

A stylized graphic of a human eye, where the iris is replaced by a glowing gas burner with blue and orange flames. The pupil is a dark, circular void. The entire graphic is set against a dark blue background with lighter blue curved lines and a grid of fine lines radiating from the burner.

СИСТЕМЫ АВТОНОМНОГО И РЕЗЕРВНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

справочное руководство

2009
Санкт-Петербург

ХимГазКомлект



Системы автономного и резервного газоснабжения

***справочное
руководство***

От составителей

Потребление сжиженного углеводородного газа (СУГ) в последние годы неуклонно возрастает как в России, так и во всем мире. Все чаще пропан-бутановые смеси применяются в качестве эффективной альтернативы традиционным источникам энергии: природному газу, тяжелым нефтепродуктам (мазуту и дизельному топливу), углям и электричеству. СУГ (пропан, пропан-бутан) используется как топливо в автономных и резервных системах отопления промышленных предприятий и как источник тепла для ряда технологических процессов.

Справочник, посвященный в первую очередь вопросам практического применения СУГ, предназначен для инженерно-технических работников проектных, строительно-монтажных и эксплуатационных организаций, по роду деятельности связанных с тепло- и энергоснабжением. Также информация, представленная в издании, будет интересна руководителям и специалистам сбытовых организаций, работающих на рынке розничных и мелкооптовых продаж пропан-бутановых смесей.

Содержание

Глава 1. Введение	3
Глава 2. Основные физико-химические законы и соотношения	11
Глава 3. Горючие газы. Режимы потребления, нормы расхода	43
Глава 4. Основные характеристики автономного газоснабжения	55
Глава 5. Устройство газопроводов низкого и среднего давления	83
Глава 6. Защита от коррозии газопроводного и резервуарного оборудования	131
Глава 7. Испарительные и смесительные установки	149
Глава 8. Характеристики горения газов	163
Глава 9. Газовые аппараты	199
Приложения	249
Список терминов	249
Краткий каталог оборудования фирмы FAS	255
Список использованной литературы	262

Издатель — ООО «Химгазкомплект»

Редакционная коллегия:

А. Шнайдер, технический директор компании FAS (Германия); Д. Г. Азизов, технический директор ООО «Химгазкомплект»; А. П. Кожевников, генеральный директор ООО «ИнвестСтрой»; Л. А. Жернов, технический директор ООО «Теплогазстрой».

Над справочником работали: *Е. Шевцова, К. Александров; А. Кудряцева, М. Чернов.*

Рецензенты:

Е. Е. Перолайнен, ведущий специалист ООО «ЛенГипроНИИГаз», Д. Д. Шерман, генеральный директор ООО «Теплогазстрой».

Адрес редакции: 190005, Санкт-Петербург, Измайловский проспект, 2, офис 49^а

Телефон (812) 33-549-33, e-mail: reklama@fas.su

Отпечатано в типографии «Капли дождя» (Санкт-Петербург, Измайловский пр., 16/30, лит. Б).

Установочный тираж — 3000 экземпляров.

Подписано в печать 10.09.2009 г. Заказ № ____.

Производители оборудования оставляют за собой право изменения характеристик продукции, не ухудшающее его потребительские свойства, без дополнительного извещения.



Глава 1. Введение

1

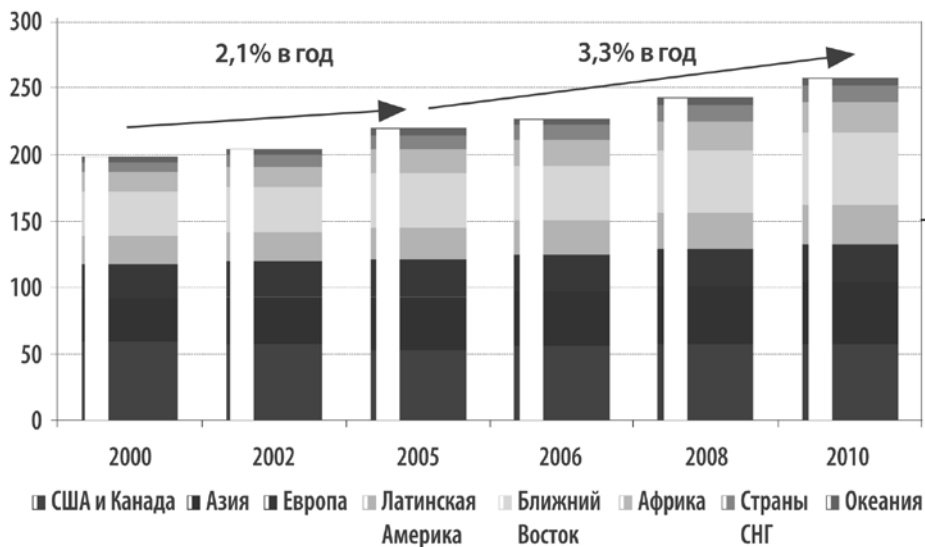
1.1. МИРОВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЖИЖЕННОГО ГАЗА

За период с 1990 по 2005 гг. главной тенденцией мировой экономики оставался стабильный рост. Растущее производство практически во всех регионах мира вызвало значительное увеличение потребления сжиженных углеводородных газов (СУГ) — со 150 млн. т в 1995 году до 210 млн. т в 2005 году — то есть на 40%). Наибольший прирост пришелся на долю стран Азиатско-Тихоокеанского региона — с 16–17% до 30–35% общемирового потребления, что объясняется интенсивным развитием экономики и стремительным ростом потребностей во всех видах энергоносителей. В странах с давно сформировавшимися («насыщенными») рынками и развитой инфраструктурой во всех секторах использования СУГ (США, Западная Европа) потребление остается почти стабильным.

1990-е годы были «пиковыми» — среднегодовой прирост мирового спроса на сжиженные нефтяные газы опережал рост их производства (4,2 и 3,3%, соответственно) и почти в 2 раза превышал аналогичный показатель для нефти. Только в странах бывшего СССР и ряде государств Восточной Европы в этот период имел место временный спад потребления СУГ. Объемы производства и потребления СУГ в России снова начали возрастать только в конце 90-х годов. К настоящему времени Россия, по официальным данным, производит около 8 млн. т сжиженных углеводородных газов в год, из которых около 6 млн. т используется внутри страны.

Мировой спрос на СУГ продолжает расти и в 2000-е гг. (хотя и замедлившимися по известным причинам в последние годы темпами), и ведущая роль в этом процессе по-прежнему принадлежит странам Азии.

Потребление СУГ, млн. т



Ожидается, что к 2020 г. при сохранении существующих тенденций мировое потребление СУГ достигнет 300 млн. т в год.

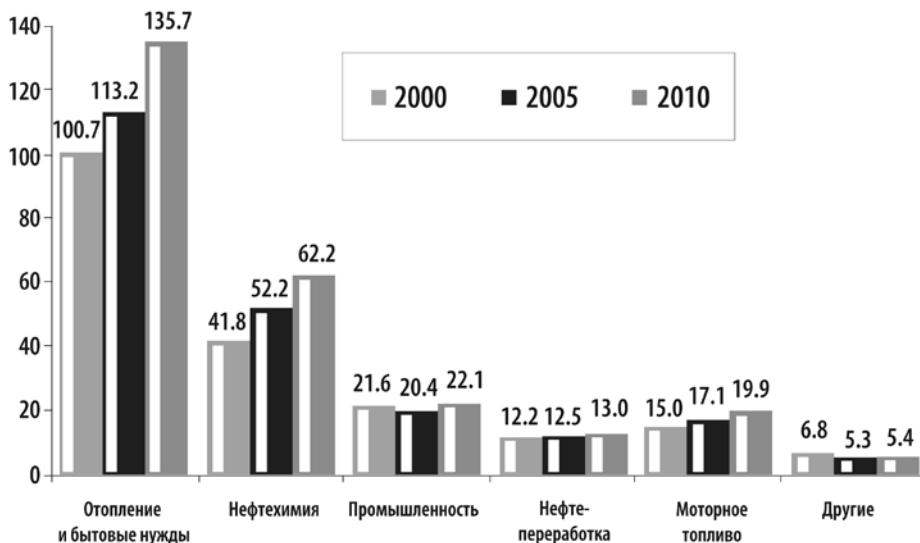
По оценкам аналитиков, продолжит расти потребление сжиженных углеводородных газов в странах АТР. В частности, Китай и Индия по-прежнему обладают высоким потенциалом дальнейшего роста спроса на СУГ. Другим быстро растущим потребительским рынком СУГ являются сегодня страны восточноевропейского региона, в которых после спада 90-х гг. наблюдается стремительный рост использования СУГ в быту, нефтехимии и транспорте. Особенно высокими темпами потребление сжиженных газов растет в Польше.

Ожидается дальнейшее увеличение внутрироссийского потребления СУГ. Распространение новых технологий, основанных на использовании пропан-бутана, в быту и промышленности, рост числа автомобилей на газовом топливе, растущие сырьевые потребности нефтехимических производств — эти и другие факторы обеспечивают прирост потребления не менее 5% в год. Все это создает благоприятные предпосылки для расширения как внутреннего, так и внешнего рынка российских СУГ.



На нефтехимический сектор приходится около четверти (22%) мирового потребления СУГ

Структура потребления СУГ, млн. т



2001



2030 (прогноз)



Сегодня производство СУГ в России находится примерно на уровне 1991 г. В структуре производства около 41% приходится на предприятия газопереработки, около 35% — на предприятия нефтехимии и около 24% — на предприятия нефтепереработки. При установившихся темпах роста (5–6% в год) производство СУГ к 2010 г. должно составить 11–12 млн. т. Ряд сложных проблем (в их числе — монопольный характер российского рынка СУГ, недостатки существующей системы государственного регулирования цен, недостаточно развитый характер инфраструктуры поставок сжиженного газа потребителям) на настоящем этапе препятствует ускоренному развитию производства СУГ и полномасштабному использованию существующей ресурсной базы.

1.2. СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ СУГ

Во многих странах мира (к их числу относится Россия) сжиженные газы используются для нужд хозяйства и промышленности уже много десятилетий. Такие свойства этих газов, как высокая теплотворная способность, экологичность сгорания, удобство хранения и транспортировки в сжиженном виде под давлением, а также возможность дальнейшей переработки для получения синтетической продукции, обеспечивают им широкий спектр применений — в качестве источника тепла, моторного топлива, сырья для нефтехимических производств.

К настоящему времени сформировались четыре основных сектора применения СУГ:

- коммунальный сектор,
- промышленный сектор,
- транспорт,
- нефтехимия.

Масштабы использования СУГ в каждой из этих областей зависят от целого ряда условий, во многом специфичных для конкретной страны или региона. На складывающуюся ситуацию и перспективы дальнейшего роста потребления СУГ влияют такие факторы, как:

- объективные потребности соответствующего сектора;

- наличие в данном секторе альтернативных (конкурирующих) технологий, базирующихся на других видах топлива (энергии), и соотношении цен;
- надежность поставок и стабильность рынка СУГ;
- степень развития инфраструктуры, обеспечивающей хранение и транспортировку СУГ, распределение их по потребителям и сервисное обслуживание систем, работающих на СУГ.



Доля потребления СУГ в коммунальном секторе наиболее высока в странах Азии — около 65% в среднем по региону

Структура потребления СУГ весьма неоднородна и характеризуется большим разбросом параметров между отдельными странами и регионами мира как по уровню потребления сжиженных газов на душу населения, так и по относительной величине каждого из секторов их конечного применения. Общемировые показатели представляют собой результат «наложения» множества факторов национального и международного уровня. Крупнейшими потребителями, вносящими наиболее весомый вклад в формирование общей картины мирового потребления СУГ, являются США и страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Бытовое использование. Около половины суммарного объема расходов в мире сжиженных газов приходится на коммунально-бытовой сектор. Разнообразные виды систем автономной газификации на пропан-бутане охватывают множество конечных потребителей — от приготовления пищи в дачных домиках до генерации тепла электроэнергии в коттеджных поселках и крупных коммерческих объектах (складах, торговых центрах, базах отдыха и т. д.). Спрос на сжиженный газ в данном секторе определяется территориальными и климатическими особенностями страны (региона), величиной площадей, не охваченных сетью магистральных газопроводов, ценами на конкурирующие виды источников тепла (дрова, уголь, дизельное топливо, электричество).

Очень высока доля коммунального сектора в структуре потребления в Азии (около 65% в среднем по региону) и Восточной Европе. Так, для Польши этот показатель составляет примерно 60%. В то же время, в США и Западной Европе этот сектор потребления находится на относительно невысоком уровне (примерно 25% и 30% соответственно). В России 19–20% объема СУГ, потребляемого внутри страны, расходуются на коммунально-бытовые нужды.

На *нефтехимический сектор* приходится около четверти (22%) мирового потребления СУГ. Он отличается высокими темпами роста и концентрацией спроса в индустриально развитых регионах. Например, в США

на нужды нефтехимической промышленности расходуется около 50% от общего потребления СУГ, в Западной Европе (в среднем по региону) — около 24%, тогда как в Азии — всего лишь порядка 7%. Несмотря на наличие крупных потребителей СУГ в данном секторе среди азиатских стран (Япония, Южная Корея) и появление ряда крупных предприятий по нефтехимической переработке СУГ в 1990-е гг. на Ближнем Востоке, основной (свыше 80%) объем мирового потребления СУГ в качестве углеводородного сырья по-прежнему приходится на Америку и Европу.

В России нефтехимическая промышленность является одной из базовых отраслей экономики и самым крупным сектором потребления СУГ. По данным на 2006 год, около половины суммарного объема сжиженных нефтяных газов в России используется именно в нефтехимии. Общий экономический спад периода 90-х гг. сильно отразился на состоянии отечественной нефтехимии: в 1994–98 гг. выпуск продукции составил всего 40% от уровня 1990 г. Тем не менее, начиная с 1998 г., это — одна из самых быстроразвивающихся отраслей российской промышленности. За 2000-е гг. использование СУГ в нефтехимическом секторе выросло более чем в 1,5 раза. Несмотря на растущие объемы производства, положение дел в отрасли до сих пор неоднозначно. Многие проблемы, характеризующие сегодняшнее состояние российской промышленности (главная из которых — нехватка инвестиций в технологическое развитие), присутствуют и в нефтехимии, создавая неопределенность в отношении перспектив дальнейшего развития нефтехимического комплекса России.

Еще одна из перспективных сфер использования СУГ — *автотранспорт*. Запасы дешевой и легкодобываемой нефти приближаются к исчерпанию, загрязнение окружающей среды продуктами, содержащимися в бензиновом выхлопе, приобретает все более масштабный характер, усугубляемый общим увеличением числа автомобилей. Поэтому проблема перехода на альтернативные виды моторных топлив приобретает все большую актуальность.

Из списка технологий, рассматриваемых как возможные решения этой проблемы (применение метанола, биогаза, внедрение гибридных и полностью электрических автомобилей, производство синтетического бензина и пр.), серьезно можно говорить о двух практически освоенных направлениях — это использование сжиженных углеводородных газов (пропан-



В качестве топлива для автотранспорта используется около 20 млн. т сжиженного пропан-бутана в год, что составляет 8,5% от общемирового годового потребления СУГ

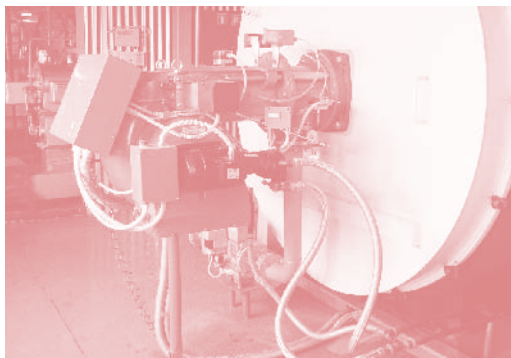
бутановых смесей) и сжиженного природного газа (СПГ). В настоящее время около 20 млн. т сжиженного пропан-бутана в год (что составляет приблизительно 8,5% от общемирового годового потребления СУГ) используется в мире в качестве топлива для автотранспорта.

Рассматривая проблему поиска альтернатив бензиновому топливу применительно к России, необходимо принимать во внимание следующие факторы:

- *при нынешних темпах прироста количества автотранспортных средств в России (5% в год) покрытие потребностей в нефтяном топливе в обозримой перспективе станет невозможным без освоения нефтяных месторождений с очень высокой себестоимостью добычи;*
- *значительную часть отечественного парка автотранспорта составляют автомобили с неудовлетворительными экологическими характеристиками двигателей;*
- *на рынке моторных топлив в России преобладают бензины сравнительно низкого качества, не соответствующие международным экологическим стандартам на выбросы вредных веществ в атмосферу. Производство бензина с повышенными экологическими характеристиками требует использования дорогих технологий переработки нефти. Кроме неизбежного при этом повышения цен на автомобильное топливо, следует отметить, что применение мер по снижению выбросов лишь частично решает проблему загрязнения окружающей среды;*
- *экологическая обстановка, сложившаяся в России, требует срочных и комплексных мер по снижению нагрузки на окружающую среду, создаваемой автомобильным транспортом. Одним из средств решения этой проблемы является использование газомоторного топлива (ГМТ).*

В России есть все предпосылки для успешного развития транспортно-го сектора использования СУГ. Во-первых, Россия располагает достаточной ресурсно-сырьевой базой для расширения производства сжиженных углеводородных газов. Так, запасы попутного нефтяного газа (являющегося одним из основных источников сырья для производства СУГ) в российских нефтяных месторождениях составляют, по имеющимся оценкам, порядка 1,5 трлн. м³, и в настоящее время эти ресурсы не используются в полной мере. На рынке моторных топлив пропан-бутан успешно конкурирует по цене с автомобильными бензинами. Доля транспортного сектора в структуре внутрироссийского потребления СУГ на текущий момент оценивается в 20–25% (1,2–1,5 млн. т в год).

Пропан-бутановые смеси используются также как топливо в системах отопления промышленных предприятий и как источник тепла для



Применение СУГ для систем теплоснабжения промышленных предприятий имеет ряд преимуществ перед традиционными теплоносителями: дизельным топливом и мазутом



Один из видов сырья для производства СУГ — попутный нефтяной газ

ряда технологических процессов. Конкуренцию СУГ в данной области составляют дизельное топливо, мазут, природный газ. Пропан-бутан — энергоэффективное, экологичное и удобное в хранении топливо; но цена на него в большинстве стран слишком высока по сравнению с альтернативными видами топлива, и это сдерживает рост потребления пропан-бутана в промышленном секторе (сегодня — 12,5% в общей мировой структуре потребления СУГ).

В последние несколько лет в России наблюдается растущий интерес к использованию пропан-бутана в качестве *резервного топлива*

на предприятиях, использующих природный газ как основное топливо.

1.3. ПРОИЗВОДСТВО СЖИЖЕННОГО ГАЗА

В качестве сырья для производства сжиженного газа используются природный и нефтяной попутный газы, газовый конденсат и нефть. Технологические особенности получения сжиженного газа определяются источниками производства: нефте- или газопереработкой, нефтехимией. При нефтепереработке (на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях) сжиженный газ — фактически дополнительный продукт при получении бензинов и прочих продуктов. В отраслях газопереработки и частично в нефтехимии ситуация иная: производимый сжиженный газ является основным продуктом для реализации и/или последующей переработки в продукцию более высоких переделов.

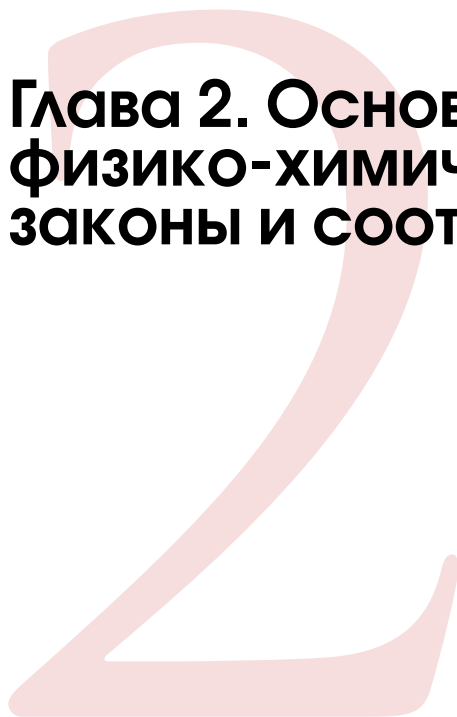
1.4. ТРАНСПОРТИРОВКА СЖИЖЕННОГО ГАЗА

Транспортировка сжиженного газа от предприятий-производителей до оптовых потребителей (нефтехимических предприятий, баз, газонаполнительных станций и т.д.) осуществляется в основном железнодорожным транспортом в специально оборудованных цистернах или непосредственно по трубопроводам (продуктопроводам). Продуктопроводы, протяженность которых невелика, обычно соединяют несколько предприятий, объединенных единой технологией, или предприятия и наливные железнодорожные эстакады.

Доставка сжиженного газа конечным розничным потребителям проводится через сеть кустовых баз и газонаполнительных станций, предназначенных для приема, хранения и распределения сжиженного газа. Большая часть сжиженного газа для бытовых нужд перевозится цистернами, причем его территориальные филиалы, осуществляющие реализацию газа, играют существенное значение (как базы хранения) для обеспечения населения сжиженным газом.



Глава 2. Основные физико-химические законы и соотношения



2.1. ЕДИНИЦЫ ФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

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

С целью повышения точности измерений, облегчения развития научно-технических связей между различными странами и устранения возможных недоразумений, вызываемых множественностью систем и единиц измерения, XI Генеральная конференция по мерам и весам в 1960 г. приняла Международную систему единиц (Système International d'Unités — SI, в русской транскрипции — СИ). 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) истерадиан (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. В Российской Федерации с 1 сентября 2003 г. действует ГОСТ 8.417-2002 «Единицы величин», устанавливающий единицы физических величин, применяемые в стране: наименования, обозначения, определения и правила применения этих единиц.

Настоящий стандарт не устанавливает единицы величин, оцениваемых по условным шкалам (под условными шкалами понимают, например, Международную сахарную шкалу, шкалы твердости, светочувствительности фотоматериалов), единицы количества продукции, а также обозначения единиц физических величин для печатающих устройств с ограниченным набором знаков (по ГОСТ 8.430).

Для того, чтобы облегчить пользование приведенными в справочнике данными, в табл. 2.1 дано соотношение между основными единицами физических величин в технической системе и системе СИ.

2.2. ДАВЛЕНИЕ

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

Таблица 2.1. 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/час			1 ккал/час ≈ 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	кал	джоуль	Дж	1 кал = 4,187 Дж
	килокалория	ккал			1 ккал = 4,187·10 ³ Дж = = 4,187 кДж
Удельная теплоемкость	килокалория на килограмм-градус Цельсия	ккал/(кг·°C)	джоуль на килограмм-кельвин	Дж/(кг·K)	1 ккал/(кг·°C) = 4,187 × × 10 ³ Дж/(кг·K) = = 4,187 кДж/(кг·K)
	килокалория на кубический метр-градус Цельсия	ккал/(м ³ ·°C)	джоуль на кубический метр-кельвин	Дж/(м ³ ·K)	1 ккал/(м ³ ·°C) = = 4,187 кДж/(м ³ ·K)
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 ·°C)	ватт на квадратный метр-кельвин	Вт/(м ² ·K)	1 ккал/(ч·м ² ·°C) = = 1,163 Вт/(м ² ·K)
Коэффициент теплопроводности	килокалория в час на метр-градус Цельсия	ккал/(ч·м·°C)	ватт на метр-кельвин	Вт/(м·K)	1 ккал/(ч·м·°C) = = 1,163 Вт/(м·K)
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·°C)	джоуль на килограмм-кельвин	Дж/(кг·K)	1 ккал/(кг·°C) = = 4,187·10 ³ Дж/(кг·K) = = 4,187 кДж/(кг·K)

давление рассматривается как отношение нормальной составляющей силы N к площади S , на которую действует сила

$$p=N/S \quad (2.1)$$

В системе СИ единица давления — паскаль (Па). Паскаль — давление, вызываемое силой 1 ньютон (Н), равномерно распределенной по поверхности площадью 1 м². Давление, отсчитываемое от абсолютного нуля, называется а б с о л ю т н ы м, а от имеющегося уже давления окружающей атмосферы — и з б ы т о ч н ы м или м а н о м е т р и ч е с к и м:

$$P_{абс} = P_u + P_б \text{ или } P_u = P_{абс} - P_б \quad (2.2)$$

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

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

$$P_{абс} = P_б - P_{вак} \text{ или } p_{вак} = P_б - P_{абс} \quad (2.3, 2.4)$$

В таблице 2.2. приведены соотношения между единицами давления, часто встречающимися в технической литературе.

2.3. ТЕМПЕРАТУРА

Т е м п е р а т у р о й 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. Абсолютная термодинамическая температура T связана с температурой практической шкалы t уравнением

$$t = T - 273,15^\circ\text{C} \quad \text{или} \quad T = t + 273,15 \text{ K} \quad (2.5)$$

Таблица 2.2. Соотношение между единицами давления газа

Обозначение единиц	Па	дин/см ²	кгс/м ²	кгс/см ² (ат)	бар	мм вод. ст.	мм рт. ст.
1 паскаль (Па)	1	10	0,102	102·10 ⁻⁶	10 ⁻⁵	0,102	7,5·10 ⁻³
1 дин/см ²	0,1	1	10,2·10 ⁻³	1,02·10 ⁻⁶	10 ⁻⁶	10,2·10 ⁻³	750·10 ⁻⁶
1 кгс/м ²	9,81	98,1	1	10 ⁻⁴	98,1·10 ⁻⁴	1	73,56·10 ⁻³
1 кгс/см ² (ат)	98100	98·10 ³	10 ⁴	1	0,981	10 ⁴	735,6
1 бар	10 ⁵	10 ⁶	10,2·10 ³	1,02	1	10,2·10 ³	750
1 мм вод. ст.	9,81	98,1	1	10 ⁻⁴	98,1·10 ⁻⁶	1	73,56·10 ⁻³
1 мм рт. ст.	133,3	1333	13,6	1,36·10 ⁻³	1,333·10 ⁻³	13,6	1

Для измерения температуры в англоязычных странах часто применяется шкала Фаренгейта, в которой градус Фаренгейта равен $\frac{9}{5}$ градуса Цельсия, а точке замерзания воды соответствуют 32°F . В этой температурной шкале 1°F равен $\frac{1}{180}$ разности температур кипения воды и таяния льда при атмосферном давлении. Температура по шкале Фаренгейта связана с температурой по шкале Цельсия ($^{\circ}\text{C}$) соотношением

$$^{\circ}\text{C} = \frac{5}{9} \cdot (t^{\circ}\text{F} - 32), \quad 1^{\circ}\text{F} = \frac{9}{5}^{\circ}\text{C} + 32 \quad (2.6)$$

2.4. ОБЪЕМ, МАССА, ПЛОТНОСТЬ, УДЕЛЬНЫЙ ОБЪЕМ

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

Зависимость между объемом при нормальных и стандартных условиях:

$$V_o = V [273/(273 + t)] [(P_o + p_w)/101,3] = 2,695 V (p_{\text{абс}}/T); \quad (2.7)$$

$$V_{20} = V_o (273 + 20)/273 = 1,073 V_o \quad (2.8)$$

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

Любой газ 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

$$\rho = m/V \quad (2.9)$$

или с учетом химической формулы газа:

$$\rho = m/V_m = M/22,4, \quad (2.10)$$

где M — молекулярная масса (см. табл. 2.3).

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

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

$$\rho_{\text{см}} = (P_1 V_1 + P_2 V_2 + \dots + P_n V_n)/100, \quad (2.11)$$

Таблица 2.3. Основные характеристики некоторых газов, входящих в состав углеводородных газов, и их продуктов сгорания

Показатель	Азот	Воздух	Водяной пар	Диоксид углерода	Кислород	Водород	Оксид углерода	Метан
Химическая формула	N ₂	—	H ₂ O	CO ₂	O ₂	H ₂	CO	CH ₄
Молекулярная масса M	28,013	28,960	18,016	44,011	32,000	2,016	28,011	16,043
Молярный объем V_M , м ³ /кмоль	22,395	22,398	22,405	22,262	22,393	22,425	22,400	22,38
Плотность газовой фазы, кг/м ³ :								
при 0 °С и 101,3 кПа ρ_{10}	1,251	1,293	0,804	1,977	1,429	0,090	1,250	0,717
при 20 °С и 101,3 кПа ρ_{20}	1,166	1,205	0,750	1,842	1,331	0,0837	1,165	0,668
Плотность жидкой фазы, кг/м ³ , при 0 °С и 101,3 кПа $\rho_{ж0}$	—	—	—	—	—	—	—	0,416
Относительная плотность газа d_n	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 $t_{кркрит}$, °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	7,53	5,01	1,28	3,45	4,58
Теплота плавления $Q_{пл}$, кДж/кг	25,62	—	—	190,26	13,86	173,40	33,60	255,80
Теплота сгорания, МДж/м ³ :								
высшая Q_v	—	—	—	—	—	12,80	12,68	39,93
низшая Q_n	—	—	—	—	—	10,83	12,68	35,76
Теплота сгорания, МДж/кг:								
высшая Q_v	—	—	—	—	—	141,90	10,09	55,56
низшая Q_n	—	—	—	—	—	120,10	10,09	50,08
Число Воббе, МДж/м ³ :								
высшее $W_{об}$	—	—	—	—	—	48,49	12,90	53,30
низшее $W_{об}$	—	—	—	—	—	41,03	12,9	48,23
Удельная теплоемкость газа c_p , кДж/(кг·°С), при 0 °С и:								
постоянным давлением c_p	1,042	1,008	1,865	0,819	0,920	14,238	1,042	2,171
постоянным объемом c_v	0,743	0,718	1,403	0,630	0,655	10,097	0,743	1,655
Удельная теплоемкость жидкой фазы $c_{ж}$, кДж/(кг·°С), при 0 °С и 101,3 кПа	—	—	—	—	—	—	—	3,461
Показатель адиабаты κ , К, при 0 °С и 101,3 кПа	1,401	1,404	1,330	1,310	1,404	1,410	1,401	1,320
Теоретически необходимое количество воздуха для горения $L_{т.в}$, м ³ /м ³	—	—	—	—	—	2,38	2,38	9,52
Теоретически необходимое количество кислорода для горения $L_{т.к}$, м ³ /м ³	—	—	—	—	—	0,5	0,5	2,0
Объем влажных продуктов сгорания, м ³ /м ³ , при $\alpha = 1$:								
CO ₂	—	—	—	—	—	—	1,0	1,0
H ₂ O	—	—	—	—	—	1,0	—	2,0
N ₂	—	—	—	—	—	1,88	1,88	7,52
В с е г о	—	—	—	—	—	2,88	2,88	10,52
Скрытая теплота испарения при 101,3 кПа:								
кДж/кг	—	—	—	—	—	—	—	512,4
кДж/л	—							

Продолжение таблицы 2.3.

Показатель	Азот	Воздух	Водяной пар	Диоксид углерода	Кислород	Водород	Оксид углерода	Метан
Объем паров с 1 кг сжиженных газов при нормальных условиях $V_{пр}$, м ³	—							
Объем паров с 1 л сжиженных газов при нормальных условиях $V_{пр}$, м ³	—							
Динамическая вязкость μ :								
паровой фазы, 10^7 Н·с/м ²	165,92	171,79	90,36	138,10	192,67	83,40	166,04	102,99
жидкой фазы, 10^6 Н·с/м ²	—							66,64
Кинематическая вязкость ν , 10^6 м ² /с	13,55	13,56	14,80	7,10	13,73	93,80	13,55	14,71
Растворимость газа в воде, см ³ /см ³ , 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 $t_{жр}$, °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
Максимальная скорость распространения пламени $v_{плж}$, м/с, в трубе D=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	0,0320
жидких $\lambda_{ж}$	—							0,306
Отношение объема газа к объему жидкости при температуре кипения и давлении 101,3 кПа	—							580
Октановое число	—							110

Примечания:

1. Число Воббе — отношение теплоты сгорания газа к квадратному корню относительной плотности при стандартных условиях, характеризующее постоянство теплового потока, получаемого при сжигании газа.
2. Показатель адиабаты — отношение теплоемкостей газа соответственно при постоянном давлении и постоянном объеме.
3. Вязкость (внутреннее трение) — одно из явлений переноса, свойство текучих тел (жидкостей и газов) оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой. Различают динамическую (единицы измерения: пуаз, Па·с) и кинематическую вязкости (единицы измерения: стокс, $\text{м}^2/\text{с}$). Кинематическая вязкость может быть получена как отношение динамической вязкости к плотности вещества.
4. Жаропроизводительность — максимальная температура, которая может быть получена при полном сгорании газа в теоретически необходимом объеме сухого воздуха при температуре 0°C и отсутствии потерь тепла.

Таблица 2.4. Основные характеристики некоторых углеводородных газов и их продуктов сгорания

Показатель	Этан	Пропан	н-Бутан	Изобутан	Смесь ПБА		Смесь ПБТ		Изобутилен	н-Пентан
					ГОСТ Р 52087-2003					
Химическая формула	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀	—	—			C ₄ H ₈	C ₅ H ₁₂
Молекулярная масса <i>M</i>	30,068	44,097	58,124	58,124	—	—			56,104	72,146
Молярный объем <i>V_м</i> , м ³ /кмоль	22,174	21,997	21,500	21,743	—	—			22,442	20,870
Плотность газовой фазы, кг/м ³ :										
при 0°С и 101,3 кПа <i>ρ₁₀</i>	1,356	2,004	2,702	2,685	2,350	2,493	2,502	3,457		
при 20°С и 101,3 кПа <i>ρ₁₂₀</i>	1,263	1,872	2,519	2,486	2,197	2,325	2,329	3,221		
Плотность жидкой фазы, кг/м ³ , при 0 °С и 101,3 кПа <i>ρ_{ж0}</i>	546	528	601	582	565	580	646	646		
Относительная плотность газа <i>d_г</i>	1,049	1,555	2,100	2,063	—	—	1,934	2,674		
Удельная газовая постоянная <i>R</i> , Дж/(кг·К)	271,18	184,92	140,30	140,30	—	—	145,33	113,01		
Температура, °С, при 101,3 кПа:										
кипения <i>t_{кип}</i>	-88,6	-42,1	-0,5	-11,7	—	—	3,7	36,1		
плавления <i>t_{пл}</i>	-183,3	-187,7	-138,3	-193,6	—	—	-138,9	-129,7		
Температура критическая <i>t_{крит}</i> , °С	32,3	96,8	152,0	135,0	—	—	155,0	196,6		
Давление критическое <i>p_{кр}</i> , МПа	4,82	4,21	3,75	3,60	—	—	4,10	3,33		
Теплота плавления <i>Q_{пл}</i> , кДж/кг	122,6	80,6	80,2	78,5	—	—	75,6	116,8		
Теплота сгорания, МДж/м ³ :										
высшая <i>Q_в</i>	69,69	99,17	128,50	128,28	113,84	119,70	121,40	158,00		
низшая <i>Q_н</i>	63,65	91,14	118,53	118,23	104,84	110,31	113,83	146,18		
Теплота сгорания, МДж/кг:										
высшая <i>Q_в</i>	51,92	50,37	49,57	49,45	49,97	49,81	49,31	49,20		
низшая <i>Q_н</i>	47,42	46,30	45,76	45,68	46,03	45,92	45,45	45,38		
Число Воббе, МДж/м ³ :										
высшее <i>W_{об}</i>	68,12	79,80	89,18	93,53	—	—	87,64	93,73		
низшее <i>W_{об}</i>	62,45	73,41	82,41	86,43	—	—	81,94	86,56		
Удельная теплоемкость газа <i>c_г</i> , кДж/(кг·°С), при 0 °С и:										
постоянным давлением <i>c_р</i>	1,65	1,554	1,596	1,596	—	—	1,604	1,600		
постоянным объеме <i>c_у</i>	1,37	1,365	1,457	1,457	—	—	1,445	1,424		
Удельная теплоемкость жидкой фазы <i>c_ж</i> , кДж/(кг·°С), при 0°С и 101,3 кПа	3,01	2,23	2,24	2,24	—	—	—	2,67		
Показатель адиабаты <i>κ</i> , К, при 0°С и 101,3 кПа	1,202	1,138	1,095	1,095	—	—	1,110	1,124		
Теоретически необходимое количество воздуха для горения <i>L_{т.в}</i> , м ³ /м ³	16,7	23,8	30,9	30,9	27,4	28,8	28,6	38,1		
Теоретически необходимое количество кислорода для горения <i>L_{т.к}</i> , м ³ /м ³	3,5	5,0	6,5	6,5	5,8	6,1	6,0	8,0		
Объем влажных продуктов сгорания, м ³ /м ³ , при α = 1;										
CO ₂	2,0	3,0	4,0	4,0	3,5	3,7	4,0	5,0		
H ₂ O	3,0	4,0	5,0	5,0	4,5	4,7	4,0	6,0		
N ₂	13,2	18,8	24,4	24,4	21,6	22,7	20,7	30,1		
В с е г о	18,2	25,8	33,4	33,4	29,6	31,1	28,7	41,1		

Продолжение таблицы 2.4.

Показатель	Этан	Пропан	н-Бутан	Изобутан	Смесь ПБА	Смесь ПБТ	Изобутилен	н-Пентан
					ГОСТ Р 52087-2003			
Скрытая теплота испарения при 101,3 кПа:								
кДж/кг	487,2	428,4	390,6	383,2	—	—	299,0	361,2
кДж/л	230,2	220,1	229,7	215,0	—	—	239,4	—
Объем паров с 1 кг сжиженных газов при нормальных условиях $V_{гр}$, м ³	0,745	0,510	0,386	0,386	0,448	0,423	0,400	0,312
Объем паров с 1 л сжиженных газов при нормальных условиях $V_{л}$, м ³	0,31	0,269	0,235	0,229	0,252	0,245	0,254	0,198
Динамическая вязкость μ :								
паровой фазы, 10 ³ Н·с/м ²	84,57	73,58	62,92	73,89	—	—	79,97	69,90
жидкой фазы, 10 ⁶ Н·с/м ²	162,70	135,2	210,8	188,1	—	—	—	284,2
Кинематическая вязкость ν , 10 ⁶ м ² /с	6,45	3,82	1,55	2,86	—	—	3,18	2,18
Растворимость газа в воде, см ³ /см ³ , при 0 °С и 101,3 кПа	0,099	—	—	—	—	—	—	—
Температура воспламенения, $t_{вс}$, °С	530-694	504-588	430-569	490-570	430-500	430-500	400-440	284-510
Жаропроизводительность $t_{жв}$, °С	2100	2110	2120	2120	2110	2110	2200	2180
Пределы воспламеняемости газов в смеси с воздухом при 0°С и 101,3 кПа, об. %:								
нижний	3,0	2,0	1,7	1,7	≈1,8	≈1,8	1,7	1,4
верхний	12,5	9,5	8,5	8,5	≈9,0	≈9,0	8,9	8,0
Содержание в смеси, об. %, с максимальной скоростью распространения пламени	6,53	4,71	3,66	3,66	—	—	—	2,9
Максимальная скорость распространения пламени $v_{макс}$, м/с, в трубе D=25,4 мм	0,856	0,821	0,826	0,826	—	—	—	0,820
Коэффициент теплопроводности компонентов при 0°С и 101,3 кПа, Вт/(м·К):								
парообразных λ_p	0,019	0,015	0,013	0,014	—	—	—	0,043
жидких $\lambda_{ж}$	0,019	0,126	0,132	0,128	—	—	—	0,136
Отношение объема газа к объему жидкости при температуре кипения и давлении 101,3 кПа	403	290	222	222	≈260	≈242	258	198
Октановое число	125	125	91	99	≈110	≈100	87	64

Примечания:

1. 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.

2. Приведенные данные по смесям ПБА и ПБТ (ГОСТ Р 52087-2003) рассчитаны из следующих соотношений: для ПБА — доля пропана составляет не менее 50%, доля бутана и других газов — не более 50%; для ПБТ — доля бутана может достигать 70% (по ГОСТ Р 52087-2003 — 60%) согласно внутренним ТУ изготовителей.

где $P_1, P_2 \dots P_n$ — плотность компонентов газового топлива, кг/м³; $V_1, V_2 \dots V_n$ — содержание компонентов, объем в %.

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 » — отношение плотности газа к плотности воздуха:

$$d = p/1,293 \text{ или } d = M/(22,4 \times 1,293) \quad (2.12-2.13)$$

2.5. ЗАКОНЫ ИДЕАЛЬНОГО ГАЗА

Закон Б о й л я - М а р и о т т а устанавливает зависимость между абсолютным давлением и удельным объемом v газа при постоянной температуре:

$$P_1 v_1 = P_2 v_2 = const \quad (2.14)$$

Закон Г е й - Л ю с с а к а: при постоянном давлении объем данной массы газа прямо пропорционален его абсолютной температуре:

$$V_t = V_0 (1 + \beta_p t) = V_0 (1 + t/273,15) \quad (2.15)$$

или при постоянном объеме:

$$P_t = P_0 (1 + \beta_p t) = P_0 (1 + t/273,15) \quad (2.16)$$

где V_p, V_0 — объемы газа при $t^\circ\text{C}$ и 0°C ; P_t и P_0 — давление газа (абсолютное) при $t^\circ\text{C}$ и 0°C ; β_p — коэффициент объемного расширения идеального газа, равный коэффициенту изменения давления:

$$\beta_p = 1/273,15 = 0,00366 \quad (2.17)$$

Подставив значения β_p и заменив температуру практической шкалы t абсолютной термодинамической T , получим:

$$V_1/V_2 = T_1/T_2 \quad (2.18)$$

$$p_1/p_2 = T_1/T_2 \quad (2.19)$$

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

$$V_1 = V_2 (p_2 T_1)/(p_1 T_2) \quad (2.20)$$

$$v_2 = v_1 (p_2 T_1)/(p_1 T_2) \quad (2.21)$$

$$p_1 = p_2 (p_1 T_2)/(p_2 T_1) \quad (2.22)$$

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

$$V_n = 2,6965 V (P_{абс}/T); P_n = 0,3708 p (T/p_{абс}); \quad (2.23)$$

$$V = 0,3708 V_n (T/p_{абс}); p = 2,6965 p_n (p_{абс}/T) \quad (2.24)$$

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

$$V_{cm} = 2,894V (P_{абс}/T); P_{cm} = 0,3455p (T/p_{абс}) \quad (2.25)$$

$$V = 0,3455V_{cm} (T/p_{абс}); p = 2,894p_{cm} (p_{абс}/T) \quad (2.26)$$

где V_p, ρ_p — объем (м^3) и плотность ($\text{кг}/\text{м}^3$) газа при $p_{абс} = 101,3$ кПа и $T = 273,15$ К; V, ρ — объем и плотность газа при $p_{абс}$ кПа, и $T, \text{К}$; V_{cm}, ρ_{cm} — объем и плотность газа при $p_{абс} = 101,3$ кПа и $T = 293,15$ К.

З а к о н А в о г а д р о: различные газы, занимающие одинаковые объемы при равных условиях (одинаковых давлении и температуре), содержат одинаковое число молекул. Это число для 1 грамм-молекулы (1 моль) любого газа составляет около $6,025 \cdot 10^{23}$ и называется ч и с л о м А в о г а д р о . Таким образом, 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, соответственно, объем 1 кмоль сжиженных газов приблизительно равен 22 м^3 .

Основные значения молекулярных масс и молярных объемов, а также плотности газов приведены в табл. XX. Одно из следствий закона Авогадро: произведение удельного объема на молекулярную массу есть величина постоянная, равная молярному объему.

Объединив законы Бойля-Мариотта и Гей-Люссака, получим у р а в н е н и е с о с т о я н и я и д е а л ь н о г о г а з а:

$$P_{абс}v/T = R = \text{const} \quad (2.27)$$

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

Г а з о в а я п о с т о я н н а я — физическая величина, равная работе изменения объема, совершаемой 1 кг идеального газа в изобарическом процессе при изменении температуры на 1°C (1 К). Единицы газовой постоянной — $\text{кг} \cdot \text{м}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$; $\text{ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$; $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$. $1 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К}) = 0,238846 \text{ кал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}) = 0,10197 \text{ кг} \cdot \text{м}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$.

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

$$P_{абс}V = mRT \quad (2.28)$$

или для смеси газов

$$P_{абс}V = m_{см}RT \quad (2.29)$$

где $m_{см}$ — масса смеси, кг.

Для 1 кмоль V_m в соответствии с законом Авогадро постоянная имеет одно и то же значение для всех газов и называется у н и в е р с а л ь н о й г а з о в о й п о с т о я н н о й:

$$P_{абс} V_m = MRT \quad (2.30)$$

Так как $V_m = \nu M$, то

$$P_{абс} \nu M = MRT \quad (2.31)$$

Последние уравнения, отображающие параметры состояния любого газа, носят название *уравнений Менделеева*. Значение и единица универсальной газовой постоянной зависят от того, в каких единицах выражены давление и объем газа. При $p_{абс} = 10330 \text{ кгс/м}^2$, $V_M = 22,0 \text{ м}^3/\text{кмоль}$ и $T = 273,15 \text{ К}$ газовая постоянная для 1 кмоль $MR = 831,96 \text{ кгс}\cdot\text{м}/(\text{кмоль}\cdot^\circ\text{C}) = 8153,21 \text{ Дж}/(\text{кмоль}\cdot\text{К})$. Для двухатомных газов и для метана — $847,1 \text{ кгс}\cdot\text{м}/(\text{кмоль}\cdot^\circ\text{C}) = 8301,6 \text{ Дж}/(\text{кмоль}\cdot\text{К})$. По универсальной газовой постоянной и по молекулярной массе определяется удельная газовая постоянная любого углеводородного газа:

$$R = 8153,21/M \quad (2.32)$$

Значения удельной газовой постоянной для разных газов приведены в табл. 2.3–2.4.

2.6. СМЕСИ ГАЗОВ И ЖИДКОСТЕЙ

Смесь идеальных газов, не вступающих в химические соединения, ведет себя как идеальный газ, а 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: при постоянной температуре общее давление смеси газов равно сумме парциальных давлений отдельных газов, образующих смесь. *П а р ц и а л ь н ы м* называется давление, которое имеет каждый газ в объеме смеси и при температуре смеси:

$$P_{абс} = P_1 + P_2 + \dots + P_n \quad (2.33)$$

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

$$P_i = yP_n \quad (2.34)$$

Закон аддитивности Амага: 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:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2.35)$$

Парциальный объем каждого компонента газовой смеси равен общему, умноженному на молярную (объемную) концентрацию его в смеси. Соотношения между количествами отдельных газов, входящих в смесь, могут быть заданы объемным или массовым составом. Объемный состав газовых смесей — одновременно и молярный: объем 1 кмольа углеводородного газа есть величина постоянная, равная примерно $22,0 \text{ м}^3$.

Средние характеристики смеси газов. Для характеристики смешанных газов, представляющих собой смеси однородных газов, надо знать сред-

нюю молекулярную массу смеси, среднюю плотность и среднюю газовую постоянную. Средняя плотность смеси $\rho_{см}$, кг/м³, определяется как отношение средней молекулярной массы к среднему молекулярному объему:

$$\rho_{см} = M_{см}/V_{м.см} \quad (2.36)$$

Средняя относительная плотность смеси по воздуху:

$$d_{см} = M_{см}/(V_{м.см.} \times 1293) \quad (2.37)$$

Средний молекулярный объем смеси, м³,

$$V_{м.см.} = y_1 V_{m1} + y_2 V_{m2} + \dots + y_n V_{mn} \quad (2.38)$$

К сжиженным углеводородным газам при низких давлениях с достаточной точностью применим закон Рауля: 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:

$$p_i = x_i p_i^* \quad (2.39)$$

Суммарное давление (упругость) паров равно сумме парциальных давлений компонентов, входящих в смесь. Состав смесей жидкости может быть выражен массовыми, объемными и молярными долями.

2.7. КРИТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ГАЗОВ

Критические температура и давление. Газы могут быть превращены в жидкость сжатием при условии, что температура не превышает определенного для каждого газа значения. 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. 2.4.

Приведенные критические параметры и закон соответственных состояний. Отношения параметров газа p , T и V , характеризующих его состояние, к их критическим значениям, называются приведенными. 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 так называемое общее

уравнение состояния, лишенное величин, характеризующих данный газ:

$$f(p_{np}, T_{np}, V_{np}) = 0 \quad (2.40)$$

Состояние, отвечающее этому условию, называется законом соответственных состояний, по которому два газа будут иметь один и тот же приведенный объем, если у них равны приведенные давление и температура. Значение закона соответственных состояний заключается в том, что он позволяет с достаточной точностью определять коэффициенты сжимаемости газов и другие параметры по графикам для других газов, построенным в приведенных параметрах.

2.8. ОТКЛОНЕНИЕ РЕАЛЬНЫХ ГАЗОВ ОТ ИДЕАЛЬНОГО ГАЗА

Газовые законы справедливы только для идеального газа. 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°C. 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.

Уравнение состояния реального газа (уравнение Ван-дер-Ваальса) применяется наиболее часто:

$$(p + A/V^2)(V - B) = RT \quad (2.41)$$

или для 1 моля газа

$$(p + A/V^2)(V_1 - B) = MRT \quad (2.42)$$

где A и B — константы, характерные для каждого газа; величина A/V^2 отражает 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. Для тяжелых углеводородов (пропана, пропилена, n -бутана, бутилена и др.) могут возникнуть ошибки, достигающие 2–10% в зависимости от давлений и температур.

В практических расчетах применяются уравнения идеального газа с введением в них экспериментально определенных поправок на сжимаемость. При введении таких поправок приведенные выше уравнения принимают вид:

$$V = 0,3708 V_n (T/p) Z \text{ и } \rho = 2,6965 \rho_n (p/T) (1/Z) \text{ и } pV = RTZ \quad (2.43)$$

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

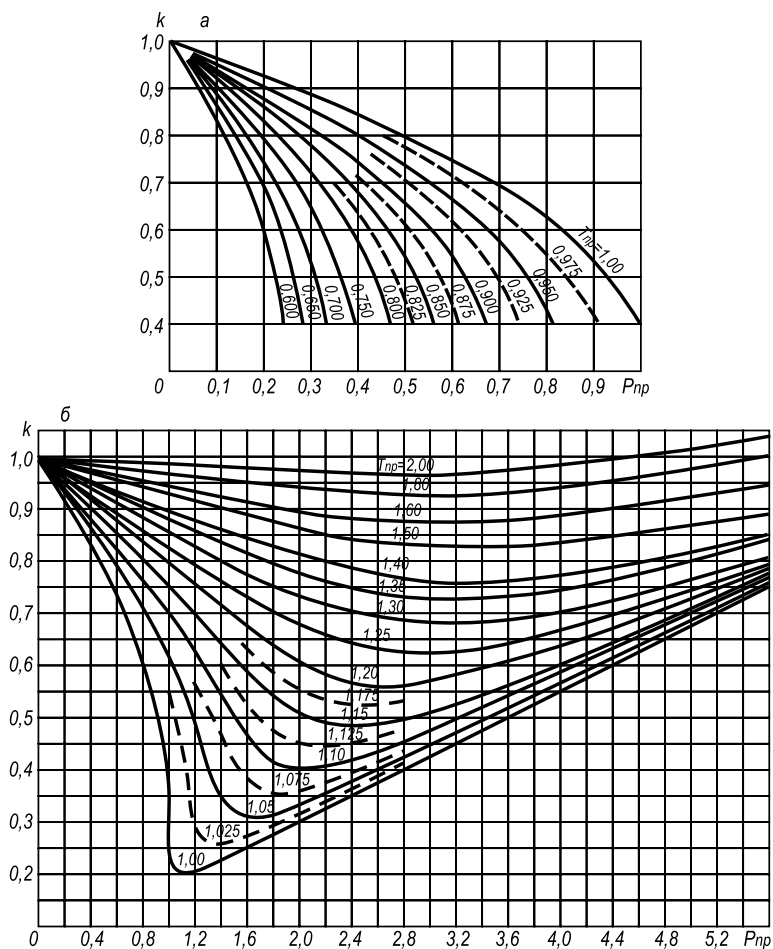


Рис. 2.1. Зависимость коэффициента сжимаемости газов k от приведенных температур $T_{пр}$ и давления $P_{пр}$ (а — при $P_{пр} \leq 1$; б — при $P_{пр}$ до 5,6)

Так как экспериментальных данных по сжимаемости углеводородных газов недостаточно, то коэффициенты сжимаемости обычно определяют по графикам (рис. 2.1.), построенным по приведенным температурам и давлениям.

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

$$P_{ср.кр} = \sum r_i P_{i\text{кр}} \quad (2.44)$$

$$T_{ср.кр} = \sum r_i T_{i\text{кр}} \quad (2.45)$$

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

2.9. УПРУГОСТЬ НАСЫЩЕННЫХ ПАРОВ

Чаще всего практическое использование сжиженных углеводородных газов происходит в двухфазной системе «жидкость–пар» (если есть свободная поверхность жидкости в замкнутом пространстве резервуара). 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 **у п р у г о с т ь ю н а с ы щ е н н ы х п а р о в**. 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 2.5. Упругость насыщенных паров, МПа, предельных парафиновых углеводородных газов (алканов)

Температура, °С	Этан	Пропан	Изобутан	n-Бутан	n-Пентан
-50	0,553	0,007	—	—	—
-45	0,655	0,088	—	—	—
-40	0,771	0,109	—	—	—
-35	0,902	0,134	—	—	—
-30	1,050	0,164	—	—	—
-25	1,215	0,197	—	—	—
-20	1,400	0,236	—	—	—
-15	1,604	0,285	0,088	0,056	—
-10	1,831	0,338	0,107	0,068	—
-5	2,081	0,399	0,128	0,084	—
0	2,355	0,466	0,153	0,102	0,024
5	2,555	0,543	0,182	0,123	0,030
10	2,982	0,629	0,215	0,146	0,037
15	3,336	0,725	0,252	0,174	0,046
20	3,721	0,833	0,294	0,205	0,058
25	4,137	0,951	0,341	0,240	0,067
30	4,460	1,080	0,394	0,280	0,081
35	4,889	1,226	0,452	0,324	0,096
40	—	1,382	0,513	0,374	0,114
45	—	1,552	0,590	0,429	0,134
50	—	1,740	0,670	0,490	0,157
55	—	1,943	0,759	0,557	0,183
60	—	2,162	0,853	0,631	0,212

Графическая зависимость упругости паров и температуры называется кривой испарения. Зависимости между упругостью чистых паров и температурой для углеводородов, входящих в составы сжиженных углеводородных газов, приведены на рис. 2.2. и в табл. 2.5.

Для идеальных систем «жидкость–пар», у которых компоненты смеси образуют идеальный раствор в жидкой фазе, а пары компонентов подчиняются за-

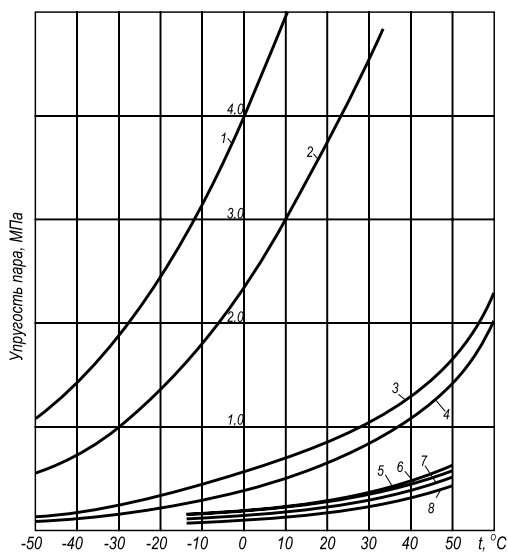


Рис. 2.2. Упругость насыщенных паров сжиженных углеводородных газов (1 — C_2H_6 ; 2 — C_3H_8 ; 3 — C_4H_{10} ; 4 — $i-C_4H_{10}$; 5 — $n-C_4H_{10}$; 6 — $i-C_4H_{10}$; 7 — $n-C_4H_{10}$; 8 — $n-C_4H_{10}$)

конам идеального газа, в состоянии равновесия справедливо уравнение, объединяющее законы Дальтона и Рауля:

$$y_i p = x_i p_i \text{ или } y_i/x_i = p_i/p = k_i \quad (2.46)$$

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.

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

В табл. 2.6 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 насыщенный парам при указанных температуре и давлении, соответствующих данным табл. 2.5.

2.11. ОБЪЕМНОЕ РАСШИРЕНИЕ И СЖИМАЕМОСТЬ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Жидкие углеводороды обладают высоким коэффициентом объемного расширения β_p , который показывает относительное изменение объема при изменении температуры на 1°C. При одном и том же повышении температуры пропан (бутан) расширяется в 16,1 (11,2) раза больше, чем вода, и в 3,2 (2,2) раза больше, чем керосин (табл. 2.7, 2.8). При отсутствии опытных данных коэффициент объемного расширения может быть приближенно определен из формулы:

$$\rho_1 = \rho_2 [1 + \beta_p (t_2 - t_1)] \quad (2.47)$$

где ρ_1, ρ_2 — плотности жидкой фазы при t_1 и t_2 (см. табл. 2.5, 2.6).

При повышении температуры сжиженные газы, расширяясь, создают опасные напряжения в металле, которые могут привести к разрушению резервуаров. Это следует учитывать при заполнении последних, сохраняя требуемый для безопасной эксплуатации объем паровой фазы, т. е. необходимо предусматривать паровую «подушку». Для резервуаров, где разность температуры не превышает 40°C, степень заполнения принимается равной 0,85, при большей разности температур — меньше. Резервуары заполняются по массе в соответствии с рекомендациями табл. 2.9. «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» ПБ 03-576-03 Госгортехнадзора РФ.

Степень сжатия жидкой фазы в сосуде оценивается коэффициентом объемного сжатия $\beta_{сж}$ (табл. 2.10.), который показывает относительное изменение объема при повышении давления на 0,1 МПа. Зависимость дав-

ления от коэффициентов расширения и сжатия следующая:

$$\Delta p = (\beta_p / \beta_{сж}) \Delta t \quad (2.48)$$

где Δt — разность температур, °C.

2.12. ВЛАЖНОСТЬ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И ЖИДКОСТЕЙ. ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ

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

Таблица 2.6. Зависимость плотности и удельного объема предельных углеводородных газов (алканов)

Температура, °C	Пропан				Изобутан				н-Бутан			
	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	0,619	1,490	—	—	—	—
-25	1,789	0,216	0,559	4,62	1,639	0,606	0,610	1,650	—	—	—	—
-20	1,808	0,183	0,553	5,48	1,650	0,510	0,606	1,960	—	—	—	—
-15	1,825	0,156	0,548	6,40	1,667	0,400	0,600	2,500	1,626	0,624	0,615	1,602
-10	1,845	0,132	0,542	7,57	1,684	0,329	0,594	3,040	1,635	0,514	0,616	1,947
-5	1,869	0,110	0,535	9,05	1,701	0,279	0,588	3,590	1,653	0,476	0,605	2,100
0	1,894	0,097	0,528	10,34	1,718	0,232	0,582	4,310	1,664	0,355	0,601	2,820
5	1,919	0,084	0,521	11,90	1,742	0,197	0,574	5,070	1,678	0,299	0,596	3,350
10	1,946	0,074	0,514	13,60	1,756	0,169	0,570	5,920	1,694	0,254	0,591	3,940
15	1,972	0,064	0,507	15,51	1,770	0,144	0,565	6,950	1,715	0,215	0,583	4,650
20	2,004	0,056	0,499	17,74	1,794	0,126	0,557	7,940	1,727	0,186	0,571	5,390
25	2,041	0,050	0,490	20,15	1,815	0,109	0,551	9,210	1,745	0,162	0,573	6,180
30	2,070	0,044	0,483	22,80	1,836	0,087	0,545	11,500	1,763	0,139	0,568	7,190
35	2,110	0,040	0,474	25,30	1,852	0,077	0,540	13,000	1,779	0,122	0,562	8,170
40	2,155	0,035	0,464	28,60	1,873	0,068	0,534	14,700	1,801	0,107	0,556	9,334
45	2,217	0,029	0,451	34,50	1,898	0,060	0,527	16,800	1,821	0,095	0,549	10,571
50	2,242	0,027	0,446	36,80	1,930	0,053	0,519	18,940	1,843	0,083	0,543	12,100
55	2,288	0,025	0,437	40,22	1,949	0,049	0,513	20,560	1,866	0,081	0,536	12,380
60	2,304	0,022	0,434	44,60	1,980	0,041	0,505	24,200	1,880	0,064	0,532	15,400

чают абсолютную и относительную влажность газов.

Абсолютная влажность газа — количество водяных паров в единице объема/массы газа (соответственно, абсолютная объемная, г/м³/ абсолютная массовая влажность, г/кг).

Относительная влажность газа φ (степень насыщения газа водяными парами), доля единицы или процент, — отношение фактически содержащегося в газе количества водяною пара к максимально возможному при заданных температуре и давлении.

Относительную влажность газа можно выразить 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 давлении), насыщенного водяным паром ($\varphi = 1$), абсолютная объемная влажность и упругость паров в зависимости от

Таблица 2.7. Опытные коэффициенты объемного расширения β_p

Продукт	При $t = 15^\circ\text{C}$	Интервал температур, $^\circ\text{C}$	
		$-20 \div +10$	$+10 \div +40$
Пропан	0,00306	0,00290	0,00372
Пропилен	0,00294	0,00280	0,00368
<i>n</i> -Бутан	0,00212	0,00209	0,00220
<i>n</i> -Бутилен	0,00203	0,00194	0,00210
Керосин	0,00095	—	—
Вода	0,00019	—	—

Таблица 2.8. Зависимость коэффициента объемного расширения β_p , $^\circ\text{C}^{-1} \cdot 10^{-5}$, от температуры и давления

Давление, Мпа	Температура, $^\circ\text{C}$				
	20	40	60	80	100
<i>Сжиженный пропан</i>					
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
<i>Сжиженный <i>n</i>-бутан</i>					
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 2.9. Нормы наполнения резервуаров сжиженными газами по «Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (ПБ 03-576-03)

Газ	Масса газа на 1 л вместимости резервуара, кг, не более	Вместимость резервуара на 1 кг газа, л, не менее
<i>n</i> -бутан	0,488	2,05
<i>n</i> -бутилен	0,526	1,90
пропан	0,425	2,35
пропилен	0,445	2,25

Таблица 2.10. Зависимость коэффициента объемного сжатия $\beta_{сж}$ от давления, МПа $^{-1} \cdot 10^{-6}$

Давление, Мпа	Температура, $^\circ\text{C}$				
	20	40	60	80	100
<i>Сжиженный пропан</i>					
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
<i>Сжиженный <i>n</i>-бутан</i>					
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

температуры приведены в табл. 2.11. На практике и для других газов, если они находятся под давлением, близким к атмосферному, также можно пользоваться данными табл. 2.11. Для углеводородных газов отклонение от табличных данных тем больше, чем выше в них содержание углерода.

Сжиженные газы (жидкости) способны растворять некоторое количество воды, увеличивающееся с повышением температуры. Например, для жидкой фазы пропана справедлива эмпирическая зависимость, приведенная в табл. 2.12.

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

Таблица 2.11. Упругость водяных паров и влагосодержание в состоянии насыщения

Температура, °C	Упругость водяных паров, кПа	Влагосодержание, г/м³
-30	0,037	0,33
-29	0,041	0,37
-28	0,048	0,41
-27	0,051	0,46
-26	0,057	0,51
-25	0,063	0,55
-24	0,070	0,60
-23	0,074	0,66
-22	0,086	0,73
-21	0,100	0,80
-20	0,103	0,88
-19	0,113	0,96
-18	0,125	1,05
-17	0,138	1,15
-16	0,151	1,27
-15	0,166	1,38
-14	0,182	1,51
-13	0,200	1,65
-12	0,218	1,80
-11	0,238	1,96
-10	0,260	2,14
-9	0,284	2,33
-8	0,309	2,54
-7	0,337	2,76
-6	0,368	2,99
-5	0,401	3,24
-4	0,437	3,51
-3	0,476	3,81

Температура, °C	Упругость водяных паров, кПа	Влагосодержание, г/м³
-2	0,517	4,13
-1	0,563	4,47
0	0,611	4,84
1	0,657	5,22
2	0,705	5,60
3	0,758	5,98
4	0,813	6,40
5	0,872	6,84
6	0,934	7,30
7	1,001	7,80
8	1,073	8,30
9	1,148	8,80
10	1,228	9,40
11	1,312	10,00
12	1,402	10,70
13	1,497	11,40
14	1,598	12,10
15	1,705	12,80
16	1,817	13,60
17	1,937	14,50
18	2,063	15,40
19	2,197	16,30
20	2,338	17,30
21	2,486	18,30
22	2,643	19,40
23	2,809	20,60
24	2,983	21,80
25	3,167	23,00

Температура, °C	Упругость водяных паров, кПа	Влагосодержание, г/м³
26	3,360	24,40
27	3,564	25,80
28	3,779	27,20
29	4,004	28,70
30	4,242	30,30
31	4,492	32,10
32	4,754	33,90
33	5,029	35,70
34	5,319	37,60
35	5,623	39,60
36	5,940	41,80
37	6,274	44,00
38	6,624	46,40
39	6,990	48,70
40	8,307	51,20
45	9,582	65,40
50	10,344	83,00
55	15,729	104,30
60	19,915	130,00
65	24,994	161,00
70	31,152	198,00
75	38,537	242,00
80	47,335	293,00
85	57,799	354,00
90	70,089	424,00
95	84,499	505,00
100	101,308	598,00

переходить из жидкой фазы в паровую фазу (табл. 2.13).

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

Влага в сжиженных углеводородных газах сильно осложняет эксплуатацию систем газоснабжения из-за образования конденсата. Водяные пары, находящиеся в газе, переходят в жидкое состояние, а затем — в лед. Конденсат сжиженного газа и ледяные пробки могут закупоривать газопроводы, клапаны регуляторов давления, запорную арматуру. Кроме того, углеводороды с водой образуют кристаллогидраты, которые также приводят к закупорке газопроводов. Для предотвращения образования ледяных пробок и кристаллогидратов необходимо выполнение условия $\varphi < 0,6$ при нижней расчетной температуре.

Кристаллогидраты — кристаллические тела, похожие на снег или лед (в зависимости от условий их образования). Так, метан с водой образует гидрат $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, этан — $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$, пропан — $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$. Гидраты возникают при температуре, значительно превышающей температуру образования льда. Однако каждый углеводород характеризуется максимальной температурой, выше которой ни при каком повышении давления нельзя вызвать гидратообразование — критической температурой гидратообразования (табл. 2.14). Чем тяжелее углеводородный газ, тем скорее он в присутствии влаги образует гидрат. Высокая скорость и турбулентность потока, пульсация компрессора, быстрые повороты и другие условия, усиливающие перемешивание смеси, также способствуют возникновению гидратов.

Конденсат образуется при понижении температуры воздуха или грунта ниже определенного уровня отрицательных температур. Его образование зависит также от состава сжиженных газов и соответственно от упругости паров. Пары пропана при низком давлении (до 5 кПа) образуют конденсат, когда их температура понижается до -42°C , а *n*-бутана — до $-0,5^\circ\text{C}$. Смесь паров пропана и *n*-бутана (например, ПБА) образует конденсат уже при температуре -21°C (при избыточном давлении 0,3 МПа конденсация смеси наступает при 10°C).

Конденсация паров сжиженных углеводородов наблюдается в надземных газопроводах, проложенных без специального подогрева и утепления, а также в газопроводах среднего и высокого давления на газонаполнительных станциях и в резервуарных установках. Для предупреждения конденсации паров и закупорки газопроводов необходимо выполнять ряд мер:

Таблица 2.12. Растворимость воды в жидкой фазе пропана

Температура пропана, $^\circ\text{C}$	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

Таблица 2.13. Содержание воды в жидкой и паровой фазах пропана

Температура, $^\circ\text{C}$	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

Таблица 2.14. Условия образования гидратов в пропане

Температура, $^\circ\text{C}$	Давление, МПа
-11,9	0,10
-9,0	0,12
-6,3	0,13
-5,6	0,14
-3,3	0,15
-1,0	0,17
1,7	0,24
2,3	0,27
3,3	0,34
4,4	0,41
5,5	0,48

- 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 газопроводы высокого давления резервуарных установок;
- предусматривать при их прокладке возможность беспрепятственного стока конденсата в резервуар.

Образовавшиеся углеводородные гидраты можно разложить подогревом газа, снижением его давления или вводом веществ, уменьшающих упругость водяных паров и тем самым понижающих точку росы газа.

Чаще всего в этих целях применяется метанол (метилловый спирт). Его

пары с водяными парами образуют растворы, переводящие водяные пары в конденсат, который выделяется из жидкой фазы (температура заморозания спирто-водного раствора значительно ниже, чем воды). Этот раствор затем удаляют вместе с тяжелыми остатками.

2.13. 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 конденсируется. Изменение давления при постоянной температуре вызывает смещение равновесия фаз в ту или другую сторону, но двухфазная система всегда будет стремиться сохранить

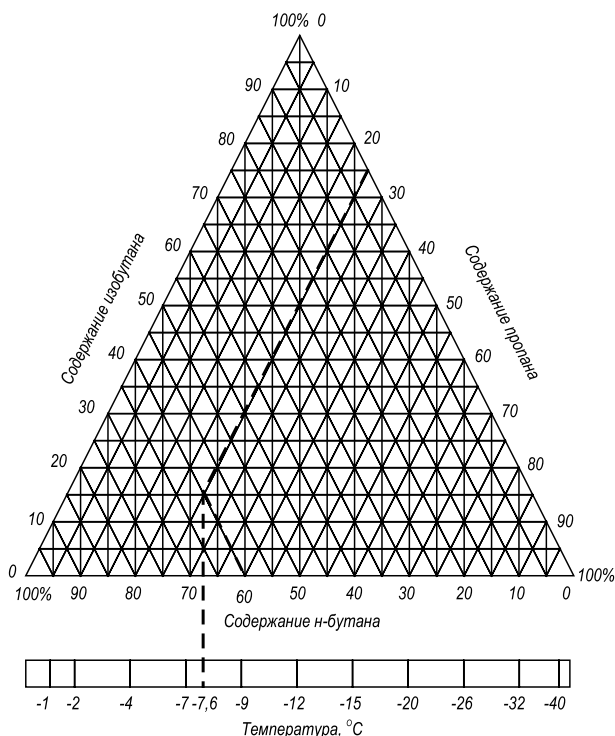


Рис. 2.3. Номограмма для определения точки росы пропана, изобутана и n-бутана при атмосферном давлении

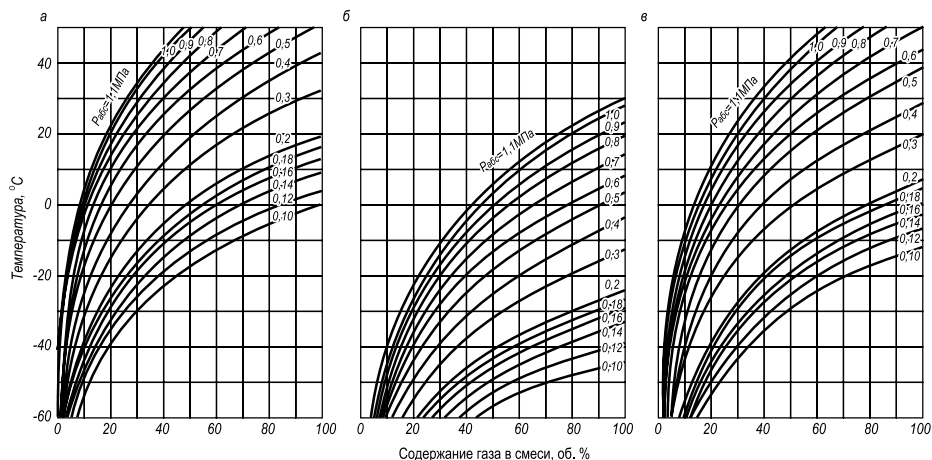


Рис. 2.4. Графики точек росы смесей с воздухом *n*-бутана (а), пропана (б), изобутана (в)

равновесие — состояние, характеризующееся насыщенностью паров.

При повышении температуры насыщенных паров равновесие фаз будет смещаться в другом направлении — испарение усилится и будет идти до тех пор, пока при новой температуре не наступит равновесие фаз.

Точка росы приобретает весьма важное значение при рассмотрении двухфазных систем (пропан-бутановых смесей). Для различных паров чистых насыщенных углеводородов она в зависимости от их упругости определяется по табл. 2.5, а для смесей углеводородных газов — зависит от их состава и общего давления.

Для практических целей проще использовать специальные номограммы (рис. 2.3.), имеющими вид треугольника, на каждой стороне которого отложено содержание (в процентах) пропана, изобутана и *n*-бутана.

Для определения точки росы смеси в точке *x*, содержащей 25% пропана, 60% *n*-бутана и 15% изобутана, достаточно найти точку пересечения линий, соответствующих 25% пропана и 60% *n*-бутана. Проведя из этой точки перпендикуляр к шкале температур, находим точку росы трехкомпонентной смеси, равную в нашем случае $-7,6^{\circ}\text{C}$.

В табл. 2.15. приведены приближенные точки росы смеси технического пропана и *n*-бутанов различного состава при давлении 3 кПа. Данные показывают, что для предотвращения конденсатообразования необходимо учитывать климатические условия и применять смеси с различным соотношением технического пропана и бутанов.

В практике газоснабжения используют не только чистые углеводороды и их смеси, но и взрывобезопасные смеси углеводородов с воздухом.

Таблица 2.15. Точки росы для различных смесей

Объемная доля, %	пропан										
	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10	0
бутанов	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Точка росы, °C	-42	-32	-26	-21	-17	-13	-10	-8	-5	-2	0

Точка росы, при которой начинается выпадение конденсата из газовой смеси, зависит от парциального давления газа в смеси. На рис. 2.4. приведены точки росы смесей пропана, изобутана, и *n*-бутана с воздухом в зависимости от давления и объемной доли их в смеси.

2.14. ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ

В двухфазных системах действуют силы, образующие т.н. свободную поверхность жидкости на границе раздела с газом. Работа, затраченная на образование 1 см² поверхности раздела фаз, называется поверхностным натяжением. Единица измерения поверхностного натяжения — ньютон на метр (Н/м).

Если в системе не происходит массо- или теплообмена, поверхностное на-

Таблица 2.16. Поверхностное натяжение, кН/м, сжиженных углеводородных газов

Температура, °С	Этан	Пропилен	Пропан	<i>n</i> -Бутилен	Изобутилен	Изобутан	<i>n</i> -Бутан	<i>n</i> -Пентан
-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

тяжение — физическая константа, характеризующая систему «жидкость-пар» или «жидкость-жидкость». Поверхностное натяжение системы «жидкость-пар» определяется по формуле

$$\sigma = c (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{н}}) \quad (2.49)$$

где c — коэффициент пропорциональности (постоянный для данного вещества), определяемый через молекулярную массу. С повышением молекулярной массы поверхностное натяжение вещества увеличивается, а с увеличением температуры — уменьшается и становится равным нулю при критической температуре (табл. 2.16).

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

$$\sigma = \sigma_0 [(t_{\text{кр}} - t)/(t_{\text{кр}} - t_0)]^{1,2} \quad (2.50)$$

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

Повышение давления также приводит к уменьшению поверхностного натяжения, а при давлении, равном критическому, оно становится равным нулю. Поверхностное натяжение смеси двух жидкостей может быть определено с помощью следующего соотношения:

$$\sigma = \sigma_1 \sigma_2 (x_1 \sigma_1 + x_2 \sigma_2) \quad (2.51)$$

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

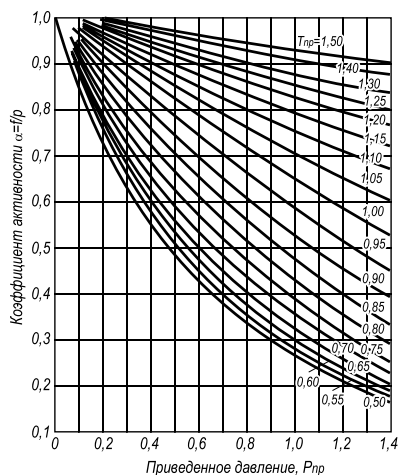


Рис. 2.5. Зависимость коэффициента активности углеводородов α от приведенных температуры и давления

2.15. ЛЕТУЧЕСТЬ (ФУГИТИВНОСТЬ)

Упругость паров отдельных компонентов увеличивается с ростом не только температуры, но и давления. Если при давлении до 1,0 МПа этот прирост невелик, то при высоких давлениях он становится ощутим, что позволяет сделать следующий вывод: упругость паров — функция не только температуры, но и давления $p_{\text{н}} = f(T, p)$.

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

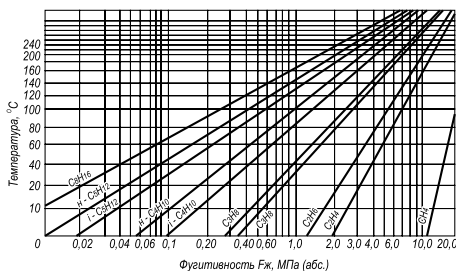


Рис. 2.6. Зависимость фугитивности сжиженных углеводородных газов от температуры

равновесном состоянии, то фугитивность жидкости и пара равна. При отсутствии равновесия отклонение фугитивности жидкости и пара, как и вообще фугитивность жидкой и паровой фаз, можно определить по формуле:

$$\lg (f_{ji}/f_{pi}) = V_{ж} (p - p_{ni}) / (2,3RT) \quad (2.52)$$

где f_{ji} — фугитивность чистого компонента в чистом виде при давлении p и температуре T ; f_{ni} — фугитивность компонента при давлении насыщенного пара; p — давление смеси газов; p_{ni} — упругость паров чистого компонента.

Фугитивность сжиженных углеводородов в зависимости от температуры в условиях равновесия с насыщенным паром можно определить по графику на рис 2.6.

2.16. ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ

Распространение тепла без перемещения вещества (конвекции) и лучистого теплообмена называется теплопроводностью. Передача теплоты в неподвижной среде (жидкости, газе) происходит по закону Фурье: тепловой поток q пропорционален градиенту температуры:

$$q = \lambda (dT/dx) \quad (2.53)$$

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°C 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 S , разности температур по обе стороны тела Δt , времени течения теплового потока τ и обратно пропорционально толщине тела d :

$$Q = \lambda S \tau (\Delta t/d) \quad (2.54)$$

В газах передача теплоты происходит за счет обмена энергией между

Таблица 2.17. Коэффициенты теплопроводности углеводородных газов на линии насыщения, Вт/(м·°С)

Температура, °С	Этан		Пропилен		Пропан		Изобутилен		Изобутан		н-Бутан	
	жидкость	пар	жидкость	пар	жидкость	пар	жидкость	пар	жидкость	пар	жидкость	пар
-60	0,1465	0,0126	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-50	0,1359	0,0136	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
-40	0,1252	0,0151	0,1193	0,0113	0,1087	0,0106	—	—	—	—	—	—
-30	0,1151	0,0169	0,1156	0,0124	0,1059	0,0119	—	—	—	—	—	—
-20	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

движущимися молекулами. Этим объясняется способность газов быстро выравнивать свою температуру. В расчетах двухфазных систем необходимо учитывать теплопроводность обеих фаз.

Средний коэффициент теплопроводности газовой смеси определяется по следующему соотношению:

$$\lambda = 0,5 (\lambda' - \lambda'') \quad (2.55)$$

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

$$\lambda' = V_1\lambda_1 + V_2\lambda_2 + \dots + V_n\lambda_n \quad (2.56)$$

$$1/\lambda'' = V_1/\lambda_1 + V_2/\lambda_2 + \dots + V_n/\lambda_n$$

где $V_1, V_2, \dots, V_n$ — мольные доли компонентов, входящих в газовую смесь. Коэффициенты теплопроводности паров и жидкостей углеводородных газов на линии насыщения приведены в табл. 2.17.

2.17. ТЕПЛОЕМКОСТЬ

Теплоемкость C — количество теплоты, необходимое для изменения температуры вещества на один градус. Единица теплоемкости в СИ — джоуль на кельвин (Дж/К). В расчетах 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).

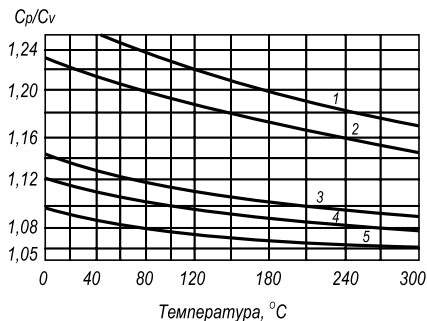


Рис. 2.7. Зависимость отношения C_p/C_v от температуры (1 — CH_4 ; 2 — C_2H_6 ; 3 — C_3H_8 ; 4 — C_4H_{10} ; 5 — C_5H_{12})

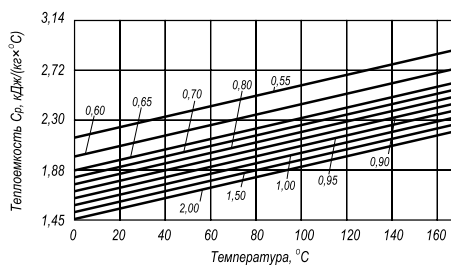


Рис. 2.8. Зависимость удельной теплоемкости C_p углеводородных газов при постоянном давлении от температуры и относительной плотности

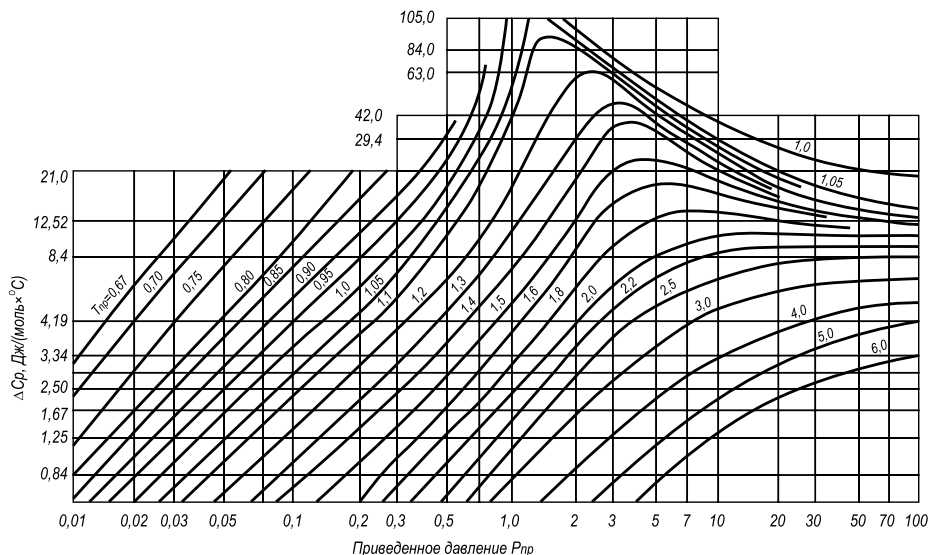


Рис. 2.9. Зависимость мольной теплоемкости от приведенных температуры и давления

Удельная теплоемкость c — количество теплоты, отнесенное к единице вещества для изменения температуры на один градус. Различают удельную теплоемкость, определенную при постоянном давлении c_p и при постоянном объеме c_v ($c_p > c_v$, так как в первом случае теплота расходуется не только на увеличение температуры газа, но и на его расширение). В зависимости от понятия «единица вещества», различают теплоемкость m а с с о в у c_m [кДж/(кг·°C)], о б ъ е м н у ю c_v [кДж/(м³·°C)] и м о л ь н у ю c_m [кДж/(кмоль·°C)].

Соотношения между ними выражаются зависимостями:

$$C_m = C_m/M \quad (2.57)$$

$$C_v = C_m/V = c_m/22,4 \quad (2.58)$$

$$C_m = c_m M = c_v V \quad (2.59)$$

В расчетах часто используется показатель адиабаты — отношение c_p/c_v (рис. 2.7). Массовая и объемная теплоемкости газов с повышением температуры возрастают, а с увеличением молекулярной массы уменьшаются, так же уменьшается и показатель адиабаты.

Изменение теплоемкости углеводородных газов в зависимости от изменения относительной плотности от 0,55 до 2,0 (при атмосферном давлении) и температуры показано на рис. 2.8.

Для реальных газов и паров:

$$c_p = c_{p0} + \Delta c_p \quad (2.60)$$

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 определить по формуле:

$$\Delta c_p = 81 \cdot 1,986 T_{кр}^3 / (32 M p_{кр} T^3) \quad (2.61)$$

где 1,986 — универсальная газовая постоянная.

Удельная теплоемкость сжиженных газов вблизи линии насыщения приведена в табл. 2.18, а удельная теплоемкость жидких углеводородов — в табл. 2.19.

2.18. СКРЫТАЯ ТЕПЛОТА ПРЕВРАЩЕНИЙ

Агрегатные переходы сопровождаются поглощением или выделением теплоты, называемой с к р ы т о й т е п л о т о й п р е в р а щ е н и й (теплота испарения, теплота плавления, теплота сублимации). С к р ы т а я т е п л о т а и с п а р е н и я (теплота конденсации) — количество теплоты, необходимое для испарения 1 кг или 1 кмоль жидкости при ее постоянной температуре. Скрытая теплота испарения в основном зависит от вида жидкости, температуры.

2.19. ВНУТРЕННЯЯ ЭНЕРГИЯ, ЭНТАЛЬПИЯ, ЭНТРОПИЯ

С точки зрения молекулярно-кинетической теории внутренняя энергия составляется из кинетической энергии всех частиц (молекул, атомов), потенциальной энергии взаимодействия молекул и энергии

Таблица 2.18. Удельная массовая теплоемкость сжиженных углеводородных газов вблизи линии насыщения, кДж/(кг·°C)

Температура, °C	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 2.19. Удельная теплоемкость некоторых углеводородов

Сжиженный газ	Температура, °C	Удельная теплоемкость, кДж/(кг·°C)
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

Таблица 2.20. Скрытая теплота испарения 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	415,75	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 (крит.)	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

колебательного движения атомов (т. н. нулевой энергии). Внутренняя энергия есть функция состояния, зависящая от температуры и давления, а для идеального газа — только от температуры (в этом случае потенциальной энергией взаимодействия пренебрегают).

На практике значение имеет не сама величина внутренней энергии, и ее изменение ΔU :

$$\Delta U = c_{VM} (t_2 - t_1) \quad (2.62)$$

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.

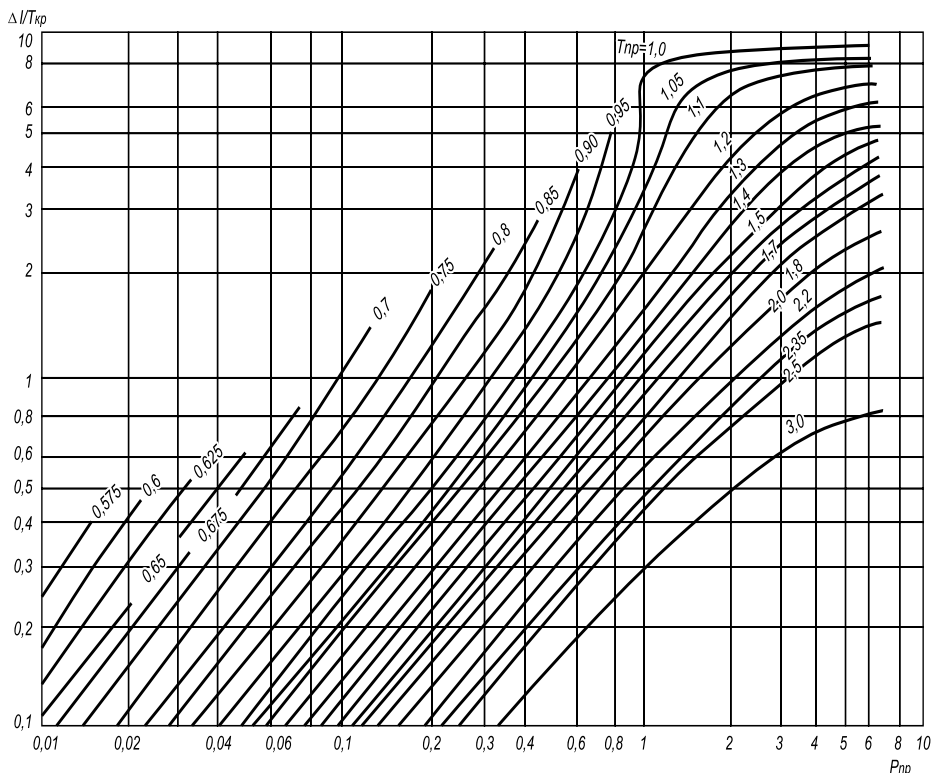


Рис. 2.10. Зависимость энthalпии газов от приведенных температуры и давления

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

Э н т а л п и я (теплосодержание насыщенного газа) — количество теплоты, необходимое для повышения температуры 1 кг вещества от абсолютного нуля до пара заданной температуры. В общем случае энтальпия является функцией температуры и давления.

Как и в случае с внутренней энергией, чаще надо знать изменение энтальпии ΔI , а не ее абсолютное значение:

$$\Delta I = c_{pM} (t_2 - t_1) \quad (2.63)$$

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

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

Энтальпию реального газа можно рассматривать как сумму энтальпии в идеальном состоянии и соответствующего корректирующего члена:

$$I = I_{ид} + \Delta I \quad (2.64)$$

Корректирующий член ΔI может быть определен по графику зависимости энтальпии газов от приведенных температуры и давления (рис. XXX).

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

$$dS = dQ/T = (dU + Adl)/T \quad (2.65)$$

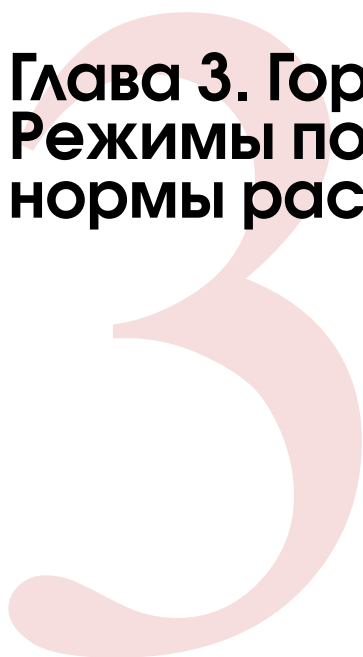
где dS — приращение энтропии, кДж/(кг·К); dQ — изменение тепловой энергии рабочего тела, кДж/кг; dU — приращение внутренней энергии, кДж/кг; dl — внешняя работа, кДж/кг; A — тепловой эквивалент работы, равный 1/101,7 кДж (кг·м); T — абсолютная температура, К.

В практике расчет энтропии встречается редко, поэтому в данном случае имеет смысл обратиться к специализированной литературе.

[illegible]



Глава 3. Горючие газы. Режимы потребления, нормы расхода



3.1. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

Природные газы. Горючие природные газы — результат биохимического и термического разложения органических остатков. Чаще месторождения природного газа сосредоточены в пористых осадочных породах (пески, песчаники, галечники), подстиланных или покрытых плотными (например, глинистыми), породами. Во многих случаях «подошвой» для них служат нефть и вода.

Таблица 3.1. Требования, предъявляемые к природным газам для коммунально-бытового назначения (ГОСТ 5542-87)

Показатели	Норма
Число Воббе, МДЖ/м ³	39400–52000
Допустимое отклонение числа Воббе от номинального значения, %, не более	±5
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,036
Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,002
Массовая концентрация механических примесей, г/м ³ , не более	0,001
Объемная доля кислорода, %, не более	1,0
Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе, балл, не более	3

Таблица 3.2. Теплота сгорания и относительная плотность компонентов сухого природного газа (н.у.) (ГОСТ 22667-82)

Компонент	Теплота сгорания, МДЖ/м ³		Относительная плотность d
	высшая	низшая	
Метан CH ₄	39,82	35,88	0,555
Этан C ₂ H ₆	70,31	64,36	1,048
Пропан C ₃ H ₈	101,21	93,18	1,554
н-Бутан C ₄ H ₁₀	133,80	123,57	2,090
Изобутан C ₄ H ₁₀	132,96	122,78	2,081
Пентан C ₅ H ₁₂	169,27	156,63	2,671
Бензол C ₆ H ₆	162,62	155,67	2,967
Толуол C ₇ H ₈	176,26	168,18	3,180
Водород H ₂	12,75	10,79	0,070
Оксид углерода CO	12,64	12,64	0,967
Сероводород H ₂ S	25,35	23,37	1,188
Диоксид углерода CO ₂	—	—	1,529
Азот N ₂	—	—	0,967
Кислород O ₂	—	—	1,050
Гелий He	—	—	0,138

В сухих месторождениях газ находится преимущественно в виде чистого метана с очень малым количеством этана, пропана и бутанов. В газоконденсатных, помимо метана, в значительной доле содержатся этан, пропан, бутан и других более тяжелые углеводороды, вплоть до бензиновых и керосиновых фракций. В попутных нефтяных газах находятся легкие и тяжелые углеводороды, растворенные в нефти.

Требования, предъявляемые к природным топливным газам для коммунально-бытового назначения, показаны в табл. 3.1.

Согласно требованиям ГОСТ 5542-87, горючие свойства природных газов характеризуются ч и с л о м В о б б е, которое представляет собой отношение теплоты сгорания (низшей или высшей) к корню квадратному из относительной (по воздуху) плотности газа:

$$W_o = Q_n / V_d \quad (3.1)$$

Пределы колебания числа Воббе весьма широки, поэтому для каждой газораспределительной системы (по согласованию между поставщиком газа и потребителем) требуется установить номинальное значение числа Воббе с отклонением от него не более ±5%, чтобы учесть неоднородность и непостоянство состава природных газов. .

По этим причинам при переводе тепловых установок с одного 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. 3.2), 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

Таблица 3.3. Области применения различных марок сжиженных газов в различных регионах (ГОСТ Р 52087-2003)

Система газоснабжения	Применяемый сжиженный газ для микроклиматического района по ГОСТ 16350			
	Умеренная зона		Холодная зона	
	Летний период	Зимний период	Летний период	Зимний период
Газобаллонная				
с наружной установкой баллонов	ПБТ, П5А	ПТ, ПА	ПБТ, ПБА	ПТ, ПА
с внутриквартирной установкой баллонов	ПБТ, ПБА			
портативные баллоны	БТ			
Групповые установки				
без испарителей	ПБТ, ПБА	ПТ, ПА	ПТ, ПА, ПБТ, ПБА	ПТ, ПА
с испарителями	ПБТ, ПБА, БТ	ПТ, ПА, ПБТ, ПБА, БТ	ПТ, ПА, ПБТ, ПБА	ПТ, ПА, ПБТ, ПБА

Примечания:

1. Для всех климатических районов, за исключением холодного и очень холодного: летний период — с 1 апреля по 1 октября, зимний период — с 1 октября по 1 апреля. 2. Для холодных районов: летний период — с 1 июня по 1 октября; зимний период — с 1 октября по 1 июня. 4. Для очень холодных районов: летний период — с 1 июня по 1 сентября, зимний период — с 1 сентября по 1 июня.

Таблица 3.4. Физико-химические и эксплуатационные показатели сжиженных газов (ГОСТ Р 52087-2003)

Показатель	Норма для марки					Метод испытания
	ПТ	ПА	ПБА	ПБТ	БТ	
Массовая доля компонентов, %:						По ГОСТ 10679
сумма метана, этана и этилена	не нормируется					
сумма пропана и пропилена, не менее	75	—	—	не нормируется		
в том числе пропана	—	85±10	50±10	—	—	
сумма бутанов и бутиленов:	не нормируется			—	—	
не более	—	—	—	60	—	
не менее	—	—	—	—	60	
сумма непредельных углеводородов, не более	—	6	6	—	—	По 8.2
Объемная доля жидкого остатка при 20°C, %, не более	0,7	0,7	1,6	1,6	1,8	
Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре:						
+45°C, не более	1,6					
-20°C, не менее	0,16	—	0,07	—	—	
-30°C, не менее	—	0,07	—	—	—	По ГОСТ 22955 или ГОСТ Р 50802
Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более	0,013	0,010	0,010	0,013	0,013	
в том числе сероводорода, не более	0,003					
Содержание свободной воды и щелочи						По 8.2
Интенсивность запаха, баллы, не менее						По ГОСТ 22387.5 или 8.3
3						

Примечания:

1. Допускается не определять интенсивность запаха при массовой доле меркаптановой серы в сжиженных газах марок ПТ, ПБТ и БТ 0,002% и более, а марок ПА и ПБА — 0,001% и более. При массовой доле меркаптановой серы менее указанных значений или интенсивности запаха менее 3 баллов сжиженные газы должны быть одорированы в установленном порядке.

2. При температурах -20°С и -30°С давление насыщенных паров сжиженных газов определяют только в зимний период.

3. При применении сжиженных газов марок ПТ и ПБТ в качестве топлива для автомобильного транспорта массовая доля суммы непредельных углеводородов не должна превышать 6%, а давление насыщенных паров должно быть не менее 0,07 МПа для марок ПТ и ПБТ при температурах -30°С и -20°С соответственно.

позволяет перевозить и хранить сжиженные углеводороды как жидкости, а газообразные регулировать и сжигать как природные газы.

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

Химический состав сжиженных углеводородных газов различен и зависит от источников их получения. Сжиженные газы из попутных нефтяных и газоконденсатных месторождений состоят из предельных (насыщенных) углеводородов — алканов, имеющих общую химическую формулу C_nH_{2n+2} . Основными компонентами этих углеводородов являются пропан и бутан.

Недопустимо наличие в сжиженном газе в значительных количествах этана и метана (они резко увеличивают упругость насыщенных паров), пентана и его изомеров (поскольку это влечет за собой резкое снижение упругости насыщенных паров и повышение точки росы).

Сжиженные газы, получаемые на предприятиях в процессе переработки нефти, кроме алканов содержат непредельные (ненасыщенные) углеводороды — алкены, имеющие общую химическую формулу C_nH_{2n} (начиная с $n = 2$). Основными компонентами этих газов, помимо пропана и бутана, являются пропилен и бутилен. Наличие в сжиженном газе в значительных количествах этилена недопустимо, так как ведет к повышению упругости насыщенных паров.

Свойства сжиженных газов для бытовых целей регламентирует ГОСТ Р 52087-2003 «Газы углеводородные сжиженные топливные» (табл. 3.3 и 3.4).

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

3.2. 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

Таблица 3.5. Расчетные расходы газа (СНИП 2.04.08-87)

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

Примечания:

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

теплоты, полученным из практики. Приближенные нормы для наиболее распространенных тепловых процессов приведены в табл. 3.5. Для потребителей, не перечисленных в таблице, 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 СНиП 3.05.02-88, 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 суммарного расхода теплоты на жилые дома, приведенного в табл. 3.5, 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.

Приведенные средние нормы расхода теплоты позволяют определить годовые потребности в газе и разработать плановые и проектные задания по газоснабжению.

Внимание! 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, ТР 78-98, СНиП 2.04.07-86* «Тепловые сети» и СП 41-101-95.

3.3. РЕЖИМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ

Потребление газа отличается неравномерностью, причем каждой категории газопотребителей 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.

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

Потребление газа неравномерно и по дням недели; при сравнительно равномерном от понедельника до пятницы в субботу оно увеличивается. Значительное повышение расхода газа наблюдается также в предпраздничные дни, например, 31 декабря, когда потребление газа превышает годовой среднесуточный расход в 1,6–1,8 раза.

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

Режимы расхода газа различными категориями потребителей зависят от множества факторов и местных условий, не поддающихся точному учету. По этим причинам любые количественные характеристики режимов расхода газа, составленные на основании исследований проектных, научных и эксплуатационных организаций, должны уточняться в зависимости от местных условий.

Коэффициент суточной неравномерности (отношение максимального суточного расхода к среднесуточному за неделю) по данным табл. 3.6

$$K_{сн} = 17,0 : (100 : 7) \approx 1,20 \quad (3.2)$$

Коэффициент месячной неравномерности (отношение максимального месячного расхода к среднемесячному)

$$K_{мн} = 10,3 : (100 : 12) \approx 1,25 \quad (3.3)$$

Коэффициент суточной неравномерности за год

$$K_n = K_{сн} K_{мн} = 1,20 \times 1,25 \approx 1,50 \quad (3.4)$$

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

для крупных городов:

$$K_{чк} = 7 : (100 : 24) \approx 1,68 \quad (3.5)$$

для небольших городов

$$K_{чн} = 7,7 : (100 : 24) \approx 1,85 \quad (3.6)$$

Таблица 3.6. 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 3.7. 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 3.8. 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 3.9. 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 3.10. 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

3.4. 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 $Q_{p,ч}$, м³/ч, при 0°C и давлении 101,3 кПа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды определяют как долю годового расхода по формуле:

$$Q_{p,ч} = K_m Q_{год} \quad (3.7)$$

где K_m — 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. Значения этого коэффициента для коммунально-бытовых потребителей приведены ниже (табл. 3.12).

Расчетный часовой расход газа на технологические и отопительные нужды промышленных, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных предприятий следует определять с учетом КПД газового оборудования. Значения коэффициента часового максимума расхода газа необходимо устанавливать при проектировании на основании данных о характере производ-

ства и режимах топливопотребления с разработкой совмещенного суточного графика для каждого предприятия в отдельности. Для промышленных предприятий, строительства и ввод в эксплуатацию которых предусмотрены в течение расчетного периода, $Q_{p,ч}$ принимают по данным проектов, а при отсутствии проектов — на основании данных о планируемой мощности предприятий и укрупненных показателей расхода топлива аналогичными предприятиями.

Для отдельных жилых домов и общественных зданий $Q_{p,ч}$, м³/ч, можно определить и по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия:

$$Q_{p,ч} = \sum k_o q_i n_i \quad (3.8)$$

где k_o — коэффициент одновременности для однотипных приборов или групп их (табл. 3.13); 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.

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.

Коэффициенты одновременности для одной квартиры (см. табл. 3.13), оборудованной газовой плитой, а также плитой и емкостным водонагревателем, приняты равными 1 (одновременное использование всех газовых приборов). Коэффициенты одновременности для квартиры, в которой кроме газовой плиты установлен проточный водонагреватель, при-

Таблица 3.11. Режимы потребления газа по часам предприятиями бытового обслуживания и общественного питания, % от суточного расхода

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

Таблица 3.12. Коэффициенты часового максимума расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды

Число жителей, снабжаемых газом, тыс. чел.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления), K^h_{max}
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300
30	1/2400
40	1/2500

Число жителей, снабжаемых газом, тыс. чел.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления), K^h_{max}
50	1/2600
100	1/2800
300	1/3000
500	1/3300
750	1/3500
1000	1/3700
2000 и более	1/4700

Таблица 3.13. Значение коэффициента одновременности для жилых домов

Число квартир	Коэффициенты одновременности K_{sim} в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита 4-конфорочная	Плита 2-конфорочная	Плита 4-конфорочная проточный водонагреватель	Плита 2-конфорочная проточный водонагреватель
1	1	1	0,700	0,750
2	0,650	0,840	0,560	0,640
3	0,450	0,730	0,480	0,520
4	0,350	0,590	0,430	0,390
5	0,290	0,480	0,400	0,375
6	0,280	0,410	0,392	0,360
7	0,280	0,360	0,370	0,345
8	0,265	0,320	0,360	0,335
9	0,258	0,289	0,345	0,320
10	0,254	0,263	0,340	0,315
15	0,240	0,242	0,300	0,275
20	0,235	0,230	0,280	0,260
30	0,231	0,218	0,250	0,235
40	0,227	0,213	0,230	0,205
50	0,223	0,210	0,215	0,193
60	0,220	0,207	0,203	0,186
70	0,217	0,205	0,195	0,180
80	0,214	0,204	0,192	0,175
90	0,212	0,203	0,187	0,171
100	0,210	0,202	0,185	0,163
400	0,180	0,170	0,150	0,135

Примечания: 1. Для квартир, в которых устанавливается несколько однотипных газовых приборов, коэффициент одновременности следует принимать как для такого же числа квартир с этими газовыми приборами. 2. Значение коэффициента одновременности для емкостных водонагревателей, отопительных котлов или отопительных печей рекомендуется принимать равным 0,85 независимо от количества квартир.

Таблица 3.14. Значение коэффициентов часового максимума расхода газа по некоторым отраслям промышленности

Отрасль промышленности	Коэффициент часового максимума расхода газа, K_{max}^h		
	в целом по предприятию	по котельным	по промышленным печам
Черная металлургия	1/6100	1/5200	1/7500
Судостроительная	1/3200	1/3100	1/3400
Химическая	1/5900	1/5600	1/7300
Строительных материалов	1/5900	1/5500	1/6200
Радиопромышленность	1/3600	1/3300	1/5500
Электротехническая	1/3800	1/3600	1/5500
Цветная металлургия	1/3800	1/3100	1/5400
Станкостроительная и инструментальная	1/2700	1/2900	1/2600
Машиностроение	1/2700	1/2600	1/3200
Текстильная	1/4500	1/4500	—
Целлюлозно-бумажная	1/6100	1/6100	—
Деревообрабатывающая	1/5400	1/5400	—
Пищевая	1/5700	1/5900	1/4500
Пивоваренная	1/5400	1/5200	1/6900
Фарфоро-фаянсовая	1/5200	1/3900	1/6500
Полиграфическая	1/4000	1/3900	1/4200
Мукомольно-крупяная	1/3500	1/3600	1/3200
Табачно-махорочная	1/3800	1/3500	—

няты 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.

Метод учета неравномерности потребления газа с помощью коэффициентов одновременности приемлем для внутри домовых, дворовых и внутриквартирных газовых сетей, при расчете и проектировании которых известны число квартир, подлежащих газоснабжению, и ассортимент устанавливаемых в них газовых приборов. Он пригоден и для определения расчетных расходов газа в учреждениях и учебных заведениях, оборудуемых газовыми приборами, отдельными газовыми горелками или установками. Значения k_o при этом должны определяться для каждого потребителя в зависимости от режимов газопотребления.

Для расчета городских газопроводов, в особенности связанных в единую систему распределения газа, указанный метод неприемлем из-за многообразия газовых приборов и установок и различных режимов использования газа разными категориями потребителей.

Кроме того, при расчете систем распределения газа установить число подлежащих газоснабжению квартир (в особенности для проектируемых районов и городов) и тем более газовых приборов не представляется возможным. Поэтому при проектировании систем распределения газа расчетные расходы определяются как доли годовых расходов газа.

This image shows a full page of a worksheet designed for handwriting practice. It consists of multiple rows of horizontal dashed lines spaced evenly down the page, providing a guide for letter height and placement. The background is plain white, and there are no other markings or text present.



Глава 4. Основные характеристики автономного газоснабжения



В нашей стране газоснабжение жилых домов, общественных зданий и предприятий бытового обслуживания 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 баллонные,*
- *групповые резервуарные (с естественным или искусственным испарением);*
- *групповые резервуарные установки по получению взрывобезопасных смесей газа с воздухом (со смесительными агрегатами).*

В соответствии с требованиями СНиП 42-01-02 и «Правил безопасности в газовом хозяйстве» индивидуальной баллонной 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 не менее двух.

Смещение 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. *Подробнее смотрите в соответствующей главе.*

По месту испарения жидкости установки подразделяются на:

- *проточные, обеспечивающие получение паровой фазы постоянно-го химического состава в специальных теплообменных аппаратах-испарителях;*
- *емкостные, с испарением сжиженных газов непосредственно в расходных резервуарах при помощи специальных нагревателей-регазификаторов (испарителей).*

В качестве теплоносителя испарительных установок могут быть использованы горячая вода, пар, электрическая энергия, горячие инертные газы и др. Возможность применения огневых испарителей должны 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.

4.1. БАЛЛОННЫЕ УСТАНОВКИ

Самой простой баллонной установкой является индивидуальная с одним баллоном вместимостью 50 л или с двумя баллонами вместимостью по 27 л, устанавливаемыми непосредственно на кухне. Второй тип — индивидуальные установки с двумя баллонами, размещаемыми вне здания в металлическом шкафу. Третий тип — групповые (многобаллонные) установки с баллонами вместимостью 50 л, устанавливаемыми как вне здания в металлическом шкафу, так и в отапливаемом помещении.

Индивидуальные баллонные установки. Индивидуальные баллонные установки предназначены в основном для газоснабжения потребителей с небольшим расходом газа, например, отдельных квартир. Для жилого фонда могут применяться индивидуальные установки двух типов: шкафовая наружная с двумя баллонами вместимостью 50 л и подачей паровой фазы газа к плите, размещенной на кухне, по газопроводу от наружного шкафа до плиты; внутриквартирная с установкой на кухне 2-горелочной газовой плиты с баллоном вместимостью 5 л, 3-горелочной плиты со встроенным баллоном 27 л и 2-х 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 — резервный.

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 помещения, что может привести к образованию взрывоопасных концентраций.

Эксплуатация баллонов, размещенных вне помещения, безопасней, однако при низких температурах испарительная способность газа резко снижается. При этом количество неиспарившихся остатков газа в баллоне может быть весьма значительным. При установке баллонов в шкафах вне помещения это обстоятельство усложняет работу газонаполнительных станций (ГНС), так как требуется организовать слив неиспарившихся остатков из баллонов. Следовательно, при использовании баллона для индивидуально-бытовых, а также ограниченных производственных нужд, важен не только состав газа, но и способ установки баллона, т.е. находится ли он вне (в шкафу) или внутри помещения (рядом с плитой).

При газоснабжении 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 полов, 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 баллона 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 дверей 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 прорезы 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 коррозирующих жидкостей и газов, а также от нагрева выше 45°C. Баллонные установки, применяемые для снабжения сжиженным газом животноводческих и птицеводческих ферм, следует размещать вне зданий; допускается устанавливать баллоны внутри оранжерей

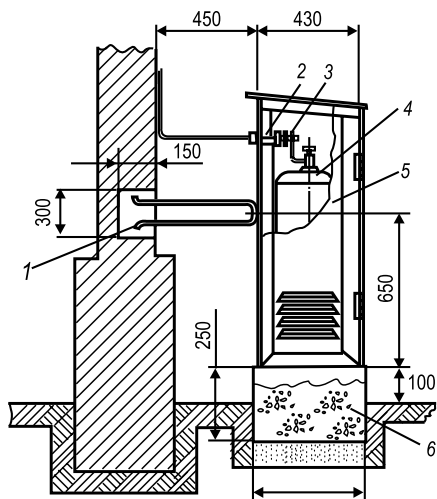


Рис. 4.1. Шкафная наружная установка у кирпичной стены с двумя баллонами вместимостью 50 л для индивидуального пользования сжиженным газом

1 — скоба; 2 — регулятор давления; 3 — обвязка регулятора давления; 4 — баллон; 5 — шкаф; 6 — фундамент

и теплиц, имеющих вентиляцию, которая обеспечивает удаление 2/3 воздуха из нижней зоны помещения.

Для обеспечения газом потребителей на сезонных сельскохозяйственных работах (сушка зерна и овощей, выжигание сорняков, борьба с вредителями 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 установки, 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 промышленных предприятий, можно использовать групповые баллонные установки (в состав их входит более двух баллонов), размещаемые в металлических шкафах.

Внимание: такие установки следует применять для газоснабжения только в исключительных случаях, когда невозможно устройство групповых резервуарных установок.

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 предприятия 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. 4.1).

Возле одного общественного и коммунально-бытового здания разрешается ставить только одну групповую установку, возле жилого дома — не более трех групповых установок на расстоянии не менее 15 м одна от другой. Шкафы и баллоны следует устанавливать на фундаментах с отстойкой шириной не менее 0,5 м. Групповые баллонные установки должны размещаться в местах, имеющих удобный подъезд для автотранспорта.

Таблица 4.1. Минимальные расстояния от групповой баллонной установки до зданий и сооружений

Здания	Расстояние от групповой баллонной установки, м
Жилые дома, производственные здания промышленных предприятий, здания предприятий бытового обслуживания производственного характера и другие здания 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 (например, 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 ВСН 116-87 и ВСН 600-81 Минсвязи СССР

да в лестничные клетки должны быть утепленные, цокольные, с отключающим устройством, устанавливаемым снаружи 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.

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

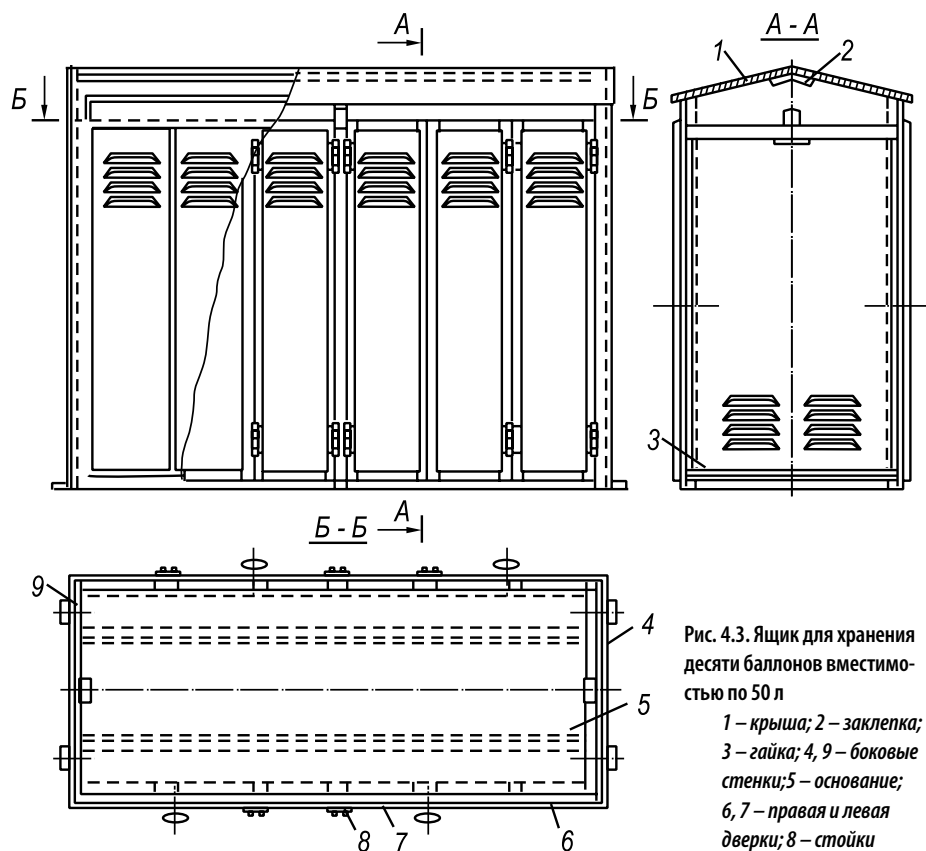


Таблица 4.2. Максимальная общая вместимость группы резервуаров

Назначение групповой резервуарной установки	Общая вместимость резервуаров, м ³ , 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

Таблица 4.3. Максимальная вместимость одного резервуара

Общая вместимость резервуарной установки, м ³	Вместимость одного резервуара, м ³ , 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 4.4. Минимальные расстояния от резервуаров групповых резервуарных установок до зданий и сооружений различного назначения

Здания и сооружения	Расстояние, м, от резервуаров								
	надземных			подземных					
	при общей вместимости резервуаров в резервуарной установке, м³								
	до 5	св. 5 до 10	св. 10 до 20	до 10	св. 10 до 20	св. 20 до 50	св. 50 до 100	св. 100 до 200	св. 200 до 300
Общественные здания и сооружения	40	-	-	15	20	30	40	40	75
Жилые дома									
с проемами в стенах, обращенных к установке	20	-	-	10	15	20	40	40	75
без проемов в стенах, обращенных к установке	15	-	-	8	10	15	40	40	75
Здания и сооружения промышленных, сельскохозяйственных предприятий и предприятий 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 как до жилого дома. 2. Расстояния между смежными резервуарными установками следует принимать по паз. 3.

фазы от шкафа групповой баллонной установки до ввода в здание необходимо теплоизолировать минеральной ватой толщиной 30–40 мм.

Процесс испарения пропан-бутановой смеси при отборе паровой фазы из баллона происходит фракционно — по мере испарения постоянно увеличивается доля бутановых фракций. Решающее влияние на испарительную способность 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 напора, обусловленного повышением температуры кипения вследствие роста содержания бутанов в жидкой смеси.

При оптимальном отборе паров приток теплоты из окружающей атмосферы компенсирует затраты ее на испарение жидкости и испарительная способность баллона уменьшается медленно, приблизительно пропорционально уменьшению смоченной поверхности баллона. Число баллонов в груп-

повых установках для газоснабжения жилых зданий можно определять по приведенной ниже формуле, составленной на основании эксплуатационных данных, учитывающих режим потребления газа квартирами:

$$N = 3,62ngK_0/(Q_n V) \quad (4.1)$$

где N — число рабочих баллонов в групповой установке; n — число газоснабжаемых квартир; g — номинальная тепловая мощность газовых приборов, установленных в одной квартире, кВт; K_0 — коэффициент одно-временности, принимаемый по табл. 3.13; Q_n — низшая теплота сгорания газа, кДж/м³; V — расчетная испарительная способность по газу одного баллона, м³/ч.

Для зимнего периода в средней полосе России расчетная испарительная способность одного баллона может быть принята на основании средних расчетных данных в пределах 0,220–0,436 м³/ч (для 50-литровых баллонов). Эти значения пригодны для установок, предназначенных для газоснабжения жилых квартир, так как они учитывают периодичность и не-одновременность работы газовых приборов. Кроме того, для обеспечения бесперебойности газоснабжения в каждой групповой установке рекомендо-уется предусматривать число резервных баллонов, равное числу рабочих баллонов, и создавать возможность их раздельной и совместной работы.

4.2. ГРУППОВЫЕ РЕЗЕРВУАРНЫЕ УСТАНОВКИ

Для хранения СУГ непосредственно используются стационарные и пере-движные резервуарные установки различной вместимости. Они бывают

Таблица 4.5. 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
Резервуарные с надземными резервуарами	Надземная или подземная прокладка (исходя из местных условий)	—	—
Групповые баллонные с разрывами от зданий согласно табл. 4.1			
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 об-щей изоляции.

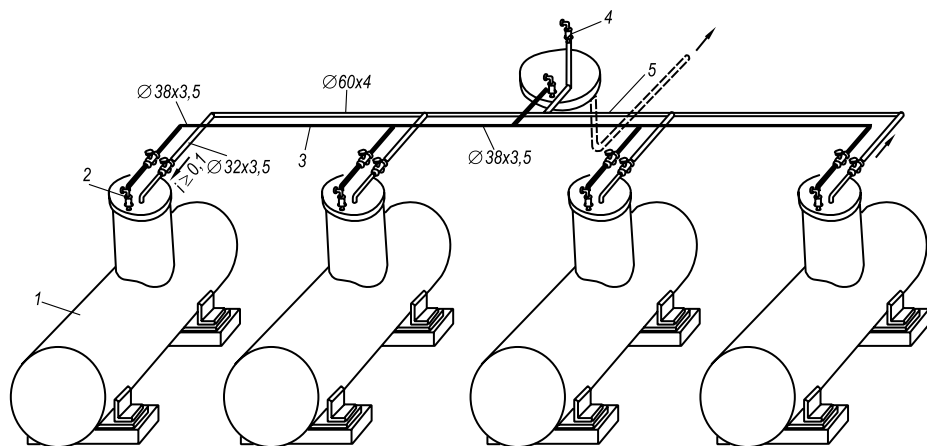


Рис. 4.4. Схема установки из четырех подземных резервуаров с одним узлом управления
 1 – резервуар; 2 – арматурный узел резервуара; 3 – трубопровод жидкой фазы; 4 – узел управления;
 5 – трубопровод паровой фазы

надземными и подземными. Надземные установки, как правило, применяют для газоснабжения предприятий промышленного и сельскохозяйственного производства, подземные — для газоснабжения промышленных и коммунальных предприятий, отдельных жилых и общественных зданий и их групп, а также объектов сельского хозяйства.

В состав установки должны входить собственно резервуары, трубопроводы обвязки по жидкой и паровой фазам, запорная арматура, регуляторы давления газа, предохранительные, запорные и сбросные устройства, показывающие манометры, устанавливаемые для регулятора давления, штуцера с кранами после регулятора давления для присоединения контрольного манометра, устройства для контроля уровня сжиженных газов

в резервуарах и испарители (в установках с принудительным испарением). Арматура и приборы групповых резервуарных установок защищаются кожухами от воздействия атмосферных осадков и для защиты от механических повреждений.

Для экономии площади земельных участков и обеспечения безопасности



Рис. 4.5. Резервуарный парк надземного размещения

использования газа чаще применяют подземную установку резервуаров. Резервуарные установки размещаются на отведенных площадках с удобными подъездами для заправочных автоцистерн. Площадки ограждаются забором высотой не менее 1,6 м из негорючих материалов. Расстояние от резервуарной установки до ограждения должно быть не менее 1 м. На территории резервуарных установок обязательно размещается противопожарное оборудование.

Число резервуаров главным образом определяется характером и числом потребителей, планируемым расходом газа и объемом используемых резервуаров, в меньшей степени — климатическим районом. При этом для установок с естественным испарением в качестве расчетной принимается температура 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 обычно рассчитывается, исходя из минимального двухнедельного запаса. 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. 4.2, максимальная вместимость одного резервуара — в табл. 4.3.

Минимальные расстояния от резервуаров групповых резервуарных установок до зданий и сооружений различного назначения приведены в табл. 4.4, а установок (считая от крайнего резервуара) до подземных сооружений и линий электропередачи — в табл. 4.1.



Рис. 4.6. Монтаж резервуаров подземного размещения

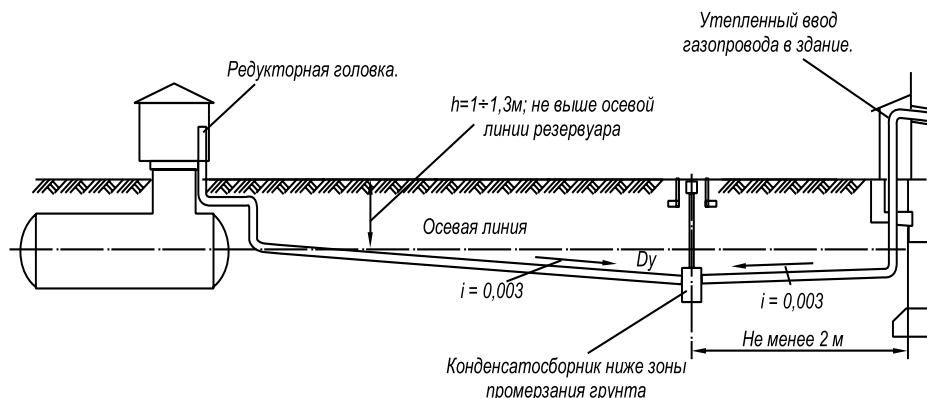


Рис. 4.7. Схема газоснабжения сжиженным газом от резервуарной установки с естественным испарением

Особенности конструктивных решений резервуарных парков фирмы FAS (Германия). Особый интерес представляет опыт специалистов фирмы FAS в проектировании баз хранения газонаполнительных станций, автогазозаправочных станций и терминалов приема и хранения сжиженного газа. Резервуарный парк (база хранения) представляет собой комплекс емкостей, объединенных в технологическую систему высокого уровня автоматизации. Модульный принцип позволяет как на этапе проектирования, так и в процессе модернизации, изменять конфигурацию парка, его суммарную емкость и степень автоматизации.

Для нужд автономного и резервного газоснабжения типовые конфигурации баз хранения могут быть значительно упрощены за счет исключения специфических операций (например, в системах АГС не требуется прием сжиженного газа из железнодорожных цистерн, транспортировка продукта по сложной системе газопроводов, оперативный учет движения продукта).

Непосредственное хранение сжиженного газа осуществляется в резервуарах типового ряда — 4,8/9,0/20,0/50,0 м³, рассчитанных на рабочие температуры -40 до +40°C и рабочее давление — 15,6 бар. Резервуары комплектуются арматурой производства фирмы FAS (Германия). В базовую комплектацию включены:

- наполнительный клапан (артикул FAS 13002);
- механический уровнемер;
- угловой клапан (артикул FAS 19443);
- предохранительный клапан (FAS 28282);
- мультиклапан (FAS 19446) с клапаном контроля переполнения;
- защитный кожух.

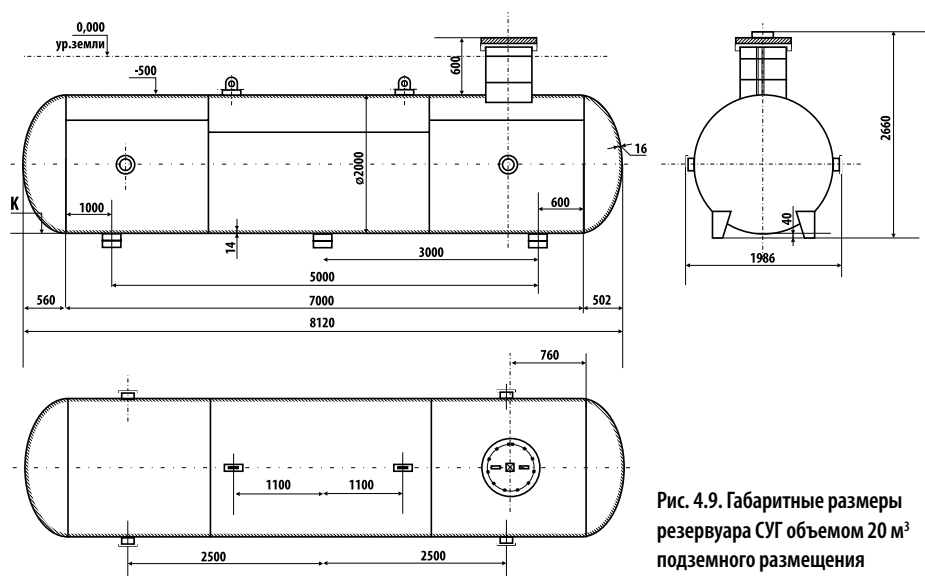


Рис. 4.9. Габаритные размеры резервуара СУГ объемом 20 м³ подземного размещения



Рис. 4.10. Фиксация резервуаров подземного размещения на фундаменте производится металлопластиковыми стропами

Емкости подземного размещения защищены полимер-эпоксидным покрытием и оснащаются системами анодно-катодной защиты.

Для автономной газификации коттеджей сжиженным газом конфигурация резервуарной установки



Рис. 4.11. Горловина резервуара СУГ объемом 20 м³ подземного размещения (ООО «Фасхиммаш») с арматурой

определяется тем, что для стабильного газоснабжения бытового газового оборудования достаточно естественного испарения, поэтому необходимости в применении испарителя нет.

В состав системы автономного газоснабжения индивидуального назначения входит следующее оборудование:

- резервуар емкостью от 4,5 до 9 м³ (в зависимости от планируемого газопотребления и желаемого запаса топлива);
- 2-ступенчатый блок редуцирования, монтируемый на крышке горловины;
- узел защиты от электрохимической коррозии (анодно-катодная или протекторная защита);
- фундаментная бетонная плита, на которой металло-

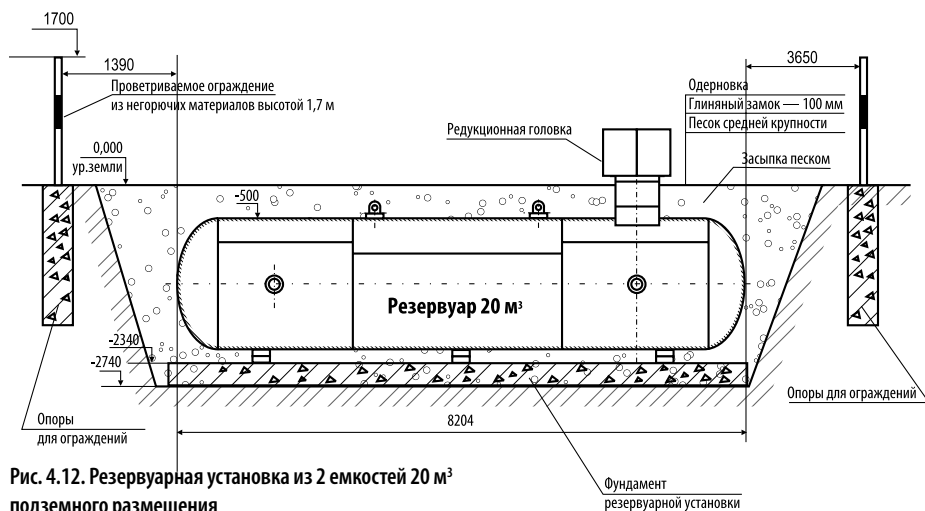


Рис. 4.12. Резервуарная установка из 2 емкостей 20 м³ подземного размещения

пластиковыми стропами фиксируется резервуар;

- полиэтиленовый газопровод низкого давления с конденсатосборниками и запорно-предохранительной арматурой;
- цокольный ввод в дом (переход «металл-пластик»).

Между фундаментной плитой и резервуаром прокладывается резино-вая подкладка (например, транспортное полотно) для предотвращения повреждения защитного полимерного покрытия. Горловина резервуара снабжена наполнительными штуцерами для соединения с автомобилем-газовозом специальным сливным шлангом.

В зависимости от суммарной мощности газового оборудования системы автономного газоснабжения индивидуального назначения (с естественным испарением) можно руководствоваться следующим эмпирическим правилом:

- при мощности до 50 кВт (обогреваемая площадь — не более 500 м²) применяются резервуары объемом 4,5–5,0 м³;
- при мощности до 100 кВт (обогреваемая площадь — не более 1000 м² или меньшая, но с наличием теплосъемных объектов) применяются резервуары объемом от 9,0 м³.

Для газификации объектов с большим газопотреблением целесообразно применение испарительных установок.

4.3. УСТАНОВКИ ПО ПОЛУЧЕНИЮ ПРОПАН-БУТАНОВОЗДУШНОГО ГАЗА (СМЕСИТЕЛИ)

Более высокие по сравнению с природным газом теплота сгорания и плотность СУГ не дают возможность 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 (в иностранной литературе такие смеси называются синтетическими природными газами — *synthetic natural gas*). Эти смеси при определенных условиях обладают следующими преимуществами:

- они полностью 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;

Таблица 4.6. Характеристика углеводородных газов

Показатель	Природный газ (усредненные показатели)	Сжиженный газ	
		Пропан	Бутан
Теплота сгорания, кДж/м³:			
низшая	36 340	91 539	120 939
высшая	40 273	99 485	128 957
Плотность, кг/м³	0,751	2,019	2,703
Относительная плотность, кг/м³	0,581	1,561	2,090
Число Воббе, кДж/м³:			
низшее	47 687	73 231	83 637
высшее	52 848	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

Таблица 4.7. Характеристика газовоздушных смесей, пригодных для замены природных газов

Показатель	Пропан-воздух	Бутан-воздух
Теплота сгорания, кДж/м ³ :		
низшая	52 080	55 902
высшая	60 396	64 596
Плотность, кг/м ³	1,705	1,950
Относительная плотность, кг/м ³	1,319	1,510
Число Воббе (нижнее), кДж/м ³	43 366	45 486
Температура конденсации, °С	-53	-18

- расширяют 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 природного газа 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.

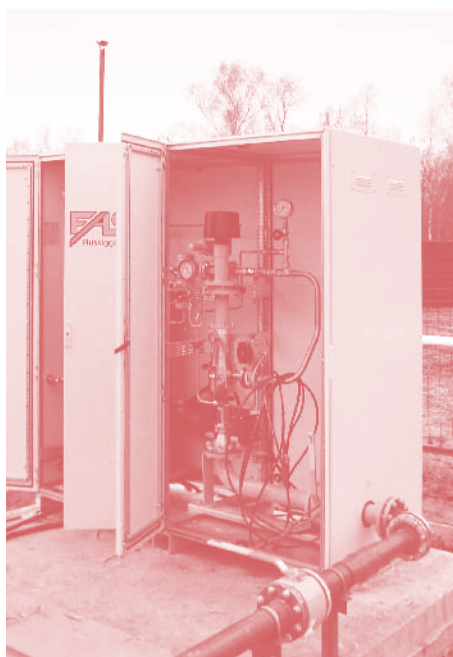
К сравнительным недостаткам применения газовоздушных смесей относятся:

- 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 большую теплоту сгорания по сравнению с природными газами.

Для замены природных газов необходимо готовить смеси «бутан-воздух» (47% бутанов 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. 4.7). 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 более низкую температуру конденсации, вплоть до -37°С для бу-

Рис. 4.13. Смесительная установка FAS 4000 производства фирмы FAS (Германия)



танов (смесь соответствует границе безопасности). Однако в этом случае необходимо использовать специальные газогорелочные устройства.

Газовоздушные смеси готовят 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 выше себестоимости природного газа, так как 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.

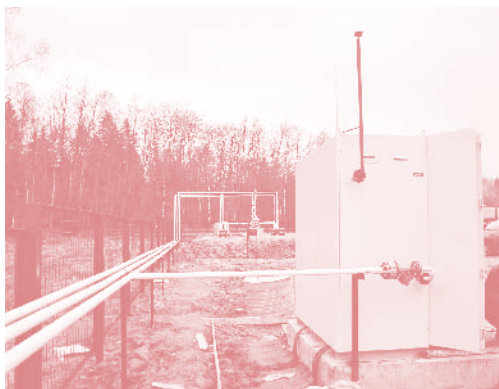


Рис. 4.14. Обвязка смесительной установки FAS 4000, примененной в системе резервного газоснабжения коттеджного поселка (Истринский район Московской области)

4.4. ГАЗОПРОВОДЫ

Для подачи газа от резервуарных установок служат газопроводы, исполнение которых должно отвечать ряду технических норм. По способу укладки газопроводы делятся на подземные и надземные.

Более подробно об устройстве подземных газопроводов смотрите в главе «Устройство газопроводов низкого и среднего давления» настоящего Справочника.

4.5. ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Установка и эксплуатация газового оборудования жестко регламентируется целым рядом нормативных документов. Строгое следование принятым нормам обеспечивает безопасную и длительную эксплуатацию оборудования.

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 вытяжного 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, можно 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. Установка газовых приборов в кухнях, расположенных в цокольных и подвальных этажах, не допускается.

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 2-этажных 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 — не менее 3 м³/ч на 1 м² площади комнаты. При установке в кухне газовой плиты и проточного водонагревателя объем кухни принимается согласно приведенным 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 предусматривается в нижней части двери или стены, выходящей в смежное помещение, решетка или зазор между дверью и полом (сечение — не менее 0,02 м²).

При проектировании систем местного (квартирного) водяного отопления жилых зданий рекомендуется применять газовые малометражные отопительные котлы или емкостные газовые водонагреватели, или отопительные приборы с водяным контуром заводского изготовления. Допу-

скается 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.

Таблица 4.8. Некоторые показатели работы газовых 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, $t_{гр}$, °С
Проточные водонагревательные аппараты	20–25	2,0	2,5	170	40
Котлы водонагревательные емкостные	8–15	2,0	2,5–3,0	110	35–40
Котлы отопительные с водяным контуром	10–25	2,0	2,5	110	40
Отопительная печь	16	2,0	2,0	150	44

При необходимости установки в одном помещении большего 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 с вытяжным вентиляционным каналом и решеткой или зазором 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 газокамины 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. Расстояние от газового камина до предметов домашнего обихода и мебели должно быть не менее 0,75 м.

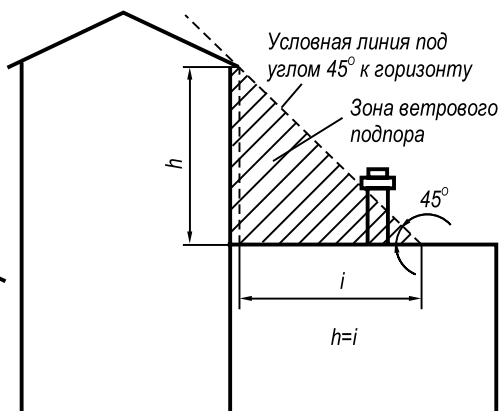
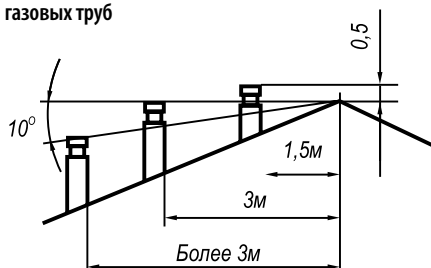
Все устанавливаемые в жилых зданиях бытовые газовые приборы обязаны отвечать требованиям действующих государственных стандартов и иметь паспорт завода-изготовителя, подтверждающий их соответствие требованиям стандартов и сжиганию сжиженных газов.

Более подробно об установке газового оборудования смотрите в главе «Газовые аппараты (плиты, водогрейные и отопительные котлы и т.д.)» настоящего Справочника.

4.6. ОТВОД ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Продукты сгорания из отопительных и других газовых приборов, конструкция которых предусматривает удаление продуктов сгорания во внешнюю среду, отводятся с помощью стальных труб, соединяющих дымоотводящий патрубок прибора с дымоходом.

Рис. 4.15. Схема расположения газовых труб



Дымоходы состоят из следующих основных элементов:

- соединительных труб от приборов и аппаратов, не имеющих непосредственного вывода продуктов сгорания в дымоход;
- доходов в насадных отдельно стоящих трубах или расположенных в капитальных стенах (как правило, внутренних) и в индустриальных блоках;
- противопожарных разделок и оголовков.

Продукты сгорания от газовых приборов отводятся от каждого агрегата по общему дымоходу. В уже существующих зданиях допускается присоединение к одному дымоходу не более двух водонагревателей, расположенных на одном или разных этажах здания, при условии ввода продукта сгорания в дымоход на разных уровнях, не ближе 0,5 м один от другого, или на одном уровне с устройством в дымоходе расчески на высоте не менее 0,5 м. Иногда при отсутствии дымоходов в стенах устраиваются приставные теплоизолированные дымоходы.

К дымоходу отопительной печи можно присоединить автоматический газовый водонагреватель или газовый прибор при достаточном сечении дымохода для удаления продуктов сгорания от присоединяемого газового прибора, при этом пользование печью и газовым прибором — разновременное. Присоединение дымоотводящей трубы газового прибора к оборотам дымохода отопительной печи не допускается.

Температура продуктов сгорания на вы-

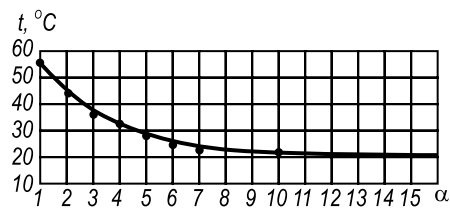


Рис. 4.16. Зависимость точки росы продуктов сгорания СУГ от коэффициента избытка воздуха

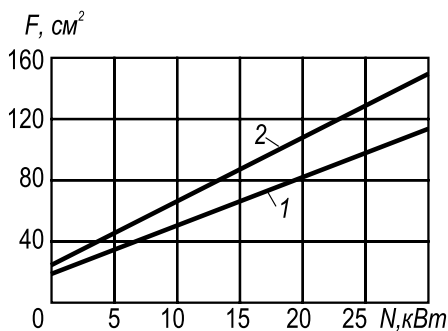


Рис. 4.17. Зависимость площади проходного сечения дымоходов от тепловой мощности присоединяемых аппаратов (1 — дымоходы круглые цементные и стальные; 2 — дымоходы круглые каменные, бетонные и квадратные, бетонные кирпичные)

ходе независимо от расположения дымохода и его вида должна быть не менее чем на 15°C выше точки росы. Площадь сечения 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 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. Дымоходы должны быть вертикальными без уступов. Допускается предусматривать дымовые каналы с уклоном 8° к вертикали, с отклонением в сторону не более 1 м, при этом сечения наклонных участков дымовых каналов должны быть не меньше вертикальных участков. Для отвода продуктов сгорания от ресторанных плит и других газовых агрегатов допускается предусматривать горизонтальные участки дымоходов общей длиной не более 10 м. В некоторых ситуациях возможно устройство дымоходов в полу.

Диаметр стальных присоединительных 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, — 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 длина горизонтальных участков соединительной трубы во вновь строящихся зданиях — не более 3 м, в существующих зданиях — не более 6 м с уклоном трубы не менее 0,01 в сторону газового прибора. Ниже места присоединения дымоотводящей трубы от прибора к дымоходам в кирпичных стенах предусматривается «карман» с люком для чистки.

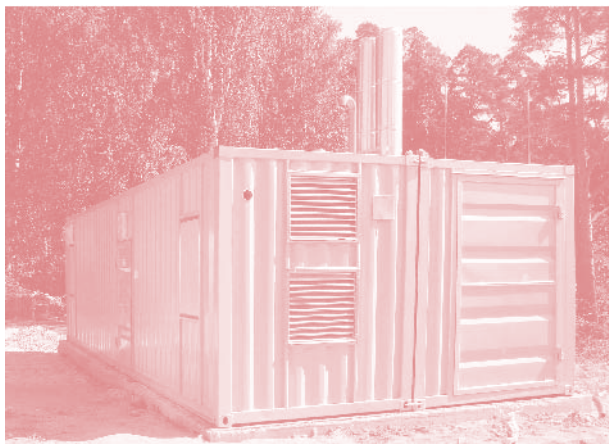


Рис. 4.18. Трубы дымоотвода в контейнерных котельных фирмы FAS выполнены из нержавеющей стали

Таблица 4.9. Коэффициенты теплопередачи для дымоходов и присоединительных труб, кВт/(м²·°C)

Наружная дымовая труба с толщиной стенки в один кирпич сечением	
1 к × 1 к	3,25–3,71
½ к × ½ 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	2,90–3,83

Расстояние от соединительной дымоотводящей трубы до несгораемого потолка или стены — не менее 5 см, до деревянных оштукатуренных (трудногораемых) потолков и стен — не менее 25 см. Допускается уменьшение указанного расстояния с 25 до 10 см при условии обивки трудногораемых стен или потолка кровельной сталью по листу асбеста толщиной 3 мм, при этом обивка должна выступать за размеры дымоотводящей трубы на 15 см с каждой стороны. На дымоотводящих трубах допускается предусматривать не более трех поворотов с радиусом закругления не менее диаметра трубы. Дымоотводящие трубы, прокладываемые через неотапливаемые помещения, при необходимости теплоизолируются.

На дымоотводящих трубах от ресторанных плит, кипятильников, варочных плит и других установок и газовых приборов коммунально-бытового назначения, не имеющих стабилизаторов тяги, должны предусматриваться шиберы (заслонки) с отверстием диаметром не менее 15 мм. На дымоходах от приборов со стабилизаторами тяги установка шиберов не допускается.

Дымовые трубы от газовых приборов в жилых домах (рис. 4.15) должны быть выведены на 0,5 м выше конька крыши (при расположении их по горизонтали 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,

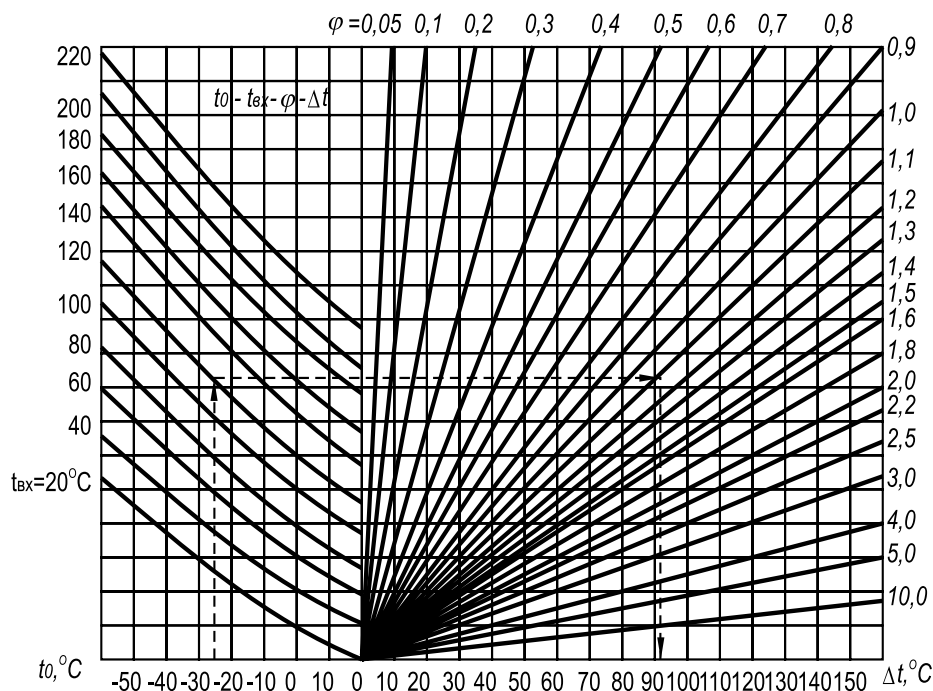


Рис. 4.19. Номограмма для определения падения температуры уходящих продуктов сгорания в дымоходах

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. Зона ветрового подпора — пространство, 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 разрежение, зависящее от типа прибора. При разрежении, меньшем допустимого, часть продуктов сгорания может выходить в помещение через тягопрерыватель или топочное устройство.

Проходное сечение дымоходов должно обеспечивать полный отвод и минимальное охлаждение продуктов сгорания газа. Площадь поперечного сечения дымоходов определяется в зависимости от тепловой мощности газовых приборов и аппаратов (рис. 4.17). 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°C выше точки росы. Минимально необходимые разрежения перед газовыми приборами и аппаратами, коэффициенты избытка воздуха и некоторые характеристики продуктов сгорания приведены в табл. 4.8.

Количество воздуха, подсасываемого через тягопрерыватель, зависит от разрежения перед газовым аппаратом и прибором. Можно считать, что при разрежении:

- до 3 Па — воздух через тягопрерыватель почти не подсасывается;
- от 3 до 6 Па — подсасывается до 20 об. % от продуктов сгорания;
- от 6 до 10 Па — до 30 об. %.

При расчете дымохода определяются поперечные сечения дымохода и присоединительной трубы, а также разрежения перед газовыми аппаратами и приборами. Скорость уходящих продуктов сгорания принимается равной 1,5–2 м/с. О достаточности принятых сечений судят по полученному разрежению перед аппаратом и прибором. Тяга определяется по формуле:

$$\Delta p_m = 0,034H [1/(273 + t_a) - 1/(273 + t_z)] p_6 \quad (4.2)$$

где Δp_m — тяга, создаваемая дымовой трубой, дымоходом или вертикальным участком присоединительной трубы; H — высота участка, создающего тягу, м; t_a — температура окружающего воздуха, °C; t_z — средняя температура газов на участке, °C; p_6 — 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:

$$\Delta t = (t_{pc} - t_{ov})/[5,018Q_{nc}/(KF) + 0,5] \quad (4.3)$$

где Δt — падение температуры уходящих продуктов сгорания на расчетном участке, °C; t_{pc} — температура уходящих продуктов сгорания при входе в дымоход, °C; t_{ov} — температура воздуха, окружающего дымоход, °C; Q_{nc} — расход продуктов сгорания через дымоход, м³/ч, отнесенный к нормальным условиям; 5,018 — средняя объемная теплоемкость продуктов сгорания газа (условно принята постоянной), кВт/(м³·°C); K — среднее значение коэффициента теплопередачи для стенок дымохода, отнесенное к внутренней поверхности, кВт/(м²·°C); F — площадь внутренней поверхности расчетного участка дымохода, м².

Коэффициенты теплопередачи K приведены в таблице 4.9. Примерное падение температуры уходящих газов, °C, на 1 м длины дымохода:

- в кирпичном дымоходе, расположенном во внутренней стене — 2–6;
- в кирпичном дымоходе, расположены снаружи здания — 6–12.

Разрежение перед газовым аппаратом и прибором $\Delta p_{раз}$ определяется по формуле

$$\Delta p_{раз} = \Delta p_m - (\Delta p_{тр} + \Delta p_{мс}) \quad (4.4)$$

где $\Delta p_{тр}$, $\Delta p_{мс}$ — потери давления на трение и местные сопротивления при движении газов по соединительным трубам, дымоходам и дымовой трубе, Па. Потери на трение рассчитываются по формуле

$$\Delta p_{тр} = 1,02\lambda(L/d) (v_{nc}/2) \rho_{nc} (273 + t_{cp}/273) \quad (4.5)$$

где λ — коэффициент трения (для кирпичных каналов и труб — 0,04, для металлических — 0,02, для металлических окисленных — 0,04); L — длина расчетного участка, м; d — внутренний диаметр, м; v_{nc} — скорость уходящих продуктов сгорания, определяемая по формуле $v_{nc} = Q_{nc}/3600S$ (здесь S — площадь поперечного сечения дымохода, м²; если сечение прямоугольное, то необходимо определить эквивалентный диаметр по формуле $d_3 = 4S/\Pi$; Π — периметр поперечного сечения дымохода, омываемый газами, м); ρ_{nc} — плотность уходящих продуктов сгорания, кг/м³, приведенная к нормальным условиям; t_{cp} — средняя температура уходящих продуктов сгорания, °C. Потери на местные сопротивления

$$\Delta p_{мс} = 1,02 \sum \xi (v_{nc}/2) (273 + t_{cp}/273) \Delta p_a \quad (4.6)$$

где $\sum \xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений, включая сопро-

тивление при выходе из трубы; Δp_a — гидравлические потери разрежения в дымоходе на ветер, Па, определяемые по формуле $\Delta p_a = a v_a^2,4$ (здесь a — коэффициент, принимаемый для квартир, расположенных с заветренной стороны дома: со сквозным проветриванием 0,025; без сквозного проветривания 0,1; v_a — 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 номограмме (рис. 4.19). Для определения параметра φ , необходимого для нахождения температуры уходящих продуктов сгорания по номограмме, следует воспользоваться формулой

$$\varphi = 0,2KF_B/Q_{nc} \quad (4.7)$$

В местах, где сгораемые и трудносгораемые конструкции зданий и сооружений (стены, перегородки, перекрытия, балки и т. п.) примыкают к дымоходам, следует для бытовых аппаратов 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.

4.7. ОСОБЕННОСТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ В РАЙОНАХ С ХОЛОДНЫМ КЛИМАТОМ

Выбор технологических решений, предназначенных для снабжения газом населенных пунктов северных регионов, зависит многих факторов: наличия ГНС, путей подвоза газа, условий доставки его потребителям (автомобильными или баллонами).

При возможности доставки газа потребителю в автоцистернах-газовозах в качестве источника газоснабжения принимаются групповые резервуарные установки (при условии согласования с местными органами пожарного и газового надзора). В остальных случаях рекомендуется использовать групповые баллонные установки в отдельно стоящих отапливаемых помещениях (шкафах) или индивидуальные баллонные установки, устанавливаемые в хозяйственных помещениях.

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 наружных шкафах.

Весьма перспективны системы, использующие газовоздушные смеси. Их применение значительно повышает надежность систем газоснабжения, особенно с учетом предотвращения конденсато- и гидратообразования в газовых коммуникациях.

Практикой установлено, что наиболее эффективны технические решения, основанные на использовании испарительных установок. Типовая схема такого комплекса включает в себя резервуарный парк, испарители, трубопроводы, запорно-регулирующую и предохранительную арматуру систем автоматического контроля. Все оборудование, включая резервуары, размещается в отапливаемом (надземном) помещении.

Надземно расположенное помещение испарительной установки с резервуарами 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 ранее приведенными требованиями.

Для регазификации сжиженных газов рекомендуются электрические испарители «сухого» типа. При наличии соответствующих технико-экономических обоснований может быть использован и другой тип испарителя — жидкостный.

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, обеспечивают герметичность системы до давления 0,1 МПа. При повышении давления до 1,5 МПа клапан полностью открывается и стравливает избыток газа на сбросную свечу, выведенную выше кровли здания на высоту до 3 м. Клапаны-отсекатели, установленные на испарителях, исключают попадание жидкой фазы газа из испарителя в трубопровод паровой фазы (соответствующие условия складываются при потреблении, превышающем максимальную производительность испарителя).

Подача электроэнергии к электрическим испарителям должна осуществ-

Таблица 4.10. 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- 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 оглеенные суглинки), супеси и глеевоторфянистые грунты	до 30–50	до 15–20	Пластично-текучее; структура нарушена, под давлением превращается в пльвун

Примечание: пучение грунтов — свойство влажных грунтов при замерзании в определенных гидротермических условиях увеличивать объем за счет микрорыхления растущими ледяными кристаллами. Внешне это проявляется в поднятии поверхности грунта.

вляться 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 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

$$G = [nk_n q_z / (Q_H \cdot 365)] K_u \quad (4.8)$$

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_n — 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_z — годовой расход газа на 1 человека, кДж, принимаемый в соответствии с данными табл. 3.5: 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_u — показатель часового максимума суточного расхода (с учетом расхода газа на стирку белья), равный 0,12; Q_H — низшая теплота сгорания газа, кДж/м³.

Отсюда несложно рассчитать количество испарительных установок заданной производительности, необходимое для снабжения потребителей газом. 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.

Система отключающих устройств в обвязке испарителя с резервуарами и узла слива обязана обеспечивать возможность одновременной подачи паровой фазы СУГ низкого давления для газоснабжения потребителей и паровой фазы газа высокого давления для поддавливания сжиженных газов при его сливе из автоцистерн.

Для бесперебойного снабжения газом потребителей в случае временно-го отключения электроэнергии технологическая схема обычно предусматривает возможность подачи газа за счет естественного испарения.

При проектировании систем газоснабжения следует учитывать климатическую специфику:

- 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 (осадка, пучение, образование морозобойных трещин, вызывающих дополнительные напряжения в газопроводах).*

Особое внимание должно быть уделено состоянию многолетнемерзлых грунтов в качестве оснований под газопроводы. Если грунты характеризуются значительными осадками при оттаивании; оттаивание грунтов вокруг трубопроводов оказывает влияние на устойчивость расположенных вблизи зданий и сооружений, то следует стремиться к сохранению многолетнемерзлого состояния грунтов в основании в процессе строительства и эксплуатации. Допущение оттаивания многолетнемерзлых грунтов в основании в процессе строительства и эксплуатации возможно, если 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 предусматриваются следующие виды их прокладки, выбор которого зависит от местных условий:

- *в земляных насыпях-валиках;*
- *надземная (на опорах, мачтах, эстакадах и по конструкциям зданий и сооружений);*
- *подземная (бесканальная, канальная).*

Внутри жилых кварталов, на территориях промышленных предприятий в зоне 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 остальные виды прокладки нецелесообразны по градостроительным или технико-экономическим соображениям. Глубину заложения газопроводов следует назначать с учетом местных 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 многолетней мерзлоты, а также в льдонасыщенных просадочных и пучинистых грунтах, достигается предварительным оттаиванием и уплотнением местных грунтов, заменой грунтов на непучинистые и непросадочные, понижением уровня грунтовых вод и др.

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 5. Устройство газопроводов низкого и среднего давления

5.1. МЕТОДЫ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ГАЗОПРОВОДОВ

При проектировании трубопроводов выбор размеров труб осуществляется на основании гидравлического расчета, определяющего внутренний диаметр труб для пропуска необходимого количества газа при допустимых потерях давления или, наоборот, потери давления при транспорте необходимого количества газа по срубам заданного диаметра.

Сопротивление движению газа в трубопроводах складывается из линейных сопротивлений трения и местных сопротивлений: сопротивления трения «работают» на всей протяженности трубопроводов, а местные создаются только в пунктах изменения скоростей и направления движения газа (углы, тройники и т.д.). Подробный гидравлический расчет газопроводов осуществляется по формулам, приведенным в СП 42-101-2003, в которых учтены как режим движения газа, так и коэффициенты гидравлического сопротивления газопроводов. Здесь приводится сокращенный вариант.

Для расчетов внутреннего диаметра газопровода следует воспользоваться формулой:

$$dp = (626 A p_0 Q_0 / \Delta P_{y\partial})^{1/m1} \quad (5.1)$$

где dp — расчетный диаметр, см; A , m , $m1$ — коэффициенты, зависящие от категории сети (по давлению) и материала газопровода; Q_0 — расчетный расход газа, м³/ч, при нормальных условиях; $\Delta P_{y\partial}$ — удельные потери давления (Па/м для сетей низкого давления

$$\Delta P_{y\partial} = \Delta P_{\text{доп}} / L, \text{ IL} \quad (5.2)$$

Здесь $\Delta P_{\text{доп}}$ — допустимые потери давления (Па); L — расстояние до самой удаленной точки, м. Коэффициенты A , m , $m1$ определяются по приведенной ниже таблице.

Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов: ближайший больший — для стальных газопроводов и ближайший меньший — для полиэтиленовых.

Расчетные суммарные потери давления газа в газопроводах низкого давления (от источника газоснабжения до наиболее удаленного прибора) принимаются не более 1,80 кПа (в том числе в распределительных газопроводах — 1,20 кПа), в газопроводах-вводах и внутренних газопроводах — 0,60 кПа.

Для расчета падения давления необходимо определить такие параметры, как число Рейнольдса, зависящее от характера движения газа, и

коэффициент гидравлического трения λ . Число Рейнольдса — безразмерное соотношение, отражающее, в каком режиме движется жидкость или газ: ламинарном или турбулентном.

Переход от ламинарного к турбулентному режиму происходит по достижении так называемого критического числа Рейнольдса $Re_{кр}$. При $Re < Re_{кр}$ течение происходит в ламинарном режиме, при $Re >$

Таблица 5.1. Значения коэффициентов в зависимости от материала газопровода

Материал	A	m	m1
Сталь	0,022	2	5
Полиэтилен	$0,3164 (9\pi\nu)^{0,25} = 0,0446$, ν - кинематическая вязкость газа при нормальных условиях, м ² /с	1,75	4,75

$Re_{кр}$ — возможно возникновение турбулентности. Критическое значение числа Рейнольдса зависит от конкретного вида течения.

Число Рейнольдса как критерий перехода от ламинарного к турбулентному режиму течения и обратно относительно хорошо действует для напорных потоков. При переходе к безнапорным потокам переходная зона между ламинарным и турбулентным режимами возрастает, и использование числа Рейнольдса как критерия не всегда правомерно.

Число Рейнольдса есть отношение сил инерции, действующих в потоке, к силам вязкости. Также число Рейнольдса можно рассматривать как отношение кинетической энергии жидкости к потерям энергии на характерной длине.

Число Рейнольдса применительно к углеводородным газам определяется по следующему соотношению:

$$Re = Q/9\pi d\nu \quad (5.3)$$

где Q — расход газа, $m^3/ч$, при нормальных условиях; d — внутренний диаметр газопровода, см; ν — коэффициент кинематической вязкости газа при нормальных условиях, $m^2/с$ (см. таб. 2.3).

Диаметр газопровода d должен отвечать условию:

$$(n/d) < 23 \quad (5.4)$$

где n — эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной:

- для новых стальных — 0,01 см;
- для бывших в эксплуатации стальных — 0,1 см;
- для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации — 0,0007 см.

Коэффициент гидравлического трения λ определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса. Для ламинарного режима движения газа ($Re \leq 2000$):

$$\lambda = 64/Re \quad (5.5)$$

Для критического режима движения газа ($Re = 2000-4000$):

$$\lambda = 0,0025 Re^{0,333} \quad (5.6)$$

Если значение числа Рейнольдса превышает 4000 ($Re > 4000$), возможны следующие ситуации. Для гидравлически гладкой стенки при соотношении $4000 < Re < 100000$:

$$\lambda = 0,3164/25 Re^{0,25} \quad (5.7)$$

При значении $Re > 100000$:

$$\lambda = 1/(1,82 \lg Re - 1,64)^2 \quad (5.8)$$

Для шероховатых стенок при $Re > 4000$:

$$\lambda = 0,11[(n/d) + (68/Re)]^{0,25} \quad (5.9)$$

После определения вышеперечисленных параметров падение давления

для сетей низкого давления вычисляется по формуле

$$P_n - P_k = 626,1 \lambda Q^2 \rho_0 / d^5 \quad (5.10)$$

где P_n — абсолютное давление в начале газопровода, Па; P_k — абсолютное давление в конце газопровода, Па; λ — коэффициент гидравлического трения; l — расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м; d — внутренний диаметр газопровода, см; ρ_0 — плотность газа при нормальных условиях, кг/м³; Q — расход газа, м³/ч, при нормальных условиях;

Расход газа на участках распределительных наружных газопроводов низкого давления, имеющих путевые расходы газа, следует определять как сумму транзитного и 0,5 путевого расходов газа на данном участке. Падение давления в местных сопротивлениях (колена, тройники, запорная арматура и др.) учитываются путем увеличения фактической длины газопровода на 5–10%.

Для наружных надземных и внутренних газопроводов расчетная длина газопроводов определяется по формуле:

$$l = l_1 + (d/100\lambda)\Sigma\xi \quad (5.11)$$

где l_1 — действительная длина газопровода, м; $\Sigma\xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода; d — внутренний диаметр газопровода, см; λ — коэффициент гидравлического трения, определяемый в зависимости от режима течения и гидравлической гладкости стенок газопровода.

Местные гидравлические сопротивления в газопроводах и вызываемые ими потери давления возникают при изменении направления движения газа, а также в местах разделения и слияния потоков. Источники местных сопротивлений — переходы с одного размера газопровода на другой, колена, отводы, тройники, крестовины, компенсаторы, запорная, регулирующая и предохранительная арматура, конденсатосборники, 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

$$l = l_1 + \Sigma\xi l_3 \quad (5.12)$$

где l_1 — действительная длина газопровода, м; $\Sigma\xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода длиной l_1 , l_3 — условная эквивалентная длина прямолинейного участка газопровода, м, потери давления на котором равны потерям давления в местном сопротивлении со значением коэффициента $\xi = 1$.

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

— для ламинарного режима движения

$$l_3 = 5,5 \cdot 10^{-6} Q / \nu \quad (5.13)$$

— для критического режима движения газа

$$l_g = 12,15d^{1,333}v^{0,333}/Q^{0,333} \quad (5.14)$$

— для всей области турбулентного режима движения газа

$$l_g = d/[11(k_s/d + 1922vd/Q)^{0,25}] \quad (5.15)$$

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),

Приближенные значения коэффициента ξ для наиболее распространенных видов местных сопротивлений приведены в табл. 5.2.

Падение давления в трубопроводах жидкой фазы СУГ определяется по формуле:

$$H = 50\lambda V^2\rho/d \quad (5.16)$$

где λ — коэффициент гидравлического трения (определяется по формуле 5.7); V — средняя скорость движения сжиженных газов, м/с.

С учетом противокавитационного запаса средние скорости движения жидкой фазы принимаются:

- во всасывающих трубопроводах — не более 1,2 м/с;
- в напорных трубопроводах — не более 3 м/с.

При расчете газопроводов низкого давления учитывается гидростатический напор H_g , даПа, определяемый по формуле

$$H_g = \pm lgh(\rho_a - \rho_0) \quad (5.17)$$

где g — ускорение свободного падения, 9,81 м/с²; h — разность абсолютных отметок начальных и конечных участков газопровода, м; ρ_a — плотность воздуха, кг/м³, при температуре 0°С и давлении 0,10132 МПа; ρ_0 — плотность газа при нормальных условиях кг/м³.

Таблица 5.2. Коэффициенты местных сопротивлений ξ при турбулентном движении газа ($Re > 3500$)

Вид местного сопротивления	Значение	Вид местного сопротивления	Значение
Отводы:		Сборники конденсата	0,5–2,0
гнутые плавные	0,20–0,15	Гидравлические затворы	1,5–3,0
сварные сегментные	0,25–0,20	Внезапное расширение трубопроводов	0,60–0,25
Кран пробочный	3,0–2,0	Внезапное сужение трубопроводов	0,4
Задвижки:		Плавное расширение трубопроводов (диффузоры)	0,25–0,80
параллельная	0,25–0,50	Плавное сужение трубопроводов (конфузоры)	0,25–0,30
с симметричным сужением стенки	1,30–1,50	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 выполнении гидравлического расчета надземных и внутренних газопроводов с учетом степени шума, создаваемого движением газа, следует принимать скорости движения газа не более 7 м/с для газопроводов низкого давления, 15 м/с для газопроводов среднего давления, 25 м/с для газопроводов высокого давления.

5.2. ТАБЛИЦЫ И НОМОГРАММЫ

Расчет с использованием приведенных общих формул достаточно затруднителен. На практике для расчета газопроводов низкого давления обычно прибегают к предварительно составленным расчетным таблицам, а для газопроводов среднего и высокого давлений — к номограммам. Таблицы и составлены для наиболее распространенных в газовой технике труб (табл. 5.3 и 5.4). Удельные потери давления в Паскалях на 1 м трубопровода соответствуют внутренним диаметрам труб при наиболее распространенной толщине стенок последних.

Таблица 5.3. Данные для расчета газопроводов низкого давления [трубы стальные водогазопроводные (газовые) ГОСТ 3262-75*]

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход, дюймы; наружный и внутренний диаметры, мм							
	½; 21,25 и 15,75	¾; 26,75 и 21,25	1; 33,5 и 27	1 ¼; 42,25 и 35,75	1 ½; 48 и 41	2; 60 и 53	2 ½; 75 и 68	3; 88,5 и 80,5
Природный газ ($\rho=0,73 \text{ кг/м}^3$; $u=15 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$)								
0,1	0,049/0,018	0,16/0,059	0,42/0,155	1,23/0,46	2,15/0,76	4,32/1,1	8,50/1,6	13,4/2,0
0,11	0,053/0,020	0,18/0,067	0,47/0,174	1,41/0,52	2,27/0,80	4,55/1,2	9,97/1,6	14,1/2,1
0,12	0,058/0,021	0,19/0,070	0,51/0,189	1,55/0,57	2,39/0,81	4,78/1,2	9,42/1,6	14,8/2,1
0,15	0,073/0,027	0,24/0,089	0,63/0,23	1,85/0,65	2,71/0,84	5,43/1,2	10,7/1,7	16,8/2,1
0,17	0,082/0,030	0,27/0,099	0,71/0,26	2,01/0,70	2,91/0,86	5,83/1,2	11,4/1,7	18,1/2,2
0,20	0,092/0,036	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

Таблица 5.3. Продолжение.

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход, дюймы; наружный и внутренний диаметры, мм							
	½; 21,25 и 15,75	¾; 26,75 и 21,25	1; 33,5 и 27	1 ¼; 42,25 и 35,75	1 ½; 48 и 41	2; 60 и 53	2 ½; 75 и 68	3; 88,5 и 80,5
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	10,88/1,0	15,7/1,3	31,7/1,9	62,5/2,7	98,6/3,3
3,50	1,21/0,34	2,75/0,52	5,30/0,72	11,30/1,1	16,4/1,3	33,1/1,9	65,1/2,7	102/3,4
3,75	1,27/0,34	2,85/0,52	5,54/0,73	11,72/1,1	17,1/1,3	34,3/1,9	67,6/2,7	107/3,4
4,0	1,31/0,34	2,96/0,53	5,69/0,74	12,24/1,1	17,7/1,3	35,6/1,9	70,1/2,7	111/3,4
4,25	1,35/0,35	3,07/0,53	5,89/0,74	12,66/1,1	18,3/1,3	36,8/1,9	72,53/2,8	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
Пары технического пропана (ρ = 2 кг/м³)								
0,1	0,045/0,041	0,15/0,14	0,39/0,36	0,96/0,72	1,30/0,86	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	1,20/0,78	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

Таблица 5.3. Окончание.

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход, дюймы; наружный и внутренний диаметры, мм							
	½; 21,25 и 15,75	¾; 26,75 и 21,25	1; 33,5 и 27	1 ¼; 42,25 и 35,75	1 ½; 48 и 41	2; 60 и 53	2 ½; 75 и 68	3; 88,5 и 80,5
0,27	0,12/0,103	0,40/0,37	0,79/0,54	1,69/0,83	2,51/1,0	4,92/1,4	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	5,23/1,4	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	5,52/1,4	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
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	0,60/31	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
2,15	0,67/0,31	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	10,6/1,1	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	11,8/1,1	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	13,0/1,1	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. 7.4 в числителе — количество газа, проходящего через трубы, м³/ч; в знаменателе — условная длина прямолинейной трубы l_p м, при $\zeta = 1$.

Таблица 5.4. Данные для расчета газопровода низкого давления (трубы стальные бесшовные ГОСТ 8732-85)

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход; наружный и внутренний диаметры, мм							
	100; 108x5 и 98	125; 133x5,5 и 122	150; 159x5,5 и 148	200; 219x7 и 205	250; 273x9 и 255	300; 325x10 и 305	350; 377x10 и 357	400; 426x11 и 404
Природный газ ($\rho=0,73 \text{ кг/м}^3$; $u=15 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$)								
0,1	22,9/2,7	41,4/3,7	70,0/4,9	169/8,0	307/10,9	498/14,1	767/17,8	1071/19,6
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	1127/21,3
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	1185/21,6
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	1345/22,3
0,17	30,9/3,0	55,9/4,0	94,0/5,3	229/8,6	414/11,7	672/15,2	1034/19,1	1444/22,7
0,20	33,9/3,0	61,3/4,1	104/5,5	251/8,8	454/12,0	737/15,6	1136/19,6	1583/23,2
0,22	35,7/3,1	64,5/4,2	109/5,5	265/8,9	498/12,2	776/15,8	1193/19,8	1666/23,6
0,25	38,4/3,1	69,5/4,2	117/5,6	285/9,1	515/12,4	836/16,0	1286/20,2	1796/24,0
0,27	40,2/3,2	72,7/4,3	122/5,7	298/9,2	539/12,5	875/16,2	1346/20,4	1879/24,3
0,3	42,7/3,2	77,2/4,3	131/5,8	317/9,3	572/12,7	929/16,4	1430/20,7	1995/24,6
0,33	45,0/3,3	81,5/4,4	138/6,0	334/9,4	604/12,9	980/16,7	1507/21,0	2104/25,0
0,35	46,7/3,3	84,5/4,5	143/6,0	346/9,5	626/13,0	1016/16,8	1564/21,2	2182/25,2
0,37	48,1/3,4	87,0/4,5	146/6,1	358/9,6	646/13,1	1047/17,0	1612/21,3	2250/25,4
0,44	53,0/3,4	95,6/4,6	162/6,2	392/9,8	710/13,4	1150/17,4	1771/21,5	2472/26,0
0,5	57,1/3,5	103/4,7	175/6,3	424/10,0	766/13,7	1243/17,7	1912/22,3	2669/26,5
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	0,28/0,12	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	0,25/0,16	0,68/0,43	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	3,30/0,94	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	1,43/0,64	3,20/0,96	4,60/1,2	9,20/1,7	18,2/2,4	28,7/3,1
0,87	0,35/0,31	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
2,25	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

Таблица 5.4. Продолжение

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход; наружный и внутренний диаметры, мм							
	100; 108x5 и 98	125; 133x5,5 и 122	150; 159x5,5 и 148	200; 219x7 и 205	250; 273x9 и 255	300; 325x10 и 305	350; 377x10 и 357	400; 426x11 и 404
4,0	0,85/0,38	1,93/0,58	3,69/0,80	7,90/1,2	1,4/1,5	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	27,6/2,2	54,0/3,2	84,0/3,9
5,70	1,05/0,41	2,37/0,61	4,54/0,84	9,70/1,3	14,1/1,6	28,3/2,2	55,4/3,2	86,0/3,9
6,0	1,08/0,41	2,43/0,61	4,66/0,85	9,94/1,3	14,4/1,6	28,9/2,3	56,5/3,2	88,0/3,9
6,25	1,11/0,41	2,50/0,62	4,76/0,85	10,2/1,3	14,7/1,6	33,6/2,3	57,6/3,2	89,5/3,9
7,50	1,22/0,42	2,76/0,63	5,28/0,87	11,3/1,3	16,4/1,6	36,8/2,3	63,0/3,2	98,0/3,9
8,75	1,34/0,43	3,01/0,65	5,78/0,90	12,4/1,4	17,9/1,7	39,7/2,3	68,1/3,2	106/3,9
10,0	1,44/0,44	3,25/0,66	6,23/0,92	15,10/1,4	19,1/1,7	42,5/2,3	72,7/3,2	112/3,9
12,50	1,63/0,45	3,99/0,69	7,12/0,97	16,90/1,4	21,4/1,7	47,6/2,3	81,4/3,2	127/3,9
15,0	1,81/0,46	4,10/0,70	7,80/0,97	18,46/1,4	23,4/1,7	52,1/2,3	89,0/3,2	139/3,9
17,50	1,98/0,47	4,50/0,71	8,45/0,97	19,95/1,4	25,3/1,7	56,2/2,3	96,0/3,2	150/3,9
20,0	2,14/0,48	4,68/0,71	9,46/0,97	21,38/1,4	27,1/1,7	60,0/2,3	103/3,2	160/3,9
25,0	2,42/0,48	5,37/0,71	10,10/0,97	23,90/1,4	30,2/1,7	67,2/2,3	115/3,2	179/3,9
30,0	2,65/0,48	5,88/0,71	11,09/0,97	26,18/1,4	33,1/1,7	73,6/2,3	126/3,2	196/3,9
35,0	2,85/0,48	6,35/0,71	11,95/0,97	28,20/1,4	35,8/1,7	79,5/2,3	136/3,2	212/3,9
40,0	3,06/0,48	6,80/0,71	12,70/0,97	30,20/1,4	38,2/1,7	85,0/2,3	146/3,2	226/3,9
45,0	3,26/0,48	7,20/0,71	13,5/0,97	32,00/1,4	49,0/1,7	90,1/2,3	150/3,2	241/3,9
50,0	3,43/0,48	7,60/0,71	14,3/0,97	33,80/1,4	42,8/1,7	95,0/2,3	163/3,2	254/3,9
Пропано-воздушная смесь ($\rho=1,6 \text{ кг/м}^3$; $\nu=9\cdot10^{-8} \text{ м}^2/\text{с}$)								
0,1	0,033/0,018	0,11/0,061	0,28/0,15	0,88/0,48	1,46/0,77	2,92/1,1	5,75/1,6	9,01/2,0
0,11	0,036/0,020	0,12/0,066	0,31/0,17	0,97/0,53	1,54/0,78	3,09/1,1	6,08/1,6	9,61/2,1
0,12	0,039/0,021	0,13/0,072	0,34/0,19	1,05/0,58	1,62/0,79	3,25/1,2	6,31/1,6	10,1/2,1
0,15	0,049/0,027	0,16/0,088	0,43/0,24	1,27/0,67	1,84/0,82	3,86/1,2	7,25/1,7	11,5/2,2
0,17	0,056/0,031	0,19/0,10	0,48/0,26	1,33/0,68	1,97/0,84	3,96/1,2	7,79/1,7	12,3/2,2
0,20	0,066/0,036	0,22/0,12	0,57/0,31	1,46/0,69	2,17/0,85	4,34/1,2	8,55/1,8	13,5/2,2
0,22	0,073/0,040	0,24/0,13	0,63/0,35	1,58/0,70	2,29/0,87	4,59/1,2	9,03/1,8	14,3/2,3
0,25	0,083/0,046	0,27/0,15	0,72/0,40	1,68/0,72	2,46/0,88	4,93/1,2	9,71/1,8	15,4/2,3
0,27	0,089/0,049	0,29/0,16	0,77/0,42	1,77/0,73	2,57/0,89	5,16/1,3	10,2/1,8	16,0/2,3
0,30	0,099/0,054	0,33/0,18	0,86/0,47	1,88/0,74	2,73/0,90	5,48/1,3	10,8/1,9	17,1/2,4
0,33	0,10/0,055	0,36/0,20	0,93/0,50	1,99/0,75	2,88/0,92	5,78/1,3	11,4/1,9	18,0/2,4
0,37	0,12/0,066	0,41/0,22	0,99/0,52	2,12/0,76	3,08/0,93	6,17/1,3	12,2/1,9	19,2/2,5
0,44	0,14/0,077	0,48/0,26	1,09/0,53	2,40/0,78	3,40/0,95	6,81/1,3	13,2/2,0	21,2/2,5
0,50	0,16/0,088	0,55/0,30	1,18/0,54	2,52/0,79	3,66/0,96	7,33/1,4	14,4/2,0	22,9/2,5
0,56	0,18/0,99	0,62/0,34	1,26/0,55	2,69/0,80	3,90/0,99	7,82/1,4	15,4/2,1	24,3/2,6

Таблица 5.4. Продолжение

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход: наружный и внутренний диаметры, мм								
	100; 108x5 и 98	125; 133x5,5 и 122	150; 159x5,5 и 148	200; 219x7 и 205	250; 273x9 и 255	300; 325x10 и 305	350; 377x10 и 357	400; 426x11 и 404	
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	4,82/1,0	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	5,02/1,0	10,1/1,5	19,8/2,2	31,2/2,8	
8,75	291/5,0	519/6,7	862/8,7	2020/13,0	3569/17,4	5675/22,0	8574/26,8	11830/31,6	
10,0	312/5,0	556/6,7	921/8,7	2160/13,0	3817/17,4	6092/22,0	9177/26,8	12663/31,6	
12,5	348/5,0	621/6,7	1029/8,7	2414/13,0	4257/17,4	6810/22,0	10255/26,8	14151/31,6	
15,0	382/5,0	680/6,7	1128/8,7	2646/13,0	4675/17,4	7462/22,0	11237/26,8	15503/31,6	
17,0	413/5,0	735/6,7	1218/8,7	2857/13,0	5049/17,4	8060/22,0	12132/26,8	16752/31,6	
20,0	440/5,0	783/6,7	1298/8,7	3046/13,0	5396/17,4	8613/22,0	12965/26,8	17897/31,6	
25,0	490/5,0	878/6,7	1456/8,7	3414/13,0	6034/17,4	9631/22,0	14505/26,8	20019/31,6	
30,0	540/5,0	962/6,7	1594/8,7	3741/13,0	6609/17,4	10551/22,0	15888/26,8	21923/31,6	
35,0	584/5,0	1039/6,7	1722/8,7	4052/13,0	7140/17,4	11393/22,0	17168/26,8	23692/31,6	
40,0	624/5,0	1111/6,7	1842/8,7	4320/13,0	7633/17,4	12184/22,0	18344/26,8	25326/31,6	
45,0	662/5,0	1179/6,7	1953/8,7	4581/13,0	8095/17,4	12923/22,0	19457/26,8	26855/31,6	
50,0	698/5,0	1242/6,7	2059/8,7	4830/13,0	8534/17,4	13620/22,0	20508/26,8	28312/31,6	
Пары технического пропана ($\rho = 2 \text{ кг/м}^3$)									
0,1	14,8/3,0	26,8/4,1	45,5/5,5	110/8,7	198/11,8	322/15,3	493/20,4	689/22,8	
0,11	15,6/3,1	28,3/4,2	48,0/5,5	116/8,8	209/11,9	340/15,5	521/20,7	728/23,1	
0,12	16,5/3,1	29,6/4,3	50,5/5,6	122/8,9	220/12,1	357/15,7	547/21,0	765/23,4	
0,15	18,7/3,2	33,7/4,4	57,3/5,8	138/9,2	250/12,5	405/16,2	622/21,7	869/24,1	
0,17	19,8/3,2	36,2/4,4	61,6/5,9	149/9,4	268/12,7	436/16,4	668/22,0	932/24,6	
0,20	22,0/3,3	39,8/4,5	67,5/6,0	163/9,6	294/13,1	478/16,8	733/22,5	1024/25,2	
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	1081/25,7	
0,25	25,0/3,4	45,2/4,7	76,7/6,2	185/9,9	334/13,4	543/17,3	832/23,1	1163/26,0	
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	1215/26,3	
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	1290/26,7	
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	1359/27,0	
0,35	30,3/3,6	54,7/4,9	93,0/6,5	224/10,4	405/14,2	658/18,2	1005/24,4	1409/27,2	
0,37	31,3/3,6	56,5/5,0	96,0/6,6	231/10,4	422/14,3	679/18,4	1041/24,6	1455/27,5	
0,44	34,5/3,7	62,4/5,1	106/6,7	255/11,0	462/14,6	740/18,8	1150/25,2	1605/28,2	
0,50	37,1/3,8	67,1/5,2	115/6,8	275/11,0	496/14,8	806/19,2	1236/25,7	1728/28,8	
0,56	39,6/3,9	71,6/5,3	122/7,0	293/11,1	530/15,1	860/19,5	1319/26,1	1842/29,2	
0,62	42,0/3,9	80,6/5,4	129/7,1	311/11,2	548/15,3	912/19,8	1401/26,5	1952/29,7	
0,69	44,6/4,0	84,6/5,5	137/7,2	330/11,4	597/15,6	969/20,1	1490/26,9	2076/30,0	
0,77	46,8/4,0	88,4/5,6	144/7,3	346/11,5	626/15,8	1009/20,2	1565/27,2	2108/30,0	
0,81	48,9/4,1	92,0/5,6	150/7,4	362/11,7	654/15,9	1062/20,6	1628/27,3	2190/30,0	
0,87	51,0/4,1	96,2/5,7	157/7,5	382/11,8	681/16,1	1106/20,8	1650/27,3	2250/30,0	

Таблица 5.4. Продолжение

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход; наружный и внутренний диаметры, мм							
	100; 108x5 и 98	125; 133x5,5 и 122	150; 159x5,5 и 148	200; 219x7 и 205	250; 273x9 и 255	300; 325x10 и 305	350; 377x10 и 357	400; 426x11 и 404
0,94	53,3/4,2	100/5,7	163/7,6	394/12,0	699/16,2	1156/21,0	1710/27,3	2350/30,0
1,0	55,2/4,2	114/5,9	170/7,6	408/12,1	738/16,4	1170/21,0	1780/27,3	2430/30,0
1,25	62,7/4,3	120/6,0	193/7,8	464/12,4	820/16,4	1310/21,0	1970/27,3	2720/30,0
1,50	69,6/4,4	137/6,2	216/8,0	508/12,4	895/16,4	1435/21,0	2160/27,3	2970/30,0
1,75	76,0/4,5	148/6,3	234/8,3	550/12,4	967/16,4	1500/21,0	2330/27,3	3220/30,0
2,0	82,0/4,6	159/6,4	248/8,4	586/12,4	1035/16,4	1655/21,0	2500/27,3	3445/30,0
2,22	8,0/4,7	168/6,5	265/8,5	622/12,4	1100/16,4	1708/21,0	2640/27,3	3640/30,0
2,55	93,1/4,8	168/6,5	280/8,5	649/12,4	1160/16,4	1850/21,0	2785/27,3	3850/30,0
2,75	98,3/4,9	180/6,5	294/8,5	689/12,4	1220/16,4	1940/21,0	2925/27,3	4030/30,0
3,0	103/4,9	186/6,5	307/8,5	718/12,4	1270/16,4	2030/21,0	3050/27,3	4315/30,0
3,25	109/5,0	192/6,5	319/8,5	749/12,4	1321/16,4	2110/21,0	3200/27,3	4390/30,0
3,50	113/5,0	197/6,5	332/8,5	776/12,4	1369/16,4	2195/21,0	3300/27,3	4550/30,0
3,75	117/5,0	206/6,5	342/8,5	803/12,4	1420/16,4	2270/21,0	3420/27,3	4700/30,0
4,0	120/5,0	213/6,5	355/8,5	830/12,4	1465/16,4	2340/21,0	3530/27,3	4860/30,0
4,25	124/5,0	220/6,5	366/8,5	855/12,4	1510/16,4	2410/21,0	3640/27,3	5010/30,0
4,50	127/5,0	226/6,5	376/8,5	879/12,4	1550/16,4	2480/21,0	3745/27,3	5140/30,0
4,75	131/5,0	233/6,5	386/8,5	904/12,4	1600/16,4	2557/21,0	3840/27,3	5300/30,0
5,0	134/5,0	240/6,5	396/8,5	926/12,4	1640/16,4	2620/21,0	3940/27,3	5435/30,0
5,25	138/5,0	244/6,5	407/8,5	950/12,4	1680/16,4	2683/21,0	4040/27,3	5570/30,0
5,50	141/5,0	250/6,5	416/8,5	974/12,4	1720/16,4	2750/21,0	4130/27,3	5700/30,0
5,75	144/5,0	256/6,5	425/8,5	996/12,4	1755/16,4	2810/21,0	4230/27,3	5840/30,0
6,0	147/5,0	261/6,5	433/8,5	1019/12,4	1799/16,4	2870/21,0	4320/27,3	5950/30,0
6,25	150/5,0	267/6,5	443/8,5	1040/12,4	1830/16,4	2920/21,0	4410/27,3	6090/30,0
7,50	165/5,0	292/6,5	485/8,5	1135/12,4	2010/16,4	3200/21,0	4830/27,3	6660/30,0
8,75	178/5,0	315/6,5	524/8,5	1228/12,4	2170/16,4	3480/21,0	5410/27,3	7190/30,0
10,0	190/5,0	337/6,5	560/8,5	1312/12,4	2318/16,4	3700/21,0	5570/27,3	7700/30,0
12,50	213/5,0	377/6,5	626/8,5	1470/12,4	2598/16,4	4130/21,0	6230/27,3	8600/30,0
15,0	234/5,0	413/6,5	686/8,5	1610/12,4	2840/16,4	4540/21,0	6820/27,3	8889/30,0
17,50	252/5,0	441/6,5	741/8,5	1740/12,4	3070/16,4	4890/21,0	7390/27,3	10190/30,0
20,70	269/5,0	477/6,5	790/8,5	1860/12,4	3270/16,4	5240/21,0	7890/27,3	11880/30,0
25,0	301/5,0	533/6,5	885/8,5	2079/12,4	3660/16,4	5850/21,0	8800/27,3	12900/30,0
30,0	330/5,0	584/6,5	970/8,5	2270/12,4	4010/16,4	6410/21,0	9240/27,3	13320/30,0
35,0	356/5,0	630/6,5	1049/8,5	2460/12,4	4340/16,4	6920/21,0	9650/27,3	14400/30,0
40,0	380/5,0	674/6,5	1121/8,5	2630/12,4	4625/16,4	7400/21,0	11130/27,3	15390/30,0
45,0	404/5,0	715/6,5	1189/8,5	2780/12,4	4900/16,4	7840/21,0	11820/27,3	16320/30,0
50,0	425/5,0	755/6,5	1250/8,5	2930/12,4	5175/16,4	8270/21,0	12480/27,3	17200/30,0
Пропано-воздушная смесь ($\rho=1,6 \text{ кг/м}^3$; $u=9 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$)								
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

Таблица 5.4. Продолжение

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход; наружный и внутренний диаметры, мм							
	100; 108х5 и 98	125; 133х5,5 и 122	150; 159х5,5 и 148	200; 219х7 и 205	250; 273х9 и 255	300; 325х10 и 305	350; 377х10 и 357	400; 426х11 и 404
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	19,6/2,8	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	21,0/4,0	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	1070/22,4
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	1133/22,8
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	1219/23,2
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	1273/23,5
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	1352/23,8
0,33	30,7/3,2	5,55/4,3	94,2/5,7	227/9,1	410/12,5	667/16,1	1023/20,2	1428/24,1
0,35	31,8/3,2	57,4/4,4	97,4/5,8	235/9,2	425/12,6	685/16,3	1057/20,4	1477/24,3
0,37	32,8/3,3	59,2/4,4	101/5,9	242/9,3	438/12,7	712/16,4	1091/20,6	1524/24,5
0,44	36,2/3,3	65,4/4,5	111/6,0	265/9,5	484/13,0	775/16,7	1205/21,0	1683/25,1
0,50	38,9/3,4	70,3/4,6	119/6,1	288/9,7	520/13,2	845/17,1	1295/21,4	1810/25,6
0,56	41,4/3,4	75,0/4,7	127/6,2	307/9,9	555/13,5	902/17,4	1382/21,7	1931,26,0
0,62	44,0/3,5	79,5/4,7	135/6,3	325/10,0	588/13,7	955/17,6	1465/22,1	2047/26,4
0,69	46,7/3,5	84,5/4,8	144/6,4	346/10,2	625/13,9	1016/18,0	1557/22,5	2176/26,7
0,75	49,1/3,6	87,5/4,8	150/6,5	363/10,3	656/14,1	1065/18,1	1633/22,8	2282/27,1
0,81	51,3/3,6	92,3/4,9	157/6,5	379/10,4	685/14,2	1113/18,3	1707/23,0	2384/27,4
0,87	53,4/3,7	96,5/5,0	164/6,6	395/10,5	714/14,4	1160/18,5	1778/23,2	2542/27,8
0,94	55,8/3,7	101/5,0	171/6,7	413/10,7	746/14,5	1212/18,8	1858/23,5	2596/28,0
1,0	57,8/3,7	104/5,1	177/6,7	427/10,8	773/14,7	1255/19,0	1925/23,7	2690/28,2
1,25	65,7/3,8	119/5,2	202/7,0	485/11,1	878/15,1	1426/19,5	2185/24,4	3055/29,4
1,50	72,9/3,9	132/5,4	224/7,2	539/11,4	976/15,5	1582/20,0	2426/25,0	3391/30,0
1,75	79,6/4,0	144/5,5	244/7,3	5,88/11,6	1064/15,9	1728/21,0	2649/26,0	3570/30,0
2,0	85,9/4,1	155/5,6	264/7,4	635/11,9	1148/16,2	1875/21,0	2760/26,0	3820/30,0
2,25	91,9/4,2	166/5,7	282/7,6	679/12,1	1228/16,5	1940/21,0	2930/26,0	4050/30,0
2,50	97,6/4,3	176/5,8	299/7,7	721/12,3	1304/16,7	2050/21,0	3090/26,0	4260/30,0
2,75	103/4,3	186/5,9	316/7,8	762/12,5	1348/16,7	2150/21,0	3240/26,0	4460/30,0
3,0	108/4,4	196/6,0	332/7,9	800/12,7	14,01/16,7	2244/21,0	3390/26,0	4660/30,0
3,25	113/4,4	205/6,0	348/8,0	838/12,8	1467/16,7	2335/21,0	3530/26,0	4860/30,0
3,50	118/4,5	214/6,1	363/8,1	861/12,8	1520/16,7	2420/21,0	3660/26,0	5050/30,0
3,75	123/4,5	222/6,2	377/8,2	889/12,8	1574/16,7	2510/21,0	3780/26,0	5220/30,0
4,0	182/4,6	231/6,2	392/8,3	920/12,8	1624/16,7	2594/21,0	3910/26,0	5390/30,0
4,25	132/4,6	239/6,3	405/8,3	949/12,8	1679/16,7	2670/21,0	4035/26,0	5560/30,0
4,50	136/4,6	247/6,3	419/8,4	976/12,8	1725/16,7	2750/21,0	4150/26,0	5725/30,0
4,75	141/4,7	254/6,3	427/8,4	1020/12,8	1770/16,7	2830/21,0	4260/26,0	5885/30,0
5,0	145/4,7	262/6,3	439/8,4	1031/12,8	1820/16,7	2900/21,0	4390/26,0	6030/30,0

Таблица 5.4. Окончание

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход; наружный и внутренний диаметры, мм							
	100; 108x5 и 98	125; 133x5,5 и 122	150; 159x5,5 и 148	200; 219x7 и 205	250; 273x9 и 255	300; 325x10 и 305	350; 377x10 и 357	400; 426x11 и 404
5,25	149/4,7	269/6,5	450/8,4	1057/12,8	1861/16,7	2970/21,0	4480/26,0	6160/30,0
5,50	153/4,8	277/6,5	460/8,4	1080/12,8	1905/16,7	3040/21,0	4580/26,0	6320/30,0
5,75	157/4,8	284/6,6	471/8,4	1100/12,8	1950/16,7	3107/21,0	4685/26,0	6460/30,0
6,0	161/4,9	290/6,7	480/8,4	1130/12,8	1990/16,7	3175/21,0	4790/26,0	6600/30,0
6,25	165/4,9	296/6,7	491/8,4	1151/12,8	2030/16,7	3240/21,0	4895/26,0	6740/30,0
7,50	182/5,0	324/6,7	536/8,4	1261/12,8	2220/16,7	3545/21,0	5350/26,0	7390/30,0
8,75	197/5,0	350/6,7	580/8,4	1362/12,8	2400/16,7	3930/21,0	5780/26,0	7960/30,0
10,0	210/5,0	374/6,7	621/8,4	1460/12,8	2570/16,7	4100/21,0	6160/26,0	8510/30,0
12,50	235/5,0	419/6,7	693/8,4	1630/12,8	2875/16,7	4580/21,0	6900/26,0	9530/30,0
15,0	258/5,0	458/6,7	758/8,4	1758/12,8	3150/16,7	5010/21,0	7550/26,0	10450/30,0
17,50	278/5,0	495/6,7	820/8,4	1925/12,8	3400/16,7	5420/21,0	8170/26,0	11300/30,0
20,0	298/5,0	530/6,7	878/8,4	2040/12,8	3640/16,7	5795/21,0	8740/26,0	12090/30,0
25,0	333/5,0	592/6,7	980/8,4	2305/12,8	4070/16,7	6485/21,0	9800/26,0	13500/30,0
30,0	364/5,0	649/6,7	1074/8,4	2520/12,8	4450/16,7	7100/21,0	10710/26,0	14790/30,0
35,0	395/5,0	700/6,7	1160/8,4	2725/12,8	4800/16,7	7650/21,0	11590/26,0	15950/30,0
40,0	421/5,0	743/6,7	1240/8,4	2915/12,8	5135/16,7	8200/21,0	12380/26,0	17080/30,0
45,0	447/5,0	795/6,7	1319/8,4	3110/12,8	5450/16,7	8670/21,0	13100/26,0	18100/30,0
50,0	470/5,0	840/6,7	1389/8,4	3260/12,8	5750/16,7	9150/21,0	13820/26,0	19090/30,0

5.3. УСТРОЙСТВО ГАЗОПРОВОДОВ НИЗКОГО И СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.

Для подачи газа от групповых установок служат стальные газопроводы, укладываемые подземно и рассчитанные на давление чистого газа 3–5 кПа, а газоздушных 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) и ненапорных подземных коммуникаций (канализационных труб, каналов для теплопроводов и других емкостей, по которым может распространиться газ). Трассировка газопроводов по незастроенным территориям должна производиться с учетом планировки будущей их застройки.

В соответствии с требованиями действующих «Правил безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора РФ расстояния по горизонтали между газопроводами низкого давления (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, и выше — 6;*
- *стволов деревьев — 1,5;*
- *кустарников — не нормируется.*

При прокладке 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 уменьшения расстояния применяются длинномерные бесшовные трубы с увеличенной толщиной стенок; используются гнутые отводы; сварные стыки проверяются физическими методами контроля; трубы защищаются 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). 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.*

Уменьшение расстояния между газопроводом и электрокабелем или бронированным кабелем связи возможно 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.

Надземные газопроводы. Эти газопроводы в большей степени доступны надзору обслуживающего персонала, меньше подвержены деформациям, позволяют быстро устранять возможные неполадки и выполнять

Таблица 5.5. Давление газа в подающих магистралях для разных потребителей

Потребители газа	Давление газа, МПа
Производственные здания, в которых величина давления газа обусловлена требованиями производства	1,2
Прочие производственные здания	0,6
Бытовые здания промышленных предприятий отдельно стоящие, пристроенные к производственным зданиям и встроенные в эти здания	0,3
Административные здания	0,005
Котельные	
отдельно стоящие на территории производственных предприятий	1,2
отдельно стоящие на территории поселений	0,6
пристроенные, встроенные и крышные производственных зданий	0,6
пристроенные, встроенные и крышные общественных, административных и бытовых зданий	0,3
пристроенные, встроенные и крышные жилых зданий	0,005
Общественные здания (кроме зданий, в которых установка газового оборудования требованиями СНиП 2.08.02 не допускается) и складские	0,005
Жилые здания	0,003

Таблица 5.6. Давление газа в надземных газопроводах в зависимости от класса потребителей и особенностей размещения

Размещение надземных газопроводов	Давление газа в газопроводе, МПа, не более
1. На отдельно стоящих опорах, колоннах, эстакадах и этажерках	1,2 (для природного газа); 1,6 (для СУГ)
2. Котельные, производственные здания с помещениями категорий В, Г и Д и здания ГНС (ГНП), общественные и бытовые здания производственного назначения, а также встроенные, пристроенные и крышные котельные к ним:	
а) по стенам и кровлям зданий	
I и II степени огнестойкости класса пожарной опасности С0 (по СНиП 21-01)	1,2*
II степени огнестойкости класса С1 и III степени огнестойкости класса С0	0,6*
б) по стенам зданий	
III степени огнестойкости класса С1, IV степени огнестойкости класса С0	0,3*
IV степени огнестойкости классов С1 и С2	0,005
3. Жилые, административные, общественные и бытовые здания, а также встроенные, пристроенные и крышные котельные к ним	
по стенам зданий всех степеней огнестойкости	0,005
в случаях размещения ШРП на наружных стенах зданий (только до ШРП)	0,3

*Давление газа в газопроводе, прокладываемом по конструкциям зданий, не должно превышать величин, указанных в таблице 7.3. для соответствующих потребителей

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 до 50 мм — по стенам жилых домов.

Надземные газопроводы следует проектировать с учетом компенсации продольных деформаций и при необходимости, когда не обеспечивается самокомпенсация, предусматривать установку компенсаторов (не сальниковых). 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 устанавливать устройства для удаления конденсата. Для указанных газопроводов должна предусматриваться теплоизоляция.

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 предусматривается установка от-

ключающих устройств на вводах газопроводов в отдельные здания или их группы (два смежных здания и более), а также перед наружными (открытыми) газопотребляющими установками. На подземных газопроводах их следует устанавливать в колодцах мелкого заложения 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 устанавливаются.

Установка отключающих устройств на вводах газопроводов низкого давления должна предусматриваться, как правило, снаружи здания. Для арматуры, расположенной на 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 газопровод устанавливаемая запорная арматура должна быть смещена относительно друг друга на расстояние, обеспечивающее удобство обслуживания и ремонта.

Газопроводы внутри помещений. Внутри помещений газопроводы прокладываются открыто по стенам, параллельно полу (потолку). Протяженность газопроводов СУГ от стояков до газовых приборов минимальна. Не допускаются 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 (электропровода) до стенки газопровода должно быть выдержано расстояние не менее 10 см (оно может быть уменьшено до 5 см при прокладке электропроводов в трубах);*
- *в месте пересечения газопровода с открытопроложенным 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 сделанной 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 сле-

дует 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, 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.

Принципиально устройство газопроводов для снабжения промышленных и коммунально-бытовых предприятий с повышенным расходом газа отличается возможностью использования среднего давления. По «Правилам безопасности в газовом хозяйстве» и СНиП 42-01-02 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 металлозатраты (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, территориального расположения потребителей газа на предприятии и технико-экономических показателей и с учетом практики проектирования и эксплуатации различают несколько типовых схем газоснабжения промышленных и коммунально-бытовых предприятий.

Коммунально-бытовые предприятия со сравнительно 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 или резервуарным паркам (для комплексов автономного газоснабжения пропан-бутановыми смесями) (рис. 5.1).

Схема газоснабжения состоит из ввода газопровода 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. Продувочные газопроводы предназначены для удаления воздуха и газовой 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 не показаны конденсатосборники: для централизованного газоснабжения применяется осушенный природный газ, а при использовании влажных горючих газов газопроводы прокладываются с уклоном и в низких точках системы устанавливаются конденсатосборники.

Средние и крупные промышленные предприятия присоединяются к городским распределительным газопроводам среднего или высокого давления (рис. 5.2). В качестве примера принято, что в цехах 2 и 3 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 газорегуляторный пункт (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 установлены газорегуляторная установка (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. Важное замечание: газопроводы высокого дав-

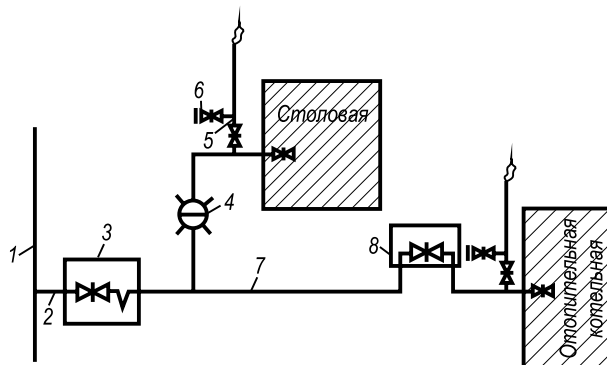


Рис. 5.1. Схема газоснабжения предприятия от городского газопровода низкого давления

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

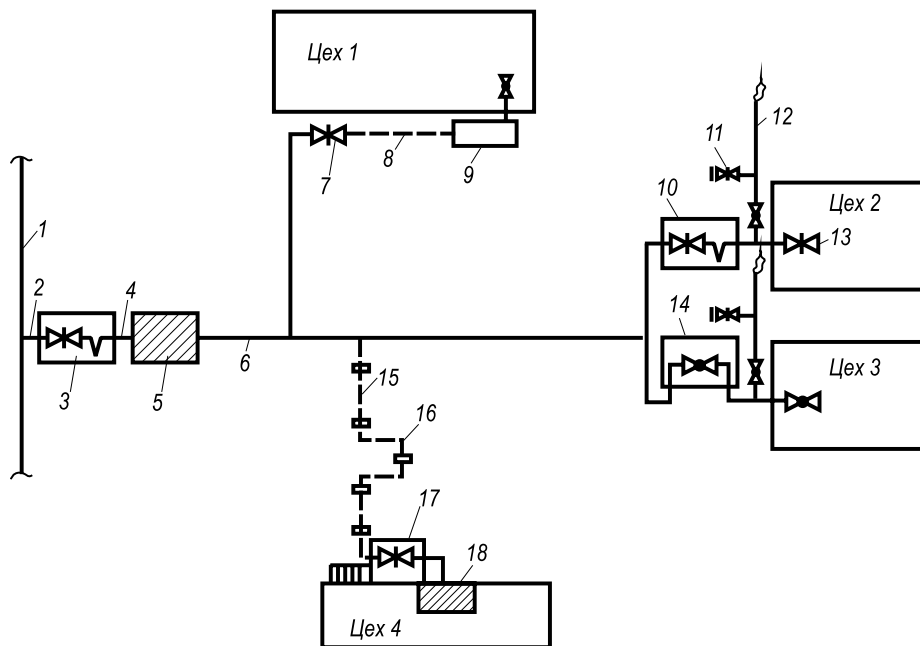


Рис. 5.2. Схема газоснабжения промышленного предприятия от городских газопроводов среднего давления
 1 – городской распределительный газопровод среднего (или высокого) давления; 2 – ввод газопровода; 3 – задвижка с компенсатором в глубоком колодце; 4 – подземные межцеховые газопроводы среднего или высокого давления; 5 – ГРУ и центральный пункт измерения расхода газа; 6 – подземные межцеховые газопроводы среднего давления; 7 – кран; 8 – надземные газопроводы, прокладываемые по стене здания; 9 – шкафовая 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

ления 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 перспективного роста потребления, связанного с развитием предприятия, и допустимых потерь давления. Все подземные стальные газопроводы защищаются от коррозии, вызываемой грунтом и блуждающими электрическими токами. Для этого применяются меры как пассивной, так и активной защиты.

К особенностям автономных систем газоснабжения, использующих низкие и средние давления, относится преимущественное использование горелок с принудительной подачей воздуха, оптимизированных для работы на газе низкого давления. В этом случае отпадает необходимость

в редуцировании давления, как это необходимо делать при снабжении от централизованных магистралей природного газа (снижение давления в регуляторах достигает 0,1–0,2 МПа).

5.4. МАТЕРИАЛЫ И АРМАТУРА ГАЗОПРОВОДОВ

Материалы и технические изделия, используемые в системах газоснабжения, прежде всего должны быть надежными и отвечать требованиям государственных стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке и прошедших государственную регистрацию в

Таблица 5.7. Стальные трубы для строительства наружных надземных, подземных и внутренних газопроводов (по СНиП 2.04.08-87/42-01-02)

Наименование, ГОСТ или ТУ	Марка стали, ГОСТ	Наружный диаметр трубы, мм
Для районов с расчетной температурой наружного воздуха не ниже -40°C и газопроводов, не охлаждающихся ниже -40°C		
Электросварные:		
1) прямошовные по ГОСТ 10705-80* (группа В) и ГОСТ 10704-91	ВСт2сп, ВСтЗсп не менее 2-й категории по ГОСТ 380-05; 10, 15, 20 по ГОСТ 1050-88	10–530
2) прямошовные по ТУ 14-3-943-80	ВСтЗсп не менее 2-й категории по ГОСТ 380-05; 10 по ГОСТ 1050-88	219–530
3) для магистральных газонефтепроводов (прямо- и спиральношовные) по ГОСТ 20295-85	ВСтЗсп не менее 2-й категории (К38) по ГОСТ 380-05; 10 (К34), 15 (К38), 20 (К42) по ГОСТ 1050-88	по ГОСТ 20295-85
4) прямошовные по ГОСТ 10706-76* (группа В) и ГОСТ 10704-91	ВСт2сп, ВСтЗсп не менее 2-й категории по ГОСТ 380-05	630–1220
5) со спиральным швом по ГОСТ 8696-74* (группа В)	ВСт2сп, ВСтЗсп не менее 2-й категории по ГОСТ 380-05	159–1220
6) спиральношовные по ТУ 14-3-808-78	по ТУ 14-3-808-78	530–820; 1020; 1220
Бесшовные:		
7) горячедеформированные по ГОСТ 8732-78*	10, 20 по ГОСТ 1050-88	45–325
8) холодно- и теплodeформированные по ГОСТ 8733-87 и ГОСТ 8734-75*	10, 20 по ГОСТ 1050-88	10–45
9) горячедеформированные по ТУ 14-3-190-82 (только для тепловых электростанций)	10, 20 по ГОСТ 1050-88	57–426
Для районов с расчетной температурой наружного воздуха ниже -40°C и для газопроводов, могущих охладиться до температуры ниже -40°C		
Бесшовные:		
10) холодно- и теплodeформированные по ГОСТ 8733-87 (группы В и Г) и ГОСТ 8734-75*	10, 20 по ГОСТ 1050-88	10–103
11) горячедеформированные по ГОСТ 8731-87 (группы В и Г) и ГОСТ 8732-78*	10, 20 по ГОСТ 1050-88, 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
Электросварные:		
13) прямошовные по ТУ 14-3-1138-82	17ПС-У по ТУ 14-3-1138-82	1020; 1220
14) для магистральных газонефтепроводов (прямо- и спиральношовные) по ГОСТ 20295-85	17ПС(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*	ВСтЗсп не менее 2-й категории по ГОСТ 380–71*; 10, 15, 20 по ГОСТ 1050-88	10–108

Примечания: 1. Трубы по пп. 7 и 8 следует применять только для газопроводов жидкой фазы сжиженных углеводородных газов. 2. Трубы электросварные спиральношовные применяют при прямых участках газопроводов. 3. Для ТЭЦ трубы из стали 20 применимы в районах с расчетной температурой не ниже -30°C. 4. Не допускается использовать трубы пп. 10, 11 с наружным диаметром 108 мм включительно для газопроводов давлением 0,6 МПа (6 кгс/см²) включительно и трубы п. 6 для газопроводов давлением свыше 0,6 МПа (6 кгс/см²). 5. Трубы пп. 10–15, изготовленные из стали 20, следует применять как исключение.

Таблица 5.8. Основные характеристики стальных труб для газопроводов давлением до 16 кгс/см^2 $D_y \leq 500 \text{ мм}$ в районах с температурой наружного воздуха не ниже -40°C (ВСт2, ВСт3 и ВСт4 по ГОСТ 380-05; 10, 15 и 20 по ГОСТ 1050-88)

D _y , мм	D _n , мм	Марка стали	Толщина стенки S, мм	Масса 1 м, кг	
I. Трубы стальные электросварные по ГОСТ 10705-80 группы В и по ГОСТ 10704-91 (газопроводы природного газа и паровой фазы СУГ давлением до 16 кгс/см ²)					
15	22	ВCr2cn2-3	2	0,986	
20	25	ВCr3cn2-3		1,13	
	26**			1,18	
25	32	10, 15, 20	3	1,48	
	32			2,15	
	33**		2,22		
32	38		2	1,78	
	38		3	2,59	
	42**			2,89	
45	2,12				
40	45			3,11	
	48**			3,33	
	57			2,71	
50	57		3	4,0	
	60**			4,22	
	76			5,40	
65	76			6,36	
80	89		3,5	7,38	
	89**			7,77	
100	108		3,0	8,21	
	114			17,15	
150	159		4,5	26,39	
200	219		5,0	33,05	
250	273			39,46	
300	325			62,15	
400	426			6,0	77,54
500	530				
Условное обозначение трубы группы В с D _n = 57 мм, Труба 57×2 ГОСТ 10704-76 s = 2 мм, немерной длины из стали 10 В-ГОСТ 10705-80					
то же, из стали ВCr2cn2 Труба 57×2 ГОСТ 10704-76 В-ВCr2cn2 ГОСТ 10705-80					
II. Трубы стальные электросварные по ТУ 14-3-943-80 (газопроводы природного газа и паровой фазы СУГ давлением до 16 кгс/см ²)					
200	219	ВCr3cn2; 10	4,5	23,80	
250	273			29,80	
300	325		5,0	39,46	
500	530		6,0	77,54	
Условное обозначение трубы с D _y = 219 мм, s = 5 мм из стали ВCr3cn2 Труба 219×5 – ВCr3cn2 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/см ²)					
150	159	ВCr3cn2 (К38)	4,0	15,29	
200	219	10 (К34); 15 (К38)	5,0	26,39	

соответствии с ГОСТ 2.114–95. Традиционно для газопроводов применяются стальные трубы. Но в последние годы все активнее используются 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 подземных межпоселковых газопроводов давлением до 0,6 МПа и подземных газопроводов давлением до 0,3 МПа, прокладываемых на территории поселений, применяют полиэтиленовые трубы в соответствии с Правилами безопасности Госгортехнадзора РФ ПБ 12-529-03. Также допускается прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб давлением 0,3–0,6 Мпа на территории поселений с одно-, двухэтажной и коттеджной застройкой с численностью до 200 жителей. На территории городов и промышленных предприятий, насыщенных инженерными коммуникациями, газопроводы из неметаллических труб не строятся.

На применяемые трубы должны быть выданы сертификаты заводов-изготовителей или справки с выпиской из сертификатов, подтверждающие их соответствие требованиям СНиП 42-01-02. При отсутствии документов проводятся химический анализ и механических испытания образцов, взятых от каждой партии труб одной плавки, подтверждающие соответствие качества стали действующим требованиям. Если установить принадлежность труб к одной плавке невозможно, анализ и испытания следует провести на образцах от каждой трубы.

Стальные трубы. В соответствии с рекомендациями СНиП 42-01-02 для строительства систем газоснабжения следует применять трубы, изготовлен-

ные из углеродистой стали обычного 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.

Стальные трубы выпускаются 2 видов: сварные (прямо- и спиральношовные) и бесшовные (тепло-, горяче- или холоднодеформированные). Для строительства газопроводов применяются трубы, удовлетворяющие требованиям СНиП 2.04.08-87 (табл. 5.5). Стальные трубы для наружных и внутренних газопроводов — 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 — 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, 17ПС по ГОСТ 19281-73* не ниже 6-й категории; стали 10Г2 по ГОСТ 4543-71*. В ряде случаев допускается применение труб из полуспокойной и кипящей стали:

- для подземных газопроводов в районах с расчетной температурой наружного воздуха до -30°C включительно;
- для надземных газопроводов в районах с расчетной температурой наружного воздуха до -10°C (из полуспокойной и кипящей стали) и -20°C включительно (из полуспокойной стали);
- для внутренних газопроводов давлением не более 0,3 МПа (3 кгс/см^2) с наружным диаметром не более 159 мм и толщиной стенки трубы до 5 мм включительно, если температура стенок труб в процессе эксплуатации не будет ниже 0°C ;

Таблица 5.8. Продолжение

D _н , мм	D _п , мм	Марка стали	Толщина стенки s, мм	Масса 1 м, кг	
250	273	20 (K42)	5,0	33,04	
Условное обозначение трубы с D _н = 159 мм, s = 4 мм, класса прочности K38, без термообработки <i>Труба 159×4 – K38 ГОСТ 20295-85</i>					
IV. Трубы стальные бесшовные колоднодеформированные и теплодеформированные группы В по ГОСТ 8733-87 и ГОСТ 8734-75 (газопроводы, прокладываемые в условиях, оговоренных п. 4.13 СНиП 2.04.08-87, а также жидкой фазы СУГ)					
25	32	10 и 20	2,0	1,48	
	32		3,0	2,15	
32	38		2,0	1,78	
	38		3,0*	2,59	
	42		3,0	2,89	
Условное обозначение трубы группы В с D _н = 32 мм, s = 2 мм, немерной длины из стали марки 10			<i>Труба 32×2 ГОСТ 8734-75 В-10 ГОСТ 8733-87</i>		
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			4,00	
65	76			6,26	
80	89		3,5	7,38	
100	108			10,26	
	114		4,0	10,85	
125	133			12,73	
150	159			17,15	
200	219			31,52	
250	273			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			<i>Труба 76×3,5 ГОСТ 8732-78 В-10 ГОСТ 8731-74</i>		
VI. Трубы стальные водогазопроводные по ГОСТ 3262-75 (газопроводы низкого давления с D _н ≤ 80 мм; трубы высшей категории качества — трубопроводы импульсные с D _н ≤ 32 мм и давлением до 6 кгс/см ² включительно. В числителе — труба легкая, в знаменателе — обыкновенная)					
15	21,3		2,5/2,8	1,16/1,28	
20	26,8		2,5/2,8	1,50/1,66	
25	33,5		2,8/3,2	2,12/2,39	
32	42,3		2,8/3,2	2,73/3,09	
40	48,0		3,0/3,5	3,33/3,84	
50	60,0		3,0/3,5	4,22/4,88	
65	75,5		3,2/4,0	5,71/7,05	
80	88,5		3,5/4,0	7,34/8,34	
Условное обозначение трубы обыкновенной, неоцинкованной, обычной точности изготовления, немерной длины с D _н = 20 мм, s = 2,8 мм, без резьбы и без муфты <i>Труба 20×2,8 ГОСТ 3262-75</i>					

Примечания

* Для подземных газопроводов.

** Для изготовления соединительных частей и деталей при использовании арматуры на резьбе и давлении газа до 3 кгс/см^2 .

- 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 температурой наружного воздуха до -40°C для наружных подземных газопроводов допускается использовать трубы из полуспокойной стали диаметром не более 325 мм и толщиной стенки до 5 мм включительно, а для наружных подземных и надземных газопроводов — из полуспокойной и кипящей стали диаметром не более 114 мм и толщиной стенки до 4,5 мм.

Для изготовления отводов, соединительных частей и компенсирующих устройств газопроводов среднего давления не рекомендуется применять трубы из полуспокойной и кипящей стали. 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, по Ст3' Ст4 1-3-й категорий групп А-В по ГОСТ 380-71* и 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050-74.

Для участков, испытывающих вибрационные нагрузки (соединенных с источниками 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% (Ст2, Ст3 не менее 3-й категории по ГОСТ 380-71, 08, 10, 15 по ГОСТ 1050-74).

Трубы, отвечающие ГОСТ 3262-75, применяются при сооружении на-

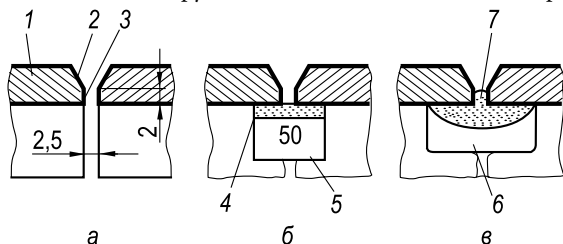


Рис. 5.3. Типы сварных соединений: а — сварной V-образный стык; б — сварной стык с цилиндрическим подкладным кольцом; в — сварной стык с фасонным подкладным кольцом

1 — газопровод; 2 — скошенная кромка трубы; 3 — притупление кромок; 4 — сварочная прихватка; 5 — цилиндрическое подкладное кольцо; 6 — буртик кольца; 7 — фасонное подкладное кольцо

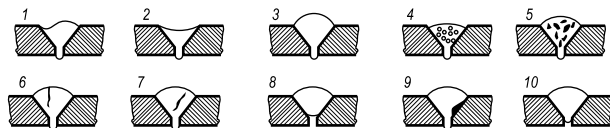


Рис. 5.4. Дефекты сварных стыков: 1 — подрез; 2 — отсутствие усиления; 3 — чрезмерное усиление; 4 — пористость; 5 — шлаковые включения; 6 — наружная трещина; 7 — внутренняя трещина; 8 — непровар корня шва; 9 — боковой непровар; 10 — прожог

ружных 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 допустимы 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 ниже 0°C .

Трубы бесшовные (ГОСТ 8731-87 и ГОСТ 8733-87) применимы для газопроводов жидкой фазы СУГ, а электросварные спиральношовные — для прямых участков газопроводов. При этом трубы по ГОСТ 8731-

87 допустимы к применению при 100%-ном контроле металла труб неразрушающими методами.

Соединение стальных труб должно производиться, как правило, сваркой. Сварное соединение должно быть равнопрочно основному металлу труб или иметь гарантированный заводом-изготовителем (согласно ГОСТ или ТУ) коэффициент прочности. Трубы по ГОСТ 3262-75*, сварные швы которых не имеют характеристики прочности сварного соединения, допускается применять для газопроводов низкого давления.

Основные характеристики труб приведены в табл. 5.8.

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, МЗр по ГОСТ 859-78, томпака марки Л96 по ГОСТ 15527-70. Наружный диаметр названных труб — 3–30 мм, толщина стенок — 0,5–5,0 мм. Допускаются к применению тянутые, холоднокатаные латунные трубы (латунь марок Л63 и Л68) общего назначения (ГОСТ 494-76). Тянутые и холоднокатаные трубы выпускаются в следующих исполнениях: мягкие М и полутвердые ПТ (со снятыми внутренними растягивающими напряжениями), наружный диаметр — 3–60 мм, толщина стенки — 0,5–5,0 мм.

Находят применение катаные и тянутые трубы из алюминия 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 (АДОМ, АД1М, АМцМ, АМг2М, АМг3М, АМг5М, АМг6М, АВМ, Д1М, Д16М), закаленными

Таблица 5.9. Рекомендации по выбору резиновых и резиноктаневых рукавов

ГОСТ	Техническая характеристика	Назначение
18698-79*	Класс Б (I), $p_p = 1,6$ МПа	Присоединение сливных и наливных устройств ГНС и автоцистерн (применение для стационарных газопроводов на ГНС запрещается)
18698-79*	Класс Б (I), $p_p = 0,63$ МПа	Присоединение к газопроводам низкого давления передвижных газовых горелок, газовых приборов к баллонам со сжиженными газами; присоединение к газопроводам давлением до 0,1 МПа приборов КИП и автоматики, для передвижных газогорелочных устройств, на промышленных предприятиях при давлении газа до 0,3 МПа
9356-75*	Классы I и II, $p_p = 0,63$ МПа и $p_p = 1,57$ МПа	
10362-76*		

Таблица 5.10. Технические характеристики 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

и 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: на газонаполнительных станциях (ГНС) (при сливе газа из железнодорожных цистерн), наполнении газом автоцистерн, сливе газа в групповые резервуарные установки, при замене баллонов. Резиновые и резинотканевые рукава обеспечивают меньший срок безаварийной работы, так как со временем физические и механические свойства резины и ткани меняются, вплоть до потери эластичности.

Таблица 5.11. 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
Угольники переходные	8947–75*	$D_{y1} = 15 \div 40$ $D_{y2} = 10 \div 32$
Тройники прямые	8948–75*	8–50
Тройники переходные	8949–75*	$D_{y1} = 15 \div 50$ $D_{y2} = 10 \div 40$
Тройники 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
Кресты переходные	8952–75*	$D_{y1} = 15 \div 50$ $D_{y2} = 10 \div 40$
Кресты 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
Муфты прямые длинные	8955–75*	8–50
Муфты компенсирующие	8956–75*	15–50
Муфты 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 эксцентрические	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

Резиновые и резинотканевые рукава, предназначенные для использования в системах газоснабжения, должны выбираться в соответствии с рекомендациями, изложенными в табл. 5.9–5.10. 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 к трубопроводам и штуцерам сосудов и аппаратов.

При определении длины рукавов следует иметь в виду возможность усадки, которая может достигнуть 3–4% от общей длины рукава. Концы труб под рукав должны быть прямыми и не менее чем двойной диаметр рукава

Соединения должны выдерживать гидравлическое давление, вдвое превышающее рабочее давление в системе, и пробное пневматическое, равное рабочему давлению в системе.

Полиэтиленовые трубы. Согласно СНиП 42-01-02 эти трубы могут применяться для газоснабжения поселков и сельских населенных пунктов, куда подают природные газы газовых и газоместорождений, не содержащие ароматических и хлорированных углеводородов. Их изготавливают из полиэтилена низкого давления с маркировкой «ГАЗ» в соответствии с ТУ

6-19-051-538-85. Для газопроводов низкого и среднего давления применяются трубы типа С.

Соединение полиэтиленовых труб — сварка, 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 в грунте.

Глубина заложения полиэтиленовых труб — не менее 1 м до верха трубы. Нормативные расстояния до сооружений и зданий принимаются согласно СНиП 2.07.01-86. Не допускается применение полиэтиленовых труб для газопроводов:

- в районах с расчетной

Таблица 5.12. 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/см ²) включительно
Резина маслбензостойкая, ГОСТ 7338-77*	3–5	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 0,6 МПа (6 кгс/см ²) 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*	1–4	Для уплотнения соединений на газопроводах всех давлений, кроме газопроводов, транспортирующих сернистый газ

Таблица 5.13. Характеристики сальниковых набивок

Тип набивки	Конструкция	Размеры (диаметр, сторона ква- драта), мм	Масса 1 см ² набивки, г	Условия применения	
				Давление среды, МПа, не более	Температура среды, °С, не более
Набивки плетеные					
Пеньковая пропитанная	Шнур, сплетенный из льняной, пеньковой или джутовой пряжи, пропитанный антифрикционным составом: 1) сквозного плетения, квадратный 2) с однослойным оплетением сердечника, круглый/квадратный	4–50	Не менее 0,9	16,0	100
Асбестовая сухая	Шнур, сплетенный из асбестовой нити: 1) сквозного плетения, квадратный 2) с однослойным оплетением сердечника, круглый/квадратный 3) с многослойным оплетением сердечника	4–28	не более 1,1	4,5	400
Асбестовая пропитанная	Шнур, сплетенный из асбестовой нити, пропитанный антифрикционным составом: 1) сквозного плетения квадратный 2) с однослойным оплетением сердечника, круглый/квадратный 3) с многослойным оплетением сердечника, круглый/квадратный	4–50	Не менее 0,9	4,5	300
Асбестовая маслбензостойкая	Шнур, сплетенный из асбестовой нити, пропитанный антифрикционным маслбензостойким составом: 1) сквозного плетения, квадратный 2) с многослойным оплетением сердечника, квадратный	4–50	Не менее 0,8	3,0	300
Набивки кольцевые					
Манжет хлопчато- бумажный	Кольца (манжеты) цельнокатанные или разрезные, многослойные, фигурные, фигурного сечения из хлопчатобумажной прорезиненной ткани, вулканизированные и графитизированные	5–460		40	100
Манжет льняной	Кольца (манжеты) цельнокатанные или разрезные, многослойные, фигурные, фигурного сечения из льняной ткани, вулканизированные и графитизированные	5–460		40	100
Манжет асбестовый	Кольца (манжеты) цельнокатанные или разрезные, многослойные, фигурные, фигурного сечения из асбестового волокна, графитизированные	5–460		20	300

температурой ниже -40°C ,

- в сильнопучинистых, скальных грунтах,
- в грунтах II типа просадочности,
- в районах подрабатываемых территорий
- в районах с сейсмичностью свыше 6 баллов.

Запрещается надземная и наземная прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб, а также в коллекторах, каналах и внутри зданий.

Соединительные и фасонные части, узлы и детали труб. Для газопроводов и газового оборудования применяются заводские соединительные части и детали, изготовленные из ковкого чугуна или из спокойной стали (литые, кованные, штампованные, гнутые или сварные) в соответствии с государственными и отраслевыми стандартами (табл. 5.11).

Допускаются к использованию соединительные части и детали, выполненные с учетом технических требований одного из стандартов на соответствующую соединительную часть или деталь, а также изготовленные на базах строительных организаций при условии неразрушающего контроля сварных соединений неразрушающими методами.

Материал для изготовления соединительных частей и деталей — стальные бесшовные и прямошовные сварные трубы или листовой прокат, металл которых отвечает техническим требованиям, предусмотренным пп. 11.5–11.12 СНиП 2.04.08-87.

Фланцы присоединения к газопроводам должны соответствовать требованиям ГОСТ 12820-80* и ГОСТ 12821-80*.

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_n (для $D_y \leq 400$ мм), крутоизогнутые (45, 60, 90°) радиусом $(1+5) D_n$ (для $D_y \leq 500$ мм) или гнутые отводы — резьбовые угольники из ковкого чугуна с $D_y < 50$ мм.

На наружных газопроводах фланцевые соединения применяются 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 соедине-

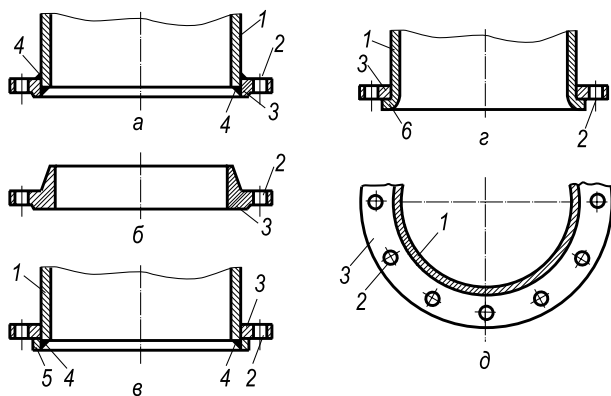


Рис. 5.5. Стальные фланцы: а — плоский приварной; б — приварной встык; в — свободный на приварном кольце; г — свободный на отбортованной трубе; д — на приварном кольце и отбортованной трубе
1 — труба; 2 — отверстие для болта; 3 — фланец; 4 — сварной шов; 5 — приварное кольцо; 6 — бурт

ния должны быть доступны для осмотра и ремонта. Для резьбовых соединений наиболее распространенной является цилиндрическая трубная резьба (ГОСТ 6357-81). В отдельных случаях применяется метрическая резьба (ГОСТ 24705-81) или коническая (ГОСТ 6111-52*).

Уплотнительные материалы. Для уплотнения фланцевых соединений следует применять прокладки, изготовленные из материалов, перечисленных в табл. 5.12. Прокладки из паронита пропитываются цилиндрическим маслом и покрываются графитовым порошком. Допускается применять прокладки из другого уплотнительного материала, обеспечивающего не меньшую герметичность по сравнению с материалами, приведенными в табл. 5.12 (с учетом параметров среды, давления и температуры). Для придания прокладкам огнестойких свойств можно использовать металлические гофрированные прокладки.

Для уплотнения резьбовых соединений следует применять льняную чесаную прядь (ГОСТ 10330-76**), промазанную суриком или свинцовыми белилами; фторопластовый

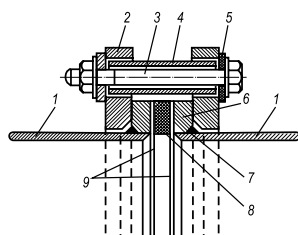


Рис. 5.6. Изолирующий фланец
1 – стенка трубы; 2 – свободный фланец; 3 – болт с гайкой и шайбой; 4 – текстолитовая труба; 5 – текстолитовая шайба; 6 – приварное кольцо; 7 – сварной шов; 8 – текстолитовое кольцо; 9 – клингеритовые прокладки

Таблица 5.14. 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	Не ниже -35
Углеродистая сталь	1,6	Не ниже -40
Легированная сталь	1,6	Не ниже -40
Бронза, латунь	1,6	Не ниже -35

Таблица 5.15. 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	Арматура, приводимая в действие автоматически, непосредственно потоком рабочей среды или изменением его параметров

Таблица 5.16. 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
				6	Клапаны регулирующие
		Б	Автоматическая	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 крана
				12	Указатели уровня
		Б	Автоматическая	13	Скоростные клапаны
				14	Незамерзающие клапаны

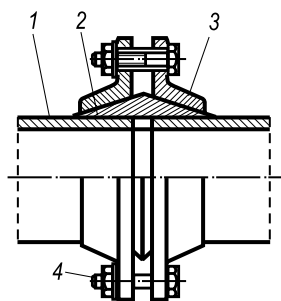


Рис. 5.7. Клиновое соединение
1 – соединяемые трубы; 2 –
уплотнительное кольцо;
3 – конические фланцы; 4 –
соединительные болты

уплотнитель в виде ленты или шнура.

Для сборки резьбовых соединений может быть использована фитинговая паста заводского изготовления. 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 пенковую прядь.

Сальниковые набивки и смазки. Материал для изготовления сальниковой набивки выбирают по ГОСТ 5152-84. Технические характеристики набивок, наиболее широко используемых в системах газоснабжения, приведены в табл. 5.13.

Для узлов трения без воды при температуре до 115°С

применяются смазки на основе консталина — пластичной тугоплавкой смазки, состоящей из нефтяного масла, загущенного натриевыми солями высших жирных кислот.

Для бронзовых пробочных кранов применяется термостойкая смазка следующего состава, % по массе: молотая слюда — 2; натриевое мыло — 35±4; машинное масло — 58±5. Для кратковременной защиты от коррозии обработанных металлических поверхностей применяют солидол или специальные консервационные смазки и пасты.

Зачистка металлических поверхностей от коррозии производится керосином или порошком, приготовленным из 50 г тонкоизмельченного мыла и 50 г трепела (рыхлой или слабо сцементированной тонкопористой опаловой осадочной породы, используемой в сухих строительных сме-

Таблица 5.17. Основные характеристики запорной арматуры

Наименование	p , МПа, не более	D_y , мм	Масса, кг
Задвижки			
Клиновая с невыводным шпинделем фланцевая	0,6	50/80/100/150	19–75
Клиновая с выдвигным шпинделем фланцевая	1,6	50/80/100/150/ 200/250/300/350	25–545
Клиновая с ручной конической передачей	1,6	400/500	678–1260
Клиновая с электроприводом взрывозащитная	1,6	50/80/100/150/ 200/250/300/ 350/400	160–515
Параллельная с выдвигным шпинделем фланцевая	0,4	200/250/300/400	115–441
Краны			
Пробковый пружинный муфтовый	0,01	15/20	0,25–0,37
Пробковый натяжной газовый муфтовый	0,1	25/32/40/50/65/80	0,9–8,7
Шаровой сальниковый муфтовый	0,6	15/25/32/40/50/65/80	0,85–13,0
Шаровой сальниковый муфтовый	1,0	10/15/20/25/32/40	0,2–2,0
Пробковый фланцевый со смазкой	0,6	80/100/150	21–92
Пробковый сальниковый муфтовый со смазкой	1,0	15/20/25/40/50	0,65–6,5
Пробковый сальниковый фланцевый	1,0	15/20/25/40/50/80	3,4–21,9
Трехходовой натяжной муфтовый с фланцем для контрольного манометра	1,0	15	0,26
Клапаны			
Фланцевый	25	32/40/50/65/80	8–32
Игольчатый с внутренней соединительной резьбой на присоединительных концах	160	6/15/20/25	0,55–1,22
Игольчатый с наружной соединительной резьбой на присоединительных концах	160	15	0,50
Игольчатый цапфовый	100	10/15	1,13–1,81
Фланцевый	25	20/25/32/40/50/65/ 80/100/150/200	3,5–149,0

сях в качестве активного микронаполнителя). Промывка деталей — авиационным бензином, уайт-спиритом или ацетоном.

Для хранения на складе наилучшие результаты обеспечивает пушечная смазка ПВК (ГОСТ 19537-83), изготавливаемая из нефтяного масла, загущенного петролатумом и церезином с антикоррозионными присадками, или консервационное масло.

Трубопроводная запорная арматура. Под этим названием подразумевается широкий спектр разнообразных устройств, предназначенных для управления токами среды (жидкой, газообразной, газожидкостной и т. п.), транспортируемой по трубопроводам. При помощи арматуры производятся включение/отключение подачи, изменение давления или направления газового или жидкостного потоков, контроль уровней жидкостей, автоматическое удаление газов и жидкостей.

Основные части арматуры — запорное или дроссельное устройство и привод. Они заключены в закрытый корпус, внутри которого перемещается затвор. Корпус оснащен присоединительными концами, которыми он герметично крепится на трубопроводе. Перемещение затвора внутри корпуса относительно его седел меняет гидравлическое сопротивление прохода — фактически его площадь.

Седло — часть внутренней поверхности корпуса или деталь, с которой сопрягается затвор при закрытом проходе. Арматурные устройства в зависимости от назначения называются:

- *запорными* — предназначенными для герметичного разъединения частей трубопровода или аппарата;
- *дроссельными* — предназначенными для точного регулирования площади прохода — гидравлического сопротивления.

Классификация арматуры. Согласно действующему 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);
- *высокого давления* ($p_y = 6,4 \div 40,0$ МПа).

Условное давление — параметр, гарантирующий прочность арматуры и учитывающий как рабочее давление, так и рабочую температуру. Условное давление соответствует допустимому для данного изделия рабочему давлению при нормальной температуре — при повышении температуры свойства конструкционных материалов ухудшаются. Давления, указываемые для арматуры, всегда являются избыточными (оговариваются только абсолютные). Рабочая температура — предельная 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. 5.14.

Основной размерный ряд арматуры — диаметр условного прохода D_y ,

— 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 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 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 прочая арматура различного назначения.*

Каждый класс по принципу действия подразделяется на две группы (табл. 5.15), а классы и группы делятся по типам арматуры (табл. 5.16). Кроме того, арматура каждого типа имеет дополнительные характеристики по назначению и конструктивному исполнению.

Способы присоединения арматуры. Основные способы — фланцевое, муфтовое, цапфовое, сварное (неразъемное). Чаще применяется фланцевая арматура, преимущества которой очевидны: возможность многократного монтажа и демонтажа на трубопроводе, надежность герметизации стыков и возможность их подтяжки, большая прочность и пригодность для широкого диапазона давлений и проходов. К недостаткам относятся возможность ослабления затяжки и потеря герметичности, сравнительная трудоемкость сборки и разборки, большие размеры и масса.

Для малой литой арматуры с условными проходами до 50 мм (особенно чугунной) часто применяются муфтовые соединения, основная сфера применения которых — арматура низких и средних давлений.

Для малой арматуры высоких давлений, изготовленной из поковок или проката, применяется цапфовое соединение с наружной резьбой под накидную гайку.

Сварные соединения обеспечивают абсолютную долговременную герметичность соединения, снижение общей массы арматуры и трубопровода. Недостаток сварных соединений — сложность демонтажа и замены арматуры.

Распространенные типы запорной арматуры. В зависимости от характера перемещения запорных элементов запорная арматура делится на следующие типы (см. табл. 5.17):

- *задвижки;*
- *краны;*
- *клапаны;*

- *затворы поворотные.*

З а д в и ж к и — запорные устройства, перекрывающие проход 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;*
- *возможность применения для перекрытия потоков среды большой вязкости;*
- *простотой обслуживания;*
- *возможностью подачи среды в любом направлении.*

К недостаткам, общим для всех конструкций задвижек, относятся:

- *невозможность использования для сред с кристаллическими включениями;*
- *небольшой допустимый перепад давления на затворе (в сравнении с вентилями);*
- *невысокая скорость срабатывания затвора;*
- *возможность получения гидравлического удара в конце хода;*
- *большая высота;*
- *трудности ремонта изношенных уплотнительных поверхностей при эксплуатации;*
- *невозможность применения постоянной смазки уплотняющих поверхностей седла и затворов.*

При закрывании задвижек запорный элемент не встречает заметного противодействия среды, так как движется перпендикулярно потоку, то есть необходимо преодолеть только трение. Площадь уплотнительных поверхностей задвижек невелика, и благодаря этому задвижки обеспечивают надежную герметичность.

Разнообразные конструкции задвижек можно в общем случае разделить на два типа: клиновые и параллельные. В свою очередь клиновые задвижки подразделяются на задвижки с цельным, упругим и составным клинами, а параллельные — на однодисковые (шиберные) и двухдисковые. В задвижках, предназначенных для работы при высоких перепадах давления на затворе, для уменьшения усилий открывания/закрывания полная площадь прохода выполняется меньшей, чем площадь сечения входных патрубков (суженый проход).

В зависимости от конструкции систем «винт-ходовая гайка» различаются задвижки с выдвижным и с невыдвижным шпинделем. Последние должны иметь указатели степени открытия.

Затвор клиновых задвижек имеет вид плоского клина, а седла или уплотнительные поверхности, параллельные уплотнительным поверхностям затвора, расположены под углом к направлению перемещения затвора. Такая конструкция обеспечивает герметичность прохода в закрытом положении и незначительность усилия уплотнения.

В параллельных задвижках уплотнительные поверхности параллель-

ны друг другу и расположены перпендикулярно к направлению потока рабочей среды. Преимуществами задвижек этой конструкции являются простота изготовления затвора (диска или шиберы), простота сборки и ремонта и отсутствие заеданий затвора в закрытом положении. Но параллельные задвижки требуют значительных усилий закрывания/открывания и характеризуются сильным износом 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.

Краны — запорные устройства, в которых подвижная деталь затвора (пробка) имеет форму тела вращения с отверстием для пропуска потока и при перекрытии потока вращается вокруг своей оси.

В зависимости от формы уплотнительных поверхностей затвора краны подразделяются на три типа: конические, цилиндрические (для газового оборудования не применяются) и шаровые (со сферическим затвором). Кроме того, конструкция кранов может варьироваться по другим параметрам, например, по способу создания давления на уплотнительных поверхностях, по форме проходного окна, по числу проходов, по типу управления и привода, по конструкционным материалам и т.д.

Конусность пробки (корпуса) конических кранов задается в зависимости от антифрикционных свойств применяемых материалов и равна 1:6 или 1:7. По способу создания удельного давления между корпусом и пробкой для обеспечения требуемой герметичности в затворе краны с коническим затвором подразделяются на следующие типы: натяжные, сальниковые со смазкой и с прижимом пробки.

В группу натяжных кранов входят широко распространенные муфтовые краны с резьбовой затяжкой, простые по конструкции и удобные в регулировке усилия затяжки. Сальниковые краны характерны тем, что необходимые для герметичности удельные давления на конических уплотнительных поверхностях корпуса и пробки создаются при затяжке саль-

ника. Усилие затяжки передается на пробку, прижимая ее к седлу. Сальниковые краны со смазкой применяются для снижения усилий управления при средних и больших диаметрах условного прохода, удельных давлений на уплотнительных поверхностях и предотвращения задирающих контактирующих поверхностей.

Широкое распространение получили шаровые краны, обладающие всеми преимуществами конических (простотой конструкции, прямоточностью и низким гидравлическим сопротивлением, постоянством взаимного контакта уплотнительных поверхностей), в то же время выгодно отличающимися:

- *меньшими габаритами;*
- *повышенной прочностью и жесткостью;*
- *повышенным уровнем герметичности, обусловленным конструкцией (поверхность контакта уплотнитель-*

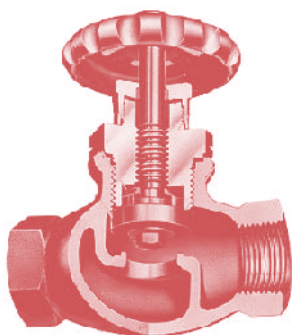


Рис. 5.8. Проходной клапан 19001 фирмы FAS (Германия), $P_y - 2,5$ МПа ($P_n 25$), резьба типа NPT, полимерные уплотнители

ных поверхностей корпуса и пробки полностью окружает проход и герметизирует затвор крана);

- меньшей трудоемкостью изготовления (отсутствие трудоемкой механической обработки и притирки уплотнительных поверхностей корпуса и пробки).

Шаровые краны, несмотря на разнообразие конструкций, можно разделить на два основных типа: краны с плавающей пробкой и краны с плавающими кольцами.

Клапаны — запорная трубопроводная арматура с поступательным перемещением затвора в направлении, совпадающем с направлением потока транспортируемой среды. Перемещение затвора осуществляется ввинчиванием шпинделя в ходовую гайку. В основном клапаны предназначены для перекрывания потоков, но часто на их основе создаются дросселирующие устройства с любыми расходными характеристиками.

По сравнению с другими видами запорной арматуры клапаны обладают следующими преимуществами:

- возможностью работы при высоких перепадах давлений на золотнике и при больших рабочих давлениях;
- простотой конструкции, обслуживания и ремонта;
- малым ходом золотника (по сравнению с задвижками), необходимым для перекрытия прохода (обычно не более $\frac{1}{4}D_y$);
- небольшими габаритными размерами и массой;
- герметичностью перекрытия прохода;
- возможностью использования в качестве регулирующего органа и установки на трубопроводе в любом положении (вертикальном/горизонтальном);
- безопасностью относительно возникновения гидравлического удара.

Для перекрытия потока в трубопроводах с малым условным проходом и высокими перепадами давлений клапаны — единственный приемлемый вид запорной арматуры. Преимущество клапанов перед

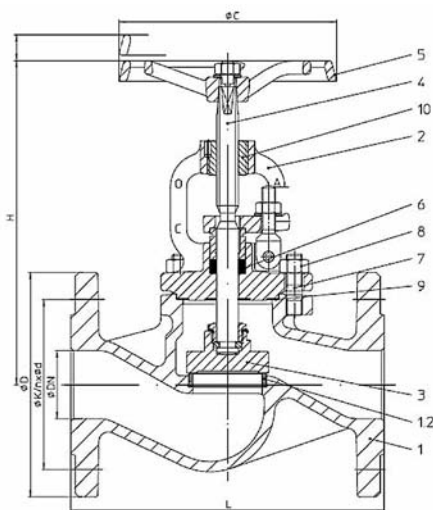
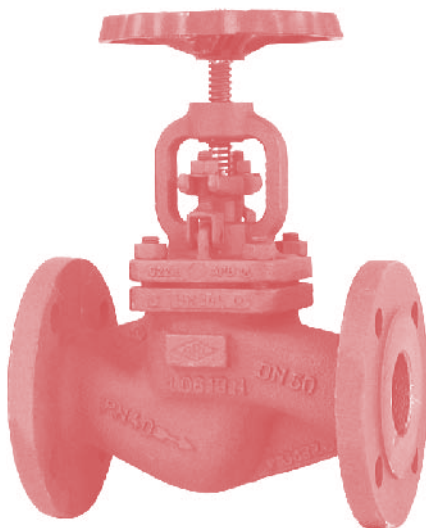


Рис. 5.9. Запорный клапан серии 19041 фирмы FAS (Германия). Характеристики: D_y — 15–200 мм (DIN 2635), p_y — до 4 МПа, диапазон рабочих температур — $-40...+70^\circ\text{C}$. Материал корпуса — GS-C25, пробки и шпинделя — нержавеющей сталь.

На схеме показаны: 1. Корпус; 2. Крышка; 3. Пробка; 4. Шпиндель; 5. Рукоятка; 6. Уплотнение; 7. Шпилька; 8. Гайка; 9. Прокладка; 10. Направляющая; 12. Уплотнение пробки.

затворками еще и в том, что в них уплотнение золотника легко может быть выполнено из резины или пластмассы, при этом усилие герметизации значительно снижается, а коррозионная стойкость уплотнения — повышается. К общим недостаткам клапанов 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, заданном конструкцией вентиля;*
- *сравнительно высокая стоимость.*

Однако для управления потоками с высокими рабочими давлениями, а также низкими или высокими температурами рабочей среды клапанам нет альтернатив.

Классификация многочисленных конструкций клапанов может быть проведена по нескольким признакам:

- *по конструкции — проходные, угловые, прямоточные и смесительные вентили;*
- *по назначению — запорные, запорно-регулирующие и специальные;*
- *по конструкции дроссельных устройств — с профилированными золотниками и игольчатые;*
- *по конструкции затворов — тарельчатые и диафрагмовые;*
- *по способу уплотнения шпинделя — сальниковые и сальфонные.*

Характеристики клапанов, применяемых в системах газоснабжения, приведены в табл. 5.17.

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 физико-химических свойств, давления и температуры рабочей среды и окружающего воздуха, а также требований действующих технических нормативных документов.

Конструкция и материалы применяемой арматуры должны обеспечивать надежную и безопасную эксплуатацию систем при заданных параметрах с учетом взрыво- и пожароопасности горючих газов. Электрооборудование приводов и других элементов трубопроводной арматуры должно отвечать требованиям взрывобезопасности, указанным в Правилах Устройства электроустановок (ПУЭ).

Основные требования, предъявляемые к запорной арматуре, устанавливаемой на газопроводах:

- *прочность и герметичность отключения независимо от направления движения газов, отвечающие требованиям ГОСТ 9544-2005;*
- *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.

Прочность арматуры определяется в основном рабочим давлением и температурой, которые могут иметь любые значения в широком диапазоне. При выборе арматуры для газопроводов следует учитывать следующие свойства металлов:

- Газы мало или не воздействуют на черные металлы, поэтому арматура может быть стальной и чугунной. При этом следует учитывать, что из-за недостаточно высоких механических свойств чугунная арматура может применяться при давлениях не более 1,6 МПа. При использовании чугунной арматуры важно исключить условия, при которых ее фланцы работали бы на изгиб. Техническими нормами ограничено применение чугунной арматуры во взрывоопасных условиях;
- Газы, содержащие значительные количества сероводорода (более 2 г на 100 м³), достаточно активно воздействуют на бронзу и другие медные сплавы, поэтому не рекомендуется использовать арматуру с бронзовыми уплотнительными поверхностями (кольцами). Также 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;
- Нержавеющие стали стойки в среде газа и при складском хранении. Для ответственной арматуры можно рекомендовать вставные уплотнительные кольца из нержавеющей стали;
- Уплотнительные кольца из баббита могут применяться для горючих газов для арматуры клапанного типа, эксплуатируемой при невысоких температурах;
- Уплотнительные кольца из резины применяются в арматуре клапанного типа лишь при температурах до 50°C и давлении до 1,0 МПа;
- При хранении и транспортировке 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 песка и окалины;
- арматура с указанием направления движения среды (стрелка на корпусе), устанавливается на трубопроводе только соответствующим образом;
- при монтаже фланцевой арматуры необходимо, чтобы фланцы и отверстия болты совпадали с отверстиями на фланцах арматуры; затягивать болты равномерно и нормальным гаечным ключом;
- место установки арматуры должно быть освещено, а проходы между арматурой и строительными конструкциями — соответствовать

нормам обеспечения безопасного обслуживания и осмотра;

- при гидравлическом испытании трубопровода на прочность затворы арматуры должны быть полностью открыты;
- запрещается использовать запорную арматуру в качестве регулирующей или дросселирующей;
- запрещается при закрывании и открывании арматуры применять добавочные рычаги;
- 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 неустраняемых 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, если возможность подобного ремонта предусмотрена конструкцией;
- арматура, предназначенная для ответственных установок, находящихся в эксплуатации, резерве или ремонте, принимается на учет и регистрируется 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 и соблюдать требования противопожарной безопасности.

Арматура общего назначения перед установкой подвергается следующим испытаниям:

- краны — на прочность и плотность материала деталей водой или воздух 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;
- 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 соответствующего класса герметичности.

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

- *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;*
- *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 соответствующего класса герметичности.*

Испытания арматуры проводятся при постоянном давлении в течение времени, необходимого для тщательного ее осмотра, но не менее 1 мин. «Потение» металла, а также пропуск среды через него, сальниковые и прокладочные уплотнения, не допускаются.

Устройства защиты частей газопроводов и арматуры от повреждений. К таким узлам относятся коверы, люки, муфты, компенсаторы и футляры. Ко в е р ы защищают устройства газопроводов, выходящие на поверхность земли — краны, пробки, трубки сборников конденсата, гидрозатворов, контрольных проводников, — от механических повреждений. Традиционно коверы и люки изготавливаются с чугунными литыми корпусами и откидными крышками, но в последнее время все чаще применяются и другие материалы. Для предотвращения просадки коверы и люки устанавливаются на бетонные подушки с легкой армировкой. П р е - д о х р а н и т е л ь н ы е м у ф т ы из двух свариваемых полумуфт устанавливают с целью повышения эксплуатационной надежности газопроводов высокого и среднего давления при неуверенности в сварных швах или их небезупречности.

Компенсаторы применяются для снижения напряжений, вызванных перепадами температуры грунта на фланцы чугунной арматуры, а также для возможности демонтажа, смены прокладок и последующей их установки. Линзовые компенсаторы, устанавливающиеся на подземных газопроводах в колодцах совместно с арматурой, выполняются из тонколистовой стали в виде

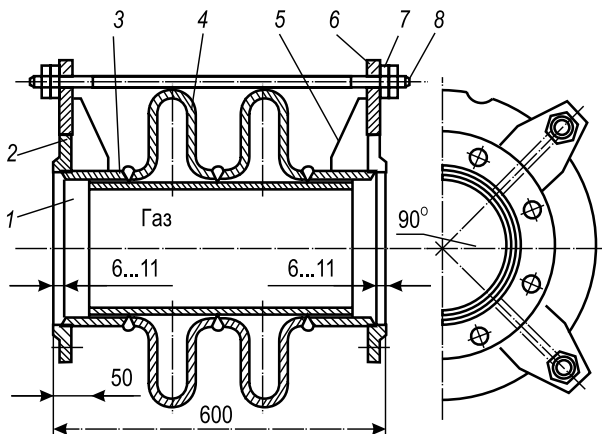


Рис. 5.10. Линзовый компенсатор

1 – патрубок; 2 – фланец; 3 – рубашка; 4 – полулинза; 5 – ребро; 6 – лапа; 7 – гайка; 8 – тяга

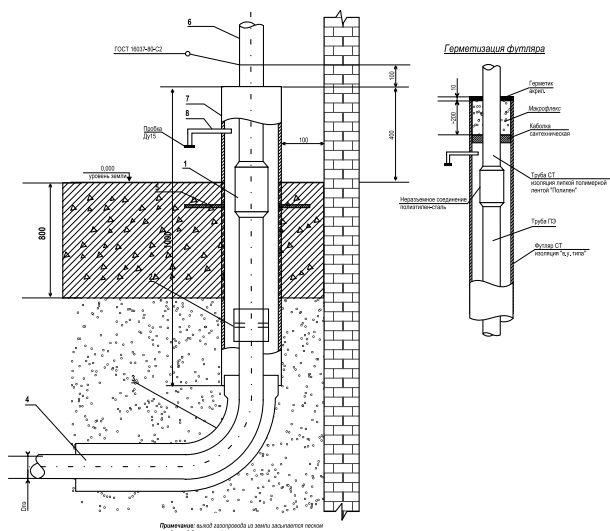


Рис. 5.11. Устройство защитного футляра выхода из земли газопровода низкого давления

отдельных свариваемых между собой полулинз. Для обеспечения нормальных условий демонтажа и монтажа, а также для снятия температурных напряжений с фланцев арматуры применяются двухлинзовые компенсаторы, состоящие из четырех полулинз. Линзовые компенсаторы устанавливают в 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 способ-

ность определяют суммой компенсирующей способности отдельных линз.

Футляры используют для защиты газопроводов от механических воздействий, находящихся над и под ними сооружений и предотвращение от попадания в них газа при разрыве или неплотности газопроводов. Устройство простого футляра, служащего для прокладки газопровода через фундаменты, стены зданий и сооружений, показано на рис. 5.11.

Газорегуляторные пункты (ГРП) промышленных и коммунально-бытовых предприятий сооружаются в отдельно стоящем здании и предназначены для питания газом нескольких крупных потребителей (цехов, котельных). ГРП с входным давлением не более 0,6 МПа можно размещать в пристройках к промышленным зданиям I и II степени огнестойкости с производствами, отнесенными по пожарной опасности к категориям Г и Д. Газорегуляторные установки (ГРУ) и контрольно-регуляторные пункты (КРП) монтируют непосредственно в помещениях цехов и котельных, где находятся агрегаты, использующие газ.

В состав ГРП (ГРУ, КРП) входят:

- *фильтр-очиститель;*
- *регулятор давления;*
- *предохранительные, запорные и сбросные устройства;*
- *запорная арматура;*
- *КИП;*
- *узел измерения расхода газа (счетчик или измерительная диафрагма).*

Газ начального давления через задвижку поступает в фильтр, где очищается от механических примесей. Очищенный газ проходит через предохранительный запорный клапан, предназначенный для отключения подачи газа при аварийном отклонении (по максимуму и минимуму) вы-

ходного давления. Далее газ попадает в регулятор давления, главный узел любого газорегуляторного блока. Он снижает давление газа до заданного и автоматически поддерживает его независимо от изменения расхода газа. Регулятор давления и предохранительный запорный клапан через импульсную систему трубопроводов соединены с газопроводом выходного давления.

Регулирующая линия ГРП имеет обводной газопровод (байпас). При выходе из строя какого-либо прибора регулирующей линии или при проведении ремонтно-профилактических работ закрываются задвижки до фильтра и после регулятора, то есть ГРП переводится на байпасную линию, на которой установлены два запорных клапана: первое работает в дроссельном режиме, воспринимая на себя основной перепад давления, а второе — в режиме клапана, поддерживающего постоянное заданное выходное давление.

Предохранительное сбросное устройство предназначено для снижения выходного давления газа после регулятора стравливанием части газа в атмосферу. Оно должно настраиваться на давление, меньшее максимального давления отсеки запорного клапана. При резком падении расхода газа (вызванного, например, отключением части газопотребляющих агрегатов) регулятор не сразу восстанавливает заданное давление, и давление газа в системе газоснабжения после регулятора кратковременно повышается. Сбросной клапан и снимает его.

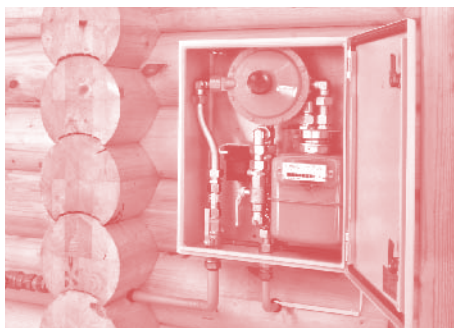
В аварийном режиме сбросной клапан не сможет снизить выходное давление из-за малой пропускной способности. Давление газа после регулятора будет повышаться, пока не достигнет давления отсеки предохранительного запорного клапана, который и отключит подачу газа в ГРП.

ГРП рассчитан на автоматическую работу. Для периодического контроля работы приборов и оборудования устанавливаются манометры, а для учета — расходомеры.

В практике применяются ГРП различных типов: одно- и двухступенчатые (последовательно установлены два регулятора); одинарные, сдвоенные и строенные (параллельно установлены три регулирующие линии). Двухступенчатое снижение давления газа применяют в целях безопасности и снижения уровня шума.

Параллельная установка регулирующих линий оправдана в том случае, 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 настраивается на выходное давление, немного отличное от давления на соседней линии. В этом случае линии включаются в работу и выключаются автоматически, в зависимости от нагрузки.

Для расчета и подбора регулятора давления, а также для определения параметров настройки оборудования проводится гидравлический расчет газопроводов до и после ГРП и определяются потери давления, а настройка — по расчетным параметрам и уточняется в процессе эксплуатации.



Минимальное давление отсечки газа принимают по минимальному давлению газа перед горелками с учетом потерь давления в газопроводах. Предлагаемые режимы настройки могут быть скорректированы в зависимости от давления газа и типа газовых горелок.

Контрольно-распределительные пункты (КРП), выполненные в виде компактного узла, широко применяются в системах автономного газоснабжения с малым и средним потреблением топлива.

В конструкцию КРП фирмы FAS (Германия) включены регулятор давления и газовый счетчик. Контрольно-распределительный пункт комплектно собран в стальном шкафу. Подключение к КРП осуществляется на нижней стороне шкафа с помощью муфт с трубной конической или цилиндрической резьбой.

Конструкция обеспечивает многоступенчатую защиту при возникновении нештатных ситуаций:

- При сбоях электроснабжения электромагнитный клапан закрывается, прекращая подачу газа;
- При обрыве трубопровода перекрытие газовой магистрали осуществляется с помощью скоростного клапана;
- При утечке газа в помещении, в котором размещен прибор контроля загазованности, происходит закрытие электромагнитного клапана, прекращая тем самым подачу газа.

В комплект поставки КРП включены:

- Стальной шкаф;
- Газовый счетчик;
- Регулятор давления (рис. 5.13);
- Муфты;
- Шаровые клапаны;
- Манометр;
- Скоростной запорный клапан;
- Т-соединения;
- Электромагнитный пре-

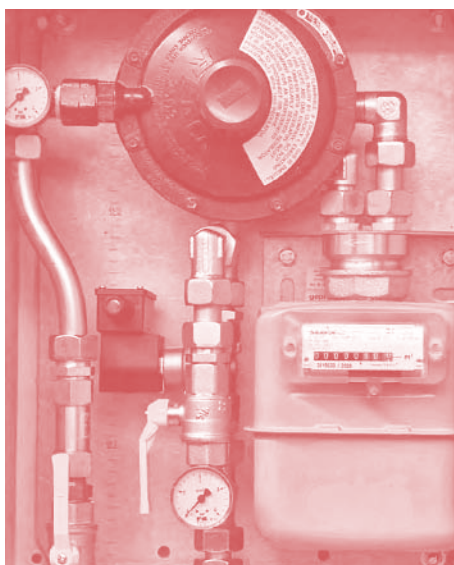
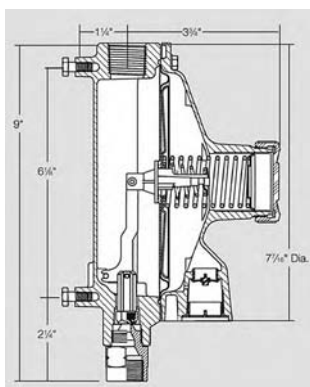


Рис. 5.12. Контрольно-регуляторный пункт для систем АГС производства фирмы FAS (Германия).



Рис. 5.13. Регулятор давления типа Rego LV 5503. Диапазон входных давлений — 0,35–1,40 бар, выходное давление — устанавливается по параметрам системы АГС.



дохранительный клапан.

Снижение шумов в ГРП/КРП. При больших расходах и перепадах давления в регуляторах могут возникать шумы и вибрация, интенсивность которых определяется технологическим режимом работы оборудования, конструкцией регулирующих устройств, акустическими свойствам здания ГРП. Шум из здания ГРП распространяется в основном через двери, окна, вентиляционную систему (дефлекторы, жалюзи и т.д.) и другие проемы. Основными источниками шума являются:

- *клапанное устройство регулятора давления;*
- *элементы линии, расположенные после регулятора;*
- *линзовые компенсаторы, крутые отводы, врезки, прикрытые задвижки и др.;*
- *выходящие наружные газопроводы.*

Для снижения шумовых помех в ГРП рекомендуется принять следующие меры:

- *уменьшить шум в самом источнике за счет снижения частоты и зон пульсации;*
- *локализовать шум за счет звукоизоляции источника шума;*
- *повысить акустическую плотность здания ГРП.*

Для действующих ГРП целесообразно применять пассивную защиту, основанную на применении звукопоглощающих материалов и конструкций с целью звукоизоляции наиболее «шумных» узлов линии регулирования и повышения акустической плотности самой установки ГРП. К этому виду защиты относятся следующие методы:

- *нанесение звукопоглощающих покрытий на наружную поверхность газопроводов и арматуры;*
- *установка звукоизолирующих кожухов;*
- *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), 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.

Особенности газоснабжения производственных участков (цехов, мастерских т.д.). Производственные участки снабжаются газом низкого или среднего давления, определяемого видом и количеством теплогенерирующих агрегатов, а также требованиями «Правил безопасности в газовом хозяйстве» и СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы». Общие элементы схемы цеховых газопроводов следующие:

- *общее отключающее устройство на вводе газопровода в цех независи-*

мо от наличия отключающего устройства на междучеховом 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. 5.14, 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/КРП, то она монтируется в схему газоснабжения цеха между общим отключающим устройством и пунктом измерения расхода газа.

Ввод газопровода в цех, как правило, осуществляется через стену здания в футляре (рис. 5.11). 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 (затворку, кран) в доступном для обслуживания и освещенном месте. 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,

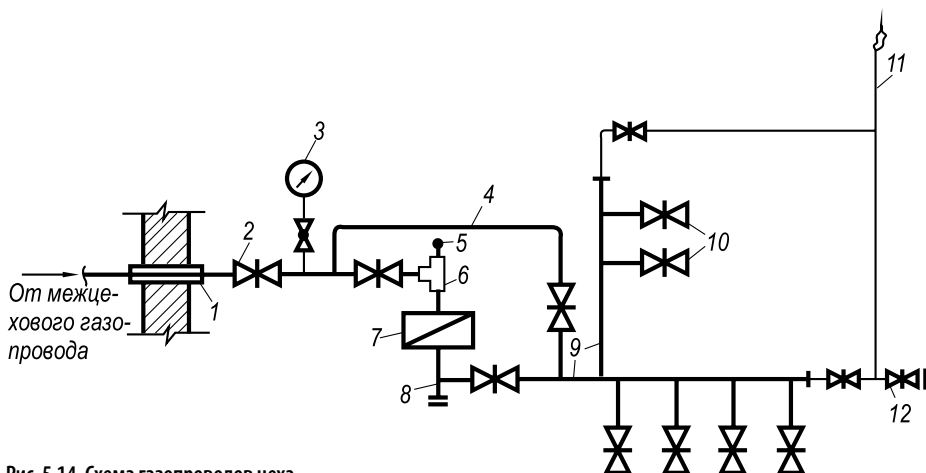


Рис. 5.14. Схема газопроводов цеха

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

помещения взрывоопасных производств, склады взрывоопасных и горючих материалов, помещения электrorаспределительных 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 омыwania их горячими продуктами сгорания или контакта с раскаленным или расплавленным металлом.

Газопроводы крепят специальными металлическими кронштейнами или подвесками с хомутами. При расположении арматуры на высоте более 2 м устраиваются смотровые площадки с лестницами или обеспечивается 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 бетонных каналах с верхними съемными плитами. Размеры каналов выбирают из расчета возможности монтажа и удобства эксплуатации. Свободное пространство между каналом и газопроводом для устранения возможности скопления газа засыпают песком. При обеспечении постоянно действующей 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 на конечных удаленных участках снабжаются продувочными газопроводами, предназначенными для освобождения газопроводов от воздуха перед пуском теплоагрегатов и вытеснения газа воздухом при ремонте, консервации или длительной остановке системы газоснабжения. К цеховым продувочным газопроводам могут при-



Рис. 5.15. Монтаж внутрицехового газопровода

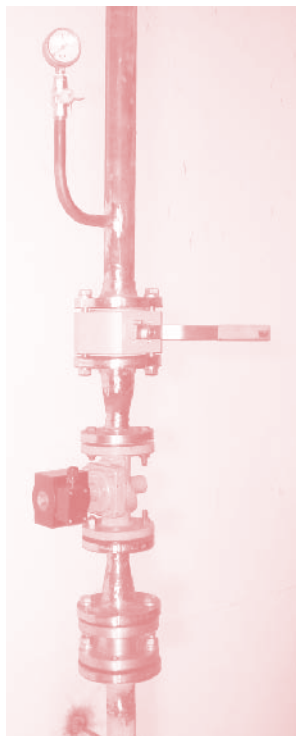


Рис. 5.16. Узел ввода газопровода

соединяться и продувочные газопроводы агрегатов (печей, котлов, сушилок и т. д.). Продувочные газопроводы выводят из зданий и по наружной поверхности стен прокладывают не менее чем на 1 м выше карниза крыши, в месте, где газ безопасно рассеивается. Для исключения возможности попадания осадков конец газопровода либо загибают, либо монтируют на нем защитный зонт.

Трубы газопроводов соединяются сваркой. Резьбовые и фланцевые соединения допускаются в местах установки арматуры, оборудования ГРУ, контрольно-измерительных приборов, газовых горелок.

Обвязочные газопроводы. Выбор схемы обвязки тепловых агрегатов (котлов, промышленных печей, сушилок и т. д.) зависит от тепловой мощности агрегата, вида и числа горелок, давления газа в системе, вида отключающих устройств (краны или задвижки), а также от типа применяемой системы автоматики регулирования и безопасности. Многолетней практикой доказано, что по надежности отключения (герметичности) краны и клапаны 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. Недостаточная плотность же задвижки приводит к значительным утечкам газа в топку, при чем обнаружить эти утечки без специальных приборов практически невозможно.

Варианты схем обвязочных газопроводов весьма разнообразны и сильно привязаны к типам агрегатов, их конструкции, применяемого внутреннего оборудования (газогорелочные устройства, узлы автоматики, отключающие и счетные устройства). Поэтому в каждой ситуации должны разрабатываться свои, адаптированные к местным условиям, схемы.

Предохранительные взрывные клапаны. Наибольшее давление при взрыве газозоудушной смеси в замкнутых объемах, достигает 1 МПа (10 атм) (табл. 5.18). Большинство элементов ограждающих конструкций разрушаются

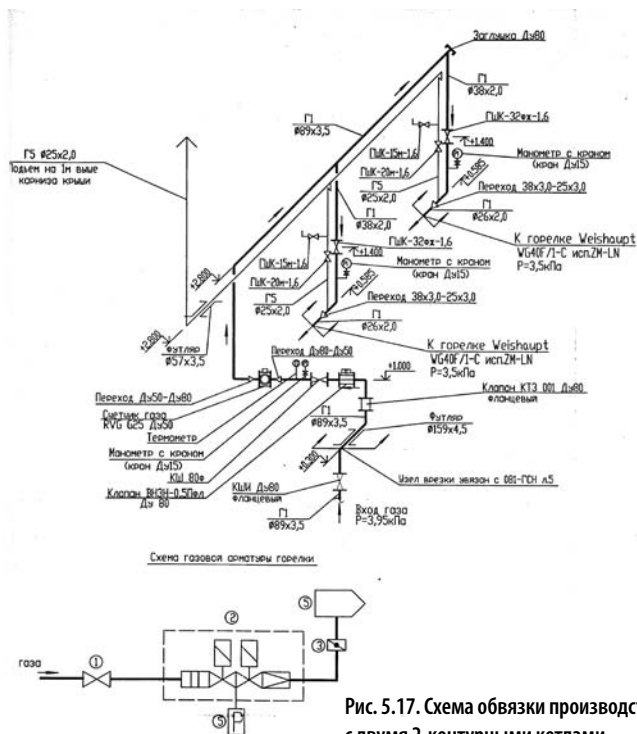


Рис. 5.17. Схема обвязки производственной котельной с двумя 2-контурными котлами

Таблица 5.18. Основные характеристики реакций горения максимальных давлений взрыва горючих газов

Газ	Расход на 1 м ³ газа, м ³		Объем продуктов сгорания на 1 м ³ сгоревшего газа, м ³				Максимальное давление взрыва, МПа
	Воздуха	Кислорода	CO ₂	H ₂ O	N ₂	Всего	
Водород	2,38	0,5	-	1,0	1,88	2,88	0,74
Оксид углерода	2,38	0,5	1,0	-	1,88	2,88	0,78
Метан	9,52	2,0	1,0	2,0	7,52	10,52	0,72
Этан	16,66	3,5	2,0	3,0	13,16	18,16	0,82
Пропан	23,80	5,0	3,0	4,0	18,80	25,80	0,86
Бутан	30,94	6,5	4,0	5,0	24,44	33,44	0,86
Ацетилен	11,90	2,5	2,0	1,0	9,40	12,40	1,03

при давлении до 0,05 МПа: кирпичные стены толщиной 51 см разрушаются при давлении 0,050 МПа, толщиной 38 см — 0,020 МПа, а остекленные оконные проемы — всего при 0,002 МПа. Взрыв газозооной смеси в топках и газозодах приводит к мгновенному адиабатическому расширению продуктов горения и возрастанию давления, которое может разрушить ограждающие конструкции тепловой установки. Образование взрывоопасных газозооных смесей может происходить при утечках газа через арматуру, погасании пламени горелок в процессе эксплуатации и т.п. Опасны даже небольшие утечки газа, так как объемы топок и газозодов сравнительно невелики.

Для предотвращения разрушения ограждающих конструкций топок и газозодов тепловых установок устанавливаются предохранительные взрывные клапаны, срабатывающие при давлениях меньших, чем разрушающие конструкции установок давления. Эти клапаны обеспечивают своевременный сброс давления продуктов сгорания из камеры, где происходит взрыв.

Наибольшее распространение получили клапаны разрывного, откидного и сбросного типов, устанавливаемые на перекрытиях и стенках топок и газозодов. Клапаны устанавливаются в зонах наиболее вероятного скопления утечек газа, образования газозовых мешков. Их надо располагать так, чтобы при срабатывании взрывной волны не поражааь обслуживающий персонал. Если это невозможно, необходимо после клапана оборудовать 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 имеет мембрану из листового асбеста толщиной 2–3 мм, которая разрушается при взрыве. Через образованное отверстие продукты сгорания сбрасываются в окружающую среду. Для повышения прочности и долговечности перед мембраной со стороны топки монтируют металлическую сетку с ячейками 40х40 или 50х50 мм. Асбестовый лист и сетку зажимают фланцами, которые крепят к металлическому коробу, прочно вмонтированному в обмуровку теплового агрегата. Необходимо учесть, что асбестовый лист может длительно работать при температуре до 500°С, поэтому взрывные клапаны устанавливаются так, чтобы асбе-

стовая мембрана не подвергалась нагреву от факела и раскаленной кладки. Клапаны разрывного типа просты и недороги.

В откидных клапанах 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 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 армируется металлической сеткой и может применяться при температуре до 500°C.

Расчет и подбор предохранительных взрывных клапанов выполняется в соответствии с действующими СНиП 42-01-2002, «Правилами безопасности в газовом хозяйстве» и «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов». В общем случае рекомендуется ориентироваться на следующие параметры:

- на 1 м³ внутреннего объема топки, газоходов и боронов должно приходиться не менее 0,025 м² взрывного клапана, при этом минимальная площадь поверхности клапана — 0,15 м²;
- для мощного оборудования над топкой должны быть установлены взрывные клапаны общей площадью поверхности не менее 0,2 м², а на газоходах — не менее двух клапанов с минимальной суммарной площадью поверхности 0,4 м².



Глава 6. Защита от коррозии газопроводного и резервуарного оборудования

6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Коррозия металлов — постепенное поверхностное разрушение металла в результате химического и электрохимического взаимодействия с внешней средой. Так, коррозия подземных стальных трубопроводов происходит под действием химических соединений, имеющих 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 и структура грунта;*
- *состав и концентрация растворимых в нем веществ;*
- *влажность;*
- *характер проникновения воздуха;*
- *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.

Для оценки коррозионной агрессивности грунта по отношению к стали, определяют удельное электрическое сопротивление грунта, измеренное в полевых и лабораторных условиях, и среднюю плотность катодного тока при смещении потенциала на 100 мВ отрицательней стационарного потенциала стали в грунте. Если при определении одного из показателей установлена высокая коррозионная агрессивность грунта (а для мелиоративных сооружений — средняя), то другой показатель не определяют.

Критерием опасности коррозии, вызываемой блуждающими токами, является существование положительной или знакопеременной разности потенциалов между трубопроводом и землей (анодные и знакопеременные зоны). Источниками блуждающих токов являются рельсовые пути электрифицированного транспорта и промышленные предприятия, использующие 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 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии», СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы»; «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правил безопасности в газовом хозяйстве», «Правил технической эксплуатации и техники безопасности в газовом хозяйстве» и др.

Мероприятия по защите от коррозии строящихся подземных газопроводов включают в себя электрохимическую защиту. Их следует осуществлять до сдачи газопровода в эксплуатацию, но не позднее чем через 6 месяцев 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). Проекты защиты от коррозии должны разрабатываться одновременно с проектированием газопроводов.

Способы защиты подземных газопроводов от коррозии обоих видов (почвенной и вызванной блуждающими токами) в основном совпадают:

- 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.

Таблица 6.1. Коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали

Коррозионная агрессивность грунта	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м	Средняя плотность катодного тока, А/м ²
Низкая	свыше 50	до 0,05 включительно
Средняя	от 20 до 50 включительно	от 0,05 до 0,20 включительно
Высокая	до 20	свыше 0,20

6.2. МАТЕРИАЛ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ

Газопроводы, прокладываемые в пределах населенных пунктов и промышленных предприятий, изолируются защитными покрытиями усиленного типа в соответствии с требованиями действующих нормативных документов:

- битумно-полимерными;
- битумно-минеральными;
- полимерными;
- этинолевыми;
- покрытиями на основе битумно-резиновых мастик (ГОСТ 15836-79).

Защитные покрытия должны наноситься только в цеховых условиях.

Нанесение защитных покрытий непосредственно на месте укладки допускается только при выполнении ремонтных работ на действующих газопроводах, изоляции сварных стыков и мелких фасонных частей, исправлении повреждений изоляции в процессе монтажа, применении липких лент сразу после укладки труб в траншеи.

Противокоррозионные покрытия должны отвечать требованиям нормативных документов (ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии», СНиП 42-01-2002 и др.):

- иметь достаточную механическую прочность и пластичность;
- высокую адгезию к металлу труб;
- не подвергаться разрушению от воздействия биологических факторов;
- не содержать компонентов, вызывающих коррозию металла труб;
- обладать диэлектрическими свойствами.

На материалы, применяемые для изоляции газопроводов, должны иметься сертификаты или другие документы, подтверждающие их качество.

Таблица 6.2. Конструкция защитных покрытий строящихся и реконструируемых сооружений

Условия нанесения покрытия	Номер конструкции	Конструкция (структура) защитного покрытия	Толщина защитного покрытия, мм, не менее	Диаметр трубы, мм	Максимальная температура эксплуатации, °С
Защитные покрытия весьма усиленного типа					
Заводские или базовые	1	Трехслойное полимерное: - грунтовка на основе термореактивных смол; - термопластичный полимерный подслои; - защитный слой на основе экструдированного полиэтилена. Двухслойное полимерное: - термопластичный полимерный подслои; - защитный слой на основе экструдированного полиэтилена.	2,2/2,5/3,0/3,5	57÷89/ 102÷259/ 273÷426/ 530÷820/ свыше 820	60
	2	Двухслойное полимерное: - термопластичный полимерный подслои; - защитный слой на основе экструдированного полипропилена	2,0/2,2/2,5	219÷259/ 530÷820/ свыше 820	60
	3	Комбинированное на основе полиэтиленовой ленты и экструдированного полиэтилена: - грунтовка полимерная; - лента полиэтиленовая с липким слоем толщиной не менее 0,45 мм (в один слой); - защитный слой на основе экструдированного полиэтилена.	2,2/2,5/3,0	133÷259/ 273÷530	40
Базовые	4	Ленточное полимерное: - грунтовка полимерная; - лента изоляционная с липким слоем толщиной не менее 0,45 мм; - обертка защитная с липким слоем толщиной не менее 0,6 мм (в один слой).	1,8	57÷530	40
Трассовые	5	Ленточное полимерно-битумное: - грунтовка битумная или битумно-полимерная; - лента полимерно-битумная толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя); - обертка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм	4,0/4,6	57÷159/ 168÷1020	40
Базовые и трассовые	6	Ленточное полимерно-битумное или полимерно-асмольное: - грунтовка битумная или асмольная; - лента полимерно-битумная или полимерно-асмольная толщиной не менее 2,0 мм (в один слой); - обертка полимерная толщиной не менее 0,6 мм, с липким слоем	2,6/3,2	57÷114/ 133÷426	40
Базовые	7	Мастичное: - грунтовка битумная или битумно-полимерная; - мастика изоляционная битумная или битумно-полимерная, или на основе асфальтосмолистых олигомеров, армированная двумя слоями стеклохолста; - слой наружной обертки из крафт-бумаги	7,5/9,0	57÷159/ 168÷1020	40

Битумно-полимерные, битумно-минеральные или битумно-резиновые защитные покрытия 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

Таблица 6.2. Продолжение

Условия нанесения покрытия	Номер конструкции	Конструкция (структура) защитного покрытия	Толщина защитного покрытия, мм, не менее	Диаметр трубы, мм	Максимальная температура эксплуатации, °С
Базовые	8	Комбинированное на основе мастики и экструдированного полиэтилена: - грунтовка битумная или битумно-полимерная; - мастика битумно-полимерная модифицированная толщиной от 1,5 до 2,0 мм; - защитный слой на основе экструдированного полиэтилена.	3,3/4,0	57÷159/ 168÷426	40
Базовые и трассовые	9	На основе термоусаживающихся лент с термопластичным клеем (в один слой)	1,85/2,0/2,2	57÷259/ 273÷426/ свыше 426	60
Трассовые	10	На основе термоусаживающихся материалов с мастично-полимерным клеевым слоем	2,3/2,8	57÷426/ 530÷820	40
Защитные покрытия усиленного типа					
Заводские или базовые	11	Трехслойное полимерное: - грунтовка на основе термореактивных смол; - термопластичный полимерный подслои; - защитный слой на основе экструдированного полиэтилена Двухслойное полимерное: - термопластичный полимерный подслои; - защитный слой на основе экструдированного полиэтилена	1,8/2,0/2,2/2,5	57÷114/ 133÷259/ 273÷530/ 630÷820	60
Заводские или базовые	12	Комбинированное на основе полиэтиленовой ленты и экструдированного полиэтилена: - грунтовка полимерная; - лента полиэтиленовая с липким слоем толщиной не менее 0,45 мм (в один слой); - защитный слой на основе экструдированного полиэтилена	2,2/2,5	57÷273/ 325÷530	40
Базовые	13	Мастичное: - грунтовка битумная или битумно-полимерная; - мастика изоляционная битумная или битумно-полимерная, или на основе асфальтосмолистых олигомеров, армированная двумя слоями стеклохолста; - слой наружной обертки из рулонных материалов толщиной не менее 0,6 мм	6,0	57÷820	40
Заводские или базовые	14	Силикатно-эмалевое (в два слоя)	0,4	57÷426	150
	15	На основе эпоксидных красок	0,35	57÷820	80
	16	На основе полиуретановых смол	1,5/2,0	57÷273/ 325÷1020	60

Таблица 6.3. Требования к покрытиям весьма усиленного типа

Наименование показателя	Значение	Метод испытания	Номер покрытия по таблице 8.2
1. Адгезия к стали, не менее, при температуре			
20°С, Н/см	70,0	ГОСТ 9.602-2005, приложение И, метод А	2
	50,0		1 (для трубопроводов диаметром 820 мм и более)
	35,0		1 (для трубопроводов диаметром до 820 мм), 9
	20,0		3, 4, 5, 6, 10
40°С, Н/см	35,0		2
	20,0		1, 9
	10,0		3, 4, 10
20°С, Мпа (кг/см²)	0,5 (5,0)	ГОСТ 9.602-2005, приложение И, метод Б	7, 8
2. Адгезия в нахлёсте при температуре 20°С, Н/см, не менее:			
Ленты к ленте	7,0	ГОСТ 9.602-2005, приложение И, метод А	3, 4, 5
	35,0		9
	20,0		10
Обёртки к ленте	5,0		4
Слой экструдированного полиолефина к ленте	15,0		3
3. Адгезия к стали после выдержки в воде в течение 1000 ч при температуре 20°С, Н/см, не менее	50,0	ГОСТ 9.602-2005, приложение К	1 (для трубопроводов диаметром 820 мм и более)
	35,0		1, 2 (для трубопроводов диаметром до 820 мм)
	30,0		9
	15,0		3, 4
4. Прочность при ударе, не менее, при температуре:			
от -15°С до -40°С, Дж		По ГОСТ 25812, приложение 5	Для всех покрытий (кроме 1, 2, 3,9), для трубопроводов диаметром, мм, не более:
	5,0		273
	7,0		530
	9,0		820
20°С, Дж/мм толщины покрытия	4,25		1, 2, 3, 9 для трубопроводов диаметром до 159 мм
	5,0		1, 2, 3, 9 для трубопроводов диаметром до 530 мм
	6,0		1, 2, 3, 9 для трубопроводов диаметром более 530 мм
	8,0		2 для трубопроводов диаметром 820–1020 мм
	10,0		2 для трубопроводов диаметром более 1220 мм
5. Прочность при разрыве, Мпа, не менее, при температуре 20º	12,0	ГОСТ 11262	1, 2, 9
	10,0	ГОСТ 14236	3, 8, 10
6. Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации, см², не более, при температуре:		ГОСТ 9.602-2005, приложение Л	
20°С	5,0	5,0	Для всех покрытий
40°С	8,0		1, 2, 9
7. Стойкость к растрескиванию под напряжением при температуре 50°С, ч, не менее	500	По ГОСТ 13518	Для покрытий с толщиной полиолефинового слоя не менее 1 мм: 1, 2, 3, 8, 9, 10
8. Стойкость к воздействию УФ-радиации в потоке 600 кВт·ч/м при температуре 50°С, ч, не менее	500	По ГОСТ 16337	1, 2, 3, 8
9. Температура хрупкости, °С, не выше	-50°С	По ГОСТ 16783	4, 9
10. Температура хрупкости мастичного слоя (гибкость на стержне), °С, не более	-15°С	По ГОСТ 2678-94	5, 6, 8, 10

Таблица 6.3. Окончание

Наименование показателя	Значение	Метод испытания	Номер покрытия по таблице 8.2
11. Переходное электрическое сопротивление покрытия в 3%-ном растворе Na_2SO_4 при температуре 20°С, Ом·м², не менее:		ГОСТ 9.602-2005, приложение М	
исходное	10 ¹⁰		1, 2, 9
	10 ⁸		3, 4, 5, 6, 7, 8, 10
через 100 сут. выдержки	10 ⁹		1, 2, 9
	10 ⁷		3, 4, 5, 6, 7, 8, 10
12. Переходное электрическое сопротивление покрытия на законченном строительством участках трубопровода (в шурфах) при температуре выше 0°С, Ом·м², не менее	5·10 ⁵	ГОСТ 9.602-2005, приложение М	1, 2, 3, 8, 9, 10
	2·10 ⁵		4, 5, 6
	5·10 ⁴		7
13. Диэлектрическая сплошность (отсутствия пробоя при электрическом напряжении), кВ/мм	5,0	Искровой дефектоскоп	1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10
	4,0		7
14. Сопротивление пенетрации (вдавливанию), мм, не более, при температуре:		ГОСТ 9.602-2005, приложение Н	Для всех покрытий
до 20°С	0,2		
свыше 20°С	0,3		
15. Водонасыщаемость за 24 ч, %, не более	0,1	По ГОСТ 9812	5, 6, 7, 8, 10
16. Грибистость, баллы, не менее	2	По ГОСТ 9.048, ГОСТ 9.049	Для всех типов покрытий весьма усиленного типа.

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. Примерные составы битумных грунтовок под битумные мастики в зависимости от сезона нанесения приведены ниже:

- для летнего времени — битум БН-90/10, БН-70/30 либо БНИ-IV, бензин автомобильный АИ-76. 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.

Армирование мастичных битумных покрытий производится стеклохолстами ВВ-К, ВВ-Г, нетканым полимерным полотном марки С1.100.80-0444 (ТУ 8390-002-46353927; ТУ 8390-007-05283280), стеклотканью Э(с)4-40 (ГОСТ 19907). Допускается применение стеклохолстов других марок, в том числе импортных, соответствующих основным нормативным показателям. Для повышения прочности, снижения чувствительности к изменениям температуры при изготовлении мастик в битум добавляются полимерные (атактический полипропилен, низкомолекулярный полиэтилен) и минеральные наполнители (доломит, доломитизированный и асфальтовый известняк). Для увеличения пластичности в качестве пластификаторов битумных мастик могут быть использованы масла зеленое и осевое.

Защитные покрытия усиленного типа из полимерных липких лент имеют следующую структуру: грунтовка (0,1 мм), липкая лента в три слоя

Таблица 6.4. Нормативные показатели физико-механических свойств липких лент

Показатель	Значение
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°C, Ом×см, не менее	10 ¹⁰ –10 ¹¹
Липкость ленты, с, не менее	10–20
Морозостойкость, °C, не ниже	-30 ÷ -50
Адгезия к стали, гс/см ширины, не менее	100

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

Для подземных стальных резервуаров применяются защитные покрытия весьма усиленного типа на основе полимерных липких лент, битумно-полимерного

наплавляемого материала или битумных мастик. Наиболее перспективным для изоляции СУГ является рулонный наплавляемый битумно-полимерный материал «Изопласт» (ТУ 5774-005-0576480), «Изоэласт» (ТУ 5774-007-05766480).

Покрытие для емкостей объемом до 200 м³ состоит из слоя битумно-го праймера и двух слоев рулонного битумно-полимерного материала «Изопласт-П» марки ЭПП-4,0 или «Изоэласт-П» марки ЭПП-4, и обертки (полиэтиленовой пленки, нанесенной на рулонный материал). Общая толщина покрытия — не менее 8 мм.

Адгезия покрытия на сдвиг — не менее 5,0 кгс/см. Слои покрытия сплавляются между собой без пазух, вздутий и расслоений. Покрытие должно быть сплошным, без пропусков и прожогов.

Изоляция резервуаров СУГ состоит из ряда последовательно проводимых технологических операций:

- *предварительный подогрев и сушка поверхности резервуара (при необходимости);*
- *пескоструйная очистка поверхности резервуара;*
- *праймирование изолируемой поверхности и подсушивание битумного праймера;*
- *раскраивание полос рулонного полимерно-битумного материала в соответствии с требуемыми размерами;*
- *наклеивание подплавленного с внутренней стороны рулонного материала и его прикатка.*

Праймирование (грунтовка) поверхности резервуаров СУГ проводится битумным праймером, приготовленным из битума БНИ-IV и бензина в условиях заготовительных мастерских.

Защитное покрытие на резервуарах СУГ наклеивается полотнами рулонного полимерно-битумного материала, подплавленного с внутренней стороны пламенем пропановой горелки (не допуская возгорания и стекания расплавленной мастики). Покрытие наносится по круговому периметру резервуара по направлению снизу вверх, ярусами, начиная с нижнего. Длина полотнища не должна превышать 2 м, а нахлест полот-

нища верхнего яруса на нижний должен составлять не менее 80 мм. Обклейка завершается в верхней части резервуара, так, чтобы части верхнего полотнища покрыли обе его стороны с требуемым нахлестом на ниже приклеенный ярус материала.

В местах нахлеста сразу после прикатки надо произвести шпаклевку кромок покрытия выступившей из-под рулонного материала подплавленной мастикой.

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

Для газопроводов с давлением газа до 1,2 МПа, прокладываемых в коррозионно активных грунтах, следует предусматривать катодную поляризацию 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. Для предупреждения коксования битумных мастик их нельзя хранить в разогретом виде при температуре 190–200°C более 1 часа, а при температуре 160–180°C — более 3 часов. Общие характеристики полимерных липких лент приведена в таблице 6.4. В качестве грунтовок под них применяются клеи (полиизобутиленовый клей, 88 Н и др.).

6.3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ

Функции контроля качества нанесения защитных покрытий на трубы и другие части газопроводов (конденсатосборники, фасонные части и др.) на производственных базах строительно-монтажных организаций осуществляет сертифицированный представитель отдела технического контроля и лаборатории этой организации, по трассе — работники лаборатории организации, выполняющей изоляционные работы, и представители технического надзора заказчика и предприятия газового хозяйства. Результаты проверки оформляются актом.

При внешнем осмотре 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 проводится 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.

Толщина слоя защитного покрытия контролируется 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 покрытия проверяется по всей поверхности искровым дефектоскопом при напряжении (кВ на 1 мм толщины покрытия):

- *нормальной изоляции* — 12;
- *усиленной* — 24,
- *весьма усиленной* 36.

Сплошность защитного покрытия из полимерных липких лент и эмалевых покрытий должна проверяться также дефектоскопом при напряжении 6 кВ. Допускается применение для этих целей других приборов.

Проверка адгезии битумных покрытий к металлу проводится адгезиметром или вручную (метод треугольника). Сопротивление покрытия отрыву, определяемое адгезиметром, должно быть не менее 0,5 МПа при температуре 6–25°C и не менее 0,4 МПа при температуре 25–35°C. 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.

Контроль качества сформированного покрытия резервуаров осуществляют после того, как его температура снизится до температуры окружающего воздуха, но не менее чем через 6 ч после его нанесения.

При контроле качества покрытия резервуаров СУГ осуществляют:

- *внешний осмотр в процессе послойного формирования покрытия и на всей поверхности готового покрытия;*
- *замер толщины магнитным толщиномером УКТ-1. Толщина готового покрытия должна быть не менее 8,0 мм;*
- *проверку сплошности искровым дефектоскопом при напряжении на щупе 36 кВ;*
- *определение степени прилипаемости к поверхности резервуара адгезиметром типа СМ-1 или методом «треугольника». Адгезия покрытия на сдвиг должна составлять не менее 5,0 кгс/см²;*
- *определение прилипаемости между слоями.*

Выявленные дефекты и повреждения 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.

6.4. КОРРОЗИЯ, ВЫЗЫВАЕМАЯ БЛУЖДАЮЩИМИ ТОКАМИ

Наиболее опасна коррозия, вызываемая блуждающими токами, сила которых достигает сотен ампер, и разностью потенциалов между трубопроводами и рельсами находящегося вблизи электрифицированного транспорта. Ее опасность оценивается на основании измерений, объем и комплекс которых определяют в соответствии с действующей нормативно-технической документацией. Газопроводы, прокладываемые в зоне блуждающих токов, должны обязательно иметь весьма усиленные защитные покрытия независимо от коррозионной активности грунта 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 ГОСТ 9.602-2005 (приложения Г и Д). Длительная поляризация должна осуществляться таким образом, чтобы исключилось вредное влияние на соседние металлические сооружения.

Электрохимическая коррозия — результат взаимодействия металла газопровода, выполняющего роль электродов, с агрессивной средой грунта (электролитом, слабым раствором кислот, щелочей и солей). Металл газопровода передает в грунт положительно заряженные ионы и приобретает отрицательный потенциал. Из-за неоднородности металла и грунта по длине газопровода появляются участки с большей и меньшей упругостью растворения, при этом 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, а в грунте перемещаются ионы. Металл корродирует на участках в анодных зонах, так как в них наблюдается выход ионов металла в грунт. Электрохимическая коррозия имеет характер местной: на газопроводах возникают язвы и каверны, способные развиваться в сквозные отверстия.

Электрохимическая коррозия возникает также при

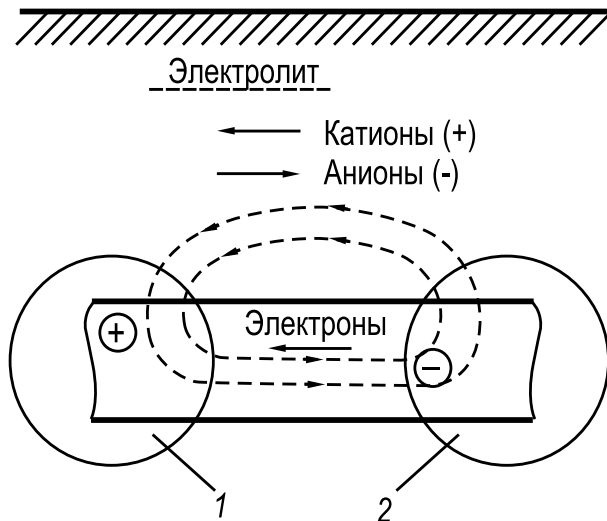


Рис. 6.1. Процесс электрохимической коррозии в почве: 1 — катодная зона; 2 — анодная зона

воздействии тока, попадающего в грунт в результате утечек из рельсов электрифицированного транспорта. Коррозия блуждающими токами во многом опаснее почвенной и в условиях насыщенности электротранспортом представляет наибольшую опасность.

6.5. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ

Стальные газопроводы и резервуары, уложенные в землю, подлежат электрической защите во всех анодных и знакопеременных зонах независимо от коррозионной активности грунта. Электрические методы защиты могут быть разделены на две основные группы:

- отвод и нейтрализация блуждающих токов;
- защита вне зоны блуждающих токов.

С помощью электрических защитных установок на газопроводах устраиваются 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 неполяризуемому водородному электроду, а также не менее -0,85 В и не более -1,15 В — к медно-сульфатному в любой среде. Потенциал неполяризуемого медносульфатного электрода по отношению к стандартному электроду принят равным 0,3 В.

Измерение поляризационных потенциалов производится по методике, приведенной в ГОСТ 9.602-2005 (приложение Р). Катодная поляризация подземных газопроводов должна осуществляться так, чтобы исключить вредное влияние ее на соседние металлические сооружения:

- уменьшение (по абсолютной величине) минимального или увеличение максимального защитного потенциала на соседних металлических сооружениях, имеющих катодную поляризацию, более чем на 0,1 В;
- опасность возникновения электрической коррозии на соседних подземных металлических сооружениях, ранее не требовавших защиты.

Для защиты газопроводов от коррозии блуждающими токами могут быть применены дренажи, катодные станции, протекторы, изолирующие фланцы и вставки, а также перемычки на смежные металлические под-

земные 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.

Электрический дренаж — способ защи-

Таблица 6.5. Поляризационные защитные потенциалы металла сооружения относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения

Металл сооружения	Значение защитного потенциала, В	
	минимальное $E_{\text{мин}}$	максимальное $E_{\text{макс}}$
Сталь	- 0,85	- 1,15
Свинец	- 0,70	- 1,30
Алюминий	- 0,85	- 1,40

ты, заключающийся в отводе блуждающих токов из анодной зоны защищаемого сооружения к их источнику. Дренаж — самая дешевая защита, создающая большую зону защиты (до 5 км). Для защиты металлических подземных сооружений применимы три типа дренажей: прямой, поляризованный и усиленный. По многим причинам чаще всего применяются два последних.

В практике автономного газоснабжения дренаж имеет весьма ограниченное применение, так как не обеспечивает должного уровня защиты. Кроме того, проще предусмотреть рациональную трассу газопровода, исключающую влияние блуждающих токов от рельсового электротранспорта, еще на этапе проектирования.

Катодная защита. Принцип этого вида 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 роль анода. Отрицательный полюс источника тока присоединяется к газопроводу (резервуару), а положительный — к заземлению (аноду). При этом постепенно разрушается анодное заземление, защищая газопровод. Этот вид применим как для защиты от коррозии блуждающими токами, так и почвенной.

Эффективность действия катодной защиты зависит от состояния изоляционных покрытий. При хорошей изоляции сокращается расход электрической энергии и увеличивается протяженность защищенных участков металлических сооружений. Средний расход электрической энергии в год на одну станцию катодной защиты составляет около 500 кВт·ч.

Принципиальная схема катодной защиты показана на рис. 6.2: ток от положительного полюса источника через соединительный кабель и анодное заземление переходит в грунт. Из почвы через дефектные места в изоляции ток проникает в газопровод и по дренажному кабелю направляется к отрицательному полюсу источника, создавая замкнутую 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

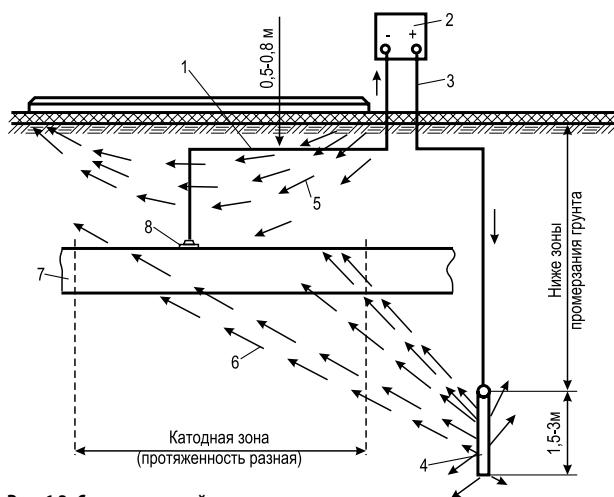


Рис. 6.2. Схема катодной защиты.

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 дренаживания

под влиянием его катодной поляризации. В качестве соединительных проводов применяют изолированные кабели сечением 25–77 мм² (в зависимости от мощности станции).

Для 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 медно-сульфатному электроду).

Для защиты газопроводов и емкостей резервуарных парков применяются катодные станции различной мощности.

Катодные установки наиболее целесообразны для защиты от почвенной коррозии и менее эффективны при защите от блуждающих токов. Эксплуатация установок катодной защиты сопровождается повышенным расходом электрической энергии.

Таблица 6.6. Области применения протекторов в зависимости от коррозионной активности грунта

Удельное электрическое сопротивление, Ом·м	Коррозионная активность грунта	Применяемые протекторы
До 5	Весьма высокая	Магнелиевые и цинковые протекторы весом 20 кг (при pH4 магниевые протекторы не применяются)
5–10	Высокая	Магнелиевые и цинковые протекторы весом 10–20 кг (при pH4 магниевые протекторы не применяются)
10–20	Повышенная	Магнелиевые протекторы весом 10 кг
20–50	Средняя	Магнелиевые протекторы весом 5 кг

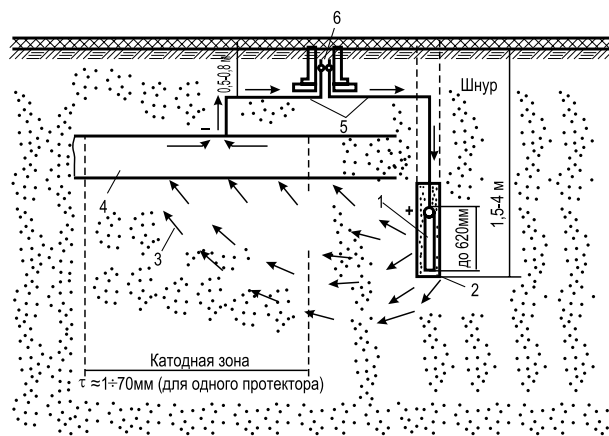


Рис. 6.3. Схема протекторной (электродной) защиты

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

Протекторная защита — разновидность катодной защиты, нашедшая широкое применение. Необходимый защитный ток вырабатывается гальваническим элементом, роль катода выполняет металл защищаемого сооружения, анода — служит металл с более отрицательными, чем у защищаемого металла, потенциалами, а электролитом — почва, окружающая газопровод и протектор.

Установка протекторной защиты состоит из 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, высвобождаемой блуждающими токами в анодных и знакопеременных зонах, когда сила блуждающих то-

ков может быть скомпенсирована током протектора и обеспечивается требуемый защитный потенциал в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2005. Протекторная защита заключается в присоединении к защищаемому сооружению металлических пластин или стержней (протекторов), обладающих более низким электрическим, чем металл сооружения, потенциалом (рис. 6.3). 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).

Ключевая характеристика протектора — его площадь поверхности. Промышленные протекторы изготавливаются из магниевых или алюминиевых сплавов. Во время хранения на складе и при транспортировке протектор дополнительно упаковывают в бумажный мешок, который снимается перед установкой протектора в грунт.

Эффективность протекторной защиты во многом зависит от правильного выбора материала протектора и среды, в которой последний находится. Наиболее часто применяют магниевые, алюминиевые и цинковые протекторы и их сплавы. Протекторы широко применяются 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 РД 34.21.122-87.

Неполяризующиеся *медносульфатные электроды*

Таблица 6.7. Характеристики протекторных сплавов

Марка сплавов	Потенциал по медносульфатному электроду сравнения, В	Теоретическая токоотдача, А·ч/кг	Коэффициент полезного действия, %
Мл 16	-1,6	2200	52
Мл 16 пч	-1,6	2200	60
Мл 16 вч	-1,6	2200	62
Мл 4 вч	-1,55	2200	64
Мл 1	1,55	2200	65
ЦП1	-1,1÷-1,15	820	95
ЦП2	-1,1÷-1,15	820	95
АП1	-1,04	2880	75
АП2	-0,94	2960	70
АП3	-1,04	2880	85
АП4	-1,14	2880	85
АП5	-1,02	2700	70

Таблица 6.8. Эксплуатационные характеристики протекторов

Марка сплава	Стационарный потенциал в активаторе (МС), мВ	Практическая токоотдача, А·ч/кг
Мл16	1590	1100
Мл16вч	1620	1400

Таблица 6.9. Химический состав магниевых и цинковых протекторных сплавов

Марка сплава	Основные компоненты, %				Примеси, не более, %				
	Mg	Al	Zn	Mn	Fe	Cu	Ni	Si	Ti
Мл16	остальное	7,5–9,0	2,0–3,0	0,15–0,50	0,03	0,15	0,01	0,2	–
Мл16пч					0,005	0,01	0,001	0,06	–
Мл16вч		5,0–7,0	2,0–4,0	0,02–0,50	0,003	0,003	0,001	0,04	–
Мл4вч					0,003	0,004	0,001	0,05	–
Мл1	–	0,4–0,6	остальное	–	0,001	0,001	–	–	–
ЦП1	–	0,4–0,6		–	0,001	0,001	–	–	–
ЦП2	0,1–0,3	0,5–0,7		0,1–0,3	0,004	0,001	–	–	–

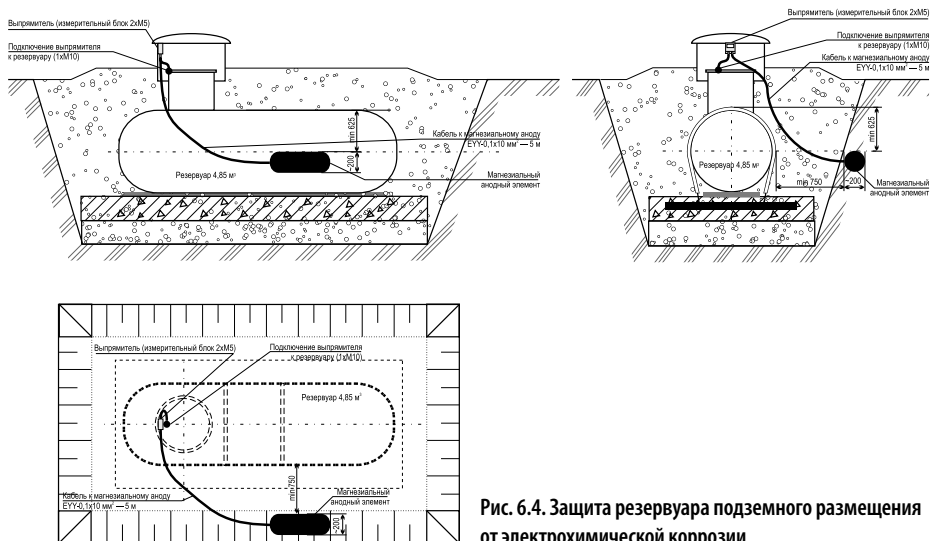


Рис. 6.4. Защита резервуара подземного размещения от электрохимической коррозии

сравнения длительного действия используется при измерениях разности потенциалов между подземными сооружениями и землей, определении эффективности противокоррозийной защиты подземных металлических сооружений и обеспечения работы выпрямителей катодной защиты в режиме автоматического поддержания измеряемой разности потенциалов и для измерения величины поляризационного потенциала защищенного сооружения переносными приборами.

Электроды типа ЭНЕС (ТУ 47 3994-002-10244915-95) устанавливают стационарно в грунт на глубину от 0,8 до 3 м с выводом проводников в контрольно-измерительный пункт или ковер, а также могут быть использованы в качестве переносных.

Эксплуатация электродов ЭНЕС осуществляется в диапазоне температур $-40...+45^{\circ}\text{C}$. Электроды ЭНЕС-1 выпускаются в герметичном исполнении с использованием ионообменных мембран, через которые обеспечивается контакт с грунтом без потери электролита. Ионообменная мембрана защищена от повреждений решетчатой крышкой. На корпусе электрода, выполненном из стеклонеполненного полиамида, закреплен датчик потенциала со съемной насадкой. Электроды надежно работают на станциях катодной защиты, имеющими входное сопротивление измерительной цепи от 10 кОм и выше.

Изолирующие фланцевые соединения (ИФС) — дополнительное средство защиты газопроводов от коррозии, использующееся совместно с устройствами электрохимической защиты.

Защита газопроводов с помощью ИФС заключается в том, что газопровод разбивается на отдельные участки, уменьшая таким образом его проводимость (и силу 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 чаще всего предусматривается 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. С каждой стороны от ИФС устанавливаются контрольные проводники с выводом на поверхность.

Электрические перемычки. Этот способ защиты применяют в случаях, когда на одном сооружении — положительный потенциал (анодная зона), а на другом — отрицательный (катодная зона), то есть их электрическое объединение перемычками приводит к тому, что на обоих сооружениях устанавливаются отрицательные потенциалы. Такие перемычки применяют для объединения локальных 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.

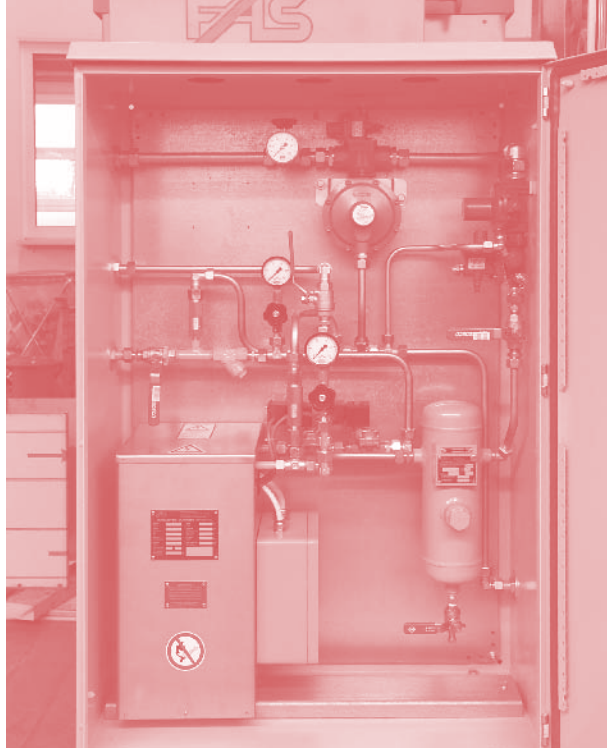
6.6. ПРОТИВОКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА НАДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Наземные 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 (ПБ 12-609-03). 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 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 участкам.

[illegible]



Глава 7. Испарительные и смесительные установки

7.1. СПОСОБЫ РЕГАЗИФИКАЦИИ

В зависимости от способа подачи сжиженного газа к горелкам (в жидкой или газовой фазе) различают так называемые мгновенное (однократное) и периодическое испарения газа. Теплота, необходимая для испарения газов, поступает за счет теплообмена с окружающей средой. Чаще используется периодический отбор паров сжиженного газа из резервуара, частично заполненного жидкостью.

В замкнутом объеме резервуара устанавливается динамическое равновесие 2-фазной системы «пар-жидкость». Если начат отбор насыщенных паров, равновесие нарушится: давление паров упадет, и жидкий газ закипит, испаряясь до тех пор, пока не прекратится отбор паров. Давление и температура в резервуаре снижаются, а по мере достижения постоянного отбора восстанавливается постоянство теплообмена. При этом постоянная разность температур жидкости и окружающей среды такова, что жидкость поглощает ровно столько теплоты из внешней среды, сколько необходимо для образования паров сжиженного газа. С этого момента не обнаруживается никаких изменений в температуре жидкой фазы, до тех пор пока не меняется интенсивность отбора паров сжиженного газа.

Установки с естественным испарением обладают серьезными недостатками:

- *значительной металлоемкостью (например, средний расход металла при газоснабжении от групповых резервуарных установок в средней и северной полосе России составляет с учетом расхода труб не менее 50 кг на одну квартиру, из которых около половины приходится на долю резервуаров);*
- *неравномерность состава паровой фазы (вначале испаряются легкие, а затем — тяжелые углеводороды);*
- *снижение упругости паров сжиженного газа, оставшегося в резервуаре.*

Указанные недостатки естественного испарения значительно осложняют операции по хранению СУГ, затрудняют эксплуатацию групповых резервуарных установок и газовых приборов, ухудшают качество сгорания газа. Низкая производительность установок с естественным испарением сжиженных газов вынуждает увеличивать число подземных резервуаров. Поэтому установки с естественным испарением могут быть рекомендованы только для газопотребительного оборудования малой производительности (индивидуальные пользователи), а также для южных регионов с высокими среднесуточными температурами.

Таким образом, характеристики испарения сжиженных газов играют важнейшую роль при проектировании систем хранения газов, приборов и газогорелочных устройств. Производительность резервуаров при периодическом отборе паров зависит от целого ряда факторов:

- *химического состава сжиженного газа;*
- *температуры внешней среды;*
- *степени наполнения резервуара и площади открытой поверхности;*
- *от степени отбора сжиженного газа из резервуаров, зависящей от нагрузки.*

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.

Естественная регазификация в резервуарах. Самый простой аппарат для регазификации сжиженных газов — замкнутый цилиндрический сосуд (баллон, резервуар), частично заполненный жидкой фазой. В верхней части — насыщенный пар. Естественная теплопередача осуществляется через наружную металлическую стенку от воздуха и грунта.

Кроме температурного режима, оказывающего самое большое влияние, есть и другие факторы (почти не поддающиеся расчету), также отражающиеся на испарительной способности:

- 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.

Широкое распространение для газоснабжения объектов коммунально-бытового назначения и сельскохозяйственного производства, а также сезонных потребителей (туристических баз, пансионатов и др.), получили надземные полуперемещаемые резервуары вместимостью от 600 до 1600 л,

Таблица 7.1. Испарительная способность надземных резервуаров малой емкости, кг/час

Содержание пропана, %	Температура воздуха, °С																	
	Резервуар 600 л						Резервуар 1000 л						Резервуар 1600 л					
	-30	-20	-10	0	10	20	-30	-20	-10	0	10	20	-30	-20	-10	0	10	20
0	—	—	—	—	0,7	2,3	—	—	—	—	1,1	3,5	—	—	—	—	1,5	4,7
10	—	—	—	—	1,4	3,0	—	—	—	—	2,3	4,7	—	—	—	—	3,0	6,4
20	—	—	—	0,3	2,0	3,7	—	—	—	0,5	3,4	5,9	—	—	—	1,0	4,6	8,0
30	—	—	—	1,1	2,7	4,3	—	—	—	1,7	4,6	7,0	—	—	—	2,8	6,3	9,3
40	—	—	0,2	1,8	3,4	5,0	—	—	0,3	2,8	5,6	8,2	—	—	0,4	4,3	7,8	11,4
50	—	—	0,9	2,6	4,0	5,6	—	—	1,4	4,0	6,8	9,3	—	—	1,9	5,9	9,4	13,2
60	—	—	1,7	3,2	4,8	6,3	—	—	2,8	5,0	8,0	10,6	—	—	3,8	7,5	11,1	14,8
70	—	0,7	2,4	4,0	5,4	7,0	—	2,5	5,3	7,3	10,2	13,0	—	3,5	7,3	10,8	14,3	16,5
80	—	1,5	3,3	4,7	6,1	7,6	—	2,5	5,3	7,3	10,2	13,0	—	3,5	7,3	10,8	14,3	18,2
90	0,5	2,2	4,0	5,4	6,8	8,2	0,8	3,6	6,4	8,6	11,5	14,2	1,1	5,0	8,9	12,4	15,8	19,8
100	1,2	2,9	4,7	6,1	7,5	9,0	1,9	4,7	7,5	9,6	12,5	15,1	2,7	6,6	10,4	14,0	17,5	21,8

а также резервуары большей вместимости. Испарительная способность надземных резервуаров различной вместимости приведена в табл. 9.1.

Как видно из данных таблицы, испарение сжиженных газов в значительной степени зависит от температуры наружного воздуха: при изменении ее всего на 20°C , т. е. от $+5$ до -15°C , отбор паров пропана снижается в 2,5 раза, а при изменении от $+15$ до -15°C (или на 30°C) — в 3–3,5 раза.

Уровень жидкой фазы в резервуаре перед очередной 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.

Регазификация в подземных резервуарах. Подземные резервуарные установки с естественным испарением жидкой фазы используют теплоту окружающего грунта: в холодное время года резервуар получает постоянный поток теплоты из глубинных слоев грунта, летом — от поверхностных слоев.

Испарительная способность подземного резервуара определяется целым рядом параметров:

- температурой окружающих резервуары грунтов;
- коэффициентом теплопроводности грунтов;
- степенью заполнения резервуара;
- длительностью непрерывной работы (суточной, сменной, часовой).

Расчетная испарительная способность подземного резервуара устанавливается для наихудших условий: в зимний период, при самой низкой температуре грунта, при минимальном заполнении резервуара и при постоянном давлении в резервуаре. В зимних условиях при любой температуре промерзания грунтов в резервуарах должно быть такое избыточное давление, которое позволяло бы обеспечить нормальную подачу газа потребителю.

На основании опыта эксплуатации систем автономного газоснабжения установлены следующие средние величины испарительной способности, $\text{м}^3/\text{ч}$, которыми можно руководствоваться в проектировании:

- для резервуаров вместимостью $2,5 \text{ м}^3$ — 4,5;
- резервуаров $5,0 \text{ м}^3$ — 9,0;
- резервуаров $10,0 \text{ м}^3$ — 15,0–17,0.

Таблица 7.2. Зависимость коэффициента теплового взаимодействия τ от числа резервуаров в установке (с разрывом 1 м)

Число резервуаров	Коэффициент теплового взаимодействия τ
2	0,93
3	0,84
4	0,74
6	0,67
8	0,64

Испарительная способность резервуара в составе групповой подземной резервуарной установки меньше, чем у одного отдельного резервуара, за счет экранирования теплового потока, поступающего от окружающего грунта, то есть испарительная способность группы резервуаров не равна сумме испарительных способностей. При групповом размещении подземных резервуаров с разрывами между ними 1 м полученную испарительную способность следует умножать на коэффициент теплового взаимодействия τ .

Зная расчетную испарительную способность, можно легко определить необходимое число резервуаров, разделив часовую потребность в газе на среднюю расчетную ис-

парительную способность одного резервуара с учетом также коэффициента γ .

7.2. ИСКУССТВЕННАЯ РЕГАЗИФИКАЦИЯ. ИСПАРИТЕЛИ

Применение установок искусственной регазификации позволяет резко (в 3–8 раз) увеличить испарительную способность групповых резервуарных установок и снизить капитало- и металлоемкость в пересчете на единицу массы используемого газа. Также обеспечивается получение газа с постоянной теплотой сгорания.

При сезонном снижении расхода газа резервуарные установки с искусственным испарением могут работать по схеме с естественным испарением (обвязка установок выполняется таким образом, что паровое пространство резервуаров объединено с выходными газопроводами).

Также использование испарителей позволяет сгладить пиковые неравномерности газопотребления, то есть повысить экономичность как систем газоснабжения, так и эффективность использования мощностей заводов и промыслов, обеспечить бесперебойность снабжения.

В последнее время все шире применяется такой способ покрытия сезонной и суточной неравномерности газоиспользования, как подача в распределительные сети смеси паров сжиженного газа с воздухом или другими газами (технология *propane-air*). Этот метод может иметь и самостоятельное значение при газификации небольших городов, поселков и промышленных предприятий.

Групповые резервуарные установки с искусственным испарением обладают следующими преимуществами:

- *испарительная способность установки не зависит от количества жидкости в резервуарах и сохраняется на заданном уровне;*



Рисунок 7.1. Парк испарительных агрегатов обеспечивает газом сушильное технологическое оборудование мощностью более 10 МВт

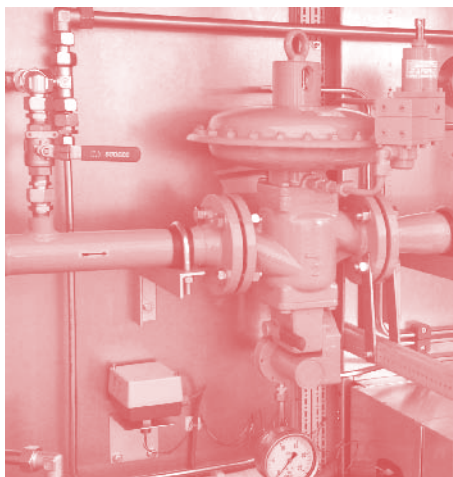


Рисунок 7.2. Испарительные агрегаты производства фирмы FAS (Германия) оснащены современной высококачественной арматурой.

- *теплота сгорания паровой фазы постоянна вплоть до полной выработки всего газа в резервуарах;*
- *повышенная экономичность и стабильность газоснабжения, обусловленные отсутствием надобности извлекать тяжелые остатки;*
- *значительная испарительная способность даже при небольшом объеме расходных резервуаров;*
- *возможность использования в них бутановых фракций или сжиженных газов с повышенным содержанием бутанов (до 60%).*

Перечисленные преимущества применения испарительных агрегатов обеспечили их широкое внедрение в практику. Передовые технические решения производителей позволили решить ряд проблем, присущих ранним моделям. Применение комплекса

регулирующей, предохранительной и контрольно-измерительной аппаратуры исключило:

- *возможность замерзания теплоносителя жидкости;*
- *попадание жидкой фазы СУГ в газопровод паровой фазы;*
- *необходимость постоянного надзора за их работой.*

Классификация испарителей отвечает особенностям конструкции теплопередающих поверхностей и виду 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. К испарителям непрямого подогрева относятся аппараты, в которых сжиженный газ получает теплоту через стенку от промежуточного газа или жидкости, обогреваемых горячим теплоносителем. Кроме того, существуют испарители, в той или иной степени сочетающие оба принципа.

Испарители также могут быть классифицированы и по другим 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).*

Емкостные испарители. Испарители этого типа предназначены для подземных групповых резервуарных установок с естественным испарени-

ем сжиженных газов. В настоящее время испарители этого типа практически не применяются в силу причин как технологического, так и экономического характера: 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. К недостаткам емкостных испарителей также относится пожароопасность в случае перерыва в работе системы автоматики регулирования температуры в отопляемой камере или системы вентиляции.

Проточные испарители сжиженных газов. Испарители этого типа отличаются высокой удельной производительностью и нашли самое широкое применение. Чаще всего такой испаритель представляет собой цилиндрический сосуд, внутри которого вмонтирован змеевик и устройство контроля уровня (поплавок с выходным клапаном). Испаритель снабжается впускной и выпускной арматурой, а также контрольно-предохранительными устройствами, обеспечивающими безопасную эксплуатацию в заданных режимах.

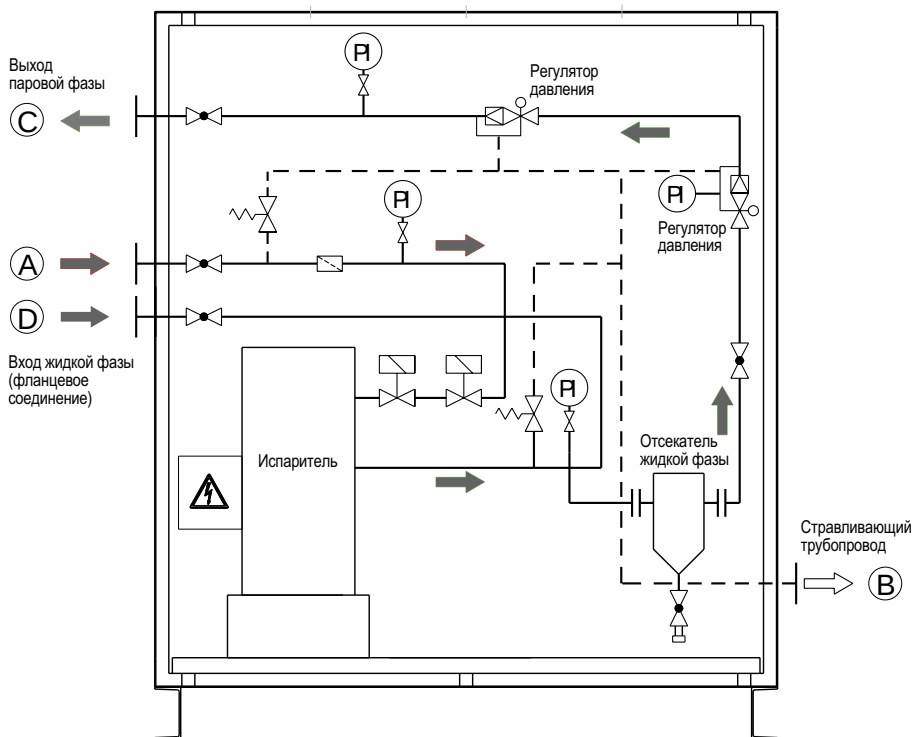


Рис. 7.3. Гидравлическая схема испарительной установки производства фирмы FAS (Германия) на базе электрического испарителя FAS 2000 производительностью 32 кг/час

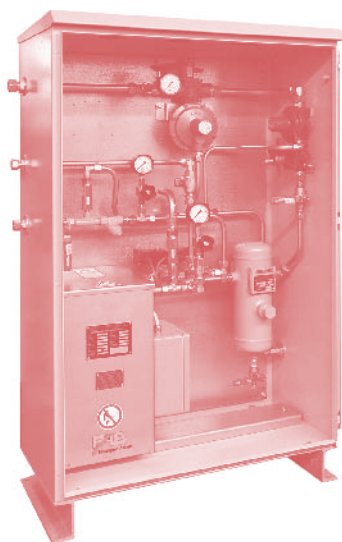


Рис. 7.4. Комплексная испарительная установка производства фирмы FAS (Германия) на базе электрического испарителя FAS 2000

Таблица 7.3. Технические характеристики испарительных установок фирмы FAS на базе электрических испарителей FAS 2000

Номер по каталогу FAS	Число испарителей	Производительность, кг/ч	Размеры шкафа, HxBxT, мм	Регуляторная группа (выходное давление, мбар)	Электропитание, В
20918	1	32	1200x800x400	1 единица среднего давления (1500)	380
20917	1	32	1200x800x400	1 единица низкого давления (50)	380
20920	2	32	1200x800x400	2 единицы низкого давления (50)	380
20925	1	32	1200x800x400	1 единица низкого давления (50)	220
20 708	1	60	1600x1200x500	1 единица среднего давления (1500)	380
20 709	1	100	1600x1200x500	1 единица среднего давления (2500)	380

Фирма FAS выпустила новые модификации испарителей FAS 2000 производительностью 170, 330, 450, 600, 800, 1200 и 1900 кг/час. Подробнее о новой продукции можно узнать на сайте www.fas.ru

Испаритель FAS 2000 относится к «сухим» испарительным агрегатам, в которых не применяются жидкие теплоносители. В качестве теплоносителя выступает алюминевый сплав, в котором проложены трубчатые электронагреватели. В теплоносителе проложен змеевик, по которому транспортируется жидкая фаза газа.

Температурный режим контролируется с помощью термостатов. При достижении рабочей температуры испарения открываются электромагнитные клапаны, установленные на входной магистрали. Клапаны обеспечивают полное прекращение подачи жидкой фазы при возникновении нештатных ситуаций: превышение расхода газа, отключение электропитания, нарушение температурных параметров паровой фазы на выходе из испарителя и т. д.

Особого внимания заслуживает испаритель FAS 2000 производительностью 30 кг/час с электропитанием 220 В. Небольшая потребляемая мощность (не более 5 кВт) и отсутствие необходимости в сети промышленного напряжения (380 В) — бесспорные преимущества использования данной модели испарителей FAS 2000.

Испарители FAS 2000 поставляются только в составе комплексных испарительных установок (открытая установка, комплексно собрана в стальном шкафу), полностью готовых к работе.

В комплект поставки включаются:

- Стальной окрашенный шкаф с вентиляционными отверстиями;
- Шаровой клапан на входе и выходе, между отсекателем и регулятором среднего давления;
- Грязеуловитель и предохранительный клапан перед испарителем;
- Испаритель FAS 2000;
- Жидкостный отсекаТЕЛЬ;
- Манометр 0–25 бар с манометр-запирающим клапаном;
- Регуляторная группа PN25 (предохранительный, запорный и продувочный клапаны, DIN-DVGW-допуск.

В жидкостном (водяном) испарителе FAS 3000 процесс передачи тепла от теплоносителя (антифриз, горячая вода) к пропан-бутану осуществляется пластинчатым теплообменником, способным работать при очень малых температурных градиентах. Разница между греющей и нагреваемой средой может составлять всего 1°C!

Жидкостные испарители FAS 3000 обладают следующими преимуществами:

- компактной конструкцией и малым весом;
- высокой удельной тепловой мощностью благодаря специальному профилированию пластин;
- длительным сроком

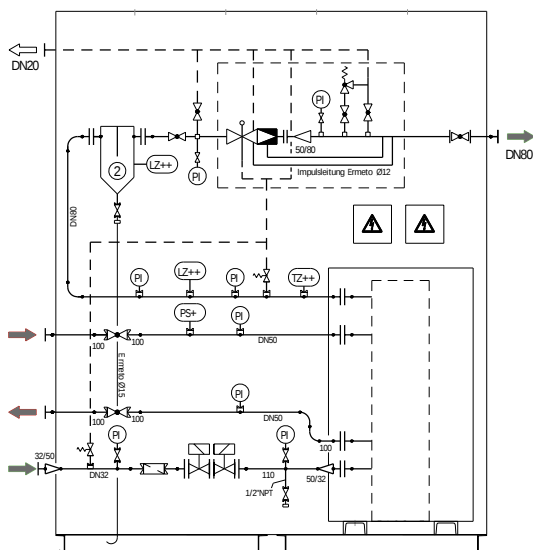


Рис. 7.5. Гидравлическая схема и общий вид жидкостной испарительной установки FAS 3000

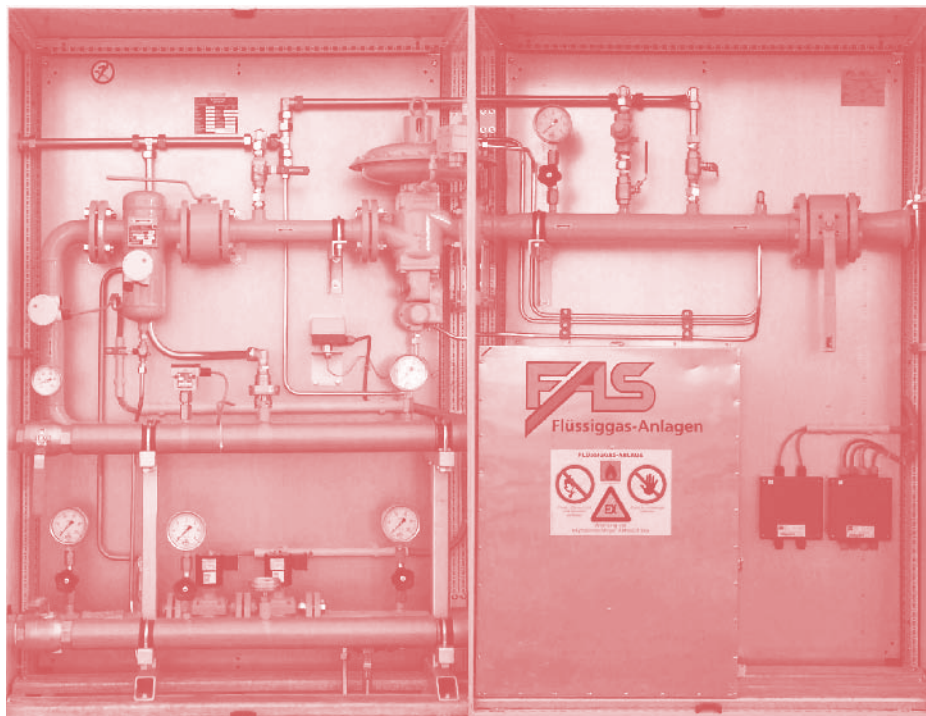


Таблица 7.4. Технические характеристики испарительных установок фирмы FAS на базе жидкостных испарителей FAS 3000

Номер по каталогу FAS	Производительность, кг/час	Выходное давление, мбар
20 247	400–800	без регуляторной группы
20 246	1000–1200	
20 245	1500–1900	
20 229	до 4000	
20 249	до 7000	
20 250	до 12 000	
20 248	400–800	20–2100*
20 2481	400–800	5–5000*
93 065	1000–1200	5–5000*
93 073	1500–1900	5–5000*
93 153	до 4000	5–5000
93 074	до 7000	5–5000*
03 075	до 14000	5–5000*

* Входное давление должно быть не менее чем на 0,5 бар выше, чем желаемое давление на выходе

эксплуатации при минимальных эксплуатационных затратах.

Технические характеристики:

- расчетное давление газа — 25 бар;
- расчетное давление горячей воды — 10 бар;
- температура горячей воды — +90/+70°C;
- напряжение электропитания — 230 В/50 Гц.

В состав комплектной испарительной установки включено следующее оборудование:

- Жидкостный испаритель типа FAS 3000;
- Отсекатель жидкой фазы;
- Сенсор контроля уровня;
- Фильтр-грязеуловитель (размер ячейки — 0,25 мм);
- Термометр с термоэлементом и дублированным термостатом;
- Распределительная коробка электроподключения;
- Датчик давления;
- Манометры с манометр-запирающими клапанами;
- Комплект запорно-предохранительной арматуры (предохранительные, шаровые, дифференциальные и электромагнитные клапаны);
- Регулятор давления.

7.3. РЕГУЛЯТОРНЫЕ ГРУППЫ

Для обеспечения нормальной работы газопотребляющего оборудования необходимо обеспечить стабильность следующих параметров:

- количества подаваемого газа;
- калорийности газа;
- давления газа.

Чаще всего в состав комплектных испарительных установок регуляторная группа включена. Однако стоит учесть, что в ряде случаев при экстремально большом потреблении СУГ есть необходимость в установке испарительных систем с большим количеством испарителей с общей регуляторной группой, вынесенной в отдельный технологический узел.

Кроме того, практика показывает, что на сегодняшний день в эксплуатации находятся сотни устаревших регуляторных групп, срочно нуждающихся в замене.

Компания FAS выпускает автономные регуляторные группы в различных ком-

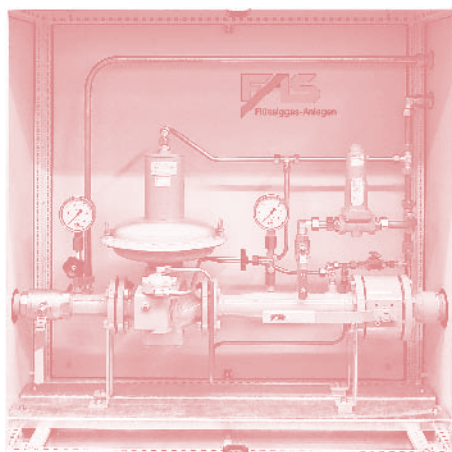


Рис. 7.6. Регуляторная группа в составе испарительной установки производства фирмы FAS (Германия)

плектациях, отвечающих практически любым запросам потребителей.

Регулятор давления контролирует и регулирует давление и предотвращает недопустимую нагрузку на арматуру и устройства, подключенные к системе после регулятора. Давление на выходе регулятора показывается с помощью манометра.

Манометры с манометр-запирающими клапанами выполнены из высококачественных материалов, гарантирующих длительный срок службы. Корпус — сталь/медь, измерительное устройство — легированная бескислородная медь. Класс точности — 1.6.

Регуляторные группы могут комплектоваться регуляторами давления типа Actaris, обеспечивающими повышенную точность регулировки/передачи в распределительных сетях. Они гарантируют практически неизменное выходное

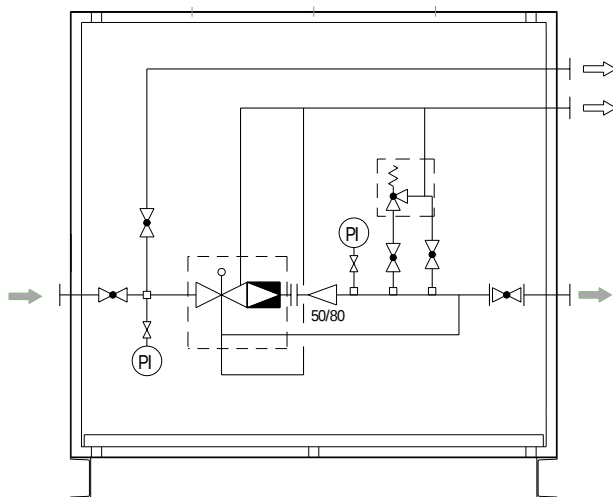


Рис. 7.7. Гидравлическая схема регуляторной группы

Таблица 7.5. Состав регуляторной группы

Наименование	Номер по каталогу FAS	Количество
Регулятор давления	16245	1
Манометр	17012/17011	1/1
Манометр-запирающий клапан	17161	2
Предохранительный сбросной клапан тип 15SD	16155	1
Шаровый клапан	19456/19452/ 19157/19250	1/1/1/1
Прокладки межфланцевые	10646/10647	2/2
Прокладки манометра	17077	4



Рис. 7.8. Для комплектации регуляторных групп фирмы FAS используются высококачественные комплектующие

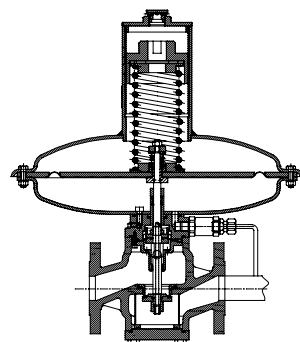


Рис. 7.9. Внутреннее устройство регулятора давления типа Actaris

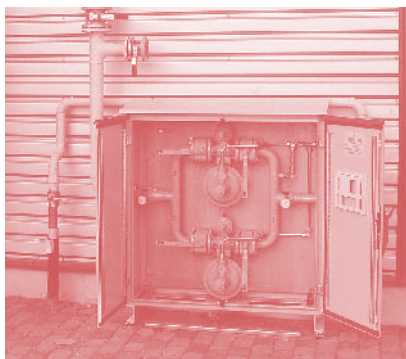


Рис. 7.10. Регуляторная группа системы газоснабжения промышленного назначения производства фирмы FAS (Германия)

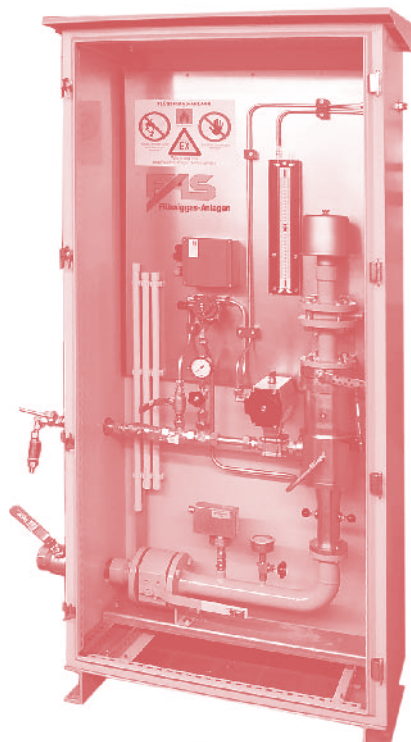


Рис. 7.11. Смесительная установка FAS 4000 производства фирмы FAS (Германия)

давление вне зависимости от изменения потока и/или давления.

Применение таких регуляторов в особо ответственных сетях оправдано тем, что в их конструкцию обязательно включаются запорно-предохранительные и сбросные клапаны, обеспечивающие абсолютную гарантию безопасности эксплуатации.

7.4. СМЕСИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Практика показывает, что эксплуатация систем, работающих на магистральном природном газе, в ряде случаев сопряжена с рядом трудностей. Внезапные падения давления газа в системе, появление водяного конденсата в трубопроводах; «веерные» отключения — все это ведет к вынужденным остановкам оборудования предприятий и риску больших производственных потерь. Между тем механизм компенсирующих мероприятий давно отработан и апробирован. Основным элементом таких комплексов являются современные смесительные установки.

Система автономного газоснабжения (как основная, так и резервная), будучи оснащенной смесительной установкой, позволяет осуществлять подпитку систем на природном газе без необходимости остановки рабочего процесса и каких-либо наладочных работ. Использование смесительных установок наиболее оправдывает себя в следующих ситуациях:

- *резервное газоснабжение систем, работающих на природном газе;*
- *покрытие пиковых нагрузок при потреблении природного газа;*
- *использование как в новых, так и в имеющихся, сетях СУГ на объектах с повышенным риском образования конденсата в газопроводе.*

Смесительные установки FAS 4000 производства фирмы FAS (Германия) делятся на два типа:

- *системы низкого давления — ND;*
- *системы высокого давления — HD.*

Системы низкого давления, как правило, яв-

**Таблица 7.6. Технические характеристики
испарительных установок фирмы FAS (Германия)**

Номер по каталогу FAS	Тип смесителя	Производительность, м ³ пропан-воздушная смесь/кг (СУГ)	Вход/выход СУГ	Давление входное/выходное, мБар
93 710	FAS 4000-32 ND	30/30	DN15/DN50	2000–5000/до 500
93 711	FAS 4000-60 ND	50/60	DN15/DN50	2000–5000/до 500
93 712	FAS 4000-100 ND	80/100	DN20/DN65	2000–5000/до 500
93 713	FAS 4000-160 ND	130/160	DN25/DN65	2000–5000/до 500
93 714	FAS 4000-300 ND	240/300	DN25/DN65	2000–5000/до 500



**Рис. 7.12. Смесительная установка фирмы FAS в
коттеджном поселке выполняет функции резерв-
ного источника газа**

ляются достаточно экономичными и поставляются в качестве шкафных установок для систем с давлением на выходе не более 500 мБар.

Системы высокого давления с автоматической настройкой калорийности газозоудшной смеси представляют из себя более сложные агрегаты и производятся в зависимости от реальных условий эксплуатации в каждом отдельном случае.

7.5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ГАЗОСНАБЖЕНИЮ С ЕСТЕСТВЕННЫМ ИСПАРЕНИЕМ

Значительный опыт эксплуатации газового хозяйства показывает, что эксплуатация систем газоснабжения с естественным испарением может столкнуться с рядом трудностей. Непостоянство теплоты сгорания топлива, характерное для таких систем, сильно ограничивает сферу их применения.

Шкафные газобаллонные установки с баллонами вместимостью 50 л для круглогодичного газоснабжения вновь строящихся объектов допустимы в исключительных случаях, практически не встречающихся в практике. Чаще такие установки применяются для сезонного газоснабжения, а также в теплых климатических районах страны (с расчетной наружной температурой не ниже 8°C). Проще в такой ситуации предусмотреть индивидуальное поквартирное газоснабжение баллонами вместимостью 27 л.

В последние годы в связи с развернувшимся индивидуальным загородным строительством большое распространение получили индивидуальные резервуарные установки с естественным испарением. При их проектировании следует учесть несколько факторов. Подземные газопроводы низкого давления прокладываются на глубине не выше глубины заложения осевой линии резервуара: для резервуаров вместимостью 5 м³ — не выше 1,3 м до поверхности грунта.

Разводка надземных газопроводов должна включать утепленные цокольные вводы. В наиболее низких точках, но не ближе 2–3 м от зданий, устанавливаются конденсатосборники, соответствующие диаметру газопровода и устанавливаемые ниже глубины промерзания грунта. Для подземных газопроводов принимаются уклоны не менее 0,002 в сторону конденсатосборников, для надземных — не менее 0,003 в сторону ввода газопровода в здание.

7.6. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ГАЗОСНАБЖЕНИЮ С ИСКУССТВЕННЫМ ИСПАРЕНИЕМ

Применение испарительных установок предусматривается в следующих случаях:

- *когда резервуарные установки с естественным испарением 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%);*
- *для обеспечения надежности газоснабжения при резко переменном режиме потребления газа.*

При проектировании системы следует рассмотреть варианты с различными видами теплоносителей, придерживаясь следующей последовательности:

- *продукты сгорания сжиженного газа (так называемые огневые испарители);*
- *горячая вода или водяной пар (жидкостные кожухотрубные испарители), рекомендуемые к применению на объектах, где возможно бесперебойное круглогодичное снабжение теплоносителем;*
- *электроэнергия («сухие» электрические испарители).*

Электрические испарители применяются преимущественно на объектах, которые не обеспечены круглогодичным централизованным теплообеспечением. Использование электрической энергии на технологические нужды испарения сжиженного газа следует согласовывать с районными энергетическими управлениями.

В очень холодных и холодных климатических зонах необходимо использовать проточные испарители сжиженного газа и устанавливать их, а также шкафы автоматики, в отапливаемом помещении или в утепленном (отапливаемом) шкафу.

На земельных участках с пучинистыми и просадочными грунтами, в районах с расчетной сейсмичностью более 6 баллов и на подрабатываемых территориях (районы горных выработок) следует применять установки с верхней обвязкой резервуаров по паровой и жидкой фазам. Также при устройстве оснований под резервуары должны предусматриваться мероприятия, направленные на уменьшение воздействия сил морозного пучения грунтов.



Глава 8. Характеристики горения газов



8.1. РЕАКЦИИ ГОРЕНИЯ

Горение — быстропротекающая химическая реакция соединения горючих компонентов с кислородом, сопровождающаяся интенсивным выделением теплоты и резким повышением температуры продуктов сгорания. Реакции горения описываются т.н. стехиометрическими уравнениями, характеризующими качественно и количественно вступающие в реакцию и образующиеся в результате ее вещества. Общее уравнение реакции горения любого углеводорода

$$C_m H_n + (m + n/4) O_2 = mCO_2 + (n/2) H_2O + Q \quad (8.1)$$

где m , n — число атомов углерода и водорода в молекуле; Q — тепловой эффект реакции, или теплота сгорания.

Реакции горения некоторых газов приведены в табл. 8.1. Эти уравнения являются балансовыми, и по ним нельзя судить ни о скорости реакций, ни о механизме химических превращений.

Тепловой эффект (теплотой сгорания) Q — количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании 1 кмоль, 1 кг или 1 м³ газа при нормальных физических условиях. Различают высшую Q_v и низшую Q_n теплоту сгорания: высшая теплота сгорания включает в себя теплоту конденсации водяных паров в процессе горения (в реальности при сжигании газа водяные пары не конденсируются, а удаляются вместе с другими продуктами сгорания). Обычно технические расчеты обычно ведут по низшей теплоте сгорания, без учета теплоты конденсации водяных паров (около 2400 кДж/кг).

КПД, рассчитанный по низшей теплоте сгорания, формально выше, но теплота конденсации водяных паров достаточно велика, и ее использование более чем целесообразно. Подтверждение этому — активное применение в отопительной технике контактных теплообменников, весьма разнообразных по конструкции.

Стехиометрический состав горючей смеси (от греч. stoicheion — основа, элемент и греч. metreo — измеряю) — состав смеси, в которой окислителя равно столько, сколько необходимо для полного окисления топлива

Таблица 8.1. Реакции горения и теплота сгорания сухих газов (при 0°C и 101,3 кПа)

Газ	Реакция горения	Теплота сгорания					
		Молярная, кДж/кмоль		Массовая, кДж/кг		Объемная, кДж/м³	
		высшая	низшая	высшая	низшая	высшая	низшая
Водород	$H_2 + 0,5O_2 = H_2O$	286,06	242,90	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	$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O$	880,90	800,90	55 546	49 933	39 820	35 880
Этан	$C_2H_6 + 0,5O_2 = 2CO_2 + 3H_2O$	1560,90	1425,70	52 019	47 415	70 310	64 360
Пропан	$C_3H_8 + 5H_2O = 3CO_2 + 4H_2O$	2221,40	2041,40	50 385	46 302	101 210	93 180
н-Бутан	$C_4H_{10} + 6,5O_2 = 4CO_2 + 5H_2O$	2880,40	2655,00	51 344	47 327	133 800	123 570
Изобутан	$C_4H_{10} + 6,5O_2 = 4CO_2 + 5H_2O$	2873,50	2648,30	51 222	47 208	132 960	122 780
н-Пентан	$C_5H_{12} + 8O_2 = 5CO_2 + 6H_2O$	3539,10	3274,40	49 052	45 383	169 270	156 630
Этилен	$C_2H_4 + 3O_2 = 2CO_2 + 2H_2O$	1412,00	1333,50	50 341	47 540	63 039	59 532
Пропилен	$C_3H_6 + 4,5O_2 = 3CO_2 + 3H_2O$	2059,50	1937,40	48 944	46 042	91 945	88 493
Бутилен	$C_4H_8 + 6O_2 = 4CO_2 + 4H_2O$	2720,00	2549,70	48 487	45 450	121 434	113 830

Для смеси горючих газов высшая (и низшая) теплота сгорания газов определяется по соотношению

$$Q = r_1 Q_1 + r_2 Q_2 + \dots + r_n Q_n \quad (8.2)$$

где $r_1, r_2, \dots, r_n$ — объемные (молярные, массовые) доли компонентов, входящих в смесь; $Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ — теплота сгорания компонентов.

Воспользовавшись табл. 8.1, высшую и низшую теплоту сгорания, кДж/м³, сложного газа можно определять по следующим формулам:

$$Q_v = 127,5 H_2 + 126,4 CO + 398 CH_4 + 703 C_2H_6 + 1012 C_3H_8 + 1338 C_4H_{10} + 1329 C_4H_{10} + 1693 C_5H_{12} + 630 C_2H_4 + 919 C_3H_6 + 1214 C_4H_8 \quad (8.3)$$

$$Q_n = 107,9 H_2 + 126,4 CO + 358,8 CH_4 + 643 C_2H_6 + 931,8 C_3H_8 + 1235 C_4H_{10} + 1227 C_4H_{10} + 1566 C_5H_{12} + 595 C_2H_4 + 884 C_3H_6 + 1138 C_4H_8 \quad (8.4)$$

где H_2, CO, CH_4 и т. д. — содержание отдельных составляющих в газовом топливе, об. %.

Процесс горения протекает гораздо сложнее, чем по формуле (8.1), так как наряду с разветвлением цепей происходит их обрыв за счет образования промежуточных стабильных соединений, которые при высокой температуре претерпевают дальнейшие преобразования. При достаточной концентрации кислорода образуются конечные продукты: водяной пар H_2O и двуокись углерода CO_2 . При недостатке окислителя, а также при охлаждении зоны реакции, промежуточные соединения могут стабилизироваться и попадать в окружающую среду.

Интенсивность тепловыделения и рост температуры приводят к увеличению в реагирующей системе активных частиц. Такая взаимосвязь цепного реагирования и температуры, свойственная практически всем процессам горения, привела к введению понятия цепочно-теплого взрыва — сами химические реакции горения имеют цепной характер, а их ускорение происходит за счет выделения теплоты и роста температуры в реагирующей системе.

Скорость химической реакции в однородной смеси пропорциональна произведению концентраций реагирующих веществ:

$$w = k C_1 C_2 \quad (8.5)$$

где C_1 и C_2 — концентрации реагирующих компонентов, кмоль/м³; 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):

$$K = K_0 e^{-E/RT} \quad (8.6)$$

где K_0 — предэкспоненциальный множитель, принимаемый для биометрических гомогенных смесей, $\approx 1,0$; E — энергия активации, кДж/кмоль; R — универсальная газовая постоянная, Дж/(кг·К); T — абсолютная температура, К (°C); e — основание натуральных логарифмов.

Предэкспоненциальный множитель K_0 можно истолковать как константу, отражающую полноту столкновения молекул, а E — как минимальную энергию разрыва связей молекул и образования активных частиц, обеспечивающих эффективность столкновений. Для распространенных горючих смесей она укладывается в пределах $(80 \div 150) \cdot 10^3$ кДж/кмоль.

Уравнение (8.6) показывает, что скорость химических реакций резко возрастает с увеличением температуры: например, повышение температуры с 500 до 1000 К влечет повышение скорости реакции горения в $2 \cdot 10^4 \div 5 \cdot 10^8$ раз (в зависимости от энергии активации).

На скорость реакций горения влияет их цепной характер. Первоначально генерируемый реакцией атомы и радикалы вступают в соединения с исходными веществами и между собой, образуя конечные продукты и новые частицы, повторяющие ту же цепь реакций. Нарастающее генерирование таких частиц приводит к «разгону» химических реакций — фактически взрыву всей смеси.

Высокотемпературное горение углеводородов имеет весьма сложный характер и связано с образованием активных частиц в виде атомов и радикалов, а также промежуточных молекулярных соединений. В качестве примера приводятся реакции горения простейшего углеводорода — метана:

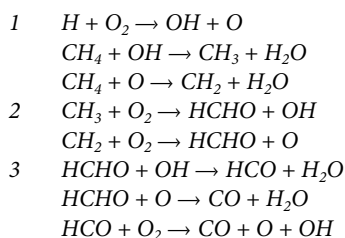
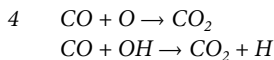
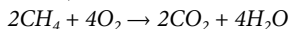


Таблица 8.2. Теоретическая потребность в сухом кислороде и воздухе, м³, и объем продуктов сгорания газа при сжигании 1 м³ газа

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 ₂ H ₆	3,5	16,66	2,0	3,0	13,16	18,16
Пропан C ₃ H ₈	5,0	23,80	3,0	4,0	18,80	25,80
Бутан C ₄ H ₁₀	6,5	30,94	4,0	5,0	24,44	33,44
Пентан C ₅ H ₁₂	8,0	38,08	5,0	6,0	30,08	41,08
Этилен C ₂ H ₄	3,0	14,28	2,0	2,0	11,28	15,28
Пропилен C ₃ H ₆	4,5	21,42	3,0	3,0	16,92	22,92
Бутилен C ₄ H ₈	6,0	28,56	4,0	4,0	22,56	30,56
Пентилен C ₅ H ₁₀	7,5	35,70	5,0	5,0	28,20	38,20
Ацетилен C ₂ H ₂	2,5	11,90	2,0	1,0	9,40	12,40



Итог единичного цикла:

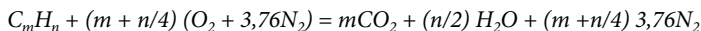


8.2. РАСЧЕТЫ ГОРЕНИЯ

Кислород для горения поступает из воздуха как его составная часть. Для расчетов принимается, что объемный состав сухого воздуха следующий:

- кислород — 21,0%, азот — 79,0%.

Согласно приведенным сведениям, 1 м³ кислорода содержится в 100/21 = 4,76 м³ воздуха, или на 1 м³ кислорода приходится 79/21 = 3,76 м³ азота. Учитывая, что 1 кмоль газа при нормальных условиях занимает объем 22,4 л, реакцию горения (см. уравнение 8.1) любого углеводорода в воздухе можно записать в обобщенном виде:



Потребности в кислороде и воздухе при горении различных газов, подсчитанные по приведенным реакциям горения, представлены в табл. 8.2. Для сложного газа расход сухого воздуха V_c , м³/м³, подсчитывается по формуле, учитывающей потребность в кислороде отдельных компонентов смеси:

$$V_c = 4,76/100 (0,5H_2 + 0,5CO + 2CH_4 + 3,5C_2H_6 + 5C_3H_8 + 6,5C_4H_{10} + 3C_2H_4 + 4,5C_3H_6 + 6C_4H_8 - O_2) \quad (8.7)$$

Теоретический расход влажного воздуха $V_{вл}$, м³/м³, больше определяемого по формуле (8.7) на объем содержащихся водяных паров:

$$V_{вл} = V_c + 0,001244d_a V_c \quad (8.8)$$

где d_a — влажность воздуха, г/м³.

При неизвестном химическом составе газов, но известной низшей теплоте сгорания Q_n , кДж/м³, теоретический расход воздуха V_m , м³/м³,

$$V_m \approx Q_n / 3770 \quad (8.9)$$

Реальный расход воздуха $V_{\partial в}$, м³/м³, принимается всегда несколько большим:

$$V_{\partial в} = V_m \alpha \quad (8.10)$$

где α — коэффициент избытка воздуха, соответствующий требованиям ГОСТ. Для полного сгорания топлива значение α должно быть больше 1. Состав и объем продуктов сгорания, подсчитанный по реакциям горения некоторых газов в сухом воздухе, приведен в табл. 8.2.

8.3. ТЕМПЕРАТУРА ГОРЕНИЯ

В теплотехнике различаются следующие температуры горения газов: жаропроизводительность, calorиметрическую, теоретическую и действительную (расчетную). Ж а р о п р о и з в о д и т е л ь н о с т ь $t_{ж}$ — максимальная температура продуктов полного сгорания газа в адиабатических условиях с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1,0$ и при температуре газа и воздуха, равной 0°C :

$$t_{ж} = Q_n / (\Sigma V c_p) \quad (8.11)$$

где Q_n — низшая теплота сгорания газа, кДж/м^3 ; $\Sigma V c_p$ — сумма произведений объемов диоксида углерода, водяного пара и азота, образовавшихся

Таблица 8.3. Средняя объемная теплоемкость газов, $\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$

Температура, $^{\circ}\text{C}$	CO_2	N_2	O_2	CO	CH_4	H_2	H_2O (водяные пары)	воздух	
								сухой	влажный на 1 м^3 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	—	—

при сгорании 1 м^3 газа ($\text{м}^3/\text{м}^3$), и их средних объемных теплоемкостей при постоянном давлении в пределах температур от 0°C до $t_{\text{ж}}$ ($\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$).

В силу непостоянства теплоемкости газов жаропроизводительность определяется методом последовательных приближений. В качестве начального параметра берется ее значение для природного газа ($\approx 2000^\circ\text{C}$), при $\alpha = 1,0$ определяются объемы компонентов продуктов сгорания, по табл. 8.3 находится их средняя теплоемкость и затем по формуле (8.11) считается жаропроизводительность газа. Если в результате подсчета она окажется ниже или выше принятой, то задается другая температура и расчет повторяется.

Жаропроизводительность распространенных простых и сложных газов при их горении в сухом воздухе приведена в табл. 8.5. При сжигании газа

Таблица 8.4. Жаропроизводительность газов в сухом воздухе

Простой газ	Жаропроизводительность, $^\circ\text{C}$	Сложный газ усредненного состава	Приближенная жаропроизводительность, $^\circ\text{C}$
Водород	2235	Природный газовых месторождений	2040
Оксид углерода	2370	Природный 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	Генераторный паровоздушного дутья из тощих топлив	1670
Этилен	2284	Сжиженный (50% $\text{C}_3\text{H}_4 + 50\% \text{C}_4\text{H}_{10}$)	2115
Ацетилен	2620	Водяной	2210

Таблица 8.5. Калориметрическая и теоретическая температуры горения природного газа в воздухе с $t = 0^\circ\text{C}$ и влажностью 1%* в зависимости от коэффициента избытка воздуха α

Коэффициент избытка воздуха α	Калориметрическая температура горения $t_{\text{кр}}, ^\circ\text{C}$	Теоретическая температура горения $t_{\text{тр}}, ^\circ\text{C}$	Коэффициент избытка воздуха α	Калориметрическая температура горения $t_{\text{кр}}, ^\circ\text{C}$
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

в атмосферном воздухе, содержащем около 1 вес. % влаги, жаропроизводительность снижается на 25–30°C.

Калориметрическая температура горения t_K — температура, определяемая 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 принимают по их действительным значениям. Определить t_K можно по формуле:

$$t_K = (Q_n + q_{физ}) / (\Sigma V c_p) \quad (8.12)$$

где $q_{физ}$ — теплосодержание (физическая теплота) газа и воздуха, отсчитываемое от 0°C, кДж/м³.

Таблица 8.6. Калориметрическая температура горения природного газа t_K , °C, в зависимости от коэффициента избытка сухого воздуха и его температуры (округленные значения)

Коэффициент избытка воздуха α	Температура сухого воздуха, °C								
	20	100	200	300	400	500	600	700	800
0,5	1380	1430	1500	1545	1680	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	2870	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

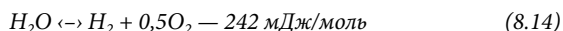
Таблица 8.7. Калориметрическая температура горения t_K технического пропана в сухом воздухе $c_t = 0^\circ\text{C}$ в зависимости от коэффициента избытка воздуха α

Коэффициент избытка воздуха α	Калориметрическая температура горения t_K , °C	Коэффициент избытка воздуха α	Калориметрическая температура горения t_K , °C
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

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 в воздухе с температурой 0°C и влажностью 1% от коэффициента избытка воздуха α приведена в табл. 8.5, для сжиженного углеводородного газа при его сжигании в сухом воздухе — 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. При необходимости получить высокую температуру при сжигании газов с малыми коэффициентами избытка воздуха, а также для повышения КПД печей, на практике подогревают воздух, что приводит к росту калориметрической температуры (см. табл. 8.6).

Теоретическая температура горения t_T — максимальная температура, определяемая аналогично калориметрической t_K , но с поправкой на эндотермические (требующие теплоты) реакции диссоциации диоксида углерода и водяного пара, идущие с увеличением объема:



При высоких температурах диссоциация может привести к образованию атомарного водорода, кислорода и гидроксильных групп ОН. 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:

$$t_T = (Q_n + q_{\text{физ}} - q_{\text{дис}}) / (\Sigma V_{C_p}) \quad (8.15)$$

где $q_{\text{дис}}$ — суммарные затраты теплоты на диссоциацию CO_2 и H_2O в продуктах сгорания, кДж/м³; ΣV_{C_p} — сумма произведения объема и средней теплоемкости продуктов сгорания с учетом диссоциации на 1 м³ газа.

Как видно из табл. 8.8, при температуре до 1600°C степень диссоциации может не учитываться, и теоретическую температуру горения может принять равной калориметрической. При более высокой температуре степень диссоциации может существенно снижать температуру в рабочем пространстве. На практике особой необходимости в этом нет, теоретическую температуру горения необходимо определять только для высокотемпературных печей, работающих на предварительно нагретом воздухе (например, мартеновских). Для котельных установок в этом нужды нет.

Действительная (расчетная) температура продуктов сгорания t_d — температура, которая достигается в

реальных условиях в самой горячей 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:

$$t_d = t_m \eta \quad (8.16)$$

где η — т. н. пирометрический коэффициент, укладываемый в пределах:

- для качественно выполненных термических и нагревательных печей с теплоизоляцией — 0,75–0,85;
- для герметичных печей без теплоизоляции — 0,70–0,75;
- для экранированных топок котлов — 0,60–0,75.

В практике надо знать не только приведенные выше адиабатные температуры горения, но и максимальные температуры, возникающие в пламени. Их приближенные значения обычно устанавливают экспериментальными методами спектрографии. Максимальные температуры, возникающие

Таблица 8.8. Степень диссоциации водяного пара H_2O и диоксида углерода CO_2 в зависимости от парциального давления

Температура, °C	Парциальное давление, МПа											
	0,004	0,006	0,008	0,010	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	9,90	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	

в свободном пламени на расстоянии 5–10 мм от вершины конусного фронта горения, приведены в табл. 8.9. Анализ приведенных данных показывает, что максимальные температуры в пламени меньше жаропрочности (за счет затрат тепла на диссоциацию H_2O и CO_2 и отвода теплоты из пламенной зоны).

8.4. ТЕМПЕРАТУРА САМОВОСПЛАМЕНЕНИЯ

Для инициирования реакций горения нужны условия воспламенения смеси топлива с окислителем. Воспламенение может быть самопроизвольным и вынужденным (зажигание).

Температура самовоспламенения — минимальная температура, при которой в нагретой газозводущей смеси начинается самопроизвольный (т. е. без внешнего подвода теплоты) процесс горения, за счет выделения теплоты горящими частицами газа.

Температура самовоспламенения не является фиксированной для данного газа и зависит от многих параметров: его содержания в газозводущей смеси, степени однородности смеси, формы и размеров сосуда, в котором смесь нагревается, быстроты и способа ее нагрева, каталитического влияния стенок сосуда, давления, под которым находится смесь. Точный учет перечисленных факторов весьма сложен, поэтому на практике, например, при оценке взрывоопасности, пользуются экспериментальными данными (см. табл. 8.10).

Температуры самовоспламенения горючих газов в кислороде 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.

Вынужденное воспламенение (зажигание) осуществляется поджиганием смеси в одной или в ряде точек высокотемпературным источником — открытым пламенем или электрической искрой в точке вылета газа из огневых каналов горелок в топочный объем. Зажигание отличается от самовоспламенения тем, что горючую смесь доводят до

Таблица 8.9. Максимальные температуры, возникающие в свободном пламени, °C

Газ	Газовоздушная смесь, близкая по составу к стехиометрической	Газокислородная смесь
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

Таблица 8.10. Наименьшие измеренные температуры самовоспламенения некоторых газов и паров в смеси с воздухом при атмосферном давлении

Газ	Температура самовоспламенения, °C	Газ	Температура самовоспламенения, °C
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

появления пламени 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 тогда, когда 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 самопроиз-

Таблица 8.11. Пределы воспламеняемости газов в смеси с воздухом (при $t = 20^\circ\text{C}$ и $p = 101,3 \text{ кПа}$)

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

Таблица 8.12. Пределы воспламеняемости газов в смеси с кислородом (при $t = 20^\circ\text{C}$ и $p = 101,3 \text{ кПа}$)

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	6,0	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			

вольное (без притока тепла извне) распространение пламени (самовоспламенение). Эти же пределы соответствуют и условиям взрываемости газозвоздушных смесей.

Если содержание газа в газозвоздушной 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 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. 8.11–8.9. С увеличением температуры смеси пределы воспламеняемости расширяются, а при температуре, превышающей температуру самовоспламенения, смеси газа с воздухом или кислородом горят при любом объемном соотношении.

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. 8.11–8.12 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 балластных примесей, определяются по правилу аддитивности:

$$L_c = (r_1 + r_2 + \dots + r_n) / (r_1/l_1 + r_2/l_2 + \dots + r_n/l_n) \quad (8.17)$$

где L_c — нижний или верхний предел воспламеняемости сложного газа в газозвоздушной или газокислородной смеси, об. %; $r_1, r_2, \dots, r_n$ — содержание отдельных компонентов в сложном газе, об. %; $r_1 + r_2 + \dots + r_n = 100\%$; $l_1, l_2, \dots, l_n$ — нижние или верхние пределы воспламеняемости отдельных компонентов в газозвоздушной или газокислородной смеси по данным табл. 8.11 или 8.12, об. %.

При наличии в газе балластных примесей пределы воспламеняемости могут быть определены по формуле:

$$L_6 = L_2[1 + B/(1 - B) \cdot 100]/[100 + L_2 B/(1 - B)] \quad (8.18)$$

где L_6 — верхний и нижний пределы воспламеняемости смеси с балластными примесями, об. %; L_2 — верхний и нижний пределы воспламеняемости горючей смеси, об. %; B — количество балластных примесей, доли единицы.

При расчетах часто необходимо знать коэффициент избытка воздуха α при разных пределах воспламеняемости (см. табл. 8.11), а также давление, возникающее при взрыве газозвушной смеси. Коэффициент избытка воздуха, соответствующий верхнему или нижнему пределам воспламеняемости, можно определить по формуле

$$\alpha = (100/L - 1) (1/V_T) \quad (8.19)$$

Давление, возникающее при взрыве газозвушных смесей, можно определить с достаточным приближением по следующим формулам: для стехиометрического соотношения простого газа с воздухом:

$$P_{вз} = P_n(1 + \beta t_K) (m/n) \quad (8.20)$$

для любого соотношения сложного газа с воздухом:

$$P_{вз} = P_n(1 + \beta t_K) V_{вплс}/(1 + \alpha V_m) \quad (8.21)$$

где $P_{вз}$ — давление, возникающее при взрыве, МПа; p_n — начальное давление (до взрыва), МПа; β — коэффициент объемного расширения газов, численно равный коэффициенту давления (1/273); t_K — 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; $V_{вплс}$ — объем влажных продуктов сгорания на 1 м³ газа, м³; V_m — теоретический расход воздуха, м³/м³.

Давления взрыва, приведенные в табл. 8.13 или определенные по формулам, могут возникнуть только в том случае, если происходит полное сгорание газа внутри емкости и ее стенки рассчитаны на эти давления.

Таблица 8.13. Давление, возникающее при взрыве пропановоздушной смеси*, в зависимости от коэффициента сброса $k_{сб}$ и вида защитного устройства

Вид защитного устройства	Коэффициент сброса $k_{сб}$, м ² /м ³		
	0,063	0,033	0,019
Одианное 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 одианрный оконный переплет с большим шарниром и пружинным замком на нагрузку 5 МПа/м ²	0,002	—	—
Поворотный одианрный оконный переплет с верхним шарниром и пружинным замком на нагрузку 5 МПа/м ²	0,003	—	—
Свободно лежащие на перекрытии плиты массой, кг/м ² :			
50	0,023		
100	0,005		
200	0,018		

В противном случае они ограничены прочностью стенок или их наиболее легко разрушающихся частей — импульсы давления распространяются по невоспламененному объему смеси со скоростью звука и достигают ограждения гораздо быстрее, чем фронт пламени.

Эта особенность — различие скоростей распространения пламени и импульсов давления (ударной волны) — широко используется на практике для за-

щиты газовых устройств и помещений от разрушения при взрыве. Для этого в проемах стен и перекрытий устанавливаются легко открывающиеся или разрушающиеся фрамуги, рамы, панели, клапаны и т.д. Возникающее при взрыве давление зависит от особенностей конструкции устройств защиты и коэффициента сброса $k_{сб}$, представляющего собой отношение площади защитных устройств к объему помещения.

8.6. ГОРЕНИЕ В НЕПОДВИЖНОЙ СРЕДЕ

Перемещение пламенной зоны — ф р о н т а п л а м е н и, — области, отделяющей невступившую в реакцию горючую смесь от продуктов горения, вызвано 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, называется р а в н о м е р н о й с к о р о с т ь ю р а с п р о с т р а н е н и я п л а м е н и, зависящей как от вида газа, так и от его содержания в газозоудной смеси. Минимальная скорость для всех видов горючих газов соответствует нижнему и верхнему пределам воспламенения, а максимальная — соотношению газов и воздуха.

Экспериментами установлено, что скорость распространения пламени зависит от диаметра цилиндрической трубки, по которой оно распространяется: чем больше диаметр, тем выше скорость распространения. Увеличение диаметра трубки снижает влияние стенок на процесс горения и перемещающийся фронт пламени и способствует усилению конвекции (рис. 8.2). Анализ данных графика указывает, что при очень малых размерах трубок распространение пламени вообще невозможно (из-за сильного относительного теплоотвода). Размеры трубок, каналов и щелей, при которых пламя не распространяется, называются к р и т и ч е с к и м и.

Они различны для разных газов:

- холодная смесь метана с воздухом — 3 мм;

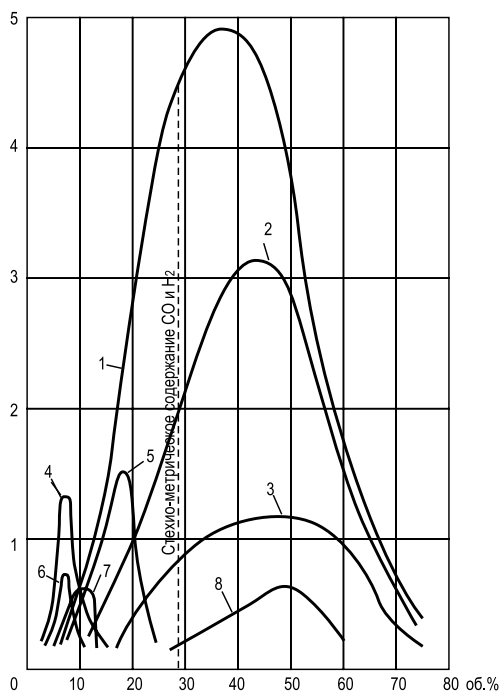


Рис. 8.1. Кривые равномерных скоростей распространения пламени $u_{нр}$, определенные в трубке диаметром 25,4 мм
 1 — водород; 2 — водяной газ; 3 — оксид углерода; 4 — этилен; 5 — коксовый газ; 6 — этан; 7 — метан; 8 — генераторный газ паровоздушного дутья

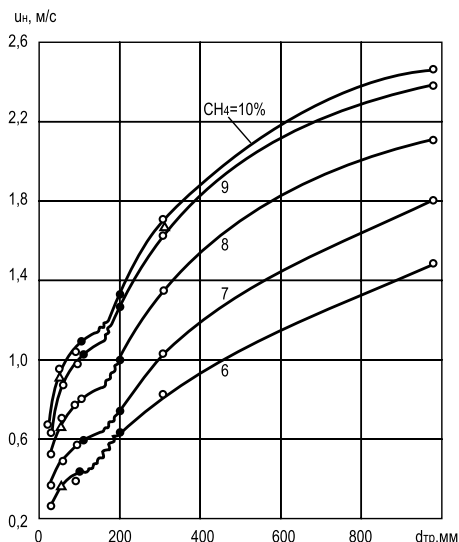


Рис. 8.2. Влияние диаметра $d_{тр}$ и концентрации метана в смеси с воздухом на изменение равномерной скорости распространения пламени u_n

- водородно-воздушная смесь — 0,9 мм;
- разогретая смесь метана с воздухом — 1,2 мм.

Угасание в каналах малого сечения используются на практике для создания огнепреградителей: пламегасящих сеток, керамических пористых дисков, дисков из прессованных металлических шариков, сосудов, заполняемых мелкозернистыми материалами и др.); огневых каналов в конструкции горелок, работающих на газоз воздушных смесях.

Для сравнительной характеристики горючих свойств газов (независимо от размеров трубок) введено понятие «нормальная скорость распространения пламени» — это скорость, отнесенная к холодной (еще невоспламенившейся) смеси, с которой пламя перемещается по нормали к ее поверхности. Фронт пламени принимается плоским и равным диаметру трубки:

$$u_n = w_p \pi r^2 / S \quad (8.22)$$

где u_n — нормальная скорость распространения пламени, м/с; w_p — измеренная равномерная скорость распространения пламени, м/с; r — радиус трубки, м; S — площадь поверхности фронта пламени, м².

Как видно из данных табл. 8.14, максимальная скорость распространения пламени соответствует смесям газа и воздуха с недостатком окис-

Таблица 8.14. Скорости распространения пламени в различных газоз воздушных смесях (при $t=20^\circ\text{C}$ и $p=103,3$ кПа), м/с

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	89,0	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

лителя (не стехиометрическим). При избытке горючего повышается эффективность столкновения реагирующих частиц и скорость химических реакций возрастает.

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, м/с, определяется по формуле:

$$u_{n \max} = (r_1 u_1 + r_2 u_2 + \dots + r_n u_n) / (r_1 + r_2 + \dots + r_n) \quad (8.23)$$

где $r_1, r_2, \dots, r_n$ — содержание отдельных компонентов в сложном газе, об. %; $u_1, u_2, \dots, u_n$ — максимальные нормальные скорости распространения пламени компонентов сложного газа в смеси с воздухом, м/с.

Приведенные соотношения пригодны 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, смесей с высоким содержанием водорода), они дают только приближенные значения.

Если же в смеси присутствуют балластные примеси (азот и диоксид углерода), то для приближенного расчета скорости распространения пламени следует воспользоваться формулой:

$$u_6 = u_{n \max} (1 - 0,01N_2 - 0,012CO_2) \quad (8.24)$$

Значительно повышает скорость распространения пламени подогрев газовоздушной смеси:

$$u'_n = u_n (T'/T) \quad (8.25)$$

где u'_n — скорости распространения пламени в нагретой смеси с абсолютной температурой T' , К; u_n — то же, в холодной смеси с температурой T , К.

Предварительный нагрев смеси изменяет ее плотность обратно пропорционально абсолютной температуре, поэтому и скорости распространения пламени растут пропорционально этой температуре. Этот факт надо учитывать при расчетах, особенно в тех случаях, когда огневые каналы горелок располагаются в нагретой кладке или когда на них воздействует излучение топки, раскаленных газов и т.п.

Равномерность распространения пламени возможна при выполнении следующих условий:

- *огневая трубка имеет небольшую длину;*
- *горение распространяется при постоянном давлении, близком к атмосферному.*

Если длина трубки значительна, то равномерное распространение пламени для некоторых смесей может перейти в вибрационное, а затем — и в детонационное со сверхзвуковой скоростью горения (2000 м/с и более), когда воспламенение смеси происходит за счет ударной волны, нагревающей смесь до температур, превышающих температуру

самовоспламенения. Детонация возникает в смесях, обладающих высокими скоростями распространения пламени. Пределы концентрации детонации уже пределов воспламеняемости газозвдушной и газокислородных смесей, об. %: пропан — 3,2–37, изобутан — 2,8–31, водород — 15–90. Давление, возникающее при детонационном горении, может превышать начальное в десятки раз и приводить к разрушению труб и других сосудов, рассчитанных на высокие давления.

8.7. ГОРЕНИЕ В ЛАМИНАРНОМ И ТУРБУЛЕНТНОМ ПОТОКАХ

Фронт пламени может быть остановлен, если создать встречное движение горячей смеси со скоростью, равной нормальной скорости распространения пламени. Наглядный пример — поверхность внутреннего конуса бунзеновской горелки. За счет регулирования состава газозвдушной смеси, вытекающей из горелки при ламинарном режиме движения, можно добиться появления устойчивого и резко очерченного конуса горения (рис. 8.3). Боковая поверхность конуса (фронт пламени), неподвижная относительно огневой кромки канала горелки, движется по направлению к вытекающей газозвдушной смеси, а пламя в этом случае распространяется по нормали к поверхности воспламенения в каждой ее точке. На поверхности конусного фронта пламени сохраняется равенство скоростей — проекции скорости потока газозвдушной смеси на нормаль w_n к образующей конуса и нормальной скорости распространения пламени u_n подчиняются закону Михельсона:

$$w_n = w_{\text{ном}} \cos \varphi = u_n \quad (8.26)$$

где φ — угол между направлением потока и нормалью к поверхности конусного фронта пламени; $w_{\text{ном}}$ — средняя скорость потока газозвдушной смеси, проходящей через горелку за единицу времени, м/с.

Постоянство нормальной скорости распространения пламени справедливо только для основной части боковой поверхности конусного фронта пламени. В вершине конуса скорость увеличивается благодаря прогреву газозвдушной смеси близко расположенными участками конусной поверхности фронта пламени, а у основания конуса — снижается за счет охлаждающего воздействия торцевой части огневого канала горелки.

Для практических расчетов обычно пренебрегают этой разницей и принимают скорость прохождения смеси через фронт пламени постоянной по всей поверхности конуса и равной u_n .

Усредненная нормальная скорость распространения пламени равна

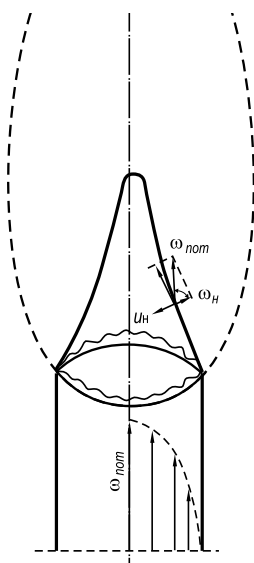


Рис. 8.3. Фронт горения газозвдушной смеси в ламинарном режиме движения

$$u_n = V_{cm}/S \quad (8.27)$$

где V_{cm} — объем проходящей через горелку газозвоздушной смеси, S — площадь поверхности конусного фронта пламени.

На практике конусный фронт пламени не имеет правильной геометрической формы, поэтому для точного определения S пламя фотографируют, фронт пламени разбивается на ряд усеченных конусов. Сумма боковых поверхностей и есть общая поверхность конусного фронта пламени. Значения нормальных скоростей распространения пламени, определенные как методом бунзеновской горелки, так и другими методами, одинаковы и равны нормальным скоростям, приведенным в табл. 8.14.

Высота конусного фронта пламени зависит в основном от размера огневого канала горелки. Уменьшение высоты пламени может достигаться дроблением крупных огневых каналов на несколько мелких. Для одинаковых по составу газозвоздушных смесей высота конусных фронтов пламени малых каналов h может быть приближенно определена по высоте фронта пламени одиночного канала H :

$$h = H/\sqrt{n} \quad (8.28)$$

где n — число малых каналов.

Для горелок с высокой тепловой мощностью (горелки промышленных котлов, печей и т. п.) горение, как правило, происходит в турбулентном потоке — гладкий конусный фронт пламени из-за вихревого движения и пульсаций размывается и теряет четкие конусные очертания. При этом наблюдаются два характерных вида горения, соответствующие мелко- и крупномасштабной турбулентности.

При масштабах турбулентности, не превышающих толщину зоны ламинарного горения, конусный фронт пламени сохраняет свою форму и остается гладким, хотя зона горения увеличивается. Если же масштаб турбулентности превышает толщину зоны нормального горения, поверхность конусного фронта пламени становится неровной. Это ведет к увеличению суммарной поверхности фронта горения и сжиганию большего количества 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 горячей смеси, дробящихся последующими пульсациями. Фронт пламени теряет свою целостность и превращается в систему отдельных очагов горения в виде равных, расчленяющихся и сгорающих в потоке частиц горючей смеси.

При крупномасштабной турбулентности поверхность фронта пламени, слагаясь из поверхностей всех горящих частиц, уве-

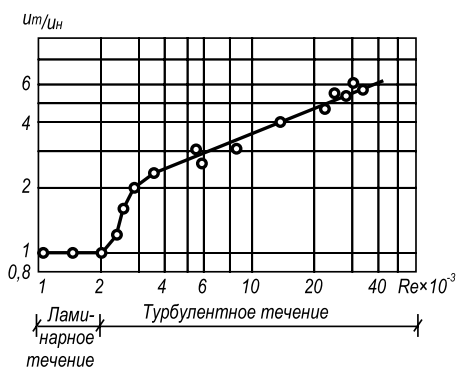


Рис. 8.4. Изменение относительной скорости распространения пламени коксового газа в смеси с воздухом в зависимости от числа Рейнольдса и режима движения смеси

личивается, приводя к резкому росту скорости распространения пламени (рис. 8.4). В этом случае может происходить не только фронтное горение, распространяющееся с нормальной скоростью v_n , 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 фронтного и объемного горения.

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. Эксперименты показали малую зависимость скорости сгорания различных гомогенных газозвудушных смесей с $\alpha > 1$ в промышленных топках от нормальной скорости распространения пламени.

8.8. УСТОЙЧИВОСТЬ ГОРЕНИЯ

Основные факторы, влияющие на устойчивость горения, — скорости истечения газозвудушной смеси и распространения пламени. При горении газозвудушных смесей в ламинарном потоке устойчивой частью конус-

ного фронта пламени является его нижняя часть. В этом месте фронт пламени за счет расширения вытекающей в атмосферу газозвудушной смеси и тормозящего действия стенки канала развернут на горизонталь и приподнят над кромкой канала на толщину фронта пламени (рис. 8.5).

На данном участке фронта происходит полная компенсация скорости газозвудушного потока скоростью распространения пламени $u_n = w_{nom}$. На всем остальном конусном участке фронта пламени компенсация имеет частичный характер и осуществляется только в направлении, нормальном к фронту горения: $u_n = w_{nom} \cos \varphi$. Составляющая $w_{nom} \sin \varphi$ остается неуравновешенной и сносит точку воспламенения от основания конуса к его вершине. Стабильность конусного фронта пламени объясняется тем, кольцевой пояс у основания служит источником зажигания, без которого остальная часть фронта была бы снесена потоком газозвудушной смеси.

Если скорость истечения смеси превышает скорость распространения пламени,

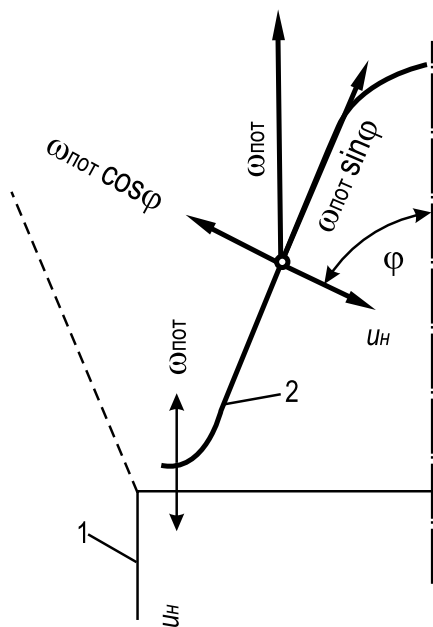


Рис. 8.5. Схема прямой компенсации $u_n = w_{nom}$ при ламинарном движении газозвудушной смеси
1 — стенка горелки; 2 — фронт пламени

ширина зажигающего пояса уменьшается, пока не станет ничтожно малой. В этом случае устойчивость фронта пламени нарушается, и происходит отрыв от горелки. Если же скорость распространения пламени в кольцевой пристенной области (не на стенке) превысит скорость истечения газозвушной смеси, пламя втягивается внутрь смесителя горелки (проскок).

При отрыве наблюдаются:

- срыв пламени с горелки и его погасание;
- отрыв от кромки огневого канала, когда пламя достигает нового достаточно устойчивого положения в потоке над горелкой;
- срыв поднятого пламени и его погасание;
- отброс приподнятого факела к кромке огневого канала горелки;
- создание взвешенного пламени при поджигании струи на некотором расстоянии от горелки.

Все эти явления недопустимы, так как приводят к накоплению в окружающей атмосфере или в топке несгоревшего газа.

На рис. 8.6 показаны экспериментальные кривые отрыва пламени от кромок огневых каналов инжекционных однофакельных горелок, работа-

Таблица 8.15. Скорость гомогенной смеси природного газа с воздухом, при которой происходит проскок пламени, м/с (температура смеси 20°C)

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

Усм, м/с

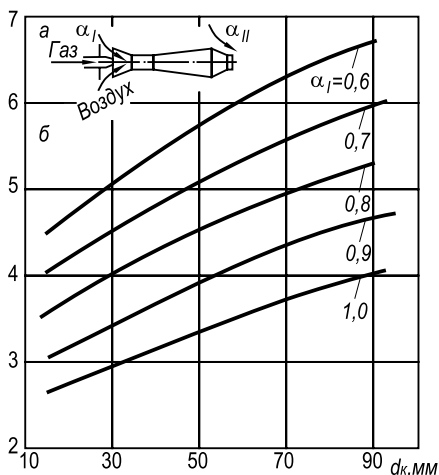


Рис. 8.6. Зависимость скорости отрыва одиночного пламени в открытой атмосфере смесей природного газа с воздухом от размера огневых каналов и содержания первичного воздуха.

а – схема горелки; б – кривые отрыва пламени

Усм, м/с

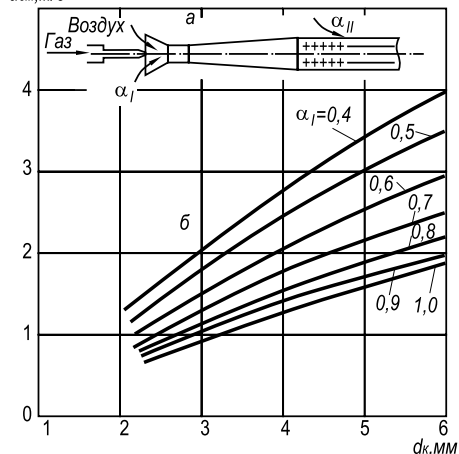


Рис. 8.7. Зависимость скорости отрыва многофакельного пламени в открытой атмосфере смесей природного газа с воздухом от размера огневых каналов и содержания первичного воздуха.

а – схема горелки; б – кривые отрыва пламени.

ющих на смеси холодного газа с воздухом. На границе и выше указанных кривых начинается отрыв пламени, а ниже кривых — устойчивое горение.

В практике широко распространены многофакельные инжекционные горелки с огневыми каналами диаметром 2–6 мм (рис. 8.7). Установление скоростей отрыва пламени $w_{отр}$ для таких горелок может производиться по следующей формуле:

$$w_{отр} = 3,5 \cdot 10^{-3} d_k T^2 (1 + V_m) / (1 + \alpha_1 V_m) \quad (8.29)$$

где d_k — диаметр огневых каналов, м; α_1 — коэффициент избытка первичного воздуха; T — абсолютная температура газозвоздушной смеси, К.

По формуле видно, что стабильность горения растет с увеличением диаметров огневых каналов и температуры и снижается с увеличением коэффициента избытка первичного воздуха. Стабильность горения повышается также за счет взаимного влияния пламени.

Отрыв пламени от огневых каналов может происходить и в силу других причин. При неправильном расположении горелки и каналов отвода продуктов сгорания они могут попасть в инжектор горелки и привести к отрыву пламени (за счет снижения скорости распространения пламени в газозвоздушной смеси, разбавленной инертными газами). Также причиной

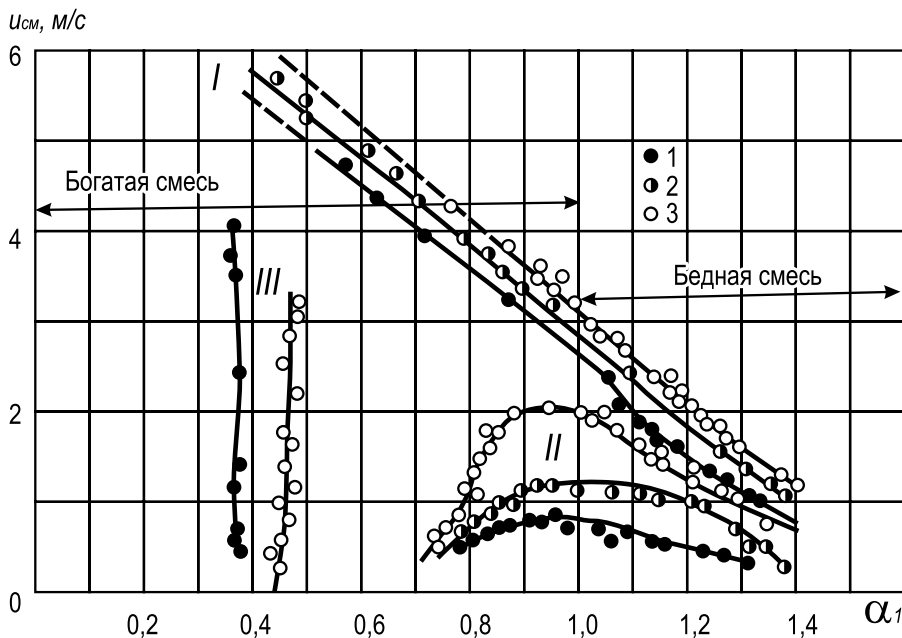


Рис. 8.8. Зависимость скорости газозвоздушной смеси, при которой происходит отрыв и прощелк пламени, от коэффициента избытка первичного воздуха

I — отрыв пламени; II — прощелк пламени; III — желтые края пламени; 1–3 диаметры огневых каналов горелок, мм: 1 – 25, 2 – 25, 3 – 32

отрыва может быть высокая скорость вторичного воздуха, сдувающего пламя с огневых каналов.

Недопустим также и проскок пламени внутрь смесителя горелки, обычно сопровождающийся хлопком. Проскок приводит либо к погасанию пламени и выбросу 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 газозудушной 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.

Приведенные в табл. 8.15 значения скоростей гомотенных смесей природных газов с воздухом, при которых происходит проскок, можно использовать и для других газов с учетом поправок:

$$w'_{np} = w_{np} u'_n / u_n \quad (8.30)$$

где w'_{np} — скорость проскока пламени для другого газа, м/с; w_{np} — скорость проскока для природного газа (по табл. 8.15), м/с; u'_n — нормальная скорость распространения пламени для другого газа, м/с; u_n — скорость распространения пламени в метане, м/с.

Максимальная же скорость проскока может быть рассчитана по приближенной формуле:

$$w_{np} = 0,73 \cdot 10^{-3} d_k T^2 \quad (8.31)$$

Этой же формулой с достаточным для практики приближением можно руководствоваться и для других газов с введением поправки

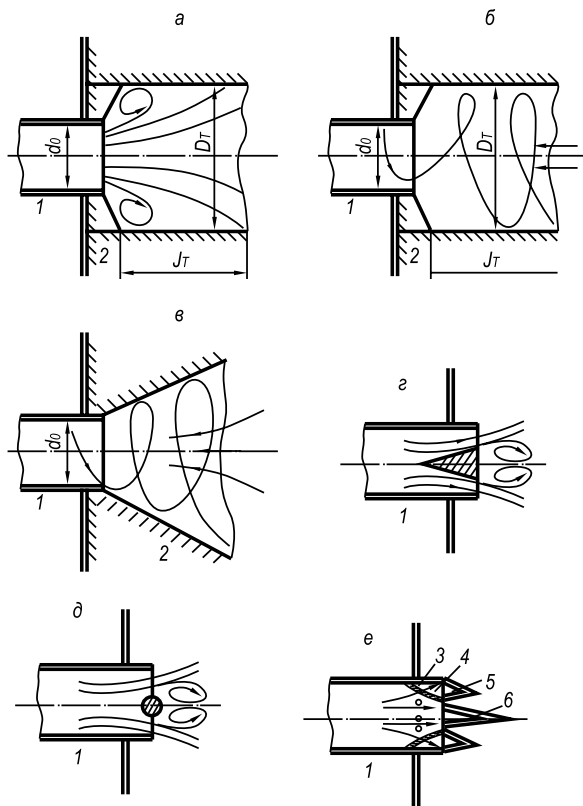


Рис. 8.9. Распространенные стабилизаторы горения

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 газозудушной смеси

на изменение нормальной скорости распространения пламени. На основании многочисленных экспериментов можно сделать следующий вывод: пределы устойчивой работы горелок ограничены скоростями отрыва и проскока пламени.

На рис. 8.8 приведены кривые, характеризующие скорости потока смеси природного газа с воздухом, при которых происходят отрыв и проскок пламени. Характер кривых свидетельствует о резком снижении устойчивости пламени по мере увеличения содержания в смеси первичного воздуха. Повышение устойчивости пламени происходит при снижении содержания первичного воздуха и достигает максимума при его уменьшении до нуля (диффузионное горение). Однако такое сжигание углеродородных 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 газозвоздушных смесей скорость потока принимается в несколько раз большей, чем скорость отрыва. Предотвращение отрыва пламени достигается применением стабилизаторов горения (рис. 8.9).

Для стабилизации пламени инжекционных и других горелок, выдающих осесимметричные газозвоздушные струи, применяются огнеупорные цилиндрические туннели с внезапным расширением их сечения. Действие такого туннеля основано на периферийной циркуляции части раскаленных продуктов горения, возникающей за счет создаваемого струей разрежения.

Для стабилизации пламени горелок, выдающих закрученную газозвоздушную смесь, применяются как цилиндрические, так и конические туннели с углом раскрытия $30-60^\circ$. При закрученном потоке на периферии туннеля возникает большее давление, чем в его центральной части. Это приводит к приосевой рециркуляции части раскаленных продуктов горения и поджиганию втекающей в туннель холодной газозвоздушной смеси изнутри.

Когда установка туннелей невозможна, для стабилизации пламени применяют тела плохо обтекаемой формы, размещаемые в потоке газозвоздушной смеси на выходе ее из огневого канала горелки. Воспламенение 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.

В инжекционных одно- и многофакельных горелках широко используются стабилизаторы горения в виде специальной огневой насадки. 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 газозвоздушной смеси в кольцевой полости не превышает нормальной скорости распространения пламени. Для предотвращения про-

скока пламени в смеситель горелки размеры боковых отверстий, формирующих кольцевое пламя, принимаются меньшими критических.

8.10. СХЕМЫ ОГНЕПРЕГРАДИТЕЛЕЙ

Воздух или кислород, попав в газопровод, может образовать взрывчатую смесь, поэтому необходимо обязательно предохранять трубопроводы от проникновения в него воздуха или кислорода. На всех взрывоопасных производствах должны быть созданы условия, исключающие возможность возникновения поджигающих импульсов.

Источниками воспламенения, приводящими газовоздушные смеси к взрыву, являются:

- *открытое пламя;*
- *электрические разряды действующего электрооборудования;*
- *короткое замыкание в электрических проводах;*
- *искрение в электрических приборах;*
- *перегорание открытых предохранителей;*
- *разряды статического электричества.*

Взрывобезопасность обеспечивается различными огнепреградителями, устанавливаемыми в трубопроводах, на резервуарах, на продувочных газопроводах, свечах и других системах, где существует опасность взрыва.

Погасание пламени в канале, заполненном горючей смесью, происходит лишь при минимальном диаметре канала, зависящем от химического состава и давления смеси, и объясняется потерями теплоты из зоны реакции к стенкам канала. При уменьшении диаметра канала увеличивает его поверхность на единицу массы реагирующей смеси, т. е. возрастают теплотопотери. Когда они достигают критического значения, скорость реакции горения уменьшается настолько, что дальнейшее распространение пламени становится невозможным.

Пламегасящая способность огнепреградителя зависит в основном от диаметра гасящих каналов и гораздо меньше — от их длины, а возможность проникновения пламени через гасящие каналы зависит в основном от 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. Также размеры гасящих каналов зависят от начального давления горючей смеси. Для оценки пламегасящей способности огнепреградителей применяется т. н. критерий Пекле Pe :

$$Pe = w_{cm} d_{cp} p / (RT_0 \lambda_0) \quad (8.32)$$

В пределе гашения пламени формула критерий Пекле принимает вид:

$$Pe_{кр} = w_{cm} d_{кр} c_p p_{кр} / (RT_0 \lambda_0) \quad (8.33)$$

где w_{cm} — нормальная скорость распространения пламени; d — диаметр гасящего канала; $d_{кр}$ — критический диаметр гасящего канала; c_p — удельная

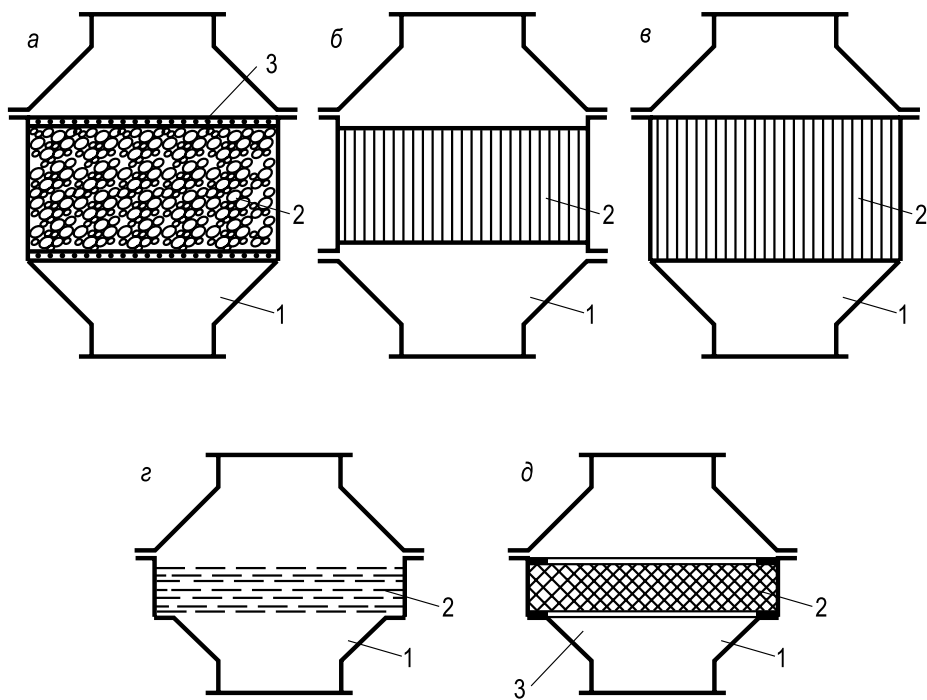


Рис. 8.10. Типы огнепреградителей: а – насадочный; б – кассетный; в – пластинчатый; г – сетчатый; д – металлокерамический

теплоемкость газа при 0°C 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.

Таким образом, для расчета пламегасящей способности огнепреградителей необходимы следующие исходные данные:

- нормальные скорости распространения пламени горючих газовых смесей;
- фактический размер максимальных гасящих каналов данного огнепреградителя.

Если полученное значение больше $Pe_{кр} = 65$, огнепреградитель не задержит распространения пламени данной горючей смеси, и наоборот, если $Pe < 65$, огнепреградитель задержит распространение пламени. Запас надежности огнепреградителя, который находят из отношения $Pe_{кр}$ к вычисленному значению Pe , должен составлять не менее 2:

$$\Pi = Pe_{кр}/Pe = 65/Pe > 2,0 \quad (8.34)$$

Используя факт постоянства $Pe_{кр}$ на пределе гашения пламени, можно вычислить ориентировочный критический диаметр каналов для любой горючей смеси, если известны скорость распространения пламени, а

также теплоемкость и теплопроводность газовой системы. Рекомендуются следующие критические диаметры гасящего канала, мм:

- *при сжигании газозвоздушной смеси — 2,9 для метана и 2,2 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.*

Конструктивно огнепреградители делятся на четыре типа (рис. 8.10):

- *с насадкой из гранулированных материалов;*
- *с прямыми каналами;*
- *из металлокерамики или металловолокон;*
- *сетчатые.*

По способу установки — на три типа: на трубах для выброса газов в атмосферу или на факел; на коммуникациях; перед газогорелочными устройствами.

В корпусе насадочного огнепреградителя между решетками находится насадка с наполнителем (стеклянные или фарфоровые шарики, гравий, корунд и другие гранулы из прочного материала). Кассетный огнепреградитель представляет собой корпус, в который вмонтирована огнепреграждающая кассета из гофрированной и плоской металлических лент, плотно свитых в рулон. В корпусе пластинчатого огнепреградителя — пакет из плоскопараллельных металлических пластин со строго определенным расстоянием между ними. У сетчатого огнепреградителя в корпусе размещен пакет из плотно сжатых металлических сеток. Металлокерамический огнепреградитель представляет собой корпус, внутри которого установлена пористая металлокерамическая пластина в виде плоского диска или трубки.

Чаще всего применяются сетчатые огнепреградители (их начали устанавливать еще в начале XIX века в шахтерских лампах (лампах Деви) для предотвращения взрывов рудничного газа). Эти огнепреградители рекомендуются для защиты установок, в которых сжигается газовое топливо. Огнепреграждающий элемент состоит из нескольких слоев латунной сетки с размером ячеек 0,25 мм, зажатых между двумя перфорированными пластинами. Пакет сеток укреплен в съемной обойме.

Корпус огнепреградителя изготовлен из чугуна или алюминиевого сплава и состоит из двух одинаковых частей, соединенных болтами с расположенной между ними съемной обоймой. Кроме рассмотренных сухих огнепреградителей, широко применяются жидкостные предохранительные затворы, предохраняющие 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:

- *препятствовать распространению взрывной волны при обратных ударах и при воспламенении газов;*
- *предохранять газопровод от попадания в него кислорода и воздуха;*
- *обеспечивать минимальное гидравлическое сопротивление*

прохождению потока газа. Кроме того, жидкость из затвора не должна уноситься в виде капель в заметных количествах.

8.8. ПРИНЦИПЫ СЖИГАНИЯ

В основе процессов сжигания газа — принципы, условно называемые кинетическим и диффузионным. При к и н е т и ч е с к о м принципе до начала горения создается однородная смесь с некоторым избытком воздуха. Сгорание такой смеси происходит в коротком прозрачном факеле без образования в пламени частиц сажи. Для сжигания газа по кинетическому принципу применяются специальные смесители или инжекционные горелки, подготавливающие гомогенную газовоздушную смесь с коэффициентом избытка первичного воздуха $\alpha_1 = 1,02; 1,05$.

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 внешней диффузии кислорода (вторичного воздуха), т. е. по д и ф ф у з и о н н о м у принципу. При $\alpha_1 < 1$ у факела есть два видимых фронта горения: внутренний, возникающий за счет первичного воздуха, и наружный, образующийся за счет диффузии кислорода из окружающей среды. Общая высота пламени при таком горении возрастает, а температура — несколько снижается. Устойчивость пламени и его прозрачность зависят от содержания первичного воздуха в смеси: чем оно выше, тем ниже устойчивость пламени, больше его прозрачность, и наоборот.

Принцип сжигания газа с $\alpha_1 < 1,0$ является п р о м е ж у т о ч н ы м (между кинетическим и диффузионным). С учетом этого принципа конструируются все газовые аппараты с инжекционными горелками. В таких горелках содержание первичного воздуха в смеси принимается в зависимости от вида газа таким, чтобы:

- в пламени отсутствовали сажистые частицы;
- обеспечивалась стабильность горения при изменении тепловой мощности в любых необходимых в практике пределах.

При диффузионном принципе ($\alpha_1 = 0$) процессы горения и смешения развиваются параллельно. Так как процессы смешения протекают значительно медленнее процессов горения, то скорость и полнота сгорания определяются скоростью и пол-

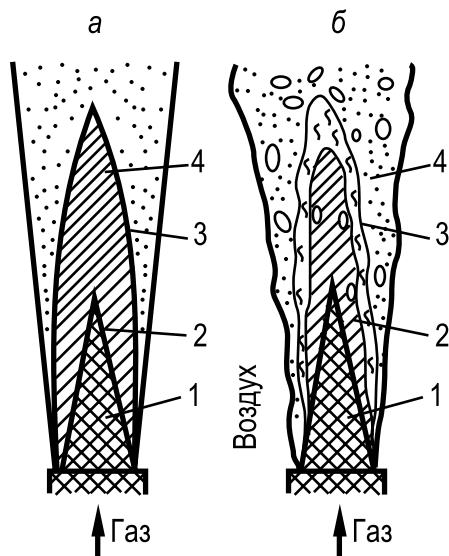


Рис. 8.11. Структура свободных пламен: а — ламинарное пламя; б — турбулентное пламя

нотой 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.

Особенности такого сжигания:

- *устойчивость пламени при изменении тепловой мощности от нуля до максимально возможных по условиям отрыва;*
- *постоянство температур по всей высоте пламени;*
- *возможность распределения его по большим произвольным поверхностям;*
- *компактность горелок и простота их изготовления;*
- *значительная высота пламени и неизбежность пиролитических процессов, приводящих к образованию яркого сажистого пламени.*

Диффузионное горение может быть переведено в кинетическое или промежуточное, если смешение будет опережать процессы горения. На практике этого можно добиться принудительной подачей воздуха, приводящей к образованию квазигомогенной газозооушной смеси с $\alpha_1 > 1,0$, сгорающей в прозрачном факеле.

Для иллюстрации принципов сжигания на рис. 8.11. приведены схемы свободных факелов: ламинарного и турбулентного. Ламинарный факел возникает за счет взаимной молекулярной диффузии газа и воздуха. Внутри конусного ядра 1 — чистый газ, вытекающий из трубки при ламинарном режиме течения. В зоне 2 — смесь из газа и продуктов сгорания, в зоне 3 — смесь из продуктов сгорания и воздуха. Граница 4 представляет собой гладкий конусный фронт пламени, к которому снаружи диффундируют молекулы воздуха, а изнутри — молекулы газа. 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.

Интенсифицировать горение можно за счет турбулизации смешивающихся потоков. У турбулентного факела нет четкого конусного фронта горения, он «размыт» и раздроблен пульсациями на отдельные частицы.

Структура пламени состоит из ядра чистого газа 1, зоны сравнительно медленного горения 2, размытой зоны наиболее интенсивного горения 3 с высоким содержанием продуктов сгорания и зоны горения 4 с преобладанием в ней воздуха. Четко выраженных границ между зонами нет, они непрерывно смещаются в зависимости от степени турбулизации потока. Особенности турбулентного факела являются:

- *протекание процесса горения почти по всему объему;*
- *повышение интенсивности горения;*
- *большая прозрачность пламени;*
- *меньшая его устойчивость по отношению к отрыву.*

Турбулентное сжигание газа широко используется в топках различных котлов и печей. Для интенсификации процесса горения применяют как естественную (за счет повышения скоростей), так и искусственную, турбулизацию потоков, например, закруткой воздушного потока и подачей в

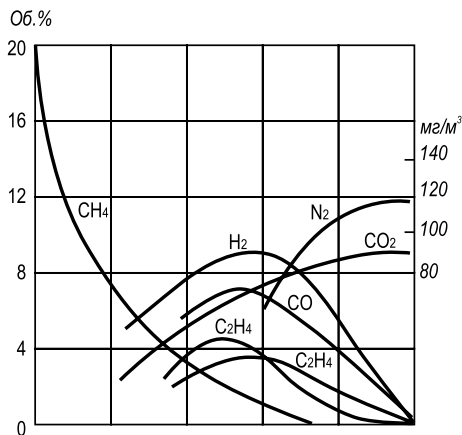


Рис. 8.9. Промежуточные продукты сгорания

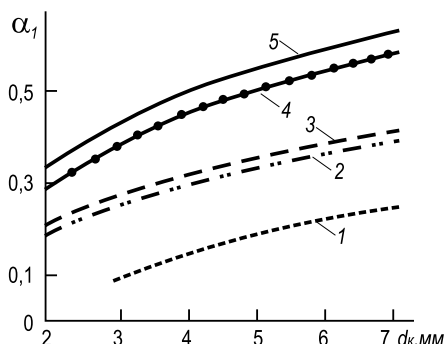


Рис. 8.13. Содержание первичного воздуха, при котором предотвращается образование желтых языков в пламени

Газ: 1 – коксовый; 2 – природный газ, месторождений; 3 – то же, нефтяных месторождений; 4 – пропан; 5 – бутан

него под различными углами тонких струй газа.

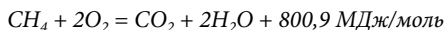
8.9. УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПРОДУКТОВ НЕПОЛНОГО СГОРАНИЯ И СНИЖЕНИЕ В НИХ КОНЦЕНТРАЦИИ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ

При сжигании горючих газов 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.

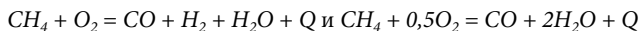
Основные причины их большого содержания:

- сжигание газов с недостаточным количеством воздуха;
- плохое смешение горючих газов и воздуха до и в процессе горения;
- чрезмерное охлаждение пламени до завершения реакций горения.

Для метана реакции горения (в зависимости от концентрации кислорода в реагирующей смеси) могут быть описаны следующими уравнениями:



при стехиометрическом соотношении или при избытке окислителя;



при недостатке окислителя.

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 — и диоксида углерода, возникающих в пламени при диффузионном горении природного газа (97%). Сжигание газа производилось в ламинарном факеле, газ вытекал из трубки диаметром 12 мм. Общая высота пламени 130–140 мм.

Максимальная концентрация водорода и ацетилена достигается примерно на одной высоте пламени, они исчезают почти одновременно в вершине светящейся зоны пламени. Из всех образующихся в пламени промежуточных соединений (исключая сажистые частицы) оксид углерода исчезает последним. Это дает основание судить по его индексу о полноте сгорания газа. В продуктах сгорания всегда присутствуют оксиды азота, максимальная концентрация которых возникает в зонах интенсивного выгорания оксида углерода и водорода.

Горение углеводородных газов с недостатком окислителя приводит к образованию частиц сажи, придающих пламени желтую окраску. Процесс выгорания сажи протекает стадийно и сравнительно медленно. Иногда 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 предварительным смешением углеводородных газов с достаточным количеством

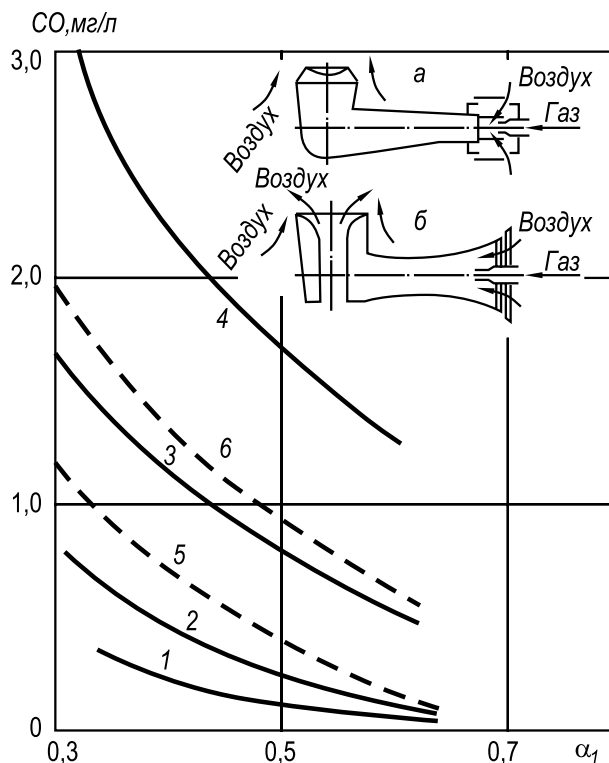


Рис. 8.14. Концентрация оксида углерода в продуктах сгорания в газовой плите

*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*

Таблица 8.16. 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 м ³
Природный газ		
Горелка с периферийным подводом вторичного воздуха:		
при $\alpha_1 = 0,60 \div 0,70$	0,10	Не обнаружен
при $\alpha_1 = 0,30 \div 0,35$	1,20	Следы
Горелка с центральным и периферийным подводом вторичного воздуха:		
при $\alpha_1 = 0,60 \div 0,70$	0,50	Не обнаружен
при $\alpha_1 = 0,30 \div 0,35$	0,12	Не обнаружен
Сжиженный углеводородный газ		
Горелка с периферийным подводом вторичного воздуха:		
при $\alpha_1 = 0,60 \div 0,70$	0,30	0,03
при $\alpha_1 = 0,30 \div 0,35$	1,20	1,10
Горелка с центральным и периферийным подводом вторичного воздуха:		
при $\alpha_1 = 0,60 \div 0,70$	0,07	0,02
при $\alpha_1 = 0,30 \div 0,35$	1,00	0,045

окислителя. Содержание первичного воздуха в смеси, при котором возникает прозрачное пламя, зависит не только от вида углеводородов, но и от условий смешения с вторичным воздухом (диаметра 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:

$$\alpha_1 = 0,12 (m + n/4)^{0,5} (d_k/d_0)^{0,25} \quad (8.35)$$

Таблица 8.17. Расстояние 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

где m и n — число углеродных и водородных атомов в молекуле или среднее их число для сложного газа; d_k — диаметр огневых каналов горелки, мм; d_0 — эталонный диаметр канала горелки (1 мм).

Обеспечение полноты сгорания в практических условиях — задача достаточно сложная, зависящая не только от 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 атмосферу. 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 однородную 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 2-конфорочных горелок для бытовых газовых плит и усредненная концентрация оксида углерода CO в продуктах сгорания природного метана (95 об. %) и пропана (93 об. %) при работе горелок с номинальной тепловой мощностью. Различие горелок заключается в том, что к одной из них вторичный воздух подводится только с периферии, а к другой — как с периферии, так и из центрального канала.

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, а также увеличение расстояния от горелки до дна посуды приводят к снижению концентрации оксида углерода в продуктах сгорания. 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. Кроме того, увеличение тепловой мощности горелок 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.

На появление в процессе горения ароматических соединений — бензола, полициклических бензпирена, безантрацена и др. — следует обратить особое внимание, так как некоторые из них канцерогенны. Процесс их образования весьма сложен и протекает стадийно. На первом этапе появляется ацетилен и его производные. В пламенной зоне эти вещества претерпевают процессы удлинения цепи с перестройкой тройных углеродных связей на двойные. В результате циклизации и дегидратации приводят к появлению различных ароматических соединений, включая полициклические.

Данные табл. 8.16 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.

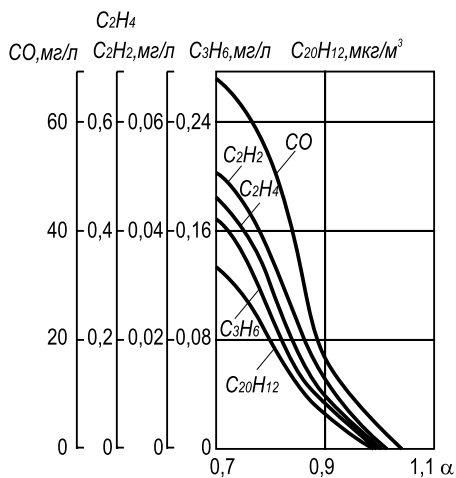


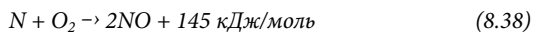
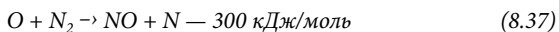
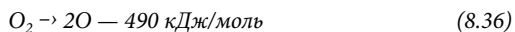
Рис. 8.15. Концентрация оксида углерода, ацетилена, этана, этилена и бенз(а)пирена в продуктах сгорания газа среднего давления в инжекционной горелке

Исследования показали, что расстояния между кромками огневых каналов, обеспечивающие быстрое распространение пламени, 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. 8.17. 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.

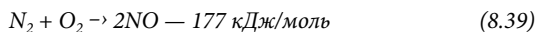
Обобщение многочисленных экспериментальных данных позволило получить усредненные кривые концентрации в продуктах сгорания различных компонентов, качественно и количественно характеризующих процесс горения (рис. 8.15). Полное сгорание гомогенной газовой смеси достигается только при коэффициенте избытка первичного воздуха $\alpha = 1,05$ и выше. При уменьшении содержания воздуха в смеси, в особенности при $\alpha < 1,0$, 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 $C_{20}H_{12}$. Также возрастает концентрация и других компонентов — водорода, бензола и др.

Кроме рассмотренных продуктов незавершенного горения, при сжигании газа всегда возникает некоторое количество оксидов азота, образование которых происходит в зонах высоких температур как после завершения основных реакций горения, так и в процессе горения. Максимальная концентрация NO_x возникает на конечных стадиях, соответствующих выгоранию газа и интенсивному горению промежуточных продуктов в виде водорода и оксида углерода.

Первичное соединение при горении газовой смеси — оксид азота. Начало цепной реакции связано с атомарным кислородом, возникающим в зонах высоких температур за счет диссоциации молекулярного кислорода:



Балансовая реакция



Образование атомарного кислорода происходит и при частичной диссоциации продуктов сгорания: при снижении температуры и наличии кислорода часть образовавшегося оксида азота (1–3 об. %) окисляется до диоксида азота NO_2 . Наиболее интенсивно реакция протекает после выхода оксида азота в атмосферу. Основные влияющие факторы:

- температура в реакционных зонах;
- коэффициент избытка воздуха и время контакта реагирующих компонентов.

Температура пламени зависит от химического состава газа, содержания воздуха в газозвоздушной смеси, степени ее однородности и теплоотвода из реакционной зоны. Максимально возможная при данной температуре концентрация оксида азота, об. %, может быть подсчитана по формуле

$$NO_p = 4,6e^{2150/(RT)}/\sqrt{O_2N_2} \quad (8.40)$$

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.

Высокая концентрация оксида азота, соизмеримая с равновесной, возникает при сжигании газа в топках мощных парогенераторов и в высокотемпературных мартеновских, коксовых и аналогичных печах. В котлах малой и средней мощности, в небольших нагревательных и термических печах со значительным теплоотводом и малым временем пребывания компонентов в высокотемпературных зонах выход оксида азота на порядок меньше. Кроме того, чем короче время пребывания реагирующих компонентов в зоне высоких температур, тем меньше оксида азота в продуктах сгорания.

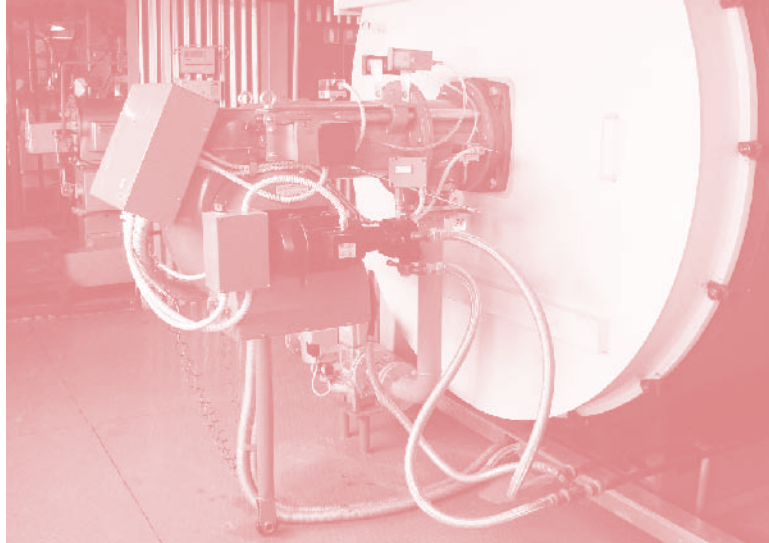
Эффективно также сжигание газа в излучающих горелках и в псевдооживленном слое: в этих случаях происходит микрофакельное горение гомогенной газозвоздушной смеси с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1,05$ при весьма интенсивном отводе теплоты из реакционной зоны. Концентрация оксидов азота при сжигании газа в излучающих горелках составляет около 40, а в псевдооживленном слое — 80–100 мг/м³. Уменьшение размеров огневых каналов излучающих горелок и огнеупорных зерен в псевдооживленном слое способствует снижению выхода оксидов азота.

Накопленные данные позволили внести ряд изменений в конструкцию котельно-отопительного оборудования, обеспечивающих не только высокий КПД и низкую концентрацию продуктов неполного сгорания, но и сниженный сброс в атмосферу оксидов азота. К этим изменениям относятся:

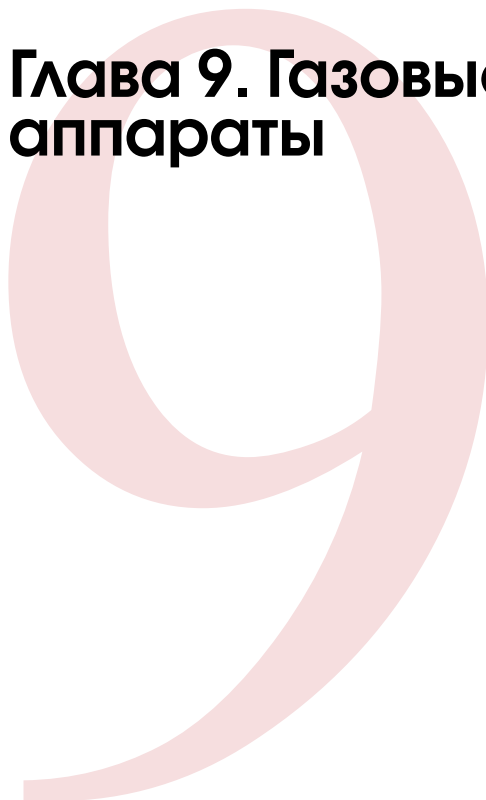
- *сокращение длины высокотемпературных туннелей и перемещение горения из них в топку;*
- *применение взамен керамических туннелей стабилизаторов горения в виде тел плохообтекаемой формы или кольцевого пламени;*
- *организация плоского факела пламени с увеличенной поверхностью теплоотдачи;*
- *распределение пламени за счет увеличения числа горелок или использования блочных горелок;*
- *ступенчатый подвод воздуха в реакционную зону;*
- *равномерное распределение тепловых потоков в топке, экранирование топок и их разделение на отсеки экранами;*
- *применение диффузионного принципа сжигания газа (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.

This image shows a full page of a worksheet designed for handwriting practice. It consists of multiple rows of horizontal dashed lines spaced evenly down the page, providing a guide for letter height and placement. The background is plain white, and there are no other markings or text present.



Глава 9. Газовые аппараты



9.1. ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ГАЗОВЫХ АППАРАТОВ

Ассортимент различного газового оборудования, позволяющего эффективно и безопасно использовать горючие газы, сегодня весьма широк. Наряду с продукцией отечественного производства на рынке представлены импортные товары, по многим техническим и эксплуатационным параметрам сильно опережающие российские. Однако эффективная и безопасная работа таких аппаратов, независимо от места производства, возможна только при их исправном состоянии и правильной эксплуатации.

Работу газовых аппаратов характеризуют по следующим параметрам:

- *тепловая мощность аппарата или установки;*
- *эффективность (коэффициент полезного действия);*
- *теплопроизводительность.*

Различаются их номинальные и предельные значения. При работе в режиме **н о м и н а л ь н о й т е п л о в о й м о щ н о с т и** аппарат обеспечивает наибольшую полноту сгорания газа при наиболее высоком КПД, при этом в конструктивных элементах не должны возникать опасные тепловые напряжения, сокращающие установленный срок службы. Номинальная тепловая мощность (паспортная) определяется при номинальной тепловой нагрузке.

П р е д е л ь н а я т е п л о в а я м о щ н о с т ь — максимальная тепловая нагрузка, превышающая номинальную на 20%, не ухудшающая оптимально полноту сгорания газа, КПД и срок службы аппаратов.

На эффективность и безопасность работы газовых приборов оказывают влияние не только особенности конструкции (газовые горелки, рабочий стол, духовой шкаф плиты, топочное пространство и тепловоспринимающие поверхности и др.). Для нормальной работы 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 газозвушной 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 хотя бы одного из этих условий приведет к ненормальной работе газогорелочного устройства: пламя может погаснуть (отрыв), проскочить внутрь горелки (проскок) или гореть коптящим пламенем. При недостатке воздуха (отсутствии достаточного количества кислорода в зоне горения) газ полностью не сжигается, и часть его горючих компонентов не вступает в химическую реакцию.

Требуется также хорошее предварительное перемешивание газа с первичным воздухом, засасываемым струей газа внутрь горелки, и благоприятные условия для подхода вторичного воздуха. Если в зоне горения возникают условия, приводящие к отводу теплоты и охлаждению зоны горения (например, пламя омывает металлические детали приборов, на-

греваемой посуды и др.), то химические реакции 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 продуктов сгорания из зоны горения. Если они будут задерживаться в зоне горения и создадут малоокислородную атмосферу, это приведет к ухудшению процессов горения, увеличению выхода вредных веществ в продуктах сгорания и возможному погасанию пламени. Но и слишком интенсивный отвод продуктов сгорания может привести к отрыву пламени в результате больших скоростей вторичного воздуха.

Бытовую газовую аппаратуру условно можно разделить на следующие группы:

- *приборы для приготовления пищи (газовые плиты различной конструкции и теплопроизводительности, автономные духовые шкафы, жарочные устройства и т.д.);*
- *приборы для горячего водоснабжения (проточные водонагреватели);*
- *приборы для индивидуального отопления (емкостные водонагреватели, газовые камины, специальные газовые горелки, отопительные с водяным контуром и отопительно-варочные аппараты, отопители конвективного и излучающего обогрева);*
- *приборы для освещения (переносные осветительные);*
- *приборы для специальных целей (горелки автономные печные инфракрасного излучения).*

9.2. ГАЗОВЫЕ ПЛИТЫ

Основной тип газовых бытовых плит — стационарные напольные 2-, 3- и 4-горелочные с духовым шкафом. Выпускаются также настольные переносные преимущественно 2-горелочные плиты. Основные параметры и размеры унифицированных газовых бытовых плит должны отвечать требованиям ГОСТ 10798–85.

Детали бытовых газовых плит изготавливают из материалов, обеспечивающих коррозионную и термическую стойкость, долговечность и надежность в эксплуатации. Для ручек кранов используют пластмассы или другие материалы, устойчивые при температуре до 150°C. 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 изготавливают для работы на природных и сжиженных газах с номинальным давлением 2–3 кПа.

Унифицированная бытовая газовая плита представляет собой тумбу без ножек. На лицевой стороне плиты размещен распределительный щиток с ручками управления. Все ручки снабжены устройствами, предохраняющими от случайного поворота из положения «закрыто». Поворот

ручки возможен лишь после нажатия (вдавливания) в осевом направлении. Стол плиты — закрытый и одновременно служит поддоном. На задней кромке установлен щиток-экран или откидная крышка. Конфорочные решетки — прутковые, эмалированные или оксидированные. Духовой шкаф — цельносварной, снабжен съемным дном и подвесками для полок. Объем духового шкафа зависит от модели плиты и варьируется в пределах от 50 до 100 л. В комплект шкафа входят противень, жаровня и решетка. Дверца духового шкафа снабжена смотровым стеклом, за которым размещается биметаллический термоуказатель. Ручки дверок изготовлены из стального листа с покрытием хромом или из полированного листового алюминия.

Горелки стола обладают различной тепловой мощностью: нормальной ($\approx 1,7\text{--}2,0$ кВт), повышенной ($\approx 2,5\text{--}3,0$ кВт) и пониженной ($\approx 0,5\text{--}0,8$ кВт). Краны горелок могут фиксироваться в положении «малое пламя». Автоматика терморегулирования снабжена отсекающим газом (на случай погасания пламени).

Бытовые газовые плиты иностранных производителей, широко представленные на российском рынке, по своим эксплуатационным характеристикам в основном соответствуют требованиям нормативных документов и принципиально не отличаются от продукции отечественных производителей. Существенные различия могут быть только в эргономике и внешнем дизайне, степени автоматизации, выражающейся в большей насыщенности электронными устройствами.

9.3. ГАЗОВЫЕ ПРОТОЧНЫЕ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ АППАРАТЫ

До недавнего времени для быстрого получения горячей воды при наличии водопровода широкое распространение имели газовые проточные водонагревательные аппараты, соответствующие требованиям ГОСТ 19910–74. Водонагреватели («колонки») оборудуются газоотводящими устройствами и тягопрерывателями, которые в случае кратковременного нарушения тяги предотвращают погасание пламени газогорелочного устройства для присоединения к дымовому каналу имеется дымоотводящий патрубок.

Конструктивно водонагреватели весьма похожи. Все основные элементы смонтированы в эмалированном кожухе прямоугольной формы. Для удобства профилактики и ремонта передняя и боковые стенки кожуха сделаны съемными. На передней стенке 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 которое продукты сгорания направляются в дымоход, внизу — патрубки для подсоединения аппарата к газовой и водяной сетям.

Принцип работы водонагревательного аппарата. Газ поступает в электромагнитный клапан, кнопка включения которого находится справа от

ручки включения газового крана. Принудительное включение запальной горелки и подача газа к основной горелке осуществляется специальным блокирующим краном, снабженным ручкой, фиксируемой в определенных положениях. Крайнее левое положение обычно прекращает подачу газа на горелки. Среднее фиксированное положение позволяет полностью открыть кран для поступления газа на запальную горелку и закрыть кран для подачи газа на основную горелку. Третье фиксированное положение обеспечивает полное открытие крана для поступления газа на основную и запальную горелки.

Водонагреватель снабжается автоматическими блокировочными устройствами-газоотсекателями. 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, 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 прекращает подачу газа. Для плавного зажигания основной горелки предусмотрен замедлитель зажигания.

Модели водонагревателей повышенного класса обеспечивают ряд дополнительных функций:

- *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.*

9.4. ГАЗОВЫЕ ОТОПИТЕЛЬНЫЕ АППАРАТЫ

Для отопления жилых домов применяются отопительные агрегаты с передачей теплоты конвекцией и излучением — камины, а также аппараты, имеющие в качестве теплоносителя воду (котлы).

Аппараты отопительные водонагревательные емкостные. Такие

аппараты, называемые двухконтурными, сравнительно недавно приобрели широкое распространение, кроме отопления, обеспечивая еще горячее водоснабжение. Они разрабатываются и изготавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ 11032—80.

Водонагреватели мощностью до 10 кВт могут быть использованы для отопления помещений площадью до 100 м². Обычно емкостной водонагреватель состоит из:

- *внешнего кожуха;*
- *внутреннего цилиндрического бака из стального оцинкованного листа;*
- *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.*

Внутреннее пространство между кожухом и баком проложено термоизоляционными материалами. Вода в баке водонагревателя постоянно находится под давлением, аналогичным давлению воды в городском водопровод. При зажигании горелки вода в баке нагревается до требуемой температуры (80–90°C), после этого терморегулятор автоматически прекращает доступ газа к горелке. Пламя запальника продолжает гореть и воспламеняет газозоодушную смесь на основе горелки, как только вода охладится, т. е. температура будет ниже заданной. В этом случае терморегулятор открывает проход газа на основную горелку. Запальник нагревает термопару, ЭДС которой удерживает открытым электромагнитный клапан подачи газа. При падении давления в подводящем газопроводе пламя запальной горелки гаснет, ЭДС исчезает и электромагнитный клапан закрывает подвод газа, независимо от клапана терморегулятора.

Аппараты отопительные газовые бытовые с водяным контуром (ГОСТ 20219–74), предназначенные для отопления помещений, могут изготавливаться следующих типов:

- *работающие на природном газе;*
- *работающие на сжиженном газе;*
- *смешанного питания — на природном и сжиженном газе,*
и в следующих климатических исполнениях:
- *У — для эксплуатации в районах с умеренным климатом,*
- *ХЛ — для эксплуатации в районах с холодным климатом.*

Одним из лидеров рынка отопительного оборудования является немецкая компания Buderus, представляющая полный спектр решений отопительного оборудования, способного обеспечить теплом квартиру, индивидуальный коттедж, многоквартирный дом, большое предприятие и целый городской район. Будет целесообразно рассмотреть современные газовые котлы на примере продукции этой компании.

Настенные газовые конденсационные котлы (на примере котла Logamax plus GB022). Газовые котлы такого типа применяются при устройстве систем горячего водоснабжения в коттеджах на одну, две и несколько семей, а также домов рядовой застройки и работают на природном газе.

Котлы этого типа отличаются:

- *широкий диапазон плавного изменения мощности — 25–100%;*
- *стандартизированный КПД — до 109%;*
- *оптимальная гидравлическая схема для максимального использования теплотворной способности газа;*
- *низкая температура дымовых газов;*
- *встроенный теплообменник выполненный из ребристых труб с большими поверхностями нагрева и низкий уровень шума.*

В котлах данного типа производится предварительное смешивание в горелке с низкими эмиссиями вредных веществ. Монтаж таких котлов благодаря компактной и удобной конструкции предпочтителен в подвале или на чердаке строения. Регулирующие функции адаптированы к гидравлической схеме системы и требуют минимума действий для настройки всех функций системы управления.

В комплектацию котла Logamax plus GB022-24 входит следующее оборудование:

- *манометр давления с краном наполнения и выпуска;*
- *переходной штекер внешнего датчика наполнителя;*
- *шланг выпуска конденсата;*
- *настенный держатель.*

Для приготовления воды для ГВС используется прямой нагрев в проточном водонагревателе (модификация котла GB022-24K). Температура горячей воды на выходе устанавливается в диапазоне 30–60°C.

Минимальный объем циркулирующей воды обеспечивается встроенным перепускным клапаном. Котел устанавливается в закрытую отопительную систему с давлением до 3 бар. Мембранный расширительный бак (7,5 л) встроен в котел.

Приготовление воды для

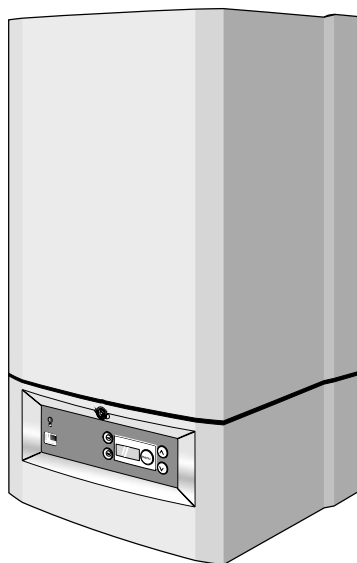


Рис. 9.1. Внешний вид конденсационного котла Buderus Logamax plus GB022

Таблица. 9.1. Характеристики котла Buderus Logamax plus GB022

Типоразмер котла	24
Категория вида газа согласно EN 437	II2H3P 20, 50 мбар (природный газ H и сжиженный газ P)
Максимальная устанавливаемая температура подающей линии, °C	90
Допустимое избыточное рабочее давление, бар	3,0
Теплопроизводительность, кВт, полная/частичная нагрузка	5,7–23/6,3–25,3
Коэффициент полезного действия котла (40/30°C), %, полная/частичная нагрузка	104/107
Максимальный расход газа (отопление), м³/час	2,43
Уровень шума, дБ, полная нагрузка отопления/полная нагрузка тепловой воды/частичная нагрузка	43,4/47,1/30,4
Диаметр газового сопла, мм, природный/сжиженный газ	4,45/3,45
Температура горячей воды, °C	60/100
Стандартный коэффициент эмиссии NOx, ppm (мг/кВт·ч)	<30
Стандартный коэффициент эмиссии CO, ppm (мг/кВт·ч)	<22
Потребление электрической мощности, Вт, режим ожидания/частичная нагрузка/полная нагрузка	4/88/110
Располагаемый напор, Па	140
Стандартизированный коэффициент использования, %	110
Вес без кожуха (с кожухом), кг	30 (33)

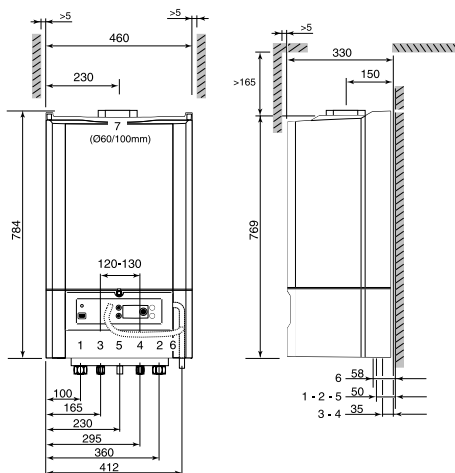


Рис. 9.2. Габаритные размеры конденсационного котла Buderus Logamax plus GB022

обогревательного контура. Перед заполнением установку следует тщательно промыть. Заполнение котла разрешается только необработанной водой из водопровода, не умягченной катионитами. Запрещается применение ингибиторов, антифризов или других добавок. При использовании трубопроводов, пропускающих кислород, например, для отопления полов, в системе должен быть предусмотрен разрыв в виде теплообменника. Котловая вода низкого качества способствует образованию шлама и приводит к коррозии. Это может привести к сбоям в работе и к повреждению теплообменника.

Для предотвращения попадания шлама в настенный котел, монтируемый в уже существующую систему, специалисты рекомендуют установку грязевого фильтра в

общую обратную линию. До и после фильтра рекомендуется установить запорный орган. Если установка была тщательно промыта перед пуском в эксплуатацию и возникновение кислородной коррозии исключено, то от установки грязевого фильтра обычно отказываются. Прямое подклю-

чение в систему отопления полов не допускается.

Конденсат, образующийся в настенном котле отвода дымовых газов, сбрасывается в канализацию в соответствии с требованиями соответствующих коммунальных служб. При необходимости рекомендуется устанавливать нейтрализатор Neutrakon на выходе конденсатоотводчика из котла.

Напольные газовые конденсационные котлы Logano plus GB 312. Компактный газовый конденсационный котел с высокопроизводительным алюминиевым теплообменником и газовым конденсационным котлом по EN 667 имеет высокий стандартизированный ко-

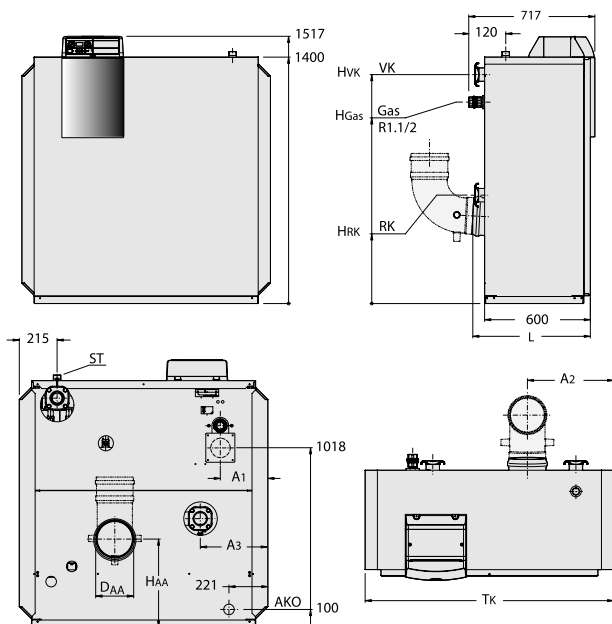


Рис. 9.3. Габаритные размеры напольного конденсационного котла Buderus Logano plus GB312

эффицент использования — до 108%. Диапазон модуляции — 30–100% (40–100% — для типоразмера 90). Серия выпускается в 6-ти типоразмерах с номинальной теплопроизводительностью от 90 до 280 кВт. Также выпускаются каскадные модификации с расширенным диапазоном мощностей до 560 кВт.

Данные напольные газовые конденсационные котлы работают с пониженным уровнем шума, низкими выбросами вредных веществ и минимальными потерями тепла через теплоизоляцию. Кроме того, при их эксплуатации требуется минимальный объем циркулирующей воды.

Котлы данного вида отличает простое и удобное управление, обусловленное применением цифровых систем управления с регулированием по наружной температуре (фирменные системы управления EMS и Logomatic 4000) с возможностью выбора или расширения оснащения по потребности.

Данный тип котлов отличает простой сервис и техническое обслуживание благодаря развитым встроенным системам диагностики. Все повер-

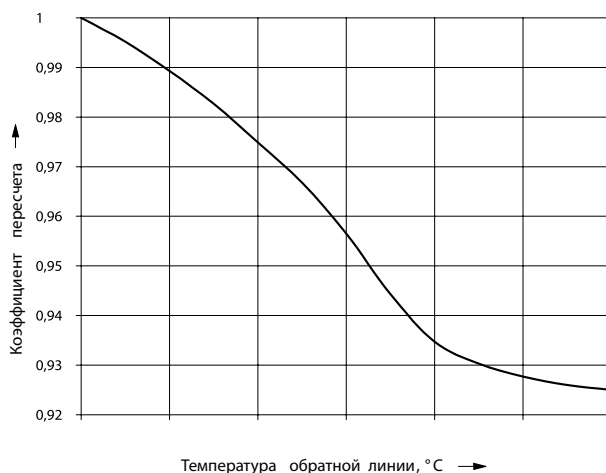


Рис. 9.4. Пересчет номинальной теплопроизводительности для различных температур теплоносителя

Таблица. 9.2. Характеристики напольных конденсационных котлов Buderus серии Logano GB312

Типоразмер котла		80	120	160	200	240	280
Номинальная теплопроизводительность, кВт	при 50/30 °C	90	120	160	200	240	280
	при 80/60 °C	84	113	150	187	225	263
Тепловая мощность сжигания, кВт		86,5	116	155	193	232	271
Глубина, мм		994	994	1202	1202	1410	1410
Габариты, мм, глубина/ширина/высота		851×612×1400		1059×612×1400		1267×612×1400	
Температура дымовых газов, °C	при 80/60 °C	69	78	77	76	75	78
	при 50/30 °C	49	56	54	55	55	56
Весовой поток дымовых газов при полной нагрузке, г/с	при 80/60 °C	38,9	53,9	69,9	88,0	105,0	125,7
	при 50/30 °C	38,2	53,8	70,2	87,8	106,0	125,9
Содержание CO ₂ , природный газ, при полной нагрузке, %		9,1					
Электрическая потребляемая мощность, Вт	полная нагрузка	84	150	190	230	270	330
	частичная нагрузка	40	40	45	50	50	50
Максимальная температура подающей линии, °C		80					
Допустимое избыточное рабочее давление, бар		4					

хности, соприкасающиеся с отопительными газами и конденсатом, выполнены из высококачественного алюминия. Для высокоэффективного использования конденсационной техники в теплообменниках применяется противоточный принцип теплообмена между водяным контуром и контуром отопительных газов. Пониженное гидравлическое сопротивление в водяном контуре позволяет снизить мощность насоса.

Для оптимальной работы и эффективного использования тепла конденсации расчетный перепад температур отопительного контура должен составлять 15–20°C. Конденсат, образующийся при работе установки, как в конденсационном котле, так и в тракте дымовых газов, подлежит отводу в соответствии с действующими нормами. Для слива конденсата из конденсационных котлов и связанных с ними систем отвода дымовых газов действуют следующие требования:

- для отопительных установок мощностью до 25 кВт не требуется нейтрализации конденсата. На отопительных установках мощностью 25–200 кВт можно отказаться от нейтрализации, если имеется слив большого количества хозяйственных стоков в городскую канализацию через тот же сток (среднегодовой объем хозяйственных стоков должен минимум в 25 раз превышать ожидаемый объем конденсата);
- на отопительных установках мощностью более 200 кВт нужно предусматривать нейтрализацию конденсата. В установке по нейтрализации конденсат проходит через щелочной гранулят, при этом показатель *Ph* повышается и достигает 6,5–10.

Воздух для горения не должен содержать пыль высокой концентрации и галогеносодержащие вещества, иначе возможно повреждение топочной камеры и поверхностей нагрева (особенно активную коррозию вызывают галогеновые соединения, содержащиеся в аэрозольных баллонах, разбавителях, моющих, обезжиривающих, растворяющих средствах).

Перед монтажом отопительного котла в существующую отопительную систему необходимо очистить ее от грязи и шлама. Рекомендуется устанавливать грязе- и шламоуловители после котла в непосредственной близости от самой низкой точки отопительной установки в хорошо доступном месте.

Настенные газовые двухконтурные котлы 8,9–24 кВт (на примере серии *Buderus Logamax U042/U044*). Газовые циркуляционные водонагреватели (т.н. двухконтурные котлы) удобны для квартирного отопления и отопления небольших коттеджей на одну или несколько семей. Их отличают типоразмер котла с диапазоном регулирования от 8,9 до 24 кВт, компактные легкие варианты исполнения для природ-

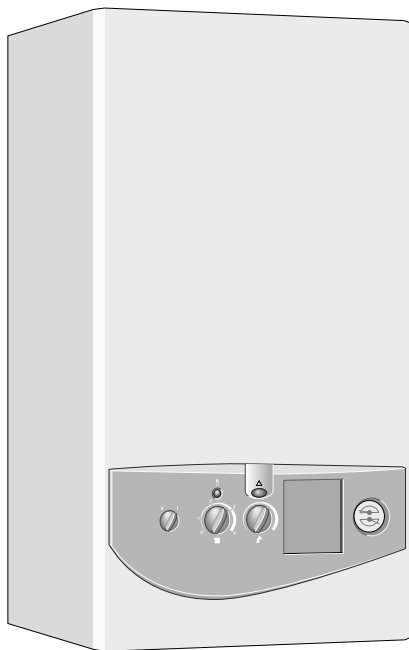


Рис. 9.3. Внешний вид настенного двухконтурного котла Logamax U042

ного и сжиженного газа, усовершенствованная система отвода дымовых газов (с забором воздуха для горения из помещения, так и вне помещения) и высокий коэффициент полезного действия — 90–92%. Эти котлы отличает экологически чистый режим работы (отмеченный знаком CE), выбросы по оксидам азота соответствуют классу 2 норм экологической безопасности.

Настенные котлы серии Logamax U042/U044 отличаются простым и удобным управлением. Регулирующие функции согласованы с гидравликой установки. Комнатный термостат включен в поставку.

Напольные чугунные мультитопливные (газ/дизельное топливо) котлы Buderus Logano GE315. Котлы данного типа отличает современная универсальная концепция. В устройстве применен низкотемпературный мультитопливный отопительный котел Ecostream (без смесительного насоса) с плавным регулированием температуры котловой воды. Котлы серии GE315 выпускаются в пяти типоразмерах с номинальной теплопроизводительностью 86–230 кВт.

Отопительный котел может работать на дизельном топливе, природном и сжиженном газе, рапсовом масле и биохимическом газе. Стандартизированный коэффициент использования достигает 95%. Для снижения шума предпринят ряд мер: звукопоглощающая подставка, глушитель дымовых газов и звукопоглощающий кожух горелки.

Функции системы управления устанавливаются крайне просто (по принципу «push and turn»). Возможно индивидуальное расширение комплектации всех систем управления дополнительными модулями.

Таблица. 9.3. Характеристики настенных двухконтурных котлов Buderus серии Logamax U042K/U044K

Параметр		U042K	U044K
Минимальная/максимальная теплопроизводительность		8,9–24	7–24
Тепловая мощность сжигания, кВт	Полная нагрузка	26,7	
	Частичная нагрузка	10,2	8,2
Давление расширительного бака, бар		0,5	
Объем расширительного бака, л		8	
Расход горячей воды при разнице температур на входе и выходе 35°C, л/мин		10	
Диапазон температуры ГВС на выходе, °C		40–60	
Минимальное давление в контуре ГВС для максимального расхода воды, бар		1,0	
Минимальное/максимальное давление в контуре ГВС, бар		0,25/10,0	
Температура дымовых газов, °C	Полная нагрузка	136	116
	Частичная нагрузка	89	87
Содержание CO ₂ , %	Полная нагрузка	6,9	5,3–5,5
	Частичная нагрузка	2,2	1,6–1,9
Класс NOx		3	2
Подключение дымохода, мм		60/100	130
Электрическая потребляемая мощность, Вт		130	100
Диапазон температуры подающей линии, °C		40	
Минимальное/максимальное давление в отопительном контуре, бар		0,5–3,0	
Высота, мм		740	
Ширина, мм		400	
Глубина, мм		360	
Вес с упаковки, кг		38	40

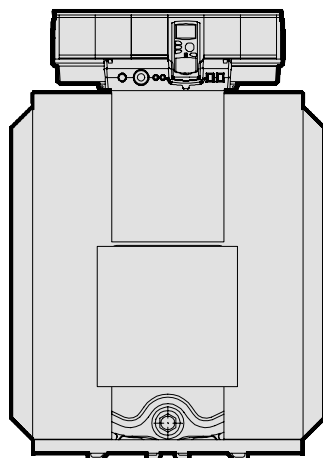


Рис. 9.6. Внешний вид напольного мультитопливного котла Logano GE315

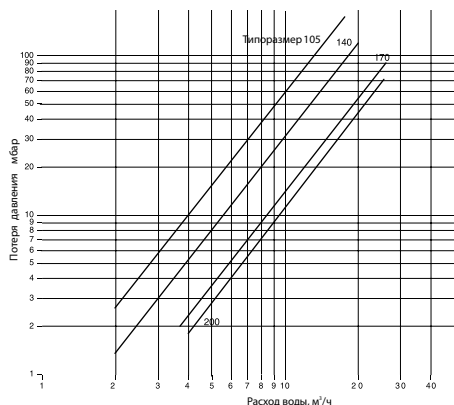


Рис. 9.7. Гидравлическое сопротивление напольного мультитопливного котла Logano GE315

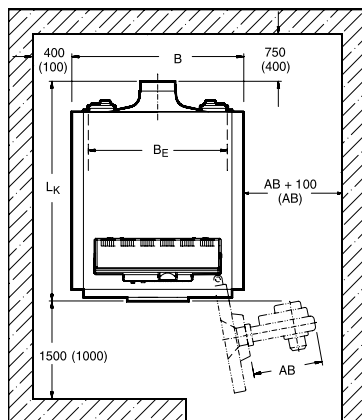


Рис. 9.8. Схема установки котла Logano GE315

Напольные котлы серии Logano отличаются упрощенным доступом к топочной камере (большая поворотная дверца). Секции котла, изготовленные из высококачественного чугуна GL 180M, поставляются раздельно, что значительно облегчает транспортировку и монтаж.

В котлах применяется технология *Thermostream*: повышение температуры внутри котла происходит за счет гидравлического выравнивания при поступлении воды в котел через верхнюю ступицу, дальнейшего сме-

шивания воды и распределения ее внутри котла для подогрева обратного потока. Применение технологии имеет ряд конструктивных преимуществ:

- нет ограничения объемного расхода теплоносителя, поэтому не требуется установка насоса котлового контура;
- не требуется поддерживать минимальную температуру обратной линии;
- оптимизированная водоохлаждаемая камера и 3-ходовая схема движения отопительных газов внутри котла существенно улучшают условия сгорания топлива.

Таблица 9.4. Рекомендуемые модели горелок Buderus Logatop для мультитопливных котлов Logano GE315

Вид топлива	Типоразмер котла	Давление подключения, мБар	Тип горелки
Природный газ	105, 140	20	Logatop GZ 2.1N-1021, 1"
Жидкотопливная	105, 140		Logatop DZ 2.1-2111, 1"
Природный газ	170		Logatop GZ 2.1N-1021, 1"
Жидкотопливная	170		Logatop DZ 2.1-2131, 1"
Природный газ	200		Logatop GZ 2.1N-1021, 1"
Жидкотопливная	200		Logatop DZ 2.1-2141, 1"
Природный газ	230		Logatop GZ 2.2N-1022, 1¼"
Жидкотопливная	230		Logatop DZ 2.2-2211, 1¼"

Таблица 9.5. Габаритные размеры котлов Logano GE315

Типоразмер котла	105	140	170	200	230
Высота, мм (с системой управления)	1195	1195	1195	1195	1195
Ширина, мм	880	880	880	880	880
Глубина, мм (с горелкой)	1605	1765	1925	2085	2342
Вес, кг (без горелки)	543	631	719	807	895

Таблица 9.6. Технические характеристики котлов Buderus серии Logano GE315

Типоразмер котла	105	140	170	200	230
Количество секций котла	5	6	7	8	9
Номинальная теплопроизводительность, кВт	86–105	106–140	141–170	171–200	201–230
Тепловая мощность сжигания, кВт	92,1–113,5	113,5–151,4	151,0–183,4	183,1–215,1	215,2–247,9
Длина, мм	1125	1185	1445	1605	1765
Размеры котельной секции, мм	712×934×160				
Размеры котлового блока, мм	712×994×970–1610 (в зависимости от числа секций)				
Длина камеры сгорания, мм	790	950	1110	1270	1430
Вес, кг	543	631	719	807	895
Объем воды, л	143	171	199	227	255
Объем газа, л	147	181	215	249	263
Температура дымовых газов при частичной нагрузке (60%), °С	137	138	136	132	141
Температура дымовых газов при полной нагрузке, °С	162–185	154–182	162–180	158–176	168–190
Весовой поток дымовых газов при частичной нагрузке (60%), кг/с	0,0284	0,0379	0,0460	0,0541	0,0622
Весовой поток дымовых газов при полной нагрузке, кг/с	0,0392–0,0484	0,0484–0,0645	0,0643–0,0781	0,0780–0,0916	0,0917–0,1056
Содержание CO ₂ , %	10				
Сопротивление газотводящего тракта, мбар	0,28–0,41	0,46–0,79	0,71–1,30	1,34–1,78	1,32–1,77
Температура нагрева теплоносителя, °С	115				
Допустимое избыточное рабочее давление, бар	6				

Напольные чугунные котлы Buderus Logano G234 WS. В них применен низкотемпературный отопительный котел с бесступенчатым регулированием температуры котловой воды. Серия выпускается в четырех типоразмерах с номинальной теплопроизводительностью 38–55 кВт. Котел комплектуется газовой горелкой атмосферного типа с предварительным смешиванием и эксплуатируется с баками-водонагревателями Logalux ST и Logalux SU емкостью 150–300 л.

В котлах применена газовая атмосферная горелка на основе трубки Вентури с предварительным смешиванием и автоматическим розжигом. В горелке применен ионизационный контроль пламени и двойной магнитный клапан.

Таблица. 9.7. Ориентировочный расход газ котлов серии G234WS

Типоразмер котла	Природный газ (метан), м³/ч	Сжиженный газ (пропан), кг/ч	Сжиженный газ (пропан-бутан), кг/ч
38-5	4,17	3,07	3,1
44-5	4,84	3,55	3,6
50-6	5,50	4,03	4,1
55-6	6,02	4,42	4,5

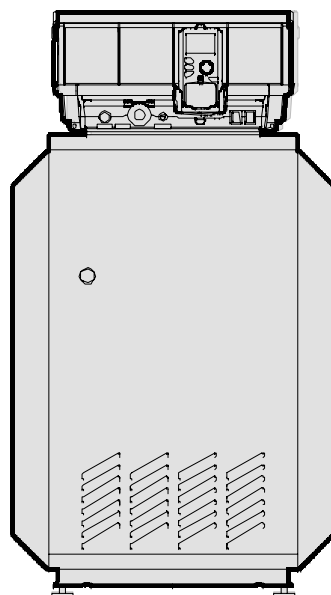


Рис. 9.9. Внешний вид напольного котла Buderus Logano G234 WS

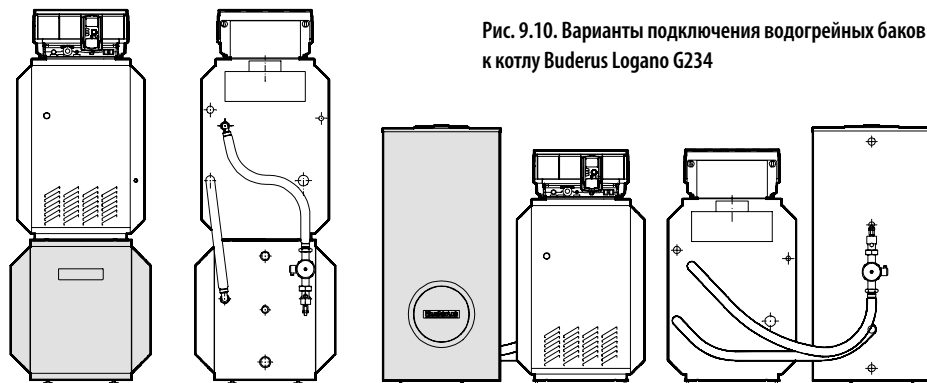


Рис. 9.10. Варианты подключения водогрейных баков к котлу Buderus Logano G234

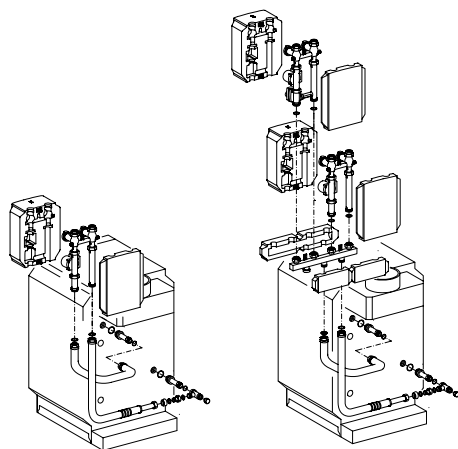


Рис. 9.11. Схемы подключения внешних отопительных контуров к котлу Buderus Logano G234

Габаритные размеры котлов Buderus серии Logano G234

Типоразмер котла	38	44	50	55
Высота, мм	1204	1204	1204	1204
Ширина, мм	650	650	740	740
Глубина, мм	726	726	726	726

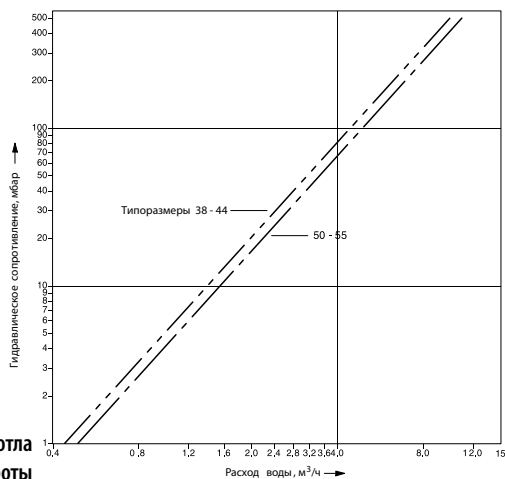


Рис. 9.12. Гидравлическое сопротивление котла на различных режимах работы

Таблица 9.8. Характеристики отопительного котла Logano G234 WS

Типоразмер котла	38-5	44-5	50-6	55-6
Номинальная теплопроизводительность, кВт	38	44	50	55
Тепловая мощность сжигания, кВт	41,6	48,2	54,7	60,0
Потери при эксплуатационной готовности, %	2,1	1,8	1,8	1,7
Температура дымовых газов, °С	94	103	106	109
Весовой поток дымовых газов, кг/с	0,0407	0,0411	0,0432	0,0441
Содержание CO ₂ , %	4,1	4,6	5,0	5,4
Напор, Па	3			

Секции котла выполнены из высококачественного чугуна марки GL 180M. Увеличение эффективности теплоотдачи достигается специальным профилированием (оребрением) поверхностей нагрева.

Когенерационные установки. Собственное производство энергии снижает ее стоимость. Наибольшая экономическая эффективность достигается при комбинированном производстве электрической и тепловой энергии с помощью так называемых когенерационных установок: генератор, приводимый в движение силовым агрегатом, вырабатывает электрическую энергию, а тепло получается из выхлопных газов и системы охлаждения.

В качестве силового агрегата для когенерационных установок небольшой мощности применяются поршневые двигатели внутреннего сгорания, работающие как на жидком, так и на газообразном топливе. С точки зрения первичных вложений дешевле дизельные когенераторы, однако эксплуатационные расходы у них существенно выше (дороговизна дизельного топлива, большой расход масла, малый моторесурс и т.д.). Себестоимость вырабатываемой ими электроэнергии оказывается достаточно высокой. Использование сжиженного углеводородного газа в качестве топлива для когенераторов имеет ряд неоспоримых преимуществ:

Рис. 9.13. Упрощенная схема работы когенерационной установки

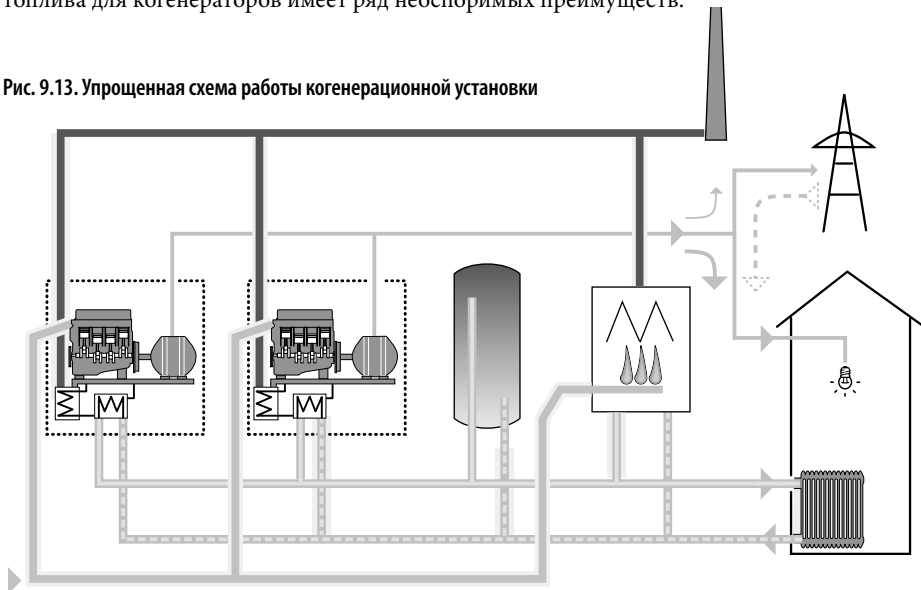




Рис. 9.14. Внешний вид когенерационной газовой установки средней мощности производства фирмы FAS (Германия)

- возможность быстрого ввода в эксплуатацию в любом доступном для наземного транспорта (газовоза) месте;
- высокая экологическая безопасность эксплуатации;
- низкий уровень шума и крайне малые выбросы продуктов горения (сажи, золы, остатков несгоревших углеводородов, соединений серы и т.д.) в отработанных газах позволяют устанавливать когенераторы вблизи жилых объектов;
- автономность работы определяется объемом емкостей СУГ;
- возможность гибкого изменения конфигурации оборудования.

Главное преимущество технологии когенерации — эффективность топливоиспользования, недостижимое при раздельном производстве тепловой и электрической энергии. КПД электростанций составля-

ет 30–50% (остальная часть энергии первичного топлива теряется в виде неиспользуемого тепла), котельной — в среднем около 80%. Таким образом, полный КПД системы с раздельным производством тепла и электричества находится в пределах 55–65%. При этом для когенерационных установок (их также называют мини-ТЭЦ или когенераторами), где наряду с генерацией электрической энергии осуществляется утилизация тепла, полный КПД может достигать 90%. Соотношение теплового и электрического КПД когенерационных установок составляет 1:1,2–1,6.

Рис. 9.15. Внутреннее устройство когенерационной газовой установки



Также следует отметить высокое качество электрической (стабильность частоты и напряжения) и тепловой (стабильность температуры) энергии, вырабатываемой когенерационными установками. Из преимуществ энергоэффективности и гибкости технологии когенерации напрямую вытекает высокий экономический потенциал автономных систем энергоснабжения на базе когенерационных установок.

По ряду оценок, сделанных применительно к российским условиям, рационально спроектированная система когенерации позволяет добиться сокращения затрат на энергию в 7 раз по сравнению со стоимостью электричества и тепла от централизованных сетей энергоснабжения. Это, в свою очередь, означает существенное снижение себестоимости продукции или услуг

Узлы

- 11 Предохранительный клапан (сетевая вода)
- 12 Сетевой насос
- 13 Регулирование температуры обратной сетевой воды
- 14 Обратная сетевая вода
- 15 Прямая сетевая вода
- 21 Предохранительный клапан (охлаждающая вода двигателя)
- 22 Маслоохладитель
- 23 Циркуляционный насос
- 24 Мембранный расширительный сосуд
- 25 Теплообменник охлаждающей воды
- 31 Теплообменник выхлопных газов
- 32 Первичный глушитель выхлопных газов
- 33 Вторичный глушитель выхлопных газов
- 34 Выход конденсата
- 35 Выход выхлопных газов
- 36 Катализатор
- 41 Клапан λ-регулятора
- 42 Электромагнитный клапан

- 43 Электромагнитный клапан с регулятором нулевого давления
- 44 Подача газа
- 45 Газовый фильтр (поставляется отдельно)
- 46 Отсекающее устройство с тепловым расцепителем
- 51 Дополнительный бак смазочного масла (свежее масло)
- 52 Автоматика долива с указателем уровня смазочного масла
- 61 Возврат смазочного масла (из маслоотделителя)
- 62 Вентиляция картера двигателя
- 63 Маслоотделитель
- 64 Воздух для сжигания топлива
- 65 Воздушный фильтр
- 66 Газовый смеситель
- 67 Генератор
- 68 Коллектор выхлопных газов
- 69 Двигатель
- 70 Регулятор частоты вращения и дроссельный клапан

Точки измерения

- EIA Устройство контроля генератора
 ES Регулятор мощности генератора
 LS Регулятор уровня
 LZA- Устройство контроля минимального уровня
 P Давление
 PC Регулятор давления
 PO Указатель давления
 PZA- Отключение при минимальном давлении
 PZA+ Отключение при максимальном давлении
 SC Регулятор частоты вращения
 STB Защитный ограничитель температуры
 SZA- Понижение частоты вращения
 T Температура
 TC Регулятор температуры
 TI Указатель температуры
 TZA+ Устройство контроля температуры обмотки генератора
 XC λ-зонд

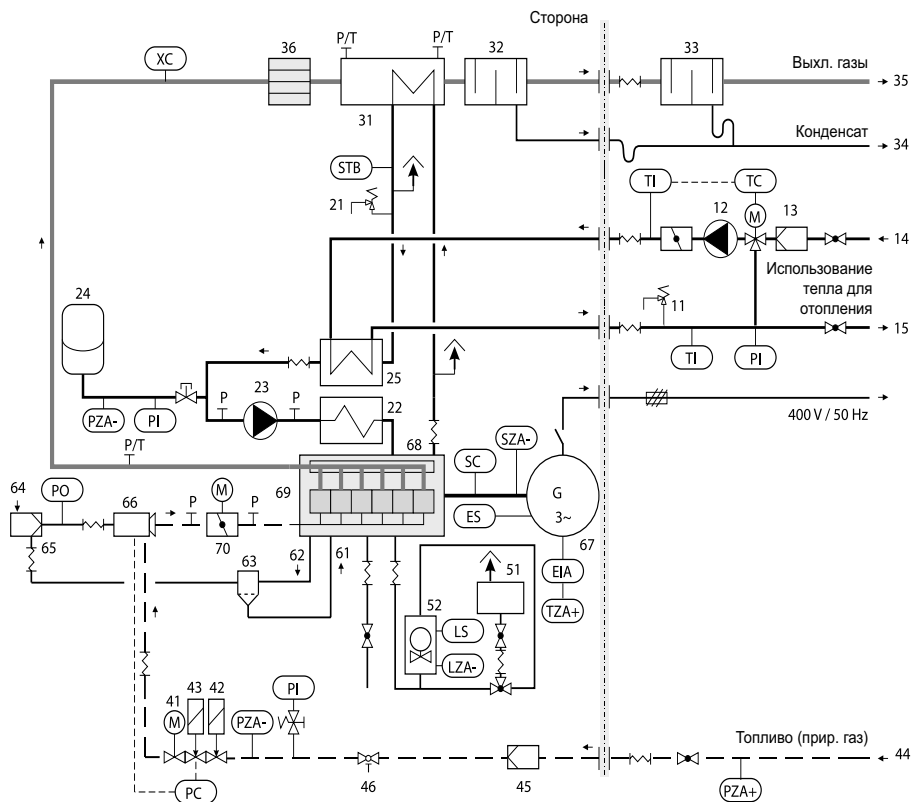


Рис. 9.16. Технологическая схема когенерационной газовой установки

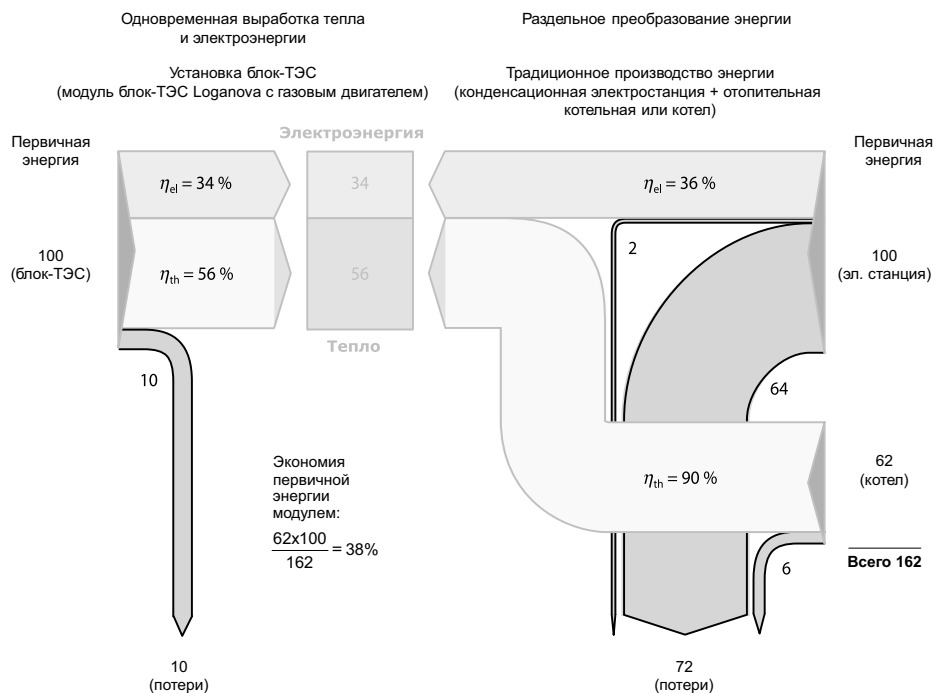


Рис. 9.17. Сравнение энергоэффективности когенерационной технологии и раздельной генерации тепло- и электроэнергии

в целом. Окупаемость такого рода проектов составляет в среднем от 3 до 6 лет.

Основными компонентами системы когенерации являются:

- *первичный двигатель;*
- *электрогенератор;*
- *система утилизации тепла.*

Тип первичного двигателя — базовый признак, по которому классифицируются системы когенерации. В настоящее время распространены следующие виды когенерационных установок: газотурбинные; газопоршневые; микротурбинные.

В газотурбинных мини-ТЭЦ роль первичного двигателя (привода электрогенератора) выполняет газовая турбина (ГТ). Установки данного типа используются преимущественно для обеспечения энергетических нужд крупных промышленных потребителей; их применение целесообразно в диапазоне мощностей от 6 МВт и выше.

Для малых и средних мощностей альтернативными вариантами являются следующие два типа когенераторов. В газопоршневых мини-ТЭЦ приводом электрогенератора служит поршневой ДВС на газообразном топливе. На сегодняшний день этот тип установок является наиболее

распространенной разновидностью когенерационных систем небольшой мощности. Основным видом топлива для газопоршневых мини-ТЭЦ является природный газ. Также в газовых ДВС могут использоваться альтернативные виды газообразного топлива, как высококалорийные (пропан, бутан), так и газы с низкой и средней теплотворной способностью (древесный, пиролизный, коксовый, попутный нефтяной, биогаз и т. д.). Кроме того, многие виды газопоршневых когенерационных установок допускают перенастройку с одного вида газового топлива на другой.

Нижний предел допустимых нагрузок для газопоршневых установок составляет 30–50% от номинальной мощности, причем снижение нагрузки в этих пределах почти не влияет на электрический КПД. Ресурс газопоршневых мини-ТЭЦ составляет от 200 до 250 тыс. моточасов. Газопоршневые установки характеризуются высокой эффективностью топливоиспользования (общий КПД может достигать 90%). Удельная стоимость газопоршневых мини-ТЭЦ находится в пределах \$750–1100 за 1 кВт установленной мощности.

Микротурбинные когенераторы представляют собой новейший тип когенерационных установок, в которых выработка тепла и электроэнергии осуществляется газотурбинным генератором малой мощности (25–300 кВт). Единственная движущаяся деталь микротурбинной установки — высокоскоростной вращающийся вал, на котором размещены турбина, электрогенератор и компрессор. Используемый принцип компоновки обеспечивает высокую эксплуатационную надежность и компактность турбинных генераторов.

Основное преимущество микротурбинных когенерационных установок — возможность работы с переменной нагрузкой в полном диапазоне без сокращения ресурса. Также микротурбинные установки характеризуются низким уровнем шума при работе и хорошими экологическими показателями, что делает возможным их использование в жилых районах. Общий КПД микротурбинных когенераторов составляет 85–90%. Основным недостатком микротурбинных установок по сравнению с газопоршневыми является их высокая удельная стоимость (около \$2000 за 1 кВт), сильно влияющая на доступность решений на их основе.

Газопоршневые системы представлены большим числом моделей зарубежных и российских производителей и в диапазоне мощностей от 250 кВт до 6 МВт остаются рациональным и эффективным решением для большинства типовых задач автономного тепло- и электроснабжения.

Компания FAS (Германия) предлагает широкий спектр когенерационных установок на базе газопоршневых ДВС, способных обеспечить тепловую и электрическую энергией самых разных потребителей.

Газовый двигатель представляет собой двигатель внутреннего сгорания (двигатель со свободным впуском) без турбонаддува. Охлаждение поршней обеспечивается потоком масла под давлением. Выхлопные газы отводятся через водоохлаждаемый сборный коллектор. Картер и блок цилиндров представляют собой единый литой узел. Картер переходит в блок, состоящий из 4 цилиндров, расположенных в ряд. На стороне картера, где находится маховик, расположен зубчатый ременный привод механизма

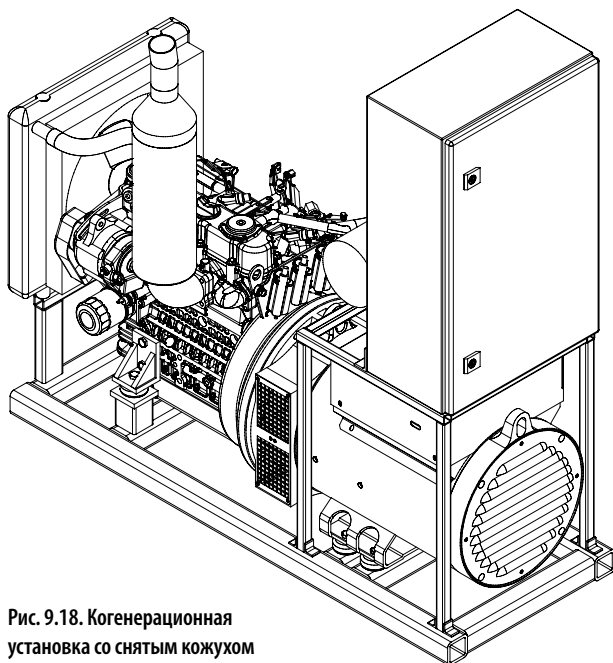


Рис. 9.18. Когенерационная установка со снятым кожухом

газораспределения. Коленчатый вал изготовлен из закаленной хромомолибденовой стали. Подшипниковые вкладыши изготовлены из свинца/бронзы со стальной спинкой. Штампованные шатуны также выполнены из хромо-молибденовой стали.

Поршни сделаны из алюминиевого сплава с очень низким коэффициентом теплового расширения. Благодаря специальной конструкции камеры сгорания не происходит повреждения поршней и клапанов при выходе из строя зубчатого ремня привода механизма газораспределения. Двигатель имеет циркуляционную систему смазки под давлением. Масло подается

из масляной ванны насосом с шестеренчатым приводом. Очистка смазочного масла происходит в масляном фильтре с бумажной вставкой. Фильтр расположен на главной магистрали маслопровода. Из главной магистрали очищенное масло распределяется по различным масляным каналам. Смазка поступает к коренным и шатунным подшипникам коленчатого вала, цапфам поршней, опорам распределительного вала, клапанным рычагам и одновременно через сопла охлаждает днища поршней.

Двигатель имеет замкнутую систему охлаждения. Насос подает охлаждающую жидкость сначала к картеру двигателя. По внутренним каналам картера охлаждающая жидкость поступает к гильзам и головкам цилиндров. Пройдя через двигатель, жидкость подается для охлаждения сборного коллектора выхлопных газов и затем поступает в теплообменник выхлопных газов. Система охлаждения двигателя состоит из центробежного насоса с электроприводом, предохранительного клапана и мембранного расширительного бака.

Стартер двигателя оборудован пусковым реле и редуктором. Питающее напряжение приводного механизма стартера составляет 24 В при потребляемой мощности 1,2 кВт. Для пуска двигателя электроэнергия поступает на стартер двигателя и в систему зажигания (12 В) от двух аккумуляторных батарей. Кроме этого, ток от аккумуляторных батарей подается на устройство контроля и регулирования (24 В).

Воздушный фильтр изготовлен из полностью утилизируемой пластмассы со сменным бумажным патроном и представляет собой двухступенча-

тый фильтр для очистки сухого воздуха. Подача газа осуществляется по участку газопровода с предохранительной арматурой. Газовоздушная смешительная камера с дроссельным клапаном работает по принципу трубки Вентури, в которой газ смешивается с воздухом, идущим на горение.

От датчика с кулачковым валом на цилиндры поступает импульс так, что зажигание происходит на такте впуска и выпуска. Смещение зажигания в цилиндрах управляется зубчатой шайбой на шкиве привода зубчатого ремня на коленчатом валу. Момент зажигания зависит от разрежения во всасывающем колене и температуры двигателя. Зажигание выполнено как бесконтактная электронная система на базе кулачкового вала, без механического распределителя. Она состоит из блока катушек зажигания, электронного распределителя, датчика числа оборотов, силового кабеля, штекеров для свечей и самих свечей зажигания для стационарных газовых двигателей.

Высокоэластичная фланцевая муфта, соединяющая двигатель с трехфазным синхронным генератором, изготовлена из силиконовой резины и вставляется по оси. Она обеспечивает торсионное эластичное соединение между газовым двигателем и трехфазным синхронным генератором. Подверженный тангенциальным нагрузкам дисковидный резиновый элемент демпфирует колебания при вращении и выравнивает несоосность валов.

Резиновый диск вулканизирован непосредственно на внутреннюю сторону ступицы. По краю элемента имеется зубчатое зацепление с фланцем муфты, за счет которого при работе создается почти без зазора вставное соединение с геометрическим замыканием.

В установке применен трехфазный синхронный генератор индуктивного типа с автоматическим регулированием $\cos \varphi$ в диапазоне 0,8–1,0 с электронным регулированием напряжения и защитой от пониженных оборотов. Стандартная на $\frac{2}{3}$ хордовая обмотка статора и пусковая демпферная клетка обеспечивают рабочий режим при 100% относительной несимметричной нагрузке. Для контроля температуры обмотки имеется встроенный комплект термисторов (3 терморезисторных датчика с положительным температурным коэффициентом). Генератор с внутренним полюсом и автоматическим регулированием соответствует действующим предписаниям VDE 0530 и DIN 6280, часть 3, а также стандарту качества ISO 9002.

Система трубопроводов монтируется в заводских условиях и соединяет основные элементы — теплообменник охлаждающей

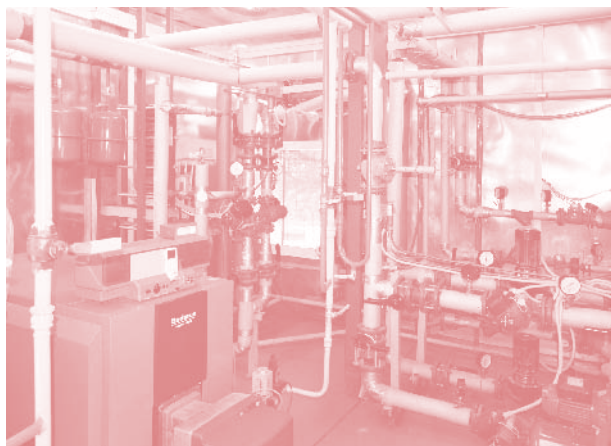


Рис. 9.19. Система трубопроводов мощной когенерационной установки

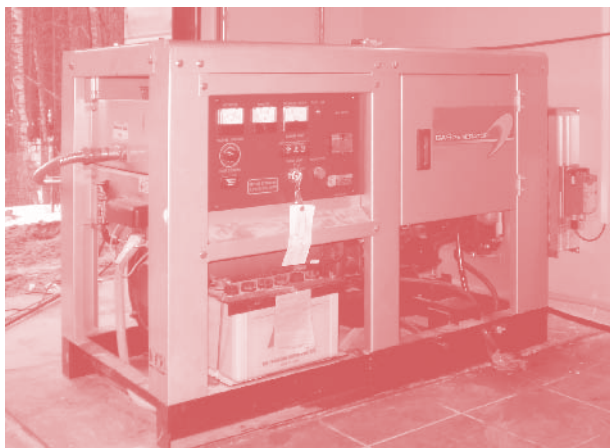


Рис. 9.20. Смонтированная когенерационная установка мощностью 23 кВт, предназначенная для обслуживания коттеджного поселка

жидкости, теплообменник выхлопных газов и двигатель. Полностью осуществлена обвязка трубопроводами и необходимая изоляция систем охлаждения, отопления и выхлопных газов. Все соединения труб для предохранения от колебаний имеют металлические компенсаторы и гибкие шланги и выполнены в виде фланцевых или резьбовых соединений с уплотнениями. Водопроводы выполнены из нормальной стали, трубопроводы для выхлопных газов и шумо-

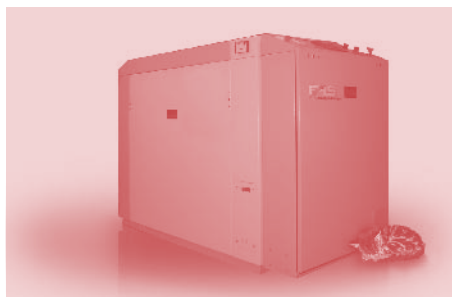
глушитель — из нержавеющей стали.

В систему теплообменников входят два устройства: для выхлопных газов и для охлаждающей жидкости, использующие тепло, выделяющееся при работе двигателя, и тепло, содержащееся в выхлопных газах.

Теплообменник выхлопных газов связан с контуром охлаждения двигателя и состоит из теплопередающих труб из нержавеющей стали, внутри которых — легкоъемные турбулентные пластины. Трубы тангенциально соединены между собой сварными переходами из нержавеющей стали и с каждой стороны имеют общий коллектор. Теплопередающие трубы омываются водой в общем корпусе.

В паяном пластинчатом теплообменнике охлаждающей жидкости происходит передача тепла, выделяющегося при работе газового двигателя, и тепла, содержащегося в выхлопных газах, в водяной контур. Каждая вторая пластина повернута в плоскости на 180°, за счет чего образуются два независимых друг от друга пространства, в которых циркулируют противотоком среды (охлаждающая жидкость двигателя, вода системы отопления). Штамповка пластин обеспечивает высокую турбулентность потока и эффективную теплопередачу уже при малых объемных расходах.

Компания FAS, учитывая растущий интерес рынка к технологиям независимой генерации электрической и тепловой энергии, разработала ряд когенерационных установок в контейнерном исполнении.



Когенерационная установка FAS F25 AP

Электрическая мощность — 25 кВт, тепловая мощность — 47 кВт. Двигатель — газопоршневой, Ford TSG 416 (27 кВт, 1,6 л). Узел теплогенерации изготовлен из нержавеющей стали. Температура выхлопных газов — 120°C. Развитая система шумопоглощения снижает уровень шума работающей установки до 35 дБ! Габаритные размеры — 1850х800х1100 мм, вес — 975 кг. Установка сертифицирована по стандартам ISO 3046/1 и DIN6271.

Рис. 9.21. Когенерационная установка мощностью 750 кВт в контейнерном исполнении производства фирмы FAS (Германия)



Далее приведены технические характеристики установок мощностью 750 и 1000 кВт.

Таблица 9.9. Характеристики контейнерной когенерационной установки мощностью 750 кВт фирмы FAS

Тип двигателя TCG 2020 V12 OLS			
Число/расположение цилиндров – 12/V-образное. Диаметр цилиндра/ход поршня – 170/195 мм. Объем – 53,1 л. Степень сжатия – 12:1. Средняя скорость поршней – 9,8 м/с. Стартер, кВт/В – 15/24. Объем масла, мотор/ бак, л – 205/490. Расход масла при 100%-й нагрузке, г/кВт – 0,20. Количество охлаждающей жидкости мотора/величина KVS, л/м³/ч, – 111/4,20. Температура охлаждающей жидкости мотора, вход/выход, °C – 82,0/90,0. Поток охлаждающей жидкости мотора, мин/макс, м³/ч – 36/56. Поток охлаждающей жидкости мотора/падение давления, м³/ч/бар, – 41,8/0,99. Температура охлаждающей жидкости смесителя мотора, вход/выход, °C – 40,0/41,3.			
Генератор Marinelli MJB 400 LC 4			
Напряжение/частота, В/Гц, – 400/50. Частота оборотов ротора – 1500 об/мин. КПД при cos φ = 1,00, % – 96,8 (под полной нагрузкой).			
Нагрузка, %	100	75	55
Мощность мотора по нормам ISO 3046/1, кВт	770	577	420
Среднее эффективное давление, бар	11,6	8,7	6,3
Температура выхлопных газов, °C	530	540	550
Вес сырых выхлопных газов, кг/ч	4145	3116	2382
Количество сжигаемого воздуха по нормам ISO 3046/1, кг/ч	3995	3000	2294
Энергобаланс (точность данных по теплу ±8%)			
Электрическая мощность при cos φ = 1,00, кВт	745	557	402
Теплота охлаждающей жидкости, кВт	378	305	239
Теплота смеси NT при входной температуре 40°C, кВт	50	33	20
Теплота выхлопных газов (при охлаждении до 120 °C), кВт	527	406	318
Излучение двигателя, кВт	60	60	60
Излучение генератора, кВт	25	20	18
Энергия топлива, кВт	1925	1486	1137
Механический КПД, %	40,0	38,8	36,9
Электрический КПД, %	38,7	37,5	35,4
Тепловый КПД (при охлаждении выхлопа до 120 °C), %	47,0	47,8	49,0
Суммарный КПД, %	85,7	85,3	84,4
Условия эксплуатации			
Поток воздуха при ΔT = 15 K, кг/ч	28968		
Температура всасывания воздуха, минимальная/расчетная (100 м), °C	20/25		
Противодавление в системе ОГ, мбар	30–50		
Максимальная потеря давления на воздушном фильтре, мбар	5		
Входная регуляторная группа нулевого давления, мбар	20–200		
Входная регуляторная группа низкого давления, бар	0,5–10		
Емкость аккумуляторной батареи 24 В, А·ч	430		
Вес двигателя, кг	4200		
Вес агрегата, кг	9400		

Таблица 9.10. Характеристики контейнерной когенерационной установки мощностью 1000 кВт фирмы FAS

Тип двигателя – TCG 2020 V16 OLS			
Число/расположение цилиндров – 16/V-образное. Диаметр цилиндра/ход поршня – 170/195 мм. Объем – 70,8 л. Степень сжатия – 12 : 1. Средняя скорость поршней – 9,8 м/с. Стартер, кВт/В – 15/24. Объем масла, мотор/бак (опт.), л – 265/685. Расход масла при 100%-й нагрузке – 0,20 г/кВт. Количество охлаждающей жидкости мотора/величина KVS, $\text{дм}^3/\text{м}^3/\text{ч}$ – 151/46,0. Температура охлаждающей жидкости мотора, вход/выход, °C – 82,0/90,0. Поток охлаждающей жидкости мотора, мин/макс., $\text{м}^3/\text{ч}$ – 50/65.			
Генератор – Marinelli MJB 450 LA 4			
Напряжение / частота, В/Гц, – 400/50. Частота оборотов ротора – 1500 об/мин. КПД при $\cos \varphi = 1,00$ и нагрузке 100% – 97,2%.			
Нагрузка, %	100	75	55
Мощность мотора по нормам ISO 3046/1, кВт	1027	770	560
Среднее эффективное давление, бар	11,6	8,7	6,3
Температура выхлопных газов, °C	525	539	550
Вес сырых выхлопных газов, кг/ч	5535	4170	3188
Кол-во сжигаемого воздуха по нормам ISO 3046/1, кг/ч	5335	4016	3070
Энергобаланс (точность данных по теплу $\pm 8\%$)			
Электрическая мощность при $\cos \varphi = 1,00$, кВт	998	748	540
Теплота охлаждающей жидкости, кВт	516	407	322
Теплота смеси NT при входной температуре 40°C, кВт	73	51	30
Теплота выхлопных газов (при охлаждении до 120 °C), кВт	693	542	426
Излучение двигателя, кВт	72	72	72
Излучение генератора, кВт	29	22	20
Энергия топлива, кВт	2567	1984	1518
Механический КПД, %	40,0	38,8	36,9
Электрический КПД, %	38,9	37,7	35,6
Тепловой КПД (при охлаждении выхлопа до 120°C), %	47,1	47,8	49,3
Суммарный КПД, %	86,0	85,5	84,9
Условия эксплуатации			
Поток воздуха при $\Delta T = 15$ К, кг/ч	35505		
Температура всасывания воздуха, минимальная/расчетная (100 м), °C	20/25		
Противодавление в системе ОГ, мбар	30–50		
Максимальная потеря давления на воздушном фильтре, мбар	5		
Вход регуляторной группы нулевого давления, мбар	20–200		
Вход регуляторной группы низкого давления, бар	0,5–10		
Емкость аккумуляторной батареи 24 В, А·ч	430		
Вес двигателя, кг	5800		
Вес агрегата, кг	10200		

9.5. АВТОМАТИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА БЕЗОПАСНОСТИ И РЕГУЛИРОВАНИЯ

Одно из серьезных преимуществ газового топлива — возможность автоматического контроля и регулирования процессов сжигания газа. Устройства автоматического регулирования и безопасности могут применяться как совместно, так и раздельно. Автоматические устройства, применяемые в газовых приборах и аппаратах, по-своему назначению подразделяются на группы:

- *устройства регулирования;*
- *устройства, обеспечивающие удобство пользования;*
- *устройства, повышающие надежность, безотказность и долговечность работы аппаратов;*
- *устройства безопасности.*

Большинство устройств автоматики или их комплексы служат средствами повышения безопасности и могут относиться к последней группе устройств. Все эксплуатируемые газовые приборы снабжены такими устройствами.

Автоматические устройства бытовых газовых плит. В современных моделях газовых плит предусматриваются автоматическое зажигание горелок, терморегулирование духового шкафа, контроль пламени, подсветка. Для автоматизации розжига широко применяется система пьезозажигания, принцип действия которой основан на пьезоэффекте — генерировании высоковольтных импульсов малой длительности.

Пьезокерамическое устройство, применяемое для газовых плит, состоит из общего корпуса, в котором установлены пьезоэлемента в изолирующей обойме. В этом же корпусе установлен боек с пружиной, взводимой при повороте ручки крана. При повороте крана боек ударяет по торцу пьезоэлемента, вызывая импульсы тока напряжением 10–15 кВ, достаточными 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 ориентировать огневые отверстия горелки по оси искрообразования. Этот же способ применяют и для переносных зажигалок разовых плит.

Автоматика контроля пламени представляет собой систему термопар, устанавливаемых у зоны пламени горелок датчика и связанных с электромагнитным клапаном, встроенным в кран горелки. Спай термопары, устанавливаемой у горелки, возбуждает при нагреве термо-ЭДС, передаваемую электромагниту, связанному штоком с подпружиненным клапаном, перекрывающим вход в газовый кран.

Клапан при разжигании открывается осевым нажатием на рукоятку крана и в процессе работы горелки клапан электромагнитом удерживается открытым. При охлаждении спая термопары и снижении термо-ЭДС в случае погасания горелки пружина возвращается в закрытое положение. Хромель-копелевая термопара при нагреве до 400–500°C обеспечивает термо-ЭДС до 15 мВ.

Автоматическое регулирование подачи газа на газовые горелки в зависимости от температуры нагрева духового шкафа осуществляется 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 открыт.

Дилатометрический терморегулятор представляет собой трубчатый стержень дилатометра, введенного в зону духового шкафа. За счет ли-

нейного расширения при нагреве этот стержень толкает подвижной клин и передает усилие толкателю. Последний перемещает подпружиненный клапан, 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°C по градуированной шкале.

Автоматические устройства газовых проточных водонагревательных аппаратов. Эти устройства отключают газовый тракт при недостатке или отсутствии протока воды и подачи газа. Ранее устройство розжига для водонагревателей не предусматривалось, хотя наличие запального пламени позволяло осуществлять автоматический розжиг основной горелки в процессе пользования при включении и выключении водоразбора.

Устройства автоматического отключения подачи газа при отсутствии тяги чаще всего работают на основе электромагнитного клапана с термпарой (см. выше).

Автоматические устройства газовых отопительных аппаратов (емкостных водонагревателей с водяным контуром). Эти аппараты 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.

9.6. ОСОБЕННОСТИ СЖИГАНИЯ ГАЗОВОГО ТОПЛИВА В КОТЛАХ

Производства пара и горячей воды осуществляется в котлах, номенклатура которых многообразна и зависит от тепловой мощности, параметров теплоносителя и вида используемого топлива. Котлы различают по следующим признакам:

- по назначению — энергетические, отопительные, производственно-отопительные;
- по материалу — чугунные и стальные;
- по характеру теплоносителя — водогрейные и паровые;
- по устройству топок — слоевые (для твердого топлива) и камерные (для жидкого и газового топлива);
- по аэродинамическому режиму топки — с разрежением, с наддувом;
- по перемещению газов и воды — газотрубные (жаротрубные и с дымогарными трубами), комбинированные и водотрубные;
- по конструктивным особенностям — секционные, цилиндрические, вертикально-цилиндрические, горизонтально- и вертикально-водотрубные; вертикально-прямоугольные;
- по движению водяного или пароводяного потока — с естественной, принудительной и комбинированной циркуляцией и прямоточные;
- по транспортабельности — стационарные (на неподвижном фундаменте) и передвижные.

Сегодня проблема выбора схемы газоснабжения котла уже потеряла былую актуальность и практически не зависит от необходимости предусматривать быстрый перевод котла на сжигание резервного вида топлива или же его работу только на основном — газовом. Для котельного оборудования практически любой мощности разработаны принципиальные схемы резервного газоснабжения на пропан-бутановых смесях, включающие в себя смесительные установки.

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 топлива должно быть исключено ударное воздействие факелов горелок на поверхности нагрева, а размер факела при любых режимах работы котла — 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. И в то же время перегрев поверхностей в месте соприкосновения их с факелом может привести к образованию трещин и разрывов. Кирпичная кладка обмуровки также не выдерживает длительного воздействия пламени.

Газовые горелки при работе не должны сильно шуметь, 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 топки и газоходы должны оборудоваться предохранительными взрывными клапанами, а также автоматикой регулирования и безопасности. Автоматика регулирования в паровых котлах должна обеспечивать поддержание заданного давления пара, 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.

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.*

9.7. ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПЕЧИ НА ГАЗОВОМ ТОПЛИВЕ

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.

Промышленные печи классифицируются по следующим основным признакам:

- по технологическому назначению — плавильные, нагревательные, термические, обжиговые, сушильные и т.д.;
- по источнику тепловой энергии — пламенные, электрические;

Таблица 9.11. 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

Таблица 9.12. Количество теплоты газа, %, при его полном сгорании в зависимости от температуры уходящих газов и коэффициента избытка воздуха

Температура уходящих газов, °С	Коэффициент избытка воздуха						
	1,00	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

- по режиму работы — периодического и непрерывного действия;
- по конструкции рабочей камеры — камерные, проходные, с выдвигаемым и с вращающимся подами, методические, шахтные и туннельные;
- 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:

- **Высокотемпературные печи** (температура в рабочей камере — выше 1000°С). Теплопередача осуществляется в основном излучением; топливо сжигается в рабочем пространстве печи;
- **Среднетемпературные печи** (температура в рабочей камере — 650–1000°С). В этих печах теплопередача осуществляется, как излучением, так и конвекцией, газовое топливо сжигается в отдельных камерах, чаще отделенных от рабочего пространства печи.
- **Низкотемпературные печи** (температура в рабочей камере — до 650°С). Теплопередача осуществляется в основном

конвекцией. Газовое топливо сжигается в отдельной топочной камере, а теплоноситель, образуемый смешением высокотемпературных продуктов сгорания с воздухом или рециркулятором 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. Роль кладки как вторичного излучателя особенно ощутима при теплопрозрачных продуктах сгорания, образующихся при кинетическом сжигании газа (например, при применении инжекционных горелок среднего давления, работающих с коэффициентом избытка первичного воздуха $\alpha_1 > 1,0$).

Интенсивность теплообмена в низкотемпературных печах, где основное значение имеет передача теплоты конвекцией, достигается путем циркуляции газов, которая одновременно приводит к выравниванию температуры в печах и равномерному прогреву находящихся в них изделий.

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 рекуператоров, приведен в табл. 9.11.

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. 9.12). Приведенные в таблице данные указывают на необходимость работы с минимальным коэффициентом избытка воздуха и использования теплоты уходящих газов, в особенности для высокотемпературных печей.

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°C, при нагреве цветных металлов — 500–950°C. Рабочее пространство нагревательных печей выложено шамотным или высокоглиноземистым кирпичом. В печах с температурой выше 1400°C свод выполнен из диасового кирпича.

Термические печи предназначены для нагрева металла перед последующей технологической обработкой. Термическая обработка металлов улучшает их структуру и придает свойства, необходимые для определенных конкретных условий: прочность, твердость, износостойчивость, вязкость 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 распространены операции термической обработки — отжиг, нормализация, закалка, отпуск и цементация.

Для термической обработки применяются камерные, проходные, вертикальные, муфельные и ваннные печи. Выбор типа горелок и их числа определяются типом и размером печи, технологией нагрева и т. п. Применение газа позволяет внедрять прогрессивные методы ускоренного и

скоростного нагрева металла. Сталь обладает большими возможностями для проведения скоростного нагрева, при котором значительно уменьшаются окисление и разуглероживание стали, а структура и механические свойства 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°C.

Важнейшим требованием, предъявляемым к скоростным печам, является обеспечение равномерного и всестороннего нагрева. 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 нагрева достигают нескольких десятков и даже сотен тысяч киловатт на 1 м³, продолжительность нагрева сокращается в 3–5 раз, а угар металла снижается на 0,3–0,5%.

Печи безокислительного (малоокислительного) нагрева. Для получения после нагрева или термообработки изделий чистой неокисленной поверхностью применяют печи безокислительного нагрева, резко сокращающие потери металла, переходящего в окалину, составляющие в обычных печах 2–5% 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°C, главным образом для термообработки, а также для газовой цементации, применяют муфельные печи или печи с радиационными трубами.

Для предотвращения угара металла применяется безокислительный нагрев заготовок и изделий 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.

Печь безокислительного нагрева состоит из двух камер и рекуператора для нагрева воздуха. Предварительный разогрев печи осуществляется при сжигании газа с $\alpha = 1,05–1,10$. 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 завершеного 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.

Если требуется полностью устранить окисление или обезуглероживание поверхности металла или необходима ее цементация, изделия нагре-

вают в пламенных муфельных или радиационных печах. Рабочее пространство таких печей полностью изолируется от продуктов сгорания газа и заполняется специальными газами необходимого химического состава. 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 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°C) можно ожидать значительного расширения области применения радиационных труб для безокислительного нагрева металла под ковку и штамповку, для высокотемпературного подогрева воздуха и пр.

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 $\alpha = 0,60-0,90/0,25-0,40$. 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*.

Печи с кипящим слоем. Одним из наиболее перспективных способов интенсификации теплообмена между греющими газами и поверхностью металла является *к и п я щ и й с л о й*, образующийся при продувании засыпки зернистого материала потоком газа. При относительно низких скоростях газового потока слой материала неподвижен, сопротивление фильтрации возрастает пропорционально скорости газа. Когда гидравлическое сопротивление слоя становится равным его удельному весу (на единицу площади опорной решетки), наступает состояние псевдоожижения: 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 выгоднее использовать засыпку из мелкозернистого материала ($d_{cp} = 0,3-1,0$ мм).

Частицы (зерна) твердого материала, нагретые газовым потоком, прикасаются 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°C средний коэффициент теплоотдачи α_k , кВт/(м²•°C), при нагреве металла от 20 до 900°C 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.

Весьма ценное качество кипящего слоя как промежуточного теплоносителя — постоянство температур по всему объему камеры, объясняемое интенсивным перемешиванием частиц. Высокая равномерность нагрева ($\pm 5^\circ\text{C}$), 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.

Для нагрева кипящего слоя применяются 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.

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 раскаленной поверхностью.

Для кипящего слоя характерно 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 (для сферических частиц диаметром 1 мм она составляет 3600 м² на 1 м³). 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. При высоких температурах скорость химической реакции чрезвычайно велика, и сгорание подготовленной смеси в слое происходит в зоне высотой 30–100 мм. Устойчивое горение гомогенной смеси в слое обеспечивается при температуре 800–850°C и выше.

9.8. ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СУШИЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Сушка — термический процесс удаления 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 (градиент) влагосодержаний на поверхности и в центральных слоях материала, обеспечивающая непрерывное движение влаги от центра к поверхности испарения.

Сушка в зависимости от вида теплообмена подразделяется на конвективную и радиационную, когда передача теплоты от сушильного агента к высушиваемому материалу (изделию) осуществляется конвекцией, и радиационную, когда теплота материалу передается излучением.

Наиболее распространена конвективная сушка, интенсивность которой зависит от разности парциальных давлений водяных паров на поверхности испарения и сушильного агента, характера и скорости движения 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 нормы их устанавливают режим сушки, который определяется на основании технологических требований путем соответствующих лабораторных исследований. 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 сушилки 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).

Таблица 9.13. Сравнение эксплуатационных показателей конструктивных групп выносных топок сушильных установок

Топки	Допустимая плотность теплового потока топочного объема, МВт/м ³	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	0–3	5000 и более	до 96

Однако применение выносных топок связано с большими трудностями из-за громоздкости конструкции, а также быстрого выхода из строя. Недолговечность топок объясняется условиями их эксплуатации. Газ в топках сжигается с малыми коэффициентами избытка воздуха ($\alpha = 1,1-1,3$), 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 ($0,2-0,5 \text{ МВт/м}^2$) в объеме топки и на поверхности кладки развиваются высокие температуры (до 1600°C). Происходящее в результате стеклование поверхности кладки обуславливает ее быстрое разрушение вследствие температурных перепадов, вибрации, передаваемой от сушила, и т. д. Даже при кладке из шамотного кирпича период безопасной эксплуатации камерных топок барабанных сушил не превышает полугода.

Высокая температура ограждающих поверхностей топок приводит к значительным потерям теплоты в окружающую среду (10–15%) и повышенному синтезу оксидов азота. По удельному выбросу NO_x на единицу затраченной теплоты сушильные установки часто превосходят крупные котлоагрегаты.

9.9. ИНФРАКРАСНОЕ ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

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 и отражающие излучение, мало нагреваются. Нагревание вызывается только поглощением лучей.

Схема процессов, происходящих при проникновении инфракрасных лучей внутрь облучаемых тел, представлена на рис 9.22. Падающее на однослойный материал инфракрасное излучение (рис. 9.22, а) частично отражается от поверхности материала, а частично проникает в его слой. Часть проникшего 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, поглощенное нагреваемым материалом. Это излучение, превращающееся в теплоту, используют для сушки однослойного материала. На рисунке показано распределение температуры в слое материала: на облучаемой поверхности материала температура несколько выше, чем на противоположной. Следует отметить, что схема проникновения 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. 9.22, б, показаны проникновение инфракрасного излучения и распределение температуры по толщине

слоя для материала с высоким коэффициентом поглощения и достаточной толщиной 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 дает наивысший КПД.

На рис. 9.22, в, г, показано облучение двухслойного материала, когда основной материал (подложка) покрыт слоем лака. В первом случае 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 высыхивание 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

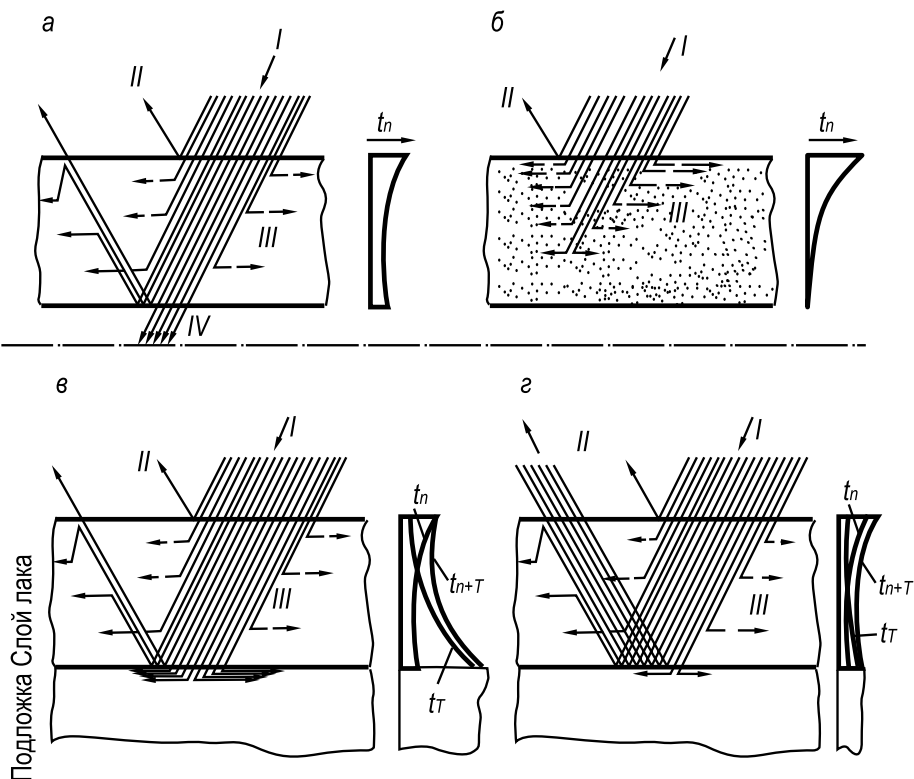


Рис. 9.22. Схема проникновения инфракрасных лучей в одно- и двухслойные материалы. а–б – однослойный материал: а – слабое поглощение, б – сильное поглощение; в–г – двухслойный материал: в – сильное поглощение вторым слоем, г – слабое поглощение вторым слоем; I–IV – излучение: I – падающее, II – отраженное, III – поглощенное

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. 9.22, г), когда подложка обладает сильным отражением и слабым поглощением, в теплоту превращается лишь малая его часть, и температура последней остается низкой. Это один из неблагоприятных случаев использования инфракрасных лучей для сушки.

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 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.

Процессы инфракрасной сушки протекают значительно быстрее и обеспечивают технико-экономический эффект, однако они могут применяться далеко не везде (конвективная сушка по-прежнему еще сохраняет свое значение и широко применяется). Тем не менее в таких областях, как сушка лакокрасочных покрытий, эмалей, керамики, текстиля, фарфоро-фаянсовых изделий, бумаги и картона, сыпучих материалов, некоторых сельскохозяйственных изделий (табак, зерно, и др.), тонких изделий из древесины, литейных форм и стержней и других материалов, технологии инфракрасной сушки дают превосходный результат.

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.

На основании достаточно длительного опыта эксплуатации можно дать общие рекомендации.

По технологии сушки.

- *Подвод теплоты должен быть дифференцированным по времени. В начале к материалу подводится большое количество теплоты (интенсивное выделение влаги предохраняет высушиваемый материал от опасного повышения его температуры). Когда же материал отдал большую часть влаги, подвод теплоты должен быть уменьшен.*

- При инфракрасной сушке в закрытых сушилках необходимо использовать теплоту продуктов сгорания газа (рециркуляция продуктов сгорания), что повышает КПД сушилки.
- Сушило должно предназначаться для однотипных изделий и материалов, выпуск которых носит массовый характер.
- Инфракрасная сушка может с успехом применяться для изделий простой плоской формы или для тонкослойных материалов.
- Целесообразно, чтобы у высушиваемых материалов максимум поглощения энергии по длине волны совпадал с максимумом инфракрасного излучения газовой горелки.
- 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.
- При сушке пластин и других плоских материалов целесообразно подводить теплоту с двух сторон.

По конструированию сушилка:

- 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 сушилки и экспериментально полученного времени сушки.
- Внутренние поверхности сушильной камеры следует выполнять из материалов с высоким коэффициентом отражения (листовой алюминий).
- Конструкция сушилки должна обеспечивать подвод чистого воздуха к горелкам и исключать попадание продуктов сгорания газа в смесители. При наличии в камере сушилки переменного разрежения горелки устанавливаются в уравнивающих камерах.
- Давление газа перед горелками должно поддерживаться на строго заданном уровне (колебания будут менять температуру излучающей насадки и интенсивности облучения высушиваемого материала).
- Транспортные устройства для перемещения материала во время сушки не должны мешать облучению изделий, а потери теплоты на их нагрев должны быть сведены к минимуму.
- Горелки устанавливаются на сушилке с учетом удобства их эксплуатации и ремонта. В закрытых камерах сушилки должны предусматриваться смотровые устройства, необходимые для наблюдения за работой горелок.

Таблица 9.14. Параметры процесса газовой термомодификационной (инфракрасной) сушки гипсобетонных перегородок

Параметры сушки	Период сушки	
	I	II
Время сушки t , мин	50	80
Влажность образца, %:		
начальная	32	19
конечная	19	8
Температура образца, °C:		
начальная	20	90
максимальная	92	90
конечная	90	74
Расход теплоты на сушку 1 м ² образца, МДж	80	20
Коэффициент избытка воздуха в сушильной камере	5-8	10-15
Расстояние от излучающей насадки до перегородки, мм	300	500

- Промышленные сушила должны быть оборудованы контрольно-измерительными приборами и автоматикой безопасности.

Рассмотрим пример применения ИК-оборудования в строительной индустрии. Сушило для гипсобетонных перегородок (соответствующие данные приведены в табл. 9.14) представляет собой горизонтальную камеру, имеющую форму прямоугольного параллелепипеда, с вертикальными щелями на концах (для входа и выхода). Горелки смонтированы на боковых стенках. Внизу камеры — роликовый конвейер. Сушилка разделена на зону интенсивного подвода теплоты ($Q_2 = 80 \text{ МДж/м}^2$) и зону «мягкого» подвода теплоты ($Q_2 = 20 \text{ МДж/м}^2$). Теплота к перегородкам подводится с двух сторон.

При высушивании гипсобетонных перегородок до необходимой влажности (8%) применим режим дифференцированного подвода теплоты: в начальный период количество подводимой теплоты должно быть достаточным для поддержания постоянной скорости сушки, а в последующий период падающей скорости сушки — уменьшено, чтобы не допустить опасного перегрева гипсобетона. Как показывает практика, применение конвейерных терморadiaционных сушил позволяет организовать непрерывный технологический поток 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, находя-

Таблица 9.15. Параметры газовой терморadiaционной (инфракрасной) сушки лакокрасочных покрытий на стальных подложках

Лакокрасочный материал	Вязкость, Па·с	Толщина пленки, мкм	Режим сушки			Твердость по Мяннику	Эластичность, мм	Прочность, МПа
			Расстояние от излучателя до образца, мм	Температура образца, °С	Время высушивания, мин.			
Грунты	25	25	110–200	85–110	3–6	0,45–0,60	1–3	5
Грунты свинцово-суриксовые	40	30	150	85	20	–	–	–
Шпаклевки лаковые	28	210	150	85	15	–	–	–
Эмали типа ПФ	25	22–25	100–200	70–110	3–12	0,26–0,40	1	5
Эмали типа У	30	30	150	85	3–5	0,45	3	5

щимися 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 широкое применение нашли сушила с т.н. «темным» излучателем, представляющим собой короб, внутри которого сгорает газ. В нижней части короба установлена многофакельная инжекционная горелка с $\alpha = 0,4-0,6$. Для полного сжигания газа снизу через отверстия подается вторичный воздух. Поверхность излучателя, обращенная к высушиваемому изделию, обычно имеет температуру 350–500°C, 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 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 просты, надежны и не имеют факела в рабочей камере. Их применяют, например, для сушки кузовов автомобилей, сельскохозяйственных комбайнов и т. д. В табл. 9.15 приведены некоторые показатели по сушке «темными» излучателями различных лакокрасочных покрытий.

9.10. ИНФРАКРАСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ В АГРАРНО-ПИЩЕВЫХ ОТРАСЛЯХ

Одна из крупных проблем сельского хозяйства — сушка сельскохозяйственной продукции. 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 искроулавливатели). Большую 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: потери питательных веществ травами при сушке составляют около 50, а при силосовании — 20%. Даже в самых благоприятных условиях сохраняется не более 25% каротина. При искусственной сушке трав в сушильных установках, использующих газовое топливо сохраняется 80–95% питательных веществ и более 97% каротина. Таким образом, в результате искусственной сушки можно получить 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, в комплект которой входят теплогенератор, сушильные лотки с цепочными транспортерами, воздухопровод, соединяющий теплогенератор с сушильными лотками, а также молотковые дробилки, приемные бункера с циклонами, электрораспределительный щит и комплект контрольно-измерительной аппаратуры. Технология сушки с помощью такой установки заключается в продувке потоком горячей газовоздушной смеси неподвижного слоя травы, размещаемой на решетчатом полотне лотка.

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 санитарно-гигиенический уровень и культуру производства, значительно повышает производительность печей.

Горючие газы могут быть использованы в технологических процессах по двум направлениям:

- для косвенного обогрева (замена в существующих установках твердого или жидкого видов топлива газом без значительной реконструкции агрегатов, при сохранении прежней технологии);
- 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).

Немаловажно, что газовые печи различного назначения с непосредственным обогревом не оказывают вредного влияния на качество выпускаемой продукции в силу экологической пассивности продуктов сгорания природного и сжиженного газа.

Канальные тупиковые печи, 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.

В них применяются инжекционные горелки с $\alpha_1 < 1$ при низком давлении газа или с $\alpha_1 > 1$ при среднем давлении, устанавливаемые с фронта топки на месте топочной дверки или по разные стороны от нее. Для предохранения колосниковой решетки от пережога ее перекрывают асбесто-

вым 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.

Однако газовое топливо позволяет сжигать его непосредственно в печной камере. Поэтому эффективней использовать специализированные газовые хлебопекарные и кондитерские печи прямого нагрева, в которых интенсифицированы процессы термообработки, повышены производительность и качество продукции.

Примером такого агрегата является печь РМК, состоящая из корпуса каркасного типа, конвейерного пода, привода конвейера, системы газопроводов и горелок, установленных в пекарную камеру. Печь условно разделена на четыре зоны длиной около 3000 мм каждая. Пекарная камера представляет собой туннель, через который проходит конвейерный под с изделиями. В каждой зоне размещено разное число горелок, определенное условиями подвода необходимого по технологическим требованиям количества теплоты к выпекаемой продукции. В печи установлены инжекционные многофакельные горелки с $\alpha_1 < 1$ (на низком давлении газа). Общее число горелок — 35 с расходом газа на горелку 0,75 м³/час.

Применение в пекарной камере газовых горелок инфракрасного излучения позволяет интенсифицировать процессы выпечки и повысить качество продукции, так как важной особенностью инфракрасных лучей является их способность проникать на некоторую глубину материалов растительного происхождения (в т.ч. теста). 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 аппетитную румяную корку, и хорошо пропеченный мякиш.

Выпечка печенья и хлеба, поджаривание зерен кофе и какао или сухарей и другие процессы требуют довольно высокой температуры (около 200°С). Инфракрасные горелки позволяют достигать таких плотностей облучения изделий, которые приводят к ускорению их термообработки и дают экономический эффект. Наиболее благоприятные условия создаются при выпечке печенья. При этом достигаются следующие преимущества:

- *сокращается продолжительность выпечки и повышается производительность печи без увеличения ее габаритных размеров;*
- *значительно сокращается время разогрева печи и обеспечивается возможность немедленной остановки печи во время перерывов и в случае неисправности;*
- *уменьшаются удельные расходы теплоты и повышается КПД печи;*
- *обеспечивается хорошее качество выпечки и становится возможным автоматизированное поточное производство.*

Преимущества газового топлива дали возможность перевести на этот вид топлива выпечку крупных изделий из теста, прежде всего хлеба. При

выпечке хлеба необходимо одновременно соблюдать два температурных режима. С одной стороны, для образования качественного мякиша необходима температура около 100°C; с другой — для образования хорошей корки необходима температура до 170°C. Возможна ситуация, когда слишком быстро образуется корка, препятствующая равномерному пропеканию мякиша. Этот недостаток устраняется 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.

Горелки инфракрасного излучения применяются для получения других продуктов. Так, сырой кофе поджаривается за 5–7 мин, сухая рожь — за 28 мин (с потерей массы 17,5%), солодовое зерно — за 18–20 мин.

9.11. 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. Однако системы отопления с газовыми инфракрасными

излучателями требуют удаления продуктов сгорания газа с помощью приточно-вытяжной вентиляции.

Системы газового инфракрасного отопления создают благоприятные микроклиматические условия в отапливаемых помещениях за счет лучистого потока определенной интенсивности, направленного в рабочую зону. Система отопления включает в себя газовый ввод, распределительные и подводящие газопроводы, узел учета расхода газа, горелки, запорные устройства, КИП и автоматику дистанционного розжига и безопасности. Система может работать как на природном сетевом газе, так и на сжиженном от групповой резервуарной установки. При газоснабжении от сетей среднего или высокого давления должны предусматриваться ГРП и ГРУ.

Применяемые системы газового инфракрасного отопления должны быть изготовлены серийно, иметь паспорт завода с технической характеристикой, в котором должна

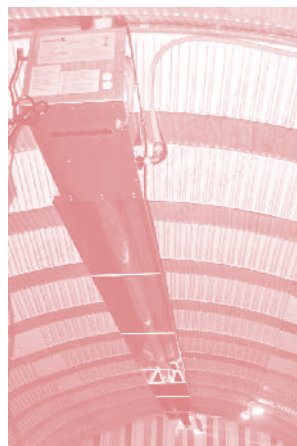


Рис. 9.23. Газовый инфракрасный обогреватель линейного типа

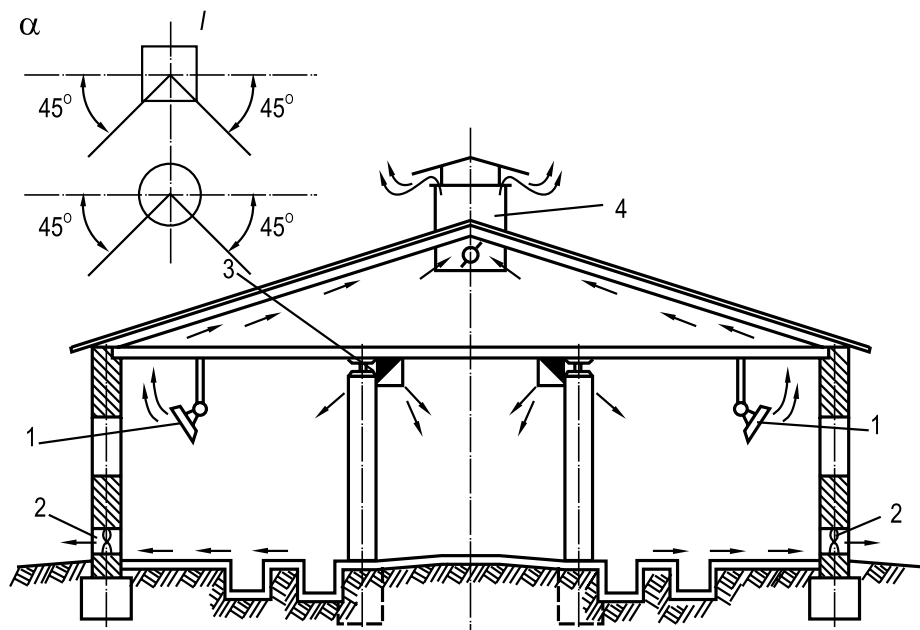


Рис. 9.24. Система газового инфракрасного отопления.

а – схема вентиляции помещения; б – отопительный агрегат из газовых излучающих горелок; 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 – рамка; 9 – запальник; 10 – газорегулятор; 11 – кран; 12–13 – трубы: 12 – к горелке, 13 – к запальнику; 14 – шлаковата; 15 – подвеска; 16 – излучающий насадок; 17 – нагреватель; 18 – ножка



Рис. 9.25. Крепление инфракрасного излучателя

быть указана продолжительность безопасной эксплуатации горелки. Горелки могут присоединяться непосредственно к газопроводу с помощью металлических труб или резиноканевых рукавов. Крепление рукавов к горелкам и газопроводам должно осуществляться хомутами. Горелки следует устанавливать на несгораемые конструкции, отключающие устройства — перед каждой горелкой или группой горелок до резиноканевого рукава по ходу газа. Розжиг горелок может осуществляться вруч-

ную переносным запальником или дистанционно (электроспираль или искровой разрядник).

Системы газового инфракрасного отопления, предназначенные для помещений, где отсутствует постоянный обслуживающий персонал, оборудуются автоматическими устройствами, обеспечивающими прекращение подачи газа в случае погасания пламени горелки. Теплоотдачу системы отопления можно регулировать только путем изменения числа включенных горелок.

Расчет инфракрасной системы отопления сводится к комплексному решению следующих вопросов:

- *определение тепловой нагрузки системы отопления;*
- *определение числа и типа излучателей;*
- *выбор схемы расположения излучателей;*
- *определение необходимого воздухообмена и выбор общеобменной приточно-вытяжной вентиляции.*

Размещение горелок инфракрасного излучения обусловлено допустимой плотностью облучения и равномерностью облучения площади пола. Допустимая интенсивность инфракрасного облучения человека $Q_{\text{дон}}$ на уровне головы (без головного убора) при определенной температуре воздуха в помещении приведена в таблице 9.16. Отклонения интенсивности облучения до 10% от среднего значения на человека практически не влияет, поэтому неравномерность облучения допускается в пределах 20–30% и определяется из соотношения

$$a = 100(1 - Q_{\min}/Q_{\max})$$

где $Q_{\min}$ и $Q_{\max}$ — минимальная и максимальная интенсивность инфракрасного облучения, $\text{кДж}/(\text{ч}\cdot\text{м}^2)$.

Таблица 9.16. Допустимая интенсивность инфракрасного облучения в зависимости от температуры

Температура воздуха в помещении, °С	Допустимая интенсивность облучения, $\text{кДж}/(\text{ч}\cdot\text{м}^2)$
5–9	420–290
10–13	250–210
14–16	170–125

Для обеспечения заданной интенсивности облучения пола и стен необходимо размещать горелки в определенном порядке. При этом учитывают размеры излучающей насадки горелок, высоту размещения над полом, расстояние между ними. В практических расчетах можно воспользоваться следующим соотношением (если горелки

расположены горизонтально):

$$L/H < 1 \quad (9.1)$$

где L — расстояние между центрами (шаг) горелок, м; H — расстояние от пола до горелок (высота подвеса), м.

Оценку по допустимой облученности можно сделать в этом случае по усредненным данным для всего отапливаемого помещения из формулы

$$zQ_{ик}/(\eta_{ик}F_n) = Q_{ср} < Q_0 \quad (9.2)$$

где $\eta_{ик}$ — лучистый пирометрический коэффициент (принимается равным 0,5–0,6); $Q_{ср}$ — средняя интенсивность инфракрасного облучения, кДж/(ч·м²); F_n — отапливаемая площадь пола и стен, м².

В связи с большой теплоотдачей вблизи 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 инфракрасного излучения размещаются равномерно под потолком по периметру отапливаемого помещения с наклоном излучающей насадки горелки к наружным ограждениям или горизонтально таким образом, чтобы обеспечить заданную облученность поверхности пола и наружных стен на высоте до 2 м. Единичную тепловую мощность применяемых для отопления горелок целесообразно изменять в зависимости от высоты их установки.

Следует исключить 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 горелки к горизонту не менее 20°.

Помещения с отоплением с помощью горелок инфракрасного излучения оборудуются общеобменной приточно-вытяжной вентиляцией, обеспечивающей требования технологии основного производства и необходимый воздухообмен для достижения допустимых концентраций вредных веществ от сбрасываемых в помещение продуктов сгорания газа. При проектировании вентиляции необходимо проводить не только расчет технологически

Таблица 9.17. Состав продуктов сгорания и расход кислорода при сжигании газа в горелках инфракрасного излучения (на 10 МДж теплоты)

Показатели	Газ	
	природный	сжиженный
Расход газа, м³/час	0,286	0,110
Объем влажных продуктов сгорания, м³/час	3,05	2,86
Концентрация в продуктах сгорания диоксида углерода, объемная/массовая, м³/час/кг/час	0,286/0,563	0,329/0,647
Концентрация в продуктах сгорания водяного пара, объемная/массовая, м³/час/кг/час	0,613/0,491	0,477/0,384
Объем сухих продуктов сгорания, м³/час	2,441	2,386
Объем окиси углерода в продуктах сгорания при концентрации 0,005%, объемный/массовый, м³/час/мг/час	0,00012/152,7	0,00012/149,2
Расход кислорода, объемный/массовый, м³/час/кг/час	0,57/0,82	0,55/0,79

Таблица 9.18. Удельные тепловые нагрузки обогреваемой поверхности

Обогреваемый объект	Удельная тепловая нагрузка (интенсивность инфракрасного облучения), $\text{кДж}/(\text{ч}\cdot\text{м}^2)$
Закрытые помещения высотой до 5 м при размещении горелок инфракрасного излучения на высоте до 4 м	460–565
Закрытые высокие помещения, промышленные цехи без теплоизбытков, спортивные залы и т. п. при размещении горелок инфракрасного излучения 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 степеней и других промышленных и строительных объектов	До 4200

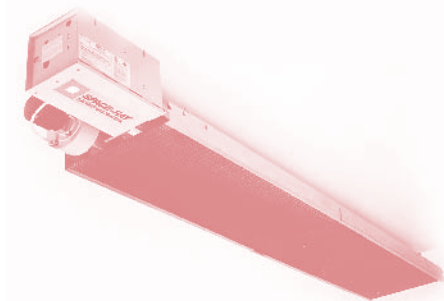


Рис. 9.26. Газовый инфракрасный излучатель FAS-SPACERAY закрытого типа для обогрева производственных помещений

вредных веществ, но и поверочный расчет достаточности воздухообмена для удаления водяных паров и вредных веществ, образующихся при сжигании газа.

В табл. 9.17 даны состав продуктов сгорания и расход кислорода для горелок инфракрасного излучения. В производственных помещениях с газовым инфракрасным отоплением концентрация CO не должна превышать 6, в обществен-

ных — $2 \text{ мг}/\text{м}^3$. Для исключения попадания продуктов сгорания в рабочую зону отапливаемого помещения вентиляционная система должна обеспечивать удаление воздуха из верхней зоны выше уровня расположения горелок.

Приближенный расчет тепловой нагрузки системы отопления и определение числа горелок можно выполнить по обобщенным усредненным экспериментальным значениям удельных тепловых нагрузок обогреваемой поверхности (пола), приведенным в табл. 9.18. Данными таблицы можно пользоваться при проектировании систем

Таблица 9.19. Технические характеристики газовых инфракрасных излучателей FAS-SPACERAY

Характеристика	«U» форма					«Линейная» форма							
	SRU 25	SRU 30	SRU 35	SRU 40	SRU 45	SRL 09	SRL 12	SRL 15	SRL 25	SRL 30	SRL 35	SRL 40	SRL 45
Тепловая мощность, кВт	23.0	29.20	34.50	42.20	47.0	9.0	11.40	15.0	23.0	29.20	34.50	42.20	47.0
Длина, мм	5385	5510		6970		5495		10065	9955		13000		
Ширина, мм	460		715					340					
Высота, мм	175		210					180					
Вес, кг	47	66	81			27	46	62	79				
Разъем для газа	1/2												
Допустимое давление, мБар	Природный газ — 17–25; пропан — 25–45; бутан — 20–35												
Электрическое подключение	230 В, 50 Гц, потребляемая мощность — 125 Вт												
Диаметр трубопровода отвода продуктов сгорания, мм	127												
Диаметр трубопровода воздушного подключения, мм	101,6												

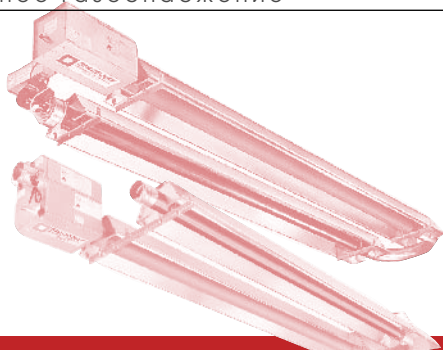
временного обогрева, необходимыми при выполнении работ на открытых или полуоткрытых площадках в зимнее время. Традиционные системы отопления (водяные, воздушные) для таких площадок практически неосуществимы. Применение для местного обогрева горелок инфракрасного излучения позволяет создать благоприятные условия микроклимата. Для этих целей могут быть использованы стационарные и передвижные установки (типа шатра, термодуша) с блоками горелок инфракрасного излучения. При работе на открытой площадке эти установки могут иметь ограждающие конструкции из листовых материалов для защиты людей от ветра.

В связи с высокой температурой излучающих насадок и их огнеопасностью системы газового отопления с горелками инфракрасного излучения по противопожарным требованиям применять не разрешается в помещениях:

- с производствами А, Б, В и Е;
- хранения горючих и легковоспламеняющихся материалов и кормов;
- животноводческих ферм, крытых соломой и камышом;
- не обеспеченных электрическим освещением;
- из легких металлических конструкций со сгораемыми утеплителями в ограждениях (стенах и перекрытиях).

Для производственных зданий III–V степеней огнестойкости применение систем согласуется с органами технического и пожарного надзора. 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.

Газовый обогрев железнодорожного оборудования (стрелочных переводов). Автоматические устройства, устанавливаемые на железной дороге, нуждаются в тщательном и своевременном уходе и обслуживании,



Системы газового инфракрасного отопления FAS-SPACERAY

Газовые инфракрасные излучатели изготовлены на заводе фирмы Space-Ray (Великобритания), сертифицированном по стандарту ISO 9002. Теплоизлучающие трубки выполнены из специального алюминиевого сплава, обеспечивающего высокий коэффициент теплоотдачи. Дополнительная обработка поверхности трубок позволила добиться монолитной структуры, исключающей тепловые потери. Излучатели выпускаются в форм-факторе «U» и «Linea» и могут устанавливаться на высоте от 2,1 до 15 метров. Срок гарантии на излучающие трубки – 5 лет.

Газовая часть системы разработана фирмой FAS (Германия) с учетом специфики технологии инфракрасного отопления и включает в себя полный комплект контрольно-регулирующей аппаратуры.



Рис. 9.27. Инфракрасные излучатели обеспечивают комфортную микроклиматическую обстановку

так как речь идет прежде всего, о безопасности. Особенно это касается зимы, когда 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.

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.

Среди вариантов очистки стрелочных переводов (пневматический, требующий сооружения специальной компрессорной станции, и электрообогрев с расходом 10–12 кВт на одну стрелку) газовый обогрев представляется весьма перспективным.

Узел верхнего газового обогрева представляет собой блок горелок инфракрасного излучения, устанавливаемый над рельсами стрелочного перевода на специальных колоннах. Горелки оборудованы рефлекторами, обеспечивающими концентрированный подвод инфракрасных лучей непосредственно к стрелочному переводу и защищающими их от ветра. Система обогрева оборудована автоматикой, зажигающей горелки при появлении снега и льда и выключающей их при прекращении снегопада. Верхний газовый обогрев в условиях мягкого климата обеспечивает достаточную очистку стрелочного перевода, однако требует больших расходов теплоты.

Нижний газовый обогрев при любом климате 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» металлосветильники.

Если учесть, что в эксплуатационных условиях элементы стрелочного перевода подвергаются интенсивным динамическим нагрузкам и работают в тяжелых метеорологических условиях, самой надежной следует считать установку с применением «темных» излучателей. Также находят применение газовые обогревательные установки с инфракрасными горелками, оборудованными перфорированными керамическими насадками. Излучатели устанавливаются с наружной стороны рамного рельса (в виде коробок) на определенном расстоянии друг от друга. Дистанционное зажигание, отключение и контроль производятся автоматически. Недостаток такого решения — низкая стойкость керамических насадок к динамическим нагрузкам и недостаточный нагрев остряка в отжатом положении при суровых климатических условиях.

Газовые обогревательные установки могут работать как на природном газе, так и на сжиженном пропане. На крупных станциях, вблизи которых

имеются газопроводы, применяют природный газ, на промежуточных отдельных 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.

[illegible]



10. Приложения

Список терминов
Краткий каталог
оборудования фирмы FAS
Список использованной
литературы

СПИСОК УПОТРЕБЛЯЕМЫХ ТЕРМИНОВ В СООТВЕТСТВИИ С НОРМАТИВНОЙ ЛИТЕРАТУРОЙ

- **Аварийное обслуживание** — комплекс работ по локализации и (или) ликвидации аварий и инцидентов для устранения непосредственной угрозы здоровью и жизни людей, выполняемой аварийно-диспетчерской службой ГРО (аварийной газовой службой эксплуатационной организации) на основании заявок физических или юридических лиц;
- **Аварийно-восстановительные работы** — комплекс работ по восстановлению работоспособности объектов газораспределительных систем после ликвидации аварий;
- **Аттестация технологии сварки (пайки)** — процедура определения показателей и характеристик сварных (паяных) соединений труб и соединительных деталей, проводимая с целью подтверждения технических и организационных возможностей организаций выполнять по аттестуемой технологии сварные (паяные) соединения, отвечающие требованиям нормативно-технической документации.
- **Баллонная установка СУГ групповая** — технологическое устройство, служащее в качестве источника газоснабжения потребителей, включающее более двух баллонов для СУГ, трубопроводы, запорную арматуру, регулятор давления газа, предохранительный сбросной клапан, манометр.
- **Баллонная установка СУГ индивидуальная** — технологическое устройство, служащее в качестве источника газоснабжения потребителей, включающее не более двух баллонов для СУГ, трубопроводы, регулятор давления газа;
- **Блокировка** — устройство, обеспечивающее невозможность пуска газа или включение агрегата при нарушении персоналом требования безопасности.
- **Газ** — горючий природный газ по ГОСТ 5542 или сжиженные углеводородные газы (СУГ) по ГОСТ 20448;
- **Газифицированная производственная котельная** — помещение, где размещены один и более котлов при суммарной тепловой мощности установленного оборудования 360 кВт и более.
- **Газифицированное производственное помещение, цех** — производственное помещение, где размещено газовое и газопотребляющее оборудование, предназначенное для использования газа в качестве топлива с целью применения указанного оборудования в технологическом (производственном) процессе.
- **Газовые котлы** — котлы, предназначенные для сжигания углеводородных газов.
- **Газовая турбина** — устройство для выработки электроэнергии, использующее в качестве рабочего тела продукты сгорания органического топлива.
- **Газовоздушный тракт** — система воздухопроводов и дымо(газо)проводов, включая внутритопочное пространство газоиспользующей установки.

- **Газовое оборудование здания** — вводной газопровод, внутренний газопровод, газоиспользующее оборудование, установленное внутри или снаружи здания, газорегуляторная установка (для производственных зданий и котельных), баллонная или резервуарная установка (при использовании в качестве топлива СУГ);
- **Газоиспользующее оборудование бытовое** — оборудование, использующее газ в качестве топлива для бытовых нужд потребителей: личных, семейных, домашних, хозяйственных или иных нужд, не связанных с предпринимательской деятельностью (приборы, аппараты, теплогенераторы и котлы для поквартирного теплоснабжения и др.);
- **Газоиспользующее оборудование (установка) технологическое** — оборудование, где в технологическом процессе используется газ в качестве топлива. В качестве газоиспользующего оборудования могут использоваться котлы, турбины, печи, газопоршневые двигатели, технологические линии и другое оборудование.
- **Газоопасные работы** — работы, выполняемые в загазованной среде или при которых возможен выход газа.
- **Газопровод (Г.) наружный** — подземный, наземный и надземный газопровод, проложенный вне зданий до отключающего устройства перед вводным газопроводом или до футляра при вводе в здание в подземном исполнении.
- **Г. распределительный** — газопровод газораспределительной сети, обеспечивающий подачу газа от источника газоснабжения до газопроводов-вводов к потребителям газа.
- **Г. межпоселковый** — газопровод газораспределительной сети, проложенный вне территории поселений.
- **Г. вводной** — участок газопровода от установленного снаружи отключающего устройства на вводе в здание, при его установке снаружи, до внутреннего газопровода, включая газопровод, проложенный в футляре через стену здания.
- **Г. внеплощадочный** — распределительный газопровод, обеспечивающий подачу газа от источника газоснабжения к промышленному потребителю, находящийся вне промышленной территории предприятия.
- **Г. внутриплощадочный** — участок распределительного газопровода (ввод), обеспечивающий подачу газа к промышленному потребителю, находящийся внутри территории предприятия.
- **Газораспределительная сеть** — технологический комплекс газораспределительной системы, состоящий из наружных газопроводов поселений (городских, сельских и др. поселений), включая межпоселковые, от выходного отключающего устройства газораспределительной станции (ГРС), или от иного источника газа, до вводного газопровода к объекту газопотребления. В газораспределительную сеть входят: сооружения на газопроводах, средства электрохимической защиты, газорегуляторные пункты (ГРП, ГРПБ), шкафные регуляторные пункты (ШРП), система автоматизированного управления технологическим процессом распределения газа (АСУ ТП РГ).
- **Газораспределительная система** — производственный комплекс,

состоящий из организационно и экономически связанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям.

- **Газорегуляторный пункт (ГРП), установка (ГРУ)** — технологическое устройство, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях.
- **Газорегуляторный пункт шкафной (ШРП)** — технологическое устройство в шкафном исполнении, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях.
- **Газорегуляторный пункт блочный** — технологическое устройство полной заводской готовности в транспортабельном блочном исполнении, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в газораспределительных сетях.
- **Газотурбинная установка** — конструктивно объединенная совокупность газовой турбины, газовоздушного тракта, системы управления и вспомогательных устройств. В зависимости от вида газотурбинной установки в нее могут входить компрессоры газовая турбина, пусковое устройство, генератор, теплообменный аппарат или котел-утилизатор для подогрева сетевой воды для промышленного снабжения.
- **Диагностика** — область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов (газопроводов и сооружений).
- **Заключение экспертизы промышленной безопасности** — документ, содержащий обоснованные выводы о соответствии или несоответствии объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности.
- **Изделие (техническое устройство)** — единица промышленной продукции, на которую документация должна соответствовать требованиям государственных стандартов ЕСКД, ЕСТД и ЕСПД, устанавливающим комплектность и правила оформления сопроводительной документации. Требования строительных норм и правил на конструкцию изделия и сопроводительную документацию не распространяются.
- **Котел-утилизатор** — паровой или водогрейный котел без топки или с топкой для дожигания газов, в котором в качестве источника тепла используют горячие газы технологических производств или другие технологические продуктовыми потоки.
- **Неразрушающий контроль** — определение характеристик материалов без разрушения изделий или изъятия образцов.
- **Общественное здание** — здание, отнесенное к общественным по СНиП 2.08.02;
- **Огневые работы** — работы, связанные с применением открытого огня.
- **Одоризация** — добавление в газ вещества с резким запахом (одоранта) для обнаружения утечек газа;
- **Опасная концентрация газа** — концентрация (объемная доля газа) в воздухе, превышающая 20% от нижнего концентрационного предела

распространения пламени.

- **Охранная зона газораспределительной сети** — территория с особыми условиями использования, устанавливаемая вдоль трасс газопроводов и вокруг других объектов газораспределительной сети в целях обеспечения нормальных условий ее эксплуатации и исключения возможности ее повреждения.
- **Парогазовая установка** — устройство, включающее радиационные и конвективные поверхности нагрева, генерирующие и перегревающие пар для работы паровой турбины за счет сжигания органического топлива и утилизации теплоты продуктов сгорания, используемых в газовой турбине в качестве рабочего тепла, в которую могут входить: газовая(ые) турбина(ы), генератор(ы), котел-утилизатор с дожиганием или без дожигания, энергетический котел, паровая турбина(ы).
- **Потребитель газа** — физическое или юридическое лицо, приобретающее газ у поставщика и использующее его в качестве топлива. Потребителями газа могут быть собственники (арендаторы, наниматели) газифицированных зданий всех назначений;
- **Предохранительный запорный кран (ПЗК)** — устройство, обеспечивающее прекращение подачи газа, у которого скорость приведения рабочего органа в закрытое положение составляет не более 1 сек.
- **Предохранительный сбросной клапан (ПСК)** — устройство, обеспечивающее защиту газового оборудования от недопустимого повышения давления газа в сети.
- **Противоаварийная защита** — устройство аварийного отключения газа.
- **Расчетное давление** — максимальное избыточное давление в газопроводе, на которое производится расчет на прочность при обосновании основных размеров, обеспечивающих надежную эксплуатацию в течение расчетного ресурса.
- **Расчетный ресурс эксплуатации** — суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.
- **Расчетный срок службы** — календарная продолжительность от начала эксплуатации или возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.
- **Режим резерва** — состояние газоиспользующей установки, при котором газ не сжигается и избыточное давление в газопроводах отсутствует. Запорная арматура на отводе газопровода к установке должна быть в положении «закрыто».
- **Режим консервации, режим ремонта** — режим, при котором газопроводы установки освобождены от газа и отключены с установкой заглушки.
- **Резервуарная установка СУГ** — технологическое устройство, служащее в качестве газоснабжения потребителей, включающее резервуары СУГ, трубопроводы жидкой и паровой фазы, испарители, регулирующую и запорную арматуру, контрольно-измерительные приборы.

- **Реконструкция** — комплекс работ и организационно-технических мероприятий по переустройству существующих объектов газораспределительных систем, в том числе с изменением основных технических характеристик в целях повышения их технического уровня или условий эксплуатации;
- **Ремонт** — комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий (газопроводов и сооружений) и восстановлению ресурсов изделий и их составных частей;
- **Сигнализация** — устройство, обеспечивающее подачу звукового или светового сигнала при достижении предупредительного значения контролируемого параметра.
- **Соединительные детали (фитинги)** — элементы газопровода, предназначенные для изменения его направления, присоединения, ответвлений, соединения участков.
- **«Теплый ящик»** — замкнутое пространство, примыкающее к котлу, в котором расположены вспомогательные элементы (коллекторы, камеры, входные и выходные участки экранов и др.).
- **Техническое диагностирование** — комплекс работ и организационно-технических мероприятий для определения технического состояния газопроводов и других объектов газораспределительных систем в процессе эксплуатации или по истечению срока службы.
- **Техническое обслуживание** — комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия (технического устройства), при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.
- **Техническая эксплуатация** — комплекс работ по вводу объектов газораспределительных систем в эксплуатацию и поддержанию их в исправном и работоспособном состоянии в процессе эксплуатации путем проведения технического обслуживания, ремонта, технического диагностирования и других видов работ;
- **Эксплуатационная (газораспределительная) организация газораспределительной сети (ГРО)** — специализированная организация, осуществляющая эксплуатацию газораспределительной сети и оказывающая услуги, связанные с подачей газа потребителям. Эксплуатационной организацией может быть организация-собственник этой сети или организация, заключившая с организацией-собственником сети договор на ее эксплуатацию.

КРАТКИЙ КАТАЛОГ ОБОРУДОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА ФИРМЫ FAS (ГЕРМАНИЯ)

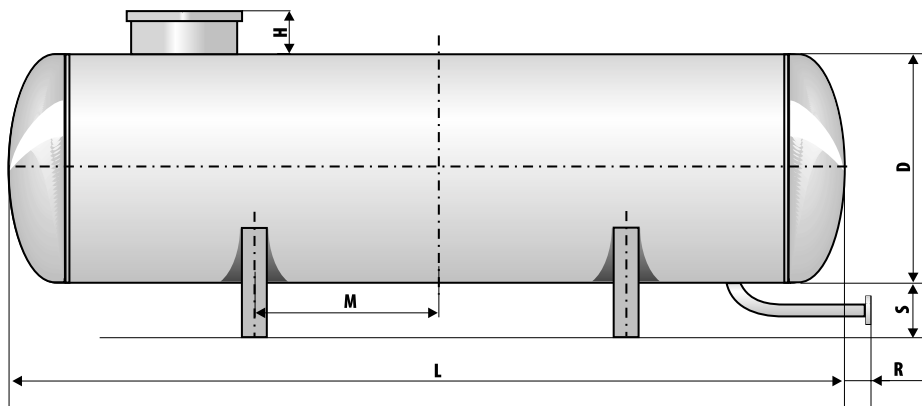
ДЛЯ СИСТЕМ АВТОНОМНОГО И РЕЗЕРВНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ
НА СЖИЖЕННОМ УГЛЕВОДОРОДНОМ ГАЗЕ

Резервуары наземного размещения для сжиженного углеводородного газа

Диапазон рабочих температур — $-40...+40^{\circ}\text{C}$, рабочее давление — 15,6 бар. Резервуар комплектуется всей необходимой арматурой производства фирмы FAS (Германия). В базовой комплектации поставляются:

- наполнительный клапан (FAS 13002);
- механический уровнемер;
- угловой клапан (FAS 19443);
- предохранительный клапан (FAS 28282);
- мультиклапан (FAS 19446) с клапаном контроля переполнения;
- защитный кожух.

Тип резервуара	Объем, м^3	Размеры, мм					
		L	D	H	M	S	R
FAS-2,7-HO	2,7	2570	1520	200	1780	320	90
FAS-4,4-HO	4,4	4350					
FAS-6,0-HO	6,0	6130					
FAS-8,5-HO	8,5	7910	1920	1930	1930	320	90
FAS-12,0-HO	12,0	6770					
FAS-20,0-HO	20,0	10630					



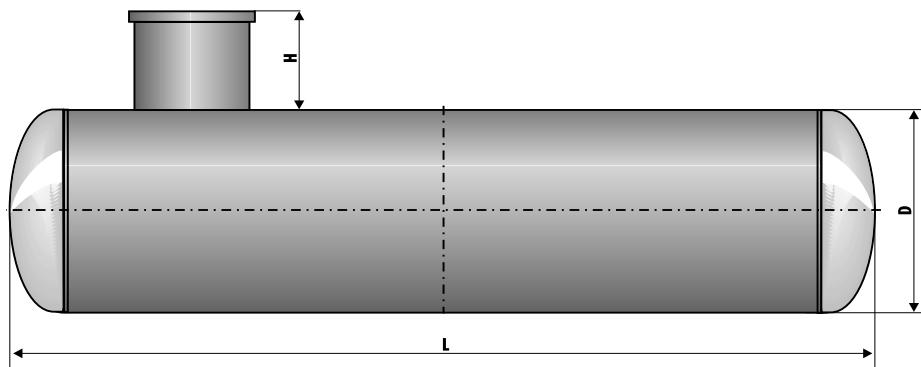
Резервуары подземного размещения для сжиженного углеводородного газа

Диапазон рабочих температур — $-40...+40^{\circ}\text{C}$. Рабочее давление — 15,6 бар. Высокая горловина (500 мм) позволяет заглублять резервуары ниже уровня промерзания грунта. Перед нанесением полимерного покрытия резервуары зачищаются в дробеструйной камере. Резервуары проходят гидравлическую стрессовую проверку давлением. В базовой комплектации резервуара поставляются:

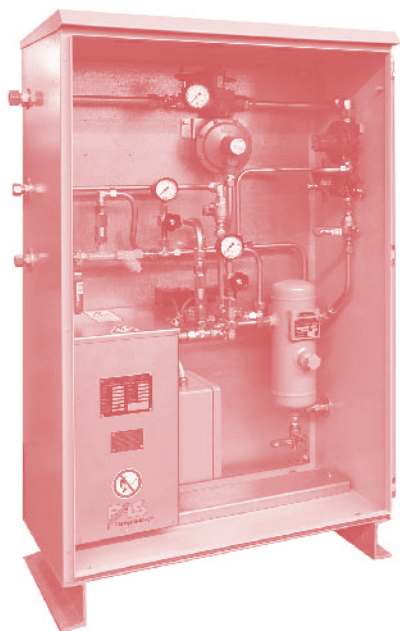
- наполнительный клапан (FAS 13002);
- механический уровнемер;

Тип резервуара	Объем, м³	Размеры, мм		
		D	L	H
FAS-4,6-ПО	4,6	1200	4010	500
FAS-8,5-ПО	8,5	1200	7810	500
FAS-20,0-ПО	20,0	1600	11500	500

- угловой клапан (FAS 19443);
- предохранительный клапан (FAS 28282),
- мультиклапан (FAS 19446) с клапаном контроля переполнения,
- защитный кожух горловины.



Испарительная установка на базе электрического испарителя FAS 2000



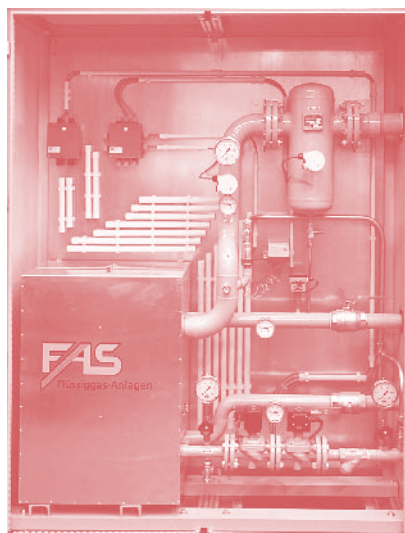
Фирма FAS выпустила новые модификации испарителей FAS 2000 производительностью 170, 330, 450, 600, 800, 1200 и 1900 кг/час. Подробнее о новой продукции можно узнать на сайте www.fas.su

Заказ №	Число испарителей	Производительность, кг/ч	Размеры шкафа, HxBxL, мм	Регуляторная группа (выходное давление, мбар)	Напряжение электропитания, В
20918	1	32	1200x800x400	1 единица среднего давления (1500)	380
20917	1	32	1200x800x400	1 единица низкого давления (50)	380
20920	2	32	1200x800x400	2 единицы низкого давления (50)	380
20925	1	32	1200x800x400	1 единица низкого давления (50)	220
20708	1	60	1600x1200x500	1 единица среднего давления (1500)	380
20709	1	100	1600x1200x500	1 единица среднего давления (2500)	380

Комплект поставки: Стальной окрашенный шкаф, консоль 100 мм; Шаровой клапан на входе/выходе, между отсекателем и регулятором среднего давления; Грязеуловитель и предохранительный клапан перед испарителем; Испаритель FAS 2000; Жидкостный отсекаТЕЛЬ с возможностью опорожнения; Манометр 0–25 бар с манометр-запирающим клапаном; Регуляторная группа PN25 (предохранительный, запорный и продувочный клапаны, DIN-DVGW-допуск.

Испарительная установка на базе жидкостного испарителя FAS 3000

Заказ №	Производитель- ность, кг/час	Выходное давление, мБар
20 247	400–800	без регуляторной группы (выходное давле- ние зависит от величины входного)
20 246	1000–1200	
20 245	1500–1900	
20 229	до 4000	
20 249	до 7000	
20 250	до 12 000	20–2100*
20 248	400–800	
20 2481	400–800	
93 065	1000–1200	
93 073	1500–1900	
93 153	до 4000	5–5000*
93 074	до 7000	
03 075	до 14000	



Комплект поставки испарительной установки FAS 3000: Жидкостный испаритель типа FAS 3000; Отсекатель жидкой фазы; Сенсор контроля уровня; Фильтр-грязеуловитель (размер ячейки — 0,25 мм); Термoeлемент и двойной термостат; Термометр; Предохранительный клапан; Клеммная коробка; Датчик давления; Манометры с запирающими клапанами; Запорно-предохранительная арматура (шаровые, предохранительные, дифференциальные клапаны); Регулятор давления.

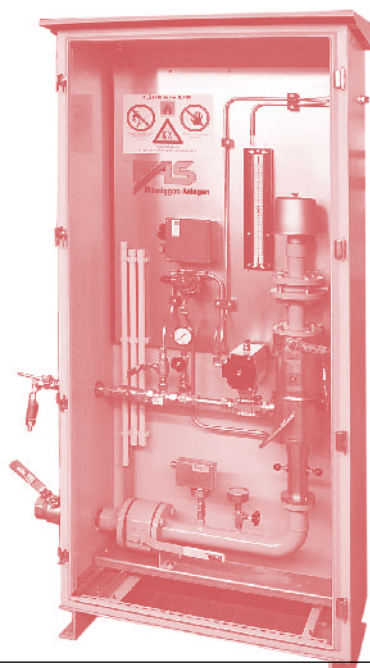
Комплектная смесительная установка FAS 4000

Смесительные установки FAS позволяют осуществлять подпитку систем на природном газе без необходимости остановки рабочего процесса и каких-либо наладочных работ. Использование смесительных установок наиболее оправдывает себя в следующих ситуациях:

- резервное газоснабжение систем, работающих на природном газе;
- покрытие пиковых нагрузок при потреблении природного газа;
- использование как в новых, так и в имеющихся, сетях СУГ на объектах с повышенным риском образования конденсата в газопроводе.

Смесительные установки FAS 4000 делятся на два типа:

- системы низкого давления — ND;
- системы высокого давления — HD.



Системы низкого давления поставляются в виде шкафных установок для систем с давлением на выходе не более 500 мБар.

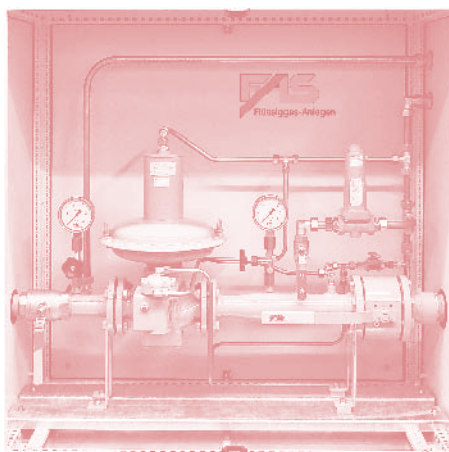
Системы высокого давления с автоматической настройкой калорийности газовой смеси представляют из себя более сложные агрегаты и производятся в зависимости от реальных условий эксплуатации в каждом отдельном случае.

Заказ №	Тип смесителя	Производительность, м³ (пропан-воздушная смесь)/кг (СУГ)	Вход/выход СУГ	Давление входное/выходное, мБар
93 710	FAS 4000-32 ND	30/30	DN15/DN50	2000–5000/до 500
93 711	FAS 4000-60 ND	50/60	DN15/DN50	2000–5000/до 500
93 712	FAS 4000-100 ND	80/100	DN20/DN65	2000–5000/до 500
93 713	FAS 4000-160 ND	130/160	DN25/DN65	2000–5000/до 500
93 714	FAS 4000-300 ND	240/300	DN25/DN65	2000–5000/до 500

Автономная регуляторная группа

Компания FAS выпускает автономные регуляторные группы в различных комплектациях, отвечающих практически любым запросам потребителей. Ниже приведена комплектация 2-ступенчатой регуляторной группы среднего и низкого давления. Конструктивно регуляторная группа выполняется в виде автономного блока в металлическом окрашенном шкафу.

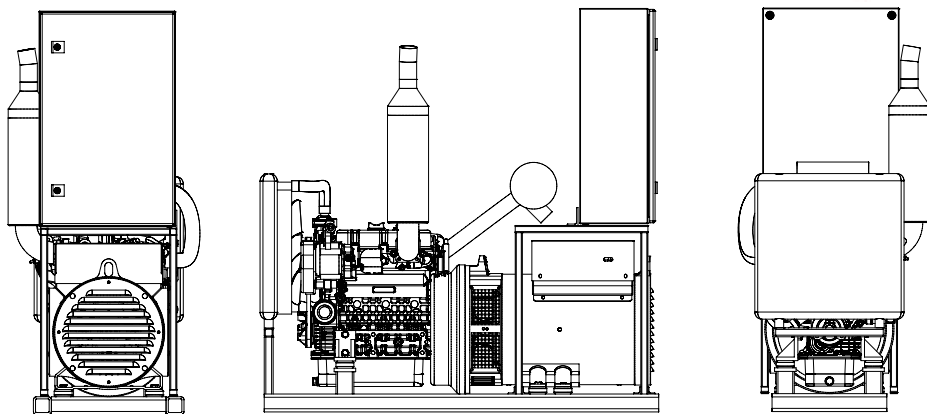
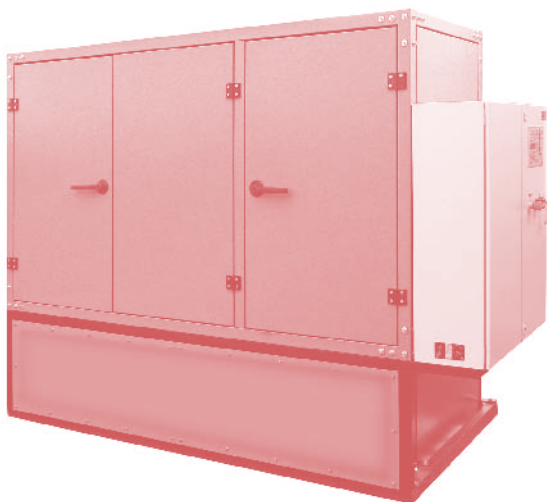
Наименование	Номер по каталогу
Регулятор давления	FAS-16245
Манометр	FAS-17012)
Манометр-запирающий клапан	FAS-17161
Манометр	FAS-17011
Манометр-запирающий клапан	FAS-17161
Предохранительный сбросной клапан тип 155D	FAS-16155
Шаровой клапан	FAS-19456
Шаровой клапан	FAS-19452
Шаровой клапан	FAS-92157
Шаровой клапан	FAS-19250
Прокладки межфланцевые	2xFAS-10646, 2xFAS-10647)
Прокладки манометра	4xFAS-17077



Регуляторные группы могут комплектоваться регуляторами давления типа Actaris, обеспечивающими повышенную точность регулировки/передачи в распределительных сетях. Они гарантируют практически неизменное выходное давление вне зависимости от изменения потока и/или давления.

Газовая когенерационная установка FAS 93855

Когенерационная установка FAS 93855 (тип GP 18) предназначена для электро- и теплоснабжения объектов, удаленных от централизованных коммуникаций. Вырабатываемая электрическая мощность — 18 кВт, в установке применен 3-фазный синхронный генератор (3000 об/мин). Расход сжиженного газа при полной нагрузке — не более 6 кг/ч.



Основные характеристики

Двигатель	Kubota DF 972 E2 KEA
Тип	4-тактный газовый, с искровым зажиганием, степень сжатия — 9,2:1, диаметр цилиндра — 74,5 мм, ход поршня — 73,6 мм, число цилиндров — 3 (ряд), рабочий объем — 962 см ³ .
Эксплуатационные характеристики	Расход воздуха — 70 м ³ /ч, поток охлаждающего воздуха — 3000 м ³ /ч, поток выхлопных газов — 200 м ³ /ч. Расход масла — 0,3 г/кВт·ч, объем масла — 3,4 л. Температура выхлопных газов — 80°C, максимальное давление выхлопных газов — 100 мБар.
Генератор	Mecc Alte ECO 28-2L/2 КПД — 86,4 % (при cos φ=0,8), напряжение — 400 В 50 Гц, мощность — 27кВА.
Общие параметры	
Длина/ширина/высота, мм	1200/580/1400
Диапазон рабочих температур	-25°C...+30°C
Вес	350 кг
Уровень шума на расстоянии 1 м	Без термозумозащиты — 90 дБ/с термозумозащитой — 62 дБ

Обратите внимание на то, что спектр производимых когенерационных установок фирмы FAS постоянно расширяется. По всем вопросам обращайтесь, пожалуйста, к официальному представителю фирмы FAS в России, ООО «Химгазкомплект» (тел. (812) 335-4950, e-mail: fas@fas.su, www.fas.su).



Модульные котельные в контейнерном исполнении

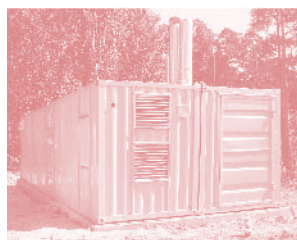
Использование модульных котельных обладает рядом преимуществ по сравнению со стационарными капитальными решениями:

- не требуется проектирование;
- оперативная подготовка системы к запуску (не более 2-3 дней с момента поступления оборудования);
- отсутствие необходимости в строительстве капитальных зданий и сооружений;
- возможность произвольного перемещения котельной.

Конструктивно модульные котельные производятся в двух исполнениях: «economy» и «business». Отличие «business»-исполнения — в дублировании всех компонентов (водогрейных котлов, насосов водоподачи, управляющих сенсоров и др.).

Особенно экономически эффективны модульные котельные мощностью от 500 кВт. Высокая степень автономности работы котельных обеспечивается не только запасом пропан-бутана в резервуарах, но и применением дизельных или газовых электрогенераторов, обеспечивающих независимость котельной от источников внешнего электроснабжения.

Модульные котельные могут работать и с магистральным природным газом — требуется минимальная переностройка оборудования, не влияющая на основные параметры.



Характеристики модульных котельных производства фирмы FAS (Германия)

Мощность котельной, кВт	100	200	300	500	750	1000	1500	2000
Параметр								
Котел	GSP-100	GSP-200	GSP-300	GSP-500	GSP-750	GSP-1000	GSP-1500	GSP-2000
Мощность СУГ-горелки, кВт	100	200	300	500	750	1000	1500	2000
Расход газа, м³/ч	4,2	7,8	8,8	24,3	32,6	в зависимости от мощности		
Дымоход (h=3 м) над крышей	Ду 200		Ду 250	Ду 300	Ду 400		Ду 500	Ду 600
Производительность узла водоподготовки (смягчения воды), м³/ч	2							
Объем котлового контура, м³	25			28		60		
Объем отопительного контура, м³	25			50		100	110	
Насос подогрева приточного воздуха	UPSD 32							
Насос системы подпитки и поддержания давления в системах	CRE3-10							
Мощность теплообменника, кВт	100	200	300	500	750	1000	1500	2000
Температура теплоносителя, входная/выходная, °С	90/70							
Блок автоматического управления работой котельной	встроенный							
Мощность аварийного дизеля или газогенератора, кВт	9			30			60	
Емкость расширительного бака, л	80			140		300	400	
Производительность системы подогрева приточного воздуха, м³/ч	1250			1700			3500	
Тип контейнера, фут	20				40			
Объем бака для хранения подготовленной воды, л	1000							
Вес комплектной контейнерной котельной, кг	11000	12800	14200	15070	20050	23980	25800	29900
Трубопроводы, запорная и предохранительная арматура, электрооборудование комплектно собрано и подключено								

По специальному запросу возможно исполнение блочной котельной в других комплектациях и диапазонах мощностей. Рекомендуется также получить технические консультации по конфигурированию соответствующей системы автономного и резервного газоснабжения, предназначенной для обеспечения котельной топливом — возможно, потребуется дополнительное технологическое оборудование (высокопроизводительные испарительные установки, смесительные установки, насосы и т.д.)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Полонский В.М., Титов Г.И., Полонский А.В. Автономное теплоснабжение. – М.: АСВ, 2007.
- Тиатор И. Отопительные системы. – М.: Евроклимат, 2006.
- Хрусталева Б.М., Кувишинов Ю.Я., Копко В.М. Теплоснабжение и вентиляция. – М.: АСВ, 2007.
- Жила В.А., Ушаков М.А., Брюханов О.Н. Газовые сети и установки. – М.: Академия, 2007.
- Кязимов К.Г., Гусев В.Е. Устройство и эксплуатация газового хозяйства (4-е издание). – М.: Академия, 2008.
- Николаевская И.А. Инженерные сети и оборудование территорий, зданий и стройплощадок (3-е издание). – М.: Академия, 2008.
- Брюханов О.Н., Мелик-Аракелян А.Т., Коробко В.И. Основы гидравлики и теплотехники. – М.: Академия, 2004.
- Крупнов Б.А. Отопительные приборы, производимые в России и ближнем зарубежье. – М.: АСВ, 2005.
- Смирнова М.В. Теплоснабжение. – М.: ИнФолио, 2009.
- Теплоснабжение. Котельное оборудование. – М.: Дизайн ПРО, 2007.
- Кязимов К.Г. Справочник работника газового хозяйства. – М.: Высшая школа, 2006.
- Кязимов К.Г. Устройство и эксплуатация подземных газопроводов. – М.: Академия, 2007.
- Кязимов К.Г., Гусев В.Е. Эксплуатация и ремонт оборудования систем газораспределения. Практическое пособие для слесаря газового хозяйства. – М.: НЦ ЭНАС, 2008.
- Сотникова О.А., Мелькумов В.Н. Теплоснабжение. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2007.
- Кудинов В.А., Карташов М.Э. Техническая термодинамика. – М.: Высшая школа, 2005.
- Ионин А.А. Газоснабжение. – М.: Стройиздат, 1989.
- Ионин А.А., Хлыбов Б.М., Братенков В.Н., Терлецкая Е.Н. Теплоснабжение. – М.: Стройиздат, 1982.
- Иссерлин А.С. Основы сжигания газового топлива. Справочное пособие. – Л.: Недра, 1987.
- Новиков И.И., Воскресенский К.Д. Прикладная термодинамика и теплопередача. – М.: Атомиздат, 1977.
- Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы. Справочник. – М.: Энергия, 1980.
- Брюханов О.Н. Основы эксплуатации оборудования и систем газоснабжения. Учебник для студентов учреждений среднего специального образования. – М.: ИНФРА-М, 2009.
- Брюханов О.Н. Газоснабжение. Учебное пособие для студентов ВУЗов. – М.: Академия ИЦ, 2008.
- Вершилович В.А. Газоснабжение жилых и общественных зданий. – Ростов н/Д, Феникс, 2008.
- Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.: Дрофа, 2003.

Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. – Л.: Недра, 1990.

Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие/Пер. с англ. под ред. Б.И. Соколова. 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Химия, 1982.

Веревкин С.И., Корчагин В.А. Газгольдеры. – М.: Машиностроение, 1966.

Фокин В.М. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения. – М.: Машиностроение, 2006.

Техническая документация фирмы FAS.

Техническая документация фирмы Viderus.

Техническая документация фирмы REGO.

Техническая документация ООО «Фасхиммаш».

Техническая документация ООО «Химгазкомплект».

Техническая документация ООО «Теплогазстрой».

[illegible]