного излучения ГИИВ-1,

а — конструктивная схема; *б* — принципиальная схема; *1* — газовая распределительная камера; *2* — рефлектор; *3* — насадок из перфорированных керамических плиток; *4* — штуцер для подвода газа; *5* — сопло; *6* — кронштейн для крепления горелки; *7* — инжекционный смеситель; *8* — сетка из жаростойкой стали; *9* — отверстия для подачи воздуха; *10* — дополнительный кожух; *11* — корпус горелки.

Над насадком монтируется сетка *8* из жаростойкой стали. Кронштейн *6* предназначен для крепления горелки.

Подводимый к штуцеру газ вытекает из сопла *5* и инжектирует в смеситель воздух с $\alpha_1 = 1{,}05$. Воздух в корпус горелки поступает через отверстия *9*. Предварительно подготовленная газовоздушная смесь попадает в распределительную камеру, проходит через насадок и сгорает на его поверхности, накаляя последний до 800—900 °С. Сетка из жаропрочной стали также раскаляется и обеспечивает более равномерный нагрев керамики, некоторое повышение температуры поверхности плиток и увеличивает мощность радиации.

Для защиты от ветра горелка оборудована специальным кожухом. Погасание горелок на ветру вызывается двумя причинами: 1) давлением, создаваемым ветром перед насадком и приводящим к уменьшению α_1 и, следовательно, к факельному неустойчивому горению; 2) конвективным теплосъемом холодными потоками воздуха, вызывающим потемнение насадка и нарушение стабилизации горения. Обе эти причины действуют одновременно. Степень воздействия их на горелку зависит от силы ветра.

На рис. 12.13, *б* дана принципиальная схема горелки ГИИВ-1, поясняющая работу устройства для защиты от ветра. Воздух, необходимый для сгорания газа, подсасывается инжектором через отверстия в рефлекторе, размер которых выбирается так, чтобы давление в самом кожухе и перед рефлектором поддерживалось практически одинаковым. Сила ветра, преобразуясь в статическое давление, воздействует на насадок и одновременно через отверстия в рефлекторе на инжектор. Это создает постоянный перепад давлений на насадке горелки независимо от силы ветра и позволяет

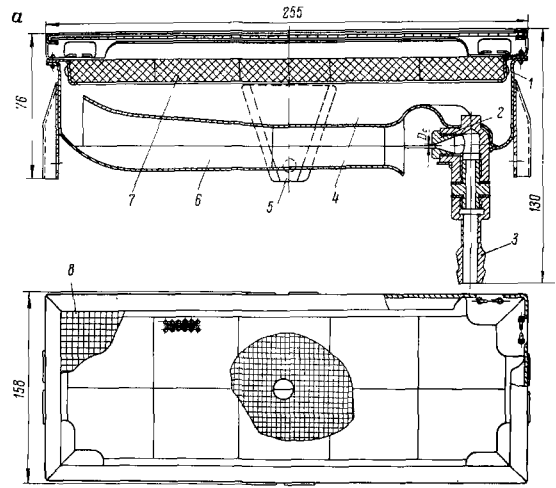
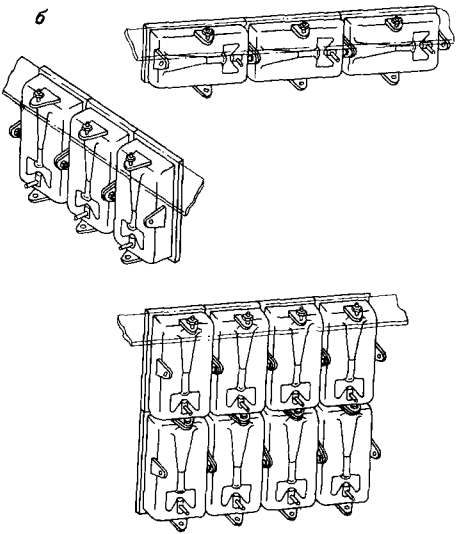


Рис. 12.14. Блочная инжекционная горел
а — конструктивная схема; *б* — схема компоновки панелей (блоков) из горелок ГИИБл
штуцер для подвода газа; *4* — распределительная камера; *5* — кронштейн; *6* — инжек
ток; *8* — сетка из

сохранять неизменным коэффициент инжекции, что обеспечивает качественное сжигание газа. Расположение отверстий для подачи воздуха к инжектору в нижней части рефлектора позволяет исключить влияние удаляемых продуктов сгорания на работу горелки.

Ветрозащитный кожух исключает первую из указанных выше причин погасания горелок. Могут быть и другие пути повышения ветроустойчивости горелок. Так, увеличение гидравлического сопротивления насадка способствует ветроустойчивости горелки, но при этом возникает необходимость использовать газ среднего давления. Вторую причину погасания горелок на ветру надо устранять за счет повышения температуры поверхности насадка.

Горелка ГИИВ-1 работает устойчиво при скорости ветра до 5,5 м/с и тепловой мощности 1,98—3,72 кВт (при сжигании природного газа) и 1,98—2,91 кВт (при сжигании СУГ). При большой скорости ветра резко сказывается влияние конвективного тепло-



ка инфракрасного излучения ГИИБл.

и их крепления к металлическим конструкциям; *1* — корпус; *2* — газовое сопло; *3* — ционный смеситель; *7* — излучающий насадок из перфорированных керамических пли- жаростойкой стали.

съема потоком воздуха. Горелки ГИИВ-1 могут быть установлены в помещении и на открытом воздухе.

Промышленность выпускала горелки ГИИВ-2 и «Марс», которые по устройству, принципу работы и области применения аналогичны горелке ГИИВ-1. Тепловая мощность ГИИВ-2 5,1—9,3 кВт (на природном газе) и 4,7—8,1 кВт (на сжиженном). Излучающий насадок ее склеен из 20 керамических плиток размером 65 × × 45 × 12 мм. Горелки ГИИВ-1 и ГИИВ-2 работают на низком давлении, Па: для природного газа 600—2000, для сжиженного — 1500—4000.

Для сушки и тепловой обработки материалов широко применялись горелки ГИИБл (рис. 12.14, *а*). Тепловая мощность ее при работе на природном газе 1,98—3,72 кВт. Насадок горелки, как и у ГИИВ-1, склеен из 10 перфорированных плиток. Горелка проста по конструкции и технологична в производстве. ГИИБл

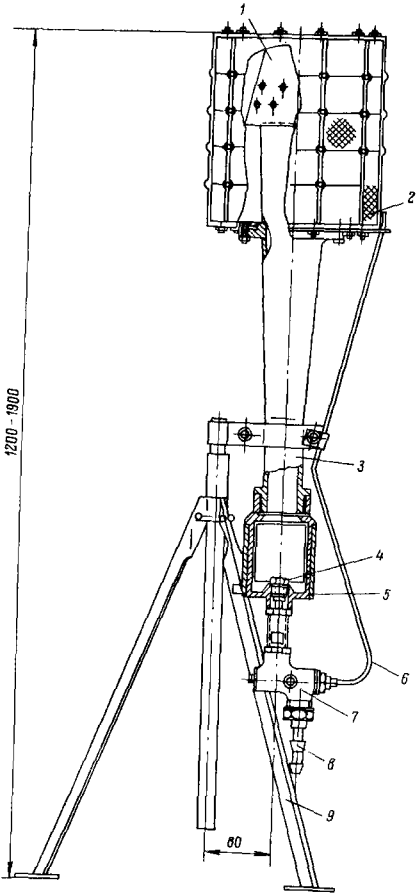

1
2
1200 - 1900
3
4
5
6
7
8
9
60

Рис. 12.15. Газовая горелка инфракрасного излучения ГК-1-38 типа «фонарь».
1 — рассекатель; *2* — насадок из перфорированных керамических плиток; *3* — инжекционный смеситель; *4* — сопло; *5* — регулировочная шайба; *6* — термопара типа ХК; *7* — электромагнитный клапан; *8* — штуцер для подвода газа; *9* — подставка.

могут собираться в панели (блоки) из нескольких горелок (рис. 12.14, *б*). На каждой горелке имеются четыре кронштейна, при помощи которых они на болтах М6×25 могут соединяться между собой или крепиться к металлическим конструкциям, что дает возможность применять эти горелки для различных целей.

К недостаткам ГИИ с керамическими и металлокерамическими насадками относится их чувствительность к динамическим нагрузкам. Слабым звеном является излучающая керамика, склеенная огнеупорным раствором из отдельных плиток.

Виброустойчивая блочная горелка ВИГ-1 обладает повышенной надежностью крепления керамики, способной выдержать небольшие вибрационные и ударные нагрузки. Каждая плитка излучающего насадка горелки вклеена в индивидуальный металлический держатель. Держатели вмонтированы в пластину, которая прикрепляется к корпусу горелки. Горелки ВИГ-1 можно применять на передвижных установках и в местах, где горелки могут подвергнуться ударным нагрузкам. Эти горелки также позволяют компоновать панели (блоки) инфракрасного излучения различных форм и размеров, аналогично показанной на рис. 12.14, *б*. По форме, размерам, тепловой мощности ВИГ-1 идентична ГИИБл. Горелки ГИИВ-1, ГИИВ-2, «Марс», ГИИБл, ВИГ-1 и другие разработаны СКБ «Газприборавтоматика». Гипрониигаз (г. Саратов) также является разработчиком многих конструкций ГИИ.

Горелка ГК-1-38 типа «фонарь» (рис. 12.15) состоит из насадка, инжекционного смесителя, сопла, подставки и узлов автоматики безопасности. Насадок цилиндрической формы склеен по металлическому каркасу из 50 перфорированных керамических плиток. Подставка, входящая в комплект горелки, служит для вертикальной установки последней на разной высоте. Горелка снабжена автоматикой безопасности, выполняющей функцию контроля горения. Хромель-копелевая термопара устанавливается возле насадка. При работе горелки керамический насадок раскаляется и за счет излучения нагревает термопару, в которой создается ТЭДС. Электрический ток по проводам подается к электромагнитному клапану, который и открывает проход газа к горелке. При погасании пламени термопара охлаждается, ток в цепи пропадает и соленоидный вентиль отключает подачу газа. При розжиге горелки необходимо нажать на кнопку электромагнитного клапана, который при этом откроет подачу газа к горелке. Через 30—60 с (после разогрева насадка) кнопку можно отпустить, так как клапан остается открытым под действием ТЭДС нагретой термопары.

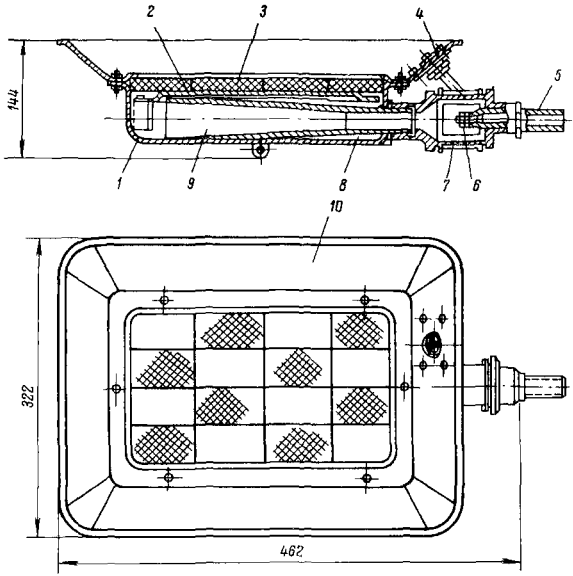


Рис. 12.16. Газовая горелка инфракрасного излучения ГИИ-19А.

1 — штампованный металлический корпус; *2* — рассекатель; *3* — насадок из перфорированных керамических плиток; *4* — электроискровая свеча; *5* — штуцер для подвода газа; *6* — сопло; *7* — регулировочная шайба; *8* — распределительная камера; *9* — инжекционный смеситель; *10* — рефлектор.

Предназначена горелка для ускоренной сушки штукатурки и прогрева стен в строящихся или ремонтируемых помещениях, а также для других видов тепловой обработки различных материалов.

Ранее выпускаемая Саратовскнм заводом газовой аппаратуры (ныне «Газавтоматика») горелка ГИИ-19А (рис. 12.16) состоит из штампованного металлнческого корпуса, насадка, склеенного из 12 перфорированных керамических плиток, инжекционного смесителя, газового сопла, регулировочной шайбы первичиого воздуха, рассекателя и рефлектора. Насадок вмонтирован в корпус на огнеупорной замазке. Горелка работает на природном и сжиженном газе низкого давления и применяется для отопления помещений, технологической сушки и т. д.

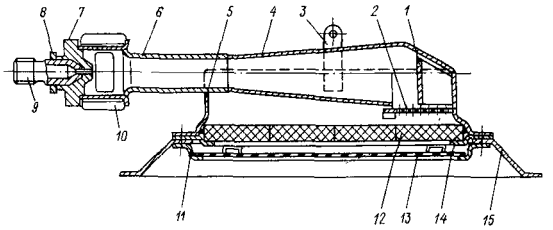


Рис. 12.17. Горелка КГ-27У-1.

1 — рассекатель; *2* — распределитель; *3* — ушко; *4* — корпус; *5* — смеситель; *6* — инжектор; *7* — сопло; *8* — контргайка; *9* — штуцер; *10* — регулировочная шайба; *11* — рамка верхняя; *12* — насадок из перфорированных керамических плиток; *13* — сетка-экран из жаростойкой стали; *14* — рамка нижняя; *15* — рефлектор.

Горелка КГ-27У-1 (рис. 12.17) имеет штампованный корпус и излучающий насадок, состоящий из 16 перфорированных плиток с диаметром каналов 1,55 мм и жаростойкой стальной сетки. Номинальная тепловая мощность 6,4 (при работе на природном газе) и 5,2 кВт (при работе на сжиженном газе).

Горелки инфракрасного излучения «Звездочка» и «Унифицированная» (рис. 12.18) разработаны ДНПО «Газоаппарат» и выпускаются серийно Казанским заводом газовой аппаратуры (табл. 12.7).

Газовая горелка «Звездочка» предназначена для обогрева людей, отдельных предметов и тепловой обработки материалов. Она может устанавливаться только в вентилируемых помещениях. Для отопления горелку «Звездочка» целесообразно использовать в низ-

ТАБЛИЦА 12.7

Основные характеристики горелок инфракрасного излучения «Унифицированной» и «Звездочка»

Показатели	Горелка «Унифицированная»			Горелка «Звездочка»	
	сжиженный газ	природный газ		сжиженный газ	природный газ
Номинальная тепловая мощность, кВт	3,72	3,49	4,48	1,92	
Номинальное давление газа, кПа	3,0	1,3	2,0	3,0	1,3
Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме			1,05		
Коэффициент рабочего регулирования	1,2	1,14	1,29	1,74	1,56
Диаметр газового сопла *d*, мм	1,05	1,67	1,60	0,8	1,4

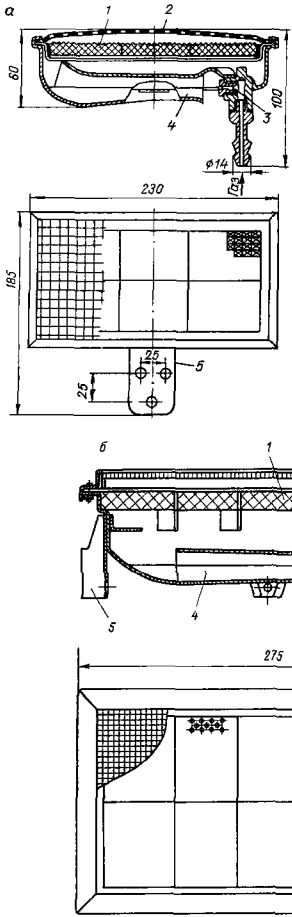


Рис. 12.18. Горелки инфракрасного излучения «Звездочка» (*а*) и «Унифицированная» (*б*).

1 — излучатель керамический; *2* — сетка-экран; *3* — сопло; *4* — смеситель; *5* — кронштейн.

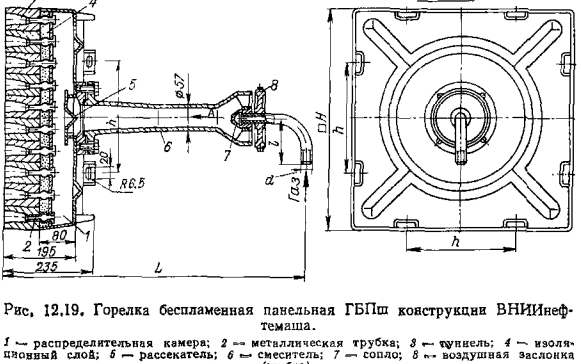


Рис. 12.19. Горелка беспламенная панельная ГБПш конструкции ВНИИнефтемаша.

1 — распределительная камера; *2* — металлическая трубка; *3* — тоннель; *4* — изоляционный слой; *5* — рассекатель; *6* — смеситель; *7* — сопло; *8* — воздушная заслонка (шибер).

ких помещениях (до 3 м), т. е. там, где неприменимы более мощные горелки. Насадок ее склеен из шести керамических перфорированных плиток. «Звездочка» имеет специальные кронштейны для установки и крепления.

Горелка «Унифицированная» предназначена для тепловой обработки различных материаллов и изделий, для локального обогрева рабочих мест и оборудования, а также для отопления производственных и коммунально-бытовых вентилируемых помещений. Горелка имеет кронштейны для крепления к металлическим конструкциям, а также для соединения горелок между собой в излучающую панель. Для повышения виброустойчивости излучающий насадок ее смонтирован из склеенных попарно в торец керамических перфорированных плиток, опирающихся на отбортовку в корпусе горелки. Дополнительные продольные и поперечные накладки предотвращают выпадение плиток из корпуса горелки даже в случае разрушения склеивающей массы. Для удобства ремонта рамка сетки сделана съемной на винтах.

Горелки беспламенные панельные ГБПш конструкции ВНИИнефтемаша (рис. 12.19). Предназначены для сжигания природного газа в трубчатых печах нефтеперерабатывающей, нефтехимической, химической, газовой и других отраслей промышленности, где требуется равномерный нагрев больших поверхностей. Принцип работы горелки следующий. Газ по подводящему трубопроводу поступает к соплу горелки и, вылетая с большой скоростью из него, подсасывает в инжектор воздух, необходимый для полного сгорания газа ($\alpha_1 = 1{,}04 \div 1{,}05$). В инжекционном смесителе газ тщательно перемешивается с воздухом, после чего газовоздушная

ТАБЛИЦА 12.8

Основные технические характеристики горелок ГБПш конструкции ВНИИнефтемаша

Показатели	ГБПш-45	ГБПш-85	ГБПш-120	ГБПш-140	ГБПш-200	ГБПш-280
Номинальная тепловая мощность, кВт	52,4	98,9	133,5	186	219	308
Номинальное давление газа, кПа		190		155	150	145
Номинальный расход газа (с $Q_н$ = = 33,6 МДж/м³), м³/ч	5,6	10,6	14,3	20	23,5	33
Коэффициент избытка воздуха α при номинальном режиме		1,04		1,05		1,04
Коэффициент рабочего регулирования	2		1,9	3,5		3,3
Размеры, мм:						
L			740			945
l			110			153
H	500	500	605	500	605	500
h	250	250	300	250	300	250
d			Труб. 1/2"			Труб. 1"
d_1 (диаметр сопла)	—	—	2,3	2,7	4,1	4,5
Масса, кг	27,5	28,3	35,5	28,7	36,3	38,4

смесь попадает в распределительную камеру, откуда направляется по металлическим трубкам в туннели со скоростью, намного превышающей скорость распространения пламени. Чтобы избежать неравномерного снижения концентрации газа, после смесителя устанавливают рассекатель. После выхода из трубок газовоздушная смесь сгорает в керамических огнеупорных туннелях, которые служат стабилизаторами горения. За счет теплоты уходящих газов и передачи теплоты от раскаленных туннелей вся поверхность излучающей панели нагревается до 900—1100 °С. Горелки ГБПш изготавливает новочеркасский завод «Нефтемаш». Технические характеристики этих горелок приведены в табл. 12.8, расходные характеристики их — на рис. 12.20.

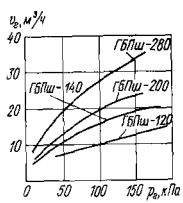


Рис. 12.20. Расходные характеристики горелок ГБПш.

12.3.2. ИНЖЕКЦИОННЫЕ ГОРЕЛКИ С $\alpha_1 < 1$

По принципу работы эти горелки аналогичны рассмотренным выше инжекционным горелкам с $\alpha_1 > 1$. Различие заключается только в том, что горелки с $\alpha_1 < 1$ (с частичной инжекцией) требуют подвода в зону горения дополнительного воздуха.

Воздух, инжектируемый в смеситель горелок, называется *первичным*, а дополнительный воздух, поступающий к пламени из окружающей атмосферы, — *вторичным*. Частичная инжекция первичного воздуха обеспечивает устойчивость пламени в отношении отрыва и проскока в сравнительно широком диапазоне изменения тепловой мощности без применения искусственных стабилизаторов горения. Обычно инжекционные горелки с $\alpha_1 < 1$ работают в условиях атмосферного давления или разрежения в топке до 20 Па. Это приводит к сохранению коэффициента избытка первичного воздуха α_1 на сравнительно постоянном уровне при изменении тепловой мощности от необходимого в практике минимума до ее предельных значений. В том случае, когда огневая часть горелки размещается в топке, находящейся под большим разрежением, инжектор горелки оборудуется равновесной камерой, поддерживающей давление воздуха перед ним, равное давлению в топке.

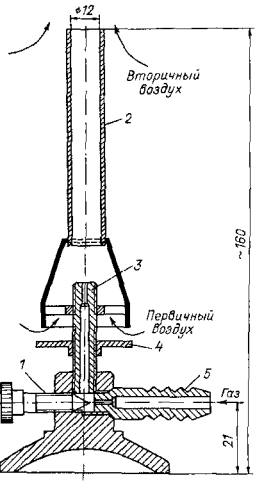


Рис. 12.21. *Инжекционная горелка* Бунзена для лабораторных нужд.

1 — винт для регулирования расхода газа; *2* — смесительная трубка; *3* — сопло; *4* — шайба для регулирования расхода первичного воздуха; *5* — штуцер для присоединения резинового шланга.

Горелки с частичной инжекцией, как правило, работают на газе низкого давления и широко применяются в бытовых газовых аппаратах и тепловых установках общественного питания и коммунально-бытового назначения.

На рис. 12.21 приведена простейшая инжекционная горелка Бунзена с $\alpha_1 < 1$, предназначенная для химических, физических и других лабораторий. К газопроводу она присоединена резиновым шлангом диаметром 8—10 мм. Первичный воздух в смеситель горелки поступает через приоткрытую шайбу за счет инжекции струи газа, вытекающего из сопла. Вторичный

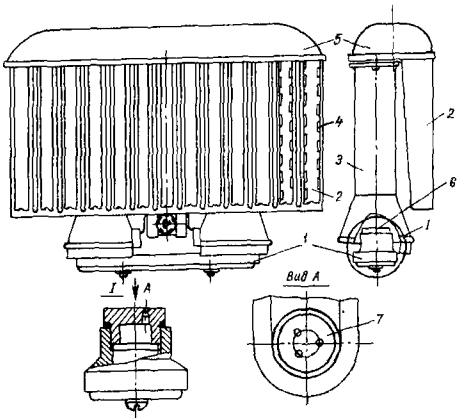


Рис. 12.22. Инжекционная горелка для проточных водонагревателей.
1 — крышки; 2 — распределительные трубки; 3 — смеситель; 4 — огневые щели; 5 — распределительный коллектор; 6 — диск с тремя соплами; 7 — сопло.

воздух поступает из окружающей атмосферы за счет диффузии и инжектирующего действия струи газовоздушной смеси, вытекающей из смесителя. Оптимальная тепловая мощность горелки 1,3 кВт. Диаметры сопел и давление для природного газа соответственно 1 мм и 1300 Па, а для СУГ 0,65 мм и 3000 Па.

Горелки для бытовых газовых плит рассмотрены в гл. 9. На рис. 12.22 приведена оригинальная инжекционная горелка, широко применяемая в проточных водонагревателях. Особенность ее — наличие двух смесителей, присоединенных к общему распределительному коллектору. Газ в каждый смеситель подают через три сопла, что обеспечивает образование однородной газовоздушной смеси на коротком пути. Распределитель отливают из алюминиевого сплава СИЛ-2; он имеет 13 трубок со щелевыми отверстиями вдоль оси каждой трубки в два ряда. Щели для выхода газовоздушной смеси образованы за счет вырезов в стальных штампованных пластинах, вставляемых в верхнюю часть литых трубок. Стальная поверхность распределительных трубок обеспечивает необходимую термостойкость горелки, работающей в условиях высокого теплового напряжения топочного объема водонагревателя.

Горелка предназначена для сжигания природных и сжиженных углеводородных газов с коэффициентом избытка первичного воздуха $\alpha_1 \approx 0{,}6$. Устойчивость горения в отношении отрыва достиг-

нута за счет малых скоростей вылета смеси и взаимного поджигающего действия пламени, а в отношении проскока — докритическим сечением щелей, ширина которых 1,2 мм.

Техническая характеристика горелки для проточных водонагревателей

Номинальная тепловая мощность, кВт	20,9
Номинальное давление, Па	1300/3000
Расход газа, м³/ч	2,1/1,2
Диаметр сопел, мм	1,7/1,0

Эти горелки кроме проточных водонагревателей могут применяться в кипятильниках, дистилляторах, варочных котлах, стиральных машинах и других установках с близкой тепловой мощностью. По этому же типу могут быть сконструированы горелки как на большие, так и на меньшие тепловые мощности.

На рис. 12.23 показаны две инжекционные газовые горелки конструкции Мосгазниипроекта, применяющиеся в автоматических газовых водонагревателях с емкостью по воде 80 и 120 л (АГВ-80 и АГВ-120). Обе горелки изготавливаются литыми из чугуна и предназначены для сжигания как природного, так и сжиженного углеводородного газов. Горелки могут использоваться также и для любых других установок, если они достаточны по тепловой мощности и пригодны по габаритным размерам и форме.

Техническая характеристика инжекционных горелок для автоматических водонагревателей АГВ-80 и АГВ-120

	Горелка для АГВ-80	Горелка для АГВ-120
Номинальная тепловая мощность, кВт	7	14
Номинальное давление газа перед соплом, Па	1300/3000	
Расход газа, м³/ч	0,7/0,28	1,4/0,55
Диаметр сопел, мм	2,4/1,4	3,2/2,1
Масса, кг	3,6	4,5

На рис. 12.24 показаны две инжекционные горелки конструкции Мосгазниипроекта в литом чугунном исполнении. Эти горелки предназначены преимущественно для отопительных секционных котлов типа ВНИИСТО-Мч, но могут применяться и для других тепловых установок. Основные характеристики и размеры этих горелок при сжигании природного газа приведены в табл. 12.9.

На рис. 12.25 приведена инжекционная многофакельная горелка с продольной формой коллектора конструкции Укргипроинжпроекта (ныне Укрниинжпроект). Такие горелки изготавливают в литом чугунном исполнении. Они предназначены для секционных котлов с малой теплопроизводительностью и других тепловых установок с топками продольной формы. Основные характеристики распространенных типоразмеров этих горелок для природного газа приведены в табл. 12.10.

Горелки могут использоваться и для сжигания СУГ при условии сохранения номинальной тепловой мощности, повышения номинального давления газа до 3000 Па и соответственном уменьше-

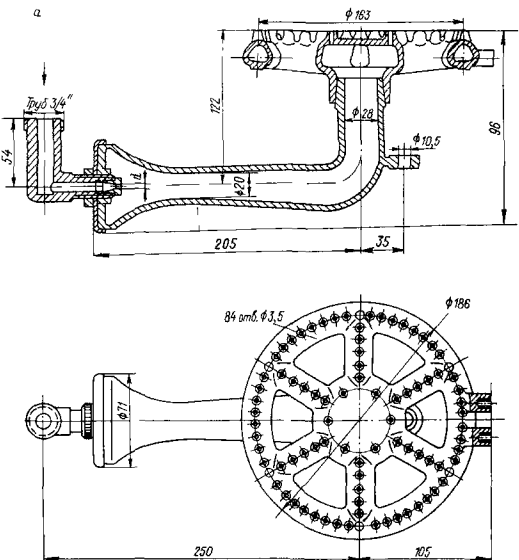
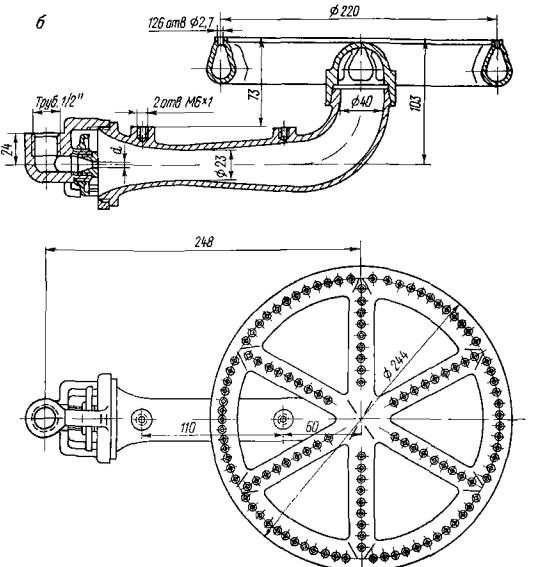


Рис. 12.23. Инжекционные горелки
а — для водонагревателя АГВ-80;

Характеристика инжекционных горелок для

Шифр горелок	Номинальная тепловая мощность, кВт	Природный газ				Сжиженный углево	
		Номинальный расход газа, м³/ч	Пределы регулирования		Диаметр сопла *d*, мм	Номинальный расход газа, м³/ч	Пределы ре
			по расходу, м³/ч	по давлению, Па			по расходу, м³/ч
305	13,8	1,4	0,27—1,6	50—1800	3,2	0,54	0,1—0,62
381	20,8	2,1	0,41—2,45	50—1800	4,0	0,8	0,14—0,92
2209	26,0	2,6	0,51—3,06	50—1800	4,5	1,0	0,18—1,15
2210	18,6	1,9	0,37—2,2	50—1800	3,8	0,73	0,13—0,8
2211	25,1	2,5	0,5—2,9	50—1800	4,3	0,98	0,18—1,1
2295	30,7	3,1	0,6—3,5	50—1800	4,8	1,2	0,22—1,4

Примечание. Номинальное давление природного и сжиженного углеводород



для емкостных водонагревателей.

б — для водонагревателя АГВ-120.

ТАБЛИЦА 12.9

секционных котлов типа **ВНИИСТО-Мч**

дородный газ		Размеры, мм							
гулирования по давлению, Па	Диаметр сопла *d*, мм	*L*	L_1	L_2	L_3	D_1	D_2	Число огневых каналов *n*	Масса, кг
100—4000	2,1	470	360	305	180	30	60	98	7,0
100—4000	2,7	502	370	305	264	30	60	142	9,0
100—4000	8,0	580	410	345	338	30	60	146	14,5
100—4000	2,5	681	460	265	390	23	50	78	7,7
100—4000	2,8	840	620	440	470	26	58	110	9,4
100—4000	3,2	1005	790	600	550	35	68	178	14,8

кого газов соответственно 1300 и 3000 Па; $\alpha_1 = 0{,}5 \div 0{,}6$.

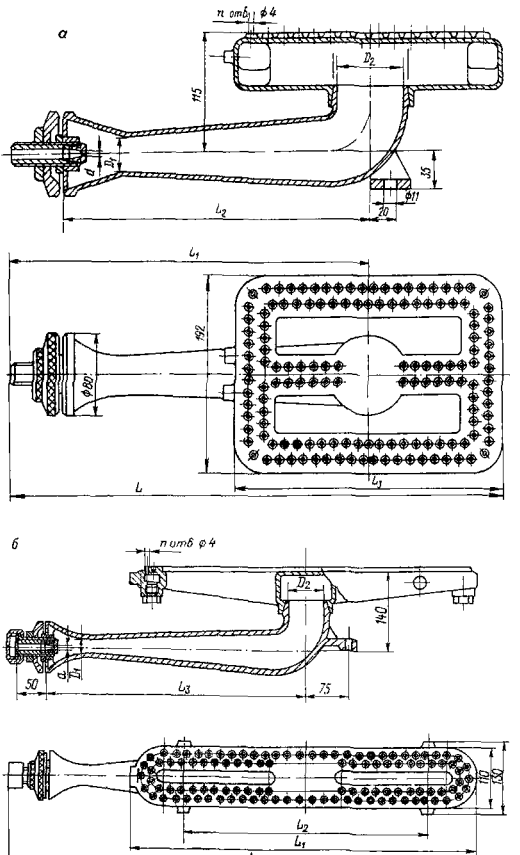


Рис. 12.24. Инжекционные горелки для чугунных секционных котлов ВНИИСТО-Мч.

Горелки для котлов с числом секций: *а* — 4, 5 и 6; *б* — 8, 10 и 12.

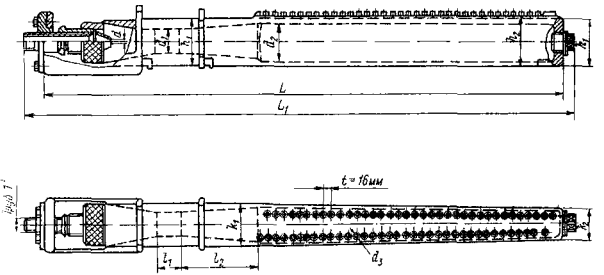


Рис. 12.25. Инжекционная многофакельная горелка в литом исполнении с коллектором удлиненной формы.

нин диаметров сопел. В том случае, когда горелки для работы на СУГ изготавливают индивидуально или небольшими партиями, их выполняют сварными из листовой стали и труб. Такая горелка конструкции Мосгазниипроекта приведена на рис. 12.26, а основные характеристики для природного газа — в табл. 12.11.

В сварных газовых горелках, изготавливаемых из стандартных труб, трудно выдержать расчетные размеры. Кроме того, сопротивление трения в таких горелках больше, чем в литых. Все это несколько ухудшает сгорание газа в сварных горелках. При неизбежности изготавливать сварные горелки следует добиваться строгой соосности сопла и смесителя, плотной подгонки и качественной приварки стальных пластин, увеличивающих глубину огневых каналов, а также тщательной зачистки последних от образовавшихся при сверлении заусенцев.

Горелки, показанные на рис. 12.25 и 12.26, имеют сравнительно небольшую тепловую мощность, поэтому они пригодны для секционных котлов с малой поверхностью нагрева.

Стремление использовать инжекционные горелки в современных котлах с большой поверхностью нагрева привело к созданию блочных конструкций с несколькими смесителями, присоединенными к одному газораспределительному коллектору. Устройство такой опытной горелки, предложенной Ленгипроинжпроектом, показано на рис. 12.27. Газ в каждый из смесителей подается через три сопла, что выравнивает поля концентраций газ—воздух на коротком пути и сокращает высоту смесителей. Верхняя часть каждого смесителя перекрыта крышкой, и выход газовоздушной смеси организован через несколько боковых прямоугольных щелей. Это приводит к созданию факела, напоминающего розетку с расширяющимися лепестками отдельных пламен, к каждому из

Характеристики инжекционных многофакельных горелок

Шифр горелки	Номинальные		Пределы регулирования		Диаметр сопла d, мм	Раз	
	тепловая мощность, кВт	расход газа, м³/ч	по расходу, м³/ч	по давлению, Па		d_1	d_2
ГИ-Н-6	49,4	5,0	2,6—5,7	350—1500	6,5	45	56
ГИ-Н-10	82,0	8,3	4,3—9,6	350—1500	8,4	51	70
ГИ-Н-13	104,8	10,6	5,5—12,2	350—1500	9,5	52	80
ГИ-Н-1,7	16,8	1,7	0,9—1,8	350—1500	3,8	30	—
ГИ-Н-2,5	24,6	2,5	1,3—2,7	350—1500	4,6	30	—
ГИ-Н-3,2	31,6	3,2	1,7—3,5	350—1500	5,2	46	—
ГИ-Н-3,8	37,6	3,8	2—4,1	350—1500	5,7	46	—
ГИ-Н-4,2	41,5	4,2	2,2—4,5	350—1500	6,0	46	—

Примечание. Номинальное давление природного газа 1300 Па; $\alpha_1 = 0{,}5 \div 0{,}6$.

которых обеспечивается свободный доступ вторичного воздуха. Достоинство такого факела заключается в том, что его форма приближается к форме шатровой топки секционного котла.

Для предотвращения чрезмерного разбавления газовоздушной смеси в корне факела вторичным воздухом и для устранения влияния на устойчивость пламени спутного потока воздуха смесители оборудованы конусообразными кольцами, размещенными под щелями. Наличие этих колец обеспечивает высокую устойчивость пламен в отношении их отрыва. Устойчивость горения в отношении проскока достигнута за счет образования в смесителе первичной негорючей газовоздушной смеси ($\alpha_1 = 0{,}4$).

Характеристики инжекционных многофакельных горелок

Шифр горелок	Номинальная тепловая мощность, кВт	Природный газ				Сжиженный угле	
		Номинальный расход газа, м³/ч	Пределы регулирования		Диаметр сопла, мм	Номинальный расход газа, м³/ч	Пределы ре
			по расходу, м³/ч	по давлению, Па			по расходу, м³/ч
ГКС-2,5	18,7	1,9	0,37—2,2	50—1800	3,8	0,74	0,13—0,86
ГКС-3,5	23,7	2,4	0,47—2,8	50—1800	4,2	0,93	0,17—1,1
ГКС1-3,5	23,7	2,4	0,47—2,8	50—1800	4,2	0,93	0,17—1,1
ГКС-4,5	27,7	2,8	0,55—3,3	50—1800	4,7	1,1	0,2—1,3
ГКС-5	32,6	3,3	0,64—3,9	50—1800	5,0	1,3	0,24—1,5
ГКС-6	46,5	4,7	0,92—5,5	50—1800	5,5	1,8	0,33—2,1
ГКС-8	51,4	5,2	1,0—6,0	50—1800	6,5	2,1	0,38—2,4
ГКС-10	60,2	6,1	1,2—7,2	50—1800	7,0	2,4	0,44—2,8

Примечание. Номинальное давление природного и сжиженного углеводород

ТАБЛИЦА 12.10

в литом исполнении для топок продольной формы

меры, мм									Число огневых каналов	Масса, кг
d_2	B_1	B_2	k_1	k_2	B	B_1	l_1	l_2		
6,5	78	93	70	54	759	812	70	115	44	26
6,5	95	110	84	54	1028	1084	50	160	70	30
6,5 (5,4)	100	115	94	74	1213	1298	50	220	96 (136)	31 (38)
5,0	—	—	—	—	—	540	—	—	22	5,5
5,0	—	—	—	—	—	540	—	—	22	5,5
5,5	—	—	—	—	—	825	—	—	29	8,2
5,5	—	—	—	—	—	825	—	—	29	8,2
5,5	—	—	—	—	—	825	—	—	29	8,2

Горелки конструкции Ленгипроинжпроекта предназначены для сжигания преимущественно природных газов низкого давления. Для этих газов применительно к секционным котлам диаметры смесителей могут быть приняты равными 48 и 60 мм; площади огневых щелей и окон для поступления первичного воздуха примерно одинаковы (~80% от площади смесителей). Расход природного газа ($Q_н$ = 35,6 МДж/м³ и ρ = 0,73 кг/м³) на смеситель диаметром 48 м при трех соплах диаметром 5 мм и давлении 1000 Па составляет 8,3, а на смеситель диаметром 60 мм при соплах диаметром 6,2 мм — 13 м³/ч. Число смесителей зависит от тепловой мощности горелки, определяемой поверхностью нагрева котла. Исследования работы

ТАБЛИЦА 12.11

в сварном исполнении для топок продольной формы

водородный газ		Размеры, мм							Число огневых каналов	Масса, кг
гулирования по давлению, Па	Диаметр сопла, мм	D	D_1	D_2	L	L_1	L_2	d_1		
100—4000	2,5	60	25	68	828	520	253	5,5	43	4,5
100—4000	2,8	75,5	30	86	1080	740	305	5,0	65	9,3
100—4000	2,8	75,5	30	86	890	550	305	6,0	46	7,6
100—4000	3,2	75,5	30	86	1315	975	305	5,0	88	11,5
100—4000	3,4	75,5	30	86	1490	1150	305	4,5	106	13,0
100—4000	3,7	—	—	—	1160	600	—	6,0	76	12,0
100—4000	4,4	—	—	—	1430	870	—	6,0	112	14,0
100—4000	4,7	—	—	—	1610	1050	—	6,0	134	17,0

ного газов соответственно 1300 и 3000 Па; α_1 = 0,4 ÷ 0,6.

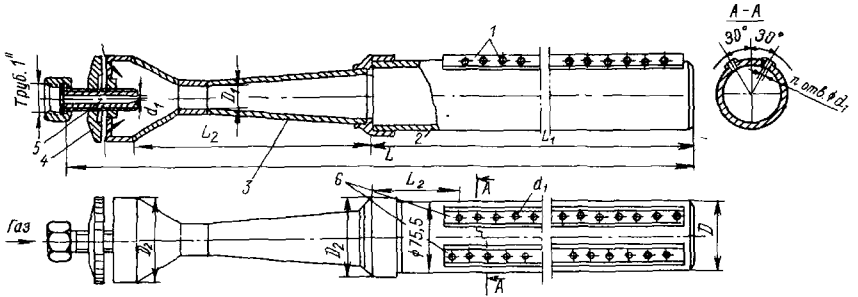


Рис. 12.26. Инжекционная многофакельная горелка в сварном исполнении с коллектором удлиненной формы.

1 — огневые каналы; *2* — распределительный коллектор; *3* — смеситель; *4* — шайба для регулирования первичного воздуха; *5* — сопло; *6* — приварные полосы.

ТАБЛИЦА 12.12

Основные технические характеристики горелок ГГИ конструкции Мосгазниипроекта

Показатель	ГГИ-2	ГГИ-4	ГГИ-6	ГГИ-10
Номинальная тепловая мощность, кВт	23,3	46,5	70	116
Номинальный расход газа, м³/ч	2,4/0,9	4,8/1,8	7,2/2,7	12,0/4,5
Номинальное давление газа, кПа	1,8/4,0	1,8/4,0	1,8/4,0	1,8/4,0
Коэффициент избытка первичного воздуха при номинальном режиме	0,5	0,5	0,5	0,5
Коэффициент рабочего регулирования	6	6	6	6
Размеры, мм:				
L	230	280	320	400
l	—	100	70	105
H	240	300	340	400
h	—	70	105	110
A		500		620
a		100		135
d	3,9/2,6	3,9/2,6	3,9/2,6	5,0/3,4
D	3/4″	1″	1 1/4″	1 1/2″

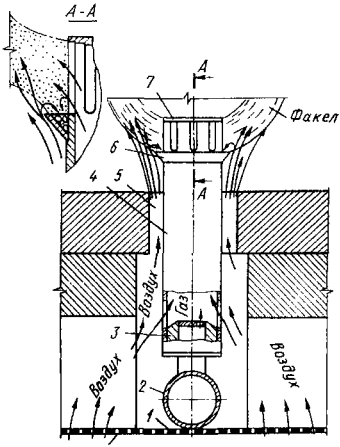
Примечание. В числителе приведены данные для природного газа ($Q_н$ = 34,9 МДж/м³), в знаменателе — для сжиженного газа ($Q_н$ = 93,1 МДж/м³).

этих горелок в секционных котлах показали, что при $\alpha_1 = 0{,}4$ возникают прозрачные пламена высотой до 600 мм.

Сгорание газовоздушной смеси завершается в пределах топки без выноса пламен в газоходы котла. Эксплуатационные наблюдения показали также отсутствие как отложений сажи в газоходах и на наружных поверхностях секций, так и вибраций на распространенных типах котлов. Диапазон устойчивой работы горелок укладывается по давлению в пределы 100—2000 Па.

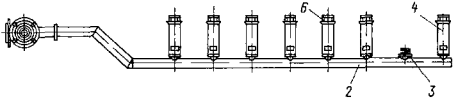
Рассмотренные горелки могут применяться для сжигания не только природных, но и других газов низкого и среднего давления при соответствующих изменениях размеров горелок. При этом особое внимание должно обращаться на коэффициент избытка первичного воздуха в смеси, который должен быть на 10—15% меньше верхнего предела воспламеняемости и одновременно несколько больше предела возникновения желтых пламен.

Горелки газовые инжекционные типа ГГИ конструкции Мосгазниипроекта. Предназначены для сжигания природного и сжиженного газов в топках ресторанных плит, пищеварочных котлов, хлебопекарных печей, сушилок и других агрегатов, работающих под разрежением. Разработаны три газогорелочных блока: ГГИ-2 с одной горелкой, ГГИ-4 с двумя горелками, ГГИ-6 и ГГИ-10 с тремя горелками (рис. 12.28), основные технические характеристики которых приведены в табл. 12.12.



Особенность горелок ГГИ заключается в том, что насадок горелки размещен в специальном патрубке, через который за счет разрежения в топке подводится к факелу (устью горелки) из окружающей среды вторичный воздух, а регулирование подачи этого воздуха осуществляется поворотной заслонкой с отверстиями. Установка положения заслонки определяется при наладке и зависит от разрежения в топке. Устойчивость горения на этих горелках обеспечивается подачей первичной газовоздушной смеси с $\alpha_1 = 0{,}5$, т. е. негорючей, что предотвращает проскок, а отрыв пламени не может быть, так как при максимальной тепловой мощности скорость вылета газовоздушной смеси из насадка не превышает скорости распространения пламени. Горелки смонтированы на фронтовой плите вместе с подводящими газопроводами, кранами устройством для зажигания и наблюдения за горением.

Горелки инжекционные ИА конструкции Стальпроекта. Изготавливаются Уфалейским заводом по ремонту металлургического оборудования. Горелки ИА (рис. 12.29) предназначены для сжигания природного и смешанного ($Q_н = 75$ МДж/м^3) газов в колпаковых печах на предприятиях металлургической промышленности и других тепловых установках (табл. 12.13). Горелки работают на среднем давлении газа с α_1 до 0,6. Подача воздуха регулируется с помощью воздушной заслонки, перекрывающей отверстия инжектора. Вторичный воздух, необходимый для полного сжигания газа, поступает через зазор между насадком и горелочным туннелем. В насадке имеется решетка, стабилизирующая пламя.



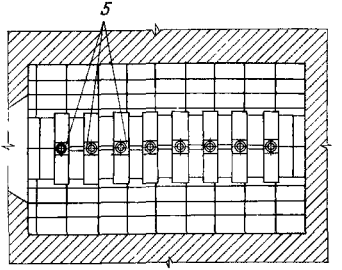


Рис. 12.27. Групповая инжекционная горелка конструкции Ленгипроинжпроекта.

1 — колосниковая решетка; *2* — газовый коллектор; *3* — сопло; *4* — смеситель; *5* — канал для прохода вторичного воздуха (щель); *6* — стабилизатор; *7* — огневой насадок.

Переносные запальники конструкции Ленгипроинжпроекта (рис. 12.30). Предназначены преимущественно для поджигания газа на основных горелках в топках котлов, печей и других установках, могут работать на природных и сжиженных углеводородных газах при соответствующих размерах сопел на низком и среднем давлении с $\alpha_1 = 0{,}3 \div 0{,}6$ (табл. 12.14). Горелки, показанные на рис. 12.30, *а* и *б*, применяют для поджигания газа в топках с разрежением до 50 Па, а горелка, изображенная на рис. 12.30, *в*, рассчитана на газ среднего давления в топках с разрежением до 20 Па и с противодавлением до 25 Па. Она работает с коэффициентом избытка первичного воздуха $\alpha_1 = 0{,}8 \div 0{,}9$.

Горелки подсоединяют к газопроводам при помощи резинотканевого шланга, который надевается на штуцер с накаткой. На газопроводе до шланга должен быть установлен отключающий кран. Газ, вытекающий из сопла, инжектирует первичный воздух через четыре круглых отверстия, сечение которых прикрывается специальной обоймой. Смешение газа с воздухом осуществляется в цилиндрическом смесителе, который заканчивается насадком со стабилизирующим пламя устройством. Горелки, показанные на рис. 12.30, *а* и *в*, обеспечивают сжигание газа в одном длинном пламени, а у горелки, показанной на рис. 12.30, *б*, огневом насадок выполнен в виде перфорированного отрезка трубы с 40 отверстиями на боковой поверхности (диаметр каждого 4 мм), что дает пламя в виде огневого «ерша». Для того чтобы предотвратить по-

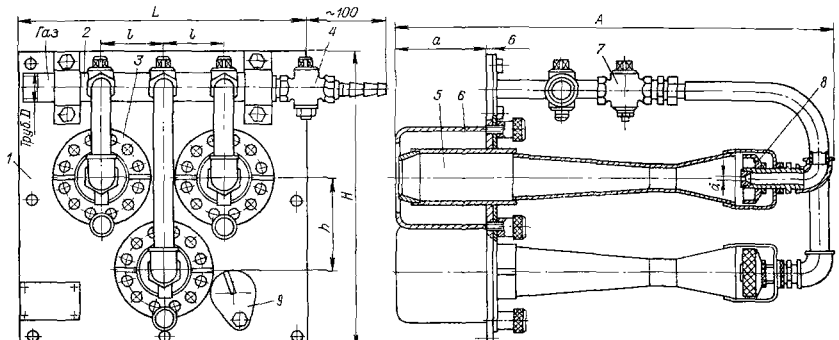


Рис. 12.28. Горелки ГГИ конструкции Мосгазниипроекта.

1 — фронтовая плита; *2* — газопровод; *3* — поворотная заслонка с отверстиями; *4* — штуцер с краном для присоединения манометра; *5* — горелка; *6* — патрубок для подачи вторичного воздуха; *7* — рабочий кран; *8* — воздушная заслонка первичного воздуха; *9* — отверстие с крышкой для зажигания горелок и наблюдения за горением.

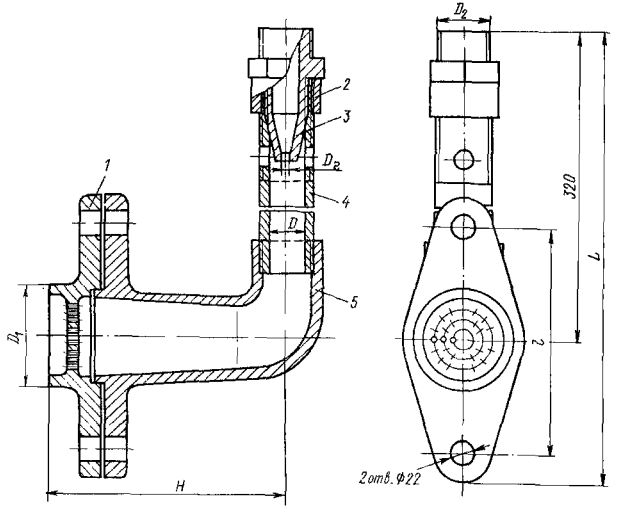


Рис. 12.29. Горелки инжекционные ИА конструкции Стальпроекта.
1 — насадок со стабилизирующей решеткой; *2* — муфта; *3* — сопло; *4* — смеситель; *5* — корпус.

гасание пламени запальника, диаметр устройства в кладке топки должен быть не менее 50 мм. Вторичный воздух, необходимый для полного сжигания газа, поступает за счет диффузии и инжекции струи газовоздушной смеси.

Инжекционная переносная горелка (рис. 12.31). Предназначена для местного нагрева небольших изделий из стали, для пайки, лужения, обжига краски, опаливаиия туш животных и других нужд. Горелка работает в открытой атмосфере на природном газе и на СУГ среднего давления с $\alpha_1 = 0{,}9 \div 0{,}7$. Устойчивости горения в отношении отрыва достигают за счет наличия на огиевом насадке кольцевого зажигательного пояска, а в отношении проскока за счет значительиой скорости вылета газовоздушной смеси.

Техническая характеристика горелки при работе на природном и сжиженном газах: номинальная тепловая мощность 32,6 и 23,3 кВт, номинальное давление газа 90 кПа, диаметры сопел 2,0 и 1,4 мм, коэффициент рабочего регулирования 4,3 и 3,5.

Указанная горелка может быть упрощена без ухудшения работы путем изготовления смесителя из трубы диаметром 25 мм.

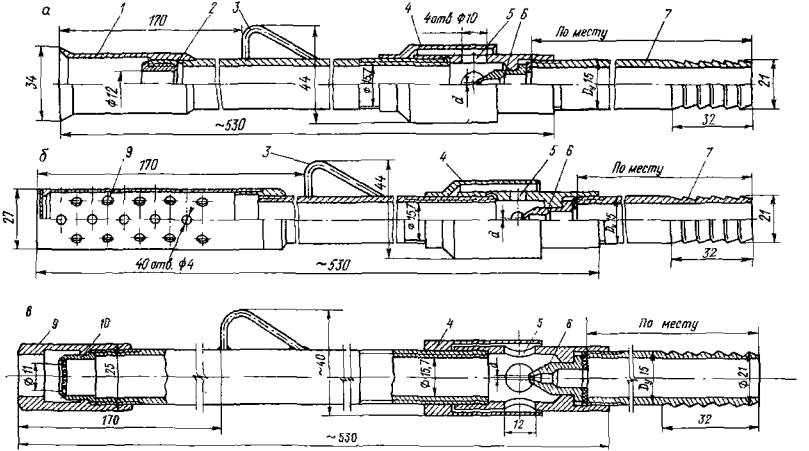


Рис. 12.30. Инжекционные горелки для поджигания газа в топках котлов и печей.

а — однофакельная для топок с разрежением; *б* — многофакельная для топок с разрежением; *в* — однофакельная для топок с разрежением и противодавлением; *1* — стабилизатор горения (в отношении отрыва) в виде защитного расширенного в конце кожуха; *2*, *9* — огневые насадки; *3* — крючок для подвески горелки; *4* — воздушная обойма; *5* — отверстия для входа первичного воздуха; *6* — сопло; *7* — штуцер для присоединения гибкого шланга; *8* — огневые отверстия; *10* — стабилизатор горения в виде кольцевого зажигательного пояска.

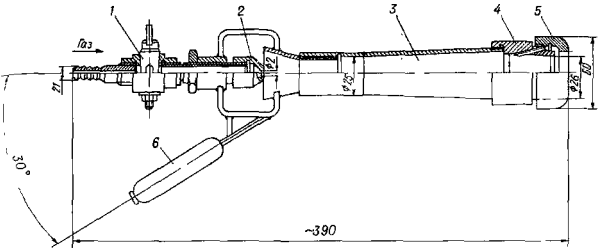


Рис. 12.31. Инжекционная переносная горелка для газа среднего давления. — регулировочный кран; *2* — сопло; *3* — смеситель; *4* — огневой насадок; *5* — стабилизатор горения; *6* — рукоятка.

ТАВЛИЦА 12.13

Основные технические характеристики горелок ИА конструкции Стальпроекта

Показатели	ИА-30/2,5	ИА-30/9,0	ИА-34/2,8	ИА-34/10	ИА-38/3,3	ИА-38/11,5	ИА-44/3,8	ИА-44/14
Номинальная тепловая мощность, кВт	61	63	79	79	105	100	141	149
Номинальное давление газа, кПа:								
природного	75	—	75	—	75	—	75	—
смешанного	—	12	—	12	—	12	—	12
Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Давление в камере сгорания, Па	—40	—40	—40	—40	—40	—40	—40	—40
Коэффициент рабочего регулирования	6,3	5,1	6,8	5,2	5,8	4,9	6,4	4,9
Размеры, мм:								
D	30	30	34	34	33	38	44	44
D_1	90	90	100	100	110	110	125	125
D_3	1¼″	1¼″	1½″	1½″	1½″	1½″	2″	2″
$D_г$	2,5	9,0	2,8	10	3,3	11,5	3,8	14
H	195	195	210	210	250	250	272	272
L	445	445	455	455	455	455	465	465
l	200	200	220	220	220	220	240	240
Масса, кг	10,0	10,0	11,5	11,5	13,5	13,5	16,5	16,5

ТАБЛИЦА 12.11

Основные технические характеристики запальников конструкции Лентипроинжпроекта

Показатели	Однофакельный для топок с разрежением (рис. 12.30, *а*)		Многофакельный для топок с разрежением (рис. 12.30, *б*)		Однофакельный для топок с разрежением и противодавлением (рис. 12.30, *в*)
	низкого давления	среднего давления	низкого давления	среднего давления	среднего давления
Номинальная тепловая мощность, кВт	11,6 / 8,2	11,6 / 15,25	13,7 / 10,2	11,6 / 14,0	2,3 / 2,5
Номинальный расход газа, м³/ч	1,35 / 0,32	1,35 / 0,59	1,60 / 0,39	1,35 / 0,54	0,27 / 0,10
Номинальное давление газа, кПа	5,0 / 5,0	80 / 80	5,0 / 5,0	80 / 80	80 / 80
Коэффициент избытка первичного воздуха при номинальном режиме	0,3 / —	0,6 / 0,55	0,31 / —	0,43 / 0,38	1,3 / —
Длина факела при номинальном режиме, мм	510 / 400	350 / 520	370 / 110	350 / 400	100 / 200
Коэффициент рабочего регулирования	10,4 / 3,5	4,0 / 6,9	5,3 / 2,5	4,0 / 9,0	2,0 / 2,0
Диаметр сопла *d*, мм	2,2 / 1,5	1,25 / 1,25	2,5 / 1,7	1,25 / 1,0	0,55 / 0,35
Масса, кг	0,8 / 0,8	0,8 / 0,8	0,9 / 0,9	0,9 / 0,9	1,1 / 1,1

Примечание. В числителе для запальников на природном газе, в знаменателе — на СУГ.

Ручная инжекционная горелка (рис. 12.32). Предназначена для нагрева открытым пламенем различных металлических деталей, для обжига краски, снятия наледи, нагрева поверхностей резервуаров перед нанесением покрытий и для других нужд. При увеличении диаметра сопла до 1,2—1,3 мм горелка может быть использована и для сжигания природного газа среднего давления. Особенности горелки — двухступенчатая инжекция воздуха, устойчивость горения, короткий и прозрачный факел и высокая полнота сгорания газа. Горелка рассчитана для сжигания СУГ и имеет следующие характеристики: номинальная тепловая мощность (при диаметре сопла 0,8 мм и давлении газа 0,1 МПа) 14 кВт, а соответствующий ей расход газа 0,5—0,55 м³/ч.

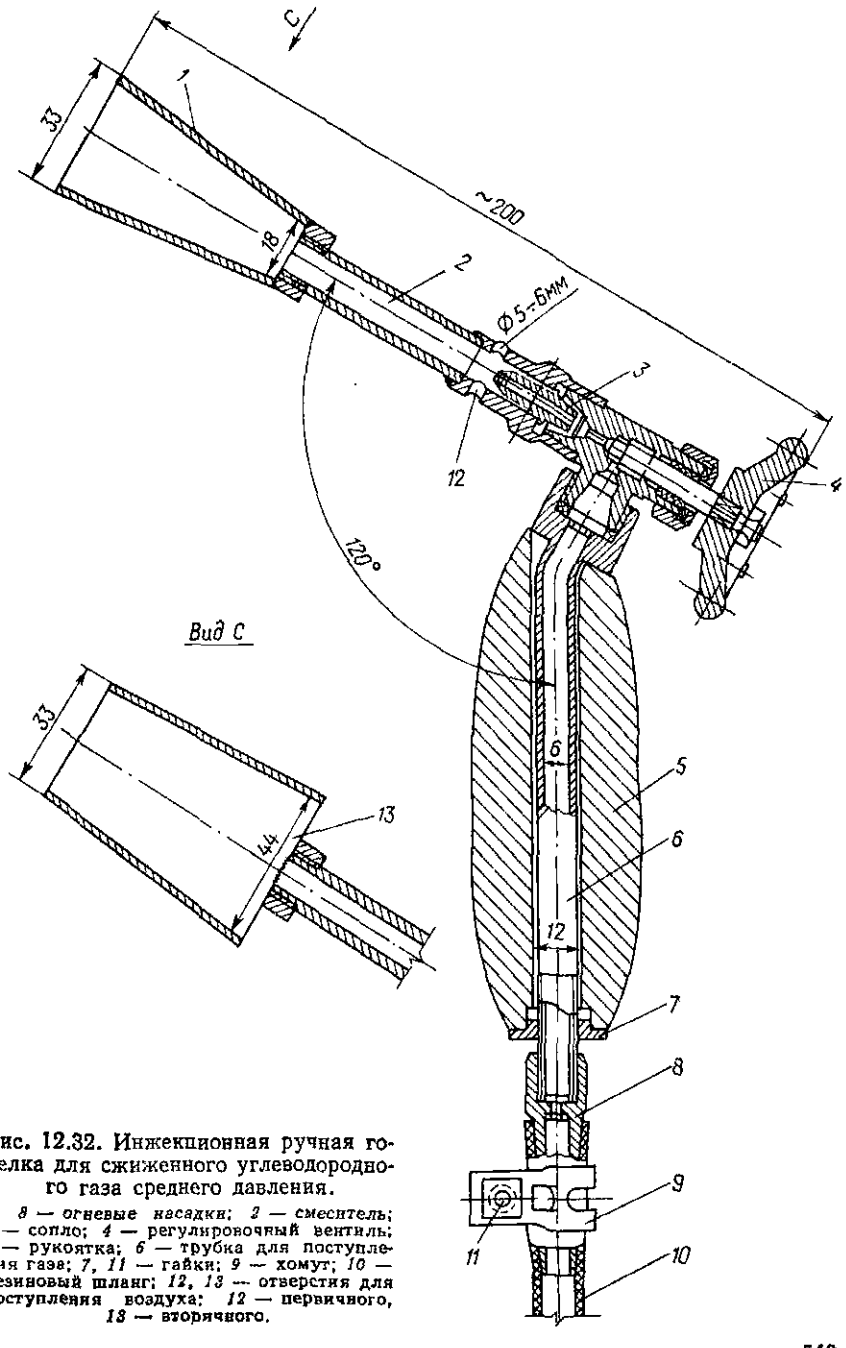


Рис. 12.32. Инжекционная ручная горелка для сжиженного углеводородного газа среднего давления.

1, 8 — огневые насадки; *2* — смеситель; *3* — сопло; *4* — регулировочный вентиль; *5* — рукоятка; *6* — трубка для поступления газа; *7, 11* — гайки; *9* — хомут; *10* — резиновый шланг; *12, 13* — отверстия для поступления воздуха; *12* — первичного, *13* — вторичного.

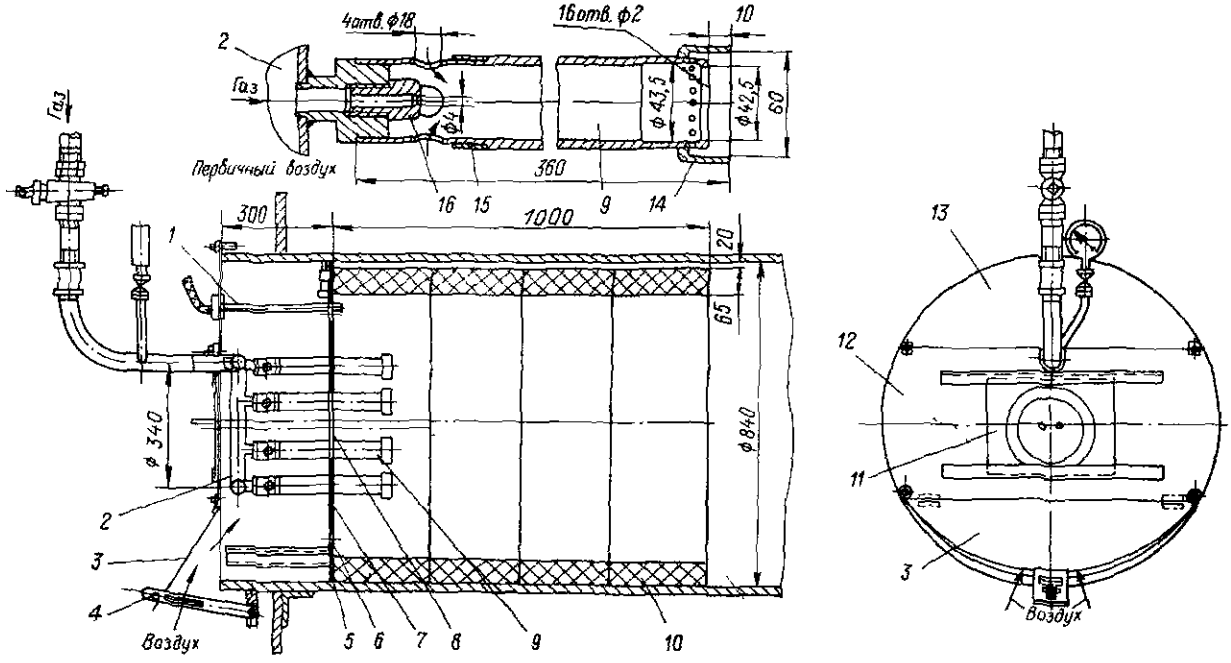


Рис. 12.33. Установка групповой инжекционной горелки среднего давления (утопленного монтажа) конструкции Ленгипроинжпроекта на жаротрубном котле.

1 — импульсная трубка разрежения; *2* — газовый коллектор горелки; *3* — нижняя крышка; *4* — фиксирующий рычаг; *5* — опорное кольцо; *6* — кольцевая щель для вторичного воздуха; *7* — защитное кольцо; *8* — отверстие в защитном кольце для вторичного воздуха; *9* — смеситель горелки; *10* — футеровка внутренней поверхности жаровой трубы огнеупорным кирпичом; *11* — раздвижные шторки для наблюдения за горением; *12* — средняя крышка; *13* — верхняя крышка; *14* — стабилизирующий насадок; *15* — воздушная заслонка; *16* — сопло.

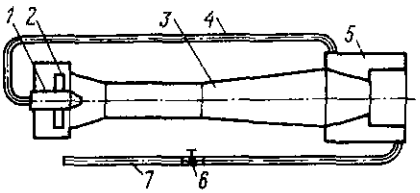


Рис. 12.34. Схема инжекционной горелки с испарителем жидких углеводородов.

1 — сопло; *2* — шайба для регулирования поступления первичного воздуха; *3* — смеситель; *4* — трубка подачи газа к соплу; *5* — испаритель; *6* — вентиль регулирования тепловой мощности горелки; *7* — трубка для подвода жидких углеводородов в испаритель.

При переоборудовании на газовое топливо некоторых типов котлов в отдельных случаях возникает вибрация, сопровождающаяся сильным шумом. Наиболее часто она наблюдается на жаротрубных и аналогичных им котлах при применении инжекционных горелок, включая блочные, работающие с $\alpha_1 > 1{,}0$. Опыт показывает, что вибрация в большинстве случаев может быть устранена за счет применения групповых горелок, инжектирующих из атмосферы первичный воздух в количестве, несколько меньшем верхнего предела воспламеняемости.

Одна из таких горелок для жаротрубных котлов конструкции Ленгипроинжпроекта приведена на рис. 12.33. Горелка состоит из восьми упрощенных цилиндрических инжекционных смесителей, изготовленных из трубы 48×3 мм, объединенных в один блок с помощью кольцевого газораспределительного коллектора. Для стабилизации горения в отношении отрыва пламени каждый смеситель оборудован кольцевым зажигательным поясом спокойного пламени. При сжигании природного газа среднего давления 50 кПа горелки рассчитаны на $\alpha_1 = 0{,}5$, что предотвращает образование желтых пламен и одновременно повышает устойчивость горения в отношении проскока. Недостающий для горения вторичный воздух поступает в топку из окружающей атмосферы через регулируемую кольцевую щель (за счет тяги в топке).

При сжигании СУГ может возникнуть необходимость в использовании инжекционных горелок не только для образования газовоздушной смеси, но и для предварительного испарения жидкости. Схема такой горелки с испарителем в виде кольцевой камеры вокруг огневого канала горелки приведена на рис. 12.34. Жидкие углеводороды (пропан, бутан и их смеси) под воздействием упругости насыщенных паров поступают из резервуара в кольцевую камеру *5*, где происходит их испарение за счет теплоты, излучаемой пламенем горелки. Образовавшийся газ проходит к соплу горелки и, вылетая из него, инжектирует в смеситель окружающий воздух. Регулирование тепловой мощности горелки осуществляется вентилем, установленным на трубке, подающей жидкие углеводороды, а регулирование длины и температуры пламени — с помощью воздушной шайбы.

Состав применяемых для горения жидких углеводородов может быть различен. Вместе с тем необходимо, чтобы упругость насыщенных паров углеводородов, зависящая от состава жидких углеводородов и окружающей температуры, была не менее 0,1 МПа. Такие

горелки могут применяться для теплоагрегатов сравнительно небольшой тепловой мощности (до 25 кВт) и использоваться при производстве строительных работ, для местного нагрева металлических изделий и заготовок, для сжигания сорняков в сельском хозяйстве и других народнохозяйственных нужд. Показанные на рис. 12.34 формы смесителя, огневого насадка и испарителя являются условными и могут изменяться в зависимости от местных условий.

12.3.3. ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ С ПРИНУДИТЕЛЬНОЙ ПОДАЧЕЙ ВОЗДУХА

Эти горелки широко применяют в практике сжигания всех видов горючих газов, так как они позволяют создавать пламена различной длины, формы, жесткости и светимости, могут применяться для агрегатов малой и большой тепловой мощности, для топок с разрежением и противодавлением, работать на холодном и нагретом воздухе и легко компонуются с устройствами для сжигания жидкого и твердого пылевидного топлива.

Эти горелки работают преимущественно по принципу механического — струйного — смешения газа и воздуха. Поэтому место и степень завершения смешения, а также все характеристики пламени зависят главным образом от конструктивных особенностей горелок. Так, сокращение длины пламени и повышение его проворачности достигается дроблением газового потока на отдельные тонкие струи, направлением газовых струй под углом в закрученный или незакрученный поток воздуха, направлением воздушных струй внутрь газового потока, увеличением длины смесительного участка горелки, повышением степени крутки потока газовоздушной смеси, подогревом воздуха, применением звуковых колебаний для более качественного перемешивания газа с воздухом в акустических горелках и другими методами.

Для увеличения длины пламени и повышения его светимости газовому и воздушному потокам придается параллельное направление с небольшими и близкими скоростями, а также увеличивается ширина (толщина) этих потоков.

Горелки ГНП конструкции Теплопроекта. Предназначены для сжигания природных и сжиженных углеводородных газов в различных нагревательных и термических печах, сушилках, туннельных печах промышленности стройматериалов и в других тепловых установках, а также для сжигания и искусственных горючих газов. Они могут работать как на холодном, так и на нагретом до 400 °С воздухе. Для получения пламен разной длины и светимости горелки ГНП оборудуются много- или одноструйными соплами и лопатками для закрутки воздуха.

Горелка ГНП (рис. 12.35) состоит из чугунного литого корпуса, газораспределительного устройства, завихрителя лопаточного ти-

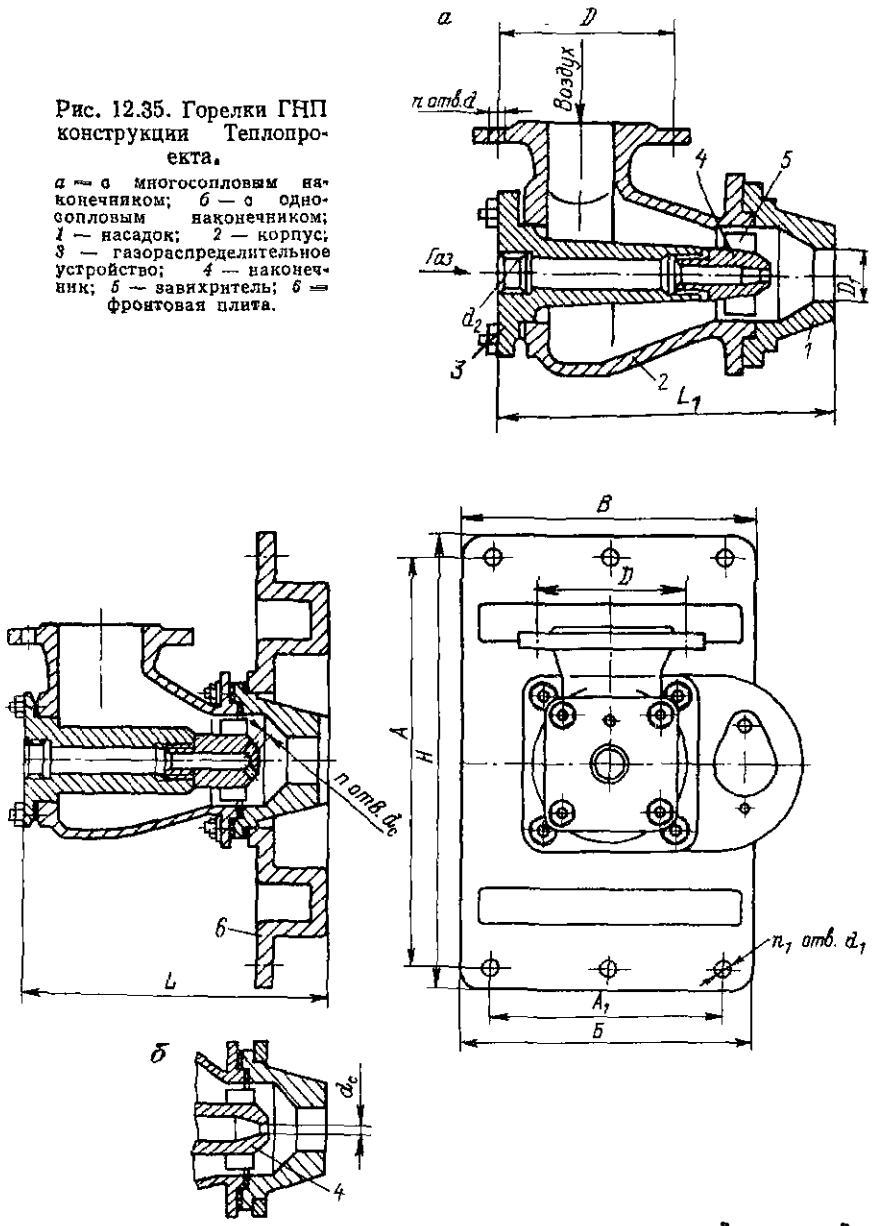


Рис. 12.35. Горелки ГНП конструкции Теплопроекта.

а — с многосопловым наконечником; *б* — с односопловым наконечником; *1* — насадок; *2* — корпус; *3* — газораспределительное устройство; *4* — наконечник; *5* — завихритель; *6* — фронтовая плита.

па, насадка, служащего одновременно и смесительной камерой, фронтовой плиты для крепления горелки.

При сжигании природного газа с $\alpha_1 = 1{,}05$ и выпуске его в закрученный поток воздуха через 4—6 сопел, расположенных под углом 45° к оси горелки (рис. 12.35, *а*), возникает сравнительно прозрачное пламя, и процесс горения завершается на длине его,

Основные технические характеристики горелок ГНП конструкции Теплопроекта

Показатели	ГНП-1		ГНП-2		ГНП-3		ГНП-4		ГНП-5		ГНП-6		ГНП-7		ГНП-8		ГНП-9	
	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б
Номинальная тепловая мощность, кВт	84,5	72,8	130	132	241	217	397	379	636	680	1370	1195	1870	1520	2280	2090	2970	2480
Номиналное давление, Па:																		
природиого газа										4000								
воздуха	1950	1250	1600	1450	1700	1300	2000	1400	1700	1900	3250	2200	1550	850	3000	2550	2400	1650
Длина факела при номинальном режиме, мм	230	340	260	330	420	480	550	—	1740	2060	1860	1990	1300	—	1140	1660	2270	2700
Коэффициент рабочего регулирования	9	10	9	10	9	10	10	10	10	10	8	7	10	10	10	10	10	10
Номинальный расход природного газа с $Q_н$ = = 35,6 МДж/м³, м³/ч	8,6	7,4	13,2	13,4	24,4	22,0	40,2	38,4	64,4	68,8	138,7	121,0	189,3	153,8	231	212	301	251
Размеры, мм:																		
$d_c \times n_{отв}$	3,2×4	5,5	4,2×4	7,0	4,8×6	10,0	6,6×6	13,5	7,8×6	16,0	9,6×6	20,0	11,8×6	24,0	13,5×6	28,0	15,5×6	31,0
A	370								520				600				700	
A_1	210								310				430				530	
B ($Б$)	340								450				550				688	
D	90		100		130		150		170		200		225		255			
d	14								18									
d_1	20								26								30	
H	410								580				650				760	
D_1	25		33		45		55		73		92		110		128		142	
L	205		220		260		290		330		365		410		460		500	
L_1	180		205		260		300		362		397		453		515		568	
d_2	Труб. $^3/_4$″				Труб. 1″				Труб. $1^1/_4$″		Труб. $1^1/_2$″		Труб. 2″		Труб. $2^1/_2$″			
Число отверстий:																		
n	4												8					
n_1	4														6			
Масса горелки, кг:																		
без плиты	6,6		7,8		14		22		37		43		48		81		91	
с плитой	22,5		24,0		30		37		71		77		107		127		161	

равной (15÷17) D_1 (где D_1 — диаметр огиевого канала насадка горелки). При увеличении α_1 до 1,1÷1,15 горение завершается на более коротком пути, равном примерно (13÷14) D_1.

При выпуске равнозначного количества природного газа в закручеиный поток воздуха (α_1 = 1,05) через одноструйное осесимметричное сопло (рис. 12.35, *б*) характер пламени изменяется сравнительно мало, но горение завершается на несколько большей длине, равной примерно $20D_1$. При выпуске же газа через одноструйное сопло со снятым завихрителем картина горения изменяется резко: пламя становится более вялым, ярко светящимся, а его длина — около $25D_1$. В последнем случае, как правило, возникает и некоторая химическая неполнота сгорания, в особенности при работе на холодном воздухе и омывании пламенем теплообменных поверхностей. Стабилизация пламеии в отношении отрыва достигается применением туннелей, а в отношении проскока — неоднородиостью смеси, образующейся в огневом насадке, и значительной скоростью ее вылета в туннель.

Достоинствами этих горелок являются широкий диапазон регулирования тепловой мощности; возможности получения пламеи необходимой длины и светимости, а также применения их для топок, работающих под разрежением и давлением; сравиительно небольшой нагрев огневых насадков (при холодном воздухе ~180 °С), незначительный шум и сравнительно небольшие размеры при значительной тепловой мощности. Осиовные технические характеристики горелок ГНП и их конструктивные размеры приведеиы в табл. 12.15.

При применении горелок для сжигания сжиженных углеводородных и искусственного газов тепловую мощность горелок целесообразно сохранять равной тепловой мощности природного газа, а размеры сопел для выпуска газа соответственно уменьшить или увеличить. Коэффициент рабочего регулироваиия при работе на сжиженных углеводородных газах для всех горелок равен 6, номинальное давлеиие газа 4000 Па, номинальное давление для каждого типоразмера на 100 Па больше, чем для природиого газа (табл. 12.15). Коэффициент избытка первичиого воздуха при номиниальной тепловой мощиости для всех горелок иа природном и сжиженном газах равен 1,05. При работе горелок на нагретом воздухе и сохранении на постояином уровне давления воздуха и газа их тепловая мощность снижается, %: при температуре воздуха 100 °С до 85, при 200 °С до 76, при 300 °С до 70 и при 400 °С до 65.

Горелки ГНП изготавливает Уфалейский завод по ремонту металлургического оборудования.

Горелки плоскопламенные типа ГПП конструкции Института газа АН УССР и Теплопроекта. Предназначены для сжигания природного газа в промышлениых печах. Они устанавливаются на боковых стенках, арочных и подвесных сводах теплоагрегатов и могут обеспечивать как прямой, так и косвениый (через стеики муфелей и ваии) нагрев (рис. 12.36).

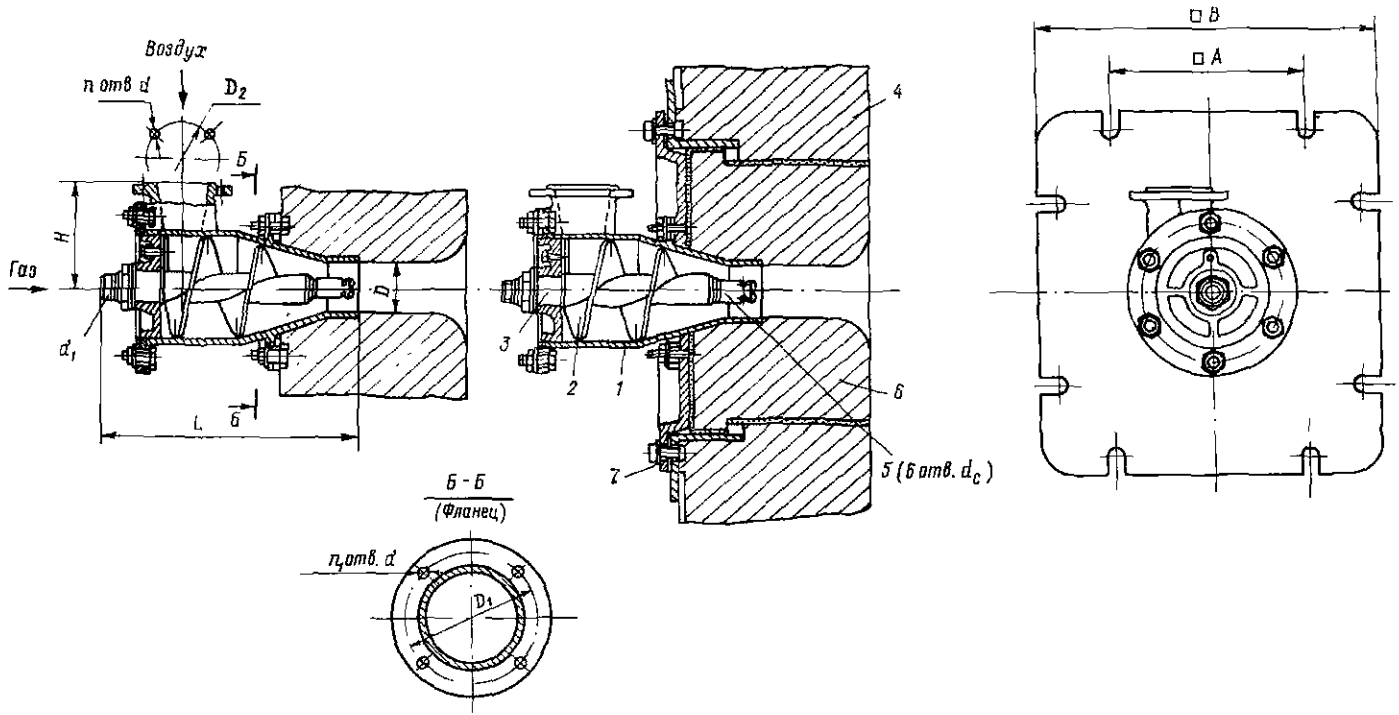


Рис. 12.36. Горелки ГПП конструкции Института газа АН УССР и Теплопроекта.

1 — корпус; *2* — направляющий винт; *3* — труба для подвода газа; *4* — огнеупорная кладка теплового агрегата; *5* — сопло; *6* — тороидальный горелочный туннель; *7* — фронтовая плита.

Газ по трубе *3* через шесть радиальных отверстий сопла *5* подается в сильно закрученный воздушный поток. Закрутка воздуха, поступающего от вентилятора, осуществляется в корпусе горелки *1* при помощи специального направляющего винта *2*. Смешение газа с воздухом и горение газовоздушной смеси начинается непосредственно у устья горелки. Вращающийся факел движется по горелочному туннелю *6* и вблизи его среза достигает стенки огнеупорной кладки *4*. За счет возникновения градиента давления, направленного в сторону тороидальной поверхности туннеля, поток безотрывно движется вдоль его поверхности и плавно сопряженной с ним поверхности кладки *4*. Туннель и кладка за счет теплоотдачи от факела раскаляются и становятся мощным источником теплового излучения. Крепление горелки осуществляется при помощи специальной фронтовой плиты *7*.

Плоскопламенная излучающая горелка обеспечивает равномерный интенсивный подвод теплоты к изделиям и исключает прямой удар факела о нагреваемую поверхность. По данным Института газа АН УССР (ИГ АН УССР) суммарный коэффициент теплопередачи от продуктов горения к кирпичной кладке и от нее к нагреваемым предметам становится значительно больше, чем при обычном сжигании газа в объеме топки. Технические характеристики горелок ГПП приведены в табл. 12.16. Индексы Н, С и В в обозначении горелки определяют принимаемое давление газа.

Плоское пламя может быть получено и другими способами, например за счет установки на выходе из туннеля специальных шайб или регулируемых дисков, направляющих закрученную газовоздушную смесь по внутренней стене печи.

Горелки ГА конструкции Мосгазниипроекта. Предназначены для сжигания газа низкого или среднего давления в топках котлов и других установок. По существу эта горелка (рис. 12.37) является блочной и состоит из нескольких газораспределительных трубок, объединенных общей воздушной камерой. Каждая трубка имеет навинчивающийся наконечник (элемент) с просверленными в нем несколькими соплами для выпуска газа и оборудована ребрами для закрутки воздуха. Таким образом, принцип работы горелки заключается в выдаче тонких струй газа в закрученный поток воздуха. Это приводит к смешению газа и воздуха на коротком пути и образованию сравнительно прозрачного пламени. Число газораспределительных трубок и сопел, а также размеры последних зависят от тепловой мощности горелки и давления газа.

Для зажигания газа и наблюдения за горением внутри горелки по ее оси установлена специальная труба, через которую при необходимости может быть введена мазутная форсунка с механическим или паровым распылом. Предохранение стальных деталей горелки от обгорания за счет излучения топки достигается их футеровкой огнеупорной массой следующего состава, %: шамотный порошок 75, глина огнеупорная 10, кварцевый песок 5, раствор 10 [раствор приготавливается из 60 % жидкого стекла и 40 % раствора

ТАБЛИЦА 12.16

Основные технические характеристики горелок ГПП конструкции ИГ АН УССР и Теплопроекта

Показатели	ГППН-3	ГППС-3	ГППВ-3	ГППН-4	ГППС-4	ГППВ-4	ГППН-5	ГППС-5	ГППВ-5
Номинальная тепловая мощность, кВт	198	247	198	561	543	543	790	985	790
Номинальное давление, кПа:									
природного газа	3	18	70	5,35	15	100	2,5	20	57
воздуха	3	3,25	3	5,9	4	5,7	3,25	6,8	3,4
Коэффициент избытка первичного воздуха при номинальном режиме	1,05	1,02	1,05	1,01	1,01	1,01	1,02	1,01	1,02
Коэффициент рабочего регулирования	4	8,3	4	2,8	12,2	3,7	2,7	11,9	2,7
Номинальный расход природного газа (с $Q_н$ = 35,6 МДж/м³), м³/ч	20	25	20	56	55	55	80	100	80
Размеры, мм:									
d_0		2,8		6,6	4,2	2,75	9,3	5,9	3,7
A			200					240	
B			460					620	
D		50			75			106	
D_1		240			260			350	
D_2		130			170			200	
d		14				18			
H		175			220			240	
L		457			517			623	
d_1		Труб. $^3/_4$"			Труб. $1^1/_4$"			Труб. 2"	
Число отверстий:									
n			4					8	
n_1			4					6	
Масса, кг:									
без плиты		31,2			61,5			112,4	
с плитой		65,2			95,4			150,1	

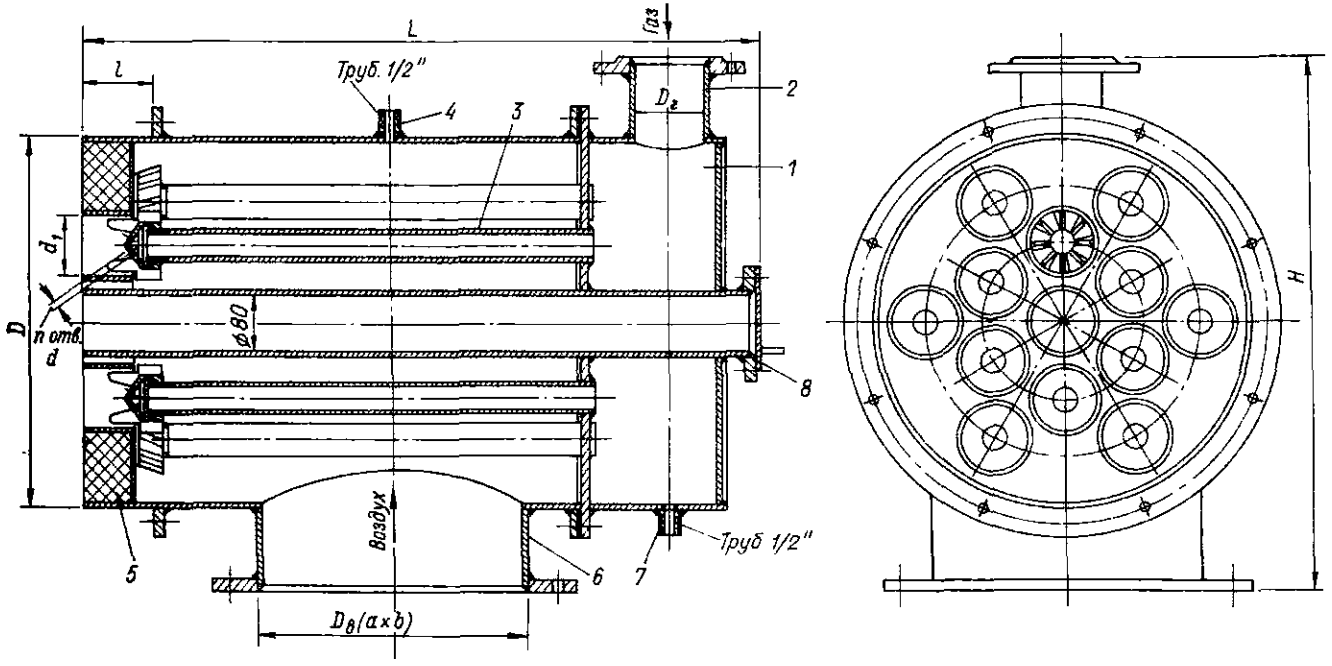


Рис. 12.37. Горелка типа ГА конструкции Мосгазниинипроекта.

1 — газовая камера; *2* — газовый патрубок; *3* — газовая трубка с наконечником; *4* — штуцер для манометра (воздух); *5* — футеровка; *6* — воздушный патрубок; *7* — штуцер для манометра (газ); *8* — смотровая труба.

ТАБЛИЦА 12.17

Основные технические характеристики горелок ГА конструкции Мосгазниипроекта

Показатели	Шифр горелки								
	1230	1229	1228	1227	ГА-102	ГА-106	ГА-110	1702	1155
Номинальная тепловая мощность, кВт	395	610	930	1396	2210	3373	5024	9304	10 670
Номинальное давление, кПа:									
газа низкого давления					1,3 или 2				
» среднего давления					30				
воздуха					1				2,5
Номинальный расход природного газа, м³/ч	39	60	94	140	226	340	508	940	1100
Число элементов	5	8	12	13	8	12	18	34	16
Число газовых отверстий n в элементе, шт.		8				12			1
Размеры, мм:									
d (для $p = 1{,}3$ кПа)		3,1				4,3			
(для $p = 2$ кПа)		2,4				3,4			
(для $p = 30$ кПа)		1,3				2,1			11,3
d_1		53					80		
L	570	666	700	716	835	875	1000	1166	1583
H	400	540	570	580	610	700	850	1060	890
D	275	320	320	440	400	490	530	752	630
l		70			90			100	
D_y	66	88,5	88,5	77,5	108	108	133	150	100
D_n ($a \times b$)	156	181	246	256	290	360	500×300	615×400	500×300
Масса, кг	42	60	78	92	112	144	195	348	539

Примечание. Коэффициент рабочего регулирования горелок для низкого давления 4, для среднего давления 3,2.

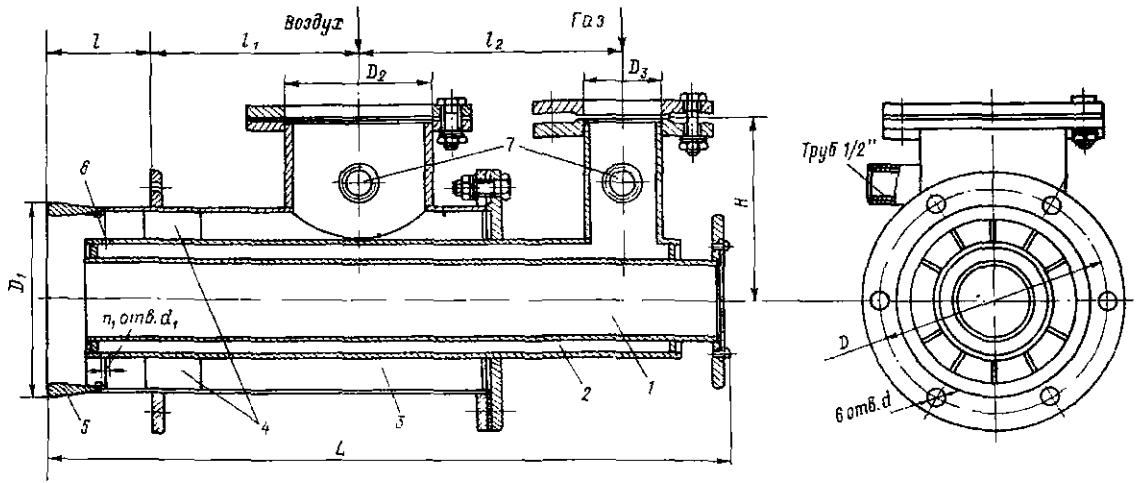


Рис. 12.38. Горелка ГГВ конструкции Мосгазниипроекта.

1 — труба направляющая для запальника и для наблюдения за горением; *2* — камера газовая; *3* — камера воздушная; *4* — завихритель; *5* — насадка; *6* — отверстие для выхода газа; *7* — штуцера для подключения манометров.

(17%-ного) каустической соды]. Огнеупорная масса наносится на специальную сетку, установленную на огневой части горелки. Горелки рассчитаны для сжигания природного газа ($Q_н$ = = 35,6 МДж/м³, ρ = 0,73 кг/м³) низкого или среднего давления. Основные технические характеристики и конструктивные размеры этих горелок приведены в табл. 12.17.

Рассмотренные горелки достаточно сложны в изготовлении и требуют значительных удельных расходов металла. С целью устранения указанных недостатков Мосгазниипроектом разработаны и внедрены в практику упрощенные конструкции горелок, получившие название — горелки газовые вихревые (ГГВ).

Горелки газовые вихревые типа ГГВ конструкции Мосгазниипроекта (рис. 12.38, табл. 12.18). Предназначены для сжигания природного газа в топках котлов, промышленных печей, сушилок и других тепловых агрегатов, а также могут применяться для сжигания других горючих газов при сохранении тепловой мощности и соответственном изменении газовыпускных отверстий.

Конструкция горелок обеспечивает центральную струйную раздачу газа в закрученный поток воздуха. Центральная направляющая труба служит для розжига горелки переносным запальником и одновременно устройством за наблюдением за горением газа. Эта труба может быть также использована для установки мазутной форсунки. Полное сгорание природного газа обеспечивается при номинальной тепловой мощности с α_1 = 1,02÷1,05. В качестве стабилизатора пламени для этих горелок применяется керамический туниель с внезапным расширением. Фланцевое соединение газовой и воздушной камер горелки позволяет изменять угол подвода воздушного патрубка, а также при необходимости снимать газовую камеру без демонтажа всей горелки с фронтового листа для осмотра и ремонта.

Газомазутная горелка конструкции Ленгипроинжпроекта. Предназначена для быстрого перевода котлов и печей с газового топлива на резервное жидкое и обратно. Комбинированные газомазутные горелки представляют собой механическое объединение в одной конструкции газовой горелки и мазутной форсунки. Сжигание газа и мазута в таких горелках осуществляется, как правило, раздельно, так как их одновременное сжигание ведет к химическому недожогу за счет более медленного выгорания распыленного жидкого топлива по сравнению с газообразным. Вызывается это тем, что жидкое топливо до его вступления в химическую реакцию с окислителем проходит через предварительные стадии, включающие испарение жидкости, перегрев образовавшегося пара и пирогенетические преобразования сложных молекул до более простых.

Горелка газомазутная Ленгипроинжпроекта (рис. 12.39) предназначена для раздельного сжигания газа и мазута в топках котлов паропроизводительностью от 2,5 до 20 т/ч. Она состоит из тангенциального (улиточного) кожуха, придающего воздуху вращательное движение, кольцевого газораспределительного коллектора

ТАВЛИЦА 12.18

Основные технические характеристики горелок ГГВ конструкции Мосгазпроекта

Показатели	ГГВ-10	ГГВ-25	ГГВ-50	ГГВ-75	ГГВ-100	ГГВ-150	ГГВ-200	ГГВ-350	ГГВ-500	ГГВ-750
Номинальная тепловая мощность, кВт	115	288	577	865	1154	1732	2309	4040	5772	8660
Номинальное давление, кПа:										
природного газа низкого давления						2				
» » среднего давления						30				
воздуха						2				
Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме						1,05				
Длина пламени при номинальном режиме, мм	140	280	450	570	800	1080	1150	1600	1700	2000
Номинальный расход природного газа, м³/ч	11,6	29	58	88	117	175	234	409	584	876
Размеры, мм:										
L	315	514	525	603	638	725	755	930	1135	1270
l				80			120	80	120	
l_1	70	135	160	180	200	245	230	380	445	550
l_2	125	210	205	250	260	290	280	348	420	435
H	100	150	145	170	190	200	220	306	325	360
D	85	150	160	195	215	245	290	370	405	488
D_1	68	126	152	168	192	210	270	330	386	460
D_2	62	84	115	140	160	185	218	289	346	422
D_3	16	46	60	76		103	110	128	154	179
d	7			12				14		
n_1 (шт.)	12/12	24/48	16/36	12/36						24/36
d_1	2,76/1,4	3,0/1,0	5,0/1,7	7,7/2,2	8,7/2,5	11,0/3,0	12,2/3,3	16,3/4,75	20/5,8	17,3/7,0
Масса, кг	4,3	18,5	19,0	26,0	29,0	38,0	45,0	65,3	93,0	89,6

Примечания. 1. Число в шифре горелки соответствует расходу газа, м³/ч, при среднем давлении 20 кПа (2000 кгс/м²). 2. В числителе даны число газовыпускных отверстий и диаметры при работе на газе низкого давления, в знаменателе — то же, при работе на газе среднего давления.

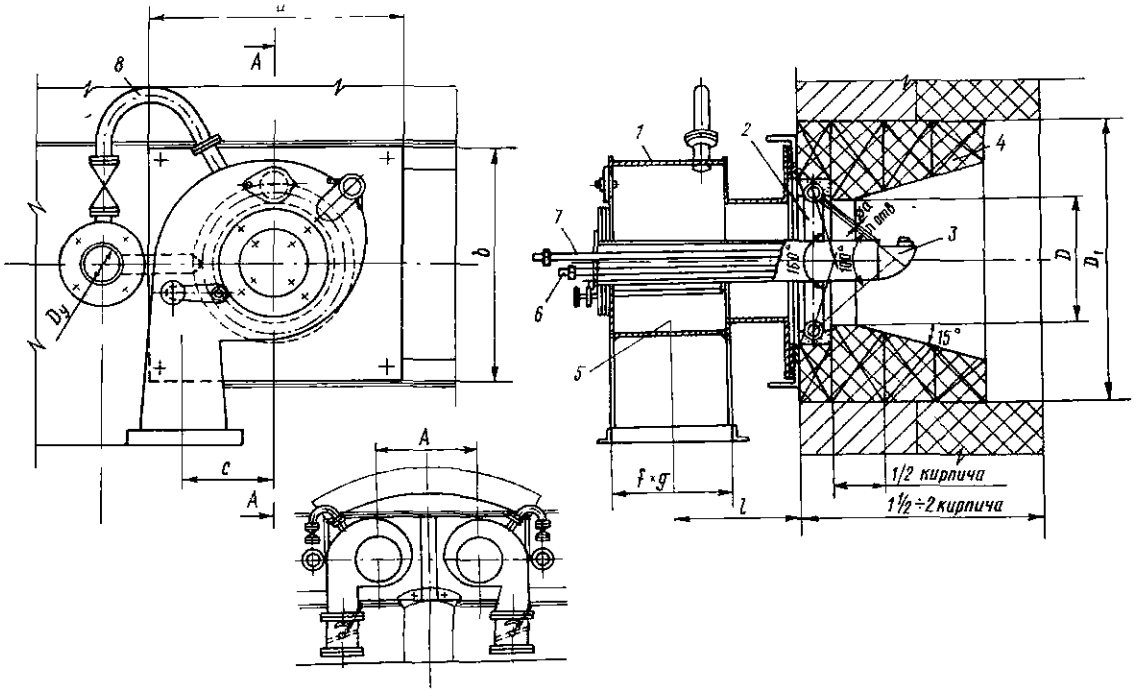


Рис. 12.39. Горелка с принудительной подачей воздуха газомазутная, с периферийной выдачей струй газа в поток воздуха.

1 — тангенциальный (улиточный) кожух; *2* — кольцевой газораспределительный коллектор; *3* — мазутная форсунка; *4* — огнеупорная амбразура; *5* — языковый шибер; *6* — штуцер для подвода мазута; *7* — штуцер для подвода пара; *8* — трубка для охлаждения воздухом газораспределительного коллектора при работе на мазуте.

ТАБЛИЦА 12.19

Основные технические характеристики газомазутных горелок конструкции Ленгипроинжпроекта

Номер горелки	Номинальная тепловая мощность, кВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальный расход мазута, кг/ч	Расход пара на распыливание мазута, кг/ч	Номинальное давление Па (газ/воздуха)	Давление мазута, МПа	Давление пара, МПа	Коэффициент рабочего регулирования
1	1074	105	100	35	2500/450	0,03—0,05	0,3—0,4	6
2	1630	165	155	50	2500/550	0,03—0,05	0,3—0,4	6
3	2668	270	255	85	2500/550	0,03—0,05	0,3—0,4	6
4	4100	415	390	130	2500/600	0,03—0,05	0,3—0,4	4,8
5	8200	830	780	260	2500/600	0,03—0,05	0,3—0,4	4

Размеры, мм										Масса, кг
a	b	c	D	D_1	d	$l \times g$	l	D_y	A	
550	520	200	275	617	2,9	250×180	265	80	745	77
650	610	240	330	672	3,5	300×220	290	80	800	97
760	720	300	415	757	4,2	375×275	328	100	885	130
860	820	350	480	822	4,8	500×320	390	150	950	190
1150	1100	490	670	1012	5,6	700×455	490	150	1140	320

Примечание. На котлы ДКВР-2,5; -4; -6,5; -10 и -20 т/ч пара устанавливают по две горелки типоразмеров соответственно 1, 2, 3, 4, 5.

с двумя рядами газовыпускных отверстий, мазутиой форсунки и языкового шибера для регулирования закрутки воздуха.

При сжигании газа мазутная форсунка демоитируется для предотвращения ее обгорания за счет излучения раскаленной кладки и пламен. Образование газовоздушной смеси в горелке осуществляется путем выдачи тонких струй газа с периферии к центру в закрученный поток воздуха. Практика показывает, что такая выдача газовых струй сравнительно с их выдачей из центра к периферии в условиях эксплуатации приводит к большей полноте сгорания газа, большей прозрачности пламен и меньшей их протяженности. Объясняется это тем, что при периферийной выдаче газовые струи попадают в основную массу воздуха и более равномерно распределяются в ней, в особенности при необходимых в практике изменениях тепловой мощности горелок. Достоинством периферийной выдачи струй газа является и то, что при этом легче предотвратить слияние струй и защитить газораспределительный коллектор от обгорания. Основные характеристики и размеры горелок для природного газа ($Q_н$ = 35,6 МДж/м³ и ρ = 0,73 кг/м³) и топочного мазута марок 40 и 100 ($Q_н$ = 38,5 МДж/кг) приведены в табл. 12.19.

По опытным данным достаточная полнота сгорания газа и мазута достигается в условиях номинальной тепловой мощности при коэффициентах избытка воздуха соответственно 1,05—1,07 и 1,15—1,2.

Горелки типа ГМГм конструкции НПО ЦКТИ им. И. И. Ползунова (рис. 12.40). Представляют собой комбинированную конструкцию, состоящую из газовой горелки с принудительной подачей воздуха и паромеханической (мазутной) форсунки. Горелки, изготавливаемые таллинским заводом «Ильмарине», устанавливаются в топках водотрубных котлов типа ДКВР и др.

Горелка ГМГм состоит из газовой камеры, имеющей два ряда газовыпускных отверстий, направленных под углом 90° друг к

другу, лопаточных завихрителей вторичиого и первичного воздуха, паромехаиической форсунки, монтажной плиты с устройством для установки запальной горелки. Стабилизация пламени обеспечивается керамическим коническим туннелем за счет рециркуляции части раскаленных продуктов сгорания в приосевой зоне.

Газ из газовыпускных отверстий подается в закрученный поток воздуха. Воздух, необходимый для горения, поступает к горелке от общего воздуховода через два подводящих патрубка (первичный и вторичный). Зону первичного воздуха образуют подводящее устройство и завихритель тангенциально-аксиального типа с прямыми лопатками, установленными под углом 60°, откуда часть воздуха (около 15% от общего расхода) подается к корню факела. Первичный воздух позволяет улучшить смешение газа с воздухом, особенно на малых нагрузках. Зона вторичного (основного) воздуха — колено трубопровода с углом 90°, на выходе из которого находится завихритель с прямыми лопатками, установленными под углом 45°. Закрутка воздуха в горелке лопатками происходит в одну сторону. В зависнмости от компоновки горелки на теплоагрегате принимаются завихрители правого или левого вращения. Газ из газовыпускных отверстий подается в закрученные потоки воздуха, смешивается с воздухом и сгорает в коническом керамическом туннеле.

Горелки ГМГм обеспечнвают полное сжигание газа при $\alpha = 1{,}05$, мазута при $\alpha = 1{,}15$. Длина факела при этом не превышает для ГМГм-1,5 — 1,5; ГМГм-2 — 2; ГМГм-4 и ГМГм-5 — 2,5 м. Расходные характеристики горелок ГМГм даны на рис. 12.41, а технические — в табл. 12.20.

Мазутная форсунка при изменении нагрузки от 70 до 100% от номинальной тепловой мощиости работает в режиме механнческого распыла; при большем уменьшении нагрузки для хорошего распыла дополнительно подается водяной пар со степенью сухости, близкой к 1. Расход пара — около 0,03 кг на 1 кг жидкого топлива.

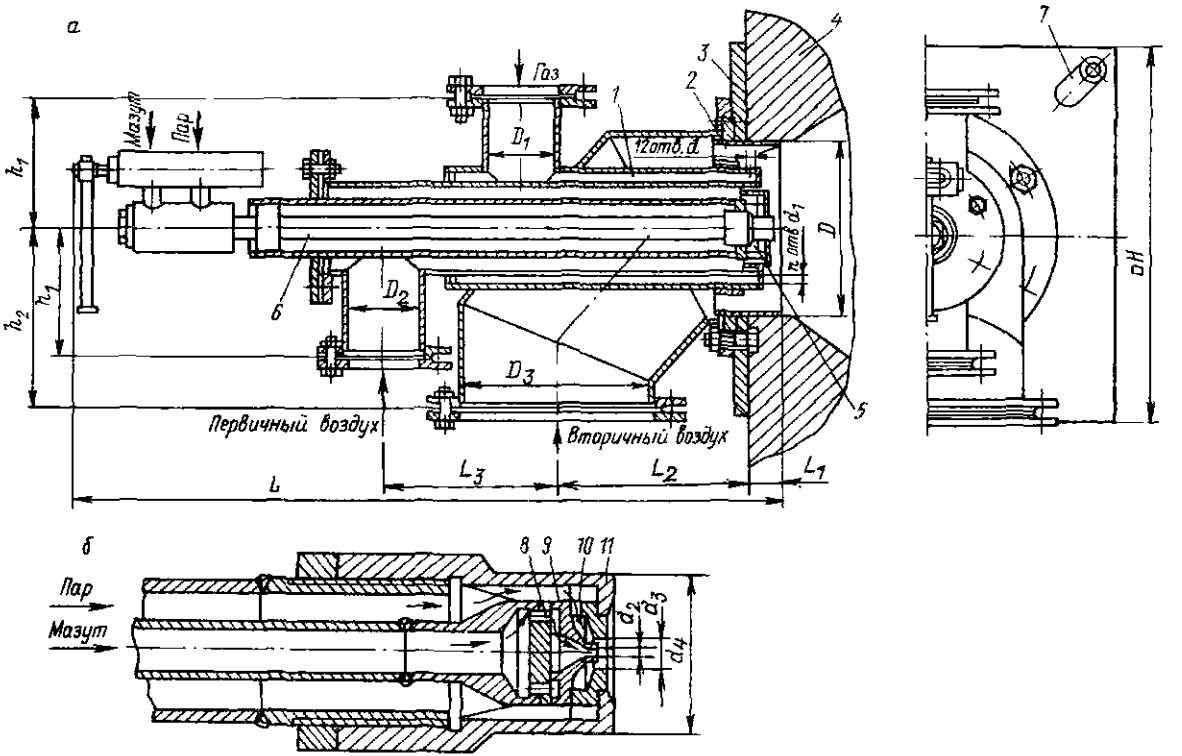


Рис. 12.40. Горелки ГМГм конструкции ЦКТИ.

а — горелка в сборе; *б* — мазутная форсунка; *1* — газовая камера; *2*, *5* — лопаточные завихрители (*2* — вторичного воздуха, *5* — первичного воздуха); *3* — монтажная плита; *4* — конический керамический туннель-стабилизатор; *6* — паромеханическая форсунка; *7* — стакан для установки запальной горелки; *8* — распределительная шайба; *9*, *10* — завихрители (*9* — топливный, *10* — паровой); *11* — накидная

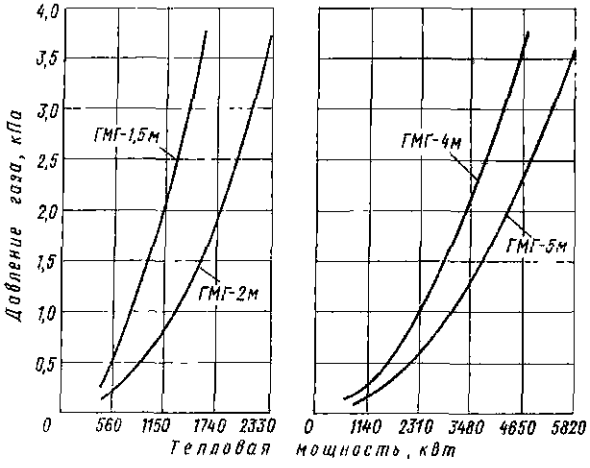


Рис. 12.41. Расходные характеристики горелок ГМГм.

Мазут по трубе подводится к распыляющей головке форсунки, в которой установлены шайба распределительная *8*, затем топливный *9* и паровой *10* завихрители, имеющие по три тангенциальных канала. Затем под давлением 1,25—2,0 МПа он подается в отверстия распределительной шайбы и по тангенциальным каналам попадает в камеру завихрения, откуда с большой скоростью выходит через сопло и распыляется за счет центробежных сил. На пониженных режимах работы форсунки по наружной трубе подается пар, который попадает в каналы парового распылителя, откуда выходит закрученным потоком, обеспечивает дополнительный распыл мазута, компенсируя ухудшение механического распыла при снижении скоростей.

На время работы горелки на газе мазутную форсунку целесообразно демонтировать, а образовавшийся канал закрыть заглушкой. При переходе на сжигание мазута в смонтированную форсунку сначала подают пар, затем жидкое топливо давленнем 0,2—0,5 МПа. После появления мазутного пламени газ отключают и переводят работу горелки только на режим жидкого топлива.

ГМГм могут работать на природном газе устойчиво (без химического недожога) с коэффициентом избытка воздуха до 5. В этом случае применительно к смесн, по-видимому, более правильно говорить не о коэффициенте избытка воздуха, а о коэффициенте разбавления, так как для природного газа при $\alpha > 2$ газовоздушная смесь не является горючей.

Работа горелки ГМГм с $\alpha = 2 \div 5$, когда в топку подается теплоноситель (смесь продуктов сгорания с воздухом) сравнительно низкой температуры, позволяет сделать вывод о возможном использовании горелки ГМГм для средне- и низкотемпературных тепловых установок (сушилки, термические печи и др.). При этом снижается в продуктах сгорания содержание оксидов азота.

ТАБЛИЦА 12.20

Основные технические характеристики горелок ГМГм конструкции ЦКТИ

Показатели	ГМГ-1,5м	ГМГ-2м	ГМГ-4м	ГМГ-5м
Номинальная тепловая мощность, кВт	1570 | 1740	2330	4650	5820
Номинальное давление, кПа:				
природного газа	3,8 | 5,0	3,6	3,8	
первичного воздуха	1,25 | 1,20	1,1	1,2	
вторичного воздуха	0,75 | 0,90	0,9	0,8 | 0,75	
Коэффициент избытка воздуха (при номинальном режиме) при сжигании:				
газа		1,05		
мазута		1,15		
Номинальный расход природного газа, м³/ч	160 | 180	235	470	590
То же, мазута, кг/ч (при $Q_н$ = = 40,4 МДж/кг)	143 | 160	210	420	520
Коэффициент рабочего регулирования	4	5		
Давление, МПа:				
мазута	1,25 | 1,6		2,0	
пара	0,15		0,2	
Число отверстий:				
n	4		8	
n_1	9		12	
Размеры, мм:				
D	246	267	365 | 369	
D_1	170		225	
D_2	141		205	
D_3	310		410	
H	500		600	
h_1	180		235	
h_2	250		360	
L	958		1195 | 1185	
L_1	264		375	
L_2	240		318	
L_3	309		428	
d	6,8 | 6,5	8,0	11,5 | 8,8	14,0 | 10,0
d_1	1,8	2,0	2,8	3,0
d_2	5	6	7,2	8,8
d_4	34		42	
Масса, кг	70		120	

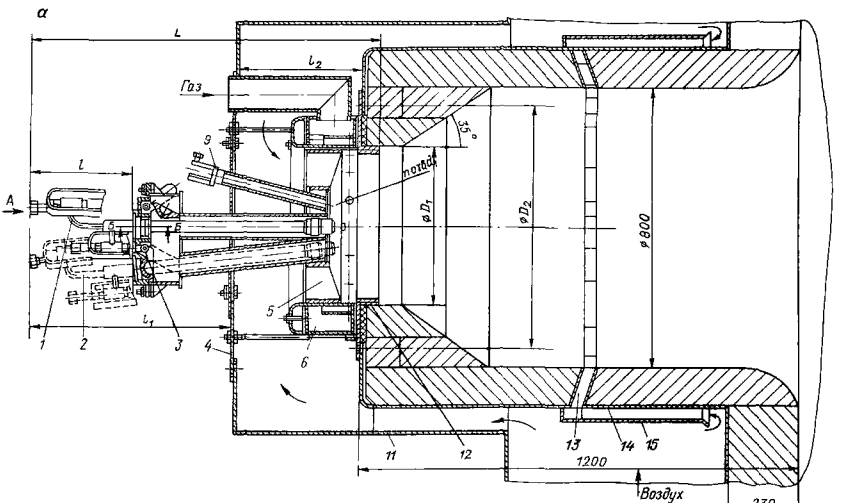
Горелки ГМ и ГМП конструкции НПО ЦКТИ им. И. И. Ползунова и завода «Ильмарине». Предназначены для раздельного сжигания природного газа и мазута. Они устанавливаются в топках водотрубных котлов типа ДЕ. Горелка (рис. 12.42, табл. 12.21) состоит из газовой части и мазутной форсунки и представляет собой комбинированную конструкцию горелки с принудительной подачей воздуха и паромеханической форсунки. Совместное сжигание газа и мазута допустимо только кратковременно: при переходе с одного вида топлива на другой. Горелки изготавливают правого и левого направления вращения воздуха (горелка ГМП-16 только правого).

ТАБЛИЦА 12.21

Основные характеристики горелок ГМ и ГМП

Показатели	ГМ-2,5	ГМ-4,5	ГМ-7	ГМ-10	ГМП-16
Номинальная тепловая мощность, кВт	2900	5230	7420 (6650)	12 560 (12 675)	18 600
Номинальный расход природного газа, $м^3/ч$	294	530	750	1270	1880
Номинальное давление:					
газа, кПа	25		30	20	25
мазута, МПа	1,8		1,6	2,0	1,8
воздуха, Па	800	900	900 (1050)	1020 (1120)	3500
Коэффициент избытка воздуха	1,1		1,04 (1,1)	1,05 (1,08)	1,05
Коэффициент рабочего регулирования	5,0		8,2 (7,15)	5,5 (6,0)	5,0
Длина факела на мазуте, м	1,8	2,5	3,0	5,4	6,5
Число газовыпускных отверстий n	19			16	
Размеры, мм:					
L	953	962	990	1023	990
l	280	280	300	272	300
l_1	658	630	578	622	578
l_2	256	296	366	366	366
l_3	585	770	885	885	885
$D_г$	57	89	102	102	102
D	642	728	850	850	850
D_1	330	375	434	450	450
D_2	545	630	715	715	715
d_1	6,6	7,5	9,0	12,8	18
d_2	2,2	2,8	3,5	4,4	5,5
d_3	5,0	7,2	6,4	10,7	12
d_4	34	42	42	50	50
Масса, кг	105	130	145	145	145
Рекомендуемые котлы	ДЕ-4-14ГМ	ДЕ-6,5-14ГМ	ДЕ-10-14ГМ	ДЕ-16-14ГМ	ДЕ-25-14ГМ

Примечания. 1. Характеристики горелок ГМ-7 и -10 приведены по результатам государственных испытаний, остальных — по паспортным данным завода «Ильмарине»; цифры в скобках — данные для мазута. 2. Диаметры d_2, d_3, d_4 — см. рис. 12.40. 3. Удельный расход пара на распыл мазута не более 0,05 кг/кг при давлении 0,1—0,2 МПа, а для ГМП-16 — при давлении 0,15—0,30 МПа.


α
L
l_2
Газ
9
35°
l
A
Б
ϕD_1
ϕD_2
$\phi 800$
5
l_1
1
2
3
4
6
11
12
13
14
15
1200
Воздух
230

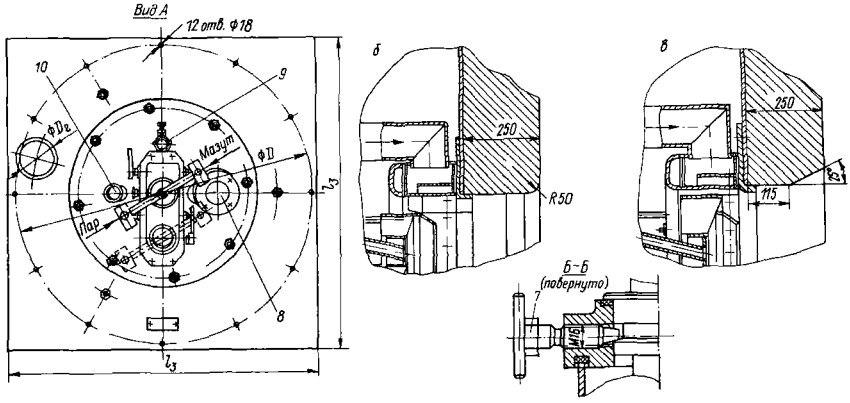


Рис. 12.42. Горелки ГМ и ГМП-16.

а — горелка ГМП-16 с камерой двухступенчатого сжигания топлива; *б* — горелка ГМ-10 с цилиндрической фурмой; *в* — горелки ГМ-2,5, -4 и -7 с конической фурмой; *1, 2* — форсунки: *1* — основная, *2* — резервная (показана условно); *3* — узел захлопок; *4* — фронтовой лист; *5* — лопаточный завихритель воздуха; *6* — газовый коллектор; *7* — фиксатор (место для установки); *8* — ЗЗУ; *9* — фотодатчик; *10* — гляделки; *11* — корпус камеры сгорания; *12* — опора; *13* — тангенциальный завихритель вторичного воздуха; *14—16* — обечайки: *14* — внутренняя, *15* — наружная.

Газовая часть горелки состоит из кольцевого коллектора прямоугольного сечения с одним рядом газовыпускных отверстий, через которые газ подают в закрученный поток воздуха после воздухонаправляющего устройства, включающего в себя лопаточный завихритель и фурму. Форсуночный узел горелки состоит из основной форсунки, расположенной по оси горелки, и резервной, находящейся ниже под углом 6° к горизонтали. При необходимости ремонта основную форсунку отключают и демонтируют. Для обеспечения непрерывной работы котла предварительно устанавливают резервную форсунку, которую подключают к мазутной и паровой линии и разжигают ее с помощью факела от основной форсунки. Допускается кратковременная эксплуатация резервной форсунки только в период ремонта основной.

В горелках ГМ и ГМП применены паромеханические форсунки, идентичные форсункам горелок ГМГм, отличающиеся от последних только тепловой мощностью и соответственно размерами d_2, d_3 и d_4 (см. рис. 12.40), которые приведены в табл. 12.20.

Воздух в горелку подается по воздуховоду, который охватывает часть топки котла, тем самым обеспечивается утилизация теплоты за счет снижения потерь ее в окружающую среду.

Горелка ГМП-16 характеризуется наличием выступающей за пределы котла камеры двухступенчатого сжигания топлива (рис. 12.42). В качестве первичного воздуха поступает около 70% от необходимого для полного сгорания топлива. Вторичный воздух подается через кольцевую щель в тангенциальный завихритель и обеспечивает дожигание топлива. Направление вращения первичного и вторичного воздуха одинаковое. Применение двухступенчатого сжигания обеспечивает уменьшение отличия мазутного факела от газового за счет увеличения излучательной способности газового факела, а также, что очень важно, позволяет одновременно уменьшить концентрацию оксидов азота.

Горелка ГМГБ-5,6 (газомазутная) завода «Ильмарине» (рис. 12.43). Предназначена для сжигания газа в топках котлов при использовании мазута в качестве резервного топлива. В горелке установлена паромеханическая форсунка, аналогичная применяемой в горелках ГМГм (см. рис. 12.40). Стабилизатором мазутного пламени служит конусный экран, за которым при обтекании воздуха создаются разрежение и зоиа рециркуляции, обеспечивающие поджигание смеси.

Конструкция газовой части, состоящей из кольцевого коллектора с отверстиями для выхода газа с периферии к центру, предусматривает струйную подачу газа в закрученный поток воздуха и обеспечивает хорошее смешение газа с воздухом. Стабилизацня газового пламени обеспечивается коническим керамическим тунелем. Завихрителем воздуха служит набор профилированных лопастей с регулируемым углом наклона. Это позволяет менять степень крутки. Воздух к горелке подается от воздушного короба,

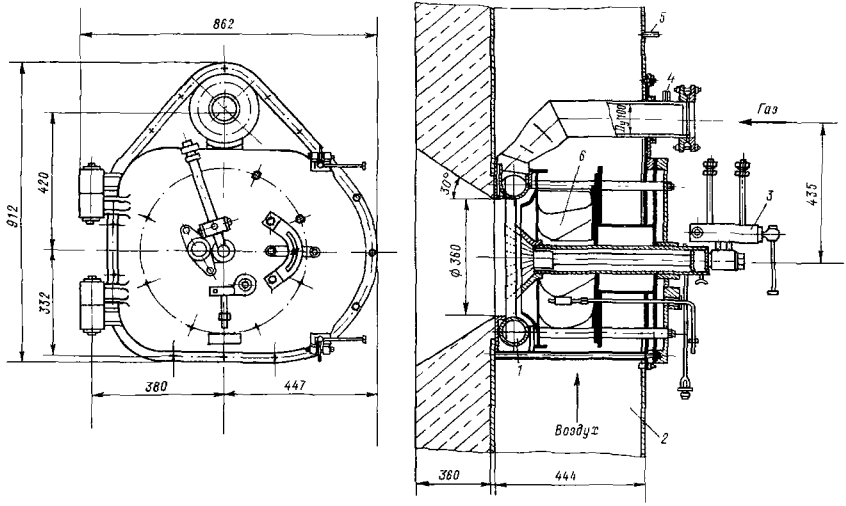


Рис. 12.43. Газомазутная горелка с принудительной подачей воздуха типа ГМГБ.

1 — кольцевой газораспределительный коллектор; *2* — воздушный короб; *3* — паромеханическая форсунка; *4—5* — штуцера для измерения давления (*4* — газа, *5* — воздуха); *6* — лопаточный завихритель воздуха.

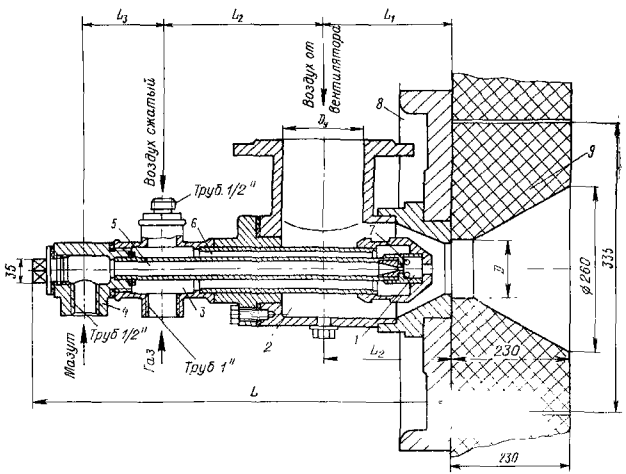


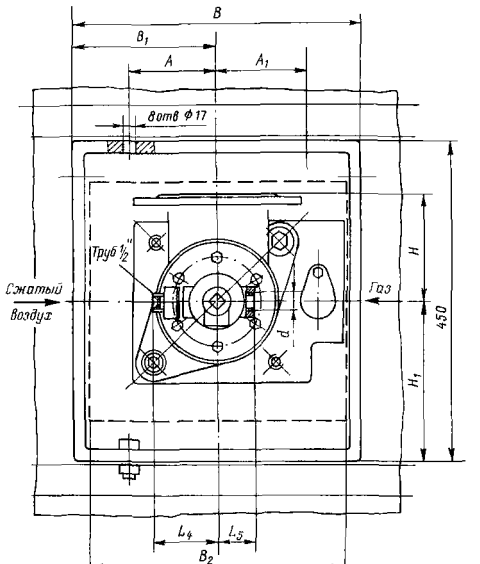
Рис. 12.44. Горелка КГМГ-А

1 — акустический излучатель; *2* — воздушная камера; *3* — газовая камера; *4* — мазут подвода газа; *7* — тангенциальное отверстие для поступления газа или сжатого воздуха пла

который является общим для всех горелок, устанавливаемых на котле.

Техническая характеристика горелки ГМГБ-5,6

Номинальная тепловая мощность, кВт	6515
Номинальный расход природного газа, м³/ч	660
Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме	1,05
Коэффициент рабочего регулирования	7
Номинальное давление, кПа:	
газа	5
воздуха	1,2
Давление, МПа:	
мазута	2,0
распыливающего пара	0,2



конструкции НИИТмаша.

ная форсунка; *5* — внутренняя трубка для подвода мазута; *6* — внешняя трубка для (при работе на мазуте); *8* — фронтовая плита; *9* — конический туннель (стабилизатор мени).

Горелки КГМГ-А коиструкции НИИТмаша. Это — комбиинированные газомазутные горелки с акустическим излучателем (рис. 12.44, табл. 12.22), предназначенные для сжигания природного газа и мазута (резервный вид топлива) в промышленных печах.

Природный газ через штуцер подается в газовую камеру и по внешней трубе поступает в акустический излучатель. Газовые (воздушные при работе на мазуте) струи, выходя из тангенциальных отверстий, получают вращательное движение, в результате этого возникает акустическое поле вихревой природы. Это поле, получаемое за счет истечения газа из нзлучателя, накладывается на пламя и интенсифицирует процессы смешения и горения. При работе на мазуте вместо газа для генерации акустической энергии

ТАБЛИЦА 12.22

Основные технические характеристики горелок КГМГ-А конструкции НИИТмаша

Показатели	КГМГ-А1	КГМГ-А2	КГМГ-А3	КГМГ-А4	КГМГ-А5	КГМГ-А6	КГМГ-А7
Номинальная тепловая мощность, кВт	130	286	466	760	995	1240	1515
Номинальное давление, кПа:							
природного газа	60	55	52	65	55	56	56
воздуха	0,6	0,8	1,68	2,3	3,2	3,8	4,3
Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме	1,01	1,03	1,02	1,03	1,04	1,05	
Номинальный расход газа, м³/ч	13,1	29,2	47,3	77,1	101,2	125,9	153,7
Коэффициент рабочего регулирования	5,8	4,6	6,0	5,2		5,5	
Размеры, мм:							
$D_у$	65	80	100	125		150	
D	50	60	70	80	90	100	110
d	Труб. 1″						Труб. 1¼″
L	320	390	412	437	476	491	511
L_1	100	136	155	165	190	200	210
L_2	118	136	156	160	169	174	184
L_3	62	72	52	72		77	
L_4	38		42			52	
L_5	66		70			80	
A	125						130
A_1	125						190
B	380				400		420
B_1	175						180
B_2	340				360		370
H	100		120	140	150	160	190
H_1	170			225			
Масса, кг	72	78,4	87,5	87,1	90,0	92,8	106,6

Примечания. 1. Частота акустических колебаний 4—7 кГц. 2. Давление мазута марки 100 (при температуре 70 °С) 0,3 МПа.

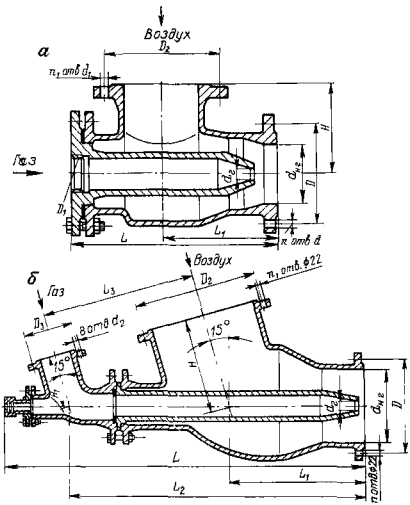


Рис. 12.45. Горелки ДВС (*а*) и ДВБ (*б*) конструкции Стальпроекта.

используется сжатый воздух давлением 0,1 МПа. В качестве стабилизатора пламени для горелок КГМГ-А используется конический керамический туннель. Переход с газа на мазут и с мазута на газ может осуществляться без остановки печи за счет переключения соответствующих отключающих устройств.

Горелки ДВС и ДВБ конструкции Стальпроекта (рис. 12.45, табл. 12.23). Предназначены для сжигания высококалорийных газов в иагревательных и термических печах. Горелки ДВС (Д — дутьевая, В — высококалорнйный газ, С — средней тепловой мощностн) и ДВБ (Б — большой тепловой мощностн) — это горелки типа «труба в трубе» внешнего смешения, они обеспечнвают сжиганне газа в длинном светящемся факеле. Пламя стабилизируется в керамическом туннеле. Горелкн могут работать на подогретых до 400 °С воздухе и газе.

Растянутый по длине печи настнльный светящийся факел обеспечивается при сжигании газа с $\alpha_1 = 1{,}05 \div 1{,}10$.

Горизоитальные щелевые горелки конструкции Укргипроинжпроекта (ныие Укрнииинжпроект) (рис. 12.46). Предиазначены для сжигания природного газа низкого давления в топках со срав-

Основные технические характеристики горелок ДВС и ДВБ конструкции Стальпроекта

Показатели	ДВС-60/$d_г$	ДВС-70/$d_г$	ДВС-90/$d_г$	ДВС-110/$d_г$	ДВС-130/$d_г$	ДВС-150/$d_г$	ДВБ-200/$d_г$	ДВБ-225/$d_г$	ДВБ-250/$d_г$	ДВБ-275/$d_г$	ДВБ-300/$d_г$ I	ДВБ-300/$d_г$ II	ДВБ-325/$d_г$	ДВБ-350/$d_г$	ДВБ-375/$d_г$	ДВБ-400/$d_г$	ДВБ-425/$d_г$
Номинальная тепловая мощность, кВт	475	692	1035	1420	2070	2960	3190	4820	6550	8300	9300		11 500	14 200	17 000	19 750	22 500
Номинальное давление, кПа:																	
газа										6							
воздуха										3							
Коэффициент рабочего регулирования										4							
Номинальный расход природного газа, м³/ч	48	69	105	144	210	300	323	488	665	844	944		1170	1440	1720	2000	2280
Размеры, мм:																	
D	130	150	170	225	225	255	295	325	350	395	400		430	450	480	515	530
D_1	Труб. $1\frac{1}{2}''$								Труб. $2\frac{1}{2}''$								
D_2	160	180	210	240	295	295	400		465		495	550		600			
D_3						180								240			
d	13									18							
d_1		18									22						
d_2						18								22			
$d_{н.г}$	60	70	90	110	130	150	200	225	250	275	300		325	350	375	400	425
$d_г$	13 / 10÷26	15 / 12÷26	20 / 16÷30	22 / 18÷65	28 / 22÷65	30 / 24÷65	35 / 30÷35	40 / 30÷40	50 / 35÷85	55 / 40÷85	60 / 45÷85	60 / 40÷100	65 / 45÷100	70 / 45÷100	80 / 50÷100	85 / 55÷100	90 / 60÷100
H		150			200				350						400		
H_1									200						220		
L				473					1333						1563		
L_1		200			260				500						600		
L_2						1075									1295		
L_3						555									670		
Число отверстий:																	
n							12									16	
n_1				8			12						16				
Масса, кг	23,8	24,8	27,3	54,3	55,3	57,3	223	227	260	258	293	331	335	377	381	380	392

Примечание. В числителе — диаметр сопла $d_г$ — для природного газа $\rho =$ 0,73 кг/м³, в знаменателе — пределы изменения $d_г$ для различных газов

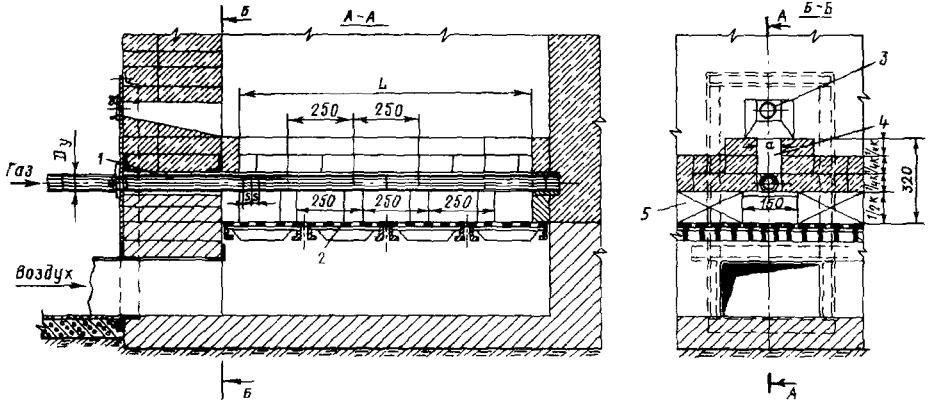


Рис. 12.46. Простейшая однорядная горелка с принудительной подачей воздуха щелевая однотрубная.

1 — газораспределительная труба (коллектор); *2* — колосниковая решетка; *3* — глазок для зажигания газа и наблюдения за горением; *4* — туннель (щель); *5* — опорные кирпичи.

нительно невысокими температурами. Такие горелки в литературе и в теплотехнической практике обычно называются по их устройству или месту установки в топках горизонтальными щелевыми или подовыми. Эти горелки не проходили государственных испытаний. Их эксплуатация на действующих котлах допускается в соответствии с разъяснениями ВНПО Союзпромгаз. Знать особенности и недостатки этих горелок, рекомендации по их использованию, по нашему мнению, полезно.

Горелка состоит из трубы с отверстиями для выпуска газа, размещенной в нижней части горизонтального туннеля в виде прямоугольной щели по его оси. Отверстия на трубе расположены в два ряда с углом между их осями 90°. Воздух для горения поступает через колосниковую решетку и далее в туннель, где перемешивается с пронизывающими его под углом 45° струями газа. Таким образом, принцип смешения газа с воздухом заключается в выдаче под углом тонких струй газа в принудительно подающийся поток воздуха. Для предотвращения слияния газовых струй и быстрого распространения пламен по длине туннеля расстояния между осями отверстий для выпуска газа принимаются в пределах от 6 до 10 диаметров отверстий.

Туннель с помощью опорной кладки выкладывается на колосниковой решетке топки из шамотного кирпича класса А с нетесаными гранями, обращенными внутрь. Высота туннеля для всех типоразмеров горелок одинакова и составляет около 200 мм, а ширина в зависимости от размера газораспределительных труб укладывается в пределы от 90 до 130 мм. При указанных соотношениях происходит сравнительно равномерное распределение газовых струй в потоке воздуха. Так как процессы смешения и горения в этих горелках протекают одновременно, то при сжигании углеводородных газов возникают ярко светящиеся пламена, имеющие высоту от 800 до 1200 мм в зависимости от размера газовыпускных отверстий.

Горение газа начинается внутри туннеля на расстоянии 30—40 мм от газораспределительной трубы. Температура на внутренней поверхности верхней части туннеля достигает 1000 °С, а на поверхности трубы 400 °С и выше. Основные характеристики и размеры горелок для природного газа ($Q_н$ = 35,6 МДж/м³, ρ = = 0,73 кг/м³) приведены в табл. 12.24.

Достоинствами этих горелок являются простота изготовления, высокая устойчивость пламени, широкий диапазон регулирования тепловых потоков в топках и удовлетворительная полнота сгорания газа при $\alpha = 1{,}15 \div 1{,}2$. Последнее, однако, достигается только при высоком качестве изготовления и монтажа горелок и при их установке в топках с высотой, большей высоты пламени. Практика показывает, что нарушение соосности трубы и туннеля, значительное уменьшение расстояний и угла между осями газовоздушных отверстий, установка в топках с недостаточной высотой и неравномерный подвод воздуха по длине туннеля приводят к нарушению

ТАБЛИЦА 12-24

Основные характеристики и размеры щелевых одновтрубных горелок с принудительной подачей воздуха конструкции Укрпиниижпроекта для природного газа низкого и среднего давления

Шифр горелок	Номинальная тепловая мощность, кВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальное давление, Па		Диаметры газовыпускных отверстий, мм	Число отверстий n	Шаг между осями отверстий, мм	Диаметр трубы $D_у$, мм	Ширина туннеля a, мм	Длина туннеля L, мм	Масса трубы горелки, кг
			газа	воздуха							
Для природного газа низкого давления											
ПГОД-Н-15	148	15	1300 и 2000	200—300	1,5 / 1,3	66	15	32	90	510	4,0
ПГОД-Н-20	198	20	1300 и 2000	200—300	1,5 / 1,3	88	15	40	100	680	5,2
ПГОД-Н-35	346	35	1300 и 2000	200—300	1,8 / 1,6	106	15	40	110	810	5,6
ПГОД-Н-50	494	50	1300 и 2000	200—300	1,8 / 1,6	136	15	40	110	1030	6,3
ПГОД-Н-75	741	75	1300 и 2000	200—300	2,2 / 2,0	144	15	50	130	1100	8,4
ПГОД-Н-100	988	100	1300 и 2000	200—300	2,2 / 2,0	194	15	50	130	1470	10,0
Для природного газа среднего давления											
ПГОД-С-50	494	50	30 000	200—300	1,5	46	20	40	100	480	4,3
ПГОД-С-75	741	75	30 000	200—300	1,5	88	20	40	100	700	5,0
ПГОД-С-100	988	100	30 000	200—300	1,6	80	20	40	100	820	5,4
ПГОД-С-150	1482	150	30 000	200—300	1,7	106	20	40	100	1080	6,2
ПГОД-С-200	1976	200	30 000	200—300	1,8	126	20	50	120	1280	8,8
ПГОД-С-355	3507	355	30 000	500—600	1,9	202	20	70	120	2040	
ПГОД-С-365	3606	365	30 000	500—600	1,9	196	20	70	120	2000	

Примечания. 1. *Для горелок типа ПГОД-Н в числителе* приведены диаметры газовыпускных отверстий для газа давлением 1300 Па, в знаменателе — для газа давлением 2000 Па. 2. Горелки ПГОД-С-150—ПГОД-С-365 предназначены для котлов ДКВР-2,5 4 -6,5 и -10. В котлах ДКВР-6,5 устанавливают по две горелки, а в котле ДКВР-10 — три горелки ПГОД-С-365

картины горения, возникновению химического недожога, отложению сажистых частиц на нагреваемых поверхностях и снижению теплопроизводительности и КПД установок.

Недостатком горелок с трубой, размещенной по оси туннеля, является то, что в период эксплуатации размеры газовыпускных отверстий уменьшаются и теряют свою форму за счет образования и отложения пироуглерода, возникающего при термическом распаде теплонеустойчивых углеводородных газов.

С целью сохранения размеров газовыпускных отверстий неизменно вместо одной газораспределительной трубы по оси туннеля устанавливают две трубы, размещаемые под кладкой. Это уменьшает воздействие на них излучения раскаленного туннеля и способствует долговечности работы горелок. Устройство таких горелок показано на рис. 12.47, а их основные характеристики и размеры [по данным Укргипроинжпроекта (ныне Укрниинижпроект)] приведены в табл. 12.25.

Газовые горелки этого типа могут применяться и для сжигания природного газа среднего давления. Основные характеристики и размеры одно- и двухтрубных горелок при работе на природном газе ($Q_н$ = 35,6 МДж/м³, ρ = 0,73 кг/м³) среднего давления приведены в табл. 12.24 (рис. 12.46) и табл. 12.25 (рис. 12.47).

Вертикальные щелевые горелки конструкции Ленгипроинжпроекта. Горизонтальные щелевые горелки обычно используют при высокой надежности газоснабжения, так как перевод топок с газа на резервное топливо и обратно связан со значительными затратами труда и времени на демонтаж и монтаж горелок и другого оборудования.

Для быстрого перевода котлов с газового топлива на твердое и обратно применимы щелевые горелки с принудительной подачей воздуха конструкции Ленгипроинжпроекта (рис. 12.48). По принципу смешения газа с воздухом и структуре пламен они аналогичны рассмотренным выше горизонтальным щелевым двухтрубным горелкам, но размещены внутри топок не горизонтально, а вертикально — на их боковых стенках. В этом случае все устройства для сжигания твердого и газового топлива сохраняются неизменными и при переводе котлов с газа на твердое топливо или вновь на газ не требуется производить демонтаж и последующий монтаж оборудования.

Конструктивно горелка выполнена в виде стального короба, в который вмонтированы две направляющие пластины для воздуха и две трубки с отверстиями для выпуска струй газа под углом 45° к потоку воздуха. Составной частью горелки является вертикальный прямоугольный туннель, выполненный в кладке топки из шамотного кирпича класса А с нетесаными гранями. Глубина и ширина туннеля для горелок всех типоразмеров одинаковы и составляют соответственно 250 и 80 мм, а высота перемены и зависит от тепловой мощности горелок (размера трубок с газовыпускными отверстиями). Туннель указанных размеров обеспечивает высокую

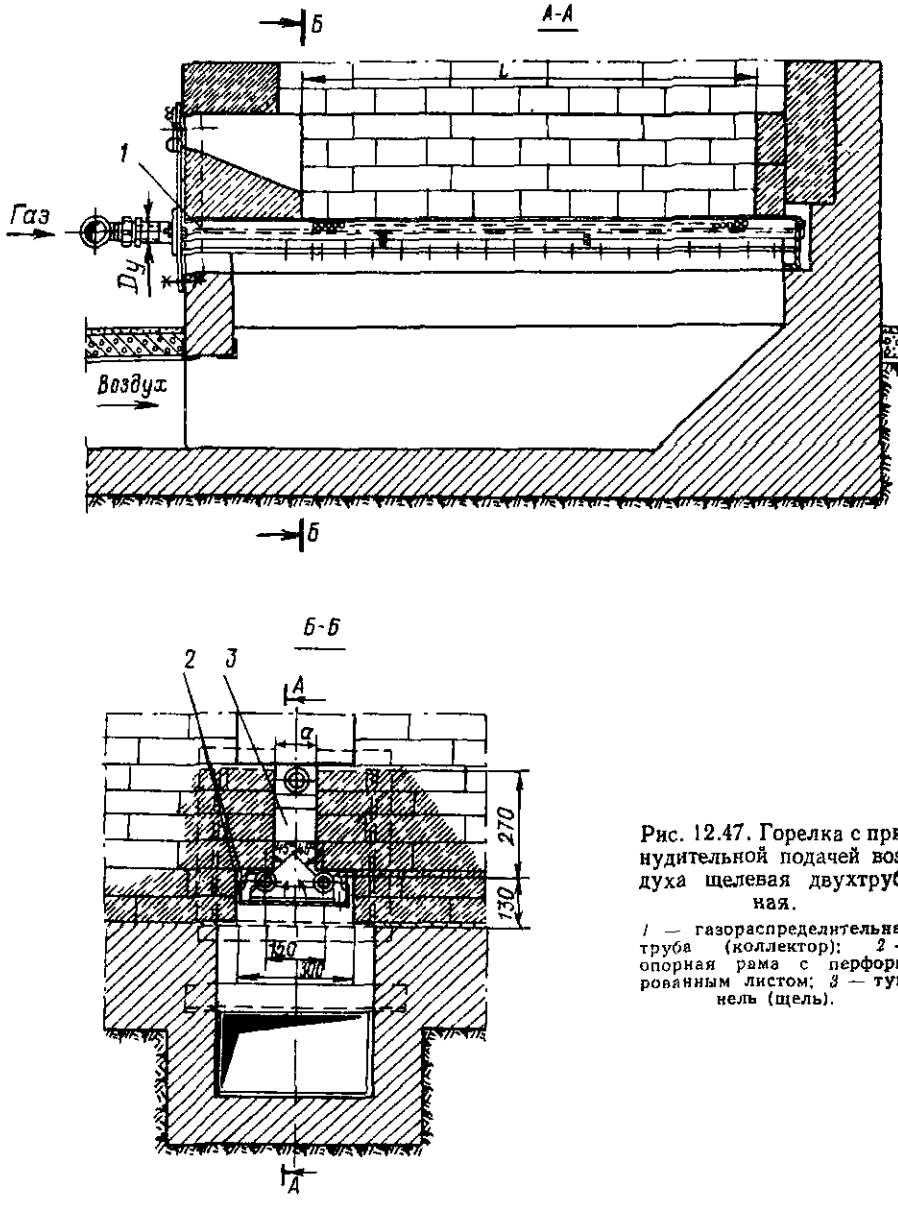


Рис. 12.47. Горелка с принудительной подачей воздуха щелевая двухтрубная.

1 — газораспределительная труба (коллектор); *2* — опорная рама с перфорированным листом; *3* — туннель (щель).

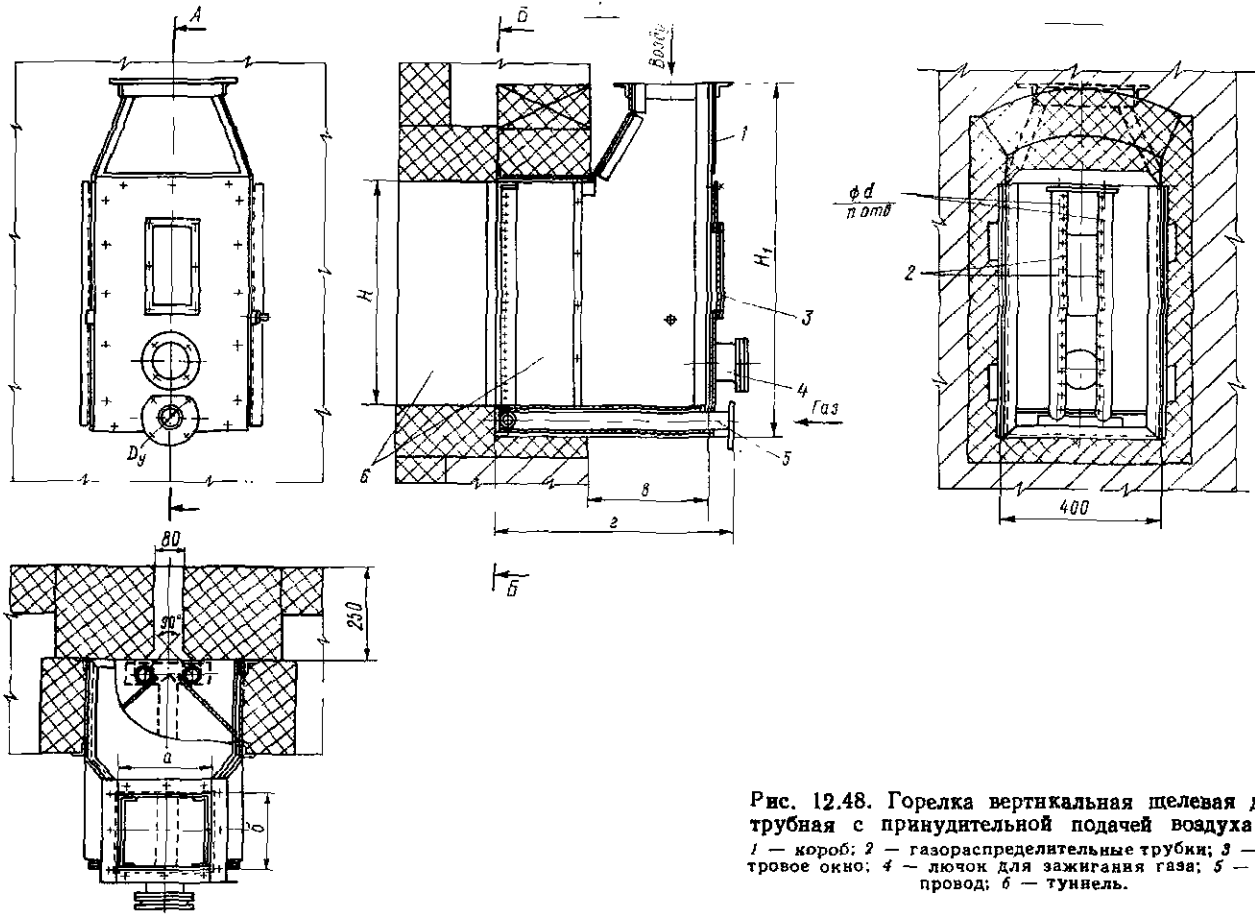


Рис. 12.48. Горелка вертикальная щелевая двухтрубная с принудительной подачей воздуха.

1 — короб; *2* — газораспределительные трубки; *3* — смотровое окно; *4* — лючок для зажигания газа; *5* — газопровод; *6* — туннель.

ТАБЛИЦА 12.25

Основные характеристики и размеры щелевых двухтрубных горелок с принудительной подачей воздуха для природного газа низкого и среднего давления конструкции Укрниинжпроекта

Шифр горелок	Номинальная тепловая мощность, кВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальное давление, Па		Диаметры газовпускных отверстий, мм	Число отверстий n, мм	Шаг между осями отверстий, мм	Диаметр трубы $D_у$, мм	Ширина туннеля a, мм	Длина туннеля L, мм	Площадь живого сечения перфорированного листа, м²	Масса горелки, кг
			газа	воздуха								
Для природного газа низкого давления												
ПГД-Н-15	148	15	1300 и 2000	500—600	1,5 / 1,3	66	15	32	110	510	0,002	23
ПГД-Н-20	198	20	1300 и 2000	500—600	1,5 / 1,3	66	15	32	110	680	0,0027	27
ПГД-Н-35	346	35	1300 и 2000	500—600	1,8 / 1,6	106	15	40	110	810	0,0046	31
ПГД-Н-50	494	50	1300 и 2000	500—600	1,8 / 1,6	136	15	40	110	1030	0,0066	37
ПГД-Н-75	741	75	1300 и 2000	500—600	2,2 / 2,0	144	15	50	110	1100	0,001	40
ПГД-Н-100	988	100	1300 и 2000	500—600	2,2 / 2,0	194	15	60	110	1470	0,013	48
ПГД-Н-150	1482	150	1300 и 2000	500—600	2,4 / 2,2	238	15	60	110	1810	0,02	56

ПГД-Н-200	1976	200	1300 и 2000	500—600	$\frac{}{2,5}$	248	15	70	110	1880	0,027	58
ПГД-Н-137	1354	137	1300 и 2000	500—600	$\frac{2,8}{2,5}$	170	15	70	120	1300	0,018	45
ПГД-Н-219	2154	219	1300 и 2000	500—600	$\frac{3,1}{2,8}$	210	15	70	120	1600	0,03	50
ПГД-Н-355	3507	355	1300 и 2000	500—600	$\frac{3,5}{3,1}$	268	15	100	120	2050	0,047	56

Для природного газа среднего давления

ПГД-С-50	494	50	30 000	500—600	1,5	46	20	50	120	480	0,0066	—
ПГД-С-75	741	75	30 000	500—600	1,5	68	20	50	120	700	0,01	—
ПГД-С-100	988	100	30 000	500—600	1,6	80	20	50	120	820	0,013	—
ПГД-С-150	1482	150	30 000	500—600	1,7	106	20	50	120	1080	0,02	—
ПГД-С-200	1976	200	30 000	500—600	1,8	126	20	50	120	1280	0,027	—
ПГД-С-137	1354	137	30 000	500—600	1,5	128	20	70	120	1300	0,018	—
ПГД-С-219	2154	219	30 000	500—600	1,7	158	20	70	120	1600	0,03	—

Примечание. Горелки ПГД-Н-137—ПГД-Н-355 предназначены для котлов ДКВР-2,5; -4 и -6,5. В каждом котле устанавливают по две горелки соответствующих типоразмеров.

Основные характеристики и размеры вертикальных щелевых двухтрубных горе

ик с принудительной подачей воздуха конструкции Ленгипроинжпроекта

Номер горелки	Номинальная тепловая мощность, кВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальное давление газа, кПа	Номинальное давление воздуха, Па	Диаметр газовыпускных отверстий d, мм	Число отверстий n	Шаг между осями отверстий, мм	Диаметр трубы $D_у$, мм	Размеры, мм						Масса, кг
									H	H_1	a	$б$	$в$	$г$	
1	820	83	15	250	1,9	82	14	50	600	920	250	200	300	620	63
2	1037	105	15	400	2,1	82	14	50	600	920	250	200	300	620	63
3	1334	135	15	550	2,2	96	14	50	700	1020	250	200	300	620	68
4	2055	208	15	600	2,2	140	14	70	1000	1340	350	250	350	670	91

Примечание. На котлах ДКВ-2 и ДКВР-2,5 устанавливают по две горелки (соот ственно горелки 1 и 2), на котлах ДКВ-4 и ДКВР-4, ДКВ-6,5 и ДКВР-6,5, ДКВ-10 и ДКВР-10 — по четыре горелки (соответственно 1, 3 и 4).

устойчивость пламени в отношении отрыва и широкий диапазон регулирования горелок: от 1,0 до 40 кПа.

Горение газа происходит в туннеле и завершается в топке на расстоянии 900—1000 м от него. Температура стенок выходной части туннеля 1000—1100 °С. Основные характеристики и размеры этих горелок применительно к сжиганию природного газа ($Q_н$ = = 35,6 МДж/м³, ρ = 0,73 кг/м³) в котлах типов ДКВ и ДКВР приведены в табл. 12.26.

Вертикальные щелевые горелки не прошли государственные испытания и не рекомендуются к широкому применению.

Горелки ГТПЦ конструкции Краматорского отделения ЦНИИТмаша. Предназначены для сжигания природного газа в термических печах, сушилках и других тепловых установках.

Работа этих горелок (рис. 12.49) основана на струйно-стабилизаторном принципе горения газа. Газ из кольцевой камеры через сопла поступает в коническую перфорированную камеру смешения и горения. Кольцевой выступ прижимает газовые струи к внутренней поверхности конусной камеры, в которую через отверстия подается первичный воздух с $\alpha_1 < 1$ (при номинальной мощности α_1 = 0,85). По пути движения газа происходит постепенное смешение его с закрутками в разные стороны (воздушные отверстия направлены тангенциально и наклонно к оси горелки) потоками первичного воздуха. Вторичный воздух подается через воздушное сопло (по центру осесимметрично потоку), обеспечивает дожигание газа и при необходимости дополнительное разбавление продуктов сгорания для получения теплоносителя с более низкой температурой. Горелки ГТПЦ работают устойчиво при α до 5 при уменьшении расхода газа.

Горелка применяется с дополнительным керамическим сужающимся туннелем, который позволяет при увеличении подачи через центральное сопло вторичного воздуха повысить скорость истечения продуктов сгорания для создания необходимой циркуляции газов в рабочем пространстве установки. Горелки могут работать

как иа холодном, так и подогретом до 350 °С вторичном воздухе. Основные технические характеристнки их приведены в табл. 12.27.

Горелки ПИВ коиструкции ВНИИпромгаза (рис. 12.50, табл. 12.28). Предназначены для сжигания природного и сжиженных углеводородных газов с перемениым избытком воздуха (ПИВ) в термических, нагревательных печах, сушилках и теплогенераторах с температурой теплоносителя до 600 °С. (Возможна температура и до 900 °С, но тогда камера сгорания должиа быть изготовлена из специальных материалов, о чем должио быть указано при заказе горелки.)

Горелки ПИВ, как и горелки ГТПЦ, основаны на струйно-стабилизаторном принципе горения газа, т. е. сжигание газа осуществляется в конической перфорнрованной камере с подачей воздуха с периферии через отверстия. Газ через тангенциально расположенный патрубок поступает в газовую камеру и далее через сопла в камеру предварительного смешения. Сюда же через отверстия из воздушной камеры поступает первичный воздух. Первичная газовоздушная смесь кольцевой струей подается вдоль внутренней поверхиости перфорированного конуса-стабилизатора. Развиваясь в высокотурбулентной циркуляционной зоне, струя смеси интенсивно перемешивается со вторичным воздухом, образуя за стабилизатором газовоздушную смесь, горение которой характеризуется высокой интенсивностью и малой протяженностью пламени вдоль потока. Факел за стабилизатором, несмотря на заметное приближение режима горения к кинетическому, сохраияет высокую устойчивость горения в широком днапазоне общих коэффициентов избытка воздуха. При этом высокая устойчивость горения достигается при большом изменении скоростей истечения газа и воздуха благодаря сильному рециркуляцнонному течению за стабилизатором.

Воздух, который подается в горелку от дутьевого вентилятора через штуцер, обеспечивает охлаждение камеры сгорания за счет последовательного прохода через кольцевое пространство между

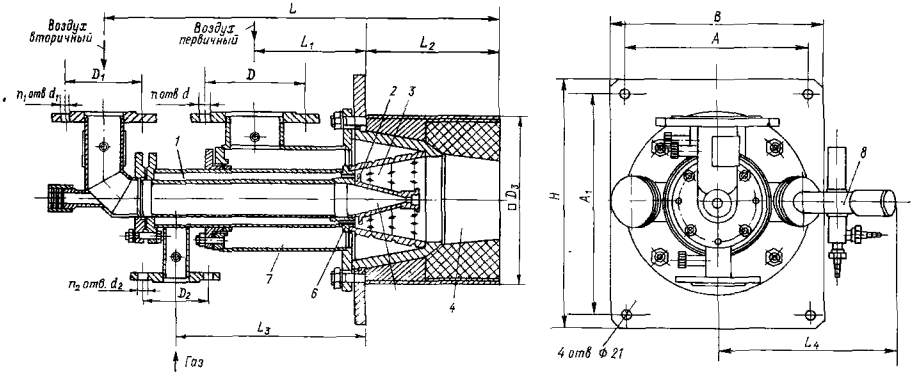


Рис. 12.49. Горелка ГТПЩ конструкции ЦНИИТмаша.

1 — газовая камера; *2* — кольцевой выступ; *3* — коническая камера, *4* — туннель; *5—6* — сопла (*5* — воздушное центральное, *6* — газовое); *7* — воздушная камера первичного воздуха; *8* — электрозапальное устройство.

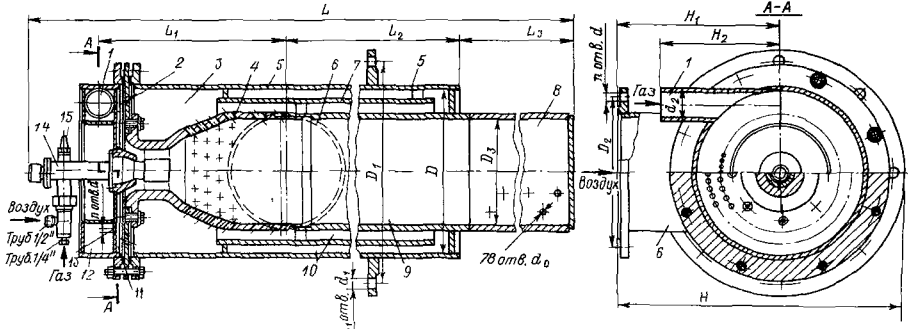


Рис. 12.50. Горелка ПИВ конструкции ВНИИпромгаза.

1 — патрубок для подачи газа; *2* — отверстия для поступления первичного воздуха; *3* — воздушная камера; *4* — отверстия в конусе для подачи вторичного воздуха; *5* — наружная обечайка; *6* — воздушный патрубок; *7* — цилиндр; *8* — насадок; *9* — камера сгорания; *10* — каналы охлаждения камеры сгорания; *11* — камера предварительного смешения; *12* — газовая камера; *13* — отверстие для подачи газа в камеру предварительного смешения; *14* — пилотно-защитное устройство; *15* — свеча зажигания.

ТАБЛИЦА 12.27

Основные технические характеристики горелок ГТПЦ конструкции ЦНИИТмаша

Показатели	ГТПЦ-2	ГТПЦ-3	ГТПЦ-4	ГТПЦ-5	ГТПЦ-7	ГТПЦ-10
Номинальная тепловая мощность, кВт	170	286	384	477	715	954
Номинальное давление, кПа:						
газа	3					
первичного воздуха	3					
вторичного воздуха	3,5; 8; 20; 35					
Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме	1,15					
Коэффициент рабочего регулирования	6,7	7,5	7	7,1	6,7	7,1
Номинальный расход природного газа, м³/ч	17,2	28,9	38,9	48,3	72,4	96,6
Размеры, мм:						
L	615		720		1010	
L_1	170		190		229	
L_2	215		260		430	
L_3	290		330		410	
L_4	260		260		325	
A	285		330		410	
A_1	355		380		450	
B	330		380		460	
H	400		430		500	
D	150		170		200	
D_1	110		150		170	
D_2	90		110		110	
D_3	270		320		382	
d	16					
d_1	12		16			
d_2	12					
Число отверстий:						
n	4				8	
n_1	4					
n_2	4					
Масса, кг	65,0		80,0		165,0	

наружной обечайкой и цилиндром и далее между цилиндром и наружной стенкой камеры сгорания, где нагревается и направляется в воздушную камеру, откуда поступает в камеру предварительного смешения (первичный воздух) и через перфорацию конуса (вторичный воздух) — в камеру сгорания.

Продукты сгорания (теплоноситель) выходят из камеры через отверстия в насадке, который выполнен в двух вариантах: либо с отверстиями, равномерно расположенными по окружности и длине, либо с отверстиями, расположенными в пределах центрального угла 150° по длине.

Розжиг горелки ПИВ производится с помощью электрической свечи зажигания, смонтированной в пилотно-защитном устрой-

ТАБЛИЦА 12.28

Основные технические характеристики горелок ПИВ конструкции ВНИИпромгаза

Показатели	ПИВ-60, РИВ-60А	ПИВ-120, ПИВ-120А	ПИВ-460, ПИВ-460А	ПИВ-700, ПИВ-700А
Номинальная тепловая мощность, кВт	70	140	540	815
Номинальное давление, кПа:				
газа	3	4,6	4,5	3,6
воздуха	4,4	3,6	4,15	3,15
Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме	2			
Диапазон изменения коэффициента избытка воздуха при номинальном режиме	2—4			
Коэффициент рабочего регулирования	8			
Номинальный расход природного газа, $м^3/ч$	7	14	55	80
Размеры, мм:				
D	180	194	325	362
D_1	200	245	420	430
D_2	130	170	280	305
D_3	121	146	219	245
d	14		18	
d_1	14		22	
d_2	$^1/_2''$	$^3/_4''$	$1^1/_2''$	$2''$
H	282	325	580	635
H_1	170	190	350	400
H_2	120	150	220	260
L	1125 / 1100	1525 / 1415	2180 / 2085	2500 / 2415
L_1	198	235	350	455
L_2	285	380	660	590
L_3	555	800	1130	1330
d_0	7,0	10,0	18,5	23,0
Число отверстий:				
n	4		8	
n_1	6	8		12
Масса, кг	30,5 / 29,0	45,5 / 44,0	105,0 / 103,0	160,0 / 158,0

Примечание. В числителе данные для ПИВ с пилотно-защитным устройством, в знаменателе — для ПИВ только со свечой зажигания.

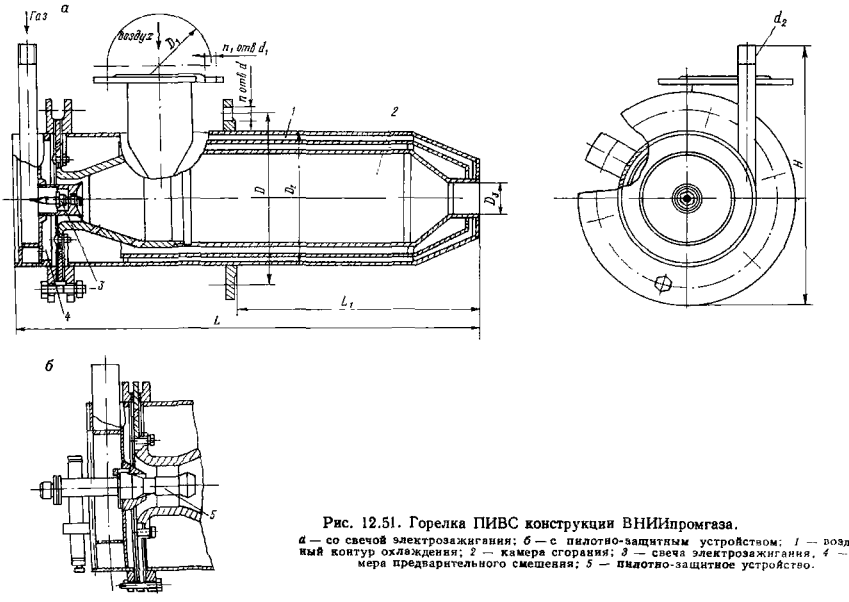


Рис. 12.51. Горелка ПИВС конструкции ВНИИпромгаза.

а — со свечой электрозажигания; *б* — с пилотно-защитным устройством: *1* — воздушный контур охлаждения; *2* — камера сгорания; *3* — свеча электрозажигания, *4* — камера предварительного смешения; *5* — пилотно-защитное устройство.

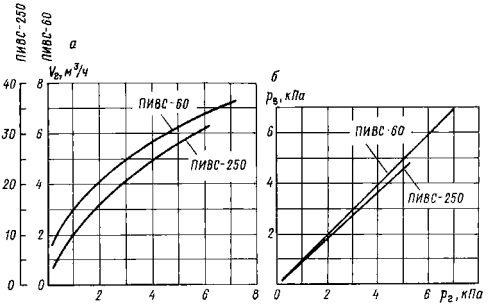


Рис. 12.52. Графики расходной (*а*) и регулировочной (*б*) характеристик горелок ПИВС.

$V_г$ — расход природного газа, м³/ч; $p_в$ — давление воздуха, кПа; $p_г$ — то же, газа, кПа.

стве, а горелки ПИВ-А — непосредственно свечой зажигания. В горелках предусмотрен контроль пламени.

Горелки ПИВС конструкции ВНИИпромгаза (рис. 12.51). Это — скоростные с переменным избытком воздуха горелки, предназначенные для сжигания природного газа в системах отопления нагревательных, термических печей, сушильных и других тепловых установок, где требуется теплоноситель, характеризующийся большой скоростью и переменной температурой.

В *этих горелках предусматривается воздушное охлаждение* камеры сгорания с последующим использованием подогретого воздуха для горения в качестве первичного, подаваемого в камеру предварительного смешения, и вторичного, поступающего в камеру сгорания. По устройству и принципу работы горелки ПИВС аналогичны рассмотренным выше горелкам ПИВ. Отличие заключается в выбросе продуктов сгорания (теплоносителя) в агрегат с большой скоростью (до 200 м/с) через калиброванное сопло. Расходная и регулировочная характеристики горелок ПИВС приведены на рис. 12.52, а технические — в табл. 12.29.

Горелки ДИС конструкции Куйбышевского политехнического института (рис. 12.53, табл. 12.30). Предназначены для сжигания природного, попутного нефтяного и сжиженного углеводородного газов в промышленных печах и сушилках.

Горелки, у которых газ инжектируется принудительно подающимся воздухом, называют горелками с активной воздушной струей. Принцип работы их следующий. Газ из газопровода поступает в регулятор прямого действия, где его давление снижа-

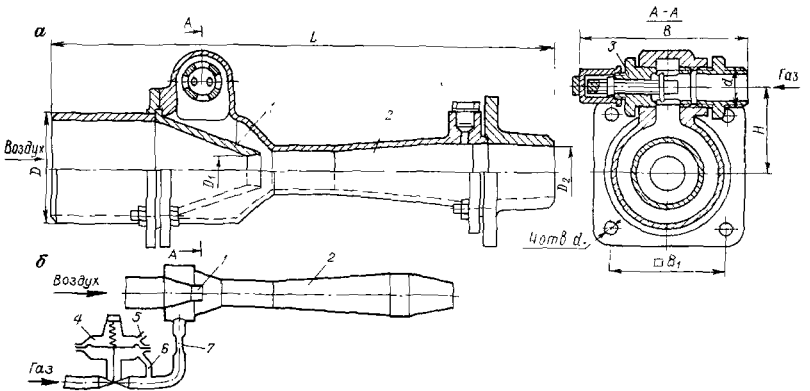


Рис. 12.53. *Горелки ДИС* конструкции Куйбышевского политехнического института.
а — с расходом газа 10—25 м³/ч; *б* — схема подключения горелки; *1* — воздушное сопло; *2* — смеситель; *3* — клапан регулировочный; *4* — регулятор давления газа; *5* — штуцер (импульсная трубка); *6* — трубка регулируемого давления; *7* — сопротивление

ТАБЛИЦА 12.31

Основные характеристики газогорелочного блока Л1-Н конструкции НИИсантехники

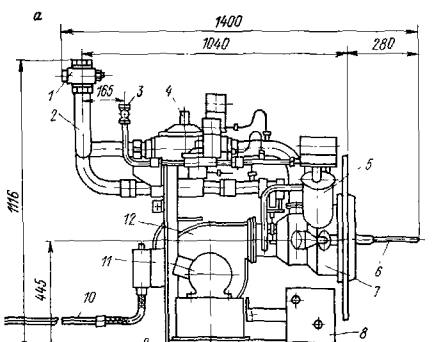
Показатели	Горение	
	«малое»	«большое»
Тепловая мощность, кВт	418	1080
Расход, м³/ч:		
газа	42	108
воздуха	423	1085
Давление, Па:		
газа перед горелкой	220	1450
» » блоком	—	2700
воздуха	950	850
Коэффициент избытка воздуха	1,05	1,04
Разрежение в топке, Па	10	10
Температура факела на расстоянии 0,16 м от среза горелки, °С	—	1160
Длина факела, м, горелок:		
основной	—	1,0
запальной	0,1	
Мощность электродвигателя (вентилятор Ц14-46 № 2), кВт	1,1	
Масса без пульта управления, кг	165	

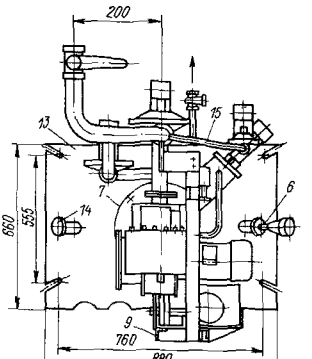
дом контроля пламени и лючком для наблюдения за горением, систему газопроводов и арматуру. Фронтовая плита оснащена специальными направляющими, по которым перемещается тележка с горелкой. Это облегчает эксплуатацию, упрощает осмотр и наладку огневого и воздушного узлов блока.

Газ через патрубок $d_у = 50$ мм подается в газовую камеру и распределитель, где он встречает преграду и, изменив направление на 180°, попадает в закрученный поток воздуха через щель, образованную плоскостью стабилизирующего диска и обрезом распределителя. Воздух от вентилятора через входной квадратный патрубок поступает в смеситель, где установлен стабилизирующий металлический диск с лопатками. Часть воздуха проходит по периферийной зоне смесителя, а часть закручивается лопатками, обеспечивая интенсивное смешение газа с воздухом. В центральной области вдоль оси горелки закрученный поток после распределителя создает зону рециркуляции, обеспечивая стабилизацию пламени без отрыва.

Блок Л1-Н работает в режиме автоматического двухпозиционного регулирования мощности котла: 100% («большое горение») и 40% («малое горение») от номинальной мощности, обеспечивая поддержание постоянной температуры воды на выходе из котла при переменном теплопотреблении.

Система трубопроводов блока имеет основной и продувочный газопроводы с кранами, электромагнитные клапаны «большого


а
1400
1040
280
1116
445
165
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12


200
660
555
760
880
6
7
9
13
14
15

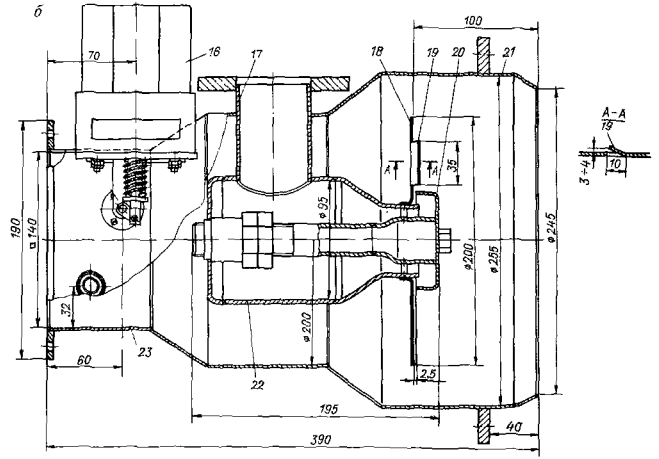


Рис. 12.54. Блок газогорелочный автоматизированный Л1-Н.

а — общий вид; *б* — горелка основная; *1* — общий отключающий кран; *2* — основной газопровод; *3* — кран продувочного газопровода; *4* — приборы автоматики; *5* — горелка запальная; *6* — контрольный электрод; *7* — горелка основная; *8* — тележка; *9* — рама; *10* — кабель, идущий к пульту управления; *11* — клеммная коробка; *12* — вентилятор; *13* — фронтовая плита; *14* — смотровой лючок; *15* — газопровод к запальной горелке; *16* — электромагнитный привод к воздушной заслонке; *17* — газовый патрубок; *18* — стабилизирующий диск с закручивающими воздух лопатками; *19* — лопатка; *20* — газовый распределитель; *21* — смеситель; *22* — газовая камера; *23* — воздушный патрубок.

ТАБЛИЦА 12.32

Основные технические характеристики стеклодувных горелок конструкции Мосгазниипроекта

Показатели	Шифр горелки	
	3182	3183
Номинальная тепловая мощность, кВт	14,6	7,0
Номинальное давление, кПа:		
газа	1,3/2,5	
воздуха	20	
Число сопел	2/3	3/2
Диаметр сопел d_c, мм	2,0/1,3	1,5/1,0
Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме	1,15	
Коэффициент рабочего регулирования	4	
Размеры, мм:		
D	170	80
D_1	120	60
d	20	12
d_1	1,5	0,3
d_2	25	12,5
d_3	7	4
H	108	64
L	285	176
Масса, кг	4,2	1,1

Примечание. В числителе приведены данные для природного газа при $Q_н$ = 35,6 МДж/м³ и ρ = 0,73 кг/м³; в знаменателе — для СУГ при $Q_н$ = 92,2 МДж/м³ и ρ = 2 кг/м³.

горения» и «малого горения». В воздушном тракте установлена заслонка, начальное и конечное положение которой регулируется специальным винтом. Автоматика безопасности блока прекращает подачу газа в случае невоспламенения или погасания пламени у основной или запальной горелки; понижения давления воздуха перед основной горелкой до 300 Па; понижения давления газа до 150 Па или повышения его более 1700 Па; падения разрежения в топке ниже 10 Па; повышения температуры воды в котле выше 115 °С и давления воды (более 0,6 МПа) или понижения его (менее 0,18 МПа); отсутствия напряжения в цепях автоматики. Причины аварийного отключения фиксируются на световом табло пульта управления, а сигнал передается в помещение котельной или на диспетчерский пункт.

Горелки стеклодувные конструкции Мосгазниипроекта (рис. 12.55, табл. 12.32). Предназначены для стеклодувных и других работ, где необходимо жесткое высокотемпературное пламя. Горелка состоит из двух концентрических трубок, огневого насадка и штуцеров с кранами для регулирования подачи газа и воздуха. При подаче газа по центральной трубке, а воздуха по

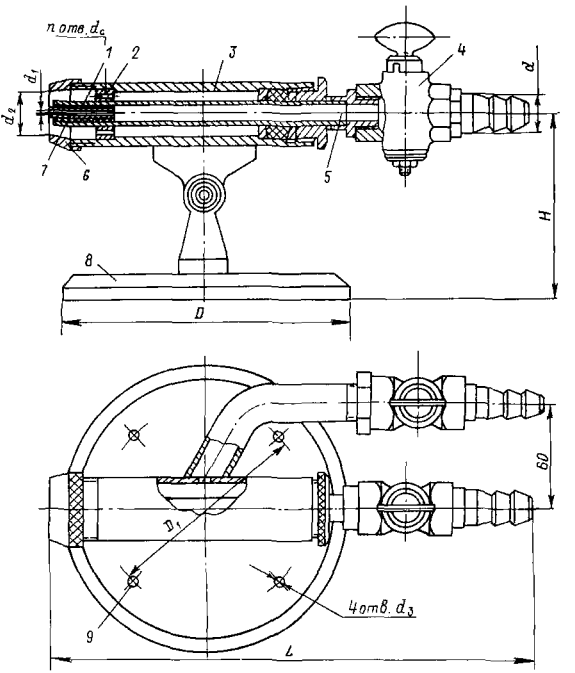
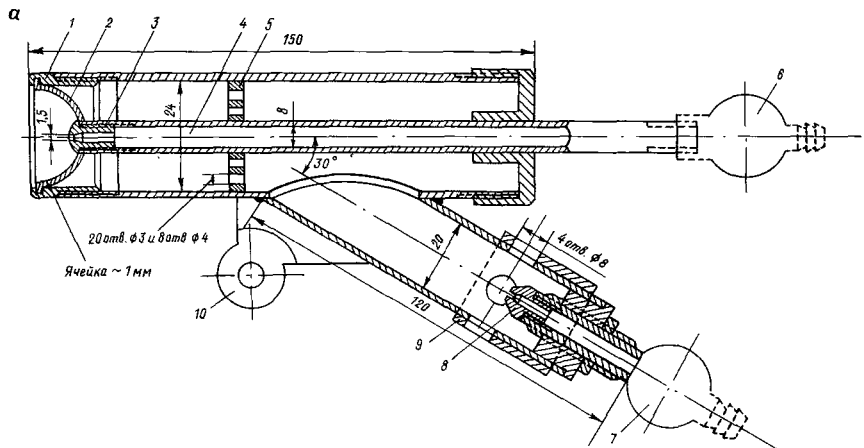


Рис. 12.55. Горелки стеклодувные конструкции Мосгазниипроекта.

1 — сменная вставная трубка; *2* — диск с соплами для выхода газа; *3* — газовая труба; *4* — кран; *5* — воздушная труба; *6* — огневой насадок; *7* — воздушное сопло; *8* — подставка; *9* — отверстие для крепления горелки.

периферийной возникает мягкое длинное пламя с температурой не выше 900 °С. Наоборот, при подаче воздуха по центральной трубке, а газа по периферийной получается жесткое острое прозрачное пламя с температурой около 1100 °С, необходимое для плавления стекла и других нужд. Интенсификация горения в этом случае достигается за счет двухстороннего подвода воздуха: принудительно изнутри и за счет диффузии снаружи.

Устанавливая в отверстие воздушного сопла стеклянные капиллярные трубки различных длины и диаметра, можно получать


а
1
2
3
4
5
150
6
1,5
24
8
30°
20 отв. ф3 и 8 отв ф4
Ячейка ~ 1мм
20
4 отв. ф8
120
10
9
8
7

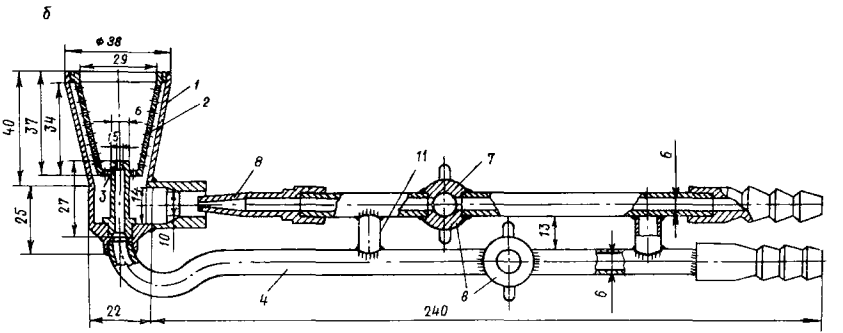
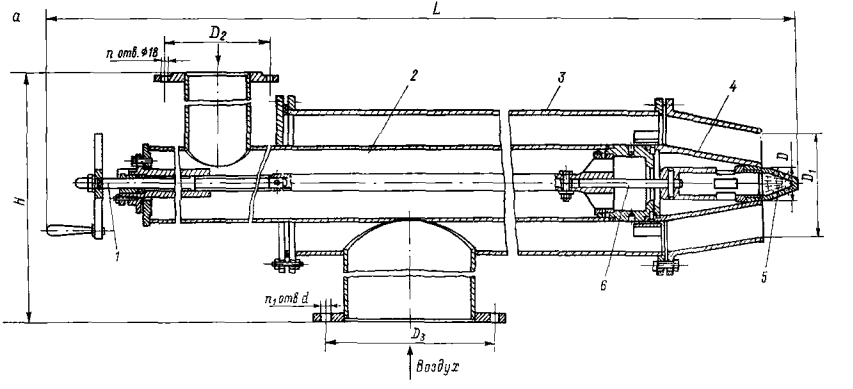


Рис. 12.56. Горелки с принудительной подачей и частичной инжекцией воздуха для обработки стекла и пайки цветных и черных металлов.

а — стационарная; *б* — переносная. *1* — огневой насадок; *2* — сетчатый стабилизатор горения; *3* — сопло для воздуха или кислорода; *4* — трубка для подвода сжатого воздуха или кислорода; *5* — перфорированный диск; *6, 7* — краны для регулирования расхода (*6* — воздуха, *7* — газа), *8* — газовое сопло; *9* — регулировочная шайба; *10* — шарнир; *11* — трубки для стабилизации положения газового сопла.


a
L
D_2
n отв. ⌀18
H
2
3
4
D
D_1
1
6
5
n_1 отв d
D_3
Воздух

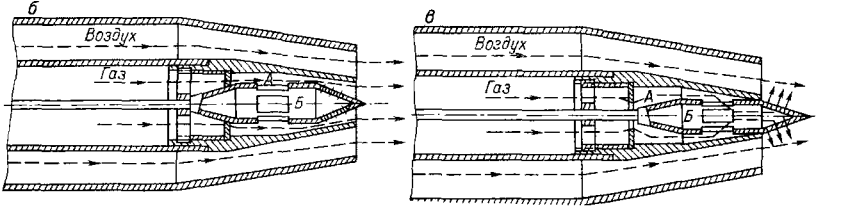


Рис. 12.57. Горелка с переменной длиной факела конструкции Куйбышевского политехнического института.

а — общий вид горелки; *б—в* — положение клапана соответственно при длинном и укороченном пламени; *1* — механизм передвижения; *2* — газовая камера; *3* — воздушная камера; *4* — сопло; *5* — клапан газораздаточный; *6* — дроссель; *А* — камера газовая; *Б* — камера газораспределителя.

пламена различных жесткости, длины и температуры. При необходимости получения жестких пламен с более высокой температурой в центральную трубку взамен воздуха подается кислород. Для удобства пользования горелка укрепляется на подставке с шарниром, позволяющим устанавливать ее в разнообразные положения.

Горелки для пайки изделий из цветных и других металлов и для обработки стекла (рис. 12.56). Особенностью этих горелок является то, что одна часть воздуха (до 40%) инжектируется из атмосферы за счет энергии газовой струи, а другая — принудительно (внутрь газовоздушного потока), обеспечивая высокую жесткость пламени. Для создания устойчивых пламен горелки оборудованы сетчатыми стабилизаторами, установленными в огневом насадке. Обе горелки могут применяться для сжигания природного и сжиженного углеводородного газов и работать на воздушном и кислородном дутье в зависимости от необходимой температуры пламени.

Основные характеристики этих горелок при работе на природном (в числителе) и сжиженном углеводородном (в знаменателе) газах приведены ниже.

Техническая характеристика горелок

Тепловая мощность, кВт	7
Номинальное давление газа, кПа	1,3/3,0
Коэффициент избытка инжектируемого воздуха α_1	0,35÷0,4
Температура пламени, °С:	
при воздушном дутье	1100/1150
при кислородном дутье	1350/1500
Диаметр сопел, мм:	
газовых	2,2/1,6
воздушного	1,5
Давление, кПа:	
воздуха	50
кислорода	40

Горелки с переменной длиной факела конструкции Куйбышевского политехнического института (рис. 12.57, табл. 12.33). Предназначены для сжигания природного газа во вращающихся печах для обжига керамзитового гравия и других материалов, а также и в других тепловых установках, для которых необходимо в процессе работы изменять длину пламени, т. е. изменять по длине максимум температур.

В принцип регулирования длины пламени заложен метод изменения смешения газа с воздухом, т. е. газа в поток воздуха. В горелке (рис. 12.57, *а*) имеется механизм передвижения в виде профильного полого конуса, который может изменять скорость, направление и систему подачи газа в поток воздуха. Смешение газа с воздухом внешнее. Для организации длинного пламени (рис. 12.57, *б*) газораздающий клапан при помощи штурвала убирается внутрь горелки. В результате этого газ вытекает из сопла

ТАБЛИЦА 12.33

Основные технические характеристики горелок с переменной длиной факела конструкции Куйбышевского политехнического института

Показатели	Шифр горелок			
	70138	70144	70131	70150
Номинальная тепловая мощность, кВт	3488	8720	11 046	14 534
Номинальный расход природного газа, м³/ч	353	883	1 118	1 471
Номинальное давление, кПа:				
газа	30			
воздуха	1,8			
Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме	1,1			
Коэффициент рабочего регулирования	3			
Номинальная длина факела, мм:				
короткого	1080	1700	1900	2 200
длинного	5400	8400	9500	10 800
Размеры, мм:				
D	55	90	100	120
D_1	180	282	318	360
D_2	170	225	255	280
D_3	380	395	445	495
d	18		23	
H	536	679	715	850
L	2000	2500	3000	3500
Число отверстий:				
n	4		8	
n_1	8	12		16
Масса, кг	135	300	382	496

кольцевой струей параллельно потоку воздуха с малой скоростью. Смешение ухудшается — пламя удлиняется. Для получения укороченного пламени (рис. 12.57, *в*) газораздаточный клапан выдвигается вправо, перекрывая кольцевой зазор, и газ вытекает поперек потока воздуха через большое число мелких сопловых отверстий. Это улучшает смешение газа с воздухом, в результате чего пламя укорачивается, а его светимость уменьшается.

В результате изменения длины пламени перемещается зона максимальных температур в камере сгорания, что позволяет частично управлять этим процессом.

12.3.4. ГАЗОВЫЕ ДИФФУЗИОННЫЕ ГОРЕЛКИ

Эти горелки наиболее просты по конструкции и предназначены для подвода к месту сжигания только горючего газа. Воздух для горения поступает из окружающей атмосферы за счет разрежения в топке (рис. 12.58). Смешение газа с воздухом происходит в результате молекулярной диффузии и протекает одновременно с процессом горения. Так как скорость горения является функцией сравнительно небольшой скорости смешения посред-

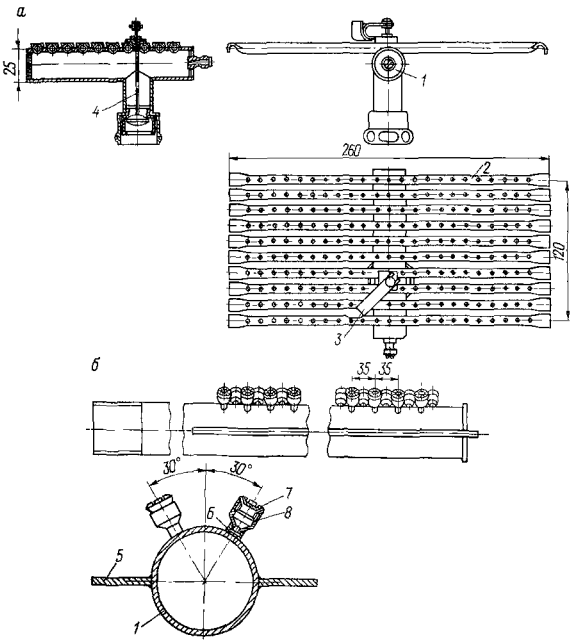


Рис. 12.58. Горелки с диффузионным принципом сжигания газа.

а — для проточных водонагревателей; б — для небольших котлов и сушил; 1 — коллектор; 2 — газораспределительные трубки; 3 — биметаллическая скоба-пружина; 4 — шток с клапаном; 5 — направляющее ребро; 6 — соединительная втулка; 7 — огневые отверстия; 8 — ниппель.

ством диффузии, то длина пламен и их светимость получают наибольшее развитие.

Достоинством горелок является высокая устойчивость пламен, широкий диапазон регулирования, относительное постоянство температуры по высоте (длине) факела, небольшие габаритные размеры при значительной тепловой мощности, быстрота и надежность распространения пламени по поверхностям любых форм, устойчивость работы на предварительно нагретом воздухе, простота изготовления и обслуживания, а также возможность работы без принудительной подачи воздуха.

Основной недостаток горелок, в особенности при сжигании углеводородных газов, — недопустимость резкого охлаждения пламен, так как это приводит к наличию химического недожога и отложению сажистых частиц на теплообменных поверхностях. По этой причине такие горелки применяют в приборах и установках, где требуется сравнительно невысокая и равномерная температура и где обеспечивается свободное развитие пламени без соприкосновения с холодными поверхностями. Они успешно используются также в некоторых высокотемпературных промышленных печах, работающих на нагретом до 500—1000 °С воздухе.

Наиболее широко эти горелки применяют в бытовых газовых водонагревателях, небольших отопительных и паровых котлах и в различных сушилках, работающих на искусственных быстрогорящих газах с $Q_н = 13{,}4 \div 17{,}6$ МДж/м³ (газы коксовый, высокотемпературной перегонки сланцев, парокислородного дутья под давлением и др.).

Горелка (рис. 12.58, *а*) предназначена для сжигания газа в бытовых проточных водонагревателях с тепловой мощностью 24,0—25,6 кВт. Она состоит из 10 латунных газораспределительных трубок диаметром 7 мм, присоединенных к коллектору. На поверхности трубок просверлено 238 газовыпускных отверстий диаметром 0,7 мм, на средних трубках 60 отверстий диаметром 0,6 и 30 диаметром 0,5 мм. Шаг между осями отверстий 8, а между распределительными трубками 12 мм. Указанные размеры газовыпускных отверстий и шаг между ними и трубками приводят к образованию коротких полупрозрачных пламен, мгновенному их распространению по всем отверстиям и равномерному подводу воздуха к каждому факелу. Зажигание вытекающего из газовыпускных отверстий газа осуществляется от запальной горелки, *нагревающей одновременно биметаллическую скобу-пружину*, соединенную с клапаном для пропуска газа в горелку.

На рис. 12.58, *б* показана другая конструкция горелки, предназначенной для сжигания быстрогорящих газов в топках небольших котлов, сушилок и других установках, в которых пламена не омывают теплообменных поверхностей. Горелка состоит из трубы, к вертикальной оси которой под углом 30° приварены или ввинчены два ряда втулок, направленных в разные стороны. В каждую втулку ввинчен ниппель с керамической головкой, имеющей в зависимости от расхода газа 8—16 отверстий диаметром 0,8—1 мм. Керамическая головка обеспечивает продолжительность срока работы горелки и неизменность размеров газовыпускных отверстий.

При сжигании природных газов эти горелки применяют в секционных котлах с высокими топками, а также в других установках, где необходимы длинные светящиеся пламена, хотя в этих котлах чаще используют горелки, аналогичные приведенным на рис. 12.46. В отличие от простейшей однорядной горелки, в рассматриваемые здесь горелки воздух для сжигания газа поступает

ТАБЛИЦА

Основные характеристики горизонтальных щелевых однотрубных горелок с подводом воздуха за счет разрежения в топке (при $Q_н$ = 35,6 МДж/м³ и ρ = 0,73 кг/м³, данные Укрниинжпроекта)

Шифр горелок	Номинальная теплопроизводительная мощность, кВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальное давление газа, Па	Диаметры газовыпускных отверстий, мм		Число отверстий n	Шаг между осями отверстий, мм	Диаметр трубы $D_у$, мм	Ширина туннеля a, мм	Длина туннеля L, мм	Масса трубы горелки, кг
				p = 1300 Па	p = 2000 Па						
ПГ-Н-5	49,4	5,0	1300 и 2000	1,4	1,3	26	15	25	90,0	220	2,5
ПГ-Н-7	69,2	7,0	1300 и 2000	1,4	1,3	38	15	25	90,0	300	2,6
ПГ-Н-10	98,8	10,0	1300 и 2000	1,4	1,3	52	15	25	90,0	400	2,8
ПГ-Н-15	148,2	15,0	1300 и 2000	1,4	1,3	76	15	40	110,0	580	5,0
ПГ-Н-20	197,6	20,0	1300 и 2000	1,4	1,3	100	15	40	110,0	760	5,5
ПГ-Н-35	345,8	35,0	1300 и 2000	1,4	1,3	174	15	40	110,0	1320	7,2
ПГ-Н-50	494	50,0	1300 и 2000	1,6	1,4	170	20	50	120,0	1720	11,0
ПГ-Н-75	741	75,0	1300 и 2000	1,6	1,4	254	20	50	120,0	2550	14,0

под колосники и в туннель не принудительно, а подводится за счет разрежения в топке, создаваемого дымовой трубой.

Горелки обеспечивают удовлетворительное сгорание газа при минимальном давлении 0,2 кПа и $\alpha = 1{,}25 \div 1{,}3$ (табл. 12.34). Разрежение в топке для подвода воздуха должно быть не менее 20 Па на высоте 1 м от горелки. Недостатки газовых диффузионных горелок аналогичны таковым горелок, работающих на принудительно подающемся воздухе, но проявляются более заметно.

На рис. 12.59 приведена горелка ГРЦ, предназначенная для сжигания больших количеств природного газа во вращающихся печах промышленности строительных материалов (цементные, известковые и др.). Горелка подводит только горючий газ, сгорание которого происходит в воздухе, поступающем в печь за счет разрежения. С целью регулирования характеристик пламени (длины, светимости, зоны горения) конструкция горелки позволяет изменять сечение сопла, вызывать различную степень завихрения газового потока при постоянном расходе газа.

Горелка ГРЦ позволяет разделять газовый поток на две части: первая — прямоструйный поток газа (по внешнему кольцевому каналу); вторая — **завихренный поток** (внутри полого дросселя).

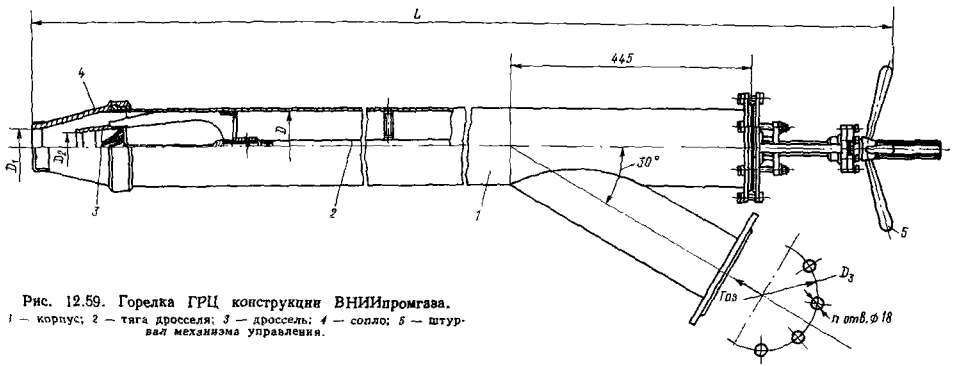


Рис. 12.59. Горелка ГРЦ конструкции ВНИИпромгаза.
1 — корпус; 2 — тяга дросселя; 3 — дроссель; 4 — сопло; 5 — штурвал механизма управления.

ТАБЛИЦА 12.35

Основные технические характеристики горелок ГРЦ конструкции ВНИИпромгаза

Показатели	ГРЦ-2600	ГРЦ-3500	ГРЦ-4500	ГРЦ-5000	ГРЦ-6000	ГРЦ-7000	ГРЦ-9000	ГРЦ-14000
Номинальная тепловая мощность, МВт	24,8	34,7	44,5	49,4	59,3	69,2	89,0	138,4
Номинальное давление газа, кПа	190							
Номинальный коэффициент избытка воздуха	1,05							
Номинальный расход природного газа, м³/ч	2500	3500	4500	5000	6000	7000	9000	14 000
Размеры, мм:								
D	108	133	133	133	159	159	159	219
D_1	65	75	80	85	95	105	120	150
D_2	46	54	60	65	72	78	85	110
D_3	170	200				225		280
L	10 480	10 550	10 535	10 505	10 615	10 535	10 475	10 620
Число отверстий n	4	8	8	8	8	8	8	8
Масса, кг	144	182	231	231,5	236	233	234	452

Передвижение дросселя относительно сопла горелки осуществляется путем вращения штурвала механизма управления. Перераспределение газовых потоков по кольцевому каналу или через завихритель внутри дросселя дает возможность плавно изменять длину факела и зону максимальных температур в печи. Приближение факела к нагреваемому материалу повышает производительность печей, обеспечивает снижение удельного расхода топлива, необходимую жесткость факела. Основные характеристики горелок ГРЦ приведены в табл. 12.35.

12.3.5. ГОРЕЛКИ РАЗНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Горелки газовые турбореактивные ГГТР-С конструкции Гипронигаза (рис. 12.60). Предназначены для сжигания газа в топках котлов, печей, сушилок и других теплоагрегатов, работающих с разрешением 0,3—10 Па. Эти горелки сняты с производства, однако часть их находится в эксплуатации и знание их устройства и особенностей будет полезно для обслуживающего персонала.

Турбореактивные горелки используют энергию газа среднего или высокого давления для вращения реактивной турбинки и связанного с ней осевого вентилятора для подачи воздуха. Газ среднего давления через входной патрубок и полый вал поступает в трубчатые лопатки реактивной турбинки, из которых через сопла вытекает с большой скоростью в устье горелки. Под воз-

ТАБЛИЦА 12.36

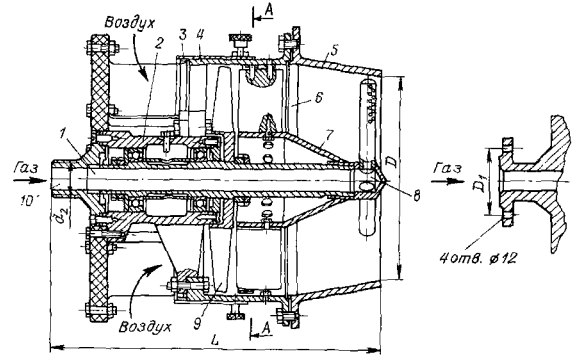
Основные характеристики и размеры горелок ГГТР конструкции Гипронигаза

Показатели	ГГТР-С-50	ГГТР-С-100	ГГТР-С-200	ГГТР-С-500	ГГТР-С-1000
Номинальная тепловая мощность, кВт	825	1512	2770	7210	14 700
Номинальное давление газа, кПа	120		100	90	
Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме	1,03		1,04	1,05	
Номинальный расход природного газа, м³/ч	81	148	270	700	1450
Коэффициент рабочего регулирования	4,8	2,5	3,2	4,2	
Размеры, мм:					
L	400	450	500	567	685
A	260	300	390	520	690
A_1	220	260	330	450	575
D	165	200	270	355	520
D_1	—	—	—	110	130
d_1	13	13	20	20	24
d_2	Труб. $^3/_4''$	Труб. 1″	Труб. $1^1/_2''$	—	—
Масса, кг	11,5	20,0	37,0	72,0	136,6

действием возникающей реактивной силы турбинка, вал и вентилятор приводятся во вращение. Засасываемый вентилятором воздух через регулирующий направляющий аппаат подается в устье горелки, где смешивается с вытекающими из сопел струями газа. Изменение расхода (давления) газа ведет к увеличению или уменьшению частоты вращеиия турбинки и установленного на этой же оси осевого вентилятора, в результате чего обеспечивается, как и у инжекционных горелок, постоянство соотношения газ—воздух, т. е. сохранение постоянным коэффициента избытка воздуха. Относительная длина факела составляет 5—8 диаметров насадка.

По даиным Гипронигаза эти горелки работают устойчиво в широком диапазоие изменения тепловой мощности и обеспечивают автоматически заданное соотиошение газа и воздуха. Горелки рассчитаны на сжигание природного газа ($Q_н = 33{,}5 \div 37{,}7$ МДж/м³) при номинальном давлеиии 90—120 кПа и $\alpha = 1{,}03 \div 1{,}05$. Диапазон регулирования горелок по давлению укладывается в пределы от 5 до 90 кПа (табл. 12.36).

Следует отметить, что по прииципу действия горелки ГГТР-С перспективны, но для их изготовлеиия требуется высокая культура производства.



Достоинствами рассмотренных горелок являются использование энергии газа для подачи воздуха и, как следствие, отсутствие необходимости в установке вентиляторов, двигателей и в устройстве воздуховодов, а также компактность горелки и сравнительно высокая полнота сгорания при низких коэффициентах избытка воздуха. К недостаткам этих горелок относятся сложность их изготовления и возможность сгорания турбинки неработающей горелки за счет излучения пламени работающих горелок и раскаленной кладки.

Горелки для местного нагрева (рис. 12.61). Работают на гомогенной газовоздушной смеси с $\alpha = 1{,}03 \div 1{,}05$, приготовленной в специальных смесительных установках. Горелка (рис. 12.61, *а*) выполнена в виде керамической чаши, в которую через распределительный керамический колпачок подается под давлением около 20 кПа газовоздушная смесь. Огнеупорная чаша и керамический колпачок изготавливаются из смеси оксида алюминия и кремневого ангидрида или других огнеупорных материалов, стойких к температурам до 1800 °С. Стабильность горения по отношению к отрыву достигается за счет омывания втекающими струями раскаленной поверхности чаши, а по отношению к проскоку — высокими скоростями вытекающей из щелей газовоздушной смеси (обычно более 100 м/с.)

Температура на поверхности чаши при номинальном режиме достигает 1400—1500 °С, в силу чего чаша становится интенсивным источником излучения в инфракрасной области спектра. Горелка достаточно широко применяется для скоростного нагрева тонкостенных стальных изделий в проходных термических печах.

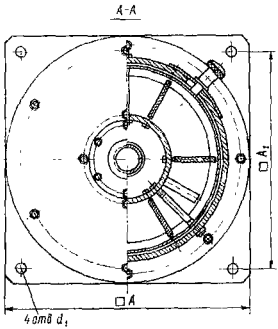


Рис. 12.60. Турбореактивная горелка ГТГР-С.

1 — полый вал; *2* — корпус подшипникового узла; *3* — заслонка воздушного регистра; *4* — корпус горелки; *5* — головка; *6* — направляющий воздушный аппарат; *7* — обтекатель; *8* — реактивная турбинка; *9* — осевой вентилятор; *10* — патрубок для входа газа.

В последнее время значительное распространение получили различные способы местного нагрева. Отличительной чертой такого нагрева является интенсивный подвод теплоты только к части изделия, подлежащего обработке, а вся основная масса его остается при этом сравнительно холодной. Для такого нагрева в зарубежной практике применяют горелки, показанные на рис. 12.59, *б*. Они снабжены огнеупорными туннелями различной конструкции, а для интенсификации сгорания — закручивателями газовоздушной смеси и желобками в туннелях, что способствует полному сгоранию смеси в туннеле при тепловой мощности до 700 МВт/м³. Температура продуктов сгорания на выходе из туннеля достигает 1600 °С, а скорость их вылета 300 м/с и выше. Установка горелок в камере обеспечивает передачу теплоты нагреваемым частям изделий до 70 Вт/см² и более. Горелки устойчиво работают при давлении смеси от 0,01 до 0,2 МПа; их обычно изготавливают на тепловую мощность 5—10 кВт и выше.

Форкамерные инжекционные горелки конструкции Укрниинжпроекта (рис. 12.62, табл. 12.37). Предназначены для сжигания природного газа в топках секционных чугунных котлов и других тепловых установок, работающих с разрежением 10—30 Па. Они могут работать на низком и среднем давлении газа. Особенностью этих горелок является то, что воздух, необходимый для сжигания газа, подается за счет как инжекции (65—70%), так и разрежения в топке (40—50%).

Форкамерные горелки не рекомендуются к широкому применению, так как при госиспытаниях их не получены необходимые по современным требованиям технические характеристики. Однако в эксплуатации все еще находится большое количество таких горелок. Знать особенности этих горелок и рекомендации по их использованию необходимо. Название эти горелки получили

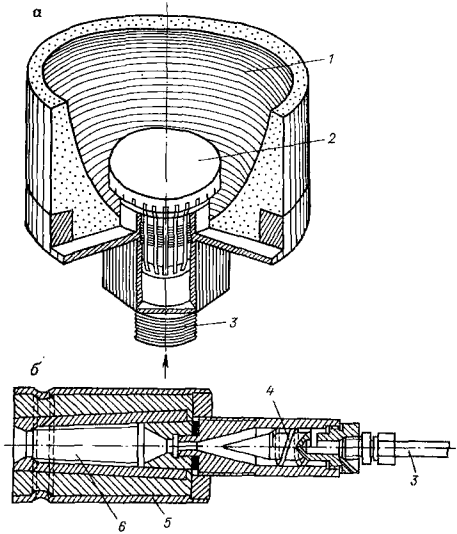


Рис. 12.61. Горелки, работающие на предварительно подготовленной газовоздушной смеси.

а — излучающая горелка в виде чаши; *б* — высокоскоростная туннельная горелка; *1* — чаша из огнеупорного материала; *2* — распределительный керамический колпачок; *3* — штуцер для подвода газовоздушной смеси; *4* — винтовой закручиватель воздуха; *5* — кожух; *6* — туннель.

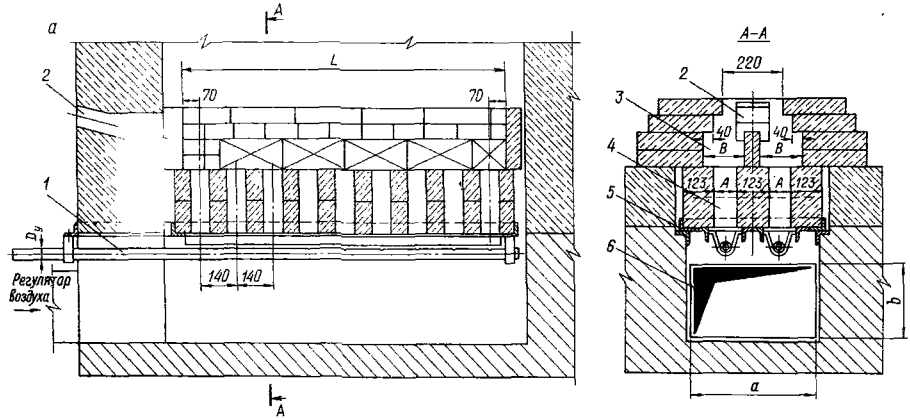
по наличию у них специальной керамической форкамеры, в которой и происходит смешение газа с воздухом и горение газовоздушной смеси.

Горелка состоит из труб-коллекторов с одним рядом отверстий (сопел) диаметром 3—6 мм и шагом между ними 140 мм, инжекторов-смесителей и форкамеры, изготовленной из шамотного кирпича. Горелка в зависимости от тепловой мощности может иметь 1, 2 или 3 коллектора. Каждое сопло имеет свой керамический смеситель длиной 250 мм, в котором на высоте 200 мм начинается горение газовоздушной смеси. Сгорание 90% газа осуществляется в форкамере, которая имеет вид щели. Догорание газа осуществляется в топке. Расположение горелок на поду топки обеспечивает хорошие условия для более равномерного распределения тепловых потоков по длине топки секционных котлов.

ТАБЛИЦА 12 37

Основные характеристики и размеры форкамерных горелок конструкции Укрниинжпроекта

Шифр горелок	Номинальная тепловая мощность, кВт	Номинальный расход природного газа, м³/ч	Коэффициент рабочего регулирования	Диаметры газовых отверстий, мм, при номинальном давлении газа, кПа			Число газовых коллекторов	Число газовых отверстий на одном коллекторе	Размеры, мм					Масса металлической части горелки, кг
				1,3	2,0	30			L	A	B	D_y	$a \times b$, мм²	
ГИФ-Н-15	148,3	15	2,5	4,7	4,2	—	2	3	420	70	140	32	225	28,7
ГИФ-Н-20	197,7	20	2,5	4,7	4,2	—	2	4	560	70	140	32	300	33,1
ГИФ-Н-35	346	35	2,5	5,5	4,2	—	2	5	700	70	140	40	525	39,8
				5,8	5,2		3	3	420	82	140	40	525	31,7
ГИФ-С-35	346	35	6,5	—	—	3,7	1	5	700	50	100	25	525	22,2
ГИФ-Н-50	494,3	50	2,5	5,5	4,95	—	2	7	1120	80	150	40	750	49,1
ГИФ-С-50	494,3	50	6,5	—	—	3,7	1	7	980	60	100	25	750	28,5
ГИФ-Н-70	692	70	2,6	5,8	5,2	—	3	6	840	82	140	40	105	59,5
ГИФ-Н-75	741	75	2,5	5,7	5,05	—	2	10	1400	80	150	50	1125	64,2
ГИФ-С-75	741	75	6,5	—	—	4,0	1	9	1260	60	100	40	1125	33,6
ГИФ-Н-100	990	100	2,5	5,7	5,1	—	2	13	1820	80	150	50	1500	77,9
ГИФ-С-100	990	100	6,5	—	—	4,5	1	10	1400	70	130	40	1500	37,8
ГИФ-Н-105	1038	105	2,5	5,8	5,2	—	3	9	1260	82	140	40	1575	77,3
ГИФ-Н-140	1384	140	2,5	5,8	5,2	—	3	12	1680	82	140	40	2100	95,0
ГИФ-С-150	1483	150	6,5	—	—	4,9	1	12	1680	75	130	40	2250	44,0


а
А
А
L
70
70
2
1
D_y
Регулятор
воздуха
140
140
А–А
220
2
3
40
B
40
B
4
123
A
123
A
123
5
6
b
a

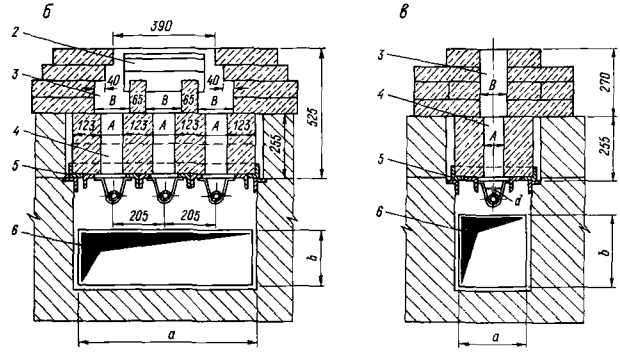


Рис. 12.62. Форкамерные горелки конструкции Укрниинжпроекта.

а—б — низкого давления (*а* — с двумя коллекторами, *б* — с тремя коллекторами); *в* — среднего давления с одним коллектором; *1* — газовый коллектор с отверстиями-соплами; *2* — запальное отверстие; *3* — форкамера; *4* — керамический блок-смеситель; *5* — опорная конструкция; *6* — проем для поступления воздуха.

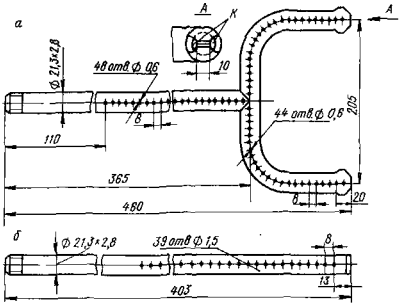


Рис. 12.63. Трубка бегущего огня.

а — для зажигания двухколлекторной форкамерной горелки (форма сплющенных концов показана условно); *б* — для зажигания горизонтальной щелевой горелки (подовой)

Газовые запальные устройства. Предназначены для розжига основных горелок тепловых агрегатов. Они могут быть стационарными и переносными, с зажиганием факелом или электрической искрой, с контролем и без контроля пламени. Основная часть запального устройства — запальная горелка, обладающая высокой надежностью во всех режимах работы: от момента поджигания пламени до стабильного розжига и работы основных горелок, включая (для переносных запальников) и момент внесения их в топку.

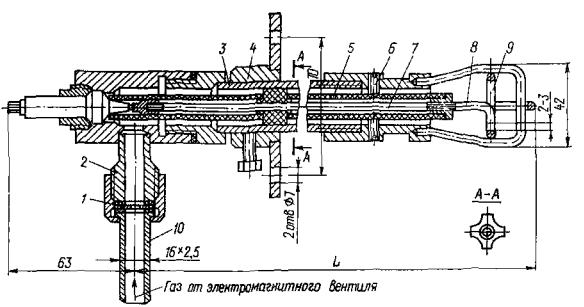


Рис. 12.64. Запально-защитное устройство (ЗЗУ) завода «Ильмарине».

1 — дроссельная шайба; *2* — штуцер; *3* — ствол; *4* — втулка с фланцем; *5* — изоляция из керамики; *6* — регулировочный винт; *7* — центральный электрод; *8* — хвостовик центрального электрода; *9* — кольцевой электрод наконечника.

Практика показывает, что розжиг горелок и пуск в работу теплоагрегатов являются наиболее ответственными этапами и требуют применения совершенно надежных запальных устройств, исключающих возможность взрыва.

Конструкции, устройство, работа и технические характеристики переносных запальников инжекционного типа даны в разделе 12.3.2 и на рис. 12.32. Ниже рассмотрены некоторые стационарные запальные устройства.

На рис. 12.63 показан стационарный диффузионный запальник — трубка бегущего огня, предназначенный для розжига одной или нескольких горизонтальных щелевых или форкамерных горелок в топках чугунных секционных котлов. Как видно из рисунка, запальник представляет собой трубу с просверленными в ней отверстиями для выхода газа. Шаг между отверстиями должен быть таким, чтобы обеспечивал беглость огня, но при этом отдельные факелочки не сливались в общее пламя.

На рис. 12.64 показано запально-защитное устройство (ЗЗУ) завода «Ильмарине» для автоматического или дистанционного розжига газовых горелок и мазутных форсунок, а также для контроля за наличием факела в топке. На газопроводе перед ЗЗУ устанавливают электромагнитный вентиль. Запальник имеет электроды: центральный, соединенный с высоковольтным трансформатором или катушкой зажигания, и кольцевой заземленный. При включении (нажатии кнопки) электрический ток одновременно подается на электромагнитный вентиль, открывая проход газа к запальной горелке, и на трансформатор (катушку зажигания), а от него — на хвостовик центрального электрода. Между хвостовиком и кольцевым электродом появляется искра, поджигающая газ, вытекающий из ствола запальной горелки. Импульс от появившегося факела в запальной горелке передается на управляющий прибор для подачи газа к основной горелке.

Контроль за пламенем запальника может осуществляться с помощью ионизационного датчика, который фланцем крепится к стволу запальника. Этот датчик монтируется в общей устаиовочиой трубе, диаметр которой должен быть не менее 70 мм. При этом наконечник запальника во избежание перегрева следует располагать в 250—400 мм от торца трубы. Для устойчивого горения вытекающего газа за счет разрежения в топке через установочную трубу подают воздух.

ЗЗУ вместе с трубой должно быть установлено в топке так, чтобы пламя запальника пересекалось с осью основной горелки близко к корню факела.

На рис. 12.65 показаны электрозапальник (ЭЗ) Московского завода тепловой автоматики и варианты установки его в топках для различных горелок. Запальник работает устойчиво при изменении давления от 1 до 50 кПа при разрежении в топке 10—50 Па. Расход природного газа 6,5 м³/ч при давлении 40 кПа. Размеры запального факела: диаметр ~200 мм, длина 400 мм. Завод вы-

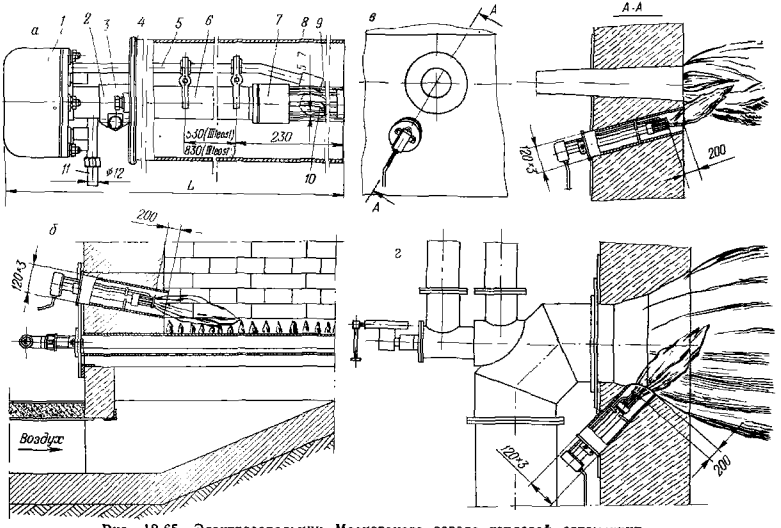


Рис. 12.65. Электрозапальник Московского завода тепловой автоматики.

а — общий вид; *б—г* — компоновка с горелками: *б* — подовой, *в* — типа ИГК; *г* — типа ГМГм; *1* — коробка; *2* — подвижный хомут; *3* — болт; *4* — скользящий фланец; *5* — контрольный электрод; *6* — труба запальника; *7* — огневой насадок; *8* — труба; *9* — стабилизирующая решетка; *10* — наконечник; *11* — газовый штуцер

пускает четыре типоразмера электрозапальника, различающиеся длиной корпуса и массой:

	I	II	III	IV
Длина L, мм	500	800	1400	2000
Масса, кг	6,5	9,5	11,0	12,5

При пуске электрозапальника нажатием кнопки открывается электромагнитный клапан на подводящем газопроводе, и газ через штуцер поступает в коробку, трубу и вытекает из огневого насадка к месту установки стабилизирующей решетки из жаростойкого металла и наконечника электрода, подключенного высоковольтным проводом к трансформатору (6—12 кВ). Искра между наконечником и стабилизирующей решеткой поджигает газ. Воздух для горения подается через отверстия в скользящем фланце за счет разрежения в топке. Контроль наличия пламени запальника основан на принципе детектирующего свойства пламени, возникающего в цепи контрольный электрод — пламя—стабилизатор. Сигнал наличия пламени принимается автоматикой безопасности теплового агрегата.

Электрозапальник монтируют в специальной трубе, заделываемой в кладку топки, и крепят к ней при помощи скользящего фланца.

12.4. РАСЧЕТЫ ГОРЕЛОК

Теоретический расчет газовых горелок является весьма сложным, так как связан с комплексными расчетами процессов смешения, горения и теплоотдачи, которые должны обеспечивать не только высокую эффективность сжигания газового топлива, но и минимально возможную концентрацию вредных компонентов в продуктах сгорания. Так как такой методики еще не существует, то при расчете горелок приходится пользоваться рядом приближенных данных, полученных из практики или отдельных экспериментов. Ниже приведена наиболее упрощенная и вместе с тем оправдавшая себя в практике методика расчета и пересчета на взаимозаменяемый газ наиболее распространенных газовых горелок.

Инжекционные горелки, выдающие гомогенную газовоздушную смесь с $\alpha_1 < 1{,}0$. Эти горелки наиболее часто работают на газе низкого давления, широко применяются в бытовых газовых аппаратах и многочисленных тепловых установках предприятий и учреждений городского хозяйства.

Расчет горелок (рис. 12.66) должен обеспечивать необходимую для аппаратов и установок тепловую мощность; широкий диапазон регулирования расхода газа; устойчивость пламен без применения искусственных стабилизаторов горения и отсутствие или малую концентрацию вредных компонентов в продуктах сгорания. Он включает в себя определение размеров следующих конструктивных элементов: сопла, горловины смесителя, конфузора, диффузора, огневых каналов и габаритных размеров, обеспечивающих возможность установки горелки в заданной топке. Исходными данными для расчета являются тепловая мощность горелки, химический состав газа, давление газа перед соплом и температуры газа и воздуха, а также характеристики аппарата или тепловой установки, для которых горелка рассчитывается.

По указанным исходным данным определяют низшую теплоту сгорания и плотность газа, теоретический расход воздуха. При расчете таких горелок объем газа и его плотность могут определяться при нормальных физических условиях. Объясняется это тем, что давление газа мало отличается от атмосферного, а его температура для зимнего расчетного периода изменяется от 5 до 10 °С. При тех же условиях с допустимой для практики точностью могут определяться теоретический расход воздуха и его плотность. При расчете горелок можно не учитывать

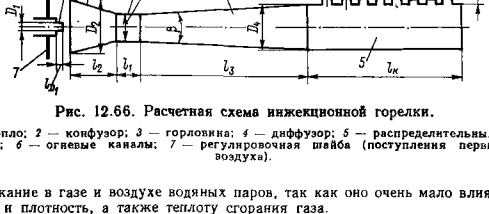


Рис. 12.66. Расчетная схема инжекционной горелки.

1 — сопло; *2* — конфузор; *3* — горловина; *4* — диффузор; *5* — распределительный коллектор; *6* — огневые каналы; *7* — регулировочная шайба (поступления первичного воздуха).

содержание в газе и воздухе водяных паров, так как оно очень мало влияет на объем и плотность, а также теплоту сгорания газа.

Расход газа $V_г$, м³/ч,

$$V_г = q/(Q_н N\eta), \tag{12.3}$$

где q — номинальная теплопроизводительность установки, кДж/ч; $Q_н$ — низшая теплота сгорания газа, кДж/м³; N — число принимаемых к установке однотипных горелок с одинаковым расходом газа; η — КПД установки.

Давление газа $p_г$, Па, перед соплом горелки определяется на основании гидравлического расчета газопроводов. Вместе с тем для обеспечения широкого диапазона регулирования расхода газа оно должно быть не менее определяемого по формуле

$$p_г = 0{,}27Q_н/100 + 40. \tag{12.4}$$

Теоретическая скорость истечения газа из сопла $w_г$, м/с, при низком давлении (до 5 кПа) рассчитывается по формуле гидравлики, не учитывающей изменение плотности газа:

$$w_г = \sqrt{2p_г/\rho_г}, \tag{12.5}$$

где $p_г$ — давление газа перед соплом, Па; $\rho_г$ — плотность газа, кг/м³.

Площадь поперечного сечения газового сопла f, м², и его диаметр D определяются по формулам

$$f_{D_1} = V_г/(3600\mu w_г); \tag{12.6}$$

$$D_1 = \sqrt{4f_{D_1}/3{,}14}, \tag{12.7}$$

где μ — коэффициент расхода, учитывающий неравномерность распределения скоростей потока газа по сечению сопла, сопротивления трения в нем и сжатие струи, зависит от формы сопла.

Для цилиндрического сопла с острыми краями в тонкой стенке (рис. 12.67, *а*) в зависимости от качества обработки внутренней стенки $\mu = 0{,}6 \div 0{,}65$; для того же сопла, но с закругленными изнутри краями (рис. 12.67, *б*) $\mu = 0{,}7 \div 0{,}75$; для конического сопла (рис. 12.67, *в*) коэффициент расхода μ зависит от угла конусности β: при $\beta = 15°$ $\mu = 0{,}9$; при $\beta = 30°$ $\mu = 0{,}85$ и при $\beta = 45°$ $\mu = 0{,}82$; для наиболее распространенного сопла (рис. 12.67, *г*) с цилиндрическим каналом и $\beta = 90°$ значение μ зависит от отношения длины цилиндрической части сопла l_{D_1} к диаметру сопла D_1: при $l_{D_1}: D_1 = 0{,}18$ $\mu = 0{,}75$; при $l_{D_1}: D_1 = 0{,}45$ $\mu = 0{,}85$; при $l_{D_1}: D_1 = 1{,}0$ $\mu = 0{,}85$; при $l_{D_1}: D_1 = 2$ $\mu = 0{,}84$.

Диаметр горла смесителя $D_в$, м, определяется из уравнения, выражающего закон сохранения количества движения при смешении двух газов. Количество движения 1 м³ инжектируемого газа равно $w_г\rho_г$, а инжектируемого из атмосферы воздуха может приниматься равным нулю. В этом случае количество движения смеси газа и воздуха

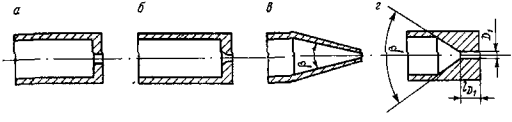


Рис. 12.67. Формы сопел инжекционных горелок.

$$w_3(\rho_г + n\rho_в), \tag{12.8}$$

где w_3 — скорость газовоздушной смеси в горловине смесителя, м/с; $\rho_в$ — плотность воздуха, кг/м^3; n — объемная кратность инжекции (количество воздуха, инжектируемое 1 м^3 газа), м^3/м^3.

Уравнение сохранения количества движения

$$w_г\rho_г = w_3(\rho_г + n\rho_в). \tag{12.9}$$

Выразив расход газа $V_г$, м^3/ч, и смеси $V_г(1 + n)$, м^3/ч, через соответствующие скорости и сечения

$$V_г/3600 = \pi D_1^2 w_г/4 \quad \text{и} \quad V_г(1 + n)/3600 = \pi D_3^2 w_3/4,$$

получим

$$w_3 = w_г(1 + n)(D_1/D_3)^2. \tag{12.10}$$

Так как кратность инжекции $n = V_т\alpha_1$, то

$$D_3 = D_1\sqrt{(1 + \alpha_1 V_т)(1 + \alpha_1 V_т\rho_в/\rho_г)}, \tag{12.11}$$

где α_1 — коэффициент избытка инжектируемого воздуха; $V_т$ — теоретическая потребность в воздухе для сгорания 1 м^3 газа, м^3/м^3.

Формула (12.11) показывает, что α_1 для данного вида газа зависит только от соотношения диаметра горловины к диаметру сопла и не зависит от давления инжектирующего газа. Это значит, что инжекционные горелки обеспечивают постоянство соотношения газа и воздуха в смеси независимо от изменения расхода газа. Так, для горелок рассматриваемого вида α_1 должен приниматься таким, чтобы не происходило проскока пламени внутрь смесителя при минимально необходимом расходе газа. Численное значение этого коэффициента

$$\alpha_1 < [(100/L_в) - 1)](1/V_т), \tag{12.12}$$

где $L_в$ — верхний предел воспламеняемости газа.

Одновременно значение α_1 должно быть больше такого, при котором возможно образование желтых языков (краев) пламен:

$$\alpha_1 > 0{,}75(m + n/4)^{0{,}5} d_0^{0{,}25}, \tag{12.13}$$

где m — число углеродных атомов в молекуле или среднее их число в сложном газе; n — то же, водородных атомов; d_0 — диаметр огневых каналов на коллекторе горелки, м.

Диаметры конфузора D_2 и диффузора D_4 принимаются примерно одинаковыми:

$$D_2 \approx D_4 = (2{,}0 - 2{,}2)\,D_3. \tag{12.14}$$

Длина горловины смесителя и длина конфузора

$$l_1 = (2{,}5 - 3{,}5)\,D_3; \quad l_2 = (1{,}3 - 1{,}5)\,D_3. \tag{12.15}$$

Переход конической поверхности конфузора в цилиндрическую горловины для литых смесителей рекомендуется выполнять по дуге окружности радиуса $R = (3 \div 5)\,D_3$.

ТАБЛИЦА 1

Значения коэффициента k в зависимости от вида газа и коэффициента избытка первичного воздуха

Коэффициент избытка первичного воздуха α_1	Природный газ	Сжиженный углеводородный газ	Коксовый газ
0,2	—	—	0,85
0,3	0,85	—	0,6
0,4	0,7	1,1	0,5
0,5	0,6	0,9	0,38
0,6	0,5	0,8	0,3
0,7	0,4	0,65	0,24
0,8	0,32	0,5	0,2

Длина диффузора смесителя $l_д$, м,

$$l_д = (D_4 - D_3)/(2 \operatorname{tg} \theta/2), \qquad (12.16)$$

где θ — угол расширения диффузора, принимаемый для обеспечения безотрывности потока газовоздушной смеси в пределах 6—8°.

Суммарная площадь огневых каналов коллектора, м²,

$$\sum f d_0 = V_{см}/w_{см} = V_т (1 + \alpha_1 V_т)/(3600 w_{см}), \qquad (12.17)$$

где $V_{см}$ — расход газовоздушной смеси, м³/с; $w_{см}$ — скорость вытекания из огневых каналов газовоздушной смеси, м/с. Она принимается такой, чтобы не происходило отрыва пламен. Эта скорость для природных газов должна быть несколько меньше определяемой по формуле

$$w_{см} \leqslant 3{,}6 \cdot 10^{-8} \cdot d_0 T^2 (1 + V_т)/(1 + \alpha_1 V_т), \qquad (12.18)$$

где T — абсолютная температура газовоздушной смеси, К.

Так как уравнение (12.18) имеет две неизвестные величины, то для определения скорости вытекания смеси необходимо задаваться диаметрами огневых каналов. Обычно их размеры укладываются в пределы от 3 до 6 мм.

Число огневых каналов на коллекторе

$$N' = \sum f d_0 / f d_0, \qquad (12.19)$$

где $f d_0$ — площадь одного огневого канала, м².

Огневые каналы на коллекторе горелки обычно размещаются в один или в два ряда, в последнем случае — в шахматном порядке. При двухрядном расположении каналов минимальная длина коллектора $l_к$, м,

$$l_к = (N - 1)\, s/2 + 2S, \qquad (12.20)$$

где s — шаг между осями огневых каналов, м. Для обеспечения быстрого распространения пламен по всем каналам и предотвращения их слияния принятый шаг между осями каналов должен укладываться в пределы, определенные экспериментально. При $\alpha_1 = 0{,}6$ для $d_0 = 2 \div 6$ мм $s = (2{,}4 \div 2{,}8)\, d_0$. Для этой же цели расстояние между осями рядов каналов должно быть в 2,0—2,5 раза больше расстояния между каналами.

При выборе глубины огневых каналов l_{d_0} следует исходить из того, что ее увеличение способствует устойчивости горения в отношении проскока пламен. Объясняется это охлаждающим действием стенок каналов и, как следствие, уменьшением скорости распространения пламени в газовоздушной смеси. Вместе с тем чрезмерная глубина приводит к увеличению сопротивления трения, что может быть причиной уменьшения коэффициента инжекции первичного воздуха. Кроме того, чрезмерное увеличение глубины каналов приводит к созданию приподнятых каналов, осложняющих изготовление горелок.

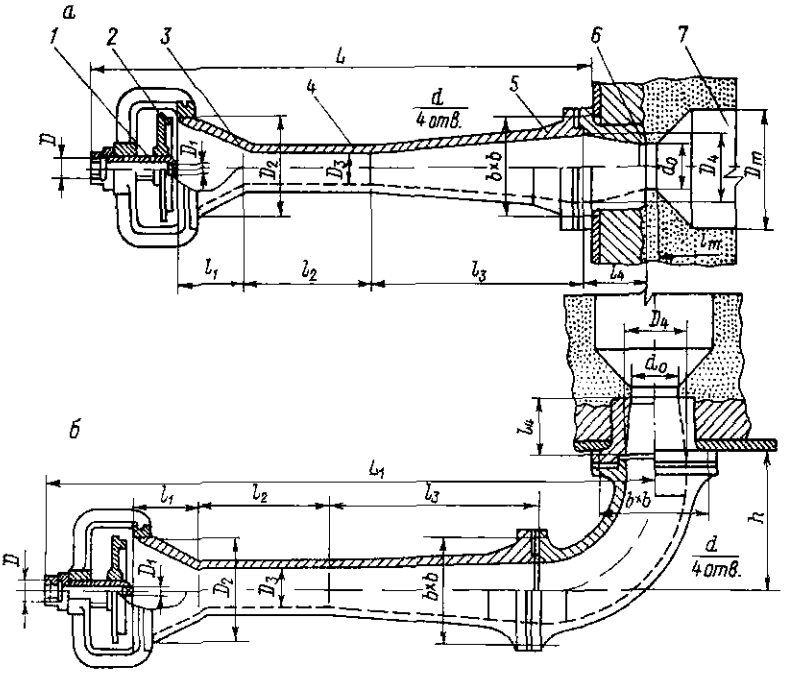


Рис. 12.68. Инжекционные горелки Ленгипроинжпроекта для природного газа среднего давления.

а — с прямым смесителем; *б* — с угловым смесителем; *1* — сопло; *2* — шайба для регулирования количества инжектируемого воздуха; *3* — конфузор смесителя; *4* — горловина; *5* — диффузор; *6* — огневой насадок; *7* — огнеупорный туннель.

По экспериментальным данным глубину каналов следует принимать

$$l_{d_0} = (1{,}5 \div 2{,}0)\, d_0 \qquad (12.21)$$

Большая глубина должна приниматься для быстрогорящих газов и в тех случаях, когда α_1 близок к пределу воспламеняемости или больше него.

Газовые горелки должны размещаться в топке так, чтобы конусный фронт пламени не омывал теплообменных поверхностей, так как это приводит к появлению продуктов незавершенного сгорания.

Определение высоты конусного фронта пламени h, мм, может с достаточным приближением к практике производиться по следующей эмпирической формуле:

$$h = 0{,}785 k d_0^2 y, \qquad (12.22)$$

где k — коэффициент, зависящий от вида газа и коэффициента избытка первичного воздуха в смеси, определяемый по табл. 12.38; y — отношение расчетной удельной тепловой нагрузки к номинальной, равной 17 кДж/(мм²·ч).

Инжекционные горелки с $\alpha_1 > 1{,}0$. Наиболее часто эти горелки работают на газе среднего давления для его сжигания в промышленных печах, сушилках и других тепловых установках (рис. 12.68). В качестве примера взята горелка конструкции Ленгипроинжпроекта (табл. 12.39, 12.40). Работа инжекторов среднего давления не отличается от работы инжекторов низкого давления; как в тех, так и в других расчетное давление газа при выходе из сопла равняется атмосферному, т. е. давлению инжектируемого воздуха. Между тем, согласно закону истечения давление при выходе из отверстия сохраняет постоянное значение, равное

Характеристики инжекционных горелок Ленгипроинжпроекта для природного при давлении в топке, равном

Номер горелки	Расход газа, м³/ч, при					
	10	20	30	40	50	60
1	2,0	2,8	3,3	3,8	4,1	4,4
2	3,2	4,4	5,3	6,0	6,5	7,0
3	4,2	5,7	6,8	7,7	8,4	9,0
4	5,0	6,8	8,1	9,2	10,0	10,7
5	5,8	8,0	9,5	10,8	11,7	12,6
6	7,0	9,7	11,6	13,1	14,3	15,3
7	—	13,7	16,3	18,4	20,0	21,5
8	—	19,6	23,3	26,4	28,7	30,8
9	—	23,6	28,1	31,8	34,6	37,2
10	—	28,0	33,4	37,7	41,1	44,1

атмосферному лишь до тех пор, пока отношение начального давления газа p_1 перед соплом к конечному p_2 на выходе из сопла не превышает критического значения $\beta_{кр}$, т. е. при условии, когда

$$p_1/p_2 < \beta_{кр}. \qquad (12.23)$$

Для природных газов $\beta_{кр} = 1{,}9$. Принимая согласно изложенному $p_2 = 0{,}1$ МПа (абс.), получаем критическое значение p_1:

$$p_1 = p_2 \cdot 1{,}9 = 0{,}19 \text{ МПа (абс.)}. \qquad (12.24)$$

Для сжиженных углеводородных газов критическое значение $p_1 = 0{,}175$ МПа (абс.).

Если начальное давление природного газа превысит критическое [0,19 МПа (абс.)], то давление на выходе из сопла, равное $p_2 = p_1/1{,}9$, превысит атмосферное давление, что приведет к некоторому снижению кратности инжекции.

Формула (12.5) теоретической скорости истечения газа из сопла может применяться для инжекторов среднего давления с допустимой для практики точ-

Конструкционные размеры инжекционных горелок

Номер горелки	D	Разме						
		D_1	D_2	D_3	D_4	d_0	l_1	l_2
1	1/2"	2,3	64	32	48	35	50	94
2	1/2	2,9	80	40	60	44	60	120
3	3/4	3,3	91	45	68	50	70	135
4	3/4	3,6	102	51	77	56	80	150
5	3/4	3,9	110	55	83	60	90	157
6	1	4,3	120	60	90	66	95	175
7	1	5,1	144	72	108	79	115	209
8	1 1/4	6,1	170	85	128	93	135	245
9	1 1/4	6,7	188	94	140	104	150	270
10	1 2/4	7,3	204	102	154	112	160	300

ТАБЛИЦА 12.39

газа ($Q_н$ = 35,6 МДж/м³, α = 0,73 кг/м³, коэффициент избытка воздуха атмосферному, ρ_1 = 1,05)

давлении, кПа			Эксплуатационные пределы регулирования	
70	80	90	По давлению, кПа	По расходу, м³/ч
4,6	4,9	5,1	5—90	1,4—5,1
7,4	7,7	8,1	6—90	2,4—8,1
9,5	10,0	10,4	7—90	3,5—10,4
11,4	11,9	12,4	8—90	4,5—12,4
13,3	14,0	14,6	9—90	5,5—14,6
16,2	17,0	17,7	10—90	7,0—17,7
22,8	23,9	24,9	11—90	10,5—24,9
32,6	34,1	35,6	12—90	15,5—35,6
39,3	41,2	42,9	13—90	19,5—42,9
46,7	48,9	51,0	15—90	25,0—51,0

ностью при начальном давлении до 10 кПа. При более высоком давлении, но не превышающем для природного газа 90 кПа, необходимо пользоваться термодинамическими формулами адиабатического истечения, например:

$$w_г = \sqrt{2\frac{k}{k-1}\frac{p_1}{\rho'_г}\left[1-\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{(k-1)/k}\right]} \qquad (12.25)$$

или

$$w_г = \sqrt{2\frac{k}{k-1}RT_1\left[1-\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{(k-1)/k}\right]}, \qquad (12.26)$$

где k — показатель адиабаты, равный для природного газа газовых месторождений 1,3, а для сжиженного углеводородного 1,13; p_1 — абсолютное давление газа перед соплом, Па; p_2 — абсолютное давление газа на выходе из сопла, равное 103 300 Па; $\rho'_г$ — плотность газа при давлении p_1, кг/м³; R — удельная газовая постоянная; T_1 — абсолютная температура газа перед соплом, К.

ТАБЛИЦА 12.40

Ленгипроннжпроекта для природного газа

, мм						Масса горелки, кг	
l_3	l_4	L	L_1	h	$b \times b$	Прямой смеситель	Угловой смеситель
152	52	383	488	123	74×74	5,1	7,6
190	62	457	577	138	88×88	6,7	10,2
215	66	523	651	148	105×105	9,2	14,2
248	76	589	727	158	115×115	11,3	18,0
265	81	626	774	168	120×120	14,3	21,8
285	89	692	857	189	120×120	19,2	28,3
342	104	808	993	209	135×135	23,1	33,8
410	110	995	1164	235	170×170	36,0	52,2
440	115	1030	1264	260	180×180	42,6	59,8
490	134	1125	1359	260	190×190	48,3	70,0

Площадь сечения сопла f_{D_1} и его диаметр D_1 могут быть определены по формулам (12.6) и (12.7), а диаметр горловины смесителя D_3 для горелок, устанавливаемых в топках с атмосферным давлением или разрежением до 30 Па, производится по формуле (12.11). При этом $\alpha_1 = 1{,}02 \div 1{,}05$. Для топок с противодавлением до 30 Па формула (12.11) видоизменяется за счет введения в нее коэффициента ε, учитывающего сопротивление смесителя:

$$D_3 = D_1 \sqrt{(1 + \alpha_1 V_т)\,(1 + \alpha_1 V_т \rho_в/\rho_г)\,(1 + \varepsilon)}, \qquad (12.27)$$

где $\varepsilon = 0{,}1 \div 0{,}12$.

Остальные размеры горелок определяются по следующим соотношениям, полученным в результате экспериментальных исследований:

диаметр конфузора

$$D_2 = (1{,}7 \div 2)\, D_3; \qquad (12.28)$$

диаметр диффузора

$$D_4 = (1{,}5 \div 1{,}7)\, D_3; \qquad (12.29)$$

диаметр кратера

$$d_0 = (1{,}07 \div 1{,}1)\, D_3; \qquad (12.30)$$

длина конфузора

$$l_1 = (1{,}5 \div 1{,}7)\, D_3; \qquad (12.31)$$

длина горловины

$$l_2 = (3 \div 4)\, D_3; \qquad (12.32)$$

длина огневого насадка

$$l_4 = (1{,}2 \div 1{,}7)\, D_3. \qquad (12.33)$$

Длина диффузора l_3 определяется по формуле (12.16), а размеры туннеля по формулам

$$l_{т\,min} = 2{,}5 d_0; \quad D_т = (2{,}3 \div 2{,}5)\, d_0. \qquad (12.34)$$

Горелки с принудительной подачей воздуха. В настоящее время не существует теоретически обоснованной методики расчета горелок, работающих на принудительно подающемся воздухе. Объясняется это не только трудностью комплексных расчетов процессов смешения горения и теплоотдачи, взаимно влияющих друг на друга, но и многообразием конструкций горелок, создающих сложность определения аэродинамических сопротивлений. По этой причине такие горелки, как правило, не рассчитывают, а подбирают по справочникам, альбомам проектных организаций или паспортным данным заводов-изготовителей.

Вместе с тем в практике встречается немало случаев, когда апробированные горелки не подходят по тепловой мощности, виду газа или его давлению. В этих случаях обычно производятся упрощенные расчеты, связанные с установлением основных размеров горелок в зависимости от местных условий. Основные размеры *простейших газовых горелок с небольшими расходами газа* (см. рис. 12.35 и др.) определяются по расчетному расходу газа и воздуха, м³/ч:

для котлов

$$V_г = D\,(i_1 - i_2)/(Q_н \eta N); \qquad (12.35)$$

для печей

$$V_г = q/[(Q_н + q_{физ})\,\eta_1 N], \qquad (12.36)$$

где $V_г$ — расчетный расход газа одной горелкой, м³/ч; D — количество выработанного котлом пара или горячей воды, кг/ч; i_1 — энтальпия пара или горячей воды, кДж/кг; i_2 — то же, питательной воды, кДж/кг; $Q_н$ — *низшая теплота* сгорания газа, кДж/м³; η — КПД котла, доли единицы; N — число принятых к установке горелок с одинаковым расходом газа; q — расход теплоты в рабочем

пространстве печи, кДж/ч; $q_{физ}$ — физическая теплота нагретого воздуха, кДж/м³ газа; η_1 — коэффициент отвода теплоты в рабочем пространстве печи, доли единицы, который с достаточным приближением может быть определен по формуле

$$\eta_1 = 1 - i_{ух}/i_т \qquad (12.37)$$

($i_{ух}$ — энтальпия уходящих газов, кДж/м³; $i_т$ — энтальпия продуктов сгорания при теоретической температуре горения, кДж/м³).

Расход воздуха для сгорания газа, м³/ч,

$$V_в = V_т\alpha_1 V_т, \qquad (12.38)$$

где $V_т$ — теоретический расход воздуха для сгорания 1 м³ газа, м³/м³; α_1 — коэффициент избытка воздуха, принимаемый в зависимости от совершенства смесительных устройств в пределах $\alpha_1 = 1{,}05 \div 1{,}1$.

Расчетная скорость вылета газовоздушной смеси из огневого канала (насадка) (для обеспечения широкого регулирования тепловой мощности горелки) принимается в пределах от 15 до 25 м/с. Соответственно скорость воздуха, отнесенная к тому же сечению, будет на 10% меньше.

По указанным данным определяют площадь сечения огневого канала горелки и его диаметр:

$$f_D = V_{см}/(3600w_{см}) = V_г(1 + \alpha_1 V_т)/(3600w_{см}); \qquad (12.39)$$

$$D = \sqrt{4f_D/3{,}14}, \qquad (12.40)$$

где f_D — площадь сечения огневого канала горелки, м²; $V_{см}$ — объем газовоздушной смеси, м³/ч; $w_{см}$ — скорость вылета газовоздушной смеси, м/с; D — диаметр огневого канала, м.

Минимальная скорость вылета газовой струи или струй (при многоструйном вылете газа), м/с,

$$w_г = w_в\rho_в/\rho_г, \qquad (12.41)$$

где $w_в$ — скорость воздуха, отнесенная к цилиндрическому сечению огневого канала, м/с.

Давление воздуха $p_в$ и газа $p_г$, Па, для создания принятой выходной скорости и преодоления гидравлических сопротивлений

$$p_в = (1 + \varepsilon)\,\rho_в w_в^2/2; \qquad (12.42)$$

$$p_г = (1 + \varepsilon_1)\,\rho_г w_г^2/2, \qquad (12.43)$$

где ε — коэффициент сопротивления канала воздушного потока, учитывающий сопротивления осевого лопаточного завихрителя: $\varepsilon = 2{,}0 \div 3{,}0$ (в зависимости от числа лопаток и угла их поворота); ε_1 — то же, газового тракта, с учетом коэффициента расхода при вытекании газа через цилиндрические отверстия: $\varepsilon_1 = 1{,}8 \div 2{,}0$. Остальные характеристики горелок принимаются по конструктивным соображениям. При этом следует ориентироваться на соотношения приведенных в таблицах размеров апробированных горелок.

Приведенная упрощенная методика недостаточна для расчета горелок с периферийной или центральной выдачей струй газа в закрученный поток воздуха, *предназначенных для сжигания больших объемов газа. Для таких горелок* необходимо не только обеспечить их пропускную способность по газу и воздуху, но и равномерно распределить газовые струи в потоке воздуха.

Такой расчет обычно выполняется по формуле

$$h = k_1\, dw_г/w_в \sqrt{\rho_г/\rho_в}, \qquad (12.44)$$

где h — абсолютная глубина проникновения газовых струй в поперечный поток воздуха, мм; d — диаметр отверстий, из которых происходит истечение газа в поток воздуха, мм; $w_г$ — скорость истечения газа, м/с; $w_в$ — скорость потока воздуха в месте встречи со струями газа, м/с; $\rho_г$ — плотность газа, кг/м³; $\rho_в$ — то же, воздуха, кг/м³; k_1 — экспериментальный коэффициент, зависящий от относительного шага s между отверстиями: при $s/d = 5$ $k_1 = 1{,}6$; при $s/d = 10$; $k = 1{,}75$ и при $s/d = 15 k_1 = 1{,}9$.

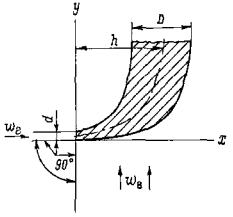


Рис. 12.69. Схема развития газовой струи в поперечном воздушном потоке.

Формула (12.44) применима при вытекании газовых струй в поток воздуха под углом 90°. При вытекании струй под другим углом в формулу (12.44) вместо k_1 подставляется произведение $k_1 \sin \beta$, где β — угол атаки. При равномерном распределении газовых струй необходимо учитывать их расширение в поперечном потоке воздуха (рис. 12.69). Диаметры струй D, мм, принявших направление потока воздуха, определяются по следующей формуле:

$$D = 0{,}75h. \tag{12.45}$$

Воспользовавшись формулами (12.44) и (12.45), можно подобрать такие размеры газовыпускных отверстий и такое расположение их, чтобы струи по возможности равномерно заполняли сносящий воздушный поток, не сливаясь между собой, и не омывали стенки воздушного канала. При этом газовыпускные отверстия могут размещаться в один или несколько рядов и иметь разные размеры.

Горелки с большим расходом газа наиболее часто оборудуют простым тангенциальным или улиточным подводом воздуха для его закрутки (рис. 12.70). Коэффициент сопротивления ε для таких подводов воздуха при $a/d \approx 0{,}35$ и $b/d \approx$ $\approx 1{,}0$ для тангенциального подвода (при интенсивности крутки $n' = 1{,}85$) составляет 2,0, а для улиточного (при интенсивности крутки $n' = 3{,}85$) 5,0.

Интенсивность крутки для простого тангенциального подвода

$$n' = d\,(d - a)/(a - b), \tag{12.46}$$

а для улиточного

$$n' = d\,(d + a + c)/(ab), \tag{12.47}$$

где c — расстояние между патрубком и цилиндрической полостью подвода, мм.

Пересчеты газовых горелок с одного вида газа на другой. В практике проектирования и эксплуатации газовые горелки приходится использовать для сжигания газа нерасчетных характеристик (например, сжиженный газ вместо сетевого). Основным условием для возможности этого является сохранение постоянства тепловой мощности при сжигании разных видов газа, так как в этом случае сохраняется одинаковое отношение воздуха к газу в пересчете на тепловые единицы.

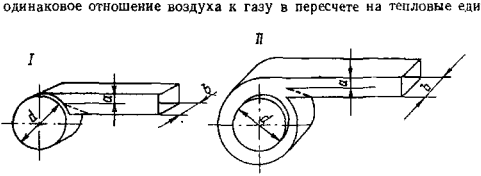


Рис. 12.70. Схемы подвода воздуха в горелки.
I — простой тангенциальный; II — улиточный

При соблюдении этого условия все размеры горелок могут оставаться неизменными, за исключением размеров газовых сопел инжекционных горелок и газовыпускных отверстий горелок, работающих на принудительно подающемся воздухе.

Размеры новых сопел при замене газа могут быть определены по следующей формуле:

$$D' = D \sqrt{(Q'_н/Q_н) \sqrt{p\rho'_г/(p'\rho_г)}}, \qquad (12.48)$$

где D, $Q_н$, p и $\rho_г$ — соответственно диаметр сопла, низшая теплота сгорания, давление и плотность газа, на который были рассчитаны или изготовлены газовые горелки; D', $Q'_н$, p', $\rho'_г$ — те же характеристики для заменяющего газа.

Формула (12.48) применима для всех видов газа и всех видов горелок, оборудованных искусственными стабилизаторами горения. Для горелок без стабилизаторов (например, инжекционных низкого давления с естественной стабилизацией фронта пламени) эта формула имеет ограниченное применение: только в том случае, если нормальная скорость распространения пламени заменяющего газа отличается от скорости распространения пламени основного газа, на который была рассчитана горелка, не более чем на ±20%. При большем отличии необходима проверка размеров огневых каналов в отношении отрыва и проскока пламени.

ГЛАВА 13

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОВОГО ТОПЛИВА КОММУНАЛЬНО-БЫТОВЫМИ И ПРОМЫШЛЕННЫМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

13.1. СХЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ОТ ГОРОДСКИХ ГАЗОПРОВОДОВ

Промышленные и коммунально-бытовые предприятия в зависимости от общего расхода газа, давления газа перед газогорелочными устройствами, числа и расположения потребителей (цехов), протяженности газопроводов могут снабжаться газом от городских газопроводов низкого, среднего или высокого давления. По «Правилам безопасности в газовом хозяйстве» и СНиП 2.04.08—87 межцеховые газопроводы на промышленных предприятиях могут быть как подземными, так и надземными. Выбор способа прокладки межцеховых газопроводов зависит от степени насыщенности территории подземными коммуникациями, типа грунтов и покрытий, характера строительных сооружений и зданий, расположения цехов, потребляющих газ, и технико-экономических соображений. Как правило, на предприятиях предпочтение отдается надземной прокладке межцеховых газопроводов.

Схемы газоснабжения предприятий, как и способы прокладки газопроводов, разнообразны. При выборе схемы необходимо руководствоваться техническими и экономическими требованиями, а также требованиями надежности и безопасности: обеспечение необходимых параметров горючего газа (давление и расход) перед газовыми горелками теплоагрегатов; минимальные капитало- и металловложения (минимальные диаметры и длины газопроводов, число ГРП и ГРУ); обеспечение надежных и безопасных строительно-монтажных и пусконаладочных работ, эксплуатации.

В зависимости от расхода и давления газа, режима работы теплоагрегатов, территорнального расположения потребителей газа на предприятии и технико-экономических показателей и с учетом практики проектирования и эксплуатации различают несколько типичных схем газоснабжения промышленных и коммунально-бытовых предприятий.

Мелкие коммунально-бытовые предприятия с небольшим расходом газа и теплоагрегатами, работающими на газе низкого давления (фабрики-кухни, столовые, встроенные отопительные котельные с секционными котлами и др.), как правило, присоединяются к городским газопроводам низкого давления (рис. 13.1). Схема газоснабжения состоит из ввода газопровода на территорию

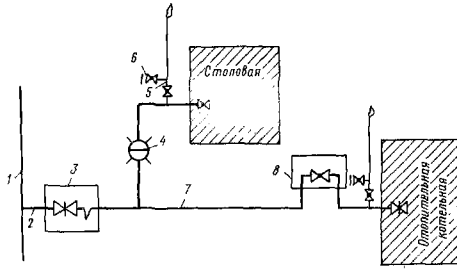


Рис. 13.1. Схема газоснабжения предприятия от городского газопровода низкого давления.

1 — городской распределительный газопровод низкого давления; *2* — ввод газопровода; *3* — задвижка с компенсатором в глубоком колодце; *4* — гидравлический затвор; *5* — продувочный газопровод; *6* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы; *7* — подземные межцеховые (дворовые) газопроводы низкого давления; *8* — кран в мелком колодце.

предприятия с общим отключающим устройством, межцеховых газопроводов с отключающими устройствами перед каждым цехом, продувочных газопроводов и таких элементов, как контрольные трубки, контрольные проводники, конденсатосборники (для влажных газов), компенсаторы и др.

Общее отключающее устройство (задвижку) устанавливают на вводе газопровода. Оно предназначено для отключения подачи газа при ремонте или аварии системы газоснабжения. Размещается оно на городской территории (улице) и находится в ведении Горгаза.

Продувочные газопроводы предназначены для удаления воздуха и газовоздушной смеси и заполнения системы чистым газом во время первоначального и последующих (после ремонтов межцеховых газопроводов или длительном отключении системы) пусков. Для определения качества продувки на продувочном газопроводе устанавливают штуцер с краном для отбора пробы среды, состав которой может быть определен на газоанализаторе.

В рассматриваемой схеме газоснабжения условно принята подземная прокладка газопроводов. На схеме отсутствуют конденсатосборники, так как в настоящее время для газоснабжения города в основном применяют осушенный природный газ. В случае использования влажного горючего газа необходимо все газопроводы прокладывать с уклоном и в низких точках системы устанавливать конденсатосборники.

Средние и крупные промышленные предприятия присоединяются к городским распределительным газопроводам среднего или высокого давления (рис. 13.2). Условно принято, что в цехах *2* и *3*

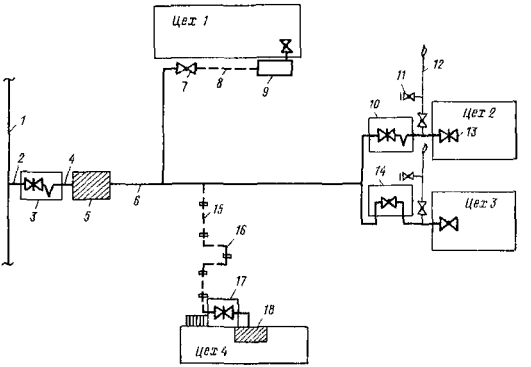


Рис. 13.2. Схема газоснабжения промышленного предприятия от городских газопроводов среднего или высокого давления.

1 — городской распределительный газопровод среднего или высокого давления; *2* — ввод газопровода; *3* — задвижка с компенсатором в глубоком колодце; *4* — подземные межцеховые газопроводы среднего или высокого давления; *5* — ГРП и центральный пункт *измерения расхода газа*; *6* — *подземные межцеховые* газопроводы среднего давления; *7* — кран; *8* — надземные газопроводы, прокладываемые по стене здания; *9* — шкафная ГРУ (ШРУ); *10* — задвижка с компенсатором в глубоком колодце (отключающее устройство цеха); *11* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы; *12* — продувочный газопровод; *13* — отключающее устройство (задвижка) на вводе в цех; *14* — кран в мелком колодце; *15* — надземные межцеховые газопроводы, прокладываемые по колоннам; *16* — П-образный компенсатор; *17* — задвижка на надземном газопроводе с площадкой и лестницей для его обслуживания; *18* — внутрицеховая ГРУ.

теплоагрегаты работают на газе среднего давления (давление газа перед горелками агрегатов принято равным), а в цехах *1* и *4* — на газе низкого давления. После общего отключающего устройства на межцеховом газопроводе начального давления газа установлен ГРП, *предназначенный для снижения давления газа* с высокого или среднего до среднего давления, необходимого для теплоагрегатов цехов *2* и *3* с учетом потерь давления. В здании ГРП смонтирован центральный пункт измерения расхода газа, предназначенный для хозяйственных расчетов предприятия с поставщиком. В цехах *1* и *4* для использования газа низкого давления дополнительно устанавливены ГРУ.

Для межцеховых газопроводов принята смешанная схема прокладки — подземная и надземная. Надземные газопроводы могут прокладываться по наружным стенам и несгораемым покрытиям промышленных зданий с производствами, отнесенными по пожарной опасности к категориям В, Г и Д, а также по отдельно стоящим колоннам (опорам) и эстакадам из несгораемых материалов. Газопроводы высокого давления могут прокладываться по

стенам производственных зданий только над окнами верхних этажей или по глухим стенам.

Диаметры газопроводов определяются гидравлическим расчетом при максимальном расходе газа с учетом ближайшей перспективы развития предприятия и допустимых потерях давления. Все подземные стальные газопроводы защищаются от коррозии, вызываемой грунтом и блуждающими электрическими токами. Применяют пассивную и активную защиту газопроводов от коррозии.

Целесообразно отметить, что совершенствование систем газоснабжения предприятий может развиваться в следующих направлениях. Выбор систем газоснабжения предприятий, давления в газовых сетях, режимов работы системы во многом зависит от применяемых газогорелочных устройств. Большинство горелок с принудительной подачей воздуха сконструированы, испытаны и работают в эксплуатационных условиях на газе низкого давления.

Промышленные предприятия в подавляющем большинстве снабжаются горючим газом от городских распределительных сетей среднего или высокого давления. Чтобы обеспечить работу горелок в паспортных режимах на ГРП или ГРУ газ редуцируется до необходимого низкого давления. Снижение давления в регуляторах достигает 0,1—0,2 МПа. Происходит бесполезная потеря энергии и порой даже возникают из-за больших скоростей в регуляторе вредные шумы. Кроме того, транспорт газа низкого давления требует увеличения диаметров газопроводов, т. е. дополнительных капитальных вложений в систему.

Горелки с принудительной подачей воздуха после незначительной реконструкции могут также успешно работать на среднем давлении газа. Более того, среднее давление газа перед горелками позволяет полезно использовать эту энергию на лучшее смесеприготовление газа с воздухом и, если это необходимо, изменять характеристики пламени (длина, светимость, температура и др.).

Предлагаемые технические решения смогут обеспечить:

1) унификацию систем газоснабжения предприятий — все системы среднего давления;

2) увеличение пропускной способности системы, что особенно эффективно при реконструкции предприятий, и повышение их производительности на тех же производственных площадях;

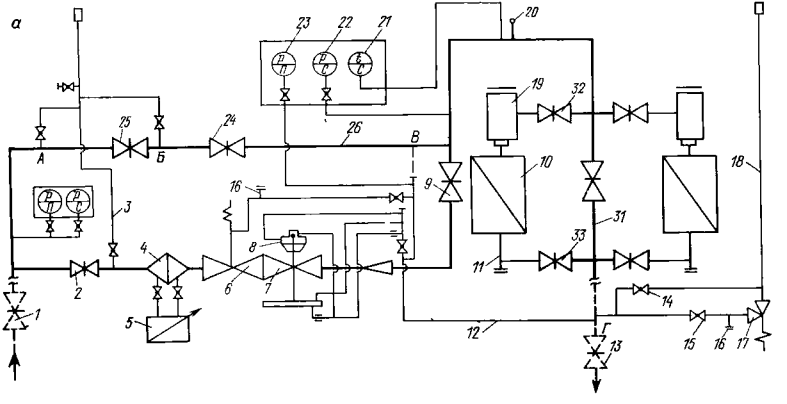
3) снижение капитальных вложений для вновь проектируемых систем на 10—15% без ухудшения безопасности использования газа;

4) применение при строительстве блочного метода (блоки-модули ГРП, ГРУ, коммуникации тепловых агрегатов с автоматикой и горелками, узлы систем и др.);

5) упрощение и ускорение проектирования систем газоснабжения предприятий за счет использования набора типоразмеров блоков-модулей и широкого применения САПР.

13.2. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ И УСТАНОВКИ ПРЕДПРИЯТИЙ

Газорегуляторные пункты (ГРП) промышленных и коммунально-бытовых предприятий сооружаются в отдельно-стоящем здании и предназначены для питания газом нескольких потребителей (цехов, котельных). Допускается ГРП с входным давлением не более 0,6 МПа размещать в пристройках к промышленным зданиям не ниже I и II степени огнестойкости с производствами, отнесенными по пожарной опасности к категориям Г и Д. Газорегуляторные установки (ГРУ) монтируют непосредственно в помещениях цехов и котельных, где находится агрегаты, использующие газ.


а
А
Б
В
Г
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
31
32
33

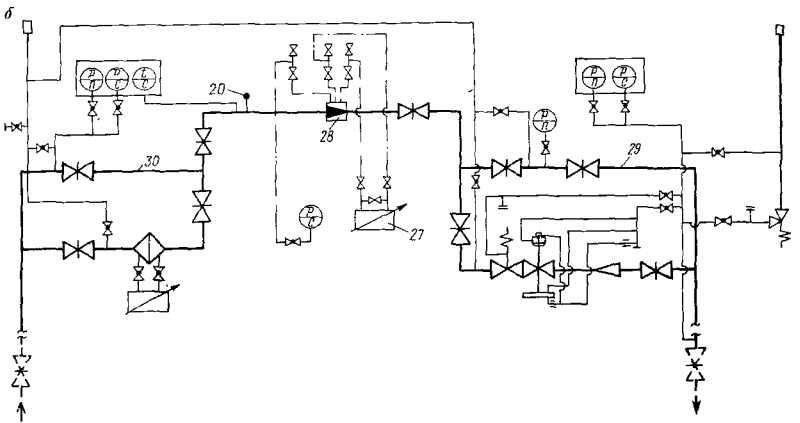


Рис. 13.3. Принципиальная схема ГРП (ГРУ).

1, 13 — запорные устройства на входе и выходе; 2, 9 — то же, перед и за ГРП; 3 — продувочный трубопровод; 4 — фильтр; 5 — дифманометр; 6 — ПЗК; 7 — регулятор давления; 8 — пилот; 10 — счетчик; 11 — поворотное колено; 12 — импульсная трубка; 14 — кран продувочного трубопровода; 15 — кран перед ПСУ; 16 — штуцер для настройки ПСУ; 17 — ПСУ; 18 — сбросной трубопровод; 19 — фильтр-ревизия; 20 — технический термометр; 21, 22 — самопишущие термометр и манометр; 23 — показывающий манометр; 24, 25 — запорные устройства на байпасе; 26 — общий байпас; 27 — дифманометр-расходомер; 28 — сужающее устройство; 29, 31 — байпасы; 32, 33 — запорные устройства перед счетчиком и за ним.

В состав ГРП (ГРУ) входят фильтр, регулятор давления, предохранительные запорные (ПЗУ) и сбросные устройства (ПСУ), запорная арматура, КИП и при необходимости узел измерения расхода газа (счетчик или измерительная диафрагма). Газ начального давления (рис. 13.3) через задвижку поступает в фильтр, где очищается от механических примесей. На фильтре установлен дифференциальный манометр (дифманометр), при помощи которого по перепаду давлений определяют засоренность фильтра. При потерях давления на фильтре, достигающих максимально допустимого значения, фильтрующая кассета заменяется или очищается от загрязнений промывкой.

Очищенный газ проходит через ПЗУ типа ПЗК, который предназначен для отключения подачи газа потребителям при аварийном отклонении (по максимуму и минимуму) выходного давления, откуда поступает в регулятор давления. Это — главный прибор ГРП (ГРУ). Он снижает давление газа до заданного и автоматически поддерживает его независимо от изменения расхода газа. Регулятор давления и ПЗК через импульсную систему трубопроводов соединены с газопроводом выходного давления, и в точке отбора регулятор поддерживает, а ПЗК контролирует заданное давление газа.

Регулирующая линия ГРП (ГРУ) имеет обводной газопровод (байпас). При выходе из строя какого-либо прибора регулирующей линии или при их замене, чистке фильтра для обеспечения непрерывной подачи газа потребителям закрывают задвижки до фильтра и после регулятора и работу ГРП (ГРУ) переводят на байпас с ручным управлением. Для этого на обводном газопроводе последовательно установлены два запорных устройства: одно работающее как дроссель, воспринимающий на себя основной перепад давления, и задвижка или вентиль, с помощью которых обслуживающий персонал вручную поддерживает постоянное заданное выходное давление по манометру. Предохранительное сбросное устройство типа ПСК предназначено для снижения выходного давления газа после регулятора путем стравливания части газа в атмосферу. Он должен быть настроен на давление, меньшее максимального давления отсечки ПЗК.

При резком уменьшении расхода газа потребителями, обусловленного отключением части агрегатов, регулятор в силу своей инерционности не сразу восстанавливает заданное давление. Происходит кратковременное и быстрое повышение давления газа в системе газоснабжения после регулятора. Этот кратковременный неаварийный подъем выходного давления снимают ПСК при безостановочной работе ГРП (ГРУ).

В аварийном режиме (например, вышел из строя регулятор и газ входного давления поступает в систему пониженного давления) ПСК не обеспечит нужного снижения выходного давления из-за малой пропускной способности. Давление газа после регулятора будет продолжать повышаться, и когда оно достигнет

значения, равного максимальной настройке ПЗК, последний отключит подачу газа в ГРП (ГРУ). ПСК подсоединяют к газопроводам после узла измерения расхода газа, чтобы по счетчику мог быть учтен и газ, сбрасываемый в атмосферу.

ГРП работает без постоянного обслуживающего персонала. Для периодического контроля работы приборов и оборудования ГРП на газопроводах входного и выходного давления газа устанавливают регистрирующие и показывающие манометры. ГРП и ГРУ промышленных и коммунально-бытовых предприятий, как правило, имеют узел учета расхода газа. В качестве расходомерных приборов применяются газовые ротационные счетчики (рис. 13.3, *а*) или стандартные сужающие устройства (рис. 13.3, *б*) (камерные измерительные диафрагмы) с дифманометрами и вторичными измерительными приборами. В одном узле измерения расхода газа может быть установлено не более двух параллельно работающих счетчиков. Таким образом, максимальная пропускная способность такого узла измерения 2000 м³/ч. При большем расходе газа для его измерения устанавливают камерные диафрагмы с регистрирующими дифманометрами — расходомерами (рис. 13.3, *б*). Расходомер фиксирует мгновенный расход. Для определения суммарного расхода диаграммы дифманометра, на которых в виде кривой записываются мгновенные расходы, обрабатывают планиметром. Диафрагму расходомера заказывают заводу-изготовителю совместно с регистрирующим дифманометром по специальным заказным листам, в которых должны быть отражены все основные параметры измеряемого газа. Диафрагму устанавливают на прямолинейном участке газопровода в соответствии с правилами РД 50—213—80. Установка диафрагмы в колодцах и приямках не допускается.

Как уже отмечалось в гл. 7, ГРП могут быть одно- и двухступенчатые (последовательно установлены два регулятора), а также одинарные, сдвоенные и строенные (параллельно установлены три регулирующие линии). Двухступенчатое снижение давления газа применяют в целях безопасности и снижения уровня шума. При последовательной установке двух регуляторов в процессе эксплуатации иногда возникают трудности в связи с возникающей «качкой», т. е. пульсацией, выходного давления. В этом случае между регуляторами надо устанавливать дополнительную демпфирующую емкость, которая сглаживает влияние работы регулятора I ступени на работу регулятора II ступени. В результате такая емкость обеспечивает стабильное поддержание заданного выходного давления.

Параллельную установку регулирующих линий применяют, когда пропускная способность регулятора давления не обеспечивает требуемого расхода газа или когда расход газа на предприятии резко меняется в пределах больших, чем допустимые изменения пропускной способности регулятора. При параллельной работе двух и более регулирующих линий ГРП каждая настраивае-

тся на выходное давление, немного отлнчное от давления на соседней линии. В этом случае линни включаются в работу и выключаются автоматнчески в зависимости от нагрузки.

Для расчета и подбора регулятора давленнн, а также для определения параметров настройки регулятора, ПЗК и ПСК необходимо произвести гидравлический расчет газопроводов до и после ГРП и найти потери давленнн. Исходными данными для гидравлического расчета газопроводов и ГРП являются иачальное давление газа (как в городском распределительном газопроводе в месте ответвленнн, ввода на предприятне, так и перед газогорелочными устройствами теплоагрегатов), а также расход газа. Для выбора регулятора и определения его пропускной способности необходимо знать давление газа перед регулятором p_1 и требуемое давление газа после регулятора p_2, максимальный и минимальный расходы газа. Регулятор подбирают по перепаду давления:

$$\Delta p = p_1 - p_2; \quad p_1 = p_н - \Delta p_I; \quad p_2 = p_г + \Delta p_{II}, \qquad (13.1)$$

где $p_н$ — начальное давление газа на вводе газопровода на предприятие (принимается из схемы газоснабжения города илн по данным Горгаза); $p_г$ — давление газа перед газогорелочными устройствами (принимается по техническому паспорту горелок и теплоагрегата); Δp_I — потери давления от ввода газопровода на предприятие до регулятора давления ГРП (определяется по гидравлическому расчету газопроводов); Δp_{II} — потери давления в газопроводах от регулятора давления до газогорелочного устройства (определяется по гидарвлическому расчету газопроводов).

Настройка работы оборудования ГРП (ГРУ) предприятий производится по расчетиым параметрам и уточняется в процессе эксплуатации системы газоснабжеиия. При иастройке оборудования ГРП могут приниматься во виимание следующие параметры.

Регулятор давления	Конечное давление газа после регулятора $p_1 = p_г + \Delta p_{II}$
Предохранительное сбросное устройство (гидравлический или пружинный клапан)	Давление открытия клапана и начала сброса газа $p_{ПСК} = 1{,}15\ p_1$
Предохраннтельное запорное устройство	Максимальное давлеиие отсечки газа $p_{ПЗК} = 1{,}25 p_1$

Мннимальное давлеиие отсечки газа принимают по минимальному давлению газа перед горелками с учетом потерь давления в газопроводах при соответствующих минимальных расходах газа. Предлагаемые режимы настройки газового оборудования ГРП могут быть скорректированы в зависимости от давления газа и типа газовых горелок.

При течении газового потока через регулирующие устройства ГРП при больших расходах и перепадах давления на регуляторе могут возиикать шумы и вибрация, иитенсивность которых определяется технологическим режимом работы оборудования, конструкцией регулирующих устройств, акустическими свойствамн

здания ГРП. Высокие уровни аэродинамического шума в помещении ГРП высокого давления определяют шумовую обстановку на территориях предприятий и жилых микрорайонов, прилегающих к ним.

Основными источниками шума в ГРП являются клапанное устройство регулятора давления и элементы линии, расположенные после регулятора: линзовые компенсаторы, крутые отводы, врезки, прикрытые задвижки и др. Источником шума вне здания ГРП служат выходящие наружные газопроводы. Шум из здания ГРП распространяется в основном через двери, окна, вентиляционную систему (дефлекторы, жалюзийные решетки) и другие проемы.

Для снижения шума в ГРП можно применить следующее:

а) уменьшить шум в самом источнике за счет снижения частоты и зон пульсации;

б) локализовать шум за счет звукоизоляции источника шума;

в) повысить акустическую плотность здания ГРП.

Наиболее эффективный путь подавления шума — снижение его в самом источнике. Это может быть достигнуто созданием наиболее целесообразной (с точки зрения условий шумообразования при течении газового потока) конструкции регулятора давления, изменением схемы линии регулирования и включением в нее активных шумоподавляющих устройств (разделителей потока газа, дроссельных камер, глушителей и т. п.). Такой путь приемлем на стадии разработки усовершенствованных конструкций регуляторов и проектирования новых ГРП.

Для действующих ГРП целесообразно применять пассивную защиту (см. пункты «б» и «в»), основанную на применении звукопоглощающих материалов и конструкций с целью звукоизоляции наиболее «шумных» узлов линии регулирования, снижения акустического эффекта здания ГРП и повышения его акустической плотности. К этому виду защиты относятся следующие методы:

— нанесение звукопоглощающих покрытий на наружную поверхность газопроводов и арматуры;

— установка звукоизолирующих кожухов на оборудование линии регулирования;

— облицовка звукопоглощающим материалом внутренних поверхностей диффузора, зонта вытяжных дефлекторов и проемов жалюзийных решеток (при этом необходимо сохранить нормативный воздухообмен вентиляции);

— повышение акустической плотности окон и дверей (двойные двери с покрытием их звукопоглощающим материалом, двойные или тройные окна со звукопоглощающим материалом по периферии проемов).

В качестве звукопоглощающих материалов в конструкциях можно применять поролон (поропласт полиуретановый марки $A\delta = 50$ мм), минераловатные плиты, имеющие высокие реверберационные коэффициенты звукопоглощения в высокочастотной

полосе шумового спектра (0,75÷0,98). В качестве звукопоглощающих покрытий для газопроводов применяют специальные битумно-резиновые мастики.

13.3. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЦЕХОВ

Цеха предприятий могут снабжаться газом низкого или среднего давления. Выбор давления газа зависит от вида и числа теплоагрегатов, оборудования этих агрегатов, требований «Правил безопасности в газовом хозяйстве» и СНиП 2.04.08—87. Правильный выбор схемы газоснабжения цеха во многом определяет экономичность и надежность системы газоснабжения, а также безопасность эксплуатации. Общими элементами любой схемы цеховых газопроводов являются следующие:

— общее отключающее устройство на вводе газопровода в цех независимо от наличия отключающего устройства на межцеховом газопроводе перед цехом;

— показывающий манометр на вводе газопровода в цех после общего отключающего устройства;

— узел измерений расхода газа;

— отключающие устройства на ответвлениях газопроводов к агрегатам;

— продувочные газопроводы, обеспечивающие удаление воздуха и газовоздушной смеси при пуске из всех внутрицеховых газопроводов.

Схема газоснабжения цеха (котельной), приведенная на рис. 13.4, может применяться для систем газоснабжения как низкого, так и среднего давления газа, но после ГРП. Если же системой газоснабжения предприятия предусматривается установка в цехе ГРУ, то она монтируется в схему газоснабжения цеха (рис. 13.4) между общим отключающим устройством *2* и пунктом измерения расхода газа *7*. Схема ГРУ и пункта измерения расхода газа приведены в разделе 13.2.

Ввод газопровода в цех, как правило, осуществляется через стену здания в футляре, представляющем собой отрезок трубы бо́льшего диаметра, чем газопровод, установленный в кладку на цементном растворе. Пространство между футляром и газопроводом заделывается просмоленной льняной прядью, а с торцов заливается битумом. Футляр предназначен для защиты газопровода от повреждений при незначительных сезонных или других деформациях стены. Непосредственно на вводе газопровода в цех устанавливают общее отключающее устройство (задвижку, кран) в доступном для обслуживания и освещенном месте. Оно предназначено для отключения цеха в случае ремонта или аварии, а также при остановке его на длительное время. При ремонтных работах, а также при любых длительных остановках цеха на вводе газопровода в цех за общим отключающим устройством устанавли-

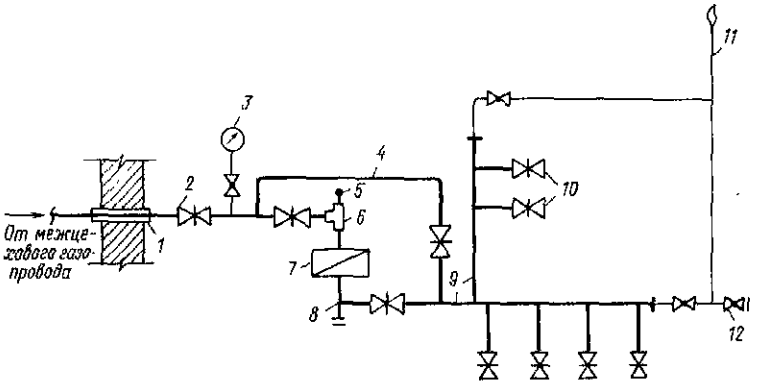


Рис. 13.4. Схема газопроводов цеха.

1 — футляр; 2 — общая отключающая задвижка (кран); 3 — показывающий манометр; 4 — байпас счетчика; 5 — термометр; 6 — фильтр-ревизия; 7 — газовый ротационный счетчик; 8 — угольник; 9 — газовый коллектор цеха; 10 — отключающее устройство на ответвлении газопровода к теплоагрегату; 11 — продувочный газопровод; 12 — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы среды при продувке.

вают заглушку. Кран перед манометром на вводе газопровода при работе цеха должен быть открыт постоянно.

Газопроводы в цехах прокладывают открыто по стенам, колоннам и другим сооружениям в местах, удобных для обслуживания и исключающих возможность их повреждения цеховым транспортом. Не разрешается прокладывать газопроводы через подвальные помещения, помещения взрывоопасных производств, склады взрывоопасных и горючих материалов, помещения электрораспределительных устройств и подстанций, вентиляционные камеры, а также через помещения, в которых газопровод будет подвержен коррозии (помещения заливки, шлака, подготовки и др.). Газопроводы также не следует прокладывать в зоне непосредственного воздействия теплового излучения топок, в местах возможного омывания их горячими продуктами сгорания или контакта с раскаленным или расплавленным металлом.

Газопроводы крепят с помощью специальных металлических кронштейнов (опор) или подвесок с хомутами. При расположении арматуры на высоте более 2 м следует устраивать смотровые площадки с лестницами или делать дистанционный привод. Если же арматурой пользуются изредка, обслуживающий персонал может пользоваться стремянками.

Расстояния между газопроводами и стенами цеха выбирают из расчета обеспечения легкого осмотра и ремонта газопроводов, фланцевых соединений, арматуры и аппаратуры. В местах прохода людей газопроводы должны прокладываться на высоте не менее 2,2 м, считая от пола до низа трубы.

В цехах и котельных, как правило, газопроводы прокладывают надземно. При расположении теплоагрегатов в таких местах, куда невозможно подвести надземные газопроводы, разрешается, как

исключение, прокладывать их подземно. В этом случае газопровод укладывают в бетонный канал с верхними съемными плитами. Размеры канала выбирают из расчета возможности монтажа и удобства эксплуатации (осмотра, ремонта и т. д.). Свободное пространство между каналом и газопроводом для устранения возможности скопления газа засыпают песком. При обеспечении постояннодействующей вентиляции канал с газопроводом можно песком не засыпать. Газопроводы в каналах должны иметь минимальное число сварных соединений. Резьбовые, фланцевые соединения, а также установка запорной арматуры в каналах запрещены.

Газопроводы цеха на конечных наиболее удаленных участках имеют продувочные газопроводы, предназначенные для освобождения газопроводов от воздуха перед пуском теплоагрегатов и для вытеснения газа воздухом при ремонте, консервации или длительной остановке системы газоснабжения. К цеховым продувочным газопроводам могут присоединяться и продувочные газопроводы агрегатов (печей, котлов, сушилок и т. д.). Продувочные газопроводы выводят из зданий и по наружной поверхности стен прокладывают на высоту не менее чем на 1 м выше карниза крыши, в месте, где обеспечиваются безопасные условия для рассеивания газа. Необходимо исключить возможность попадания в продувочный газопровод атмосферных осадков, для чего конец его либо загибают, либо монтируют на нем защитный зонт. Окончание продувки определяют отбором пробы через специальный штуцер с краном на продувочном газопроводе. Продувка газопроводов считается законченной, если в отобранной пробе газа содержание кислорода не превышает 1 об. % (при сжигании пробы наблюдается спокойное горение).

Диаметры газопроводов определяют с помощью гидравлического расчета. На основании опыта проектирования можно рекомендовать при расчете газопроводов принимать потери давления газа от ГРУ (ГРП) до наиболее удаленных горелок $\Delta p_{II} = p_2 - p_г$, % от номинального давления газа перед горелками, не более:

а) 50 при низком давлении газа,

б) 25 при среднем давлении газа.

Трубы (газопроводы) соединяются сваркой. Резьбовые и фланцевые соединения допускаются в местах установки арматуры, оборудования ГРУ, контрольно-измерительных приборов, газовых горелок.

13.4. ТРЕБОВАНИЯ К АГРЕГАТАМ, ИСПОЛЬЗУЮЩИМ ГАЗОВОЕ ТОПЛИВО

Горючий газ, по сравнению с твердым и жидким топливом, имеет следующие преимущества:

— обладает высокой экономичностью использования [его можно полностью сжечь с минимальным избытком воздуха: $\alpha = 1{,}05 \div 1{,}10$, при отсутствии химической неполноты сгорания (химического недожога)];

— является наиболее экологически чистым (в продуктах сгорания его образуется минимальное количество вредных веществ);

— обладает высокой мобильностью (позволяет быстро изменять тепловую мощность установки);

— обеспечивает повышение культуры производства.

Наряду с указанными преимуществами газовое топливо имеет существенный недостаток — способность образовывать взрывоопасные газовоздушные смеси, которые в замкнутом объеме (топка, дымоходы) при зажигании (внесение пламени, искра, раскаленные поверхности) приводят к взрыву. С учетом особенностей горючего газа как топлива можно сформулировать следующие общие требования и рекомендации к тепловым установкам (котлам, печам, сушилам и др.), работающим на газе:

— хорошее техническое состояние и соответствие действующим нормам и правилам;

— оснащенность надежной и безопасной системой обвязочных газопроводов;

— полное и экономичное сжигание газового и резервного топлив с минимальным количеством вредных веществ в продуктах сгорания;

— конструкции топок и газогорелочных устройств должны иметь возможность перехода на резервный (аварийный) вид топлива и обратно;

— учет возможностей повышения производительности тепловых установок, использование резервов сжигания газа с большой тепловой мощностью топочного объема;

— оснащенность автоматикой безопасности и регулирования, а также необходимыми КИП;

— топки и газоходы должны иметь предохранительные взрывные клапаны;

— наличие необходимой технической документации (исполнительные схемы газопроводов, инструкции по пуску, работе и остановке, режимные карты, журналы работ и по технике безопасности и др.).

Проектирование, пусконаладочные работы и эксплуатацию установок на газовом топливе могут осуществлять только специально обученные работники, имеющие соответствующие удостоверения.

13.5. СХЕМЫ ОБВЯЗОЧНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Выбор схемы обвязочных газопроводов тепловых агрегатов (котлов, промышленных печей, сушил) зависит от тепловой мощности агрегата, устанавливаемых на нем газовых горелок и их

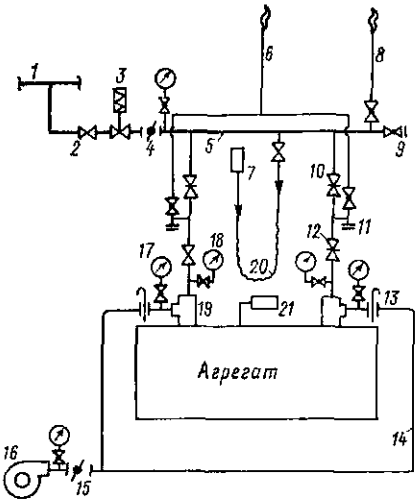


Рис. 13.5. Схема обвязочных газопроводов агрегата, оборудованного горелками с принудительной подачей воздуха и отключающими устройствами — задвижками.

1 — цеховой газопровод; *2* — общая задвижка; *3* — клапан-отсекатель; *4, 15* — поворотные заслонки; *5* — газовый коллектор; *6* — трубопровод безопасности; *7* — переносной запальник; *8* — продувочный газопровод; *9* — кран с пробкой для взятия пробы на качество продувки; *10* — контрольная задвижка; *11* — штуцер с пробкой для проверки плотности задвижек; *12* — рабочая задвижка; *13* — шибер; *14* — воздуховод; *16* — дутьевой вентилятор; *17—18* — манометры: *17* — на воздуховоде, *18* — на газопроводе; *19* — горелка с принудительной подачей воздуха; *20* — резинотканевый шланг; *21* — тягонапоромер.

числа, давления газа в системе, вида отключающих устройств (краны или задвижки), а также от типа применяемой системы автоматики регулирования и безопасности. Практика подтверждает, что по надежности отключения (герметичности) краны эффективнее задвижек. Даже небольшая утечка газа сразу же обнаруживается по запаху, так как газ, протекая через сальник или пробку, как правило, попадает в помещение, а не в топку. Неплотность же задвижки приводит к значительным утечкам газа в топку, причем обнаружить эти утечки без специальных приборов практически невозможно. С учетом указанного выше при проектировании и эксплуатации тепловых установок, можно рекомендовать несколько вариантов схем обвязочных газопроводов.

На рис. 13.5 приведена широко применяемая в Ленинграде схема газопроводов для агрегатов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха и отключающими устройствами— задвижками. Это, пожалуй, наиболее сложная схема. На ответвлении от цехового газопровода к тепловому агрегату установлена общая задвижка, которая служит для отключения подачи газа при остановке агрегата и аварийном положении. Она может быть полностью или закрыта, или открыта. Далее смонтирован клапан-отсекатель, который является исполнительным органом автоматики безопасности. На него от всех датчиков, контролирующих заданные параметры тепловой установки, поступают сигналы. При аварийном отклонении любого из них клапан перекрывает подачу к агрегату. В качестве клапана-отсекателя применяют электромагнитные и пневматические клапаны, задвижки с электроприводом и другие двухпозиционные отключающие устройства, обеспечивающие плотное и быстрое отключение газа.

После клапана-отсекателя на газовом коллекторе агрегата устанавливается поворотная заслонка, служащая исполнительным

органом автоматики регулирования и изменяющая подачу газа к горелкам в зависимости от потребности в теплоте.

К газовому коллектору установки через штуцер с наконечником при помощи резинотканевого шланга подключен переносной (ручной) запальник для розжига горелок агрегата. На конце коллектора находятся продувочный газопровод и штуцер с краном для проверки качества продувки. Продувочный газопровод, как правило, подключают к общему продувочному газопроводу цеха (котельной). Через эти газопроводы при пуске удаляют из системы газоснабжения воздух, газовоздушную смесь и заполняют газопровод газом. Происходит это путем вытеснения их газом. Время окончания продувки определяется по пробе, которую отбирают через штуцер с краном и по которой на газоанализаторе контролируют качество продувки. Если в пробе присутствует не более 1% кислорода, то продувку можно закончить, так как эта смесь не взрывоопасна.

Диаметр продувочного газопровода можно рассчитать по допустимой действительной скорости (20—30 м/с) и расходу газа, который может быть определен по задаваемому времени продувки системы газоснабжения и объему продуваемой системы. Этот объем должен быть увеличен в 10 раз, так как считается, что одна газовая среда полностью заменяется другой при 10-кратном изменении объема.

Схема приведена для варианта с двумя горелками. К каждой горелке подходит ответвление газопровода, на котором установлены две задвижки: первая по ходу газа — контрольная, вторая— рабочая. Контрольная работает в режиме «Открыто» или «Закрыто». Рабочая обеспечивает ручной розжиг, вывод горелки на рабочий режим и регулирование расхода газа при неработающей автоматике или при ее отсутствии.

Газопровод между контрольной и рабочей задвижками соединен с трубопроводом безопасности, который, как и продувочный газопровод, выведен наружу выше карниза крыши на 1 м, и конец его загнут для предохранения от попадания атмосферных осадков. Трубопровод безопасности предназначен для предотвращения попадания горючего газа в топку при неработающем агрегате, при пуске и розжиге горелок. Кран на трубопроводе безопасности при неработающей горелке всегда открыт. Если имеют место небольшие утечки газа через арматуру, эти утечки отводятся в атмосферу и не попадают через горелку в топку. На трубопроводе безопасности имеется штуцер, к которому может подключаться переносной манометр, с помощью последнего можно проконтролировать, плотно ли закрыты контрольная и рабочая задвижки, а также определить время их ремонта или замены.

Воздух в горелки подается центробежным дутьевым вентилятором по воздуховодам. На общем воздуховоде устанавливают поворотную заслонку, являющуюся исполнительным органом автоматики горения.

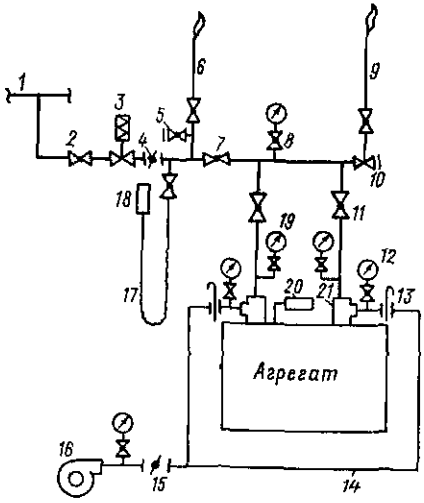


Рис. 13.6. Схема обвязочных газопроводов среднего давления агрегата, оборудованного горелками с принудительной подачей воздуха и отключающими устройствами — кранами.

1 — цеховой газопровод; *2* — общий кран; *3* — *клапан-отсекатель*; *4*, *15* — поворотные заслонки; *5* — кран с пробкой для взятия пробы на качество продувки; *6* — продувочный газопровод; *7* — контрольный кран; *8* — газовый коллектор; *9* — трубопровод безопасности; *10* — штуцер с пробкой для проверки плотности кранов; *11* — рабочий кран; *12*, *19* — манометры на газопроводе; *13* — шибер; *14* — воздуховод; *16* — *дутьевой вентилятор*; *17* — резинотканевый шланг; *18* — переносной запальник; *20* — тягонапоромер; *21* — газовая горелка с принудительной подачей воздуха.

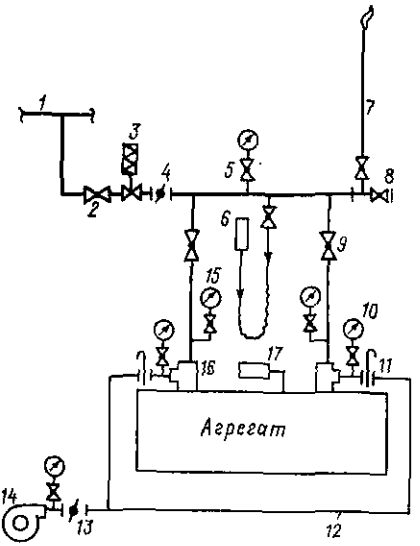


Рис. 13.7. Схема обвязочных газопроводов низкого давления агрегата, оборудованного горелками с принудительной подачей воздуха и отключающими устройствами — кранами.

1 — цеховой газопровод; *2* — общий кран; *3* — *клапан-отсекатель*; *4*, *13* — поворотная заслонка; *5* — газовый коллектор; *6* — переносной запальник; *7* — продувочный газопровод; *8* — кран с пробкой для взятия пробы на качество продувки; *9* — рабочий кран; *10* — манометр на воздуховоде; *11* — *шибер*; *12* — *воздуховод*; *14* — дутьевой вентилятор; *15* — манометр на газопроводе; *16* — горелка с принудительной подачей воздуха; *17* — *тягонапоромер*.

Непосредственно перед горелкой имеется шибер (заслонка), который предназначен для регулирования подачи воздуха при розжиге горелки и отключения неработающей горелки. Перед каждой горелкой для оперативного контроля давления газа и воздуха установлены манометры. Давление (разрежение) в топке измеряют тягонапоромером.

При пуске газифицированного теплового агрегата после вентиляции топки и газоходов открывается общая задвижка, блокируется на время розжига и открывается вручную клапан-отсекатель, открывается кран на продувочном газопроводе и начинается продувка системы газопроводов. После окончания продувки зажигают переносной запальник и вводят его в топку (к месту выхода газа из горелки). Если пламя запальника устойчиво, кран на трубопроводе безопасности горелки закрывается, открывается контрольная задвижка и приоткрывается рабочая. После воспла-

менения вытекающего из горелки газа приоткрывают шибер и подают в горелку воздух.

Последовательность операций при розжиге, связанную с наличием индивидуальных или групповых вентиляторов, дымососов и особенностями газогорелочных устройств, определяет эксплуатационная инструкция.

На основании опыта проектирования и эксплуатации для газопроводов среднего давления диаметром до 50 мм, имеющих в качестве отключающих устройств краны, можно рекомендовать упрощенную схему обвязочных газопроводов (рис. 13.6). В этой схеме перед каждой горелкой установлено по одному крану (рабочему), а контрольный кран и трубопровод безопасности предназначены для аппарата в целом.

Для обвязочных газопроводов агрегата, работающего на низком давлении газа и использующего в качестве отключающих устройств краны, можно рекомендовать схему, показанную на рис. 13.7. По сравнению с рассмотренными выше, эта схема значительно упрощена: контрольный кран и трубопровод безопасности отсутствуют. Для таких агрегатов, как ресторанные плиты, пищеварочные котлы и т. п., схема упрощается еще и за счет изъятия продувочных газопроводов.

При применении инжекционных или диффузионных горелок, т. е. однопроводных, схема обвязочных коммуникаций агрегата значительно упрощается: отпадает необходимость в воздуховодах, шиберах, манометрах на воздуховодах и других устройствах и приборах.

Рассмотренные варианты схем обвязочных газопроводов тепловых агрегатов дают общие принципы построения надежных и безопасных систем газоснабжения тепловых установок. Они не могут охватить все возможные варианты, которые многочисленны и различны ввиду многообразия типов агрегатов. Для каждого агрегата в зависимости от типа газогорелочных устройств, вида применяемой автоматики и количества зон регулирования, типа отключающих устройств и давления газа должны разрабатываться свои схемы.

13.6. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ ВЗРЫВНЫЕ КЛАПАНЫ

Максимальное давление, развивающееся при взрыве газовоздушной смеси в замкнутых объемах, достигает в зависимости от вида газа (табл. 13.1) 0,7—1,0 МПа, а большинство конструктивных элементов ограждающих конструкций разрушается при давлении до 0,05 МПа. Так, кирпичные стены толщиной 51 см разрушаются при давлении 0,05, толщиной 38 см — 0,02—0,015 МПа, а остекленные оконные проемы — при 0,002—0,02МПа. Максимальное давление при взрыве $p_{взр}$, МПа,

$$p_{взр} = p_0 (1 + \beta t_к)\ n/m, \qquad (13.2)$$

ТАБЛИЦА 13.1

Основные характеристики стехиометрических уравнений горения, пределов воспламеняемости горючих газов и максимальных давлений взрыва

Газ	Расход на 1 м³ газа, м³		Объем продуктов сгорания на 1 м³ сгоревшего газа, м³				Содержание газа в газовоздушной смеси, об. %				Максимальное давление взрыва, МПа	Коэффициент избытка воздуха при пределах воспламеняемости	
	воздуха	кислорода	CO_2	H_2O	N_2	Всего	при пределах воспламеняемости		при стехиометрическом составе смеси	при составе, дающем максимальное давление взрыва		нижнем	верхнем
							нижнем	верхнем					
Водород	2,38	0,5	—	1,0	1,88	2,88	4,0	75,0	29,50	32,3	0,74	10,10	0,14
Оксид углерода	2,38	0,5	1,0	—	1,88	2,88	12,5	74,0	29,50	—	0,78	2,9	0,15
Метан	9,52	2,0	1,0	2,0	7,52	10,52	5,0	15,0	9,5	9,8	0,72	1,99	0,59
Этан	16,66	3,5	2,0	3,0	13,16	18,16	3,0	12,5	5,68	—	0,82	1,93	0,42
Пропан	23,80	5,0	3,0	4,0	18,80	25,80	2,2	9,5	4,04	4,6	0,86	1,86	0,40
Бутан	30,94	6,5	4,0	5,0	24,44	33,44	1,9	8,5	3,14	3,6	0,86	1,66	0,35
Ацетилен	11,90	2,5	2,0	1,0	9,40	12,40	2,5	81,0	7,75	14,5	1,03	3,30	0,02

где p_0 — начальное абсолютное давление, МПа; β — коэффициент объемного расширения, равный 1/273; $t_к$ — температура продуктов сгорания, которую можно приравнять к калориметрической температуре горения, так как процесс горения при взрыве совершается мгновенно и в результате этого потерн теплоты практически отсутствуют; n — число молекул продуктов сгорания в стехиометрических уравнениях горения; m — число молекул исходных веществ (горючего и окислителя) в стехнометрических уравнениях горения.

Образование взрывоопасных газовоздушных смесей в топках, газоходах и боровах установок может иметь место при утечках газа через арматуру, при погасании пламени горелок в процессе эксплуатации и т. п. Даже небольшие утечки газа могут образовать взрывоопасные смеси, так как объемы топок и газоходов сравнительно невелики.

Взрыв газовоздушной смеси в топках и газоходах приводит к мгновенному адиабатическому расширению продуктов горения и возрастанию давления, которое может разрушить ограждающие конструкции тепловой установки.

Для предотвращения разрушения ограждающих конструкций топок и газоходов тепловых установок, при возможных взрывах газовоздушных смесей в них необходимо устанавливать предохранительные взрывные клапаны, которые должны срабатывать прн давлениях, меньших чем разрушающие конструкции установок давления. Эти клапаны обеспечивают своевременный сброс давления продуктов сгорания из камеры, где происходит взрыв.

Примеияют различные конструкции предохранительиых взрывных клапанов. Наибольшее распространеиие получили клапаиы разрывиого, откидного н сбросного типов (рис. 13.8). Их устанавливают на перекрытиях и стенках топки, газоходов и боровов. Место установкн клапанов целесообразно увязывать с зонами на-

иболее вероятного скопления утечек газа, зонами образования газовых мешков, а также располагать их так, чтобы при срабатывании взрывной волной не поражался обслуживающий персонал. Если же последнее условие выполнить не удается, необходимо после клапана иметь защитный короб или козырек, прочно прикрепленный к агрегату и отводящий взрывной выхлоп в сторону. Форма взрывных клапанов должна быть квадратной или круглой, так как в этом случае для разрыва мембраны требуется меньшее давление.

Разрывной клапан (рис. 13.8, *а*) имеет мембрану из листового асбеста толщиной 2—3 мм, которая при взрыве в топке разрушается. Через образовавшееся отверстие продукты сгорания сбрасываются в окружающую среду и давление в топке и газоходах быстро падает. Асбестовый лист такой толщины непрочен и не выдерживает динамической нагрузки, связанной с изменением разрежения и пульсации в камере. Для повышения долговечности перед мембраной со стороны топки монтируют металлическую сетку с ячейками 40×40 или 50×50 мм. Асбестовый *лист и сетку зажимают* фланцами, которые крепят к металлическому коробу, прочно вмонтированному в обмуровку теплового агрегата. Необходимо также учитывать, что асбестовый лист обладает определенной термостойкостью: он может длительно работать при температуре до 500, а кратковременно 700 °С. Поэтому предохранительные взрывные клапаны должны устанавливаться так, чтобы асбестовая мембрана не подвергалась интенсивному нагреву от факела и раскаленной кладки. Клапаны разрывного типа просты и дешевы. Однако в процессе эксплуатации асбестовый лист часто разрушается от воздействия тепловых потоков топки. Правда, замена асбестовой мембраны не представляет затруднений, так как в самой конструкции предохранительного клапана это предусмотрено.

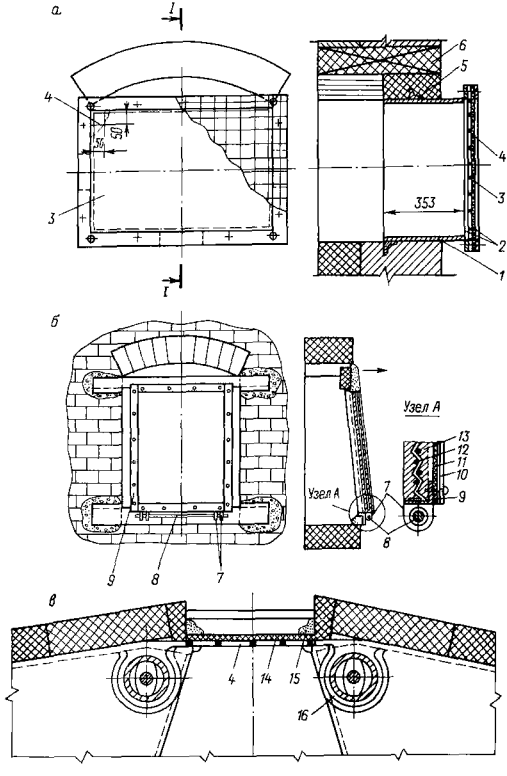


Рис. 13.8. Предохранительные взрывные клапаны.

а — разрывной; *б* — откидной; *в* — сбросной; *1* — короб; *2* — фланцы; *3* — асбестовая разрушающая мембрана ($\delta = 2 \div 3$ мм); *4* — металлическая сетка из проволоки $d =$ = 1 мм с ячейками 50×50 мм; *5* — уголок; *6* — свод; *7* — ушко шарнира; *8* — ось; *9* — рамка; *10* — стальной лист; *11* — асбестовый картон; *12* — армирующая стальная сетка; *13* — теплоизоляция из огнеупорной глины; *14* — асбестовая мембрана сбросная ($\delta = 8 \div 10$ мм); *15* — обмазка из огнеупорного состава по периметру мембраны; *16* — секция котла.

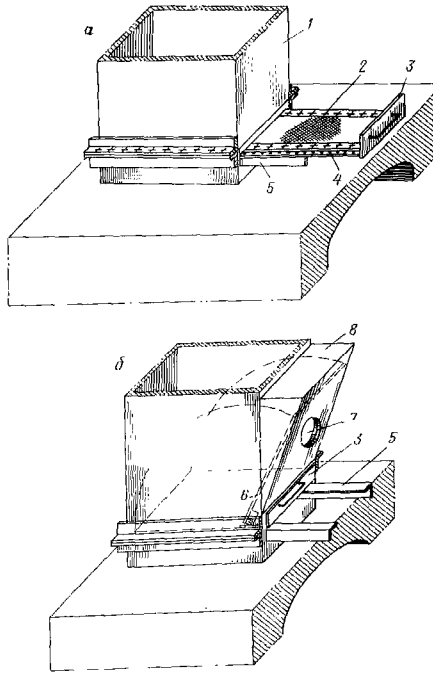


Рис. 13.9. Предохранительные взрывные кассетные клапаны.

а — сбросной; *б* — откидной; *1* — защитный кожух; *2* — свободно лежащая плита; *3* — выдвижная рама; *4* — опорная металлическая сетка под плитой; *5* — направляющие уголки; *6* — откидная плита на петлях; *7* — отверстие для наблюдения за клапаном и возвращения его в рабочее положение; *8* — специальный карман.

Откидные клапаны (рис. 13.8, *б*) могут устанавливаться на вертикальных и горизонтальных стенках топок, газоходов и боровов. При взрыве в топке клапан открывается и освобождает проем для выброса продуктов сгорания. Со стороны топки для предохранения от перегрева клапан футеруют раствором из огнеупорной глины с асбестом по армирующей металлической сетке. В закрытом состоянии откидной клапан герметизируется по периметру огнеупорной замазкой.

Сбросные клапаны (рис. 13.8, *в*) представляют собой панель, укладываемую горизонтально и отбрасываемую при взрыве. В зависимости от места установки и температурных условий сбросная панель может быть изготовлена либо из асбестового листа толщиной 8—10 мм, укладываемого на металлическую сетку и уплотненного по периметру огнеупорной глиной, либо из смеси огнеупорной глины с асбестовой крошкой. Эта панель армирована металлической сеткой, применяется при температуре 500 °С, устанавливается в газоходах, боровах и топке.

На рис. 13.9 показан предохранительный взрывной кассетный клапан, который монтируют на горизонтальных участках ограждающих конструкций. Даны два варианта клапана: а) сбросной с асбестовым листом ($\delta = 10$ мм) или с абсестоглиняной плитой, свободно лежащими на металлической решетке в выдвигаемой кассете; б) откидной в защитном кожухе и со специальным карманом для отбрасывания клапана при взрыве.

Расчет и подбор предохранительных взрывных клапанов должен выполняться в соответствии с действующими СНиП 2.04.08—87 (п. 6.57), «Правила безопасности в газовом хозяйстве» и «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов». Ниже приведены некоторые рекомендации по определению площади поверхности рабочей мембраны клапанов:

—котлы тепло (паро) производительностью до 10 т/ч. На 1 м³ внутреннего объема топки, газоходов и боровов не менее 0,025 м² клапана. Минимальная площадь поверхности клапана 0,15 м²;

— котлы тепло (паро) производительностью от 10 до 60 т/ч. Над топкой должны быть установлены взрывные клапаны общей площадью поверхности не менее 0,2 м², на газоходах — не менее двух клапанов с минимальной суммарной площадью поверхности 0,4 м².

Необходимость установки взрывных клапанов на промышленных печах и дымоходах от них, а также места установки взрывных клапанов и их число следует определять нормами технологического проектирования.

Взрывные предохранительные клапаны допускается не устанавливать в обмуровке одноходовых по дымовым газам котлов, для вертикальных цилиндрических котлов, котлов типа локомобилей, а также на дымоходах перед дымососами.

13.7. ОСОБЕННОСТИ СЖИГАНИЯ ГАЗОВОГО ТОПЛИВА В КОТЛАХ

Производство пара и горячей воды осуществляется в котлах, номенклатура которых многообразна и зависит от тепловой мощности, параметров теплоносителя, вида используемого топлива. Котлы различают по следующим признакам:

1) назначение — энергетические, отопительные, производственно-отопительные;

2) материал — чугунные и стальные;

3) характер теплоносителя — водогрейные и паровые;

4) устройство топок — слоевые (для твердого топлива) и камерные (для жидкого и газового топлива);

5) аэродинамический режим топки — с разрежением, с наддувом;

6) перемещение газов и воды — газотрубные (жаротрубные и с дымогарными трубами), комбинированные и водотрубные;

7) конструктивные особенности — секционные, цилиндрические, вертикально-цилиндрические, горизонтально- и вертикально-водотрубные; вертикально-прямоугольные;

8) движение водяного или пароводяного потока внутри котла — с естественной, принудительной и комбинированной циркуляцией и прямоточные;

9) транспортабельность — стационарные (на неподвижном фундаменте) и передвижные (с ходовой частью).

Для котлов всех типов наиболее эффективным видом топлива является природный газ, применение которого уменьшает загрязнение воздушного бассейна и, как правило, повышает КПД и культуру производства. Замена твердого и жидкого топлива газовым — одна из наиболее эффективных мер, обеспечивающих резкое сокращение вредных выбросов в атмосферу, таких как сажа, сернистые соединения, оксиды углерода и азота, канцерогенные углероды и другие вещества.

Правильно рассчитанная топка котла должна обеспечивать максимальную теплоотдачу тепловоспринимающим поверхностям (экранам, секциям, пучкам труб), а также такие уровень и распределение температуры в топке и газоходах, которые способствовали бы полному сгоранию газового топлива и равномерному (или заданному) распределению тепловых потоков.

Выбор схемы газоснабжения котла во многом зависит от того, *необходимо* ли предусматривать быстрый перевод котла на сжигание резервного вида топлива или же его работу только на основном — газовом. Как свидетельствует опыт, отопительные котлы малой мощности (чугунные секционные, вертикальные, жаротрубные и др.), потребляющие относительно небольшое количество газа, могут переоборудоваться для сжигания газа без учета быстрого перевода котла на резервное топливо. Котлы же средней и большой мощности должны быть оборудованы такими системами газового оборудования, которые обеспечивают в случае необходимости перевод их на резервный вид топлива (твердое или жидкое).

Правильный выбор типа и конструкции газогорелочных устройств, их число и место установки в топке определяют экономичность, безопасность и долговечность работы котлоагрегата, а также количество выбросов в атмосферу с продуктами сгорания вредных веществ.

При сжигании газового топлива в топке котла должно быть исключено ударное воздействие факелов горелок на поверхности нагрева, а размер факела при любых режимах работы котла должен быть меньше размеров топки. Соприкосновение газового факела с поверхностями нагрева (экранами, секциями) приводит к его охлаждению, обрыву реакции горения, химической неполноте сгорания, вплоть до выделения сажистых частиц. В то же время перегрев поверхностей нагрева в месте соприкосновения их с факелом может привести к образованию в них трещин и разрывов. Кирпичная кладка обмуровки также не выдерживает длительного воздействия пламени, она оплавляется и разрушается. При переводе котла на газовое топливо следует обеспечивать уплотнение обмуровки топки и газоходов, чистоту внутренних и наружных поверхностей нагрева, качество питательной и котловой воды. Необходимо также учитывать, что при работе на газовом топливе, в отличие от работы на твердом или жидком топливе, теплопроизводительность некоторых котлов может повыситься на 20—30, а иногда даже и на 50%. При работе на газовом топливе имеется возможность устанавливать контактные экономайзеры, которые могут дать до 12% экономии природного газа за счет разницы между высшей и низшей теплотой сгорания топлива.

Газовые горелки при работе не должны создавать сильного шума, постоянное наличие которого вредно отражается на здоровье обслуживающего персонала, а также не должны вызывать вибрацию котла. Горелки должны работать устойчиво во всем диапазоне изменения нагрузки котла без отрыва и проскока пламени и должны иметь устройство для надежного их розжига.

Для предохранения котлов от разрушения при возможном взрыве газовоздушной смеси топки и газоходы их должны быть оборудованы предохранительными взрывными клапанами, а также автоматикой регулирования и безопасности. Автоматика регулирования в паровых котлах должна обеспечивать поддержание заданного давления пара в барабане, уровень воды в котле, разрежение в топке и постоянство соотношения газ—воздух, а в водогрейных котлах — поддержание необходимой температуры горячей воды на выходе из котла по температурному отопительному графику (в зависимости от температуры наружного воздуха). Автоматика безопасности должна контролировать параметры работы котла и при аварийном отклонении их от допустимых значений быстро отключать подачу газа, что необходимо выполнять в следующих случаях: при понижении или повышении сверх допустимых значений давления газа; при погасании пламени; при повышении температуры воды или давления пара в барабане котла или в сборном распределительном коллекторе выше допустимых; при прекращении подачи электроэнергии; при понижении давления воздуха перед горелками ниже допустимого уровня; при недостаточном разрежении в топке котла; при неисправности самой автоматики безопасности.

13.8. ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СЕКЦИОННЫХ КОТЛОВ

Чугунные и стальные секционные котлы применяют для теплоснабжения (водяного отопления) и горячего водоснабжения. Их устанавливают в домовых встроенных или отдельно стоящих котельных. В водогрейном исполнении котлы (КВ) позволяют получить горячую воду температурой до 95 °С при рабочем давлении в системе 0,6 МПа; допустим нагрев воды до 115 °С (при рабочем давлении в системе не ниже 0,35 МПа). В паровом исполнении котлы (КП) оборудованы дополнительно паросборниками (сухопарниками) и обеспечивают производство пара давлением до 0,07 МПа.

Секции котлов разных типов характеризуются различными конфигурацией, числом ребер, формой просветов. Одни котлы собирают из секций трех (средних, передних или лобовых и задних) или двух типов (средних и одинаковой передней и задней), другие — из одинаковых секций, а передняя и задняя секции могут быть заменены обмуровкой или перевернутыми средними секциями. Котлы бывают одиосторонние (если состоят из одного ряда секций) и двухсторонние или шатровые. Последние собирают из двух пакетов секций (левой и правой), которые устанавливают в виде шатра на кирпичной кладке. Секции котлов соединяют в единую систему при помощи конических ниппелей и стяжных горизонтальных болтов.

Большинство секционных котлов предназначено для сжигания сортированных (грохоченых) и рядовых антрацитов и каменных углей. Поскольку котельные часто не получают твердого топлива необходимой кондиции и обслуживает котлы недостаточно квалифицированный персонал, реальный КПД таких котлов порой не достигает и 70%. Перевод на газовое топливо, как правило, позволяет повысить КПД до 80% и более (табл. 13.2). Следует учитывать, что для паровых котлов номинальная тепловая мощность по сравнению с водогрейными должна быть снижена на 15%.

Малые секционные котлы (Стрела, Стребеля, КЧМ, КЧММ) с площадью поверхности нагрева до 20 м^2 переоборудуют для перевода на газовое топливо (рис. 13.10) путем установки в топке многофакельных инжекционных горелок низкого давления (с $\alpha_1 = 0{,}4 \div 0{,}6$) непосредственно на колосниковой решетке на всю длину топки. Между горелками оставляют зазоры, через которые за счет разрежения в топке к газовым факелам поступает вторичный воздух, обеспечивающий полное сгорание газа ($\alpha_1 + \alpha_2 = 1{,}10 \div 1{,}20$). Этот воздух одновременно охлаждает коллектор горелки. Число горелок и их тепловую мощность определяют по необходимому расходу газа на котел.

Для монтажа горелок с лобовой секции котла снимают существующую гарнитуру и устанавливают новый фронтовой лист с устройствами для наблюдения за процессом горения и для розжига горелок. Горелки крепят к этому фронтовому листу. Подачу

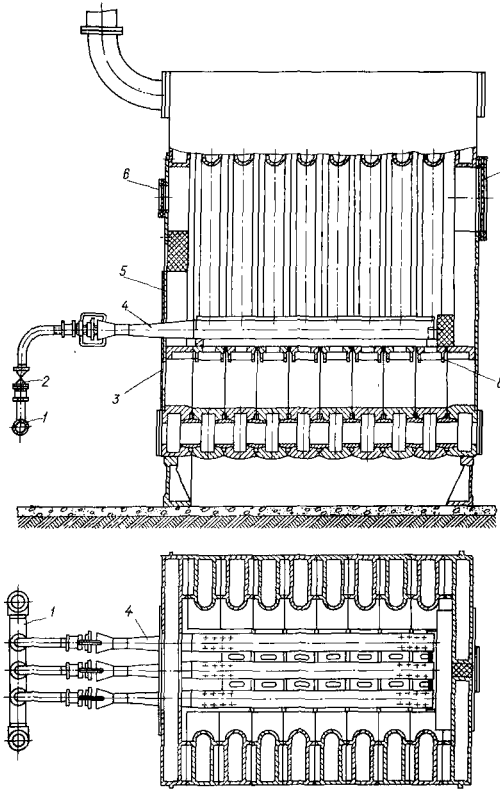


Рис. 13.10. Установка на котле Стреля многофакельных инжекционных горелок с $\alpha_1 < 1$.

1 — газовый коллектор; *2* — кран; *3* — отверстие для подачи вторичного воздуха с раздвижными шторками; *4* — многофакельная инжекционная горелка; *5* — фронтовое устройство; *6* — смотровое окно; *7* — предохранительный взрывной клапан; *8* — колосниковая решетка.

ТАБЛИЦА 13.2

Основные технические характеристики секционных отопительных котлов

Котел	Число секций	Площадь поверхности нагрева, м²			Габаритные размеры, м			Удельный теплосъем, кВт/м²	Расход газа, м³/ч
		котла	средней секции	передней (задней) секции	Длина	Ширина	Высота		
Стребеля (большая модель)	8	11	1,5	1,0	1,08	0,90	1,62	8	12
	10	14			1,33				15
	12	17			1,59				18
Стрела (большая модель)	8	15,5	2,2	1,15	0,97	0,90	1,70	8	17
	10	19,9			1,22				22
	12	24,3			1,47				27
НРч	22	25	1,13	1,21	1,85	2,38	2,63	10,0	38
	30	34			2,41				50
	38	43			2,94				66
«Универсал»	12	12,4	1,1	0,9	1,22	1,49	1,81	9	16
	20	21,2			1,72				28
	28	30,0			2,22				38
«Универсал-3»	14	18,2	1,4	1,0	0,85	1,50	1,86	9	24
	22	29,4		(1,1)	1,35				39
	30	40,6			1,85				54
	34	46,2			2,10				61
«Универсал-4»	14	21,4	1,7	1,0	0,85	1,55	1,88	9	28
	22	35,0		(1,2)	1,35				46
	30	48,6			1,85				64
	34	55,4			2,10				73
«Универсал-5»	14	15,2	1,12	0,9	0,98	2,06	1,91	14	25
	22	24,2		(1,1)	1,24				41
	30	33,1			1,74				55
«Универсал-6»	18	19,8	1,1	1,1	1,12	1,97	2,03	12	33
	26	28,6			1,62				50
	34	37,4			2,12				62
«Энергия-3»	18	36,8	2,3	1,15	1,82	2,95	2,63	10	52
	26	55,2			2,34				78
	34	73,6			2,88				104
«Энергия-6»	20	27,9	1,55	0,77	1,69	2,46	2,39	12	46
	28	40,3			2,22				68
	36	52,7			2,75				87
МГ-2 (Старый Оскол)	18	34,2	1,9	—	1,97	2,06	2,00	10	48
	26	49,4			2,53				70
	34	64,6			3,09				90
МГ-2 (Киев)	18	35,2	1,96	—	1,76	2,13	2,24	11,5	52
	26	51,0			2,38				75
	34	66,6			2,88				98
МГ-2Т	16	38,4	2,4	—	1,87	2,63	2,48	11,5	55
	22	52,8			2,40				77
	30	72,0			2,94				102
«Искитим-1»	22	35,0	1,73	0,9	1,88	2,66	2,63	11,5	51
	30	48,5			2,41				70
	38	62,5			2,94				91
«Отопитель-1»	20	32,0	1,78	0,89	1,78	2,71	2,61	12	54
	28	46,0			2,35				79
	36	60,2			2,91				103

Котел	Число секций	Площадь поверхности нагрева, м²			Габаритные размеры, м			Удельный теплосъем, кВт/м²	Расход газа, м³/ч
		котла	средней секции	передней (задней) секции	Длина	Ширина	Высота		
«Огонь»	8	11,2	1,4	—	1,25	1,82	1,97	10	16
	16	22,4			1,75				31
	24	33,6			2,25				47
«Пламя»	24	37	1,5	1,75	1,81	2,06	2,60	10	52
	32	49			2,34				70
	40	61			2,87				87
Ча-1	20	46,8	2,6	1,3	1,65	3,09	2,56	12	80
	28	67,6			2,21				112
	36	88,4			2,77				150
АВ-2	20	27,0	1,44	0,94	1,59	2,04	2,13	12	45
	28	38,5		(1,02)	2,13				65
	36	50,0			2,68				84
«Нерис-С»	14	9,0	0,75	0,375	0,92	0,90	1,33	9	12
	22	15,0			1,44				20
	30	21,0			1,96				27
«Нерис-D»	20	28,0	1,5	1,0	1,47	1,49	1,68	10	40
	28	40,0			2,04				58
	36	52,0			2,60				74
Э5-Д1	22	34,1	1,56	1,5	1,76	2,47	2,30	12	57
	30	46,6			2,32				79
	38	59,1			2,50				98
Э5-Д2	22	34,1	1,56	1,5	1,80	2,48	2,30	12	57
	30	46,6			2,35				79
	38	59,1			2,85				98
«Тула-1»	16	43,2	2,7	—	1,69	2,85	2,28	10	59
	22	59,4			2,21				82
	30	81,0			2,74				111
«Тула-3»	18	28,1	1,56	—	1,71	2,31	2,36	12	49
	26	40,6			2,25				70
	34	55,0			2,8				92
КЧ-2	22	24,2	1,1	1,1	1,52	2,07	2,10	12	40
	32	35,2			2,06				58
	40	44,0			2,60				72
КЧ-3	20	29,6	1,55	1,3	1,52	2,46	2,39	12	48
	28	42,0			2,06				68
	36	54,4			2,60				88
«Минск-1»	18	20,0	1,25	0,625	1,82	2,32	2,76	16	44
	26	30,0			2,36				64
	34	40,0			2,89				94
«Факел»	20	36	1,8	—	2,30	0,91	2,00	22	108

Примечания. 1. Теплота сгорания природного газа 35,6 МДж/м³. 2. КПД котлов Стреля и Стребеля 75, «Минск-1» 85, «Факел» 87, остальных котлов 83%. 3. Котлы «Универсал-5М», «Универсал-6М», «Энергия-3М», не включенные в таблицу, имеют такие же площади поверхности нагрева, как и аналогичные котлы без индекса М.

вторичного воздуха регулируют с помощью заслонки на поддувальном отверстии шибера (в газоходе) или в результате разрежения в топке. Такое переоборудование котлов обеспечивает равномерный обогрев секций котла, исключает соприкосновение пламени с холодными поверхностями нагрева, имеет достаточный диапазон изменения нагрузки, способствует полному сжиганию газа с минимальной концентрацией вредных веществ в продуктах сгорания и работает практически бесшумно.

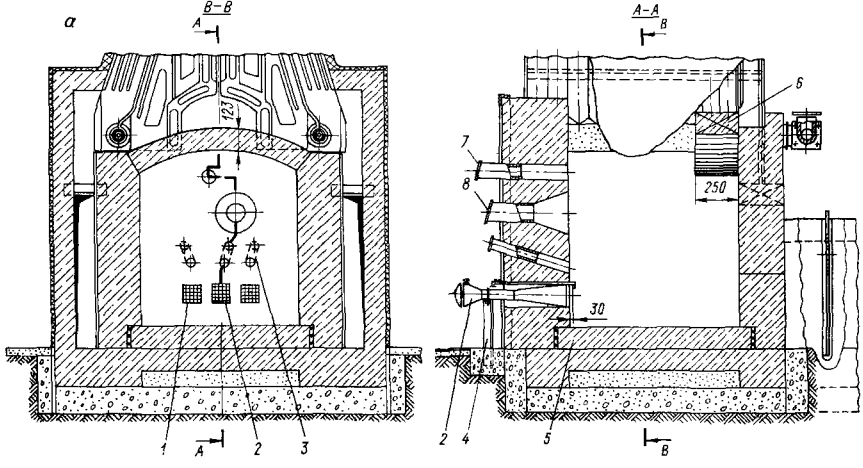
Варианты применяемого газового оборудования чугунных секционных котлов с площадью поверхности нагрева от 20 до 90 м² приведены на рис. 13.11. Для сжигания газа среднего давления на котлы устанавливают горелки с $\alpha_1 > 1$ типа ИГК (рис. 13.11, *а*). Мосгазниипроект рекомендует горелки двух модификаций: ИГК-1-15 (старое обозначение ИГК-25М) и ИГК-1-35 (ИГК-60М), которые устанавливают в поддувальной части топки котла с фронта. Колосниковую решетку демонтируют. Сжигание газа осуществляют в керамической топке, обеспечивающей хорошее равномерное распределение тепловых потоков на секционные поверхности нагрева котла.

При необходимости иметь резервное твердое топливо колосниковая решетка котла сохраняется. Для предохранения от пережога при работе на газовом топливе и недопущения неорганизованной подачи воздуха колосниковую решетку покрывают двумя слоями листового асбеста толщиной 6—8 мм и поверх их кладкой из ряда огнеупорного кирпича. Инжекционные горелки среднего давления с $\alpha_1 > 1$ также устанавливают с фронта котла, но над защищенной колосниковой решеткой. Однако при таком переоборудовании, когда факел развивается около поверхностей секций, имеет место неравномерное распределение тепловых потоков на поверхности нагрева, что приводит к перегреву отдельных секций котла, особенно при отсутствии предварительной химической водоочистки (химводоочистки) питательной воды.

Переоборудование секционных котлов на применение инжекционных горелок с $\alpha_1 > 1$ имеет ряд преимуществ: отпадает необходимость в установке дутьевого вентилятора и воздуховодов, проще автоматика, используют газопроводы меньших диаметров.

Опытно-промышленная эксплуатация секционных котлов с установкой с фронта блочных инжекционных горелок типа БИГ обеспечивает дополнительные преимущества: малогабаритность, простоту розжига и наблюдения за процессом горения, простоту обвязки газопроводов.

При подаче в котельную газа низкого давления по рекомендации Мосгазниипроекта прибегают к переоборудованию на газовое топливо котлов, устанавливая с фронта горелки типа *ГГВ* с принудительной подачей воздуха (рис. 13.11, *б*). Колосниковую решетку демонтируют, горелки устанавливают на уровне поддувального отверстия. Такая компоновка горелки в топке обеспе-


а
В–В
А
А–А
В
123
250
30
1
2
3
4
5
6
7
8

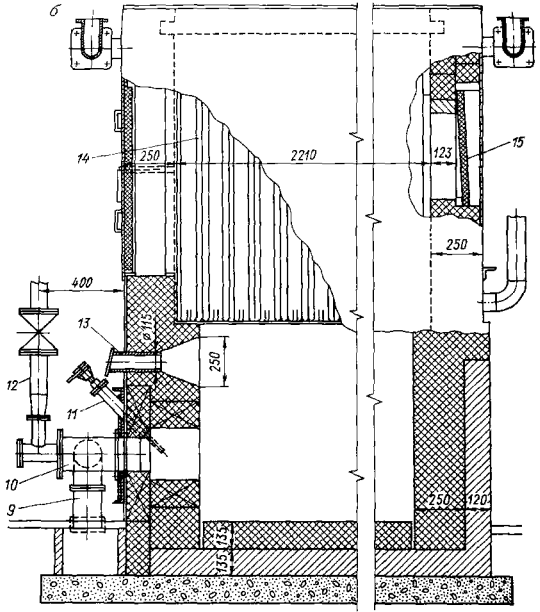


Рис. 13.11. Газовое оборудование чугунных секционных котлов.

а — установка горелок типа *ИГК* в топке котла «Универсал-6»; *б* — установка горелки типа ГГВ на котле «Тула-3»; *1* — горелка ИГК-1-25 (ИГК-25М); *2* — горелка ИГК-1-35 (ИГК-60М); *3* — запальное отверстие; *4* — *подставка* под горелки; *5* — под из огнеупорного кирпича; *6* — выравнивающий свод из огнеупорного кирпича; *7* — *камера контроля* разрежения; *8* — смотровое окно; *9* — воздуховод; *10* — горелка типа ГГВ; *11* — контрольный электрод; *12* — газопровод; *13* — смотровая труба; *14* — секции котла; *15* — *предохранительный* парывной клапан. При установке только ИГК-25М $H = 320$ и $l = 275$ мм; при установке ИГК-60М или совместной ИГК-25М и ИГК-60М $H = 335$ и $l = 625$ мм.

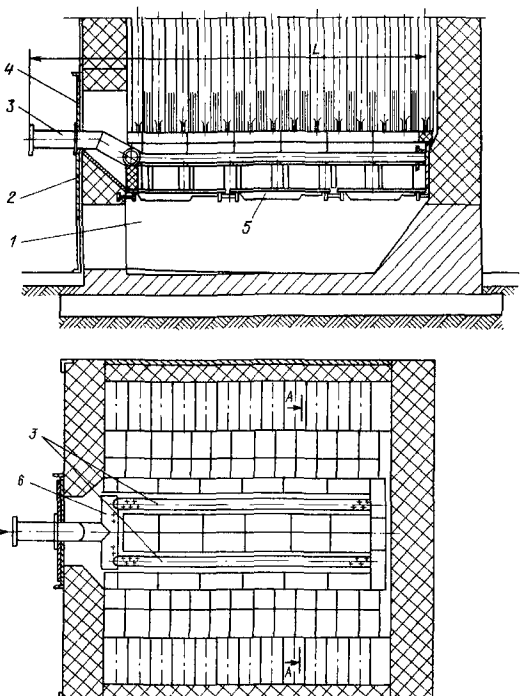


Рис. 13.12. Установка двухтрубной горизонтальной щелевой диффузионной (подовой) горелки в топке секционного чугунного котла.

1 — поддувальное пространство; *2* — фронтовой лист; *3* — горелка; *4* — смотровое окно; *5* — колосниковая решетка; *6* — поперечный патрубок; *7* — кладка из огнеупорного кирпича.

чивает равномерное распределение тепловых потоков и длительную безаварийную работу котла.

Для быстрого приема в короткие сроки больших количеств газа рядом проектных организаций [Укргипроинжпроект (ныне Укрниинжпроект), Ленгипроинжпроект и др.] были разработаны простые и безопасные решения по переоборудованию секционных котлов. Так появились горизонтально-щелевые диффузионные (подовые без дутья) и форкамерные горелки (рис. 13.12). Эти горелки могут быть изготовлены даже в небольшой механической мастерской. Подробное описание этих горелок и их технические характеристики приведены в гл. 12. Следует отметить, что по технико-экономическим показателям (повышенный коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1{,}2 \div 1{,}4$; длинный факел) эти горелки не рекомендуются к широкому использованию. Однако, учитывая, что большое число секционных котлов переоборудовано на сжигание газа, и на них установлены не проходившие государственных испытаний подовые и форкамерные горелки, в соответствии с разъяснениями ВНПО Союзпромгаз их эксплуатация на действующих котлах допускается, поэтому авторы сочли целесообразным привести в книге особенности этих горелок и требования к ним.

Подача воздуха в огневую щель подовой горелки осуществляется за счет разрежения в топке, которое должно быть не ниже 20 Па при ручном управлении и 30 Па при автоматическом регулировании с установкой пропорционирующих клапанов. Коллектор газовой горелки должен быть установлен строго по оси огневой щели. Даже небольшая деформация (искривление) перфорированного коллектора, перемещение его к одной из сторон щели или же засорение отверстий колосниковой решетки приводят к неравномерной подаче воздуха, увеличению длины факела и образованию коптящих языков пламени, приводящих к неполноте сгорания и образованию сажи.

При снижении давления газа перед горелкой (ниже 500 Па) ухудшается смесеобразование и появляются продукты неполного сгорания. Для устранения неполноты сгорания необходимо значительно увеличивать подачу воздуха. Поэтому для повышения диапазона изменения тепловой мощности горелки нелесообразно принимать номинальное давление газа перед ней не менее 2000 Па.

Форкамерные горелки обеспечивают частичную подачу необходимого для горения воздуха за счет инжекционной способности газовых струй, вытекающих в каналы (смесители) специальной кладки из огнеупорного кирпича (см. рис. 12.62). При строгом совмещении осей сопел горелки с осями каналов высота пламен над кладкой 0,8—1,2 м. Остальной воздух в зону горения через эти же каналы поступает за счет разрежения в топке (аналогично проходит подача газа подовым горелкам без дутья). Смещение сопел приводит к уменьшению инжекционной способности горелки и к увеличению длины факела.

ТАБЛИЦА

Основные технические характеристики котлов ДКВР при работе на газовом топливе

Котел	Паропроизводительность, т/ч	Расход природного газа, м³/ч	КПД	Площадь поверхности нагрева, м²		
				общая	радиационная	конвективная
ДКВР-2,5-13	3,75	280	90,1	74,7	16,7	58,0
ДКВР-4-13	6,00	446	90,6	120,0	21,0	99,0
ДКВР-6,5-13	9,75	721	91,8	198,0	27,0	171,0
ДКВР-10-13	15,00	1105	91,3	251,6	9,6	202,0
ДКВР-20-13	28,00	2060	92,1	360.7	59,7	301,0

13.9. ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ВЕРТИКАЛЬНО-ВОДОТРУБНЫХ И ДРУГИХ ТИПОВ КОТЛОВ

Одними из наиболее распространенных в промышленности, городском и сельском хозяйстве являются котлы ДКВР с естественной циркуляцией (двухбарабанные вертикально-водотрубные реконструированные) (табл. 13.3). Максимальное рабочее давление пара 1,3 МПа. Котлы допускают компоновку с различными топочными устройствами для сжигания бурых и каменных углей, фрезерного торфа, древесных отходов, мазута и газа.

Выбор варианта переоборудования котлов ДКВР на газовое топливо во многом зависит от того, какое топливо остается резерв-

ТАБЛИЦА

Установочные размеры газовых горелок на котлах ДКВР (при резервном твердом топливе)

Котел	Горелка		Размеры, мм					
	тип	число	*Н*	*А*	*Б*	*Б*	*Ж*	*К*
Вертикальные щелевые горелки								
ДКВР-2,5-13	2	2	600	780	—	—	350	420
ДКВР-4-13	1	4	600	440	800	—	350	520
ДКВР-6,5-13	3	4	700	360	800	—	350	520
ДКВР-10-13	4	4	1000	595	650	—	350	570
ДКВР-20-13	5	6	1000	1120	1040	1055	600	670
Горелки типа БИГ								
ДКВР-2,5-13	БИГ-1-18	2	1236	780	—	—	—	—
ДКВР-4-13	БИГ-1-14	4	964	440	800	—	—	—
ДКВР-6,5-13	БИГ-1-16	6	1100	360	800	570	—	—
ДКВР-10-13	БИГ-1-23	6	1576	595	650	570	—	—

ным: твердое или жидкое. При резервном твердом топливе должна быть сохранена слоевая топка с колосниковой решеткой. Фронт котла занят пневмомеханическими забрасывателями (ПМЗ), бункерами и другими устройствами для подачи твердого топлива. Переход с основного газового топлива на резервное твердое может быть осуществлен при условии сохранения всех этих устройств.

Газовые горелки устанавливают на боковых стенках топки котла. Для этих целей Ленгипроннжпроектом разработаны специальные малогабаритные газовые горелки с узким устьем, устаиовка которых обеспечивает сохранение экранов или демонтаж минимального числа труб, а также не перекрывает проходы между котлами. Применяют газовые горелки двух типов:

— *горизонтальные щелевые с принудительной подачей воз*духа (см. рис. 12.47) для низкого давления газа;

— блочные инжекционные с $\alpha_1 > 1$ типа БИГ (см. рис. 12.8) для среднего давления газа.

На рис. 13.13 показаны варианты переоборудования иа газовое топливо котлов ДКВР при резервном твердом топливе (табл. 13.4).

Для установки вертикальных щелевых горелок на котлах ДКВР-4-13 и ДКВР-6,5-13 (рис. 13.13, *а*) вырезают две экранные трубы: по одной с каждой стороны топки. На котлах ДКВР-2,5-13 и ДКВР-10-13 трубы не вырезают, а используют увеличенные разрывы между экранами. Для котлов ДКВР-20-13 приходится делать небольшую реконструкцию экранных труб: перевести на другие места четыре рециркуляционные трубы и развести восемь экранных труб.

Вертикальная щель (туннель) шириной 80, длиной 250 мм и высотой H (табл. 13.4), которая выкладывается в обмуровке котла, нагревается до 1200 °С и обеспечивает устойчивую стабилизацию пламени во всем диапазоне изменения рабочей нагрузки котла. Розжиг и наблюдение за горением осуществляется через специальные устройства (гляделки), смонтированные на передней стенке горелки. Для удобства профилактического осмотра и ремонта горелки, для закладки щели кирпичом при переходе на резервное твердое топливо передняя стенка горелки крепится на болтах и может быть легко снята. Горелки работают практически бесшумно, легко разжигаются, регулируются и обеспечивают сжигание газа в топке котла без химического недожога при малых коэффициентах избытка воздуха.

При работе на газовом топливе необходимо сохранить все оборудование и все устройства для подачи и сжигания резервного твердого топлива, обеспечить по возможности быстрый переход с одного вида топлива на другой. Колосниковую решетку для предотвращения пережога (перегрева) засыпают слоем битого шамотного кирпича толщиной 200—300 мм, а каналы пневмомеханического забрасывателя (ПМЗ) со стороны топки и шуровочных лючков закрывают огнеупорной кладкой без перевязки. При

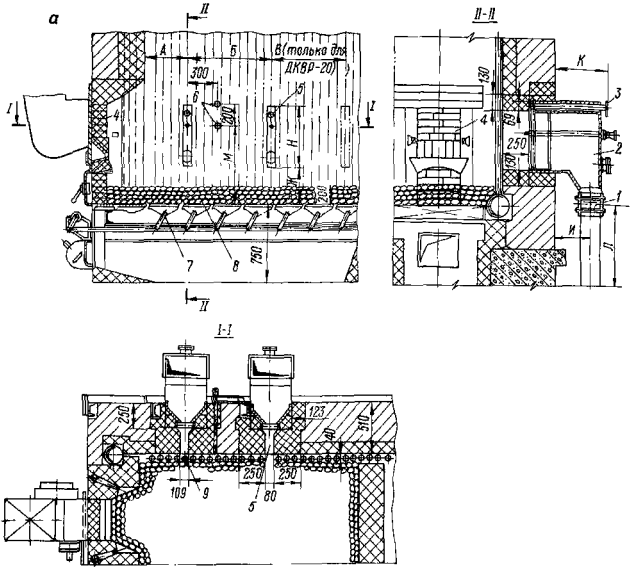
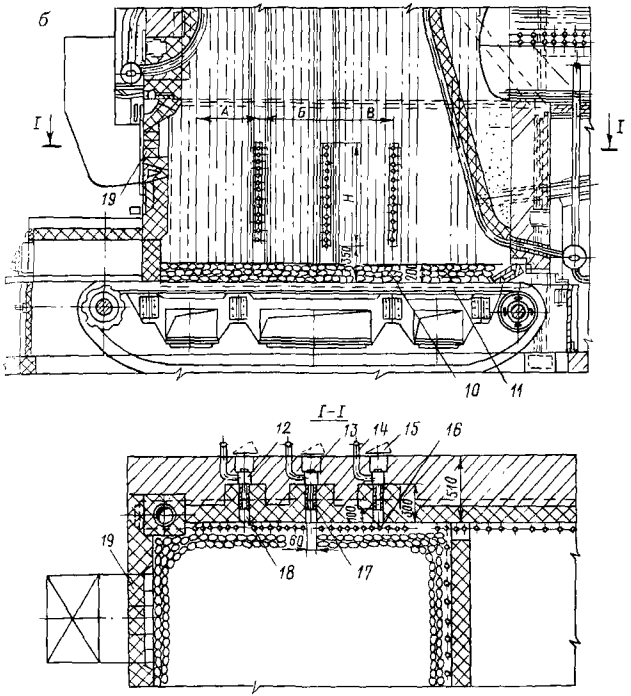


Рис. 13.13. Газовое оборудование котлов ДКВР

а — установка вертикальных щелевых горелок; *б* — установка блочных инжекционных *3* — газопровод; *4* — защитная стенка из огнеупорного кирпича; *5* — вертикальная битый шамотный кирпич; *9* — демонтируемые экранные трубки; *10* — засыпка из огне ниша в обмуровке топки; *14* — газопровод к горелке; *16* — открывающиеся прозрачные зирующий туннель; *19* — стенка из огнеупорного

переходе на резервное топливо эту защиту убирают, а вертикальные щели горелок закрывают огнеупорным кирпичом, предохраняя неработающие горелки от перегрева и уменьшения неорганизованного подсоса воздуха.

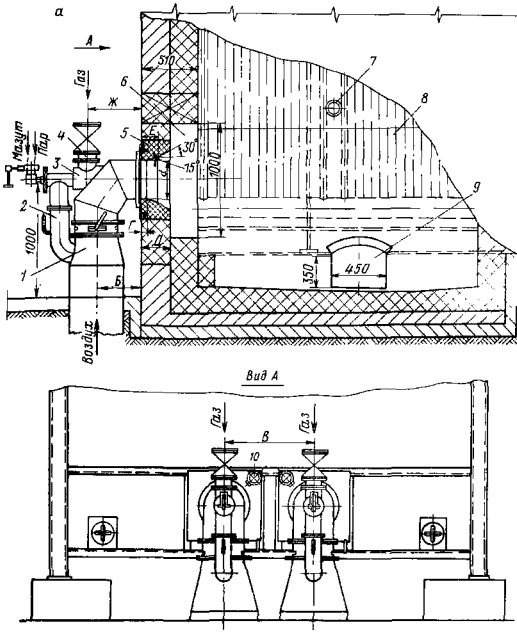
При работе на среднем давлении газа, когда в газопроводе перед котлами может постоянно поддерживаться давление не менее



при работе на резервном твердом топливе.

горелок с $\alpha_1 > 1$ типа БИГ; *1* — воздушный шибер; *2* — вертикальная щелевая горелка; щель; *6* — трубка для измерения разрежения в топке; *7* — колосниковая решетка; *8* — упорного кирпича; *11* — колосниковая решетка; *12* — горелка БИГ; *13* — вертикальная шторки; *16* — вырезаемые экранные трубки; *17* — огнеупорная набивка; *18* — стабилизи-кирпича, защищающая ПМЗ от перегрева.

90 кПа, целесообразно применять для котлов ДКВР (при резервном твердом топливе) инжекционные горелки с $\alpha_1 > 1$ типа БИГ, установка которых аналогична установке вертикальных щелевых горелок (рис. 13.13, *б*). Такое переоборудование значительно проще рассмотренного ранее: отсутствуют воздуховоды и дутьевой вентилятор, горелки БИГ целиком монтируют в стенке котла,



они не выступают за габаритные размеры котла, имеют более простую автоматику. Розжиг горелок БИГ и наблюдение за их горением можно осуществлять через смесители. Эти горелки, как и все инжекционные, работающие на газе среднего давления, создают аэродинамические шумы (меньше предельно допустимой нормы 85 Дб), которые можно значительно уменьшить, установив перед горелками звукопоглощающие экраны (щиты). Стабилизация пламени горелок БИГ обеспечивается вертикальной огневой щелью (туннелем) шириной 60, длиной 100 мм и высотой H_1 (табл. 13.4). Защиту топки при переоборудовании котлов ДКВР с установкой горелок типа БИГ выполняют аналогично таковой для вертикальных щелевых горелок.

При работе котлов ДКВР на резервном жидком топливе используют камерные топки, а при сжигании в них газового и жид-

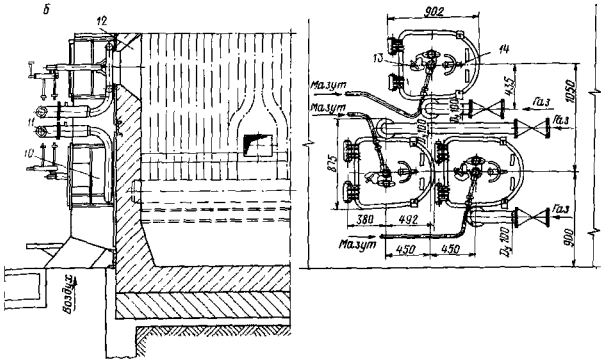


Рис. 13.14. Газовое оборудование котлов ДКВР на резервном жидком топливе.

а — установка газомазутных горелок ГМГ; б — то же, газомазутных горелок ГМГБ на котле ДКВР-20-13. 1 — воздуховод вторичного воздуха; 2 — то же, первичного воздуха; 3 — горелка ГМГ; 4 — подводящий газопровод; 5 — горелочный туннель; 6 — амбразура; 7 — смотровой люк; 8 — защитная стенка из шамотного кирпича; 9 — лаз; 10 — горелка ГМГБ-5,6; 11 — газопровод; 12 — конический туннель; 13 — окно для установки ЗЗУ; 14 — рычаг поворота лопаточного завихрителя.

кого топлива — комбинированные газомазутные горелки, которые устанавливают с фронта котла. Наиболее применимы горелки ГМГм (см. рис. 12.40, табл. 13.5), установка которых на котлах ДКВР показана на рис. 13.14 *а*. Кроме того, на котлах ДКВР устанавливали и другие газомазутные горелки (ГМГ, НГМГ, кольцевые и др). Применение горелок ГМГм позволяет осуществлять быстрый переход с газового топлива на резервное жидкое и обратно без каких-либо переделок в топке.

Тепловая мощность горелки ГМГм регулируется путем изменения расхода газа и вторичного воздуха. Подача первичного воздуха, расход которого составляет ~15% от общего, при изменении расхода газа остается постоянной. Трубопровод для подвода воздуха к горелке должен иметь сечение, в 1,5—2 раза превышающее сечение патрубка вторичного воздуха горелки. При работе на газе целесообразно во избежание перегрева форсунку удалять, а канал закрывать заглушкой.

Переоборудование на газовое топливо котла ДКВР-20-13 с тремя газомазутными горелками ГМГБ-5,6 (см. рис. 12.43) показано на рис. 13.14, *б*. Горелки устанавливают с фронта в общем коробе по которому воздух, необходимый для горения, подают ко всем горелкам от дутьевого вентилятора.

Пуск котлов ДКВР на мазуте при холодной топке рекомендуется производить за счет розжига газа, дизельного топлива или

ТАБЛИЦА 1.

Основные установочные размеры горелок ГМГм на котлах ДКВР

Котел	Горелка		Размеры, мм						
	Тип	Число	Ж	Б	В	Г	Д	Е	а
ДКВР-2,5-13	ГМГ-1,5м	2	325	280	550	50	250	125	244
ДКВР-4-13	ГМГ-2м	2	325	280	550	60	250	150	267
ДКВР-6,5-13	ГМГ-4м	2	445	390	800	80	320	200	365
ДКВР-10-13	ГМГ-5м	2	445	390	800	80	320	250	369

керосина. При отсутствии такой возможности вначале растапливают дровами, а когда горение станет устойчивым и топка разогреется, можно переходить на мазут.

На смену котлам ДКВР разработаны и выпускаются промышленностью котлы серии Е при рабочем давлении в барабане до 1,4 МПа (асб.): для работы на газе и мазуте котлы типа ДЕ паропроизводительностью 4,0; 6,5; 10; 16; 25 т/ч; для работы на твердом топливе типа КЕ паропроизводительностью 2,5; 4; 6,5; 10; 25 т/ч. Топочная камера котлов ДЕ целиком экранирована и размещена сбоку от конвективного пучка. Ширина топочной камеры одинакова для всех котлов (1790 мм), длина же изменяется в зависимости от номинальной паропроизводительности котла.

Вертикально-водотрубный котел Е-1/9-1г состоит из двух барабанов (верхнего и нижнего), топочных экранов и кипятильного пучка. В комплект заводской поставки входят котел в облегченной обмуровке и стальной обшивке, топочное и газогорелочное устройства, система автоматики, дымосос и дутьевой вентилятор, питательный насос, трубопроводы и арматура площадки для обслуживания и обдувочное устройство.

Техническая характеристика котла Е-1/9-1г

Паропроизводительность, т/ч	1
Давление пара, МПа	0,9
Площадь поверхности нагрева, м^2	30
Расход газа, м^3/ч, при номинальной тепловой мощности	100
КПД, %	80
Габаритные размеры, мм:	
длина	3585
ширина	2470
высота	2874
Масса котлоагрегата, кг	5500

Котел Е-1/9-1г (рис. 13.15) оборудован топочной камерой и предназначен для работы на газовом топливе. Горелка типа Г-1,0 устанавливается с фронта котла в конической амбразуре из жаростойкого бетона. Котел имеет блочную компоновку и оснащен дутьевым вентилятором типа Ц-13-50-2 и дымососом типа Д-3,5. Топка котла должна работать под разрежением. При необходимости перевода котла на жидкое топливо (ТПБ — печное быто-

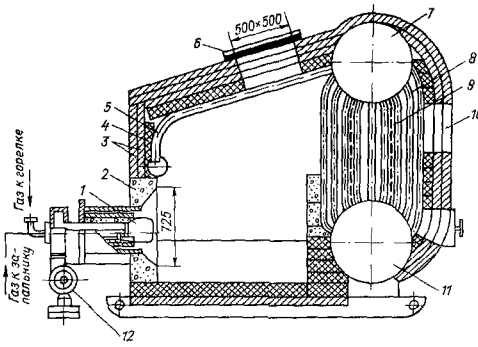


Рис. 13.15. Вертикально-водотрубный двухбарабанный котел Е-1/9-1Г.
1 — газовая горелка Г-1,0; *2* — коническая амбразура; *3* — вулканит или совелит; *4* — огнеупорный кирпич; *5* — потолочный экран; *6* — предохранительный взрывной клапан; *7* — верхний барабан; *8* — конвективный пучок труб; *9* — перегородки из жаростойкой стали; *10* — канал для отвода продуктов сгорания; *11* — нижний барабан; *12* — дутьевой вентилятор.

вое, дизельное, соляровое масло) газовая горелка демонтируется, а на ее место устанавливается форсунка типа Ф-1,0, работающая при давлении жидкого топлива 1,0—1,2 МПа и воздуха 900—1100 Па.

Горелка с принудительной подачей воздуха типа Г-1,0 (рис. 13.16) имеет две трубы для подвода газа: основную (76 × × 3,5 мм) для обеспечения паропроизводительности котла и запальную (10×2) для розжига и стабилизации горения. Запальная трубка смонтирована по оси внутри основной, имеет открытый торец, через который в горелку поступает газ. Подача газа к запальной трубке осуществляется от отдельного газопровода с блоком соленоидов автоматики. Конец основной трубы завареи заглушкой, а для выхода газа по периферии трубы имеются три ряда отверстий.

Смешение газа с воздухом осуществляется предварительно внутри горелки и заканчивается в расширяющемся конусе. Горелка имеет два электрода: один для зажигания газа, вытекающего из запальной трубки, второй для контроля наличия пламени. При подаче высокого напряжения на первый электрод между электродом и корпусом горелки возникает искра, которая и поджигает газ. Устойчивость запального пламени обеспечивает стабилизирующий диск. Если контрольный электрод омывается пламенем, то подается сигнал на подачу газа к основной горелке. Горение газа начинается в расширяющемся конусе, а стабилиза-

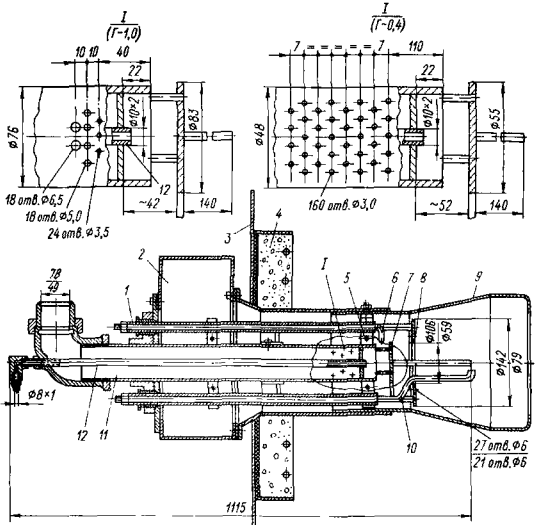


Рис. 13.16. Горелки Г-1,0 и Г-0,4.

1 — фарфоровые трубки; *2* — воздушный короб; *3* — фронтовой лист; *4* — теплоизоляция; *5* — хомуты для крепления электродов; *6* — электрод для розжига запальной горелки; *7* — стабилизирующий диск запальной горелки; *8* — шайба для стабилизации факела горелки; *9* — конический смеситель; *10* — контрольный электрод; *11* — основная труба для подачи газа; *12* — запальная труба.

ция факела обеспечивается за счет постоянного пламени запальной горелки и специальной шайбы.

Горелка Г-1,0 в соответствии с применяемой системой автоматики работает в двухпозиционном режиме с изменением тепловой мощности на 100 и 40% от номинального расхода газа.

Техническая характеристика горелки Г-1,0

Номинальная тепловая мощность, кВт	980
Номинальный расход природного газа, м³/ч	100
Номинальное давление, Па:	
газа	1500—1800
воздуха	1400—1500

Вертикально-цилиндрические малометражные котлы Е-1-9Г и Е-0,4-9Г (рис. 13.17) паропроизводительностью соответственно 1 (площадь поверхности нагрева 17,1 м²) и

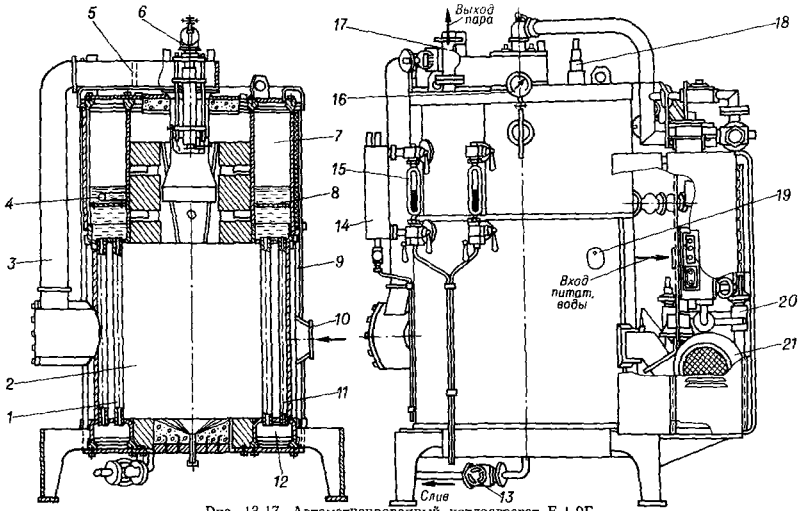


Рис. 13.17. Автоматизированный котлоагрегат Е-1-9Г.

1 — экранные трубы; *2* — топочная камера; *3* — воздуховод горячего воздуха; *4* — питательная труба; *5* — воздушный регистр; *6* — газовая горелка Г-1,0 или Г-0,4; *7* — верхний кольцеобразный коллектор; *8* — пароопределительная решетка; *9* — наружная обшивка; *10* — подвод воздуха от вентилятора; *11* — труба поверхности нагрева; *12* — нижний кольцеобразный коллектор; *13* — спускной вентиль; *14* — уровнемерная колонка; *15* — водоуказательные приборы; *16* — манометр; *17* — главный паровой вентиль; *18* — предохранительный клапан; *19* — гляделка; *20* — питательный насос; *21* — дутьевой вентилятор.

ТАБЛИЦА 13.6

Основные технические характеристики котлов ПТВМ

Показатель	ПТВМ-30М	ПТВМ-50	ПТВМ-100
Компоновка котла	П-образная	Башенная	
Теплопроизводительность, МВт	40—46,5	58	116
Топливо		Мазут—газ	
Расход воды, т/ч:			
пиковый режим	500	1200	2140
основной режим	440	625	1250
Площадь поверхности нагрева, м²:			
радиационная	129	138	224
конвективная	693	1110	2960
Число горелок	6	12	16
Номинальный расход газа через горелку, м³/ч	660	660	900
Номинальное давление:			
газа, кПа		25	
мазута, МПа		1,6—1,8	
Габаритные размеры, м	4,73×5,03	5,16×5,18	6,9×6,9
КПД, %	93,8	92,3	93,4
Температура уходящих газов, °С	120	150	100
Масса металлической части, т	54,3	109,0	189,5

0,4 т/ч (7,4 м³) с рабочим давлением пара 0,9 МПа состоят из верхнего и нижнего кольцеобразных коллекторов, в которые ввальцованы вертикальные трубки.

Горелки типа Г-1,0 (котел Е-1-9Г) или Г-0,4 (котел Е-0,4-9Г) устанавливают в верхней части котла. Воздух, необходимый для горения, подают вентилятором Д-2,7 через кольцевой канал, расположенный между внутренней жаростойкой стенкой топки и наружной обшивкой, и далее по воздуховоду в горелку. В канале воздух за счет теплоты продуктов сгорания нагревается и, кроме того, обеспечивает тепловую изоляцию котла. Топка котла работает с наддувом. В рабочем режиме в ней поддерживается давление 200—500 Па. Дымовые газы из топочной камеры отводят по кольцевому газоходу двумя потоками в противоположные стороны и удаляют по общему дымоходу котла в дымовую трубу.

Техническая характеристика вертикально-цилиндрических малометражных котлов

	Котел Е-1-9Г	Котел Е-0,4-9Г
Расход природного газа, м³/ч	90	36
Температура уходящих газов, °С	250—270	
Коэффициент избытка воздуха	1,15—1,20	
Давление газа перед клапанами автоматики, Па	1300—1800	
Расчетный КПД, %	86	
Масса, кг	2700	1650

Котел поставляется комплектно с системой автоматики, питательным насосом, вентилятором, газовой горелкой и арматурой.

Котлы пиковые теплофикационные водогрейные газомазутные ПТВМ предназначены для покрытия пиковых тепловых нагрузок, а также могут быть использованы в качестве основного источника теплоснабжения в отопительных котельных. Котлы ПТВМ работают и на мазуте, и природном газе (табл. 13.6).

Котлы башенного типа (ПТВМ-50 и ПТВМ-100) обычно имеют полуоткрытую установку. До отметки 6—7 м их размещают в помещении котельной, верхнюю часть котла — вне помещения. В помещении же размещают горелочные устройства, арматуру, автоматику и дутьевые вентиляторы. Это снижает затраты на строительство здания котельной и создает удобство для ремонта в летнее время.

Топочная камера котла ПТВМ-50 (рис. 13.18) размером в плане 4160×4180 мм полностью экранирована стальными трубами (60×3 мм с шагом 64 мм). Над ней расположены конвективные поверхности нагрева, которые выполнены из труб (28×3 мм) в виде U-образных ширм, установленных таким образом, что трубы образуют пучок с шагом 64 и 33 мм. После топки дымовые газы омывают трубы конвективных ширм в поперечном направлении снизу вверх. Котел работает по прямоточной схеме.

Плотное экранирование позволило иметь легкую надтрубную обмуровку толщиной 112 мм, состоящую из нескольких слоев: плетеной металлической сетки со слоем шамотобетона (20 мм), матраца из минеральной ваты (80 мм), магнезиальной штукатурки (10 мм), крафт-бумаги и тонкого слоя газонепроницаемой обмазки.

Котел работает на естественной тяге, для чего над ним устанавливают металлическую трубу, непосредственно опирающуюся на каркас котла, или котел подключают к отдельно стоящей железобетонной или кирпичной дымовой трубе.

Котел ПТВМ-50 оборудован 12 газомазутными горелками (по 6 горелок на каждой стороне) с индивидуальными дутьевыми вентиляторами типа Ц-13-50 № 4. Горелки расположены в два яруса, причем одна или две горелки нижнего яруса с каждой стороны котла являются растопочными и имеют зажигающее устройство, которое установлено непосредственно над горелкой. Другие горелки этого яруса разжигаются от факела работающих растопочных горелок. Конструкция горелок обеспечивает периферийный подвод газа и механическое распыливание мазута (рис. 13.19). Газ поступает из кольцеобразной камеры через два ряда отверстий под углом 90° к потоку воздуха. Воздух к горелке подается от индивидуального вентилятора и закручивается в ней лопаточным регистром предварительно, до встречи с газовыми струями. Равномерное распределение газа в воздушном потоке и тангенциальное движение воздуха обеспечивают хорошую подготовку газовоздушной смеси. Цилиндрический туннель-стабилизатор длиной около 390 мм вы-

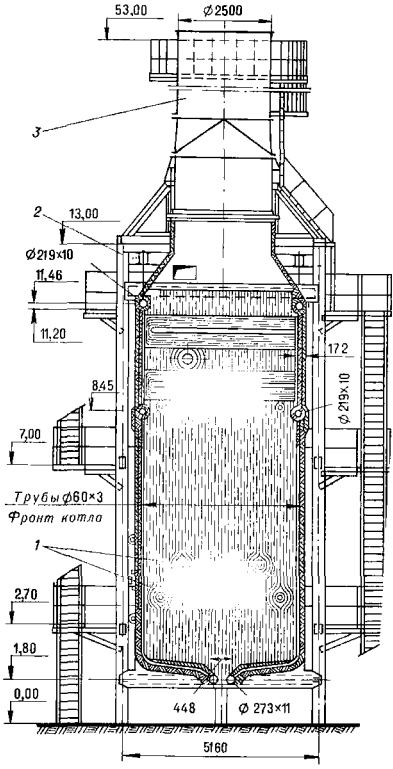
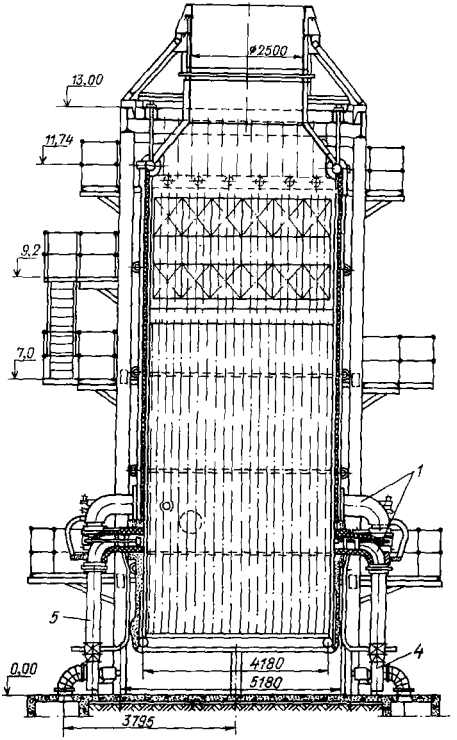


Рис. 13.18. Котел

1 — газомазутные горелки; *2* — каркас котла; *3* — дымовая

ступает в топку за пределы экранных труб и предохраняет их от перегрева от факела горелки.

При работе на газовом топливе во избежание перегрева мазутную форсунку целесообразно демонтировать. Размеры, приведенные на рис. 13.19, принимают следующими, мм:

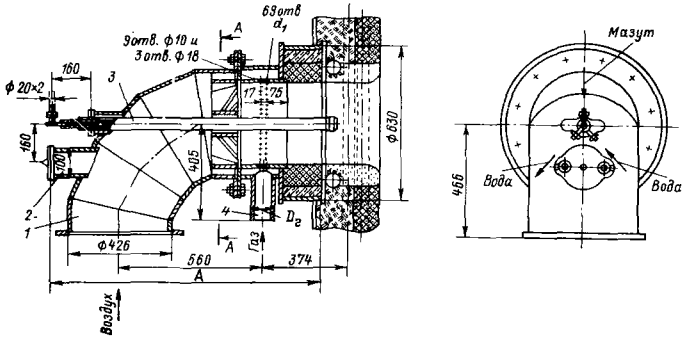


ПТВМ-50.

труба; 4 — дутьевой вентилятор; 5 — воздуховод.

	$D_т$	d_1	A
ПТВМ-30М- и -50	76×3,5	3	1081
ПТВМ-100	89×3,5	4	1221

Давление газа перед горелками поддерживается равным 15—17 кПа.


6 отв. d_1
A
9 отв. ф10 и
3 отв. ф18
ф 20×2
160
3
17
75
ф 630
160
100
405
2
1
4
D_2
A
Газ
ф426
560
374
A
Воздух
Мазут
Вода
Вода
466

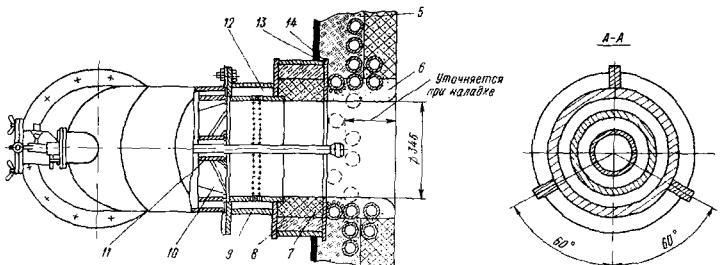


Рис. 13.19. Газомазутная горелка для котлов ПТВМ.

1 — короб; *2* — смотровое окно; *3* — мазутная форсунка; *4* — газовый патрубок; *5* — *минераловатные матрацы*; *6* — хромитовая масса; *7* — шамотобетон; *8* — асбодиатомовый бетон; *9* — рама; *10* — воздушный регистр; *11* — ребро; *12* — газовая камера; *13* — магнезиальная обмазка; *14* — концевой упор горелки в экраны.

Котлы ПТВМ автоматизированы. Теплопроизводительность котла регулируется путем включения или выключения горелок.

13.10. НАЗНАЧЕНИЕ ПЕЧЕЙ И ОСОБЕННОСТИ ИХ ПЕРЕОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ГАЗА

Наиболее широко распространенными газопотребляющими агрегатами являются промышленные печи. Применение газа (взамен других видов топлива) в промышленных печах при рациональной организации его сжигания дает значительный экономический эффект, определяющийся как более низкими затратами на топливную составляющую в себестоимости продукции, так и улучшением технико-экономических показателей самих агрегатов. Широкое использование газа открывает возможности для создания высокоэффективных автоматизированных печей новых типов: безокислительного и скоростного нагрева, с кипящим слоем, рециркуляционных и др. В связи с дефицитом топлива и необходимостью более эффективного его использования проблема экономичного сжигания газа является основой при разработке новых и реконструкции существующих агрегатов и при их эксплуатации.

Промышленные печи можно классифицировать по следующим основным признакам:

1) по технологическому назначению — плавильные, нагревательные, термические, обжиговые, сушильные и т. д.;

2) по источнику тепловой энергии — пламенные, электрические;

3) по режиму работы — периодического и непрерывного действия;

4) по конструкции рабочей камеры — камерные, проходные с выдвижным и с вращающимся подами, методические, шахтные туннельные, муфельные и др.;

5) по способу использования теплоты уходящих продуктов сгорания — рекуперативные, регенеративные.

При организации сжигания газового топлива в печах особое внимание необходимо уделять правильному теплообмену в рабочей камере печи. По условиям теплообмена промышленные печи можно разделить на три группы.

1. Высокотемпературные печи, в которых температура в рабочей камере выше 1000 °С. Теплопередача осуществляется в основном излучением; газовое топливо сжигается в рабочем пространстве печи, т. е. топочное пространство совмещено с рабочим.

2. Среднетемпературные печи, в которых температура в рабочей камере 650—1000 °С. В этих печах теплопередача осуществляется как излучением, так и конвекцией газовое топливо сжигается в отдельных камерах, как правило, отделенных от рабочего пространства печи.

3. Низкотемпературные печи, в которых температура в рабочей камере до 650 °С. Теплопередача осуществляется в основном кон-

ТАБЛИЦА 13.7

Удельный расход газа (теплоты) для нагрева металла в некоторых печах

Печи	Температура в печах, °С	Расход теплоты, кДж/кг	КПД печей, %
Кузнечные	1200	3780—6300	20—14
Закалочные	800	2100—2940	27—23
Отпускные	550	1260—1680	31—23
Цементационные	930	2940—3360	23—20

векцией; газовое топливо сжигается в отдельной топочной камере, а теплоноситель, образуемый смешением высокотемпературных продуктов сгорания с воздухом или рециркулятом необходимой температуры, подается в рабочее пространство печи.

В высоко- и среднетемпературных печах теплообмен совершается главным образом за счет излучения пламен и раскаленных трехатомных газов (CO_2 и H_2O) к нагреваемым изделиям и к кладке, которая после разогрева становится также источником излучения на изделие. Роль кладки как вторичного излучателя особенно ощутима при теплопрозрачных продуктах сгорания, образующихся при кипетическом сжигании газа (например, при применении инжекционных горелок среднего давления, работающих с коэффициентом избытка первичного воздуха $\alpha_1 > 1{,}0$).

Опыт эксплуатации показывает, что для печей суммарная передача теплоты излучением при светящихся и несветящихся пламенах в большинстве случаев примерно одинакова. Разница только в том, что в первом случае изделие нагревается главным образом за счет излучения сажистых пламен, а во втором — раскаленной кладки и прозрачных трехатомных газов.

Увеличение светимости (степени черноты) факелов пламен имеет большое значение в печах с очень высокой температурой и большой тепловой нагрузкой на под (например, в мартеновских и стекловаренных). В нагревательных и термических печах повышение светимости, как правило, не дает ощутимого эффекта по количеству теплоты, передающейся изделиям излучением, и не приводит к уменьшению расхода газа. Однако увеличение светимости за счет замедления смешения газа с воздухом применяется часто, особенно в тех случаях, когда требуется обеспечить равномерное распределение температуры в рабочем пространстве печи при ограниченном числе горелок. В некоторых печах равномерное распределение температуры может быть достигнуто и при несветящихся пламенах за счет увеличения числа горелок и рационального их размещения по длине печи.

Интенсивность теплообмена в низкотемпературных печах, где основное значение имеет передача теплоты конвекцией, достигается путем циркуляции газов, которая одновременно приводит к выра-

ТАБЛИЦА 13.8

Количество теплоты газа, %, при его полном сгорании в зависимости от температуры уходящих газов и коэффициента избытка воздуха

Температура уходящих газов, °С	Коэффициент избытка воздуха						
	1,0	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,30
200	91,8	91,4	91,1	90,7	90,4	90,0	89,7
300	87,6	87,0	86,5	86,0	85,4	84,0	83,4
400	83,2	82,5	81,8	81,1	80,4	79,7	78,9
500	78,7	77,7	76,9	76,0	75,2	74,3	73,3
600	74,2	73,1	72,0	70,9	69,8	68,8	67,6
700	69,4	68,1	66,9	65,7	64,3	63,0	61,8
800	64,7	63,2	61,7	60,2	58,7	57,3	55,8
900	59,8	58,1	56,4	54,7	53,1	51,4	49,7
1000	54,8	52,9	51,0	49,1	47,3	45,4	43,5
1100	49,8	47,7	45,5	43,4	41,3	39,3	37,2
1200	44,6	42,3	39,9	37,8	35,5	33,2	30,9
1300	39,5	37,0	34,3	32,1	29,5	27,0	24,5
1400	34,2	31,4	28,8	24,0	23,3	20,6	17,9

нированию температуры в печах и равномерному прогреву находящихся в них изделий.

Все изложенные соображения свидетельствуют о том, что при переводе существующих печей на газовое топливо интенсификация теплообмена может достигаться правильным выбором типа и тепловых нагрузок горелок, их рациональным размещением, а также правильным расположением газоходов и изделий, подвергающихся тепловой обработке. Расход газа в печах зависит от их конструкции, эксплуатационного состояния, режима работы, производительности и температуры уходящих газов. Расход газа (теплоты) на 1 кг металла, нагреваемого в печах без рекуператоров, приведен в табл. 13.7.

В печах, использующих теплоту уходящих газов для нагрева воздуха, расход газа уменьшается на 20—30%. Количество используемой в печах химической теплоты газа зависит от температуры уходящих газов и коэффициента избытка воздуха (табл. 13.8). Приведенные в таблице данные указывают на необходимость работы с минимальным коэффициентом избытка воздуха и использования теплоты уходящих газов, в особенности для высокотемпературных печей.

13.11. ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ НАГРЕВАТЕЛЬНЫХ И ТЕРМИЧЕСКИХ ПЕЧЕЙ

Нагревательные печи предназначены для нагрева металла перед ковкой, штамповкой или прокаткой. При нагреве черных металлов температура в печах в зависимости от марки стали достигает

1250—1400, в отдельных случаях 1500 °С, при нагреве цветных металлов 500—950 °С. Рабочее пространство нагревательных печей выложено шамотным или высокоглиноземистым кирпичом. В печах с температурой выше 1400 °С свод выполнен из динасового кирпича.

Термические печи предназначены для нагрева металла с целью придания ему физико-механических свойств, удовлетворяющих определенным технологическим требованиям. В силу разнообразия видов и режимов термической обработки, марок сталей, массы и размеров изделий, характера производства и других причин велико разнообразие конструкций термических печей. Термическая обработка металлов направлена на улучшение их структуры и придания свойств, необходимых для определенных конкретных условий: прочности, твердости, износоустойчивости, вязкости и т. п. Термическая обработка включает в себя ряд операций: нагрев до определенной температуры, выдержку при ней в течение заданного времени и охлаждение с заданной скоростью. Наиболее распространенные операции термической обработки — отжиг, нормализация, закалка, отпуск и цементация.

Для термической обработки наиболее применимы камерные, проходные, вертикальные, муфельные и ванные печи. Выбор типа горелок и их числа определяются типом и размером печи, технологией нагрева и т. п.

На рис. 13.20, *I* приведен вариант оборудования простейшей камерной нагревательной печи. Для нагрева камеры и заготовок горелка с принудительной подачей воздуха установлена на одной стороне. Стабилизация пламени достигается устройством в кладке печи огнеупорного туннеля. Для экономии газа и повышения температуры пламени печь оборудована рекуператором для нагрева воздуха уходящими продуктами сгорания.

Другой тип нагревательных камерных печей, оборудованных рекуператорами с отводом продуктов сгорания вверх, с одним и двумя рабочими окнами показан на рис. 13.20, *II*.

Для нагрева концов длинных и коротких (мелких) заготовок перед ковкой и штамповкой применяют щелевые и очковые печи. В очковых печах (рис. 13.20, *III*) нагреваются концы коротких заготовок малого диаметра (например, для штамповки болтов). В щелевых печах загрузку и выгрузку заготовок производят постепенно, по мере их нагрева. Благодаря этому в них удобнее, чем в камерных, нагревать мелкие заготовки. Кроме того, из-за малой высоты окна (щели) и не требуется частого закрывания и открывания заслонок. При нагреве концов длинных заготовок для перемещения их вдоль щели используют внешнюю механизацию, выполняемую в виде различных транспортеров (горизонтальных и вертикальных). Щелевые и очковые печи работают непрерывно или циклично. Производительность и напряжение пода в щелевых печах такие же, как в камерных, а удельный расход теплоты несколько выше.

А–А
Б
Б–Б
250
450
3
452
4
160
216
16
15
45
Воздух
1600
2090
699
324
В
1204
490
900
Ур. пола цеха
1534
Б
А
III
464
589
639

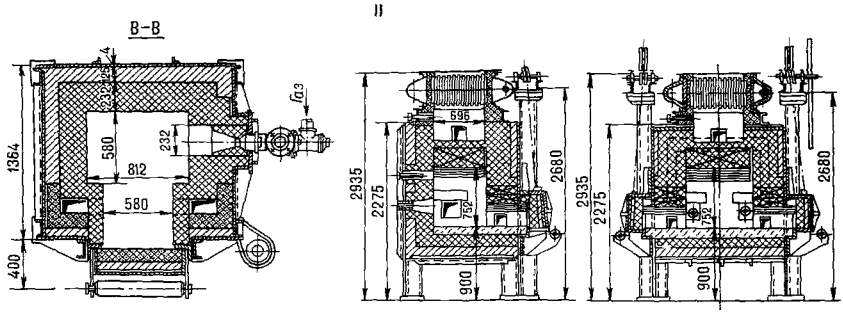


Рис. 13.20. Камерные нагревательные печи, работающие на газовом топливе.

I — печь с площадью пода 0,4 м² и производительностью 120 кг/ч; *II* — печь с одним и двумя рабочими окнами и площадью пода 0,74—1,49 м²; *III* — очковая.

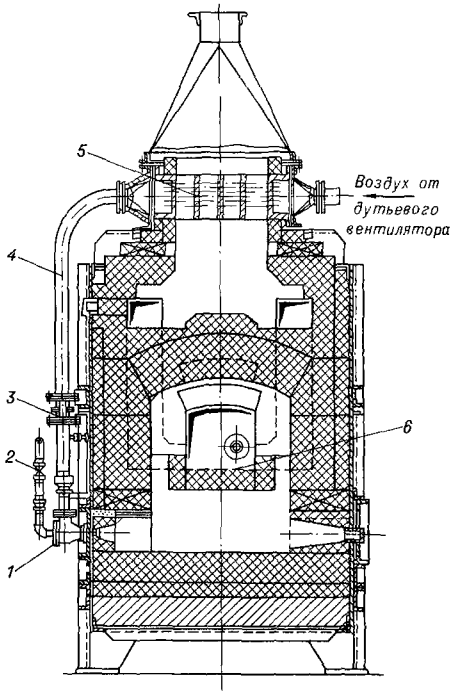


Рис. 13.21. Камерная термическая печь.

1 — горелка с принудительной подачей воздуха типа ГНП; 2 — кран на газопроводе; 3 — заслонка; 4 — воздуховод с теплоизоляцией; 5 — рекуператор; 6 — под.

В щелевых печах наиболее выгодна установка нескольких горелок малой мощности с хорошим перемешиванием газа и воздуха. Горелки лучше разместить ближе к поду или (при расположении щели несколько выше пода) необходимо наклонить их вниз, чтобы направить горящие газы под изделия. При установке горелок большой мощности наблюдается неравномерное распределение температуры в рабочем пространстве печи.

В очковых печах горелки должны быть размещены ниже очков и направлены вверх или тангенциально с целью обеспечить равномерное омывание нагреваемых концов продуктами сгорания. Часть продуктов сгорания выходит из печи через очки и далее попадает под зонт. Основное количество продуктов сгорания отводится по дымоотводящему каналу через рекуператор под колпак. В очковой печи (рис. 13.20, *III*), оборудованной двухпроводной горелкой с коротким факелом, концы коротких заготовок малого диаметра нагреваются до 1250 °С. Воздух, подаваемый для горения, подогревается в рекуператоре «термоблок» до 250 °С. Очковый экран сделан с водяным охлаждением, что придает ему бо́льшую термостойкость и улучшает условия труда нагревальщика. Производительность печи 90 кг/ч при напряжении пода (условном) 200 кг/(м². ч).

Камерная термическая печь, показанная на рис. 13.21, оборудована рекуператорами и горелками с принудительной подачей воздуха.

В последнее время значительное распространение начали получать различные способы местного нагрева. Отличительной чертой местного нагрева является интенсивный подвод теплоты только к части изделия, подлежащей обработке. Основная же масса изделия остается при этом холодной. Местный нагрев применяют при закалке рабочей части инструмента или другого изделия, гибке, оттяжке, высадке и во многих других случаях. При таком нагреве предварительно подготовленную газовоздушную смесь сжигают либо непосредственно у поверхности изделия, либо (что чаще) в спецнальной камере. В первом случае нагрев изделия происходит острым жестким факелом, а во втором — раскаленными продуктами сгорания. Для местного нагрева могут быть использованы высокотемпературные горелки с излучающей чашей или горелки скоростного нагрева.

Применение газа в печах позволяет широко внедрять прогрессивные методы ускоренного и скоростного нагрева металла. Сталь по своим теплофизическим свойствам обладает достаточно большими возможностями для проведения скоростного нагрева, которые до настоящего времени не находят широкого распространения. При скоростном нагреве значительно уменьшаются окисление и обезуглероживание стали, а структура и механические свойства ее улучшаются. В основу этого метода положен принцип транспортирования изделий через печь в течение строго заданного времени, так как температура в печи значительно превышает температуру нагрева металла и достигает 1500—1600 °С.

Важнейшим требованием, предъявляемым к скоростным печам, является обеспечение равномерного и всестороннего нагрева изделий. Последнее достигается интенсивным подводом теплоты не только за счет излучения газов и кладки, но и за счет больших скоростей продуктов сгорания, приводящих к увеличению конвективного теплообмена. Тепловые напряжения в печах скоростного

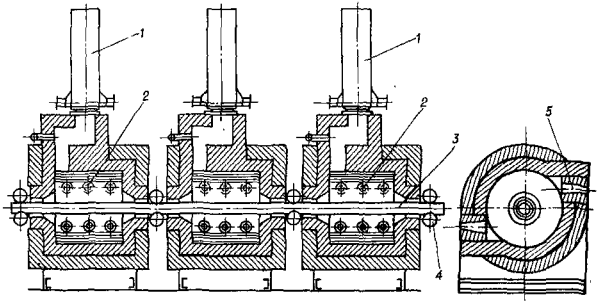


Рис. 13.22. Трехсекционная печь скоростного нагрева.

1 — радиационный рекуператор; *2* — горелки с принудительной подачей воздуха; *3* — нагреваемое изделие; *4* — рольганг; *5* — стабилизатор пламени.

нагрева достигают нескольких десятков и даже сотен тысяч киловатт на 1 м^2, продолжительность нагрева сокращается в 3—5 раз, а угар металла снижается на 0,3—0,5%. На рис. 13.22 показана трехсекционная печь скоростного нагрева, предназначенная для нагрева прутков, штанг, труб и т. п. Движение изделий через секции печи происходит при помощи рольганга, расположенного между секциями печи. Для всестороннего и быстрого нагрева изделий применены тангенциально расположенные горелки с принудительной подачей воздуха, предварительно нагретого в рекуператорах.

В печах возможны два различных режима сжигания топлива: объемный и поверхностный. В этих печах горелки устанавливают тангенциально по отношению к заготовкам, а рабочему пространству (сечению печи) придают овальную форму. При работе печи в режиме объемного сжигания используют горелки с принудительной подачей воздуха типа «труба в трубе», устанавливаемые над металлом и под ним (4—6 горелок на секцию). При работе печи в режиме поверхностного сжигания топлива (газа) горелки размещают тангенциально, близко к внутренней поверхности кладки. Вытекающая из горелок газовоздушная смесь сгорает на кладке, температура которой достигает 1500 °С. Иногда для отопления используют радиационные горелки с излучающей чашей. Удельный расход теплоты в этих печах 2500—4200 кДж/кг, удельная продолжительность нагрева 1—2 мин/см.

13.12. ПЕЧИ БЕЗОКИСЛИТЕЛЬНОГО (МАЛООКИСЛИТЕЛЬНОГО) НАГРЕВА

Для получения после нагрева или термообработки изделий с чистой неокисленной поверхностью применяют печи безокисли-

тельного нагрева, что позволяет резко сократить окисление и, как следствие, потерю металла, переходящего в окалину (последняя составляет в обычных печах от 2 до 5% нагреваемого металла). Кроме того, отсутствие окалины исключает брак от вдавливания ее в поверхность металла при ковке, штамповке или прокате; повышает стойкость штампов и валков. Нагрев заготовок без образования окалины позволяет применять точную штамповку с минимальными допусками, что дает значительную экономию металла и уменьшает затраты на механическую обработку деталей. Для нагрева изделий до 900—1000 °С, главным образом для термообработки, а также для газовой цементации, применяют муфельные печи или печи с радиационными трубами.

Для нагрева металла под ковку и штамповку до температуры выше 1000 °С муфельные печи и печи с радиационными трубами не подходят, так как достижение такой температуры лимитирует стойкость муфелей и радиационных труб. Для указанных целей одним из рациональных способов предотвращения угара металла является безокислительный нагрев заготовок и изделий, осуществляемый в специальных газовых печах. Газ в нагревательных камерах сжигают с большим недостатком воздуха, в результате чего в продуктах неполного сгорания появляется значительное, количество оксида углерода и водород, которые не окисляют, а при определенных условиях даже восстанавливают окисленный нагретый металл.

Взаимодействие углекислоты и водяных паров с металлом происходит по следующим реакциям: $Fe+CO_2 \rightleftarrows FeO+CO$, $Fe+H_2O \rightleftarrows FeO+H_2$. Эти реакции обратимы и равновесие их зависит от соотношения в печной атмосфере CO_2/CO и H_2O/H_2.

Предотвращение окисления достигается при отношениях $CO_2/CO = 0{,}3 \div 0{,}5$ и $H_2O/H_2 = 0{,}5 \div 0{,}8$. Для получения этих соотношений газ сжигают в нагревательной камере с $\alpha \approx 0{,}5$. Для обеспечения устойчивого горения такой смеси в нагревательной камере и поддержания в ней необходимых температуры и соотношения CO_2/CO и H_2O/H_2 газ сжигают с нагретым в рекуператорах до 500—700 °С воздухом.

Печь безокислительного нагрева (рис. 13.23) состоит из двух камер и рекуператора для нагрева воздуха. Предварительный разогрев печи осуществляется при сжигании газа с $\alpha = 1{,}05 \div 1{,}1$. После разогрева печи нижняя рабочая камера переводится на горячий воздух с $\alpha = 0{,}5$, а в верхнюю камеру подается холодный воздух для дожигания продуктов неполного сгорания из нижней камеры. Образовавшиеся в верхней камере продукты завершенного сгорания поступают в рекуператор, где отдают теплоту проходящему через него воздуху, и отводятся в атмосферу. Передача теплоты заготовкам или изделиям в рабочей камере происходит от факела, продуктов неполного сгорания газа и излучения свода, отделяющего нижнюю камеру от верхней.

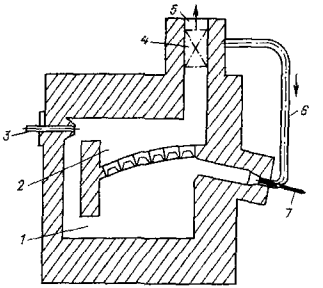


Рис. 13.23. Нагревательная печь безокислительного нагрева.

1 — рабочая камера; *2* — камера дожигания газа; *3* — патрубок для подачи вторичного воздуха; *4* — рекуператор; *5* — канал для отвода отработанных продуктов агорания; *6* — воздуховод; *7* — горелка с принудительной подачей воздуха.

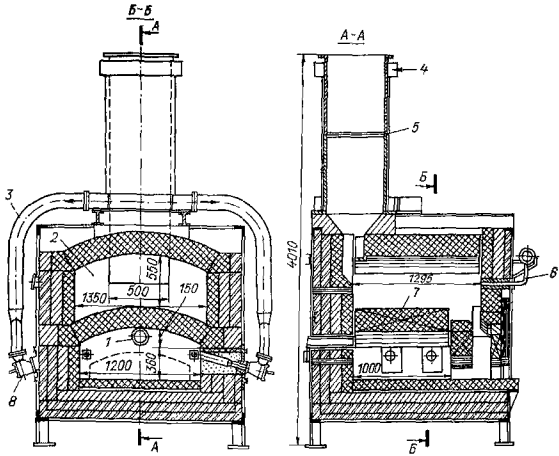


Рис. 13.24. Рекуперативная камерная печь безокислительного нагрева конструкции ИГ АН УССР.

1 — рабочая камера; *2* — камера дожигания газа; *3* — воздуховоды горячего воздуха, *4* — патрубок для подачи холодного воздуха от дутьевого вентилятора; *5* — радиационный рекуператор; *6* — патрубок для подачи вторичного воздуха; *7* — разделительный свод из карборунда; *8* — газовая горелка с принудительной подачей воздуха.

На рис. 13.24 показана рекуперативная камерная печь безокислительного нагрева конструкции ИГ АН УССР. Печь имеет рабочую камеру и камеру для дожигания продуктов неполного сгорания газа. Камеры разделены промежуточным сводом, выполненным из карборундовых плит. Для нагрева воздуха печь оборудована радиационным цилиндрическим рекуператором, изготовленным из жаропрочной стали. Нагрев рабочей камеры осуществляется четырьмя горелками, которые установлены на боковых стенках печи (по две с каждой стороны). Горячий воздух к горелкам подводится по наружным воздухопроводам, изолированным трепеловым кирпичом и асбестовой обмазкой.

Продукты неполного сгорания, полученные при $\alpha = 0{,}5$, отводятся в камеру дожигания за счет тяги и эжектирующего действия струй вторичного холодного воздуха. Полностью сгоревшие газы проходят рекуператор и далее отводятся в атмосферу. Дымовые каналы для отвода продуктов неполного сгорания из рабочей камеры в камеру дожигания и в сопла для подачи вторичного воздуха размещены в передней стенке печи. На этой же стенке вместо дверцы установлен водоохлаждаемый кессон со щелью размером 800×250 мм. Воздух, поступающий в рекуператоры и для дожигания, подается от одного вентилятора среднего давления.

Техническая характеристика печи конструкции ИГ АН УССР

Площадь пода, м²	1,2
Производительность, кг/ч	450
Температура, °С:	
в рабочей камере	1250—1300
в камере дожигания	1500
Температура воздуха в рекуператоре, °С	600

Основными недостатками рассмотренных печей являются тяжелые условия работы промежуточного свода, малая производительность и невысокий КПД. Эти недостатки могут быть частично устранены при организации неполного сгорания газа и дожигания образовавшихся продуктов неизавершенного сгорания в одной камере. Поверхность нагреваемых изделий при этом должна омываться продуктами незавершенного сгорания, особенно в области температур, при которых происходит интенсивное окисление металла.

Указанных недостатков лишена печь с двухступенчатым сжиганием газа в рабочей камере, разработанная в лаборатории газовой теплотехники Куйбышевского политехнического института (рис. 13.25). Печь оборудована газовыми горелками, выдающими в туннели гомогенную газовоздушную смесь с $\alpha = 0{,}5 \div 0{,}55$, и сопловым плоским эжектором, работающим на вторичном воздухе. Продукты неполного сгорания вылетают из туннелей горелок со скоростью около 30 м/с в рабочую камеру, омывают расположенные на поду заготовки или изделия и уходят в эжектор, где происходит их дожигание. Образовавшиеся продукты завершенного

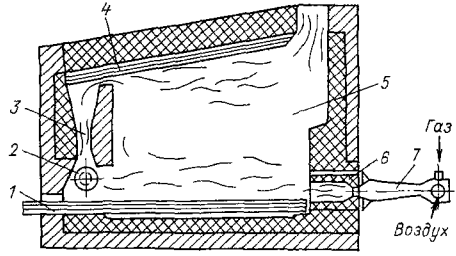


Рис. 13.25. Нагревательная печь безокислительного нагрева конструкции Куйбышевского политехнического института.

1 — нагреваемая заготовка; *2* — трубопровод для подачи вторичного воздуха, *3* — плоский инжектор; *4* — наклонный свод; *5* — рабочая камера; *6* — стабилизатор пламени керамический туннель; *7* — газовая горелка.

сгорания проходят под наклонным сводом, раскаляют его и отводятся в дымовой канал. Нагрев заготовок происходит за счет омывания их продуктами незавершенного сгорания и излучения раскаленного свода. В этой печи достаточно хорошо обеспечен безокислительный нагрев заготовок до температур металла 1100—1200 °С, т. е. для ковки и штамповки. Потери металла на угар уменьшаются в 4—5 раз по сравнению с обычными пламенными камерными нагревательными печами. Температура пода печи достигает 1300 °С.

В тех случаях, когда требуется полностью устранить окисление или обезуглероживание поверхности металла или необходима ее цементация, изделия нагревают в пламенных муфельных или радиационных печах. Рабочее пространство таких печей полностью изолируется от продуктов сгорания газа и заполняется специальными газами необходимого химического состава, полученными на отдельных установках. Изделия помещают в муфели, заполняемые нужной газовой средой. Нагрев муфелей снаружи осуществляется пламенем горелок и продуктами сгорания газа. В радиационных печах изделия, находящиеся в камерах, заполненных нужной газовой средой, нагревают за счет излучения труб, в которых сжигают газ. Радиационные трубы применяют в безмуфельных печах при термической или химико-термической обработке металла в специальной атмосфере. Наиболее часто с помощью радиационных труб обогревают протяжные и проходные печи для светлой термической обработки полосовой стали, прутков, труб и пр. По мере создания сталей с высокой жаростойкостью (до 1300 °С) можно ожидать значительного расширения области применения радиационных труб для безокислительного нагрева металла под ковку и штамповку, для высокотемпературного подогрева воздуха и пр.

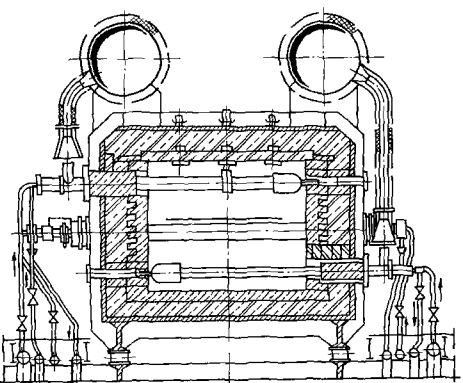


Рис. 13.26. Горизонтальная протяжная печь с радиационными трубами.

В рассматриваемых печах газ сжигают в трубах, герметично смонтированных в рабочем пространстве (пламя горелки муфелируется). Передача теплоты от труб к изделиям осуществляется в основном излучением, поэтому они получили название радиационных или излучающих. Для установки в радиационных печах могут быть рекомендованы тупиковые радиационные трубы (типа ТРТ) или рециркуляционные радиационные (типа ТРР). На рис. 13.26 в качестве примера показан поперечный разрез горизонтальной протяжной печи, отапливаемой газообразным топливом, которое сжигается в радиационных трубах. С целью более равномерного нагрева трубы располагают сверху и снизу по отношению к материалу (ленте).

В качестве защитной среды, которой заполняют муфели, камеры или туннели с нагреваемыми в них изделиями, широко используют продукты неполного сгорания углеводородных газов, очищенные частично или полностью от водяных паров и углекислого газа. В зависимости от необходимого состава защитной среды процесс неполного сгорания газа проводится при $\alpha = 0{,}6 \div 0{,}9$ или $\alpha = 0{,}25 \div 0{,}4$. В первом случае реакция является экзотермической, идущей с выделением теплоты, и полученный газ называется экзогазом; во втором случае эндотермической, требующей подвода теплоты извне. Полученный при этом газ носит название эндогаз.

Схема получения экзогаза приведена на рис. 13.27, *а*. Установка работает следующим образом. Газ низкого давления проходит через расходомер *3*, регулятор давления *I* и поступает в смеситель *II*; воздух из цеха засасывается через

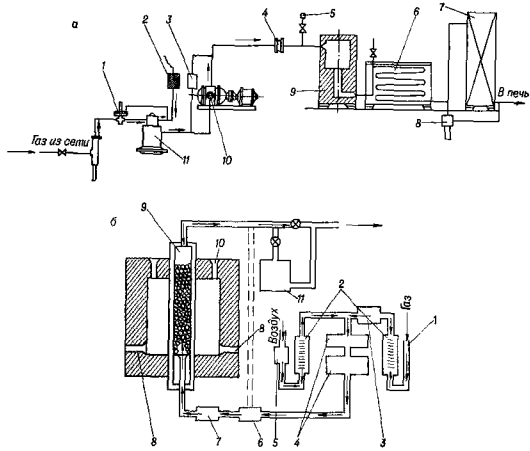


Рис. 13.27. Установки для получения экзогаза (*а*) и эндогаза (*б*).
1 — газопровод; *2* — ротаметры; *3, 6* — регуляторы; *4* — центробежная смесительная машина; *5* — фильтр; *7* — пламегаситель; *8* — газовые горелки; *9* — реторта с катализатором; *10* — канал для отвода дымовых газов; *11* — холодильник.

фильтр *2* и также поступает в смеситель *11*, который автоматически поддерживает заданное соотношение воздух—газ; из смесителя газовоздушная смесь поступает в газодувку *10*, проходит через пламегаситель *4* и направляется в камеру сжигания *9*, где и происходит неполное сгорание газа. Горячие продукты поступают в водяной теплообменник *6*, где охлаждаются до 20÷30° С. Так как в продуктах неполного сгорания содержится влага, они поступают во фреоновый холодильник *7*, где их температура снижается до 0—5 °С. Избыточная влага, сконденсировавшаяся в теплообменнике *6* и холодильнике *7*, стекает в гидравлический затвор *8*, а осушенный и охлажденный газ по трубопроводу подается к печам. При сжигании технического пропана с $\alpha = 0{,}55$ полученный экзогаз имеет следующий приближенный объемный состав, %: $CO_2 \approx 5$; $CO \approx 12$; $H_2 \approx 17$; $N_2 \approx 65$; CH_4 — следы; точка росы ~4 °С. Этот газ применяется в качестве *защитной среды при отпуске всех видов сталей, светлом отжиге малоуглеродистых* и для других процессов. При сжигании газа с $\alpha = 0{,}9$, глубокой очистке продуктов сгорания от углекислого газа (например, с помощью водного раствора этаноламина) и осушке от водяных паров (например, в силикагелевых адсорберах) получается защитный экзогаз с очень высоким содержанием азота. Приближенный объемный состав такого газа следующий, %: $CO_2 \approx 0{,}1$; $CO \approx 4{,}5$; $H_2 \approx 4{,}5$; $N_2 \approx 91$. Этот газ применяют в качестве защитной среды при светлом обжиге средне- и высокоуглеродистых, легированных, быстрорежущих и других сталей.

Схема получения эндогаза приведена на рис. 13.27, *б*. Газ, смешанный с воздухом в необходимых соотношениях ($\alpha = 0{,}25 \div 0{,}4$) с помощью центробежной смесительной машины под давлением ~15,0 кПа, поступает в реторту, запол-

ненную катализатором (например, ГИАП-3), и далее через водяной и фреоновый холодильники направляется в печь в качестве защитной среды. Реторта нагревается до 1000—1100 °С с помощью газовых горелок или электричества. Полученный в такой установке эндогаз при $\alpha = 0{,}3$ имеет следующий объемный состав, %: $CO_2 \approx 2{,}0$; $CO \approx 18$; $H_2 \approx 34$; $CH_4 \approx \approx 1$; $N_2 \approx 45$; точка росы от 4 до 5 °С. При необходимости более глубокой очистки эндогаз после холодильников проходит в дополнительную установку по очистке от углекислого газа и осушке от водяных паров. Эндогаз применяют для светлой закалки и отжига среднеуглеродистых, легированных, инструментальных и других сталей; с добавкой сжиженного газа — для цементации, а с добавкой аммиака — для нитроцементации сталей. Для облегчения расчетов на рис. 13.28 приведен график приближенного состава защитных газов (без водяных паров), которые можно получить при сжигании технического пропана с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 0{,}25 \div 1{,}0$.

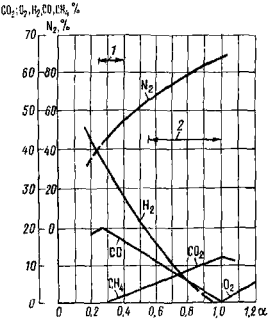


Рис. 13.28. Состав защитных сред, получаемых при сжигании технического пропана.

1 — зона эндогаза; *2* — зона экзогаза.

13.13. ПЕЧИ С КИПЯЩИМ СЛОЕМ

Одним из наиболее перспективных способов интенсификации теплообмена между греющими газами и поверхностью металла является кипящий слой. Он образуется при продувании засыпки зернистого материала (засыпки, опирающейся на газораспределительную решетку) восходящим потоком газа. При относительно низких скоростях газового потока слой материала неподвижен, сопротивление фильтрации возрастает пропорционально скорости газа. Когда гидравлическое сопротивление слоя сравнивается равным его весу, приходящемуся на единицу площади решетки, наступает состояние п с е в д о о ж и ж е н и я. Высота слоя возрастает, частицы (зерна) материала под действием потока газа начинают перемешиваться.

В качестве зернистой засыпки в печах кипящего слоя применяют кварцевый песок, корунд, карборунд, шамот, магнезит и другие огнеупорные материалы с размером частиц (зерен) от 50 мкм до 2 мм и более. Для получения высоких значений коэффициента теплоотдачи $\alpha_к$ выгоднее использовать засыпку из мелкозернистого материала. Чаще всего используют материал с $d_{ср} = 0{,}3 \div 1{,}0$ мм.

Частицы (зерна) твердого материала, нагретые газовым потоком, соприкасаются с поверхностью нагреваемого металла и отдают теплоту. Постоянное обновление частиц у нагреваемой поверхности вследствие их интенсивного перемешивания, высокая объемная

теплоемкость и их большая поверхность в единице объема слоя обеспечивают высокие значения коэффициентов теплоотдачи от газов к частицам и наоборот. Таким образом, частицы служат эффективным промежуточным теплоносителем. По нагревающей способности кипящий слой превосходит все применяемые в промышленной практике способы нагрева, за исключением индукционного. Так, например, при температуре среды 900 °С средний коэффициент теплоотдачи $\alpha_к$, кВт/(м²·°С), при нагреве металла от 20 до 900 °С достигает для кипящего слоя 1021, для расплава щелочи 696, для расплава соли 394, для обычной газовой печи 209. С увеличением плотности частиц и температуры слоя, с уменьшением размера частиц коэффициент теплоотдачи к поверхности возрастает. За счет подбора размеров и плотности инертного материала, а также скорости газов, проходящих через слой, можно в широких пределах регулировать коэффициент теплоотдачи. Имеется некоторая оптимальная скорость псевдоожижающего агента $w_{опт}$, при которой $\alpha_к$ становится максимальным, а при дальнейшем увеличении скорости $\alpha_к$ убывает. Однако значение $\alpha_{к\ раб} \approx 0{,}8\alpha_{max}$ достигается в широком диапазоне изменения рабочих скоростей. Поэтому не обязательно иметь $w_{опт}$ в кипящем слое.

Весьма ценным качеством кипящего слоя как промежуточного теплоносителя является постоянство температур по всему объему камеры, что объясняется интенсивным перемешиванием частиц. Высокая равномерность нагрева (±5 °С), незначительная зависимость интенсивности теплообмена от температуры нагреваемых изделий, возможность регулирования скорости нагрева — все это позволяет быстро нагревать и охлаждать в кипящем слое детали переменного сечения и сложной формы без перегрева и коробления отдельных частей. К недостаткам кипящего слоя следует отнести значительные расходы газа на псевдоожижение, неодинаковую интенсивность теплообмена с вертикальными и горизонтальными плоскими поверхностями, унос и пр.

В настоящее время для нагрева кипящего слоя наиболее распространены два способа сжигания газа: в выносных топках под газораспределительным устройством (решеткой) и в самом слое. Способ сжигания газового топлива под решеткой и подвод теплоты в слой с горячим дутьем широко применяют в процессах сушки и дегидратации различных материалов, при сушке литейных песков и пр. Он весьма прост, надежен и безопасен. Выносные топки указанных установок работают под давлением. Однако подвод теплоты под решетку при $t_п > 850$ °С нецелесообразен, так как распределительные устройства в этом случае работают в очень тяжелых условиях.

При втором способе предварительно подготовленная смесь газа с воздухом проходит через решетку, раздробляясь при этом на мелкие струйки, и попадает в разогретый кипящий слой инертного материала. Процесс горения идет в присутствии частиц с раскален-

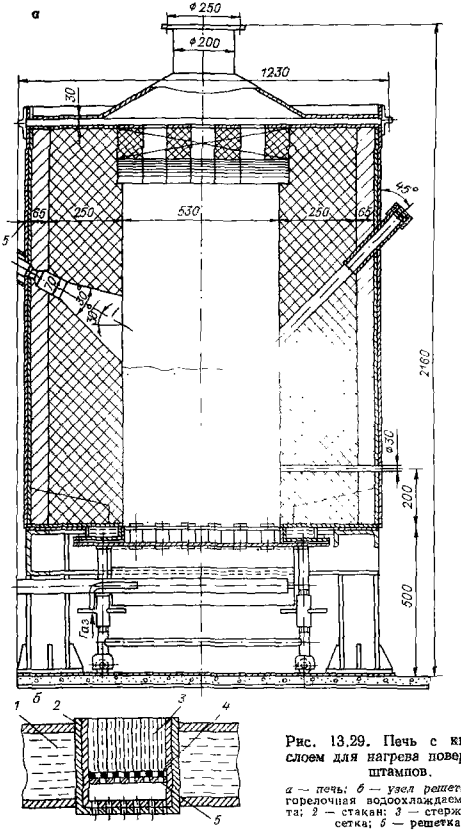


Рис. 13.29. Печь с кипящим слоем для нагрева поверхности штампов.

а — печь; б — узел решетки; 1 — горелочная водоохлаждаемая плита; 2 — стакан; 3 — стержни; 4 — сетка; 5 — решетка.

ной поверхностью. Для кипящего слоя характерно, как уже указывалось, использование мелких частиц (диаметром от 0,2 до 5 мм). Суммарная площадь поверхности таких частиц в единице объема велика и растет с уменьшением их размеров (например, для сферических частиц диаметром 1 мм она составляет 3600 $м^2$ на 1 $м^3$). Высокая объемная теплоемкость частиц, в сотни раз превышающая теплоемкость псевдоожижающей среды, способствует тому, что горячая смесь, попадая в слой, подогревается практически мгновенно и без снижения температуры частиц. Поскольку при высоких температурах скорость химической реакции чрезвычайно велика, сгорание подготовленной смеси в слое происходит в зоне высотой 30—100 мм (от газораспределительной решетки). Устойчивое горение гомогенной смеси в слое обеспечивается при температуре 800—850 °С и выше.

На рис. 13.29 показана печь для нагрева под поверхностную закалку рабочей части («фигуры») кузнечных штампов с размерами внутренней камеры 600×500×1500 мм, рабочей температурой 900—1300 и температурой закалки 850—950 °С. Материал кипящего слоя — плавленный магнезит ($d_{ср} = 0{,}3 \div 0{,}5$ мм). Штамп нагреваемой поверхностью погружают в слой через специальное загрузочное окно. Газовоздушную смесь готовят в смесителях и подают в распределительную камеру под водоохлаждаемой решеткой стержневого типа (диаметр стержней 2 мм). Для розжига печей выше уровня слоя устанавливают горелку с принудительной подачей воздуха. При нагреве коэффициент теплоотдачи $\alpha_н$ достигает 700—800 Вт/($м^2 \cdot$°С).

13.14. ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СУШИЛЬНЫХ УСТАНОВОК

С у ш к о й называется термический процесс удаления из материалов и изделий содержащихся в них влаги или растворителей путем их испарения. При сушке протекают три основных процесса: испарение влаги с поверхности материала, сопровождаемое поглощением тепла; перемещение образующегося на поверхности материала пара в окружающую среду; перемещение влаги внутри материала от центральных слоев к поверхности испарения. Благодаря испарению концентрация влаги на поверхности уменьшается. При этом создается разность влагосодержаний на поверхности и в центральных слоях материала, что обусловливает непрерывное движение влаги от центра к поверхности испарения.

Сушка в зависимости от вида преобладающего теплообмена подразделяется на конвективную, когда передача теплоты от сушильного агента к высушиваемому материалу (изделию) осуществляется конвекцией, и радиационную, когда теплота материалу передается в основном излучением.

К о н в е к т и в н а я с у ш к а — наиболее распространенная. Интенсивность ее зависит от разности парциальных давлений водяных паров на поверхности испарения и сушильного агента,

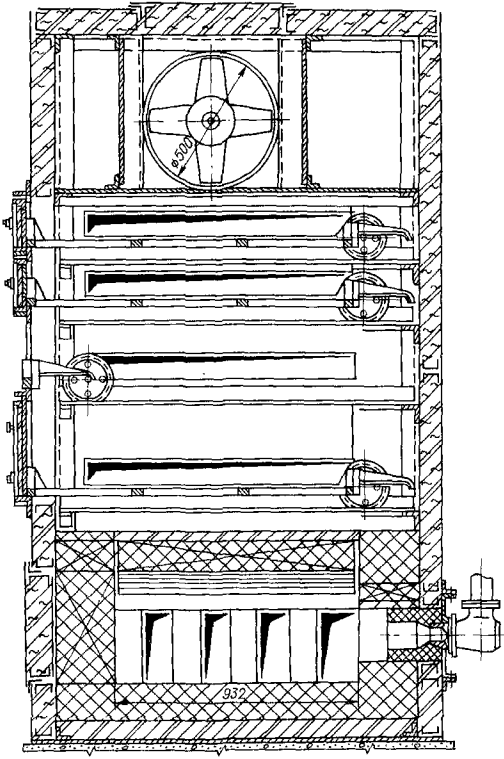


Рис. 13 30. Шкафная сушилка для стержней.

характера и скорости движеиия сушильного агента, влажности материала и температурного режима сушки. Поэтому сушка в вынужденном потоке идет быстрее, чем естественная в свободном потоке газовой среды.

Для разных материалов и изделий в зависимости от размеров и формы их устанавливают режим сушки, который определяется на

основании технологических требований путем соответствующих лабораторных исследований. На рис. 13.30 представлена шкафная конвективная сушилка для стержней. Газ сжигается горелками с принудительной подачей воздуха в выносной топочной камере, где обеспечиваются условия для его полного и безопасного сжигания. Продукты полного сгорания газа за топкой разбавляются холодным воздухом, и температура их снижается. Далее, благодаря наличию циркуляционного осевого вентилятора, эти же продукты сгорания разбавляются отработанными газами и подаются в сушилку, где организуется их интенсивная циркуляция. Часть отработанных продуктов сгорания выбрасывается в атмосферу через вытяжную трубу, установленную вверху. Производительность сушилки 300 кг/ч, расход теплоты 18 000 кДж/кг испаряемой влаги, расход природного газа 9—11 м³/ч.

Большинство сушильных установок, а также ряд других тепловых агрегатов (например, печи дожигания) оборудуются выносными топками, необходимость применения которых обусловлена невозможностью выноса процесса горения в рабочий объем сушилки (из-за низкого температурного уровня сушильных процессов) и опасностью неблагоприятного воздействия высокотемпературного ядра факела на обрабатываемый материал (оплавление, обжиг, сгорание); возможностью обрыва реакций горения при соприкосновении с материалом и частями сушила и образования химического недожога; необходимостью получения сушильного агента с высокой равномерностью полей температуры; технической сложностью совмещения газогорелочного и топочного оборудования с сушилкой (например, при вращении или вибрации последней).

Как показывают опыт эксплуатации сушильных установок и результаты специальных исследований, применение выносных топок связано с большими трудностями из-за громоздкости и сложности их конструкции, а также быстрого выхода из строя. Недолговечность топок объясняется особыми условиями их эксплуатации. Газ в топках сжигается с малыми коэффициентами избытка воздуха ($\alpha = 1{,}1 \div 1{,}3$), а продукты сгорания разбавляются затем до необходимой температуры в специальных смесительных камерах. Отсутствие полезного теплоотвода приводит к тому, что даже при сравнительно невысокой плотности теплового потока (0,2—0,5 МВт/м³) в объеме топки и на поверхности кладки развиваются высокие температуры (до 1550—1600 °С). Происходящее в результате стеклование поверхности кладки обусловливает ее быстрое разрушение вследствие температурных перепадов, вибрации, передаваемой от сушила, и т. д. Даже при кладке из шамотного кирпича марки ША период безопасной эксплуатации камерных топок барабанных сушил не превышает 6 мес.

Высокая температура ограждающих поверхностей топок приводит к значительным потерям теплоты в окружающую среду, достигающим 10—15% по тепловому балансу, что недопустимо с точки зрения эффективного использования газового топлива.

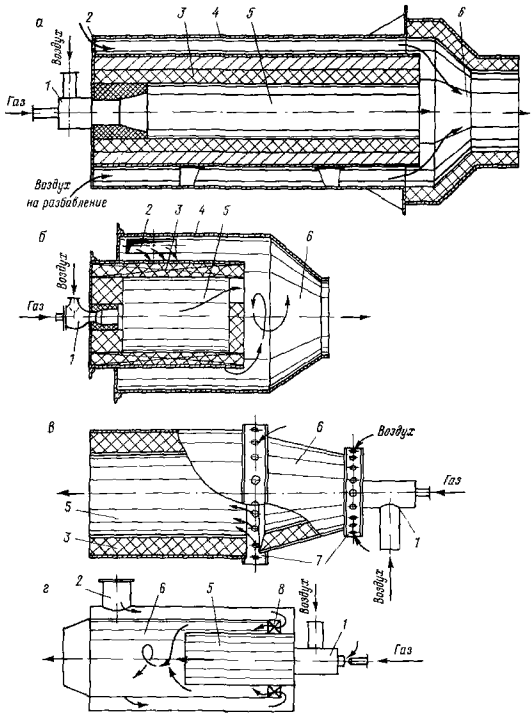


Рис. 13.31. Цилиндрические топки.

а — собственно цилиндрическая; б — с принудительной тангенциальной подачей воздуха; в — с естественной подачей вторичного воздуха; г — цельнометаллическая; 1 — газовая горелка; 2 — канал для подачи воздуха; 3 — огнеупорная футеровка; 4 — кожух; 5 — камера сгорания; 6 — камера смешения; 7 — регистры вторичного воздуха с регулирующими диафрагмами; 8 — лопаточный завихритель.

Та же причина (высокая температура в топке) обусловливает повышенную интенсивность синтеза оксидов азота — основного вредного вещества при сжигании газа. В сочетании с достаточно большим временем пребывания газов в обычных топках это приводит к тому, что по удельному выбросу NO_x на единицу затраченной

теплоты сушильные установки часто превосходят крупные котлоагрегаты.

На рис. 13.31 показаны конструкции цилиндрических топок, которые имеют улучшенные по сравнению с камерными механически-прочностные качества. В результате заклинивания кирпичей, а также отсутствия угловых и пятовых элементов, характеризующихся наибольшей неравномерностью распределения температур и подвергающихся максимальным механическим нагрузкам, кирпичное кольцо меньше страдает от тепловых и вибрационных нагрузок, чем система «стена—свод», более равномерно изнашивается. Такие топки более герметичны и компактны.

Топка (рис. 13.31, *а*) имеет кольцевой канал между поверхностью кладки и наружным металлическим кожухом. Воздух в камеру смешения протекает по этому каналу за счет разрежения, охлаждая футеровку камеры сгорания. Несмотря на малую интенсивность такого охлаждения (из-за невысокой скорости потока воздуха), достигается определенный эффект снижения температуры кладки, что делает возможным доводить теплонапряжение камеры сгорания до $1{,}2 \cdot 10^3$ кВт/м^3. Кроме того, имеет место утилизация значительной части теплоты, теряемой через кладку.

К более совершенным по конструкции относятся цилиндрические топки с принудительной подачей воздуха в кольцевой зазор. Применение дутья позволяет интенсифицировать теплоотдачу от камер сгорания и, следовательно, повысить их долговечность и компактность, а также обеспечить удобство регулирования и возможность работы с противодавлением (пневмосушила, сушила с кипящим слоем).

Топка конструкции ВНИПИтеплопроекта (рис. 13.31, *б*) оборудована высокоскоростной тангенциальной подачей воздуха, что позволяет значительно улучшить охлаждение камеры сгорания и интенсифицировать смесеобразование, а наружный корпус сделать металлическим. Объемная плотность теплового потока в камере сгорания такой топки достигает 1,75 МВт/м^3. Общим недостатком рассмотренных конструкций цилиндрических топок с принудительной подачей воздуха в кольцевые каналы является необходимость применения высокоскоростных дутьевых устройств, позволяющих высокую скорость охлаждающего потока воздуха. В этой связи необходимо отметить определенные преимущества цилиндрической топки барабанного сушильного агрегата Д-620, работающей под разрежением (рис. 13.31, *в*). Воздух в топку поступает через регулируемые регистры, создавая эффект омывания кладки, что способствует ее охлаждению. Однако разрежение, необходимое для нормальной работы топки (150—200 Па), не всегда может быть обеспечено. Потери теплоты в такой топке выше, чем в топках с кольцевым зазором.

В отдельную конструктивную подгруппу можно выделить цельнометаллические цилиндрические топки. В этих конструкциях использование высокоскоростных потоков воздуха позволяет до

такой степени интенсифицировать охлаждение камер сгорания, что становится возможным вообще отказаться от традиционной футеровки. Выносная топка (рис. 13.31, *г*) оборудована горелкой с частичной предварительной инжекцией воздуха ($\alpha_1 < 1{,}0$). Воздух для разбавления продуктов сгорания протекает сначала по периферийному зазору, охлаждая камеру смешения, а затем по внутреннему, охватывающему камеру сгорания. Для увеличения теплоотдачи воздух в каналах закручивается лопаточными регистрами. Топка испытана при плотности теплового потока в камере до 2,0 МВт/м³. Температура стенок камеры сгорания при суммарном $\alpha = 1{,}4$ не превышает 750 °С, что делает возможным выполнять всю конструкцию из стали марки Х10Н18Т без футеровки.

Теплогенератор конструкции ВИЭСХ для получения низкотемпературного (150—200 °С) теплоносителя выполнен также цельнометаллическим. Максимальная температура сушильного агента, который может быть получен в такой топке, ограничивается наличием вентилятора, подающего теплоноситель в сушила и рециркулянт в топку непосредственно из выхлопного патрубка теплогенератора. Аналогичными характеристиками (максимальная температура теплоносителя до 300 °С) обладают различного типа контактные воздухонагреватели, которые могут использоваться в низкотемпературных сушилках малой мощности.

Цилиндрические топки в целом более долговечны и прочны, чем камерные, обладают пониженной материалоемкостью. Топки с кольцевыми зазорами характеризуются высоким КПД (до 98%). Одинако требования по уменьшению выброса оксидов азота при конструировании этих топок также не учитываются. Имеющиеся сведения о малой концентрации NO_x в продуктах сгорания низкотемпературных теплогенераторов объясняются не подавлением их образования, а значительным разбавлением продуктов сгорания избыточным воздухом.

В особую группу (рис. 13.32) выделены топочные устройства с нехарактерными для двух предыдущих групп конструктивными признаками. Это — устаиовки, теплотехнические и аэродинамические характеристики которых позволяют сжигать газ в минимальном объеме с высокими значениями объемной плотности теплового потока (до 15 МВт/м³).

Циклонная топка (рис. 13.32, *а*) имеет тангенциальный подвод газовоздушной смеси и вторичного воздуха. Интенсивное разбавление продуктов сгорания и устойчивый поток воздуха, омывающий кладку, обеспечивают надежное ее охлаждение. Средняя температура стенок топки иа 50 °С ииже средней температуры топочной среды. Циклонные топки в свое время активно исследовались как сжигающие устройства для котлоагрегатов. В качестве одиого из преимуществ циклонной камеры отмечалась пониженная температура периферийной части кольцевого потока газов. В описанной циклонной топке сушильного барабана, работающей при значительно больших суммарных избытках воздуха, этот эффект еще

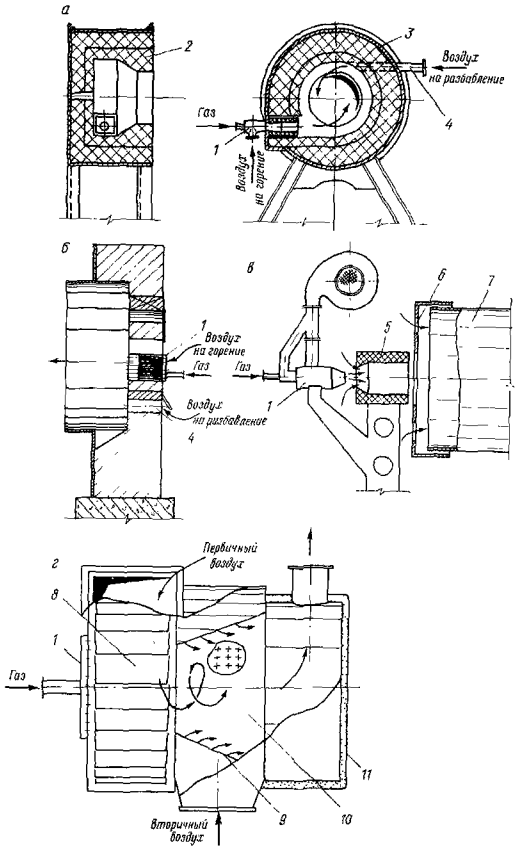


Рис. 13.32. Комбинированные топки.

а — циклонная; *б* — с блочными *инжекционными горелками*; *в* — топочное устройство ARA; *г* — цельнометаллическая; *1* — газовая горелка; *2* — огнеупорная футеровка; *3* — кожух; *4* — канал для подачи воздуха; *5* — огнеупорный туннель; *6* — регулируемые отверстия для подачи вторичного воздуха; *7* — сушильный барабан; *8* — улиточный завихритель камеры сгорания; *9* — перфорированный конус; *10* — камера смешения; *11* — *теплоизоляция*.

более заметен. Большая циклонная топка отличается от рассмотренной выше только размерами и трехточечным подводом воздуха на разбавление, что обеспечивает лучшее смесеобразование. Циклонные топки, несмотря на некоторую сложность, применяют все шире благодаря их долговечности, хорошим теплотехническим показателям и возможности регулировать параметры теплоносителя в широком диапазоне.

Одной из самых простых, надежных и удобных в эксплуатации выносных топок сушилок является конструкция, показанная на рис. 13.32, *б*. Здесь применены блочные инжекционные горелки с периферийной раздачей газа (БИГ), сжигающие газ в жестком компактном факеле. Малая протяженность зоны горения позволила максимально сократить длину топки, сделать ее, по существу, «плоской». Горение частично выносится в барабан сушилки, однако без нежелательного воздействия на обрабатываемый материал благодаря активному разбавлению продуктов сгорания воздухом, поступающим через отверстия на фронтовой поверхности топки. Некоторую ограниченность применения таких топок может вызвать необходимость наличия газа среднего давления (номинальное давление газа для горелок БИГ — 50 кПа), а также неоднородность теплоносителя, поступающего в рабочий объем сушилки.

В финской установке ARA (передвижной асфальтобетонный завод) применено топочное устройство высокой компактности (рис. 13.32, *в*), имеющее, впрочем, аналоги на отечественных агрегатах Д-597 и Д-508-2 по производству асфальтобетона. Благодаря применению газа среднего давления и вентилятора высокого давления генерируется высокоскоростной факел, активно инжектирующий воздух в небольшой футерованный туннель, где и происходит сгорание. Инжектируемый с периферии воздух создает определенный эффект охлаждения кладки. И хотя срок службы туннеля невелик из-за большой плотности теплового потока, затраты на его восстановление значительно меньше, чем для любой другой выносной топки. Дальнейшее разбавление продуктов сгорания осуществляется воздухом, поступающим через отверстия на фронтовой плите барабана за счет разрежения, что приводит к существенной неравномерности температурных полей потока теплоносителя.

Одной из самых компактных топок, позволяющих получить полностью гомогенизированный сушильный агент, является теплогенератор ТТГ-11 (рис. 13.32, *г*). В этом устройстве применен принцип так называемого «взвешенного» горения, когда объем, в котором происходит сгорание газа, полностью изолируется от стенок топочной камеры закрученным потоком воздуха. Этот принцип осуществлен достаточно давно в горелке Бедар—Салау, предназначенной для сжигания искусственного газа. Передняя часть теплогенератора ТТГ представляет собой многосопловое горелочное устройство с раздачей газа в закрученный улиточным регистром поток воздуха. Несмотря на высокую температуру горения метал-

ТАБЛИЦА 13.9

Сравнение эксплуатационных показателей конструктивных групп выносных топок сушильных установок

Топки	Допустимая плотность теплового потока топочного объема, МВт/м³	Удельная материалоемкость (кирпич), т/МВт	Срок службы (долговечность кладки), ч	КПД, %
Камерные	0,5—0,7	5—6	Менее 2000	85—90
Цилиндрические	0,8—2,0	0 *—5	3000—4000	До 98
Циклонные и прочие особых конструкций	1,5—15	0 *—3	5000 и более	До 96

* Для металлических конструкций топок.

лические части устройства не подвергаются значительным температурным нагрузкам, так как они не контактируют с факелом и продуктами сгорания. В следующей по ходу движения газов секции теплогенератора происходит разбавление продуктов сгорания вторичным воздухом. При этом перфорированный конус разбавления надежно охлаждается множеством воздушных струй, настилающихся на его поверхность под действием сносящего потока газов. Недостаток такой конструкции — потребность в высоконапорных дутьевых устройствах ($p^{возд}_{перв} = 4 \div 5$ кПа, $p^{возд}_{втор} = 2 \div 3$ кПа). Кроме того, металлическое исполнение неохлаждаемой выхлопной части теплогенератора ограничивает максимальный уровень температуры получаемого теплоносителя (не более 500 °С).

Сравнение обобщенных эксплуатационных и теплотехнических показателей трех рассмотренных конструктивных групп топочных устройств сушильных установок представлено в табл. 13.9.

На рис. 13.33 показана выносная топка ВТ-2,8 для барабанных сушилок, разработанная на кафедре теплотехники и газоснабжения Ленинградского инженерно-строительного института (ЛИСИ).

Основные характеристики топки ВТ-2,8 с горелкой ГМГм

Тепловая мощность, МВт:	
номинальная	2,3
максимальная	3,3
Пределы рабочего регулирования, МВт	0,5—3,3
Диапазон регулирования по α	2,0—5,0
То же, температуры теплоносителя на выходе из топки, °С:	
при подаче всего воздуха через горелку	1100—500
с патрубком разбавления	500—150
Объемная плотность теплового потока, МВт/м³	До 4,0
Удельный выброс оксидов азота, кг/МДж	Не более $7 \cdot 10^{-4}$
Потери теплоты топки, %	Не более 1
Масса с опорной конструкцией, т	4
Удельная материалоемкость, т/МВт тепловой мощности:	
кирпич	0,69
сталь	0,43
Габаритные размеры (без горелки), мм	1645×1524×1735

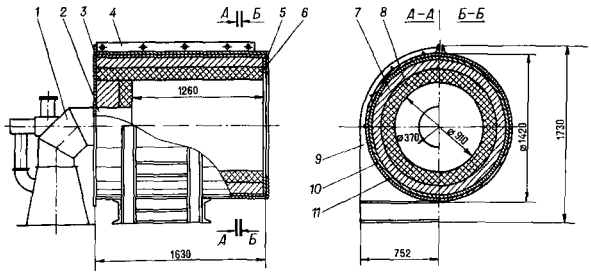


Рис. 13.33. Выносная топка ВТ-2,8 конструкции ЛИСИ для барабанных сушил.
1 — горелка; *2* — амбразура; *3* — фронтовой лист; *4* — стягивающая планка компенсатора радиального расширения; *5* — упорное кольцо; *6* — температурный шов; *7* — кладка из теплоизоляционного (легковесного) кирпича; *8* — то же, из огнеупорного кирпича; *9* — опорная конструкция; *10* — корпус; *11* — листовой асбест.

Обращают на себя внимание простота конструкции топки и удобство ее изготовления (благодаря применению корпуса из готовой трубы), малые потери теплоты (не более 1% при полном сгорании), высокая компактность и малая материалоемкость, достигнутые благодаря сильному стеснению факела (отношение диаметров топочной камеры и амбразуры горелки составляет 2,5) и большой объемной плотности теплового потока. Это, однако, не оказывает неблагоприятного воздействия на кладку (температура кладки не более 1000 °С) благодаря пониженному уровню топочного процесса. Значительное снижение потерь теплоты в окружающую среду, а также благоприятное воздействие прямой лучистой передачи теплоты из открытого топочного объема на эффективность теплообмена в сушиле позволили снизить удельный расход газа на единицу продукции (сушка и нагрев песчано-гравийной смеси для асфальтобетона) в среднем на 15—20%.

Принцип радиационной сушки заключается в поглощении обрабатываемым телом инфракрасных лучей, которые, превращаясь в теплоту, нагревают его и обеспечивают за счет этого удаление влаги. Количество поглощаемой энергии зависит от длины волны падающего на тело инфракрасного излучения и поглощательной способности этого тела. Вещества, хорошо пропускающие излучение, мало нагреваются, так же как и вещества, хорошо отражающие инфракрасные лучи. Нагревание вызывается только поглощением лучей.

В общем виде схема процессов, происходящих при проникновении инфракрасных лучей внутрь облучаемых тел, представлена на рис. 13.34. Падающее на однослойный материал инфракрасное излучение (рис. 13.34, *а*) частично отражается от поверхности материала, а частично проникает в его слой. Часть проникшего

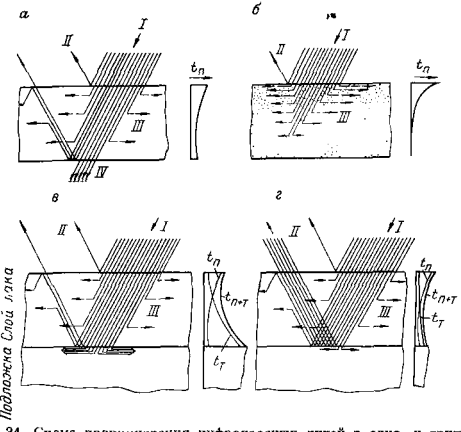


Рис. 13.34. Схема проникновения инфракрасных лучей в одно- и двухслойные материалы.

а—б — однослойный материал: *а* — слабое поглощение, *б* — сильное поглощение; *в—г* — двухслойный материал: *в* — сильное поглощение вторым слоем, *г* — слабое поглощение вторым слоем; *I—IV* — излучение: *I* — падающее, *II* — отраженное, *III* — поглощенное, *IV* — пропущенное; графики температуры: $t_п$ — за счет поглощения излучения; $t_т$ — за счет теплопроводности; $t_{п+т}$ — суммарной.

излучения поглощается (превращается в теплоту и нагревает материал), незначительная доля его отражается на нижней границе слоя и возвращается в слой материала, а остальная часть пропускается в окружающую среду. Эффективно только инфракрасное излучение, поглощеиное нагреваемым материалом. Это излученне, превращающееся в теплоту, используют для сушкн однослойного материала.

Справа на рисунке показано распределение температуры в слое материала. На облучаемой поверхности материала температура несколько выше, чем на противоположной. Следует отметнть, что схема проникиовения инфракрасных лучей и распределение температур по толщине материала в процессе сушки с удалением большого количества влаги несколько меняется. В этом случае одновременно происходят тепло- и массообмен.

На рис. 13.34, *б* показаны проникновеиие инфракрасного излучения и распределенне температуры по толщине слоя для материала с высоким коэффицнентом поглощения и достаточной толщнной слоя. Падающее излучение, кроме частично отраженного от

облучаемой поверхности, поглощается материалом и превращается в теплоту, которая приводит к повышению температуры тела и обеспечивает удаление влаги. Этот вариант наибольшего поглощения излучения дает наивысший КПД.

На рис. 13.34, *в*, *г* показано облучение двухслойного материала, когда основной материал (подложка) покрыт слоем лака. В первом случае (рис. 13.34, *в*) в качестве подложки применен материал, хорошо поглощающий лучи (черное листовое железо), во втором — хорошо отражающий их (листовой алюминий). Слой лака хорошо пропускает инфракрасное излучение. Температура на внутренней поверхности лакового слоя в первом случае выше, чем на наружной. В результате этого высушивание лака происходит от внутренней поверхности, которая, соприкасаясь с подложкой, получает от нее теплоту за счет теплопроводности. При такой сушке устраняются различные дефекты покрытия (пузыри, трещины и т. п.), которые характерны для конвективной сушки, когда под действием горячего теплоносителя на поверхности лака за счет более интенсивного испарения образуется тонкая пленка, препятствующая дальнейшему испарению растворителя. В ряде случаев парам растворителя из внутренних слоев приходится проходить через более или менее непроницаемую твердую пленку, которая образуется при конвективной сушке. В результате верхний засохший слой может быть разорван. Сушка инфракрасными лучами обеспечивает не только высокое качество лакокрасочного покрытия, но и возможность интенсифицировать сам процесс сушки.

Для второго случая (рис. 13.34, *г*), когда подложка обладает сильным отражением и слабым поглощением инфракрасного излучения, в теплоту превращается лишь малая часть излучения, падающего на материал подложки, и температура последней остается низкой. Это — одни из неблагоприятных случаев использования инфракрасных лучей для сушки покрытий.

При сушке инфракрасными лучами особое внимание следует обращать на спектральные характеристики излучателя и облучаемого материала. В общем случае максимум энергии излучателя должен совпадать с максимумом поглощения ее материалом. Интенсивность удаления влаги по сравнению с конвективной сушкой увеличивается в несколько раз. Это объясняется тем, что количество теплоты, которое можно передать материалу при радиационной сушке, значительно выше, чем при конвективной. При небольшой разности температур нагревателя и обогреваемого тела теплоотдача излучением и конвекцией различается мало. При увеличении этой разности теплоотдача излучением быстро повышается, в то время как теплоотдача конвекцией растет медленно. Однако, как показывает практика, скорость сушки не всегда можно повысить пропорционально увеличению теплового потока, так как сушка определяется не только скоростью передачи теплоты, но и скоростью перемещения влаги внутри материала, а также требованиями к качеству готовой продукции.

При использовании инфракрасных лучей для сушки можно получить желаемое распределение теплоты в массе обрабатываемого материала, что приводит к ускорению процесса сушки. В этом случае энергия посылается в наиболее целесообразной форме и используется с высоким КПД. Поэтому для некоторых материалов обычную конвективную сушку — процесс привычный и весьма распространенный — можно считать, по существу, нерациональной.

Процессы инфракрасной сушки протекают значительно быстрее и обеспечивают технико-экономический эффект, однако они приемлемы далеко не везде и не во всех условиях. Конвективная сушка по-прежнему еще сохраняет свое значение и широко применяется. Поэтому в настоящей книге даны только те области применения инфракрасной сушки, где этот метод обеспечивает технико-экономический эффект. К ним можно отнести сушку лакокрасочных покрытий, эмалей, керамических изделий, текстиля, фарфорофаянсовых изделий, бумаги и картона, сыпучих материалов, некоторых сельскохозяйственных изделий (табак, зерно, и др.), тонких изделий из древесины, литейных форм и стержней и других материалов.

Агрегаты для сушки или сушилки с применением ГИИ (горелок инфракрасного излучения) бывают стационарными и передвижными, камерными и туннельными. Они могут также быть закрытыми и открытыми (без ограждений). Последние применяются для небольших количеств быстросохнущих материалов.

В большинстве случаев целесообразно применять стационарные туннельные сушилки закрытого типа с тепловой изоляцией, так как при открытой установке материал охлаждается потоками внешнего холодного воздуха и, как правило, в этом случае теплота продуктов сгорания газа не используется. При этом увеличивается расход теплоты и уменьшается скорость сушки.

Передвижные сушилки применяются для сушки материалов на месте, например штукатурки стен зданий, окрашенных после ремонта автомобилей, судов и т. д. Сушильные агрегаты обычно проектируют на основании данных о существующих установках, предварительных опытов и расчета.

На основании опыта эксплуатации, проектирования и исследования можно дать некоторые общие рекомендации, которые следует учитывать при разработке и применении сушилок с ГИИ.

1. По технологии сушки.

1. Подвод теплоты к высушиваемому материалу должен быть дифференцированным по времени сушки. В начале процесса к материалу подводится большое количество теплоты. В этот период интенсивное выделение влаги предохраняет высушиваемый материал от опасного повышения его температуры. Когда же материал отдал большую часть влаги, подвод теплоты должен быть уменьшен.

2. При инфракрасной сушке в закрытых сушилах необходимо использовать теплоту продуктов сгорания газа, что повышает КПД сушилки. Часто целесообразно применять рециркуляцию продуктов сгорания.

3. Сушило должно предназначаться для однотипных изделий и материалов, выпуск которых носит массовый характер. Создание конструкции универсальных сушил для различных изделий (тонких и толстых, тяжелых и легких) не оправдывает себя.

4. Инфракрасная сушка может с успехом применяться для изделий простой плоской формы или для тонкослойных материалов.

5. Целесообразно, чтобы у высушиваемых материалов максимум поглощения энергии по длине волны совпадал с максимумом инфракрасного излучения газовой горелки.

6. При сушке неподвижных материалов необходимо особое внимание обращать на равномерность облучения. Это особенно важно для материалов с низкой теплопроводностью, так как в этом случае температура их не выравнивается за счет теплопроводности.

7. При сушке пластин и других плоских материалов целесообразно подводить теплоту с двух сторон.

II. По конструированию сушила.

1. Сечение туннеля должно повторять (насколько возможно) форму высушиваемых изделий. Газовые горелки в камере туннеля устанавливаются из расчета равномерного облучения всех поверхностей изделия. Длина туннеля определяется исходя из необходимой производительности сушила и экспериментально полученного времени сушки.

2. Внутренние поверхности сушильной камеры следует выполнять из материалов с высоким коэффициентом отражения. Практически рекомендуется применять листовой алюминий.

3. Конструкция сушила должна обеспечивать подвод чистого воздуха к ГИИ и исключать попадание продуктов сгорания газа в смесители горелок. При наличии в камере сушила переменного разрежения, абсолютное значение которого может быть более 5 Па, ГИИ целесообразно устанавливать в уравнительных камерах.

4. Давление газа перед горелками должно поддерживаться на строго заданном уровне. Колебание его будет менять температуру излучающей насадки и, следовательно, интенсивность облучения высушиваемого материала, что может привести к некачественной сушке.

5. Конструкция транспортных устройств для перемещения материала во время сушки не должна мешать облучению изделий; потери теплоты на нагрев транспортных средств должны быть сведены к минимуму.

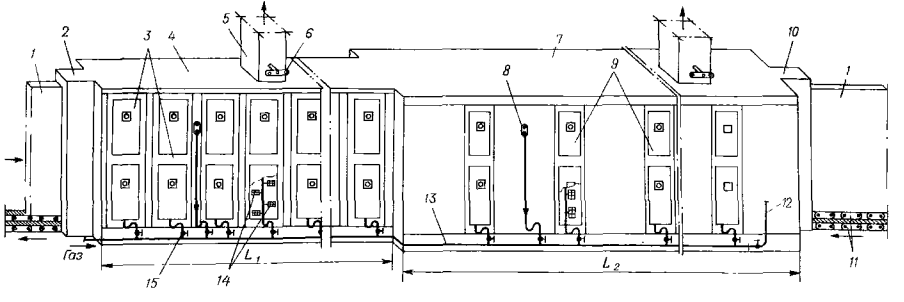
6. Горелки устанавливаются на сушиле с учетом удобства их эксплуатации и ремонта. В закрытых камерах сушила должны предусматриваться смотровые устройства, необходимые для наблюдения за работой горелок.

7. Промышленные сушила с ГИИ должны быть оборудованы контрольно-измерительными приборами и автоматикой безопасности.

Ниже приведены конструкции некоторых радиационных сушилок с ГИИ. Сушка в производстве строительной керамики является основной операцией технологического процесса. Она занимает значительную часть времени и оказывает основное влияние на прочность и качество изделий. Применение ГИИ интенсифицирует процесс сушки, резко сокращает его время и способствует организации поточного производства. Инфракрасные лучи проникают внутрь керамического материала лишь на несколько миллиметров. Однако теплопроводность влажной керамической массы, особенно если она мелкозернистая, велика и обеспечивает хороший подвод теплоты в глубь материала.

На рис. 13.35 приведена схема газового конвейерного терморадиационного сушила для крупногабаритных гипсобетонных стенных перегородок. Высушиваемые изделия представляют собой

а



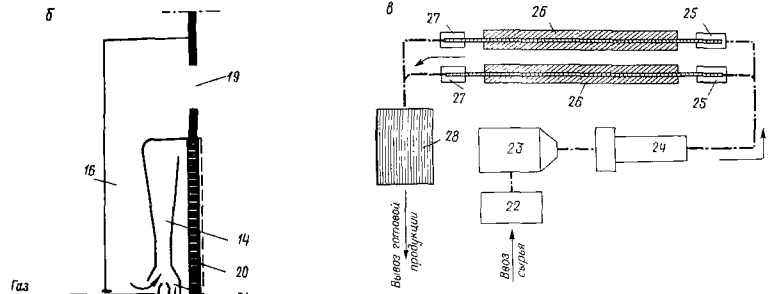


Рис. 13.35. Газовое конвейерное терморадиационное сушило для крупногабаритных гипсобетонных стеновых перегородок.

а — аксонометрическая схема сушила; *б* — уравнительная камера; *в* — технологическая схема изготовления гипсобетонных перегородок.

1 — гипсобетонная перегородка; *2* — шлюз на входе в сушило; *3* — газогорелочная поворотная большая панель; *4* — первая зона L_1; *5* — дымоход; *6* — регулирующая заслонка; *7* — вторая зона L_2; *8* — ручной переносной инжекционный запальник; *9* — газогорелочная поворотная малая панель; *10* — шлюз на выходе из сушила; *11* — конвейер; *12* — продувочный газопровод; *13* — газопровод; *14* — ГИИ типа ВИГ-1; *15* — кран на газопроводе; *16* — уравнительная камера; *17* — окно для подачи воздуха; *18* — заслонка; *19* — уравнительное отверстие; *20* — излучающий насадок горелки; *21* — инжектор горелки; *22* — склад исходного сырья; *23* — дозирующий узел; *24* — вибропрокатный стан Козлова; *25, 27* — загрузочная и разгрузочные площадки сушила; *26* — газовое конвейерное терморадиационное сушило; *28* — склад готовой продукции.

ТАБЛИЦА 13.10

Основные параметры процесса газовой терморадиационной сушки гипсобетонных перегородок

Параметры сушки	Период сушки	
	I	II
Время сушки τ_c, мин	50	80
Влажность образца, %:		
начальная	32	19
конечная	19	8
Температура образца, °С:		
начальная	20	90
максимальная	92	90
конечная	90	74
Расход теплоты на сушку 1 м² образца, МДж	80	20
Коэффициент избытка воздуха в сушильной камере	5—8	10—15
Расстояние от излучающей насадки до перегородки, мм	300	500

стенные перегородки толщиной 70—80 мм, высотой 2,7—3.0 м и длиной 4,5—5,5 м. Начальная влажность перегородки 32, конечная 8—10%.

Сушило (рис. 13.35, *а*) представляет собой горизонтальную камеру, имеющую форму прямоугольного параллелепипеда, с вертикальными щелями на концах (для входа и выхода) гипсобетонных перегородок. Горелки инфракрасного излучения смонтированы на боковых стенках. В низу камеры сушила размещается роликово-пластинчатый конвейер, обеспечивающий равномерный поток через камеру. В соответствии с кинетикой исследуемого терморадиационного метода сушило (сушилка) разделено на две зоны: L_1 — зона интенсивного подвода теплоты ($Q_1 = 80$ МДж/м²); L_2 — зона «мягкого» подвода теплоты ($Q_2 = 20$ МДж/м²). Теплота к перегородкам подводится с двух сторон. На сушиле установлены горелки типа ВИГ-1.

Согласно экспериментальным исследованиям оптимальное решение обеспечивается равномерным размещением горелок (ГИИ) по всей площади боковых стен камеры сушила в соответствии с двумя режимами сушки. В этом случае в каждой зоне сушила тепловое радиационное облучение поверхности гипсобетонных перегородок было бы наиболее равномерным. Однако такое рассредоточение газовых горелок чрезмерно усложняет конструкцию и монтаж сушила, а еще больше его эксплуатацию вследствие трудностей розжига индивидуальных горелок и наблюдения за их работой. Перегородки в камере сушила движутся вдоль установленных с боков горелок, поэтому последние сблокированы по горизонтали и смонтированы в виде отдельных панелей-дверей. Установка газовых горелок в камере сушила на специально сконструированных дверных открывающихся панелях дает возможность

быстрого розжига, визуального наблюдения и контроля за их работой, а также позволяет проводить профилактические осмотры и ремонт без остановки сушила.

Зажигание горелок каждой панели предусматривается с помощью ручной запальной горелки (ручного переносного запальника). Подача газа к горелкам осуществляется от газовых коллекторов, расположенных вдоль камеры сушила, через гибкие резинотканевые рукава. Транспорт гипсобетонных перегородок по сушилу осуществляется по конвейеру. Входные и выходные отверстия сушильной камеры в целях уменьшения вредных присосов воздуха оборудуются шлюзовыми затворами. Перед входом и выходом камеры сушилки имеются кран-балки для установки на конвейер и снятия с него гипсобетонных перегородок.

Сушило оборудуется необходимыми контрольно-измерительными приборами (КИП). Для наблюдения за разрежением в камере сушила устанавливают мембранные тягонапоромеры. Температурный режим контролируется стационарно установленными термометрами и термопарами.

При высушивании гипсобетонных перегородок до необходимой влажности, равной 8 %, применим режим терморадиационной сушки, заключающейся в дифференцированном подводе теплоты: в начальный I период количество подводимой теплоты должно быть достаточным для поддержания постоянной скорости сушки, а в последующий II период падающей скорости сушки — уменьшено, чтобы не допустить опасного перегрева гипсобетона. Проведенными исследованиями определен режим терморадиационной сушки гипсобетонных перегородок с непрерывным дифференцированным подводом теплоты (табл. 13.10).

Воспользовавшись свойством высушиваемого материала и его *высокой начальной влажностью, возможно на начальной стадии* процесса в режиме прогрева и постоянной скорости сушки увеличить подводимый поток радиационной теплоты без опасного для перегородки повышения температуры. В период падающей скорости сушки, когда влажность поверхностных слоев перегородки невысокая, необходимо уменьшить поток подводимой теплоты до уровня поддержания безопасной температуры для гипсобетона. Теплота экзотермических реакций гидратации вяжущих способствует при терморадиационной сушке на некоторых стадиях процесса получению аномального распределения температур, по направленню совпадающих с градиентом влажности. Это обстоятельство приводит к дополнительному ускорению удаления влаги из перегородки.

Одним из недостатков конструкций существующих ГИИ является их большая чувствительность к переменному разрежению перед насадкой горелки. Этот недостаток, связанный с изменением коэффициента α_1, не позволяет устанавливать такие горелки в сушильных камерах с переменным разрежением, которое имеется во всех конструкциях существующих сушилок.

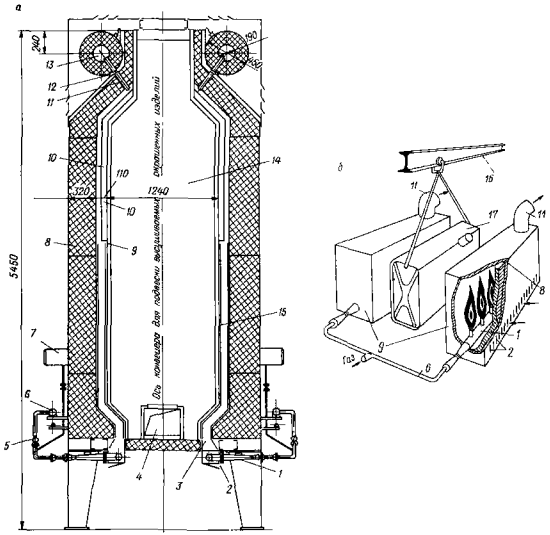
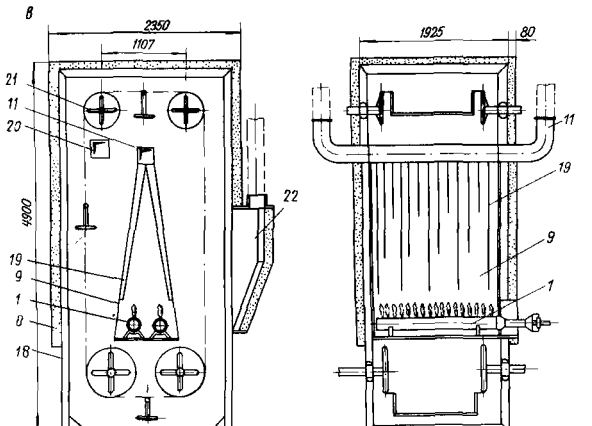


Рис. 13.36. Терморадиационные сушила для ла

а — для окрашенных листов обшивки железнодорожных вагонов; *б* — для лакокрасоч факельная инжекционная горелка; *2* — отверстие для подсоса вторичного воздуха; *3* — газовый регулирующий прибор для измерения давления газа перед горелкой; *8* — тепловизионная ранин; *12* — регулирующий шибер; *13* — газоход; *14* — проходной тунель; *15* — экран; воздушный короб; *21* — конвейер; *22* —

Уравнительиая камера обеспечивает надежную работу серийных ГИИ при переменных разрежениях в сушиле (рис. 13.35, *б*). Газовая горелка устанавливается в боковом ограждении так, чтобы насадка горелки была обращена к высушиваемому изделию и находилась в зоне разрежеиия, а инжектор горелки располагался в уравнительной камере, имеющей два отверстия: уравнительное и для подсоса воздуха, которое снабжено заслонкой. Размер уравиительиого отверстия определяется из расчета поддержания в уравнительной камере практически такого же разрежения, как и в камере сушила. Разрежения перед насадкой (сушильная камера) и инжектором горелки остаются одинаковыми, а следовательно, ие влияют на инжекционную способиость горелки и обеспечивают надежную ее работу. Необходимый для горения газа воздух поступает в уравнительную камеру за счет разрежения. Количество его регулируется заслонкой при пусконаладочных работах. Урав-



кокрасочных покрытий с темными излучателями.

ных покрытий бензобаков; *а* — для грунта и эмали на стальных изделиях; *1* — многокамера сгорания; *4* — рециркуляционный короб; *5* — кран; *6* — газопроводы; *7* — по*9* — темная излучающая панель; *10* — ребра; *11* — патрубок для отвода продуктов сго*16* — монорельс конвейера; *17* — бензобак; *18* — каркас; *19* — ребра излучателя; *20* — зонт для отвода увлажненного воздуха.

иительные камеры позволяют использовать серийные ГИИ без изменений их конструкции в камерах сушил с перепадом разрежений от 1,0 до 100 Па.

Общая технология изготовления гипсобетонных перегородок может быть рещена по схеме, показанной на рис. 13.35, *в*. Основными операциями при производстве гипсобетонных перегородок являются следующие:

1) дозирование компонентов формовочной массы (вяжущего, заполнителей и воды) и приготовление формовочных растворов в дозирующем узле и на стане;

2) формирование крупногабаритных перегородок на вибропрокатном стане Козлова;

3) сушка перегородок на двух параллельно работающих газовых конвейерных терморадиационных сушилах.

ТАБЛИЦА 13.11

Результаты лабораторных испытаний сушки лакокрасочных покрытий на стальных подложках

Лакокрасочный материал	Вязкость по ВЗ-4, Па·с	Толщина пленки, мкм	Режим сушки			Твердость по маятнику	Эластичность по шкале НИИЛК, мм	Прочность, МПа
			Расстояние от излучателя до образца, мм	Температура образца, °С	Время высыхания, мин			
Грунт № 138	25	25	110	110	3	0,57	2	5
	25	25	200	70	6	0,6	1	5
Грунт У-223	28	35	150	85	3	0,44	3	5
Лаковая шпаклевка ЛШ-1	28	210	150	85	15	—	—	—
Эмали:								
ПФ-65	50	25	100	110	3	0,3	1	5
	50	25	200	70	6	0,36	1	5
ПФ-64	50	22	100	110	5	0,4	1	5
	50	22	200	70	10	0,27	1	5
ПФ-57	45	25	100	110	6	0,26	1	5
	45	25	200	70	12	0,3	1	5
Свинцово-суриковый грунт	40	30	150	85	20	—	—	—
Эмаль:								
У-311	30	30	150	85	3	0,45	3	5
У-417	30	30	150	85	5	0,45	3	5

Применение конвейерных терморадиационных сушил позволяет организовать непрерывный технологический поток и практически механизировать и автоматизировать производство гипсобетонных стеновых перегородок.

Значительное сокращение времени, повышение экономичности и производительности дает инфракрасная сушка лакокрасочных покрытий, которые служат наилучшим объектом для применения этого вида сушки. Процесс высушивания (запекания) лакокрасочных материалов протекает при одновременном воздействии температуры и кислорода воздуха. В результате сложных химических процессов получают твердую пленку. Длительность этих процессов зависит от метода сушки. При конвективной сушке процесс полимеризации начинается с поверхности покрытия. Образующаяся при этом поверхностная пленка затрудняет удаление растворителя и снижает скорость сушки. При инфракрасной (радиационной) сушке лучи, проникая через слой покрытия, нагревают поверхность подложки. Возникает перепад температур между внутренней поверхностью пленки, соприкасающейся с металлом (подложкой), и ее слоями, находящимися ближе к наружной поверхности покрытия. Наличие температурного градиента, направленного изнутри к поверхности, способствует интенсивному испарению растворителя. Таким образом, при радиационной сушке во внутренних слоях лакокрасочных покрытий градиенты температур и общего

давления паров растворителя совпадают по направлению (от подложки к поверхности покрытия), что способствует интенсификации процессов сушки и полимеризации.

Для сушки лакокрасочных покрытий нашли применение сушила с темным излучателем, варианты которых показаны на рис. 13.36. Темный излучатель сушила для покрытий бензобаков (рис. 13.36, *б*) представляет собой короб, внутри которого сгорает газ. В нижней части короба установлена многофакельная инжекционная горелка с $\alpha = 0{,}4 \div 0{,}6$. Для полного сжигания газа снизу через отверстия подается вторичный воздух. Поверхность излучателя, обращенная к высушиваемому изделию, обычно имеет температуру 350—500 °С, внешняя поверхность теплоизолирована. Продукты сгорания отводятся через специальные патрубки. Поперечное сечение камеры сгорания темного излучателя кверху уменьшается, за счет чего скорость движения продуктов сгорания и коэффициент теплопередачи увеличиваются, а температура по высоте излучающей поверхности остается практически одинаковой. Изделия, проходящие между излучателями, высыхают за счет интенсивного разогрева. В некоторых случаях целесообразно использовать теплоту продуктов сгорания, для чего их направляют в рабочую камеру.

Сушила с темными излучателями конструктивно достаточно просты, надежны в работе и не имеют факела в рабочей камере. Их с успехом применяют для сушки кузовов автомобилей, сельскохозяйственных комбайнов, швейных машин, велосипедов и т. д. В табл. 13.11 приведены некоторые показатели по сушке темными излучателями различных лакокрасочных покрытий.

Переход с конвективной сушки на инфракрасную не обязательно должен сопровождаться разрушением старого сушила и изготовлением нового. Иногда удается, сохранив в основном конвективное сушило, за счет некоторой реконструкции переделать его в инфракрасное.

На рис. 13.36, *в* показано конвективное конвейерное сушило грунта и эмали на стальных изделиях, переведенное с электрического обогрева на газовый радиационный. Сушило представляет собой металлическую изолированную камеру, внутри которой на месте электрического калорифера смонтирован темный излучатель. Поверхности излучателя нагреваются изнутри за счет сжигания газа. Излучатель выполнен в виде короба, разделенного на две секции, в каждой из которых установлено по одной инжекционной многофакельной горелке низкого давления с $\alpha_1 < 1$. Расход природного газа на горелку 7 м³/ч. Вторичный воздух, необходимый для полного сжигания газа, подается за счет разрежения в топке излучателя через щели в полу. Продукты сгорания отводятся через систему дымоходов и вытяжную трубу.

Внутри рабочей камеры сушила находится цепной непрерывный конвейер. Изделия, загруженные в один ряд на полки-этажерки конвейера, перемещаются вокруг излучателя. При этом вначале

облучается одна сторона изделия, а затем противоположная, благодаря чему достигается практически равномерная сушка. В сушилке предусмотрен обдув изделий. Воздух от вентилятора подается в верхнюю часть сушила и через нагнетательный короб направляется на изделие. Увлажненный воздух поступает под зонт, установленный над загрузочным окном, и выбрасывается наружу.

При серийном производстве в вагоностроительном, автомобильном, тракторном и других производствах требуется сушка окрашенных однотипных металлических конструкций обшивки, плавиок, проката, стоек и т. п. Для таких изделий простой геометрической формы целесообразно применять проходные конвейерные газовые терморадиационные сушильные установки непрерывного действия.

На рис. 13.36, *а* показан поперечный разрез сушила для окрашенных листов обшивки железнодорожных вагонов. В сушильной камере применены темные излучающие панели, сваренные из стали. Нагрев излучающей поверхности до 350—400 °С осуществляется продуктами сгорания природного газа. В нижней части панели расположены камера сгорания и отверстие для подсоса воздуха, необходимого для поддержания полного сгорания газа и обеспечения соответствующего температурного режима в излучающей панели. В камере сгорания установлены многофакельные Т-образные инжекционные горелки с $\alpha_1 = 0{,}3 \div 0{,}6$ и устройства для автоматического зажигания и контроля пламени.

В сечении излучающие панели представляют собой прямоугольник с расстояниями между стенками 100 мм. Снаружи панели теплоизолированы перлитовыми плитами и обшиты тонколистовой сталью. Верхняя и нижняя части панели имеют изгибы, что дает возможность приблизить поверхность излучения и улучшить сушку краев изделий. К внутренней стороне верхней части излучающей панели приварены ребра, а в нижней установлен экран. Это способствует выравниванию температур по высоте излучающей панели. Сушило представляет собой проходной туннель, состоящий из входного и выходного тамбуров с установленными в них воздушными завесами, излучающих и вентиляционных секций. Секции между собой герметизируются асбестовым шнуром и мастикой.

Отвод продуктов сгорания из панели осуществляется через патрубки с шиберами и газоходы. Продукты сгорания, отсасываемые через патрубки излучающих секций, подаются вентилятором на рециркуляцию в рабочую камеру сушила, осуществляя дополнительную конвективную сушку лакокрасочных покрытий изделий. Отработанная смесь продуктов сгорания с воздухом, загрязненная парами растворителя, отсасывается из камеры сушила вытяжным вентилятором и выбрасывается в атмосферу.

Система подачи и сжигания газа состоит из горелок, газопроводов с запорной арматурой, регулирующих и отсечных устройств,

продувочного газопровода и трубопровода безопасности, узлов автоматического зажигания и контроля пламени.

Сушило оборудовано КИП и автоматикой регулирования и безопасности. Система КИП и автоматического управления работой сушила состоит из следующих узлов:

1) приборов контроля давления газа на подводящем газопроводе и перед каждой горелкой;

2) дистанционного розжига газовых горелок;

3) контроля пламени горелок;

4) приборов контроля и регулирования температуры в камере сушилки;

5) системы автоматических блокировок и безопасности работы камеры (блокировка с пожаротушением, контроль и отключение подачи газа при образовании взрывоопасных концентраций в рабочей камере сушилки).

Автоматика регулирования обеспечивает поддержание заданной температуры излучающей поверхности панелей. Для этого на панелях установлены поверхностные термопары, связанные с вторичным многоточечным показывающим, записывающим и регулирующим электронным потенциометром, который через ступенчатый импульсный прерыватель дает команду на исполнительный механизм заслонки, находящийся на общем газопроводе перед сушилкой. Исполнительный механизм, управляя заслонкой, уменьшает или увеличивает подачу газа на горелки и тем самым регулирует температуру поверхности темных излучающих панелей.

Розжиг основных горелок осуществляется от специальных запальных горелок, в которых газ поджигается от искры автомобильной свечи, питаемой газосветным трансформатором. Наличие пламени у каждой горелки контролируется автоматом контроля пламени *АКП-11*. При погасании пламени хотя бы у одной горелки АКП-11 дает команду на отсечной электромагнитный вентиль СВМГ, который отсекает подачу газа на сушило.

В рабочем пространстве камеры сушила устанавливается сигнализатор взрывоопасных концентраций, который в случае превышения предельных концентраций растворителя в газовой среде камеры дает команду СВМГ на отсечку подачи газа. Одновременно со срабатыванием электромагнитного вентиля СВМГ останавливается конвейер и подается звуковой или световой сигнал.

Техническая характеристика сушила

Производительность, кг/ч:	
по массе изделий	5000
по массе транспорта (конвейера)	4000
по испаренному растворителю	10,3
по обрабатываемой поверхности, м²/ч	380
Тип изделий	Охлажденные листы обшивки, стойки, планки, прокат
Режим сушки:	
продолжительность, мин	13
температура, °С	150

Вид лакокрасочного материала	Смесь лака 170 с 15% алюминиевой пудры
Топливо	Природный газ с $Q_н$ = = 35,6 МДж/м³ и ρ = 0,73 кг/м³
Расход газа, м³/ч	98
Число газовых горелок, шт.	16
Давление газа перед горелками, Па	1500

Одной из крупных проблем сельского хозяйства является сушка сельскохозяйственной продукции, так как собранный урожай нельзя хранить в течение длительного времени, если содержание влаги в нем выше допустимого. Газ является лучшим видом топлива для сушки вообще и сельскохозяйственной продукции в особенности. Чистота продуктов сгорания газа позволяет в ряде случаев подавать их вместе с воздухом непосредственно в сушильные камеры. При использовании газа значительно упрощается конструкция сушильных агрегатов, улучшается регулировка процесса сушки, создаются условия для полной автоматизации процесса, полностью исключается загромождение и засорение территории, уменьшается пожароопасность, особенно по сравнению с твердым топливом, при применении которого необходимо использовать специальные искроулавливающие приспособления. Бо́льшую часть сельскохозяйственных продуктов сушат в летнее время, когда имеются большие резервы газа. Сушка многих сельскохозяйственных продуктов ускоряет процесс уборки и повышает сохранность сельскохозяйственных продуктов.

Важнейшей проблемой животноводства до настоящего времени остается проблема заготовки кормов на зимний период. При естественной сушке и силосовании значительная часть питательных веществ разрушается. По данным отдельных организаций потери питательных веществ травами при сушке составляют около 50, а при силосовании около 20%. Даже в самых благоприятных условиях сохраняется не более 25% каротина. Это происходит в результате длительного воздействия на скошенную траву лучей солнца, влаги и тепла. В последние годы начали широко применять искусственную сушку трав в сушильных установках, использующих газовое топливо. Этот способ позволяет сохранить до 80—95% питательных веществ и почти полностью каротин. В результате искусственной сушки получают высококачественный продукт, не уступающий по своей питательности зерновым концентратам и содержащий такое же количество витаминов, какое имеет зеленая трава.

Для сушки трав, кукурузы в початках, гороха, бобов и фуражного зерна в ряде хозяйств применяют сушильную установку 2ЛТС-400, в комплект поставки которой входят теплогенератор ТГ-800, сушильные лотки с цепочно-пластинчатыми транспортерами, воздухопровод, соединяющий теплогенератор с сушильными лотками, а также молотковые дробилки, приемные бункера с циклонами, электрораспределительный щит и контрольно-измерительная

аппаратура. Технология сушки с помощью такой установки заключается в продувке потоком горячей газовоздушной смеси неподвижного слоя травы, размещаемой на решетчатом полотне лотка.

13.15. ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОВОГО ТОПЛИВА В ПИЩЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Газовое топливо широко используют в тепловых установках пищевой промышленности: в хлебопекарных и кондитерских печах, для сушки и термической обработки различных продовольственных товаров, копчения мясных и рыбных продуктов и др. Применение газа улучшает санитарио-гигиенический уровень и культуру производства, как правило, повышает производительность печей.

Горючие газы могут быть использованы в технологических процессах по двум направлениям: 1) для косвенного обогрева (замена в существующих установках твердого или жидкого видов топлива газом без значительной реконструкции агрегатов, при сохранении прежней технологии); 2) для прямого обогрева (применение новых агрегатов, непосредственно использующих контакт продуктов сгорания газа с обрабатываемыми изделиями, что обычно приводит к интенсификации процессов термической обработки и увеличению производительности оборудования). Опыт эксплуатации печей различного назначения с непосредственным обогревом показывает, что продукты сгорания газа не оказывают вредного влияния на качество выпускаемой продукции.

Канальные тупиковые печи (ФТЛ-2, УДПГ и др.), широко используемые в хлебопекарной и кондитерской промышленности, являются универсальными как по сжигаемому в них топливу, так и по выпекаемой продукции. Они относятся к печам с косвенным обогревом, т. е. продукты сгорания топлива не контактируют с выпекаемыми изделиями.

При переводе печи типа ФТЛ-2 на газовое топливо ее конструкция сохраняется без изменения. Газовые горелки, чаще всего инжекционные с $\alpha_1 < 1$ при низком давлении газа или с $\alpha_1 > 1$ при среднем давлении, устанавливаются с фронта топки на месте топочной дверки или по разные стороны от нее. Для предохранения колосниковой решетки от пережога ее перекрывают асбестовым листом и слоем шамотного кирпича.

Продукты сгорания из топки по нижнему газоходу и стоякам поступают в радиаторную коробку, затем по передним или задним стоякам в два широких канала верхнего газохода. Передача теплоты в пекарную камеру осуществляется через стенки этих каналов и топки. Для изменения направления движения газов в зависимости от вида выпекаемой продукции используются шиберы. Такое газовое оборудование печей не обеспечивает им существенных преимуществ с точки зрения теплообмена по сравнению с другими видами топлива. Производительность печи практически сохраняется.

Газовое топливо как экологически чистое позволяет сжигать его непосредственно в печной камере. Разработаи и применяется целый ряд чисто газовых хлебопекарных и кондитерских печей, в которых интенсифицировааы процессы термообработки, повышены производительность и качество продукции.

На рис. 13.37, *а* дана прииципиальиая схема газового обогрева печи РМК. Печь состоит из корпуса каркасного типа, конвейерного пода, привода конвейера, системы газопроводов н горелок, установлениых в пекарную камеру. Печь условно разделена на четыре зоиы длиной по 2500 мм каждая. Пекарная камера представляет собой сквозиой туннель, через который проходит коивейериый под с изделиями. В каждой зоне размещено разное число горелок, определенное условиями подвода необходимого по технологическим требованиям количества теплоты к выпекаемой продукции. В печи РМК установлены инжекционные многофакельные горелки с $\alpha_1 < 1$ (на иизком давлении газа) (рис. 13.37, *I*). Общее число горелок 35; расход природного газа иа одну горелку 0,75 м³/ч. Применение в пекарной камере газовых горелок ГИИ позволяет интенсифицировать процессы выпечки и повысить качество выпускаемой продукции, так как важной особенностью инфракрасных лучей является их способность проникать на некоторую глубину материалов растительного происхождения, в том числе теста. При этом проникающая способность увеличивается с уменьшением длины волны. Кроме того, коротковолновые лучи почти не поглощаются водяными парами, находящимися в пекарной камере между излучателем и изделием. Применение светлых излучателей, имеющих более короткие волны, позволяет получить одновременно и хорошую румяную корку, и хорошо пропекшийся мякиш.

Выпечка печенья и хлеба, поджаривание зерен кофе и какао или сухарей и другие процессы требуют довольно высокой температуры (около 200 °С). Горелки ГИИ позволяют достигать таких плотностей облучения изделий, которые приводят к ускорению их термообработки и дают экономический эффект. Наиболее благоприятные условия для применеиия инфракрасного нагрева создаются при выпечке печенья. При этом достигаются следующие преимущества:

а) сокращается продолжительность выпечки;

б) повышается производительность печи без увеличения ее габаритных размеров;

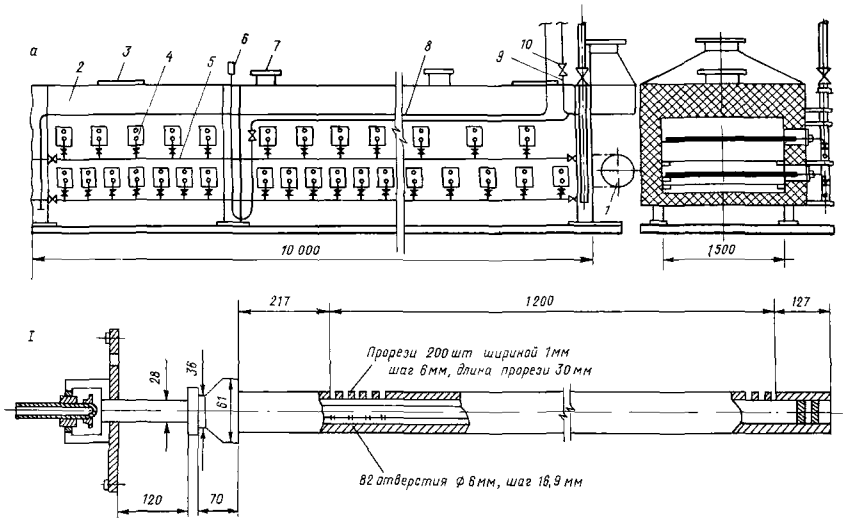
в) сокращается время разогрева печи;

г) обеспечивается возможность немедленной остановки печи во время перерывов и в случае неисправности;

д) умеиьшаются удельные расходы теплоты и повышается КПД печи;

е) обеспечивается хорошее качество выпечки;

ж) становится возможной организация поточного производства с его полной автоматизацией.


а
2
3
4
5
6
7
8
9
10
1
10 000
1500
I
217
1200
127
Прорези 200 шт шириной 1мм
шаг 6мм, длина прорези 30мм
28
36
61
120
70
82 отверстия ф 6мм, шаг 16,9 мм

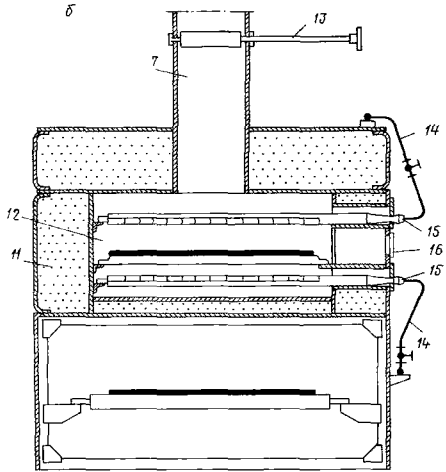
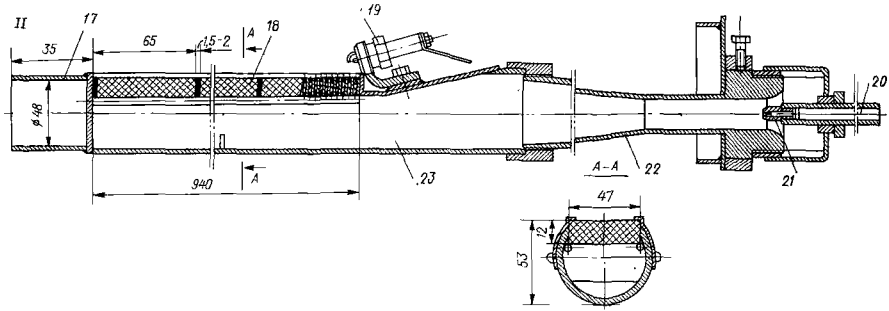


Рис. 13.37. Кондитерские печи прямого обогрева.

а — печь РМК (*1* — инжекционная многофакельная горелка с $\alpha_1 < 1$); *б* — бисквитная печь (*11* — горелка инфракрасного излучения); *1* — конвейер; *2* — сварной корпус печи; *3* — предохранительный нормальный клапан; *4* — инжекционная многофакельная горелка с $\alpha_1 < 1$; *5* — газовый коллектор; *6* — *пережосной инжекционный* запальник; *7* — патрубок для отвода продуктов сгорания; *8* — трубопровод безопасности; *9* — продувочный трубопровод; *10* — запорная арматура; *11* — теплоизоляция; *12* — пекарная камера; *13* — регулирующая заслонка; *14* — подводящий газопровод (к горелке); *15* — горелки *инфракрасного излучения с* перфорированным керамическим насадком; *16* — смотровое устройство; *17* — опорный патрубок; *18* — перфорированный керамический излучающий насадок; *19* — электроискровая свеча; *20* — газовый штуцер; *21* — газовое сопло; *22* — инжекционный смеситель; *23* — распределительная камера.


II
17
35
65
1,5-2
A
18
19
ø48
940
A
23
A–A
22
20
21
47
12
53

На рис. 13.37, *б* показана бисквитная печь завода Киевпродмаш с горелками ГИИ, предназначенная для выпечки различных сортов печенья и устанавливаемая в поточной линии производства. Процесс выпечки непрерывный. Печь состоит из пекарной камеры, печного сетчатого конвейера, камеры охлаждения, газогорелочных устройств и автоматики пуска и безопасности. Печенье выпекается в пекарной камере туннельного типа на непрерывно движущемся конвейере. Теплота к изделию подводится от газовых горелок, установленных сверху и снизу сетчатого конвейера. После выпечки печенье проходит камеру охлаждения и направляется на транспортер. Печь может быть собрана из отдельных легко транспортируемых секций, что обеспечивает ее индустриальный монтаж.

В пекарной камере в два ряда установлены 72 горелки инфракрасного излучения, предназначенные для работы на природном газе (по 36 над и под конвейером). Горелки распределены по трем температурным зонам пекарной камеры: I *зона* (1-я секция) с температурным режимом 280—300 °С оснащена 18 горелками (8 в верхнем и 10 в нижнем ряду); II зона (2-я и 3-я секции) с температурным режимом 320—350 °С имеет 36 горелок (20 в верхнем и 16 в нижнем ряду); III зона (4-я и 5-я секции) с температурным режимом 220—250 °С оборудована 18 горелками (8 в верхнем и 10 в нижнем ряду). Расход газа на горелку 0,65—0,90 м^3/ч при давлении перед соплом 1500—3000 Па. Система газопроводов печи выполнена таким образом, что нижняя зона печной камеры имеет самостоятельный газовый коллектор, позволяющий регулировать в допустимых пределах тепловую мощность горелок, а следовательно, и температурный режим зоны. Горелки зажигаются дистанционно электрической искрой от мотоциклетной свечи. Каждая горелка снабжена свечой и бобиной. Смесь продуктов сгорания газа, воздуха и испаренной влаги отводится вентилятором из верхней части пекарной камеры через вытяжные патрубки с регулировочными заслонками. Печь обслуживается одним *работником-пекарем*.

Хорошие результаты, полученные при выпечке печенья с использованием ГИИ, дали возможность поставить вопрос о применении этих горелок для выпечки крупных изделий из теста, и прежде всего хлеба. При выпечке хлеба необходимо одновременно соблюдать два температурных режима. С одной стороны, для образования качественного мякиша необходима температура около 100 °С; с другой — для образования хорошей корки необходима температура до 170 °С.

Различными отечественными и зарубежными организациями проводятся работы по применению инфракрасного излучения для выпечки хлебобулочных изделий. В качестве энергии здесь применимы газ и электричество. Исследования показали, что поверхность хлебного теста для инфракрасного излучения, посылаемого газовой горелкой с керамической перфорированной насадкой, имеет отражательную способность 0,178. Существенным недостатком этой выпечки является слишком быстрое образование корки,

препятствующей хорошему и равномерному пропеканию мякиша. Этот недостаток может быть устранен введением в пространство, окружающее выпекаемый хлеб, водяного пара, замедляющего образование корки.

Инфракрасная выпечка хлебобулочных изделий дает хорошие технико-экономические показатели. Время выпечки в зависимости от ассортимента изделий колеблется от 3 до 15 мин. Печи с радиационными горелками для хлебобулочных изделий, как правило, конвейерного туннельного типа.

ГИИ могут быть применены и для получения других продуктовых изделий. Так, сырой кофе поджаривается за 5—7 мин, сухая рожь — за 28 мин с потерей массы 17,5%. Возможно в печах, оборудованных ГИИ, также поджаривать солодовое зерно.

13.16. ПРИМЕНЕНИЕ ГОРЕЛОК ИНФРАКРАСНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ ДЛЯ ОТОПЛЕНИЯ

Отопление горелками инфракрасного (лучистого) излучения отличается от обычного тем, что необходимая теплота к потребителю в основном подводится непосредственно излучением. Энергия от насадок горелок распространяется как световые лучи и поглощается облучаемыми предметами, что приводит к их нагреванию. Хотя температура воздуха может быть ниже, чем при конвективном отоплении, создаются условия, при которых человек отдает в окружающую среду не больше теплоты, чем получает и выделяет, т. е. создаются условия теплового комфорта. Это позволяет с помощью газовых инфракрасных горелок обогревать такие помещения и площадки, для которых применение обычных (конвективных) отопительных систем экономически нецелесообразно или технически неосуществимо.

К таким сооружениям можно отнести промышленные цехи с большими потерями теплоты, открытые монтажные и сборочные площадки, открытые спортивные трибуны, плавательные бассейны, выставки, витрины, террасы, открытые кафе, производственные сельскохозяйственные помещения (фермы для содержания скота, птицы, боксы для содержания цыплят), отдельные рабочие места, тротуары улиц, транспортные остановки и т. п. Газовыми излучающими горелками можно обогревать отдельные зоны (части) помещения, в которых работают люди. Отопление газовыми инфракрасными горелками практически лишено тепловой инерции. Сразу после включения система обогрева дает необходимое ощущение комфорта. Это отопление может использоваться также периодически, в течение нескольких часов.

По капитальным затратам и эксплуатационным расходам газовое отопление инфракрасными горелками оказывается более экономичным, чем конвективное. Недостатком системы отопления с ГИИ является необходимость удаления из помещения продуктов сгорания газа. Однако этот недостаток, как показал опыт эксплуа-

тации, может быть устранен с помощью приточно-вытяжиой вентиляции.

Системы отопления с ГИИ создают благоприятные микроклиматические условия в отапливаемых помещениях за счет лучистого потока определенной интеисивности, направленного в рабочую зоиу. Система отоплеиия включает в себя газовый ввод, распределительные и подводящие газопроводы, узел учета расхода газа, горелки ГИИ, запорные устройства, КИП и автоматику дистанционного розжига и безопасностн. Система может работать как иа природном сетевом газе, так и на сжижеином от групповой резервуарной установки. При газоснабжении от сетей среднего или высокого давлеиия должны предусматриваться ГРП и ГРУ.

Примеияемые ГИИ должны быть изготовлены серийно, иметь паспорт завода с технической характеристикой, в котором должна быть указана продолжительность безопасной эксплуатации горелки. ГИИ могут присоединяться непосредственно к газопроводу с помощью металлических труб или резинотканевых рукавов. Крепление рукавов к горелкам и газопроводам должио осуществляться хомутами. Горелки следует устанавливать на несгораемые конструкции, отключающие устройства — перед каждой горелкой или группой горелок до резинотканевого рукава по ходу газа. Розжиг горелок может осуществляться вручную переносным запальником или дистаиционно (электроспираль или искровой разрядник).

Отопительные системы с ГИИ, предназначенные для помещеиий, где отсутствует постоянный обслужнвающий персонал, должны быть оборудованы автоматикой, обеспечивающей прекращение подачи газа в случае погасания пламеии горелки. Теплоотдачу системы отопления можно регулировать только путем изменения числа включенных горелок.

Расчет системы отопления с ГИИ сводится к комплексному решеиию следующих вопросов: 1) определение тепловой нагрузки системы отоплеиия; 2) определеиие числа и типа ГИИ; 3) выбор схемы расположения ГИИ; 4) определение иеобходимого воздухообмена и выбор общеобменной приточно-вытяжной вентиляции.

Существуют различные времеиные указания и методы по расчету систем отопления с ГИИ.

Для инженерных расчетов можно рекомендовать уравнение теплового баланса помещения:

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{огр}} + Q_{\text{в}} + Q_{\text{исп}} - Q_{\text{ж}}, \qquad (13.3)$$

где $Q_{\text{н}}$ — тепловая нагрузка системы отопления, кДж/ч; $Q_{\text{огр}}$ — потери теплоты через ограждающие конструкции помещения (стены, пол, потолок, окна, двери, ворота), кДж/ч; $Q_{\text{в}}$ — то же, на нагрев воздуха, инфильтрующегося в помещение за счет конвекции, а также подаваемого системой вентиляции без предварительного прогрева, кДж/ч; $Q_{\text{исп}}$ — то же, на испарение влаги с мокрого пола и открытых поверхностей воды, кДж/ч (эта статья расхода учитывается для животноводческих помещений); $Q_{\text{ж}}$ — приход теплоты, выделяющейся животными (для животноводческих помещений), кДж/ч.

Кроме того, в этом уравнении могут быть и другие статьи расхода и прихода теплоты, которые следует учитывать исходя из технологии отапливаемого помещения. При выходе продуктов сгорания от ГИИ непосредственно в помещение (наиболее распространенный вариант) температура среды над горелками в верхней зоне помещения на 20—30 °С выше, чем в рабочей зоне. В таком случае целесообразно определять потери теплоты через ограждающие конструкции отдельно для верхней зоны, расположенной выше горелок, и нижней зоны, принимая для каждой из них разное значение температуры воздуха в помещении. С учетом этой разницы температур общая зависимость для определения потерь теплоты через ограждающие конструкции, кДж/ч,

$$Q_{огр} = \left(\sum F_i/R_o\right)(t_в - t_н + m\,\Delta t)\,n, \qquad (13.4)$$

где F_i — расчетная площадь отдельных видов ограждений, м²; R_o — сопротивление теплопередаче ограждающей конструкции, ч·м²·°С/кДж (определяется в соответствии с главой СН по строительной теплотехнике); $t_в$ — расчетная температура воздуха внутри помещения при отоплении с ГИИ, °С (принимается на 3—5 °С меньше, чем расчетная температура внутри помещения при конвективном отоплении, определяемая по СНиП); $t_н$ — то же, наружного воздуха для холодного периода года, °С; $m = F_в/F$ — отношение площади ограждений верхней зоны $F_в$, расположенной выше горелок, к суммарной площади ограждений всего здания F; Δt — разность температур воздуха в верхней и нижней зонах, °С; n — коэффициент, зависящий от положения наружной поверхности ограждающей конструкции к наружному воздуху (принимается согласно СН по строительной теплотехнике).

Если учесть, что 60% теплоты, получаемой от сжигания газа в ГИИ, передается излучением и что верхняя зона помещения (над горелками) занимает примерно 1/3 общего объема, можно утверждать, что потери теплоты в нижней части помещения практически компенсируются радиационной теплотой ГИИ, а в верхней — теплотой продуктов сгорания.

Потери теплоты на нагрев поступающего в помещение воздуха, ккал/ч, можно определить по следующей зависимости:

$$Q = 1{,}005\,(G_{инф} + G_в)\,(t_в - t_н), \qquad (13.5)$$

где $G_{инф}$ — количество воздуха, инфильтрующегося через притворы окон, дверей и ворот, кг/ч; $G_в$ — количество приточного вентиляционного воздуха, кг/ч (эта величина не принимается в расчет при предварительном подогреве приточного воздуха другими теплоносителями).

Число горелок инфракрасного излучения для системы отопления

$$z = Q_в/(Q_{ГИИ}\eta_с), \qquad (13.6)$$

где $Q_{ГИИ}$ — паспортная тепловая мощность одной горелки, кДж/ч; $\eta_с$ — КПД системы газового отопления с ГИИ (принимается равным от 0,8 до 0,95).

Для расчета систем отопления с ГИИ с организованным отводом из помещения продуктов сгорания через дымоходы можно использовать вышеописанную методику при внесении следующих изменений:

1) потери теплоты через ограждающие конструкции, кДж/ч,

$$Q_{огр} = \left(\sum F_i/R_o\right)(t_в - t_н)\,n; \qquad (13.7)$$

2) КПД системы отопления с ГИИ $\eta_с$ следует принимать равным значению лучистого пирометрического коэффициента ГИИ (0,5÷0,6).

Размещение ГИИ обусловлено допустимой плотностью облучения и равномерностью облучения площади пола. По данным ВНИИ гигиены труда и профзаболеваний им. Ф. Ф. Эрисмана АМН СССР и ВНИИГаза, согласованным с Министерством здравоохранения СССР, допустимая интенсивность инфракрасного облучения человек $q_д$ на уровне головы (без головного убора) при

ТАБЛИЦА 13.12

Допустимая интенсивность инфракрасного облучения животных при непрерывном режиме обогрева

Животные и их возраст, дни	Параметры микроклимата	
	$t_в$, °С	$q_д$, кДж/(ч·м²)
Поросята:		
до 20	15—19	630
от 20—30		420
Телята:		
до 30	12—15	550
от 30—60		460

определенной температуре воздуха в помещении может составлять:

$t_в$, °С	$q_д$, кДж/(ч·м²)
5—9	420—290
10—13	250—210
14—16	170—125

В табл. 13.12 приведены рекомендации по допустимой интенсивности облучения молодняка животных.

На основании медико-биологических исследований принято считать, что отклонение интенсивности облучения до 10% от среднего значения на человека практически не влияет. Исходя из этого неравномерность облучения допускается в пределах 20—30% и определяется из соотношения

$$a = 100\,(1 - q_{\min}/q_{\max}),$$

где q_{min} и q_{max} — соответственно минимальная и максимальная интенсивность инфракрасного облучения, кДж/(ч·м²).

Для обеспечения заданной интенсивности облучения пола и стен необходимо размещать горелки в определенном порядке. При этом учитывают размеры излучающей насадки ГИИ, высоту размещения горелок над полом, расстояние между ними. Интенсивность облучения элементарной площадки (обозначим цифрой 1) от излучающей насадки (обозначим цифрой 2) ГИИ может быть определена по формуле лучистого теплообмена для двух серых тел, произвольно расположенных в пространстве:

$$q = \varphi_{1-2}\varepsilon C\,[(T_2/100)^4 - (T_1/100)^4], \qquad (13.9)$$

где q — интенсивность облучения элементарной площадки 1, кДж/(ч·м²); φ_{1-2} — угловой коэффициент лучистого обмена элементарной площадки 1 с излучателем 2; ε — степень черноты, равная 0,9; C — константа излучения, равная 20,5 кДж/(ч·м²·К); T_2 — абсолютная температура излучателя, К (для ГИИ можно принимать равной 800—850 °С); T_1 — абсолютная температура облучаемой поверхности, К.

Однако в практических расчетах этой формулой пользоваться трудно из-за большой сложности и кропотливости определения и построения эпюр облучения пола. Допустимая неравномерность облучения пола, если горелки расположены горизонтально или близко к этому положению, может быть получена при соблюдении следующей зависимости:

$$l/H \leqslant 1, \qquad (13.10)$$

где l — расстояние между центрами (шаг) ГИИ, м; H — расстояние от пола до ГИИ, м.

Оценку по допустимой облученности можно сделать в этом случае по усредненным данным для всего отапливаемого помещения из соотношения

$$zQ_{\text{ГИИ}}/(\eta_{\text{ГИИ}}F_{\text{п}}) = q_{\text{ср}} \leqslant q_{\text{д}}, \qquad (13.11)$$

где $\eta_{\text{ГИИ}}$ — лучистый пирометрический коэффициент ГИИ (принимается равным 0,5—0,6); $q_{\text{ср}}$ — средняя интенсивность инфракрасного облучения, кДж/(ч·м²); $F_{\text{п}}$ — отапливаемая площадь пола и стен, м².

В связи с большой отдачей теплоты из-за близости охлаждающих поверхностей и холодных токов воздуха края пола у наружных стен по периметру здания должны получать теплоту на 20—50% больше, чем остальная часть. Кроме того, следует учитывать, что на горелки крайнего ряда уже не действуют соседние. Поэтому необходимо либо уменьшать расстояние между горелками, либо увеличивать их тепловую мощность.

Горелки ГИИ желательно размещать равномерно под потолком по периметру отапливаемого помещения с наклоном излучающей насадки горелки к наружным ограждениям или горизонтально таким образом, чтобы обеспечить необходимую облученность поверхности пола и наружных стен на высоте до 2 м. Единичную тепловую мощность применяемых для отопления ГИИ целесообразно изменять в зависимости от высоты их установки. Для низких помещений следует рекомендовать малые горелки типа «Звездочка», для больших промышленных цехов — горелки ГИИВ-1, КГ-27У-1, ГИИВ-2, «Марс».

Горелки ГИИ следует устанавливать таким образом, чтобы исключалось попадание продуктов сгорания в инжектор горелки. Концентрация оксида углерода в продуктах сгорания газа при горизонтальном положении горелки излучателем вниз из-за частичного подсоса этих продуктов инжектором возрастает в 2—8 раз по сравнению с вертикальным положением. Она становится меньше предельно допустимой при наклоне ГИИ к горизонту не менее 20°.

Помещения с отоплением с помощью ГИИ должны быть оборудованы общеобменной приточно-вытяжной вентиляцией, обеспечивающей требования технологии основного производства и необходимый воздухообмен для достижения допустимых концен-

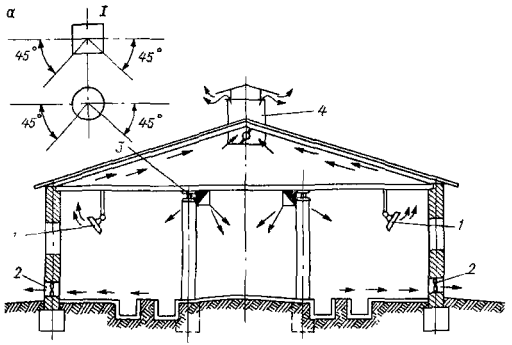


Рис. 13.38. Система газового инфракрасного отопления.

а — схема вентиляции свинарника-маточника; *б* — отопительный агрегат из газовых излучающих горелок ГБП; *в* — газовый брудер; *1* — горелки инфракрасного излучения; *2* — вытяжные каналы с осевым вентилятором; *3* — коллекторы приточной вентиляции; *4* — вытяжная шахта с шибером [*1* — схема коллекторов (в сечении)]; *5* — керамический излучающий насадок; *6* — инжекционный смеситель; *7* — газопровод; *8* — рама; *9* — запальник; *10* — газорегулятор; *11* — кран; *12—13* — трубы: *12* — к горелке, *13* — к запальнику; *14* — плакоката; *15* — подвеска; *16* — излучающий насадок; *17* — нагреватель; *18* — ножка.

траций вредных веществ от сбрасываемых в помещение продуктов сгорания газа. При проектировании вентиляции необходимо проводить не только расчет технологически вредных веществ, но и поверочный расчет достаточности воздухообмена для удаления водяных паров и вредных веществ, образующихся при сжигании газа.

В табл. 13.13 даны состав продуктов сгорания и расход кислорода для ГИИ. Максимальнио допустимая концентрация оксида углерода в сухих продуктах сгорания (приведенная к $\alpha = 1$) 0,03 об. %, а максимально допустимый объем V_{CO}, м³ при сжигании 1 м³ газа

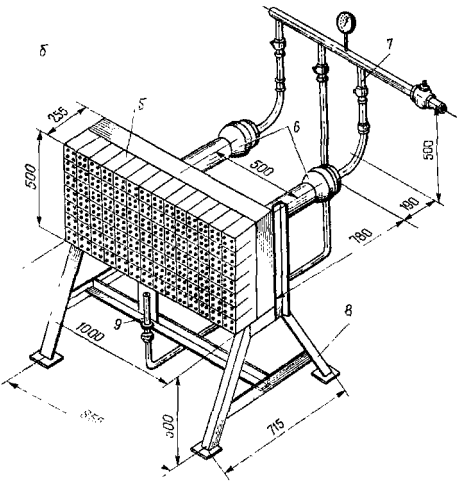
$$V_{CO} = V_{с.п.с} \cdot 0{,}03/100, \qquad (13.12)$$

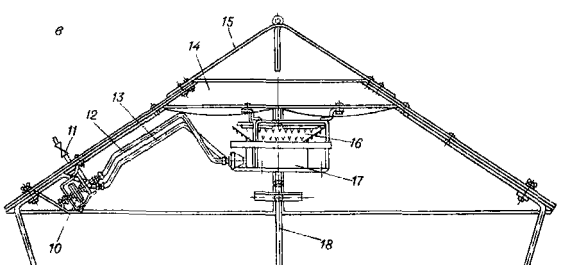
где $V_{с.п.с}$—объем сухих продуктов сгорания (на 1 м³ сгоревшего газа), м³ (можно определить по табл. 13.13).

Количество потребного воздуха $L_в$, м³/ч, для ассимиляции вредных газов

$$L_в = g/(g_д - g_0), \qquad (13.13)$$

где g — количество выделяющегося в помещение вредного газа, мг/ч; $g_д$ — допустимая концентрация этого газа в воздухе поме-





щения, мг/м³ (принимается по СНиП); g_0 — содержание этого газа в приточном воздухе, мг/м³.

В производственных помещениях с газовым отоплением с ГИИ концентрация CO не должна превышать 6, в общественных 2 мг/м³.

ТАБЛИЦА 13.13

Состав продуктов сгорания и расход кислорода при сжигании газа в горелках ГИИ (на 10 МДж теплоты)

Показатели	Газ	
	природный	сжиженный
Расход газа $V_г$, м³/ч	0,286	0,110
Объем влажных продуктов сгорания $V_{в.п.с}$, м³/ч	3,05	2,86
Концентрация в продуктах сгорания диоксида углерода:		
V_{CO_2}, м³/ч	0,286	0,329
g_{CO_2}, кг/ч	0,563	0,647
То же, водяного пара:		
V_{H_2O}, м³/ч	0,613	0,477
g_{H_2O}, кг/ч	0,491	0,384
Объем сухих продуктов сгорания $V_{с.п.с}$, м³/ч	2,441	2,386
То же, CO в продуктах сгорания при концентрации его 0,005%:		
V_{CO}, м³/ч	0,00012	0,000119
g_{CO}, мг/ч	152,7	149,2
Расход кислорода:		
V_{O_2}, м³/ч	0,57	0,55
g_{O_2}, кг/ч	0,819	0,785

Для исключения попадания продуктов сгорания от ГИИ в рабочую зону отапливаемого помещения вентиляционная система должна обеспечивать удаление воздуха из верхней зоны выше уровня расположения горелок.

На рис. 13.38, *а* в качестве примера показана схема вентиляции свинарника-маточника, рекомендуемая ВНИИГазом. Система вентиляции предусматривает следующее.

1. Вытяжку воздуха из помещения:

а) естественную через вытяжные шахты, дефлекторы или шанары из верхней зоны помещения для удаления продуктов сгорания газа от ГИИ;

б) принудительную с помощью осевых вентиляторов из нижней зоны помещения для удаления влажного воздуха, углекислого газа и паров аммиака, выделяющихся в результате жизнедеятельности животных.

2. Приток свежего воздуха в помещение принудительно от вентилятора по несгораемым распределительным воздуховодам с отверстиями внизу для равномерной раздачи воздуха. Воздуховоды расположены так, чтобы исключить подсос продуктов сгорания к подаваемому в помещение свежему воздуху.

В коровниках и телятниках рекомендуется осуществлять вытяжку только из верхней зоны, а приток так же, как в свинарниках-маточниках.

Температура на внутренней поверхности ограждающих конструкций $t_{огр}$ помещения во избежание конденсации водяного пара должна быть выше точки росы $t_{т.р}$: $t_{огр} > t_{т.р}$. Точку росы можно определить по I — d-диаграмме в зависимости от относительной влажности и температуры воздуха в помещении.

Для определения $t_{огр}$, °С, ВНИИГаз рекомендует следующую формулу

$$t_{огр} = \sum R_{огр}(q + \alpha_{огр} t_в) + t_н/(1 + \alpha_{огр} \sum R_{огр}), \quad (13.14)$$

где q — интенсивность облучения на внутренней поверхности наружных ограждений в месте определения температуры, кДж/(ч·м²); $\alpha_{огр}$ — коэффициент конвективного теплообмена внутренней ограждающей поверхности с воздушной средой, кДж/(ч·м²·°С); $\sum R_{огр}$ — суммарное термическое сопротивление ограждения, ч·м²·°С/кДж:

$$\sum R_{огр} = \sum S_{огр}/\lambda_{огр} + 1/\alpha_н, \quad (13.15)$$

где $S_{огр}$ — толщина отдельных слоев ограждений, м; $\lambda_{огр}$ — коэффициент теплопроводности отдельных слоев ограждений, кДж/(ч·м·°С); $\alpha_н$ — коэффициент конвективного теплообмена наружной поверхности ограждения с воздухом, кДж/(ч·м²·°С).

Значения $\lambda_{огр}$, $\sum R_{огр}$, $\alpha_н$, $\alpha_{огр}$ могут быть найдены и приняты по соответствующим СНиП.

Приближенный расчет тепловой нагрузки системы отопления и определение числа ГИИ можно выполнить по обобщенным усредненным экспериментальным значениям удельных тепловых нагрузок обогреваемой поверхности (пола):

Обогреваемый объект	Удельная тепловая нагрузка (интенсивность инфракрасного облучения), кДж/(ч·м²)
Закрытые помещения высотой до 5 м при размещении ГИИ на высоте до 4 м	460—565
Закрытые высокие помещения, промышленные цехи без теплоизбытков, спортивные залы и т. п. при размещении ГИИ на высоте от 5 до 8 м	750—960
Сельскохозяйственные помещения (фермы для содержания молодняка, птиц, для дойки и др.)	250—840
Предприятия общественного питания и другие общественные помещения (залы, кафе и т. п.)	250—840
Частично открытые, защищенные от ветра террасы, трибуны и монтажные площадки	960—2100
Сборочно-монтажные площадки, участки стапелей и других промышленных и строительных объектов	До 4200

Приведенными данными можно пользоваться также и при проектировании систем временного обогрева. Выполнение некоторых видов работ связано с необходимостью пребывания людей на открытых или полуоткрытых площадках. В зимнее время на них тяжело работать. Традиционные системы отопления (водяные, воздушные) для таких площадок практически неосуществимы. Применение для местного обогрева ГИИ позволяет создать доста-

точно благоприятные условия микроклимата. Для этих целей могут быть использованы стационарные и передвижные установки (типа шатра, термодуша) с блоками ГИИ. При работе на открытой площадке эти установки могут иметь ограждающие конструкции из листовых материалов для защиты людей от ветра.

При строительстве крупных тепловых и атомных электростанций и проведении пусконаладочных работ применяют временные системы обогрева с газовыми излучающими горелками типа ГБП. Особенности обогрева крупногабаритных строящихся зданий — большая высота (до 70 м) и большое число открытых монтажных проемов. Использовать в таких условиях выпускаемые промышленностью газовые горелки инфракрасного излучения не представляется возможным из-за их малой единичной тепловой нагрузки. Для таких объектов целесообразнее горелки ГБП, имеющие более высокую, чем ГИИ, тепловую мощность. На рис. 13.38, *б* показан отопительный агрегат из горелок ГБП. Подобные агрегаты монтируют в строящемся здании временно и передают теплоту за счет излучения и конвекции от продуктов сгорания. Исследованиями установлено, что концентрация СО в обогреваемом помещении находится в пределах санитарных норм.

Расчет расхода теплоты $Q_{общ}$, кДж/ч, на временное отопление крупногабаритных зданий можно выполнить по укрупненным характеристикам:

$$Q_{общ} = V_{общ}(t_в - t_н)(xk + c_в\rho n) + Q_в + Q_м, \qquad (13.16)$$

где $V_{общ}$ — общий объем отапливаемого здания, м³; $t_в$ — температура воздуха в здании, °С; $t_н$ — наружная температура воздуха, °С; x — удельная тепловая характеристика здания для временного обогрева, кДж/(ч·м³·°С) (можно принять $x = 0{,}60$); $c_в$ — удельная теплоемкость воздуха, кДж/(кг·°С); ρ — плотность воздуха при $t_н$, кг/м³; n — кратность воздухообмена в помещении; k — коэффициент, учитывающий изменение удельной тепловой характеристики в зависимости от наружной температуры воздуха; $Q_в$ — расход теплоты на нагрев воздуха, поступающего при открывании ворот и через другие производственные проемы, кДж/ч; $Q_м$ — то же, на нагрев поступающего извне оборудования, материалов, средств транспорта, кДж/ч.

При напольном содержании птицы применяют инфракрасные излучатели, которые позволяют создать зоны повышенного температурного режима для молодняка с помощью брудеров (рис. 13.38, *в*) или горелок инфракрасного излучения. Брудер представляет собой зонт с газовым обогревателем. Температурный режим регулируется в относительно широких пределах. Влажная и теплая атмосфера в брудере в сочетании с правильным рационом кормления создает условия, при которых цыплята быстро растут и оперяются; при этом обеспечивается высокая сохранность поголовья. Зонт брудера изготовлен из оцинкованной жести и имеет форму усеченной шестигранной пирамиды. Для установки

ТАБЛИЦА 13.14

Рекомендуемая температура в птичнике

Возраст цыплят, дни	Температура, °С	
	в птичнике	в зоне обогрева
1—7	20—24	29—35
8—14	19—24	24—31
15—21	17—22	20—27
22—28	17—21	19—27
29—35	15—19	19—23
36—65	15—21	—

его на заданной высоте и для подъема при очистке пола (по окончании периода инкубации) имеется подъемное устройство со специальной подвеской. Горелки для создания зон повышенных температур (местного обогрева) можно оборудовать соответствующими отражателями.

По мере роста цыплят температуру в птичнике и в зоне обогрева следует постепенно снижать на 3—4 °С в неделю (табл. 13.14).

По имеющимся данным идеальной температурой является 16—18, экономически оптимальной 10—12 и минимально допустимой 6—7 °С.

В связи с высокой температурой излучающих насадок ГИИ и их огнеопасностью системы газового отопления с ГИИ по противопожарным требованиям применять не разрешается в помещениях:

а) с производствами А, Б, В и Е;

б) где хранятся горючие и легковоспламеняющиеся материалы и корма;

в) в животноводческих, крытых соломой и камышом;

г) не обеспеченных электрическим освещением;

д) из легких металлических конструкций со сгораемыми утеплителями в ограждениях (стенах и перекрытиях).

Для производственных зданий III, IV и V степеней огнестойкости применение таких систем следует предусматривать по согласованию с органами Госгортехнадзора. Не допускается применять указанные системы отопления также в помещениях с материалами, которые под действием инфракрасного излучения могут изменять свои свойства и разлагаться с образованием токсичных или взрывоопасных веществ.

13.17. ГАЗОВЫЙ ОБОГРЕВ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ СТРЕЛОЧНЫХ ПЕРЕВОДОВ

В связи с увеличением скорости движения железнодорожных поездов и введением диспетчерской централизации к стрелочным переводам предъявляются более высокие требования. Зимой при

снегопадах и метелях современные стрелочные переводы, оборудованные автоматическими устройствами и сигнализацией, требуют весьма тщательной очистки их ото льда и снега, особенно в зоне прилегания остряка к рамному рельсу. Раньше переводы от снега очищались вручную примитивными подсобными средствами.

Снег в стрелочных желобах накапливается непрерывно при снегопадах, метелях, а также от поездов, движущихся по стрелкам с высокими скоростями. При определенных условиях интенсивность заноса стрелочного желоба может оказаться значительной. Наиболее опасными являются скопления снега на стрелочных подушках, в зоне упорных болтов, корневом креплении и шпальных ящиках с переводными тягами. Несвоевременная очистка желобов стрелки сопровождается при ее переводе запрессовкой снега между остряком и рамным рельсом и препятствует плотному прижатию их.

Для обеспечения бесперебойности и надежности движения поездов, личной безопасности рабочих, качества очистки и устранения ручного труда в нашей стране и за рубежом проводятся большие работы по использованию различных стационарных устройств для очистки стрелочных переводов. В эксплуатационной практике нашли применение три системы очистки стрелочных переводов ото льда и снега: 1) пневматическая; 2) электрический обогрев и 3) газовый обогрев. Первые две системы подробно описаны в специальной литературе, нами здесь не рассматриваются. Отметим только, что пневмоочистка требует сооружения специальной дорогостоящей компрессорной станции и не обеспечивает качественной очистки от мокрого снега; электрообогрев требует больших затрат электрической энергии (10—12 кВт на одну стрелку).

Существуют два варианта газового обогрева стрелочных переводов: верхний и нижний. Установка верхнего газового обогрева представляет собой блок из шести или восьми радиационных горелок, устанавливаемый на высоте 7 м над рельсами стрелочного перевода на специальных колоннах с кронштейнами. Горелки оборудованы рефлекторами, обеспечивающими концентрированный подвод инфракрасных лучей непосредственно к стрелочному переводу и защищающими их от ветра. Эта система обогрева оборудована комплексной автоматикой, осуществляющей зажигание горелок при появлении снега и льда и выключение их при прекращении снегопада. Верхний газовый обогрев в условиях мягкого климата обеспечивает достаточную очистку стрелочного перевода, однако требует весьма больших расходов теплоты, что сдерживает массовое применение этого метода.

Нижний газовый обогрев при любом климате практически дает высокое качество очистки стрелочного перевода и требует в 4—6 раз меньше газа, чем верхний. В качестве обогревателей при этом применяют специальные газовые горелки с керамическими насадками, факельные горелки и темные металлические излучатели.

Если учесть, что в эксплуатационных условиях элементы стрелочного перевода подвергаются интенсивным динамическим нагрузкам и работают в тяжелых метеорологических условиях (низкая температура и сильные ветры), наиболее надежной следует считать установку с применением темных излучателей. Опытно-промышленная установка нижнего газового обогрева, разработанная и испытанная Ленгипроинжпроектом (рис. 13.39, *а*), состоит из 14 темных излучателей (обогревателей), системы газопроводов и автоматики дистанционного розжига и контроля. Газовые обогреватели располагаются под рамными рельсами в шпальных ящиках, по 7 шт. на каждый рельс. Для более интенсивного нагревания стрелки в месте примыкания остряка первые три обогревателя устанавливают в каждом шпальном ящике, остальные — через один шпальный ящик. В месте расположения привода стрелки обогреватель имеет меньшие габаритные размеры топки, однако достаточные для полной очистки от снега и льда шпального ящика и тяг.

Газовые и электрические коллекторы прокладывают вдоль стрелочного перевода (у торцов шпал). Против мест установки обогревателей как газовые, так и электрические коллекторы имеют соответствующие отводы для подключения газовых горелок и устройств автоматики розжига. Газовые коллекторы разъемными и резиновыми шлангами соединены с подводящим газопроводом, что исключает замыкание рельсовых цепей. Концы электрических коллекторов также резиновыми шлангами соединены со шкафом, в котором расположена аппаратура для розжига и контроля горелок.

Темный излучатель (рис. 13.39, *б*) состоит из металлической сварной камеры прямоугольной формы, газовой инжекционной горелки среднего давления с кольцевым стабилизатором и крепежных устройств. Газ сжигается в камере коротким жестким факелом. Изогнутый верхний излучающий экран камеры крепится на рамном рельсе и передает теплоту как рамному рельсу и остряку, так и в пространство между ними. Продукты сгорания газа выходят из двух отверстий, расположенных под верхним экраном, и используются для дополнительного обогрева остряка и башмаков стрелочного перевода.

Инжекционная горелка (рис. 13.39, *в*) состоит из цилиндрического смесителя ($d_т$ = 20 мм), огневой насадки с кольцевым стабилизатором, цилиндрического инжектора с четырьмя отверстиями (d = 10 мм), газового сопла, сетчатого фильтра, защитного козырька и автомобильной свечи для розжига горелки. Горелка работает с коэффициентом $\alpha_1 = 1{,}1 \div 1{,}2$. Перед соплом горелки давление природного газа 40—70, сжиженного 80—110 кПа.

Образующаяся в смесителе газовоздушная смесь выходит из устья горелки и при подаче на свечу импульса напряжения воспламеняется. Для устойчивости пламени, исключающей отрыв его

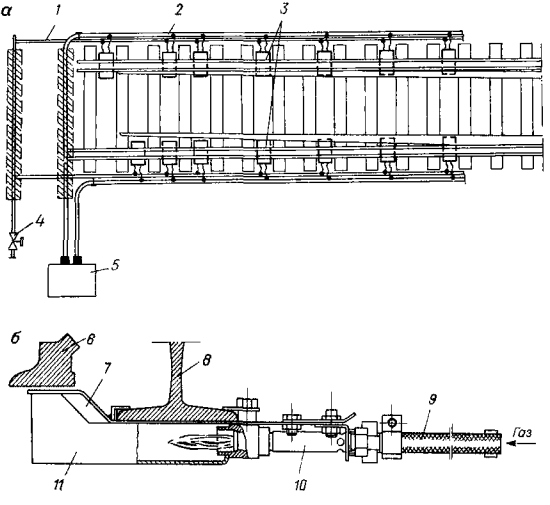
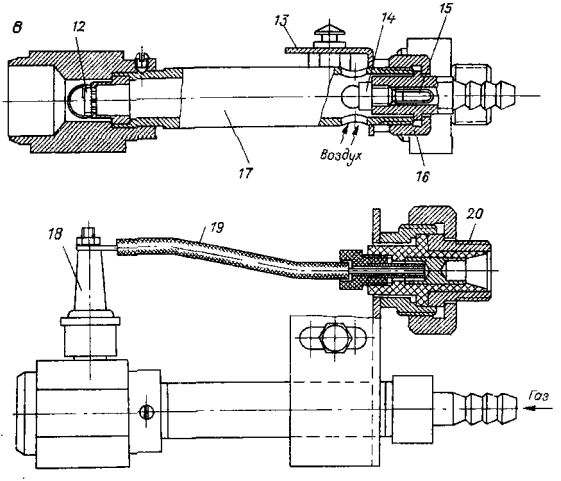


Рис. 13.39. Газовый обогрев желез

а — **общий вид установки**; *б* — **темный излучатель**; *в* — газовая инжекционная горелка; **лучатель (обогреватель)**; *4* — электромагнитный клапан; *5* — блок автоматики розжига *8* — рамный рельс; *9* — резинотканевый рукав; *10* — инжекционная горелка; *11* — ка сопло; *15* — фильтр; *16* — гайка; *17* — смеситель; *18* — автомоби

от устья, в огневом насадке горелки установлен кольцевой стабилизатор. Через 12 радиальных отверстий часть газовоздушной смеси отводится в камеру, где скорость ее за счет расширения падает и образуется устойчиво горящее кольцо, которое постоянно стабилизирует основной факел внутри камеры сгорания. Подсос инжектором необходимого количества воздуха и правильно выбранный объем камеры сгорания обеспечивают полное сжигание газа внутри ее и равномерный нагрев поверхности камеры до 300 °С. Нагрев элементов стрелочного перевода происходит за счет теплопроводности, теплового излучения и теплоты продуктов сгорания.

В камере сгорания поддерживается противодавление 5 Па. Это увеличивает скорость выхода продуктов сгорания через отверстия камеры до 3 м/с и исключает подсос в камеру паров жидкости при попадании ее на экран обогревателя, что уменьшает возможность воспламенения горючей жидкости, капающей из проходящих по рельсам мимо цистерн.



нодорожного стрелочного перевода.

1—2 — коллекторы: *1* — газовый, *2* — электрический; *3* — металлический темный изи контроля горелок; *5* — остряк; *7* — отверстие для отвода продуктов сгорания газа; мера сгорания; *12* — стабилизатор горения; *13* — защитный козырек; *14* — газовое льная свеча; *19* — высоковольтный провод; *20* — монтажный разъем.

При работе обогревателя основные конструкции стрелочного перевода (рамный рельс, остряк и башмаки) нагреваются до 30—70 °С, что при любых морозах, снегопадах и метелях обеспечивает необходимую очистку проезжей части стрелочного перевода от снега и льда. Тепловая мощность установки в зависимости от метеорологических условий и климатического пояса может меняться в широких пределах, в среднем она составляет 35 кВт. Эксплуатационные испытания показали, что при включении установки лед и снег быстро тают, а образовавшаяся вода испаряется.

Установка оборудована автоматикой безопасности и дистанционного пуска газовых горелок. Горелка разжигается от искры, создаваемой автомобильной электросвечой, установленной в огневом насадке (стабилизаторе) и питающейся напряжением 15 кВ через автомобильные распределнтели от двух авиационных бобнн (по одной на каждую сторону стрелочного перевода). Система безопасности обеспечивает отключение подачи газа с выдачей сигнала на пульт управления при погасанни пламени на любой га-

зовой горелке. Исполнительным органом для дистанционного пуска газа, остановки и аварийного отключения служит соленоидный вентиль. Все оборудование и приборы автоматики компонуются в металлическом шкафу, установленном около стрелочного перевода. Пульт управления и контроля может отстоять от установки обогрева на десятки и даже сотни километров.

На железных дорогах ФРГ, Великобритании, Нидерландов и Швейцарии применяют газовые обогревательные установки, оборудованные ГИИ с перфорированными керамическими насадками. Такие ГИИ устанавливают с наружной стороны рамного рельса (в виде коробок) на определенном расстоянии друг от друга. Дистанционное зажигание, отключение и контроль производятся автоматически. Недостатками таких решений являются низкая стойкость керамических насадок к динамическим нагрузкам и недостаточный нагрев остряка в отжатом положении при суровых климатических условиях (низкие температуры и сильный снегопад).

Газовые обогревательные установки могут работать как на природном газе, так и на сжиженном пропане. На крупных станциях, вблизи которых имеются газопроводы, как правило, применяют природный газ, на промежуточных раздельных пунктах, постах примыкания и одиночных стрелках — сжиженный. Для хранения этого газа используют подземные резервуары или групповые газобаллонные установки. Запас газа устанавливают с учетом числа обогреваемых стрелок и метеорологических условий. Обычно его принимают из расчета непрерывной работы обогревательных установок в течение наиболее затяжных метелей и снегопадов, наблюдавшихся в данной местности.

Качество очистки стрелочных желобов от снега и льда зависит от тепловой мощности обогревателей и схемы их размещения на стрелке. Определение тепловой мощности обогревателей выполняется на основе теплового расчета и экспериментальных испытаний.

13.18. ГАЗОВЫЙ ОБОГРЕВ АВТОМОБИЛЕЙ НА ОТКРЫТЫХ СТОЯНКАХ

С каждым годом в стране увеличивается число находящихся в эксплуатации автомобилей. Ввиду высокой стоимости строительства гаражей автомобили во многих автохозяйствах хранятся на открытых стоянках. В этом случае запуск двигателя зимой очень затруднен. Для ускорения и улучшения условий запуска двигателя применяют специальные технические средства и приемы для разогрева блока цилиндров и масла двигателя с использованием различных теплоносителей (горячая вода, пар, факел, электроэнергия и т. п.). Однако эти средства и приемы в связи со сложностью и неэффективностью не получили широкого применения. Недостатки существующих систем обогрева могут быть устранены

использованием метода нагрева инфракрасным излучением, который позволяет обеспечить сосредоточенный и эффективный подвод теплоты к двигателю автомобиля.

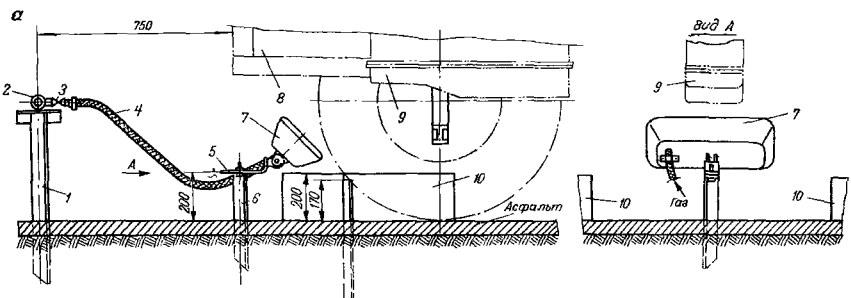
ВНИИГаз, Южниигипрогаз, НИАТ и НАМИ проведены экспериментальные работы и эксплуатационные испытания по созданию установок газового обогрева автомобилей и тракторов с применением серийных конструкций ГИИ.

По условиям эксплуатации могут применяться межсменный или предпусковой обогревы двигателей автомобилей. Межсменный обогрев должен обеспечивать рабочее состояние автомобиля (непрерывный подогрев воды и при температуре ниже —25 °С дополнительно подогрев масла в картере двигателя и заднего моста) в течение всего времени межсменной стоянки. Предпусковой обогрев осуществляется за 30—40 мин до выхода автомобиля в рейс. В этом случае система охлаждения заполняется горячей водой и с помощью ГИИ разогревается масло в картере двигателя и заднего моста. Для двигателей с охлаждением антифризом одновременно с разогревом маслом осуществляется разогрев охлаждающей жидкости.

Системы газового обогрева автомобилей применяют для открытых стоянок, они могут работать на природном или сжиженном газах. Установки газового обогрева могут быть стационарными с неподвижно смонтированными ГИИ и с переносными ГИИ, подсоединяемыми к подводящим газопроводам специальными резинотканевыми шлангами длиной до 10—12 м, а также передвижными с автономным питанием от газобаллонной установки. Стационарные установки применяют для больших автопарков с определенными местами для стоянок автомобилей.

На рис. 13.40, *а* показана стационарная установка для обогрева двигателей грузовых автомобилей с неподвижными ГИИ. Под автомобилем перед картером *9* на отдельной стойке *6* с помощью кронштейна *5* устанавливается горелка *7* ГИИВ-2, наклоненная под углом 45° к горизонту так, чтобы излучающая насадка была обращена в сторону нижнего водяного патрубка радиатора и передней стенки картера и находилась от них на расстоянии 500—600 мм. Крепление горелки допускает регулировку угла наклона и расстояния от картера. Конструкция обогревательной установки основана на принципе фиксированного размещения автомобиля *8* над горелкой *7*, для чего предусмотрены специальные железобетонные упоры-фиксаторы *10*. На стоянку автомобиль въезжает передним ходом в образованную упорами ловушку и останавливается. Газ к горелке подводится по резинотканевому шлангу *4*, подсоединенному к газовому коллектору *2*, который крепится на стойке *1*. Для отключения подачи газа к горелке на ответвлении установлен кран *3*.

Рекомендуемое давление перед горелкой для природного газа составляет 2000, для сжиженного 4000 Па. В автопарках такие обогревательные установки делаются групповыми на несколько


а
750
2
3
4
8
9
7
5
А
1
6
200
200
170
10
Асфальт
Вид А
9
7
10
Газ
10

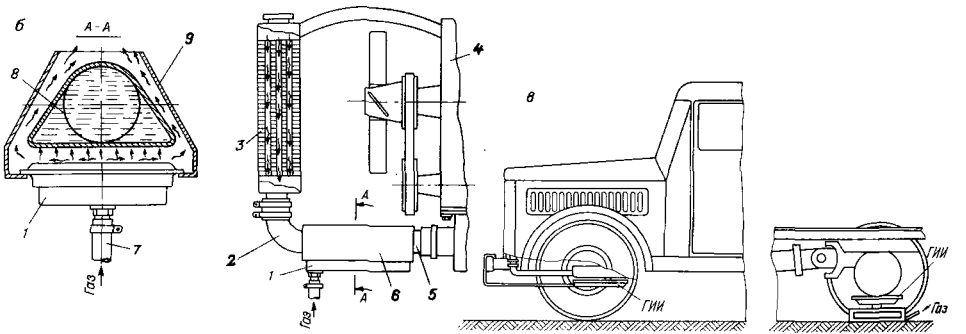


Рис. 13.40. Обогрев автомобилей на открытых стоянках с применением горелок инфракрасного излучения.

а — стационарная установка для обогрева двигателей грузовых автомобилей с неподвижными ГИИ; *б* — обогрев с теплообменником (*1* — горелка, *2*, *5* — патрубки, *3* — радиатор, *4* — двигатель автомобиля, *6* — теплообменник, *7* — штуцер, *8* — бачок, *9* — кожух теплообменника); *в* — схема установки ГИИ под картер двигателя и заднего моста автомобиля при разогреве масла.

десятков или даже сотен автомобилей. Они компонуются, как правило, в один или несколько рядов с учетом возможности свободного подъезда каждого автомобиля к месту обогреваемой стоянки.

Система обогрева с горелками ГИИВ-2 (или две ГИИВ-1) обеспечивает надежный подогрев автомобиля при температуре наружного воздуха до —25 °С и скорости ветра 3 м/с. Горелки разжигаются вручную газовым переносным запальником или дистанционно электрическими методами. Работа горелки контролируется при помощи биметаллического терморегулятора, который в случае погасания горелки замыкает электрическую цепь и подает световой или звуковой сигнал на щит оператора.

На рис. 13.40, *б* показана стационарная установка для межсменного подогрева двигателя автомобиля с помощью переносных ГИИ типа «Звездочка» *1* через теплообменник *6*, монтируемый на двигателе *4* автомобиля. Теплообменник *6* состоит из бачка *8* вместимостью 1 л с патрубками *5* и *2*, при помощи которых через резиновые шланги соединяется с системой охлаждения двигателя. Бачок закрывается кожухом *9*, в нижней части которого имеется отверстие с направляющими для установки горелки. Расстояние от излучающей насадки горелки до дна бачка 10—15 мм. Нагрев охлаждающей жидкости в бачке приводит к естественной циркуляции ее в системе охлаждения и к разогреву всего двигателя. Продукты сгорания газа отводятся из верхней части кожуха и, омывая двигатель, дополнительно его прогревают. Кожух также защищает ГИИ от задувания ветром, а направляющий кожух — окрашенные поверхности автомобиля и резиновые детали от прямого воздействия инфракрасных лучей, в связи с чем устраняется необходимость установки на автомобиле огнестойких защитных экранов, которые требуются при обогреве двигателя горелками ГИИВ-1 и ГИИВ-2.

Система обогрева с ГИИ типа «Звездочка» более экономична и обеспечивает надежный и устойчивый подогрев двигателя автомобиля при температуре наружного воздуха до —45 °С и при скорости ветра до 10 м/с. Место установки автомобиля при таком разогреве двигателя строго не фиксируется. Переносная горелка позволяет также при необходимости осуществлять подогрев масла в картере двигателя и заднего моста.

При небольшом числе обогреваемых автомобилей и переменном месте их открытой стоянки целесообразнее применять передвижные обогревательные установки, которые работают на сжиженном газе (пропан-бутане) от баллонов вместимостью 27 и 55 л. Передвижная установка состоит из ГИИ, устройства для ее крепления (кронштейн, салазки), баллона сжиженного газа, регулятора давления газа, резинотканевого рукава и других мелких деталей. Эти установки могут быть использованы как для межсменного, так и для предпускового обогрева автомобилей. Схема размещения ГИИ в передвижных установках может быть

принята либо аналогичная таковой для переносных горелок (рис. 13.40, *б*), либо показанная на рис. 13.40, *в*.

Для разогрева легковых автомобилей может быть использована переносная газовая горелка типа «лопата». Обогрев двигателей с помощью ГИИ может также с успехом применяться для тракторов и другой моторной техники.

Эксплуатировать систему газового обогрева могут только лица, специально обученные и сдавшие экзамен в соответствии с «Правилами безопасности в газовом хозяйстве». Для соблюдения пожарной безопасности площадка газового обогрева автомобилей должна быть оборудована соответствующими средствами пожаротушения и безопасности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Ахмедов Р. Б. Дутьевые газогорелочные устройства. — М.: Недра, 1977. — 263 с.: ил.

Ахмедов Р. Б., Цирульников Л. М. Технология сжигания горючих газов и жидких топлив. — 2-е изд., перераб. и доп. — Л.: Недра, 1984. — 238 с.: ил.

Брук Ю. Г. Сжигание газа в нагревательных печах. — Л.: Недра, 1977. — 165 с.: ил.

Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. — М.: Физматгиз, 1963. — 708 с.

Волков М. А., Коротеев Т. И., Волков В. А. Эксплуатация котельных установок на газообразном топливе. — М.: Стройиздат, 1976. — 239 с.: ил.

Газовое оборудование, приборы и арматура: Справ. пособие/Под ред. Н. И. Рябцева. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1985. — 527 с.

ГОСТ 8.417—81 (СТ СЭВ 1052—78). ГСИ. Единицы физических величин. — М.: Изд-во стандартов, 1979. — 39 с.

ГОСТ 9.015—74.* Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования. — М.: Изд-во стандартов, 1974. — 80 с.

ГОСТ 16350—80. Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей. — М.: Изд-во стандартов, 1973. — 40 с.

Гусовский В. Л., Лифшиц А. Е., Тымчак В. М. Газогорелочные устройства и отопление нагревательных печей. — М.: Металлургия, 1967. — 259 с.: ил.

Делягин Г. Н., Лебедев В. И., Пермяков Б. А. Теплогенерирующие установки. — М.: Стройиздат, 1986.

Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. — М.: Госэнергоиздат, 1960. — 466 с.

Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от электрохимической коррозии. — М.: Стройиздат, 1974. — 191 с.

Исламов М. Ш. Проектирование и эксплуатация промышленных печей. — Л.: Химия, 1986. — 277 с.

Исламов М. Ш. Пуск и наладка печей химических заводов. — Л.: Химия, 1980. — 228 с.

Использование газа в промышленных печах/Я. С. Глозштейн, Д. В. Карпов, Л. Н. Муромский, Н. В. Арапов. — Л.: Недра, 1967. — 423 с.

Иссерлин А. С. Основы сжигания газового топлива. — Л.: Недра, 1987. — 331 с.

Кривоногов Б. М. Повышение эффективности сжигания газа и охрана окружающей среды. — Л.: Недра, 1986. — 273 с.

Кряжев Б. Г., Дудин И. В., Мерлин А. Е. Справочник для работников газовых служб в сельском хозяйстве. — М.: Недра, 1986. — 317 с.

Курюкин С. А. Системы газоснабжения предприятий. — Л.: Гостоптехиздат, 1962. — 291 с.

Лавров Н. В., Розенфельд Э. И., Хаустович Г. П. Процессы горения топлива и защита окружающей среды. — М.: Металлургия, 1981. — 240 с.

Лазарев В. П., Михеев В. П., Демидова В. Н. Экономия газового топлива. — М.: Недра, 1973. — 147 с.

Левин А. М. Принципы рационального сжигания газа. — Л.: Недра, 1977. — 247 с.

Медников Ю. П., Дымов Г. Д., Рейхерт К. Х. Эксплуатация промышленных печей и сушил на газовом топливе. — Л.: Недра, 1982. — 231 с.

Михеев В. П., Медников Ю. П. Сжигание природного газа. — Л.: Недра, 1975. — 391 с.

Немцев З. Ф., Арсеньев Г. В. Теплоэнергетические установки и теплоснабжение. — М.: Энергоиздат, 1982. — 397 с.

Панюшева З. Ф., Столпнер Е. Б. Наладка отопительных котлов, работающих на газе. — 2-е изд., перераб. и доп. — Л.: Недра, 1986. — 152 с.

Правила безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора СССР. — М.: Недра, 1983. — 128 с.

Преображенский Н. И. Контроль за рациональным использованием газа. — Л.: Недра, 1983. — 368 с.

Промышленная трубопроводная арматура: Каталог. Ч. 1. — 3-е изд., исправл. и доп. — М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1976. — 190 с.

Равич М. Б. Газ и его применение в народном хозяйстве. — М.: Наука, 1974. — 357 с.

РД 50—213—80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. — М.: Изд-во стандартов, 1982. — 320 с.

Северинец Г. Н. Применение газовых излучающих горелок для сушки и нагрева. — 2-е изд., перераб. и доп. — Л.: Недра, 1980. — 167 с.

Северинец Г. Н., Шкаровский А. Л. Совершенствование сжигания газа в выносных топках сушильных установок. — М.: ВНИИЭгазпром, 1979. — 31 с.

Современные конструкции трубопроводной арматуры: Справ. пособие/Под ред. Ю. М. Котельского. — М.: Недра, 1970. — 327 с.

Спейшер В. А. Огневое обезвреживание промышленных выбросов. — М.: Энергия, 1977. — 263 с.

Спейшер В. А., Горбаченко А. Д. Повышение эффективности использования газа и мазута в энергетических установках. — М.: Энергия, 1974. — 208 с.

Справочник эксплуатационника газифицированных котельных/Под ред Е. Б. Столпнера. — 2-е изд., перераб. и доп. — Л.: Недра, 1988. — 608 с.: ил.

Стаскевич Н. Л. Справочное руководство по газоснабжению. — Л., Гостоптехиздат, 1960. — 865 с.

Стаскевич Н. Л., Вигдорчик Ц. Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. — Л.: Недра, 1986. — 543 с.

Уревич А. Л. Краткий справочник работника газового хозяйства. — Минск, Беларусь, 1978. — 303 с.

Федоров Н. А. Техника и эффективность использования газа. — М.: Недра, 1983. — 311 с.

Чепель В. М., Шур И. А. Сжигание газов в топках котлов и печей и обслуживание газового хозяйства предприятий. — 7-е изд., перераб. и доп. — Л.: Недра, 1980. — 591 с.

Шур И. А. Газорегуляторные пункты и установки. — Л.: Недра, 1985. — 288 с.

Шур И. А. Средства повышения безопасности работы газифицированных котельных. — 2-е изд., перераб. и доп. — Л.: Недра, 1978. — 190 с.

Щукин А. А. Промышленные печи и газовое хозяйство заводов. — М.: Энергия, 1973. — 221 с.

СПРАВОЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Стаскевич Николай Лукич,
Северинец Георгий Николаевич,
Вигдорчик Дарий Яковлевич

СПРАВОЧНИК ПО ГАЗОСНАБЖЕНИЮ И ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ГАЗА

Научный редактор А. А. Машков
Редактор издательства Э. М. Бородянская
Переплет художника Г. В. Смирнова
Технический редактор Н. П. *Старостина*
Корректор М. И. Витис

ИБ 8327

Сдано в набор 28.05.90. Подписано в печать 27.09.90.
Формат 60×90/16. Бумага офсетная № 2. Гарнитура литературная.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 48,00. Усл. кр.-отт. 48,25. Уч.-изд. л. 53,74.
Тираж 28 700 экз Заказ № 114/878. Цена 3 р.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра». Ленинградское отделение.
193171, Ленинград, С-171, *ул. Фарфоровская, 18*

Типография № 6 ордена Трудового Красного Знамени
издательства «Машиностроение» при Государственном комитете СССР по печати.
193144, Ленинград, ул. Моисеенко, 10