Библиотека СОК

Б 160558

О. Н. Брюханов
В. А. Жила
А. И. Плужников

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Высшее профессиональное образова

Учебное пособие



Строительство

ACADEMIA

УДК 629.1.062(075.8)
ББК 38.763я73
Б898

Рецензенты:
декан факультета «Теплоэнергосбережение» Волгоградского архитектурно-строительного университета, д-р техн. наук, проф. *Н. В. Мезелинцева*;
зав. кафедрой «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна» Московского государственного открытого университета, проф. *Ю. М. Варфоломеев*

Брюханов О. Н.

Б898 Газоснабжение : учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / О. Н. Брюханов, В. А. Жила, А. И. Плужников. — М. : Издательский центр «Академия», 2008. — 448 с.

ISBN 978-5-7695-2595-7

Даны сведения о газовом топливе, основах теории горения и движения газов; описания и характеристики систем газоснабжения. Освещены требования нормативных документов, которые необходимо соблюдать при проектировании, строительстве и эксплуатации систем газоснабжения. Изложены основы организации проектных, строительных и ремонтно-восстановительных работ, аварийно-диспетчерской службы, техники безопасности в газовом хозяйстве. Приведены сведения о новых прогрессивных методах ремонтно-восстановительных работ, новых технологиях газоснабжения и газораспределения, основном отечественном и зарубежном газоиспользующем оборудовании, методах и средствах рационального использования природного газа. Изложены основные требования к охране окружающей среды, применению сжиженных углеводородных газов и соответствующего газоиспользующего оборудования.

Для студентов высших учебных заведений.

УДК 629.1.062(075.8)
ББК 38.763я73

Оригинал-макет данного издания является собственностью Издательского центра «Академия», и его воспроизведение любым способом без согласия правообладателя запрещается

ISBN 978-5-7695-2595-7

© Брюханов О. Н., Жила В. А., Плужников А. И., 2008
© Образовательно-издательский центр «Академия», 2008
© Оформление. Издательский центр «Академия», 2008

ПРЕДИСЛОВИЕ

Газификация во многом определяет экономический и социальный уровни развития страны. Дисциплина «Газоснабжение» имеет практическую направленность на производство работ по проектированию и эксплуатации объектов газораспределительных и газопотребляющих систем, предназначенных для обеспечения потребителей природным и сжиженными углеводородными газами и использования их в качестве топлива. Поэтому она охватывает широкий круг вопросов по теплофизическим свойствам топливных газов, их добыче и производству, транспортированию на большие расстояния потребителям.

Большое значение имеет конечное использование газа: его сжигание в энергетических, промышленных и коммунально-бытовых горелочных устройствах.

Авторы благодарят сотрудников ООО «ВНИИПРОМГАЗ» Е. Н. Лавриненко, Н. И. Мартынову и З. П. Полежаеву за помощь в наборе рукописи и ее оформлении.

ВВЕДЕНИЕ

Россия является одним из ведущих энергетических государств мира, которое не только удовлетворяет свои потребности в топливе и энергии, но и активно участвует в международной торговле энергоресурсами в качестве экспортера. Располагая 2,8 % населения и 12,8 % территории мира, она имеет 12...13 % прогнозных ресурсов и около 12 % разведанных запасов нефти, 45 % ресурсов и 34 % запасов природного газа, около 23 % запасов каменного угля и 32 % запасов бурого угля, 14 % запасов урана.

Одним из основных источников энергии является природный газ. Его доля в мировой структуре производства первичных энергоресурсов превысила 20 %. Природный газ является наиболее эффективным и экологически чистым видом топлива.

Эксперты международной топливно-энергетической ассоциации (МТЭА) провозгласили XXI в. «эпохой метана». Это означает, что природный газ должен стать в ближайшем будущем основой перестройки на новых принципах всего энергетического хозяйства мира. Доля природного газа в топливно-энергетическом балансе будет возрастать во всех странах мира. Разведанные запасы природного газа в России создают прочную основу для дальнейшего развития газоснабжения. Природный газ будет иметь первостепенное значение в промышленности, энергетике и коммунально-бытовом секторе России.

Доля природного газа в мировой структуре теплового баланса к 2025 г. превысит 25 %. Уже к 2010 г. природный газ вытеснит на третье место уголь. До 2025 г. нефть составит около 38 % в топливном мировом балансе.

Использование возобновляемых видов энергии, близких к природному газу, будет увеличиваться достаточно высокими темпами, но по абсолютным объемам они будут уступать ископаемым видам топлива. Наиболее низкий рост прогнозируется для атомной энергии.

В перспективе Россия увеличит свою долю в мировой добыче природного газа с 27,5 до 29,5 %. В России за последнее десятилетие добыто только 5 % от общего количества запасов, разведано

20...25 % ресурсов. Около 70 % ресурсов — это еще не открытые месторождения Восточной Сибири и шельфов.

Если основным энергоисточником XX в. была нефть, то XXI в. станет эпохой природного газа. В то время как извлекаемые запасы нефти постепенно уменьшаются и добыча нефти минует свой пик не позднее чем через 20 лет, будущее газовой индустрии еще только начинается.

По сравнению с другими видами топлива природный газ имеет следующие преимущества:

- низкая себестоимость;
- высокая теплота сгорания, обеспечивающая целесообразность транспортирования его по магистральным газопроводам на значительные расстояния;
- полнота сгорания, при этом в окружающую природную среду попадает минимальное количество вредных веществ.
- высокая температура горения;
- возможность автоматизации процессов горения;
- повышенное значение коэффициента полезного действия за счет снижения потерь теплоты в окружающую среду;
- легкость регулирования температурных полей и состава газовой среды в рабочем пространстве печей и установок.

Будущее природного газа объясняется не только его преимуществами перед другими видами топлива, но и колоссальными запасами во всем мире, которых по расчетам должно хватить на 65 лет.

Резервы, обеспечивающие надежную добычу газа в России, оцениваются в 50 трлн м^3, а дополнительные ресурсы — еще в 95 млрд м^3. В настоящее время около 90 % российского природного газа поступает из Западной Сибири, одно лишь Уренгойское месторождение содержит 8 трлн м^3 извлекаемых запасов.

В нашей стране сосредоточено 30 % доказанных и свыше 40 % прогнозных мировых запасов газа. Однако по уровню газификации мы отстаем от западных стран.

Создание Западно-Сибирского нефтегазового комплекса обеспечило за 1970—1990 гг. увеличение добычи газа в стране на 647 млрд м^3.

Должна быть сформулирована и принята государственная программа освоения газовых месторождений полуострова Ямал и создания новой мощной газотранспорной системы Ямал — Центральные и Северо-Западные районы России — Центральная и Северная Европа. К 2020 г. на полуострове Ямал и прилегающем шельфе планируется добывать 250...300 млрд м^3 газа и транспортировать по новому экспортному коридору в Европу 120...150 млрд м^3.

В прошлом рост газовой промышленности был достигнут за счет перехода с газопроводов из труб диаметром 1 220 мм при давление 5,5 МПа на трубы диаметром 1 420 мм при давлении 7,5 МПа. Благодаря этому производительность одного газопровода увеличилась в 2,5 раза.

В настоящее время в России планируется переход на строительство газопроводов из труб повышенной прочности, рассчитанных на давление 12,0 МПа для подземных трубопроводов и 15...20 МПа для морских. Новое поколение газопроводов позволит существенно уменьшить удельные капиталовложения и снизить стоимость транспортирования газа.

Экономические изменения системно-структурного характера, произошедшие в России в 1990-х гг. и переход к рыночной экономике привели к разработке новой государственной энергетической политики. Ее главные задачи:

- формирование разумных энергетических потребителей общества и стимулирование энергосбережения;
- надежное и безопасное (в экономическом и техническом плане) энергоснабжение потребителя с приоритетом потребностей населения;
- повышение научно-технического и ресурсосберегающего уровней промышленности, сельскохозяйственного производства и коммунально-бытовой сферы;
- поддержание на достаточном уровне экспортного потенциала топливно-энергетического комплекса (ТЭК).

Потребление природного газа составляет 60,8 % в топливном балансе страны, поэтому одним из направлений энергетической стратегии новой энергетической политики для повышения качества жизни населения является газификация. Расход природного газа в сфере теплоснабжения непрерывно растет от 223...228 млн т у.т. (175...179 млрд м^3) в 2005 г. до 237...245 т у.т. (186...192,3 млрд м^3) в 2010 г. и 271...278 т у.т. (212,7...218,2 млрд м^3) в 2020 г.

Главный результат энергетической стратегии — обеспечение к 2020 г. условий роста ВВП в 3—3,15 раза; продукции промышленности и строительства в 3,2—3,9 раза; сельского хозяйства в 2,1—2,2 раза; инвестиций в основной капитал в 4—5 раз; реальных доходов населения в 3 раза; прирост энергоресурсов в 1,25 раз, в том числе природного газа на 119 % (с 584 млрд м^3 в 2000 г. до 700 млрд м^3 в 2020 г.) и сохранение его объема экспорта (217 млрд м^3 в 2000 г. и 275...280 млрд м^3 в 2020 г.)

Природный газ — высокоэффективный энергоноситель, и газоснабжение является одной из форм энергоснабжения, представляющей собой деятельность по обеспечению потребителей газом через системы газоснабжения и газораспределения, в том числе деятельность по формированию фонда разведанных месторождений газа, добыче, транспортированию, хранению и поставкам газа.

Система газоснабжения представляет собой имущественный производственный комплекс, состоящий из технологических, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортирования, хранения и поставок газа.

Эта система является совокупностью действующих на территории Российской Федерации систем газоснабжения: единой системы газоснабжения, региональных систем газоснабжения, газораспределительных систем и независимых организаций.

Единая система газоснабжения является основной системой газоснабжения РФ, ее деятельность регулируется государством.

Региональная система газоснабжения является основной системой газоснабжения территорий, ее деятельность контролируется уполномоченными государственной власти.

Газораспределительная система предназначена для транспортирования и подачи газа непосредственно потребителям.

Деятельность по реализации научно-технических и проектных решений, осуществление строительно-монтажных работ и организационных мер, направленных на перевод объектов жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных объектов на использование газа в качестве топливного и энергетического ресурса, называется *газификацией.*

Газификация является одной из основ социально-экономического развития страны, обеспечивающей улучшение условий труда и быта населения, а также уменьшение загрязнения окружающей среды. Поэтому вопросы технической эксплуатации систем газоснабжения определяют в целом эффективность газификации.

Объекты систем газораспределения и газопотребления относятся к опасным производственным объектам, и организации, их эксплуатирующие, обязаны соблюдать положения Федерального закона от 21.10.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», других федеральных законов, иных нормативных правовых актов и нормативно-технических документов в области промышленной безопасности и выполнять комплекс мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту, обеспечивающих содержание опасных производственных объектов, систем газораспределения и газопотребления в исправном и безопасном состоянии.

Правовые, экономические и организационные основы отношений в области газоснабжения в Российской Федерации определяются Федеральным законом от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации», который основывается на положениях Конституции РФ и Гражданского кодекса РФ и определяет вопросы, касающиеся федеральных энергетических систем, правовых основ единого рынка, основ ценовой политики, безопасности Российской Федерации.

Безопасная эксплуатация оборудования и систем газоснабжения регламентируется следующими основными документами: строительные нормы и правила «Газораспределительные системы» (СНиП 42-01-2002), свод правил «Основные положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из

металлических и полиэтиленовых труб» (СП 42-101-2003), правила «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления» (ПБ-12-529-2003), «Правила безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы» (ПБ-12-609-2003), а также ряд других нормативных правовых актов и документов, в частности отраслевые стандарты по технической эксплуатации газораспределительных систем ОСТ 153-39.3-051—2003, ОСТ 153-39.3-052—2003 и ОСТ 153-39.3-053—2003, разработанные ОАО «ГипроНИИгаз» и утвержденные Министерством энергетики РФ.

Для обеспечения безопасной эксплуатации систем газоснабжения создаются специальные агентства, службы, участки и другого рода подразделения, которые осуществляют организацию и выполнение работ по технической эксплуатации объектов газораспределительных систем в соответствии с требованиями указанных нормативно-регламентирующих документов.

Газоснабжение — это сложный комплекс добычи газа и его транспортирования потребителям.

Распределительные системы газоснабжения ставят задачи их расчета и повышения надежности при эксплуатации.

Использование газа как топлива приводит к необходимости изучения физико-химических основ его сжигания, методов расчета и проектирования газовых горелок, технологических особенностей агрегатов.

ЧАСТЬ I

ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ. ДОБЫЧА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Глава 1

ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В СИСТЕМАХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

1.1. Газообразное состояние и его параметры

Газообразным состоянием называется такое состояние вещества, при котором силы, действующие между молекулами этого вещества, ничтожно малы, так же как и размеры самих молекул, по сравнению со средними расстояниями между ними. Движение молекул газа в межмолекулярном пространстве до их столкновения совершается в среднем равномерно, прямолинейно и беспорядочно. Состояние газа характеризуется его параметрами: давлением, плотностью или удельным объемом и температурой.

Давление. Давление газа обусловлено ударами молекул о стенки сосуда, заполненного газом, и определяется средней силой их действия на единицу площади поверхности. Давление, отсчитываемое от абсолютного вакуума, называется *абсолютным*. Оно представляет собой давление газа на ограждающие его поверхности. Абсолютное давление — параметр состояния вещества.

Давление, отсчитываемое от имеющегося атмосферного (барометрического), называется *относительным*, или *избыточным*. Оно представляет собой:

• разность между абсолютным давлением $p_{абс}$ и атмосферным давлением $p_{атм}$ (давлением окружающей среды), если $p_{абс} > p_{атм}$, т.е. $p_{изб} = p_{абс} - p_{атм}$;

• разность между атмосферным давлением и абсолютным давлением, если $p_{атм} > p_{абс}$. В этом случае относительное давление представляет собой давление разрежения, измеряемое вакуумметром, $p_{вак} = p_{атм} - p_{абс}$.

Единицей измерения давления в системе СИ служит паскаль, Па; 1 Па = 1 Н/м^2.

Давление может также измеряться в миллиметрах ртутного столба, мм рт. ст., или водяного столба, мм вод. ст. Соотношение указанных единиц измерения следующее:

1 мм вод. ст. = 1 кгс/м^2 = 9,807 Па; 1 мм рт. ст. = 133,3 Па.

Плотность и удельный объем. *Плотность* ρ — это масса вещества в единице объема, т. е. отношение массы вещества m к его объему V:

$$\rho = \frac{m}{V}. \qquad (1.1)$$

Объем, занимаемый единицей массы, называется *удельным*, или массовым, объемом и представляет собой величину, обратную плотности:

$$V = \frac{1}{\rho}.$$

Плотность в системе СИ измеряется в кг/м^3, а удельный объем — в м^3/кг.

Плотность газовой смеси определяется по формуле

$$\rho_{см} = 0{,}01(\rho_1 V_1 + \rho_2 V_2 + ... + \rho_n V_n), \qquad (1.2)$$

где $\rho_1, \rho_2, ..., \rho_n$ — плотность компонентов газового топлива; $V_1, V_2, ..., V_n$ — содержание компонентов по объему, %.

На практике часто пользуются понятием «относительная плотность» $\rho_{отн}$, которая представляет собой отношение плотности газа $\rho_г$ к плотности воздуха $\rho_{возд}$:

$$\rho_{отн} = \frac{\rho_г}{\rho_{возд}}. \qquad (1.3)$$

При этом плотности газа и воздуха берутся при одинаковых давлении и температуре. Зависимость плотности газа от температуры и давления определяется соотношением

$$\rho_г = \frac{\rho_0 p T_0}{p_0 T}, \qquad (1.4)$$

где ρ_0 — плотность газа при нормальных условиях (T_0 = 273 К и p_0 = 101,3 кПа); p — давление газа; T — температура газа. Значения плотности, относительной плотности и некоторых других параметров простых газов приведены в табл. 1.1.

Температура. *Температура* характеризует энергию, с которой движутся молекулы газа, т. е. кинетическое состояние молекул газа, степень его нагретости.

В России приняты две температурные шкалы: *термодинамическая* и *международная практическая*. Термодинамическая температурная шкала основана на законах термодинамики и, в частности, на идеальном цикле Карно. Эта шкала теоретическая, так как идеальный цикл Карно неосуществим.

Измерение температур в технике производится по международной практической шкале температур. Международная практическая

шкала температур по мере совершенствования температурных измерений все время уточняется и приближается к термодинамической.

Температурная шкала основана на реперных точках воспроизводимых температур фазового равновесия химически чистых веществ при нормальном атмосферном давлении (p_0 = 101,325 кПа). К ним относятся следующие точки: кипение кислорода (–182,962 °С); затвердевание воды (0,000 °С); кипение воды (100,000 °С); кипение серы (444,60 °С); плавление серебра (961,970 °С); плавление золота (1 064,430 °С).

Единицей температуры в СИ является кельвин (К).

Наряду с этим температура измеряется по *международной стоградусной шкале* в градусах Цельсия (°С). Температура, отсчитываемая от абсолютного нуля, называется *абсолютной*.

Соотношение между температурой t в градусах Цельсия и температурой T в кельвинах с достаточной для практики точностью может быть выражено следующей зависимостью:

$$T = t + 273{,}15. \qquad (1.5)$$

В Великобритании и Северной Америке температура измеряется также в градусах Фаренгейта (°F) и Реомюра (°R). Соотношения между градусами n различных шкал следующие:

$$n\,°\text{C} = \frac{4}{5} n\,°\text{R} = \left(\frac{9}{5} n + 32\right)°\text{F} = (n + 273{,}15)\ \text{K}; \qquad (1.6)$$

$$n\,°\text{R} = \frac{5}{4} n\,°\text{C} = \left(\frac{9}{4} n + 32\right)°\text{F} = \left(\frac{5}{4} n + 273{,}15\right)\text{K}; \qquad (1.7)$$

$$n\,°\text{F} = \frac{5}{9}(n - 32)\,°\text{C} = \frac{4}{9}(n - 32)\,°\text{R} = \left[\frac{5}{9}(n - 32) + 273{,}15\right]\text{K}; \qquad (1.8)$$

$$n\,\text{K} = (n - 273{,}15)\,°\text{C} = \frac{4}{5}(n - 273{,}15)\,°\text{R} = \left[\frac{9}{5}(n - 273{,}15) + 32\right]°\text{F}. \qquad (1.9)$$

Критические и приведенные параметры газов. Для каждого газа существуют определенные температура и давление, ниже которых данный газ не может существовать в газообразном состоянии, поскольку превращается в жидкость.

Температура, выше которой данный газ не может быть сжижен любым повышением давления, называется *критической температурой*, а соответствующее ей давление — *критическим давлением*.

Удельный объем данного газа при критических температуре и давлении называется *критическим объемом*.

Критические параметры различных газов приведены в табл. 1.1.

Отношения абсолютных значений физических параметров газа к его критическим параметрам называются *приведенными параметрами*:

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{кр}}; \quad p_{пр} = \frac{p}{p_{кр}}; \quad V_{пр} = \frac{V}{V_{кр}}. \qquad (1.10)$$

Таблица 1.1

Физико-химические свойства некоторых простых газов

Газ	Формула	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность, кг/м³	Относительная плотность	Температура, °С		Критические параметры		
					кипения	плавления	Температура, °С	Давление, МПа	Плотность, кг/м³
					при давлении 101,325 кПа				
Водород	H_2	2,016	0,089	0,069	–252,7	–259,2	–239,9	1,18	31
Оксид углерода	CO	28,010	1,250	0,967	–191,5	–205,1	–140,2	3,39	301
Метан	CH_4	16,043	0,717	0,555	–161,5	–182,5	–83,5	4,48	138
Этан	C_2H_6	30,070	1,355	1,048	–88,6	–183,3	32,1	4,57	206
Пропан	C_3H_8	44,096	2,011	1,555	–42,1	–187,7	96,8	4,00	224
Бутан	C_4H_{10}	58,123	2,708	2,094	–0,5	–138,8	152,1	3,55	228
Этилен	C_2H_4	28,054	1,216	0,975	–103,8	–169,2	9,5	4,75	215
Пропилен	C_3H_6	42,080	1,913	1,480	–47,7	–185,2	91,8	4,32	320
Бутилен	C_4H_8	56,108	2,597	2,008	–6,3	–135,4	146,4	3,9	233
Диоксид углерода	CO_2	44,011	1,977	.1,529	–78,5	– 56,6	31,1	7,14	468
Кислород	O_2	32,000	1,429	1,105	–183,0	– 218,8	–118,3	4,90	430
Азот	N_2	28,013	1,250	0,967	–195,8	–210,0	–146,9	3,27	311
Атмосферный воздух	—	28,966	1,293	1,000	–191,0	–213,0	–140,7	3,65	335
Диоксид серы	SO_2	64,066	2,926	2,262	–10,0	–75,5	157,5	7,88	525
Сероводород	H_2S	34,082	1,536	1,188	–60,2	–87,7	100,4	9,00	349
Водяной пар	H_2O	18,02	0,833	0,644	100	—	374,1	21,66	324

Нормальные и стандартные условия. Для сравнения объемных количеств газа их приводят к нормальным и стандартным условиям. *Нормальными* считаются условия при температуре 0 °С (T_0 = = 273,15 К) и давлении p_0 = 760 мм рт. ст. (0,1 МПа).

Стандартными считаются условия при температуре 20 °С ($T_{ст}$ = = 293,15 К) и давлении $p_{ст}$ = 760 мм рт. ст. (0,1 МПа).

Приведение объема V газа к нормальным условиям (н. м³) производится по формуле

$$V_{пр} = V\frac{273{,}15p}{(273{,}15+T)p_0}, \tag{1.11}$$

к стандартным (ст. м³) —

$$V_{ст} = V\frac{273{,}15p}{(273{,}15+T)p_0}. \tag{1.12}$$

1.2. Молекулярно-кинетическая теория газов. Основные газовые законы

Молекулярно-кинетическая теория рассматривает газы как совокупность слабо взаимодействующих частиц (молекул или атомов), находящихся в непрерывном хаотическом (тепловом) движении, и позволяет сформулировать три основных положения:

- молекулы находятся в постоянном хаотическом движении;
- средняя скорость молекул пропорциональна квадратному корню из абсолютной температуры;
- средние значения кинетической энергии молекул разных газов, находящихся при одинаковой температуре, равны между собой.

Для идеального газа справедливы следующие *основные законы*, позволяющие определять его параметры при изменении состояния.

Закон Бойля—Мариотта. При постоянной температуре объем V данной массы газа обратно пропорционален его абсолютному давлению p:

$$pV = p_0V_0 = p_1V_1 = \text{const}, \tag{1.13}$$

где V_0, V_1, V — объемы газа соответственно при давлениях p_0, p_1, p.

Так как плотность газа ρ определяется отношением его массы m к занимаемому им объему V, то

$$\frac{\rho_0}{\rho_1} = \frac{p_0}{p_1}. \tag{1.14}$$

Следовательно, при постоянной температуре плотность газа прямо пропорциональна его давлению.

Закон Гей-Люссака. Объем заданной массы газа при постоянном давлении есть линейная функция от температуры.

Пусть давление газа постоянно (p = const), объем газа при температуре 0 °С равен V_0, а при температуре t — V. Прирост объема при повышении температуры на 1 °С отнесем к единице исходного объема и полученную величину назовем *коэффициентом термического объемного расширения* α. Тогда

$$V = V_0(1 + \alpha t). \tag{1.15}$$

Коэффициент $\alpha = 1/273 \approx 36 \cdot 10^{-3}$ °С$^{-1}$(К$^{-1}$) не зависит от давления и температуры. Он показывает, на какую часть объема, взятого при температуре 0 °С, увеличивается объем газа при нагревании на 1 °С при постоянном давлении. С учетом того, что $\alpha = 1/T_0$, а $t = T - T_0$,

$$\frac{V}{V_0} = \frac{T}{T_0}, \tag{1.16}$$

т.е. объемы газа при постоянном давлении относятся как абсолютные температуры. Из формулы (1.13) следует:

$$p = \frac{p_0}{273{,}15} T = p_0(1 + \alpha t). \tag{1.17}$$

Закон Клапейрона — Менделеева. Этот закон является объединенным законом, связывающим законы Бойля — Мариотта и Гей-Люссака:

$$pV = RT. \tag{1.18}$$

Уравнение (1.18) называется уравнением состояния для одного киломоля идеального газа. Величина R в уравнении (1.18) называется универсальной газовой постоянной и равна работе по изобарному расширению одного киломоля газа при его нагревании на 1 К: $R = 8{,}314$ кДж/(кмоль · К).

Закон Авогадро — Жерара. В одинаковых объемах газов при одних и тех же условиях (температурах и давлениях) содержится одинаковое число молекул. Грамм-молекула вещества (моль) занимает объем 22,414 л. Число молекул в 1 см^3 газа при нормальных условиях ($t = 0$ °С и $P_0 = 101{,}3$ кПа) равно $2{,}71 \cdot 10^{19}$.

Законы Дальтона. В данном объеме газа при постоянной температуре полное давление смеси газов, не взаимодействующих химически между собой, равняется сумме парциальных давлений ее компонентов (ингредиентов):

$$p = \sum p_i. \tag{1.19}$$

При данном давлении и постоянной температуре полный объем смеси газов, не взаимодействующих химически между собой, равняется сумме их парциальных объемов:

$$V = \sum V_i. \tag{1.20}$$

Закон Рауля. Газы растворяются в жидкости, образуя растворы. Растворение газа в жидкости будет происходить до тех пор, пока не наступит равновесное состояние (равновесие фаз), т.е. парциальное давление газа сравняется с парциальным давлением жидкости.

Парциальное давление p_i i-го компонента жидкой смеси равно упругости паров его в чистом виде p_i' при данной температуре, умноженной на мольную долю x_i данного компонента в жидкой фазе:

$$p_i = x_i p_i'. \tag{1.21}$$

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

$$p = \sum pi = \sum x_i p_i'. \tag{1.22}$$

Закон Рауля можно записать в следующем виде:

$$y_i p = x_i p_i' \tag{1.23}$$

где y_i — молекулярная концентрация i-го компонента в паровой фазе.

По составу жидкой смеси, т.е. зная x_i, можно определить состав пара, т.е. y_i, и наоборот, по составу паровой фазы можно определить состав жидкой фазы. Из равновесия фаз следует:

$$\frac{p_i'}{p} = \frac{y_i}{x_i}. \tag{1.24}$$

Отсюда получаем:

$$p_i' = k_i p_i; \tag{1.25}$$

$$y_i = k_i x_i, \tag{1.26}$$

где k_i — константа равновесия i-го компонента (эти константы зависят от температуры и давления и приводятся для различных компонентов на специальных графиках и в таблицах).

Закон Генри. При постоянной температуре концентрация x_i i-го газа, растворенного в жидкости, пропорциональна его давлению над раствором p_i':

$$x_i = k_i p_i', \tag{1.27}$$

где k_i — постоянная Генри, или коэффициент растворимости i-го газа.

Коэффициент растворимости представляет собой объем приведенного к нормальным условиям газа, растворенного в единице объема жидкости при том же давлении.

Отклонение реальных газов от идеальных. Реальные газы отличаются от идеальных. При нагревании и разрежении они стремятся

к состоянию идеальных газов. Это отклонение тем меньше, чем выше температура газа и чем ниже его давление. Наименьшее отклонение от идеального газа при нормальных условиях имеют водород, азот, кислород и другие газы, у которых низкая критическая температура. При повышении плотности газы перестают быть идеальными, так как среднее расстояние между молекулами оказывается сравнимым с радиусом межмолекулярного взаимодействия, и уравнение состояния (1.18) становится недействительным.

В уравнении состояния реальных газов должно быть учтено внутреннее давление, возникающее вследствие межмолекулярного взаимодействия и пропорциональное квадрату плотности газа. Это приводит к увеличению давления p. Кроме того, объем V должен быть уменьшен на величину собственного объема молекул, т.е. минимального объема, который могут занимать молекулы данной массы газа. Этот минимальный объем приблизительно в четыре раза больше реального объема молекул.

Различными исследователями были получены уравнения, учитывающие отклонение реальных газов от идеальных. Самым простейшим и наглядным из них является уравнение Ван-дер-Ваальса, учитывающее указанные ранее факторы:

$$\left(p + \frac{am^2}{V^2}\right)(V - bm) = mRT, \qquad (1.28)$$

где $\frac{am^2}{V^2}$ — внутреннее давление газа; bm — собственный объем молекул газа; a и b — постоянные Ван-дер-Ваальса, которые зависят от свойств газа и могут быть вычислены теоретически.

Уравнение (1.28) может быть представлено в обобщенном виде через приведенные параметры давления $p_{пр}$, объема $V_{пр}$ и температуры $T_{пр}$, одинаковые для любого газа:

$$\left(p_{пр} + \frac{3}{V_{пр}^2}\right)(3V_{пр} - 1) = 8T_{пр}. \qquad (1.29)$$

Часто отклонение реальных газов от идеальных учитывается коэффициентом сжимаемости

$$z = \frac{pV}{RT}. \qquad (1.30)$$

Коэффициент сжимаемости для нормальных условий

$$z_0 = 0{,}446\frac{M}{\rho_0}, \qquad (1.31)$$

где M — общая масса молекул; ρ_0 — плотность при нормальных условиях.

Коэффициент сжимаемости при любых условиях

$$z_i = z_0 pV\frac{T_0}{T}. \qquad (1.32)$$

Тогда уравнение состояния реального газа принимает вид

$$pV = z_n RT. \qquad (1.33)$$

Для метана при высоком давлении (более $350 \cdot 10^5$ Па) $z_n > 1$, при давлении от $1 \cdot 10^5$ до $350 \cdot 10^5$ Па z_i составляет 0,97...0,99.

1.3. Физические свойства газов

Важнейшими физическими свойствами газов являются молярная масса, плотность, вязкость и влажность. От свойств простых горючих и балластных газов, входящих в состав газового топлива, зависят его теплофизические свойства.

Молярная масса M, кг/кмоль, — это отношение массы вещества к его количеству. Молярная масса некоторых простых газов дана в табл. 1.1.

Плотность ρ, кг/м^3, — это масса газа, приходящаяся на 1 м^3 занимаемого им объема (рассмотрена в подразд.1.1).

Вязкость — это способность газа оказывать сопротивление взаимному перемещению частиц. В соответствии с кинетической теорией газов молекулы соседних слоев газа перемешиваются вследствие теплового движения частиц. Происходит перенос импульса от молекул быстро движущегося слоя к молекулам более медленно движущегося слоя. В результате постепенно выравниваются скорости движения в соседних слоях движущегося потока газа. Сила внутреннего трения, противодействующая движению частиц в слоях, движущихся с различными скоростями, может быть определена по закону Ньютона, согласно которому сила внутреннего трения, отнесенная к единице поверхности, пропорциональна градиенту скорости:

$$f = \mu\frac{\mathrm{d}w}{\mathrm{d}n}, \qquad (1.34)$$

где μ — коэффициент внутреннего трения; $\frac{\mathrm{d}w}{\mathrm{d}n}$ — градиент скорости в направлении, перпендикулярном к плоскости соприкосновения слоев ($\mathrm{d}w$ — изменение скорости на бесконечно малом расстоянии $\mathrm{d}n$, перпендикулярном к плоскости соприкосновения слоев).

В общем случае, если отнести силу внутреннего трения к произвольной поверхности соприкосновения слоев:

$$F = fS = \mu S\frac{\mathrm{d}w}{\mathrm{d}n}, \qquad (1.35)$$

где S — площадь поверхности параллельно перемещающихся слоев.

СПГ
БИБЛИОТЕКА

При $\frac{dw}{dn} = 1$ $f = \mu$. Коэффициент μ представляет собой силу трения, приходящуюся на единицу поверхности соприкосновения двух соседних слоев, движущихся друг относительно друга, при условии, что на единицу длины нормали к поверхности соприкосновения скорость движения изменяется на единицу. Коэффициент внутреннего трения μ называется *абсолютной*, или *динамической*, вязкостью, измеряется в паскаль-секундах (Па · с). В технических расчетах чаще применяют производную величину — *кинематическую вязкость*, м^2/с,

$$\nu = \mu\rho, \qquad (1.36)$$

где ρ — плотность газа.

Вязкость газа зависит от средней скорости теплового движения молекул и растет с увеличением температуры. Зависимость вязкости газа от температуры определяется формулой Сутерленда:

$$\mu = \mu_0 \frac{T_0 + C}{T + C}\left(\frac{T}{T_0}\right)^{3/2}, \qquad (1.37)$$

где μ_0 — абсолютная вязкость при температуре 0 °С; C — эмпирический безразмерный коэффициент.

Для смеси газов

$$\mu = \frac{100}{\sum \frac{m_i}{\mu_i}}, \qquad (1.38)$$

где m_i — массовая доля i-го компонента в смеси, %; μ_i — динамическая вязкость i-го компонента.

Значения динамической и кинематической вязкости, а также эмпирического коэффициента C, входящего в формулу Сутерленда, для воздуха и углеводородных газов приведены в табл. 1.2.

Вязкость может быть определена лишь в условиях ламинарного течения газа. В условиях турбулентного движения вязкость перестает быть физической константой. В этом случае оперируют понятиями о турбулентном сопротивлении.

Влажность, г/м^3, г/кг, %, — содержание в газе водяного пара.

Насыщение газа водяными парами может быть только до определенного предела, который зависит от температуры и давления. Температура, при которой газ, находящийся под определенным давлением, насыщен до предела водяными парами, называется *точкой росы*. Охлаждение от этой точки приводит к конденсации водяных паров.

Одной из качественных характеристик влажности газа является *парциальное давление*, или упругость водяных паров, т.е. давление водяных паров при условии, что им предоставлен весь объем, занятый влажным газом.

Таблица 1.2

Значения вязкости некоторых газов при температуре 0 °С и давлении 101,3 кПа

Газ	μ, Па · с · 10^{-6}	ν, (м^2/с) · 10^{-6}	Коэффициент C в формуле Сутерленда
Водород	8,35	93,8	83
Оксид углерода	16,93	13,55	102
Метан	10,55	14,71	198
Этан	8,77	6,65	287
Пропан	7,65	3,82	324
Бутан	6,97	2,55	349
Пропилен	7,82	4,11	322
Бутилен	7,78	3,12	329
Диоксид углерода	14,09	7,10	355
Кислород	19,58	13,73	138
Азот	16,93	13,55	107
Атмосферный воздух	17,53	13,56	122
Сероводород	11,82	7,68	331
Водяной пар при температуре 100 °С	8,7	14,80	673

Различают абсолютную, удельную и относительную влажность газа.

Абсолютной влажностью (*влагосодержанием*) газа называется количество или масса водяных паров, содержащихся в единице объема газа. Единица измерения абсолютной влажности — г/м^3.

Удельной влажностью газа называется количество или масса водяного пара, приходящаяся на единицу массы влажного газа. Единица измерения удельной влажности — г/кг.

Относительной влажностью газа (степенью насыщения газа водяными парами) называется отношение абсолютной влажности газа к максимально возможной влажности при заданных температуре и давлении. Относительную влажность газа φ выражают в процентах и определяют как отношение парциального давления содержащегося в газе водяного пара p к давлению насыщенного водяного пара P при той же температуре:

$$\varphi = \frac{p}{P}. \qquad (1.39)$$

Значения парциального давления водяного пара и влагосодержания воздуха в состоянии насыщения приведены в табл. 1.3. Таблица может быть использована для любых газов при давлении, близком к атмосферному.

Влажность газа W, кг, при различных давлениях на 1 кг сухого газа, можно определить по формуле

$$W = \frac{R_r}{R_n} \frac{\varphi p_n}{p - p_n}, \qquad (1.40)$$

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

При давлении газа p, значительно превышающем парциальное давление водяного пара:

$$W = \frac{R_r}{R_n} \frac{p_n}{p} \varphi. \qquad (1.41)$$

Пересчет объема влажного газа $V_в$ на объем сухого газа V при нормальных условиях производится по формуле

$$V = V_в \frac{273{,}15(p_0 + p_r + p_n)}{(273{,}15 + t)101{,}3}, \qquad (1.42)$$

где p_0 — атмосферное (барометрическое) давление; p_r — избыточное давление газа; p_n — парциальное давление (упругость) водяного пара в газе (содержание и упругость водяных паров в газах приводятся в специальных таблицах, а также определяются по графикам зависимости от давления и температуры).

Насыщенные пары углеводородных газов при данных температуре и давлении находятся в *точке росы*. При постоянном давлении и уменьшении температуры часть паров конденсируется. Изменение давления при постоянной температуре приводит к смещению равновесия точки росы, но состояние насыщенности паров сохраняется.

Точка росы имеет важное значение в двухфазных системах (пример таких систем — сжиженные газы, представляющие собой пропан-бутановые смеси). Для предотвращения конденсатообразования при естественном испарении в различных климатических зонах и в различные периоды года необходимо применять сжиженные газы с различным соотношением пропана и бутана. Точки росы для смесей пропана и *н*-бутана при давлении 3 кПа:

Пропан, %	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10	0
н-бутан, %	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Точка росы, °С	–42	–32	–26	–2	–17	–13	–10	–8	–5	–2	0

Таблица 1.3

Парциальное давление водяных паров и влагосодержание в состоянии насыщения

Температура, °С	Упругость водяных паров, кПа	Содержание водяных паров, г/м³	Температура, °С	Упругость водяных паров, кПа	Содержание водяных паров, г/м³	Температура, °С	Упругость водяных паров, кПа	Содержание водяных паров, г/м³
–30	0,037	0,33	–2	0,517	4,13	26	3,360	24,4
–28	0,046	0,41	0	0,611	4,84	28	3,771	27,2
–26	0,057	0,51	2	0,705	5,60	30	4,241	30,3
–24	0,069	0,60	4	0,813	6,40	32	4,753	33,9
–22	0,085	0,73	6	0,934	7,3	34	5,318	37,6
–20	0,103	0,88	8	1,072	8,3	36	5,940	41,8
–18	0,125	1,05	10	1,227	9,4	38	6,624	46,3
–16	0,150	1,27	12	1,401	10,7	40	7,375	51,2
–14	0,181	1,51	14	1,597	12,1	50	12,33	83,0
–12	0,217	1,80	16	1,817	13,6	60	19,92	130
–10	0,260	2,14	18	2,062	15,4	70	31,17	198
–8	0,309	2,54	20	2,337	17,3	80	47,36	293
–6	0,368	2,99	22	2,642	19,4	90	70,11	424
–4	0,437	3,51	24	2,982	21,8	100	101,33	598

Точка росы для углеводородных газов, представляющих собой смеси простых газов, зависит от их состава и давления. В точке росы должно выполняться соотношение

$$\frac{1}{p} = \sum \frac{x_i}{p_i}, \qquad (1.43)$$

где p — общее давление смеси; x_i и p_i — соответственно мольная доля и парциальное давление i-го компонента газовой смеси.

Точку росы из-за сложности ее расчета обычно определяют по специальным номограммам.

Для определения точки росы можно использовать также специально разработанные графики зависимости точки росы различных смесей от давления и объемной доли компонентов, которые приводятся в справочной литературе. При относительной влажности $\varphi > 0{,}6$ углеводороды с водой образуют *кристаллогидраты*, представляющие собой белые кристаллические тела, похожие на снег или лед. Они приводят к закупорке газопроводов, клапанов регуляторов давления, запорной арматуры. Метан с водой образует гидрат $CH_4 \cdot H_2O$, этан — $C_2H_6 \cdot 8H_2O$, пропан — $C_3H_8 \cdot 18H_2O$. Гидраты образуются при температуре, значительно превышающей температуру образования льда. Максимальная температура, выше которой ни при каком повышении давления нельзя вызвать гидратообразование газов, называется *критической температурой гидратообразования*. Для метана она составляет 21,5 °С, этана — 14,5 °С, пропана — 5,5 °С.

Таблица 1.4

Условия образования гидратов

Этан		Пропан	
Температура, °С	Давление, МПа	Температура, °С	Давление, МПа
–9,5	0,32	–11,9	0,1
–6,7	0,36	–9	0,12
–3,9	0,41	–6,3	0,13
–1,1	0,46	–5,6	0,14
0,6	0,51	–3,3	0,16
1,7	0,58	–1,0	0,17
10,8	1,7	1,7	0,24
13	2,7	2,3	0,27
14,5	3,4	3,3	0,34
—	—	4,4	0,41
—	—	5,5	0,48

Условия образования гидратов этана и пропана приведены в табл. 1.4.

Чем тяжелее углеводородный газ, тем скорее он образует гидрат при наличии влаги.

Для предотвращения образования кристаллогидратов необходимо снижать влажность газов до $\varphi < 0{,}6$ при самой низкой расчетной температуре в газопроводе.

Образовавшиеся гидраты можно разложить подогревом газа, снижением его давления и вводом веществ, уменьшающих упругость водяных паров и понижающих точку росы газа. Одним из таких веществ является метанол (метиловый спирт), который надо вводить в количестве 0,26 кг на 1 000 кг газа.

1.4. Тепловые свойства газов

Тепловые свойства газов определяются их теплоемкостью, теплопроводностью, теплосодержанием и теплотой сгорания.

Теплоемкостью газа называется его способность при нагревании поглощать теплоту. Теплоемкость газа c можно выразить отношением подведенного к газу количества теплоты $\mathrm{d}Q$ к изменению температуры $\mathrm{d}T$:

$$c = \frac{\mathrm{d}Q}{\mathrm{d}T}. \qquad (1.44)$$

Теплоемкость газа представляет собой количество теплоты, необходимое для нагрева газа на 1 К. Единица измерения теплоемкости — Дж/К. Если теплоемкость отнести к количеству газа, то получим удельную теплоемкость.

Удельной теплоемкостью называется отношение подведенного к газу количества теплоты к произведению единицы количества газа и изменения его температуры.

В зависимости от того, что принимается за единицу количества газа, удельная теплоемкость называется *массовой* c_m, Дж/(кг · К); *молярной* c_M, Дж/(моль · К); *объемной* c_V, Дж/(м^3 · К). Указанные теплоемкости связаны друг с другом следующими соотношениями:

$$c_m = \frac{c_M}{M}; \quad c_V = \frac{c_M}{V_M}; \quad c_M = c_m M = c_V V_M, \qquad (1.45)$$

где M — молярная масса, кг/моль; V_M — молярный объем, м^3/моль (для идеального газа при стандартных условиях $V_M \approx 22{,}4 \cdot 10^{-3}$ м^3/моль).

Удельная теплоемкость зависит от температуры. Различают удельные теплоемкости при постоянном объеме c_V и постоянном давлении c_p.

Из термодинамики известно, что в случае нагревания газа при постоянном объеме теплота расходуется на увеличение только внутренней энергии. При нагревании газа при постоянном давлении теплота расходуется также и на работу расширения. Следовательно, $c_p > c_V$. Для идеального газа работа расширения равна универсальной газовой постоянной R и справедливо уравнение

$$c_p - c_V = R. \qquad (1.46)$$

Отношение удельной теплоемкости при постоянном давлении к удельной теплоемкости при постоянном объеме называется *показателем адиабаты*:

$$K = \frac{c_p}{c_V}. \qquad (1.47)$$

Массовая и объемная теплоемкости с повышением температуры возрастают, а с увеличением молекулярной массы уменьшаются. Показатель адиабаты с повышением температуры и увеличением молекулярной массы уменьшается. Для идеального газа он примерно равен 1,667, для двухатомных газов — 1,41, для трехатомных — 1,34.

Различают истинную c и среднюю c' теплоемкости. *Истинной* теплоемкостью называется количество теплоты, необходимое для изменения температуры единицы количества газа на 1 К при данных p и T или V и T.

Средняя теплоемкость — это количество теплоты, необходимое для изменения температуры единицы количества газа на 1 К в заданном интервале температур, т.е. от T_1 до T. Среднюю объемную теплоемкость при постоянном давлении газа можно определить по средним теплоемкостям компонентов и их объемным долям:

$$c'_p = 0{,}01(c'_{H_2} \cdot H_2 + c'_{CO} \cdot CO + c'_{CH_4} \cdot CH_4 + ... + c'_{N_2} \cdot N_2), \quad (1.48)$$

где $c'_{H_2}, c'_{CO}, c'_{CH_4}, ..., c'_{N_2}$ — средние объемные теплоемкости указанных в индексах компонентов; H_2, CO, CH_4, ..., N_2 — объемные доли компонентов, %.

Теплоемкости реальных газов отличаются от теплоемкости идеального. Для реальных газов

$$c_p = c_{p0} + \Delta c_p, \qquad (1.49)$$

где c_{p0} — теплоемкость газа, приведенного к идеальному состоянию (давление в пределе равно нулю); Δc_p — корректирующее слагаемое, зависящее от приведенных давления $p_{пр}$ и температуры $T_{пр}$.

Корректирующее слагаемое определяется по формуле

$$\Delta c_p = \frac{81 \cdot 1{,}986 T_{пр}^3}{32 M p_{пр} T^3}, \qquad (1.50)$$

где M — молярная масса; T — температура газа.

Таблица 1.5

Средняя объемная теплоемкость при постоянном давлении, кДж/(м³ · К), горючих газов в интервале температур от 0 до t °С

Температура t, °С	CO	H_2	H_2S	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}
0	1,299	1,277	1,513	1,544	1,792	2,227	3,039	4,128	5,129
100	1,302	1,292	1,543	1,653	2,031	2,525	3,450	4,517	5,837
200	1,307	1,297	1,574	1,765	2,257	2,800	3,860	5,255	6,515
300	1,317	1,300	1,608	1,890	2,466	3,077	4,271	5,774	7,135
400	1,329	1,302	1,644	2,019	2,658	3,333	4,681	6,268	7,742
500	1,343	1,305	1,682	2,144	2,839	3,571	5,095	6,691	8,257
600	1,357	1,308	1,719	2,264	3,006	3,793	5,431	7,114	8,784
700	1,372	1,312	1,756	2,381	3,157	4,003	5,724	7,486	9,232
800	1,386	1,317	1,793	2,490	3,291	4,199	5,987	7,808	9,626
900	1,399	1,323	1,827	2,591	3,412	4,379	6,230	8,114	9,990
1 000	1,413	1,329	1,861	2,690	3,517	4,543	6,460	8,403	10,35

Значения средней объемной теплоемкости горючих газов и продуктов сгорания приведены в табл. 1.5 и 1.6.

Теплопроводность газа — это его способность проводить теплоту, т.е. осуществлять молекулярный перенос энергии. Молекулы участков газа, где температура выше, обладают большей энергией и передают ее соседним молекулам, обладающим меньшей энергией. Это приводит к выравниванию разности температур ΔT.

Теплопроводность называется *стационарной*, если вызывающая ее разность температур ΔT сохраняется неизменной.

Теплопроводность, или молекулярный перенос энергии, характеризуется *коэффициентом теплопроводности* λ, который показывает, какое количество теплоты передается в единицу времени через единицу поверхности, нормальной к направлению теплового потока, при изменении температуры на 1 К на единицу длины

$$\lambda = \frac{Q\delta}{F\Delta\tau(T_1 - T_2)}, \qquad (1.51)$$

где Q — количество теплоты, проходящей через слой газа толщиной δ за время $\Delta\tau$; T_1, T_2 — температуры стенок, ограничивающих слой.

Единица измерения коэффициента теплопроводности — Вт/(м · К). С повышением температуры теплопроводность газов увеличивается.

Таблица 1.6

Средняя объемная теплоемкость при постоянном давлении, кДж/(м³·К), продуктов сгорания и воздуха в интервале температур от 0 до t °С

Температура t, °С	CO_2	N_2	O_2	H_2O	Сухой воздух	Влажный воздух
0	1,603	1,295	1,306	1,494	1,297	1,319
100	1,704	1,296	1,317	1,505	1,300	1,324
200	1,791	1,299	1,335	1,521	1,307	1,332
300	1,867	1,308	1,356	1,541	1,316	1,342
400	1,934	1,316	1,377	1,564	1,328	1,355
500	1,993	1,328	1,398	1,588	1,341	1,368
600	2,046	1,340	1,417	1,614	1,355	1,383
700	2,094	1,354	1,434	1,639	1,369	1,397
800	2,136	1,367	1,450	1,666	1,383	1,411
900	2,175	1,379	1,465	1,693	1,396	1,425
1 000	2,209	1,392	1,478	1,721	1,408	1,437
1 100	2,241	1,403	1,489	1,748	1,420	1,450
1 200	2,269	1,414	1,501	1,774	1,431	1,461
1 300	2,296	1,425	1,511	1,800	1,443	1,472
1 400	2,320	1,435	1,521	1,826	1,453	1,483
1 500	2,342	1,444	1,530	1,851	1,462	1,493
1 600	2,356	1,453	1,538	1,876	1,471	1,502
1 700	3,374	1,461	1,546	1,890	1,479	1,510
1 800	2,392	1,469	1,554	1,921	1,487	1,518
1 900	2,407	1,476	1,562	1,942	1,494	1,526
2 000	2,422	1,483	1,569	1,963	1,501	1,533
2 100	2,436	1,489	1,576	1,982	1,507	1,540
2 200	2,448	1,495	1,583	2,001	1,514	1,546
2 300	2,460	1,501	1,590	2,019	1,519	1,553
2 400	2,471	1,506	1,596	2,036	1,526	1,559
2 500	2,481	1,511	1,603	2,053	1,534	1,564

Коэффициент теплопроводности может быть определен по формуле Сутерленда:

$$\lambda = \lambda_0 \frac{273{,}15 + C}{T + C}\left(\frac{T}{273{,}15}\right)^{2/3}, \qquad (1.52)$$

где λ_0 — коэффициент теплопроводности при температуре $T_0 = 273{,}15$ К; C — эмпирический коэффициент, который имеет те же значения, что и в формуле (1.37) для вязкости газов (см. табл. 1.2). Значения коэффициента теплопроводности различных газов даны в табл. 1.7.

Теплопроводность газов при одной и той же температуре изменяется обратно пропорционально давлению:

$$\frac{\lambda_1}{\lambda_2} = \frac{p_2}{p_1}, \qquad (1.53)$$

где λ_1, λ_2 — коэффициенты теплопроводности при давлениях p_1 и p_2.

Средний коэффициент теплопроводности газов определяется, согласно Брокау, с погрешностью до 2,5 % по формуле

$$\lambda = \frac{\lambda' - \lambda''}{2}, \qquad (1.54)$$

где λ' и λ'' — средние коэффициенты теплопроводности.

Коэффициенты λ' и λ'' определяются по правилам сложения:

$$\lambda' = \sum m_i \lambda_i; \quad \frac{1}{\lambda''} = \sum \frac{m_i}{\lambda_i}, \qquad (1.55)$$

где λ_i и m_i — соответственно коэффициент теплопроводности i-го компонента и его мольная доля.

Теплосодержанием газа называется количество теплоты, которым он обладает при данной температуре T:

$$Q_T = c_m m T, \qquad (1.56)$$

где c_m — удельная массовая теплоемкость, Дж/(кг · К); m — масса газа, кг; T — температура газа, К.

Единица измерения теплосодержания — Дж.

По теплосодержанию компонентов смеси можно определить ее температуру. Если не идет химическая реакция, то сумма теплосодержаний отдельных компонентов до их смешивания должна равняться общему теплосодержанию смеси:

$$\sum V_i c_i T_i = \sum V_i c_{i\text{ср}} T; \quad T = \frac{\sum V_i c_i T_i}{\sum V_i c_{i\text{ср}} T}, \qquad (1.57)$$

где V_i — объем i-го компонента; T, T_i — соответственно температура смеси и i-го компонента; $c_{i\text{ср}}$ — средняя удельная теплоемкость в температурном интервале от 0 до T.

Считая $c_{i\text{ср}} = c_i$, находят T, затем уточняют $c_{i\text{ср}}$ и определяют T.

Таблица 1.7

Значение коэффициента теплопроводности газов, Вт/(м · К)

Газ	Давление, МПа	Температура, °С								
		0	100	200	300	400	500	600	800	1 000
Водород	0,1	169	214	256	290	332	368	403	477	557
	50,0	210	246	282	313	345	380	413	486	567
Оксид углерода	0,1	23,3	30,1	36,5	42,6	48,5	54,1	59,1	70,1	80,6
Метан	0,1	30,4	45,0	62,0	80,1	99,2	—	—	—	—
	5,0	35,4	48,2	64,5	82,1	—	—	—	—	—
	10,0	43,8	52,0	67,1	84,0	—	—	—	—	—
Этан	0,1	18,8	31,7	47,7	65,9	85,5	108	133	—	—
Пропан	0,1	15,2	27,4	41,7	57,9	76,0	95,8	—	—	—
Бутан	0,1	13,3	23,5	36,5	51,9	69,8	90,2	113	—	—
Пропилен	0,1	14,0	25,6	38,9	53,7	—	—	—	—	—
Диоксид углерода	0,1	14,7	22,2	30,2	38,5	46,1	53,3	60,0	72,7	84,6
Кислород	0,1	24,4	29,8	38,6	45,6	51,3	57,4	63,4	74,5	85,7
	10,0	31,6	36,3	42,2	47,8	53,7	59,7	64,9	75,2	86,5
	30,0	51,9	48,3	51,3	55,1	59,3	64,1	69,1	78,4	88,6
Азот	0,1	23,9	30,9	37,2	43,0	48,4	53,5	58,4	68,6	79,6
	20,0	34,0	39,4	43,3	48,1	52,4	56,6	61,6	70,7	81,5
	50,0	61,3	54,5	54,7	56,2	59,1	62,9	66,9	74,5	84,3
Водяной пар	—	—	23,72	—	—	—	—	—	—	—

Теплосодержание единицы массы или объема при данной температуре или в определенном интервале температур называется *энтальпией.*

Энтальпия насыщенного газа представляет собой количество теплоты, Дж, необходимое для повышения температуры 1 кг газа от абсолютного нуля до данной температуры T. Она является функцией температуры и давления. Для идеального газа энтальпия

$$I_T = U_T + ART, \qquad (1.58)$$

где U_T — внутренняя энергия; A — тепловой эквивалент работы, $A = 1/101{,}7$ кДж/(кг · м); R — газовая постоянная.

В технических расчетах необходимо знать изменение энтальпии ΔI, а не ее абсолютное значение, так как начало отсчета температуры (0 K или 0 °C) не имеет значения для конечного результата. Изменение энтальпии равно произведению средней теплоемкости при постоянном давлении на разность температур газа:

$$\Delta I = c_{pm}(T_2 - T_1) = c_{pm}(t_2 - t_1), \qquad (1.59)$$

где c_{pm} — средняя удельная массовая теплоемкость при постоянном давлении в интервале температур от t_1 до t_2.

Энтальпию реального газа (пара) можно рассматривать как сумму энтальпии идеального газа $I_{ид}$ и соответствующего корректирующего слагаемого $\Delta I_к$:

$$I = I_{ид} + \Delta I_к. \qquad (1.60)$$

Корректирующее слагаемое может быть определено по соответствующему графику зависимости энтальпии газов от приведенных температуры и давления. В пределах указанных давлений и температур возможна линейная интерполяция значений.

Энтальпии воздуха и газов при различных температурах и постоянном давлении 101,3 кПа приведены в табл. 1.8.

Теплота сгорания — это тепловой эффект, который дает газ в виде количества теплоты, выделяющейся при полном сжигании единицы количества газа при нормальных условиях.

Различают высшую и низшую теплоту сгорания.

Высшей теплотой сгорания газа $Q_в$ называется количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании 1 м^3 газа при условии конденсации водяных паров в продуктах сгорания, образующихся при горении.

Низшей теплотой сгорания газа $Q_н$ называется количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании 1 м^3 газа при отсутствии конденсации водяных паров в продуктах сгорания.

Зависимость между высшей и низшей теплотой сгорания:

$$Q_в - Q_н = G_{H_2O}\lambda_п, \qquad (1.61)$$

где G_{H_2O} — содержание влаги в продуктах сгорания, кг/кг; $\lambda_п$ — теплота парообразования, условно принимаемая 2,51 МДж/кг.

Теплота сгорания у различных газов разная. Она определяется химическим составом их компонентов.

Температура уходящих газов, отводимых из топливоиспользующих установок, превышает 100 °C, следовательно, конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания, не происходит, поэтому теплотехнические расчеты обычно выполняют на основе низшей теплоты сгорания. Однако в некоторых странах (в США, Великобритании) теплотехнические расчеты выполняют на основе высшей теплоты сгорания $Q_в^р$. Поэтому при сопоставлении данных эксплуатации котлов и печей, выполненных на ос-

Таблица 1.8

Значения энтальпии, кДж/м³, воздуха и газов при различных температурах и постоянном давлении 101,3 кПа

Температура, К (°С)	CO_2	N_2	O_2	H_2O	Сухой воздух	CO	H_2	H_2S	CH_4
373 (100)	172,00	130,13	131,93	150,18	130,51	130,21	128,96	145,08	165,39
473 (200)	361,67	260,60	267,38	303,47	261,94	262,10	259,59	314,86	353,38
573 (300)	564,24	392,41	407,48	461,36	395,42	395,67	390,65	482,34	567,75
673 (400)	777,44	526,89	551,85	623,69	532,08	632,58	520,86	658,19	808,93
773 (500)	1 001,78	664,58	700,17	791,55	672,01	672,01	653,17	841,59	984,78
873 (600)	1 236,76	805,06	851,64	964,68	814,96	816,46	786,41	1 032,51	1 071,84
973 (700)	1 475,41	940,36	1 005,24	1 143,64	960,75	961,33	920,30	1 230,98	1 667,68
1 073 (800)	1 718,95	1 094,65	1 162,32	1 328,11	1 109,05	1 112,06	1 055,12	1 436,98	1 996,36
1 173 (900)	1 972,43	1 243,55	1 319,67	1 517,87	1 259,36	1 262,38	1 190,78	1 646,75	2 336,35
1 273 (1 000)	2 226,75	1 393,00	1 480,11	1 713,32	1 411,86	1 415,20	1 327,28	1 863,21	2 696,43
1 373 (1 100)	2 485,34	1 546,14	1 641,02	1 913,67	1 565,94	1 570,54	1 469,22	2 081,77	3 062,79
1 473 (1 200)	2 746,44	1 699,76	1 802,76	2 118,78	1 721,36	1 728,39	1 612,83	2 306,20	3 446,74
1 573 (1 300)	3 010,58	1 857,74	1 966,05	2 328,01	1 879,27	1 883,31	1 758,12	2 531,04	—
1 673 (1 400)	3 276,75	2 012,36	2 129,93	2 540,25	2 036,87	2 045,76	1 905,08	2 760,91	—
1 773 (1 500)	3 545,34	2 170,55	2 296,78	2 758,39	2 196,19	2 200,26	2 011,85	2 995,80	—
1 873 (1 600)	3 815,86	2 328,65	2 463,97	2 979,13	2 356,68	2 364,82	2 204,04	—	—
1 973 (1 700)	4 087,10	2 486,28	2 632,09	3 203,05	2 517,60	2 526,85	2 356,02	—	—
2 073 (1 800)	4 360,67	2 646,74	2 800,48	3 429,90	2 680,01	2 690,56	2 509,69	—	—
2 173 (1 900)	4 634,76	2 808,22	2 971,30	3 657,85	2 841,43	2 848,00	2 657,07	—	—
2 273 (2 000)	4 910,51	2 970,25	3 142,76	3 889,72	3 006,26	3014,64	2 813,66	—	—
2 373 (2 100)	5 146,39	3 131,96	3 314,85	4 121,79	3 169,77	3 174,16	2 971,93	—	—
2 473 (2 200)	5 464,20	3 295,84	3 487,44	4 358,73	3 338,21	3 343,73	3 131,88	—	—
2 573 (2 300)	5 746,39	3 457,20	3 662,33	4 485,34	3 500,54	3 505,36	3 293,49	—	—
2 673 (2 400)	6 023,25	3 620,58	3 837,64	4 724,37	3 665,80	3 666,82	3 456,79	—	—
2 773 (2 500)	6 303,53	3 786,09	4 014,29	5 076,74	3 835,29	3 840,58	3 620,76	—	—

нове низшей и высшей теплоты сгорания, необходимо производить соответствующий перерасчет $Q_н^р$ и $Q_в^р$, МДж/кг, по формуле

$$Q_н^р = Q_в^р - 0{,}0251(W^р + 9H^р), \qquad (1.62)$$

где $W^р$ — влажность рабочей массы газа; $H^р$ — содержание водорода в рабочей массе газа.

Теплоту сгорания природного газа определяют по ГОСТ 5542—87. Теплоту сгорания сухих горючих газов, представляющих собой смеси простых газов, вычисляют по объемному составу x_i и теплоте сгорания Q_i их компонентов:

$$Q^с = \sum Q_i x_i. \qquad (1.63)$$

Значения теплоты сгорания некоторых простых газов приведены в табл. 1.9.

Высшую и низшую теплоту сгорания сухих газов, МДж/м³, с достаточной степенью точности определяют по их элементарному составу, выраженному в процентах по объему:

$$Q_в^с = 0{,}126CO + 0{,}128H_2 + 0{,}258H_2S + 0{,}398CH_4 + 0{,}695C_2H_6 + \\ + 0{,}640C_2H_4 + 0{,}992C_3H_8 + 0{,}994C_3H_6 + 0{,}900C_mH_n; \qquad (1.64)$$

$$Q_н^с = 0{,}126CO + 0{,}108H_2 + 0{,}238H_2S + 0{,}358CH_4 + 0{,}636C_2H_6 + \\ + 0{,}600C_2H_4 + 0{,}910C_3H_8 + 0{,}882C_3H_6 + 0{,}880C_mH_n. \qquad (1.65)$$

При неизвестном компонентном составе газа допускается определять высшую и низшую теплоту сгорания по формулам:

$$Q_в^с = 92{,}453(0{,}51447\rho_с + 0{,}05603 - 0{,}6589x_а - x_у); \qquad (1.66)$$

$$Q_н^с = 85{,}453(0{,}52190\rho_с + 0{,}04242 - 0{,}65197x_а - x_у), \qquad (1.67)$$

где $\rho_с$ — плотность газа при стандартных условиях; $x_а$, $x_у$ — мольные доли азота и диоксида углерода.

Условное топливо. Расход топлива для тепловых устройств определенной производительности зависит от его теплоты сгорания, которая для различных топлив изменяется в широких пределах.

Для сравнения по энергетической ценности и эффективности использования различных сортов и видов топлива вводится понятие *условное топливо*. В качестве единицы условного топлива принимается 1 кг топлива с теплотой сгорания $Q_{усл}$ = 29,33 МДж/кг.

Пересчет расхода B данного топлива на расход $B_{усл}$ (условного топлива) производится по формуле

$$B_{усл} = B\frac{Q_н^р}{Q_{усл}} = \frac{Q_н^р}{29{,}33}B = ЭB, \qquad (1.68)$$

где $Э = \dfrac{Q_н^р}{29{,}33}$ — калорийный (тепловой) эквивалент.

Таблица 1.9

Технические характеристики некоторых простых газов

Газ	Теплота сгорания, МДж/м³		Теоретический объем воздуха, необходимый для сгорания газа, м³/м³		Объем продуктов сгорания газа, м³/м³		Максимальное содержание CO_2 при сжигании газа в воздухе, %
	высшая	низшая	кислорода	воздуха	сухих	влажных	
Водород	12,75	10,79	0,5	2,38	1,88	2,88	0
Оксид углерода	12,64	12,64	0,5	2,38	2,88	2,88	34,72
Метан	39,82	35,88	2,0	9,52	8,52	10,52	11,74
Этан	70,31	64,36	3,5	16,66	15,16	18,16	13,19
Пропан	101,1	93,18	5,0	23,80	21,80	25,80	13,76
Бутан	133,8	123,57	6,5	30,94	28,44	33,44	14,06
Этилен	63,43	59,50	3,0	14,28	13,28	15,28	15,06
Пропилен	93,75	87,72	4,5	21,42	19,92	22,92	15,06
Бутилен	123,5	115,6	6,0	28,56	26,56	30,56	15,06

Значения Э принимают для нефти 1,4, кокса 0,93, торфа 0,4, природного газа 1,2.

Приведенные характеристики. Абсолютное содержание влаги и золы не является достаточной мерой энергетической ценности топлива, так как различные виды топлива при одинаковом содержании золы и влаги могут иметь различную теплоту сгорания. Более полными характеристиками, отражающими содержание влаги и золы в топливе, являются его приведенные характеристики, т.е. отнесенные к единице низшей теплоты сгорания рабочей массы топлива. К таким характеристикам относятся:

приведенная влажность

$$W^{п} = \frac{W^{р}}{Q^{р}_{н}}; \qquad (1.69)$$

приведенная зольность

$$A^{п} = \frac{A^{р}}{Q^{р}_{н}}; \qquad (1.70)$$

приведенная серность

$$S^{п} = \frac{S^{р}}{Q^{р}_{н}}. \qquad (1.71)$$

Приведенные характеристики топлива $W^{п}$, $A^{п}$, $S^{п}$ показывают, сколько на единицу теплоты сгорания приходится соответственно влаги, золы и серы в % рабочей массы топлива.

1.5. Требования к качеству природного газа для коммунально-бытового потребления

В качестве топлива используют природный газ, добываемый из газовых месторождений; попутный газ, получаемый при разработке нефтяных месторождений; сжиженные углеводородные газы, получаемые при переработке попутных газов нефтяных месторождений, и газы, добываемые из газоконденсатных месторождений.

Природные газы однородны по составу и состоят в основном из метана. Попутные газы нефтяных месторождений содержат также этан, пропан и бутан. Сжиженные газы являются смесью пропана и бутана, а газы, получаемые на нефтеперерабатывающих заводах при термической переработке нефти, кроме пропана и бутана содержат этилен, пропилен и бутилен.

Кроме горючих компонентов в природных газах содержатся сероводород, кислород, азот, диоксид углерода, пары воды и механические примеси.

Нормальная работа газовых приборов зависит от постоянства состава газа и вредных примесей, содержащихся в нем. Приведем физико-химические показатели природных топливных газов, используемых для коммунально-бытовых целей:

Число Воббе, кДж/м³ ..... 39 400 ... 52 000

Допустимые отклонения числа Воббе от номинального значения, %, не более ..... ±5

Масса меркаптановой серы в 1 м³, г, не более 0,02

Масса механических примесей в 1 м³, г, не более 0,001

Объемная доля кислорода, %, не более 1

Интенсивность запаха при объемной доле 1 % газов в воздухе, баллы, не менее 3

Согласно ГОСТ 5542—87* горючие свойства природных газов характеризуются числом Воббе, которое представляет собой отношение теплоты сгорания к корню квадратному из относительной (по воздуху) плотности газа:

$$Wo = \frac{Q}{\sqrt{\rho_{отн}}}. \qquad (1.72)$$

Так как пределы колебания числа Воббе широки, ГОСТ 5542—87* требует устанавливать для газораспределительных систем номинальное значение его с отклонением не более ±5 %.

Попутные газы, особенно получаемые при разработке нефтяных месторождений, содержат не только легкие и тяжелые углеводороды, но и инертные газы, неучтение концентрации которых приводит к нарушению устойчивости пламени газовых горелок, уменьшению диапазона их регулирования, снижению полноты сгорания газового топлива и повышению содержания вредных компонентов в продуктах сгорания.

Характеристики компонентов сухого природного газа приведены в табл. 1.1 и 1.9 (ГОСТ 22667—82*).

1.6. Природные газы

Для газоснабжения городов и населенных пунктов широко применяются природные газы. Они представляют собой смесь различных углеводородов C_mH_n метанового ряда. Содержание водорода, оксида углерода, кислорода, азота и диоксида углерода небольшое или вообще отсутствует.

Природный газ будет составлять основу топливно-энергетического комплекса России в XXI в. В природных условиях он находится в свободном или растворенном состоянии.

Природный газ — это газ, добываемый из чисто газовых или газоконденсаторных месторождений, а также из «газовых шапок» нефтяных месторождений. Растворенный в нефти газ добывается вместе с нефтью, из которой он извлекается.

Углеводородные газы подразделяются на три группы по содержанию тяжелых углеводородов:

- сухие или тощие (природные от пропана и выше по гомологическому ряду) — менее 50 г/м^3;
- жирные (попутные, газоконденсатные) — более 150 г/м^3;
- промежуточные — 50...150 г/м^3.

Природные газы имеют высокие теплоту сгорания и жаропроизводительность. Некоторые теплотехнические характеристики и состав природных газов приведены в табл. 1.1, 1.9.

1.7. Искусственные газы

К искусственным газам относятся коксовый, сланцевый, генераторный, доменный и сжиженный.

Коксовый газ получают на коксохимических заводах в качественного продукта при производстве металлургического кокса из коксующихся каменных углей. В результате высокотемпературного коксования, заключающегося в сухой перегонке (без доступа воздуха) измельченного угля при температуре 1 000..1 150 °С в специальных печах, вырабатываются твердый остаток (кокс) и газообразные продукты. После извлечения из образовавшегося при перегонке газа аммиака, ароматических углеводородов и очистки его от примесей получают коксовый газ, который используется в качестве топлива. Выход коксового газа и его состав зависят от температуры процесса перегонки и марки угля.

В табл. 1.11 приведены состав и физико-химические свойства искусственных газов.

Сланцевый газ получают путем термической переработки горючих сланцев в камерных печах. После очистки от примесей сланцевый газ используется в качестве топлива в чистом виде или в смеси с природным. Для сланцевого газа характерно высокое содержание диоксида углерода.

Генераторный газ является продуктом термической переработки твердого топлива в присутствии окислителя, в результате которой вся горючая масса топлива переходит в газовую фазу. Процесс переработки осуществляется в газогенераторах, а в качестве окислителя могут использоваться воздух, кислород, водяной пар или диоксид углерода. В зависимости от способа дутья образуются различные генераторные газы. Если процесс переработки идет под атмосферным давлением, то получают бедные генераторные газы, называемые *смешанными*, с теплотой сгорания 4,18...6,28 МДж/м^3. При газификации под давлением до 1 960 кПа и парокислородном дутье получают генераторный газ с теплотой сгорания 14,65... 16,75 МДж/м^3.

Водяной газ относится к генераторным газам, получается при взаимодействии водяного пара с углеродом раскаленного твердого топлива.

Доменный газ получают при выплавке чугуна в доменных печах как побочный продукт. Процесс образования доменного газа связан с взаимодействием углерода, выделяющегося из кокса, с дутьем и реакциями восстановления железных руд. Состав доменного газа зависит от условий дутья: влажности, температуры подогрева, степени обогащения кислородом и использования в качестве добавки природного газа. Количество доменного газа, образующегося на 1 т выплавляемого чугуна, составляет 2 200...3 200 м^3.

В связи с сохранением запасов природного газа и более эффективного использования углей развиваются работы по подземной газификации углей на месте их залегания для получения газа. Газы подземной газификации относятся к генераторным газам.

Сжиженный газ — продукты газо- и нефтепереработки. Он представляют собой смесь углеводородов парафинового и олефинового рядов.

Сжиженные газы широко применяются бытовыми и производственными потребителями, которые удалены от магистральных трубопроводов природного газа.

К сжиженным углеводородным газам относятся углеводороды, которые при нормальных условиях находятся в газообразном со-

Средние составы природных газов

Месторождение газа	Административный район	Первоначальные запасы, млрд м³	Характеристика месторождения
			Природные
Степановское	Саратовская обл.	30	Газоконденсатное
Северо-Ставропольское	Ставропольский край	220	Газовое
Пунгинское	Тюменская обл.	60	Газоконденсатное
Медвежье	То же	1 548	Газовое
Оренбургское	Оренбургская обл.	1 497	Газоконденсатное
Вуктылское	Республика Коми	496	То же
Заполярное	Тюменская обл.	1 570	Газовое
Уренгойское	То же	3 882,3	То же
			Попутные
Жирновское	Волгоградская обл.	—	—
Ромашкинское	Татарстан	—	—
Туймазинское	Башкирия	—	—
Шкаповское	»	—	—
Ключевское	Краснодарский край	—	—
Дмитриевское	То же	—	—
Верхнеомринское	Республика Коми	—	—

стоянии, а при относительно небольшом повышении давления (без снижения температуры) переходят в жидкое состояние. При снижении давления эти углеводородные жидкости испаряются и переходят в паровую фазу, т.е. перевозить и хранить такие углеводороды можно как жидкости, а контролировать, регулировать и сжигать как горючие газы.

В газообразном состоянии сжиженные углеводороды значительно тяжелее воздуха. Плотность сжиженных газов по отношению к

Таблица 1.10

некоторых месторождений России

Состав газа, %, по объему								Плотность, кг/м³, при $t = 0$ °С, $p =$ = 101,3 кПа	Теплота сгорания, кДж/м³, при $t = 0$ °С, $p =$ = 101,3 кПа	
CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	CO_2	H_2S	N_2 + редкие газы		высшая	низшая
газы										
95,1	2,3	0,7	0,4	0,8	0,2	—	0,5	0,772	41,9	37,8
98,7	0,33	0,12	0,04	0,01	0,1	—	0,7	0,727	39,6	35,7
86,1	2,0	0,6	0,34	0,35	8,5	—	2	0,869	37,4	33,5
99	0,1	0,005	—	—	0,095	—	0,8	0,723	39,1	35,1
85	4,9	1,6	0,75	0,55	0,6	1,3	5	0,84	40,7	36,7
74,8	8,8	3,9	1,8	6,4	—	—	4,3	1,043	52,3	47,5
98,5	0,2	0,05	0,012	0,001	0,5	—	0,7	0,729	39,5	33,5
97,64	0,1	0,01	—	—	0,3	—	1,9	0,73	38,8	34,9
газы										
81,6	6,5	3,0	1,9	1,4	4,0	0,1	1,5	0,712	45,1	40,5
40	19,5	18,0	7,5	4,9	0,1	—	10,0	1,069	65,3	59,7
39,5	20	18,5	7,7	4,2	0,1	—	10,0	1,065	65,1	59,5
37,5	18,2	16,8	6,8	3,8	0,1	—	16,8	1,047	59,5	54,4
78,5	6,0	6,5	4,8	3,6	0,2	—	0,4	0,789	53,9	48,8
69,2	10,0	10,0	5,0	5,0	0,7	—	0,1	0,91	58,9	53,7
82,7	6,0	3,0	1,0	0,2	0,1	—	7,0	0,661	41,7	37,7

воде составляет 0,51...0,58 г/см³, т.е. они почти в два раза легче воды. Вязкость газов очень мала, что облегчает их транспортирование по трубопроводам, но благоприятствует утечкам. Коэффициент объемного расширения сжиженных газов очень велик. При повышении наружной температуры газы значительно расширяются, поэтому категорически запрещается заполнять полностью резервуары сжиженными газами, необходимо оставлять свободными примерно 15 % от их вместимости.

Таблица 1.11

Характеристики искусственных газов

Газ	Состав газа, %							Плотность, кг/м³	$Q_н$, МДж/м³
	CH_4	H_2	CO	C_mH_n	CO_2	N_2	O_2		
Коксовый	24,0	57,0	6,0	3,0	3,0	7,0	—	0,342	17,58
Сланцевый	16,2	24,7	10,0	5,0	16,4	26,8	0,7	1,040	13,85
Генераторный смешанный	0,6	13,0	27,0	—	6,0	53,2	0,2	1,141	5,15
Генераторный, полученный при парокислородном дутье под давлением	15,3	53,4	23,1	2,7	2,9	2,3	0,3	0,576	15,70
Водяной газ	0,5	50,0	37,0	—	6,5	5,5	0,2	0,67	10,40
Доменный газ	—	3,0	30,0	—	9,0	58,0	—	1,283	4,10

Теплота сгорания сжиженных газов примерно в три раза выше, чем природного газа.

Основными компонентами, входящими в состав сжиженных газов, получаемых из попутных газов нефтяных и газоконденсатных месторождений, являются пропан и бутан. Наличие в сжиженных газах значительного количества этана и метана недопустимо, так как это приводит к резкому увеличению упругости паров. Недопустимо и наличие в них значительного количества пентана и его изомеров, так как это приводит к резкому снижению упругости паров и повышению точки росы.

Сжиженные газы являются первоклассным моторным топливом и поэтому используются в двигателях внутреннего сгорания. Технические условия на них определяются ГОСТ 27578—87.

Контрольные вопросы

1. Расскажите об основных свойствах и составе газообразного топлива.
2. Какие требования предъявляются к качеству газа для бытового и коммунально-бытового потребления?
3. Дайте классификацию газов.
4. Какие газы относятся к природным газам?
5. Как получают сжиженные газы и каковы их основные свойства?
6. Расскажите об искусственных газах, переработке нефти и получаемых газах.

Глава 2

ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА

2.1. Газовые месторождения

Природные углеводородные газы добывают из недр земли, они скапливаются в горных породах, имеющих сообщающиеся между собой пустоты. Породы, способные вмещать и отдавать газ, называются *газовыми коллекторами*. Они образуют в толщах горных пород огромные подземные природные резервуары, сверху и снизу ограниченные непроницаемыми породами, и являются *залежами*. Залежи, занимающие значительные площади, образуют *месторождения*.

Подземные резервуары имеют широкое горизонтальное распространение и в основном заполнены водой. Газовые скопления располагаются над водой и прижимаются к верхней малопроницаемой границе подземного резервуара.

На рис. 2.1 показаны газовые залежи простой формы, образованные антиклинальными складками пород. Бывают газовые залежи из нескольких газоносных пластов, или горизонтов. Давление в газоносном пласте зависит от глубины его залегания. Через каждые 10 м глубины давление в пласте возрастает на 0,0981 МПа.

Так как газ в подземных резервуарах находится под давлением, то при вскрытии его *скважиной* он способен притекать (фонтанировать) к поверхности с огромной скоростью.

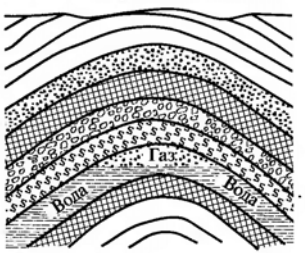


Рис. 2.1. Газовые залежи

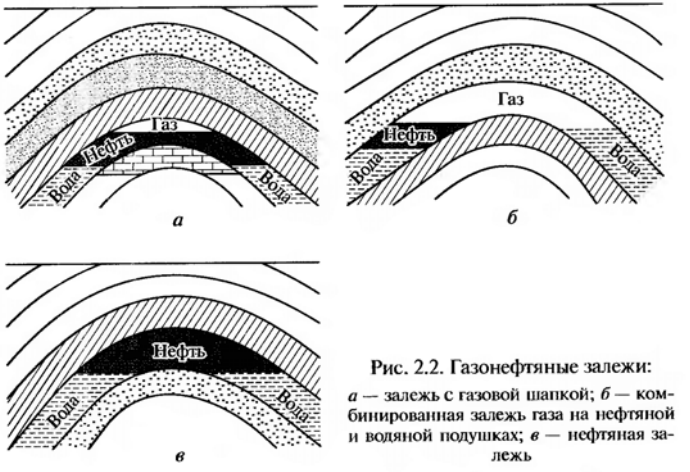


Рис. 2.2. Газонефтяные залежи:
а — залежь с газовой шапкой; *б* — комбинированная залежь газа на нефтяной и водяной подушках; *в* — нефтяная залежь

Природный газ получают также попутно с нефтью, в которой он растворен в объеме от 10 до 50 % от массы нефти. В подземном резервуаре, в котором нефть заключена вместе с газом, часть углеводородных газов (более тяжелых) находится в растворенном виде, а часть (метан, этан) располагается над нефтью, образуя так называемую *газовую шапку* (рис. 2.2, *а*). При вскрытии пласта скважиной вначале фонтанирует газ газовой подушки, а затем вследствие падения давления выделяется газ из нефти.

Если газ полностью растворен в нефти, он добывается вместе с ней. Обычно в 1 т нефти содержится 20...400 м^3 газа. Эту величину называют *газовым фактором*. Наиболее часто встречающиеся формы газонефтяных залежей показаны на рис. 2.2.

2.2. Классификация запасов газов по типам залежей. Гипотезы происхождения углеводородов

Нефть и газ могут находиться в пластовых залежах в однофазном или двухфазном состояниях. Классификация залежей приведена в табл. 2.1.

Изменение фазового состояния и типа углеводородных залежей, происходящее в процессе их разработки, зависит от режима эксплуатации и используемых технологий. Например, при разработке нефтяных залежей в режиме истощения снижение пластового давления ниже давления насыщения может привести к формированию

Таблица 2.1

Классификация залежей углеводородов

Тип залежей и их обозначение	Основные характеристики
Газовые (Г)	Состоят в основном из метана. Содержание фракций C_{5+} не более 0,2 % объема залежей
Газоконденсатные (ГК)	Состоят из метана и в зависимости от содержания фракций C_{5+} подразделяются: на низкоконденсатные — C_{5+} от 0,2 до 0,6%, содержание конденсата менее 25 г/м^3; среднеконденсатные — C_{5+} от 0,4 до 1,9 %, содержание конденсата от 20 до 100 г/м^3; высококонденсатные — C_{5+} более 1,6 %, содержание конденсата более 100 г/м^3; с содержанием конденсата более 200 г/м^3 — C_{5+} более 6,0 %
Нефтяные (Н)	Нефть с различным содержанием растворенного газа (обычно менее 200 м^3/м^3)
Нефтегазовые (НГ)	Газовые залежи с нефтяной оторочкой. Запасы свободного газа превышают запасы нефти
Газонефтяные (ГН)	Нефтяные залежи с газовой шапкой. Запасы нефти превышают запасы свободного газа в газовой шапке
Нефтегазоконденсатные (НГК)	Газоконденсатные или конденсатные залежи с нефтяной оторочкой. Запасы свободного газа и конденсата превышают запасы нефти
Газоконденсатонефтяные (ГКН)	Нефтяные залежи с газоконденсатной шапкой. Запасы нефти превышают запасы газа и конденсата

вторичной газовой шапки и переводу таким образом нефтяных залежей в газонефтяные. Разработка газоконденсатных залежей в режиме истощения может привести к выпадению наиболее ценных углеводородных компонентов. Чтобы этого избежать, используется так называемый *сайклинг-процесс*. Из добываемого жирного газа, т.е. газа, содержащего конденсатные фракции, извлекается конденсат, а оставшийся сухой газ закачивается обратно в пласт в целях поддержания пластового давления. За счет постепенного замещения более тяжелых углеводородов легкими происходит переформирование типа залежей из газоконденсатных в газовые.

С повышением температуры и давления по мере продвижения на большие глубины, снижается вероятность обнаружения нефтяных и повышается шанс обнаружения газовых месторождений. Принято считать, что нефть и газ образовались из фитопланктона (микроскопических плавающих растений) и в меньшей степени из водорослей и фораминифер. В Мировом океане фитопланктон и бактерии являются основным источником органического вещества, накапливающегося в осадочной толще. Большая часть органического материала оседает в глинах, превращающихся в сланцы. В процессе этого превращения органические соединения преобразуются (в основном за счет теплоты) в минеральные вещества, находящиеся в газообразном, жидком или полутвердом состояниях и состоящие в основном из представителей углеводородного ряда.

На суше основными поставщиками органического вещества, содержащегося в сланцах, являются деревья, кустарники и травы, которые, претерпевая изменения, сохраняются в основном в твердом состоянии и поэтому являются, как правило, источником угля.

В большей части сланцев, относящихся к морским и озерным отложениям, температура погребенных слоев не достигает уровня, необходимого для превращения молекул исходного органического вещества в молекулярные соединения, составляющие основу нефти и природного газа. В них идет процесс образования крупных молекул смолоподобного твердого вещества, называемого *керогеном*. Кероген может быть превращен в нефть и газ путем помещения образца нефтяного сланца в реторту и последующего его нагрева.

В естественных условиях кероген превращается в нефть и газ за счет повышения температуры, сопровождающего процесс постепенного погребения осадочной толщи. Химический процесс превращения керогена в нефть и газ аналогичен реакциям *крекинга*, происходящим обычно при температурах выше 60 °С. Биогенный метан, или болотный газ, образуется при более низких температурах в результате деятельности микроорганизмов, живущих около земной поверхности (рис. 2.3).

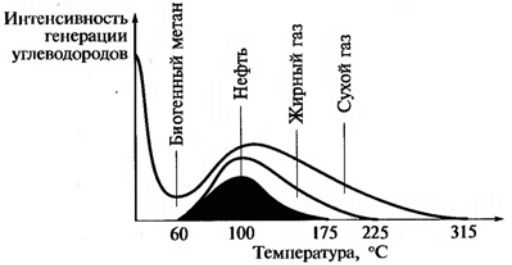


Рис. 2.3. Зависимость образования углеводородов от температуры

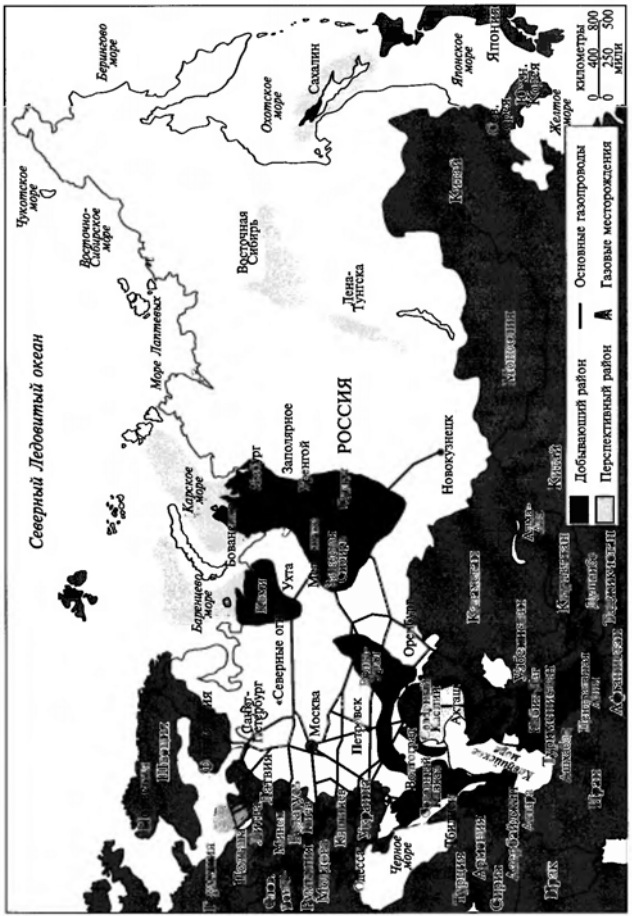


Рис. 2.4. Газодобывающие районы России и магистральные газопроводы

Температурный интервал между 60 и 175 °С получил наименование *нефтяного интервала*. При температурах, превышающих 175 °С, интенсивность генерации жидких углеводородов резко убывает с возрастанием температуры и образование газообразного вещества становится доминирующим процессом. При пластовых температурах выше 225 °С образование углеводородов прекращается в силу того, что кероген уже использовал ранее свою способность к генерации нефти и газа.

Большая часть крупнейших месторождений углеводородов в мире была обнаружена в районах континентального шельфа древних морей. Однако осадочные толщи озерного типа могут быть настолько же перспективными. Многие нефтяные месторождения, открытые в различных частях мира, относятся к осадочным толщам озерного типа.

Нефть и газ аккумулируются в частично «запечатанных» породах, называемых *ловушками*, за счет вытеснения из них воды. Часть ловушки, содержащая углеводороды, называется нефтяным (газовым, нефтегазовым) *пластом*. Иногда ловушки расположены таким образом, что разделяют нефть и газ в процессе их миграции из материнских пород, что приводит к формированию чисто нефтяных и чисто газовых или газоконденсатных залежей.

Углеводородные залежи могут быть сформированы только при наличии:

1) материнских пород (сланцев), содержащих исходное органическое вещество. Материнские породы должны залегать достаточно глубоко, чтобы температура и время были достаточными для превращения органического вещества в углеводороды;

2) миграционного пути, позволяющего нефти и газу мигрировать из материнских пород;

3) пористой и проницаемой породы (продуктивного пласта или резервуара);

4) ловушки. Большая часть углеводородов рассеивается по пути миграции из-за отсутствия ловушек, т. е. мест их аккумуляции;

5) непроницаемых пород, покрывающих ловушку, которые предохраняют углеводороды от рассеивания на поверхности.

Если хоть одно из этих условий не соблюдается, то углеводородные залежи не могут быть сформированы.

На рис. 2.4 показаны основные газодобывающие и перспективные районы России и прилегающего зарубежья.

2.3. Скважины для добычи газа

Бурение скважин. Газовая скважина является основным элементом промыслов. Верх скважины называется *устьем*, низ — *забоем*. Процесс бурения скважин заключается в разрушении пород земной коры и выносе измельченной породы на поверхность земли.

При добыче нефти и газа применяют вращательное роторное и вращательное турбинное бурение.

При роторном бурении оборудование (рис. 2.5) спускают в скважину. Бур-долото *15* служит для разрушения породы. Для выравнивания и скругления стенок скважин и центровки долота используют ример. Для направления долота применяют удлинитель, который представляет собой квадратную трубу.

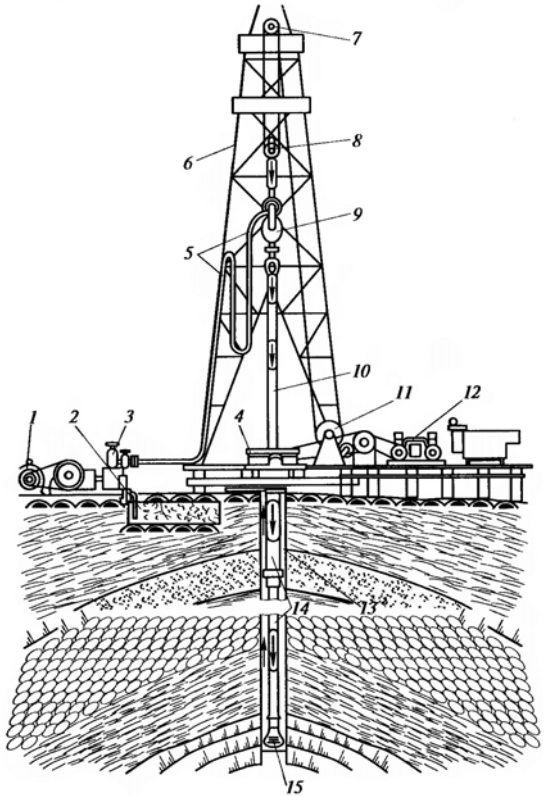


Рис. 2.5. Принципиальная схема установки для роторного бурения скважин:
1, 12 — приводные двигатели; *2* — глинистый раствор; *3* — грязевый насос; *4* — ротор; *5* — гибкий шланг для глинистого раствора; *6* — буровая вышка; *7* — кран-блок; *8* — талевый блок; *9* — вертлюг; *10* — квадратная труба; *11* — лебедка; *13* — невращающаяся труба; *14* — бурильные трубы; *15* — бур-долото

В процессе бурения вся система получает вращение от ротора *4*, бур-долото *15* разрушает породу, а глинистый раствор *2*, нагнетаемый грязевым насосом *3* через пустотелые бурильные трубы, омывает забой и выносит породу через затрубное пространство на поверхность.

Для разрушения породы чаще всего применяют шарошечные долота, в которых шарошки, вращаясь вокруг своих осей, дробят и скалывают породу. Для удлинения срока службы шарошечных долот и ускорения бурения их облицовывают твердыми сплавами. При роторном бурении возникают большие потери мощности на пути от двигателя к долоту, поэтому чаще применяют турбинное бурение.

При турбинном бурении вращатель долота перенесен непосредственно к долоту. Во вращении участвует только одно долото, присоединенное к шпинделю трубопровода, а бурильная труба служит для поддержания турбобура и подачи глинистого раствора.

Турбобур состоит из турбины, передаточного аппарата, предназначенного для преобразования большой частоты вращения вала турбины в меньшую частоту вращения пустотелого шпинделя, к которому присоединено долото.

Нагнетаемый через бурильные трубы глинистый раствор проходит под значительным давлением через турбину и заставляет ее вращаться. Вращение турбины через передаточный аппарат и шпиндель передается долоту. Глинистый раствор после прохождения шпинделя и долота выносится на поверхность. При бурении он укрепляет малоустойчивые стенки скважин от обвалов, ускоряет вынос выбуренных частиц породы на поверхность.

Широкое распространение для бурения скважин получили электробуры. Принципиальная схема оборудования для бурения электробуром на трубах показана на рис. 2.6.

Разрушение породы в забое производится долотом *17*, приводимым во вращение электродвигателем, опущенным в забой на колонне бурильных труб. Охлаждение долота и вынос на поверхность породы осуществляются при помощи жидкости, прокачиваемой грязевыми насосами внутри колонны бурильных труб через гибкий резиновый шланг *12* и вертлюг *11*.

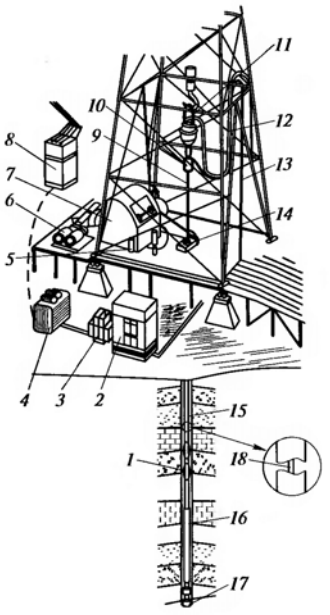
Электродвигатель получает питание через шланговый резиновый токоподводящий кабель *18* с тремя медными жилами, располагающийся внутри колонны бурильных труб. Колонна бурильных труб свинчивается из отдельных труб, внутри которых смонтированы секции токоподводящего кабеля, соединяемые друг с другом с помощью разъемных кабельных соединительных муфт.

Подача долота по мере бурения забоя осуществляется при помощи автоматического электродифференциального регулятора подачи долота, расположенного около буровой лебедки.

По окончании бурения бурильные инструменты и глинистый раствор удаляют, а стенки скважины укрепляют, опуская в нее обсадные трубы.

Рис. 2.6. Принципиальная схема оборудования для бурения скважин электробуром на трубах:

1 — бурильный замок; *2* — станция управления электробуром; *3* — высоковольтный выключатель; *4* — силовой трансформатор; *5* — пульт управления электробуром; *6* — автоматический регулятор подачи долота; *7* — буровая лебедка; *8* — высоковольтный ящик; *9* — рабочая труба; *10* — токоприемник; *11* — вертлюг; *12* — гибкий резиновый шланг; *13* — наружный неподвижный кабель; *14* — ротор; *15* — колонна бурильных труб; *16* — электробур; *17* — долото; *18* — шланговый резиновый токоподводящий кабель



Созданы буровые долота для бурения большинства типов осадочных пород. В настоящее время существуют три основных вида буровых долот:

1) трехшарошечное долото, имеющее зубья на концах шарошек. Шарошки вращаются при вращении долота, эффективно кроша породу под долотом. Зубья выполняются различной длины и из разных металлов для различных типов пластов;

2) долото Поли Даймонд Кристадин (ПДК), представляющее собой долото со стационарной шарошкой, скребущее породу при проходке. Долота ПДК выполняют из искусственных алмазов с различными режущими конструкциями, размерами и числом шарошек в зависимости от пласта, который предстоит бурить;

3) алмазное долото. Обычно такие долота применяются для бурения особо твердых пород.

Все виды долот имеют сопло специальной конструкции, через которое на высокой скорости и под большим давлением пропускается буровой раствор.

При современной технологии бурения есть возможность точно регулировать наклон и направление стоков скважин при незначи-

тельных дополнительных затратах. Благодаря этому в последнее время существенно увеличилось число направленных и горизонтальных эксплуатационных скважин (рис. 2.7).

Преимущества направленного бурения:

• позволяет добиться лучшего охвата пласта сеткой скважин, пробуренной с одной (центральной) позиции;

• открывает большую длину пласта в одной скважине. Дебит горизонтальных скважин обычно в 2—4 раза выше дебита вертикальных скважин;

• позволяет отклонять скважину в нужном направлении, чтобы избежать опасностей, с которыми сталкиваются при бурении, таких как, например, поступающий с небольших глубин газ или пересечение траекторий других скважин;

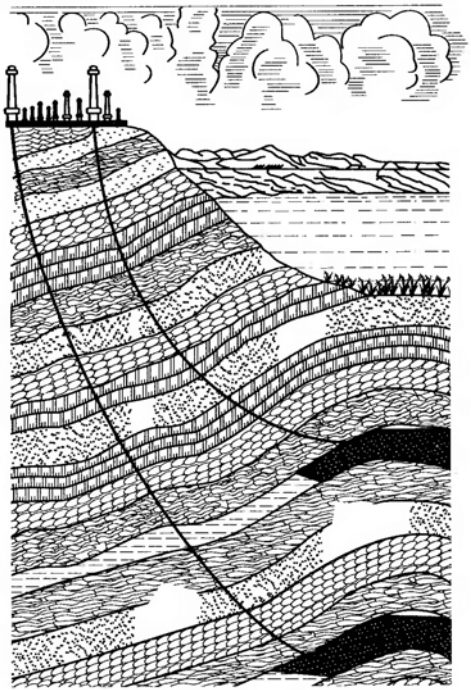


Рис. 2.7. Схема добычи газа со дна моря через направленные скважины

• обеспечивает простое и легко контролируемое забуривание бокового ствола. Такие боковые стволы могут буриться для обнаружения различного рода целей, например нефтенасыщенных линз, зон с потенциально высокой продуктивностью, или же при возникновении непредвиденных технических проблем в данной скважине.

Современное оборудование для направленного бурения включает в себя забойный двигатель с отклонителем и прибор для измерения забойных параметров в процессе бурения. Забойный двигатель положительного вытеснения работает на основе использования гидравлической силы раствора, возникающей во время циркуляции. Двигатель приводит в действие бурильное долото, в то время как бурильная колонна находится в стационарном положении. Отклонитель двигателя поворачивают в нужном направлении путем манипулирования бурильной колонной с поверхности. После этого бурение начинают без вращения колонны с поверхности. Буровое устройство затем изгибают в заданном направлении. После того как достигнут заданный угол изгиба, вся колонна опять начинает вращаться, образуя прямое отверстие. Если скважина предположительно достигла нужного направления и наклона, то двигатель можно убрать, а направление поддерживать путем установки стабилизаторов в колонне. Места установки и размеры стабилизаторов позволяют сохранять «держащий угол», «падающий угол» и «растущий угол». Измерение забойных параметров, получение данных об изгибе, наклоне и азимуте скважины по отношению к поверхности обеспечиваются использованием забойных датчиков и системы пульсации бурового раствора, создающей пульсирующее давление в циркуляционной системе раствора. Воспринимающие пульсирующее давление датчики подают сигналы на компьютеры, которые преобразуют их в требуемые выходные данные.

Последнее слово в технологии направленного бурения — ротационные регулируемые системы (РРС), позволяющие направлять скважину на заданные цели при одновременном вращении с поверхности бурового долота.

Существуют РРС с программным обеспечением, которые теоретически могут регулировать направление скважин без значительного вмешательства операторов. Предполагается, что после проведения необходимых испытаний РРС смогут существенно улучшить технологию направленного бурения.

Современные приборы для измерения забойных данных дают возможность определять и сообщать характеристики пласта на поверхность в процессе бурения. Это могут быть данные о гамма-излучении, удельном сопротивлении, нейтронной пористости и акустических параметрах. Обычно их называют данными каротажного бурения (КБ). Петрофизическая информация, т.е. информа-

ция о физических свойствах и составе горных пород, может использоваться в качестве исходных данных при ежедневном планировании буровых работ. Результаты геологических наблюдений могут быть проверены на основе тех же данных. Кроме того, когда в скважине возникают проблемы, данные КБ, полученные в реальном времени, могут оказаться единственными петрофизическими данными, полученными из скважины. Хотя считается, что данные КБ не способны заменить традиционный петрофизический буровой раппорт, получаемый при стандартном каротаже, многие промежуточные интервалы глубин скважин в настоящее время исследуются исключительно при помощи КБ.

Конструкция газовых скважин. На конструкцию газовых скважин оказывают влияние геологические условия месторождения, предполагаемый дебит скважины и состав добываемого газа.

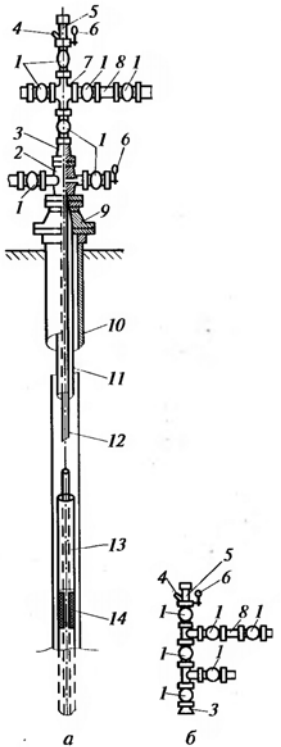


Рис. 2.8. Схема газовой скважины и ее фонтанной арматуры:

а — крестовой; *б* — тройниковой; *1* — задвижка; *2*, *7* — крестовины; *3* — переходная катушка; *4* — термометр; *5* — буфер-патрубок; *6* — манометр; *8* — штуцер; *9* — пьедестал; *10* — труба кондуктора; *11* — обсадная труба; *12* — фонтанная труба; *13* — затрубное пространство; *14* — пакер

Подземная часть скважины (рис. 2.8, *а*) состоит из нескольких колонн труб. Колонна труб кондуктора *10* служит для предохранения от размывания и обрушения пород. Длина колонны не превышает 200 м. Колонна обсадных (защитных) труб *11* предназначена для предохранения стенок скважины от обрушения и изоляции газоносного пласта от вышележащих пород. Для предотвращения затопления газоносного пласта подземными водами затрубное пространство *13* заполняют цементным раствором. В зависимости от характера пород, наличия или отсутствия в них подземных вод обсадные трубы опускают либо на всю длину ствола до газоносного ствола, либо на меньшую глубину, оставляя нижнюю часть ствола незакрепленной. В последнем случае незакрепленная часть ствола должна состоять из твердых пород, не дающих осыпей и не содержащих подземных вод. Если газоносный пласт состоит из сыпучих пород, например песка или рыхлого песчаника, то обсадочные трубы опускают таким образом, чтобы они перекрывали сыпучий слой пласта. Для обеспечения проникновения газа из пласта в скважину на участке обсадной трубы, проходящей через газоносный пласт, устанавливают щелевой фильтр.

Внутри обсадных труб подвешивают колонну фонтанных труб *12*, по которым газ из пласта выходит на поверхность земли. Иногда роль фонтанных труб выполняет колонна обсадных труб, т.е. выход газа на поверхность земли происходит через эту колонну труб. В скважинах подобной конструкции обсадные трубы находятся под давлением газоносного пласта, которое в некоторых случаях значительно. При этом обсадные трубы подвергаются истирающему воздействию твердых частиц песка, извлекаемого вместе с газом, а также коррозирующему воздействию сероводорода, который иногда входит в состав добываемого природного газа. Все это приводит к быстрому износу обсадных труб и выходу скважины из строя, так как замена зацементированных обсадных труб практически невозможна.

Фонтанные трубы, диаметр которых значительно меньше обсадных, выдерживают более высокое давление газа и в случае необходимости могут быть заменены новыми.

В кольцевом пространстве между фонтанными и обсадными трубами устанавливается уплотнение — пакер *14*. Это уплотнение предохраняет обсадные трубы от воздействия на них газа, содержащего сероводород, снижает давление газа на обсадные трубы, предотвращает затопление газоносного пласта подземными водами.

На устье скважины устанавливается фонтанная арматура, служащая для герметизации скважины, контроля и регулирования ее работы. В устьевое оборудование скважины, изображенной на рис. 2.8, *а*, входят следующие элементы: пьедестал *9*, к которому подвешиваются обсадные трубы и на котором монтируется все основное оборудование; крестовина *2*, к верхнему патрубку которой подвешиваются фонтанные трубы (боковые ответвления крестовины позволяют контролировать и регулировать давление газа в кольцевом пространстве между обсадными и фонтанными трубами); переходная катушка *3*, служащая для перехода с большего диаметра на меньший; задвижки *1*; крестовина фонтанной «елки» *7*; штуцер *8*, служащий для регулирования отбора газа из скважины; буфер-патрубок *5* с манометром *6* и термометром *4*.

Различают два вида расположения фонтанной арматуры: крестовое (см. рис. 2.8, *а*) и тройниковое (рис. 2.8, *б*). При крестовом расположении арматуры элементы оборудования размещены ниже и симметричнее, чем при тройниковом. Это создает удобство при

эксплуатации. Нагрузка от оборудования на устье скважины при крестовом расположении арматуры распределяется равномерно. В тех случаях, когда возможен износ фонтанной арматуры, например механический или вследствие коррозирующего воздействия сероводорода, обязательно применение тройникового расположения арматуры. При этом постоянно эксплуатируется верхнее ответвление, а нижнее является резервным на случай ремонта верхнего ответвления.

Эксплуатация газовых скважин. Одним из основных условий эксплуатации газовых скважин является определение и поддержание оптимального эксплуатационного дебита скважины. Различают свободный дебит, который может дать скважина при полностью открытой задвижке, соединенной с атмосферой, и эксплуатационный дебит, который составляет только часть свободного.

Эксплуатационный дебит, выражаемый в процентах от свободного дебита скважины, различен для разных скважин и не остается постоянным даже для одной скважины в процессе ее эксплуатации. На процент отбора оказывают влияние характер газоносного пласта, давление газа в пласте, режим газового месторождения. Газоносные пласты, состоящие из твердых пород, допускают более высокий отбор газа по сравнению с пластами из слабых и сыпучих пород. Объясняется это следующим. Более высокий отбор обусловливает большую скорость газа; при такой скорости поток газа будет увлекать за собой частицы рыхлых пород, что может привести к образованию пробок.

Между давлением газа в пласте и эксплуатационным дебитом существует обратная зависимость: чем выше давление газа в пласте, тем меньше должен быть эксплутационный дебит. При высоком давлении создается большая скорость движения газа в скважине, а следовательно, больше унос из пласта частиц породы, износ оборудования скважины и возможность образования пробок.

В процессе отбора газа из скважины давление в газоносном пласте падает. По мере падения давления эксплуатационный дебит увеличивают, доводя его до 100 % к концу периода эксплуатации скважины.

Режим газового месторождения существенным образом влияет на эксплуатационный дебит. Различают два режима чисто газовых месторождений: гидравлический и газовый.

При гидравлическом режиме движущей силой, перемещающей газ по скважине на поверхность земли, является давление водяного пласта.

При газовом режиме газ перемещается под действием силы давления, под которым он находится в пласте, а сохранение давления в течение периода эксплуатации скважины обусловлено сжимаемостью газа. В месторождениях с газовым режимом может быть допущен больший эксплуатационный дебит, чем при гидравлическом режиме. Это объясняется тем, что движение воды по пласту значительно медленнее, чем движение газа, и в случае большого эксплуатационного дебита возможно обводнение скважины, а иногда и целого района промысла, прилегающего к скважине.

2.4. Сбор добываемых газа и нефти

Отделение газа от нефти. Газ, поступающий на поверхность земли вместе с нефтью, отделяется от нее в нескольких пунктах нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего хозяйств. Наиболее легкие компоненты углеводородных газов отделяются от нефти в нефтяных трапах, колонках и мерниках. Самые тяжелые углеводородные газы отделяются от нефти в газовых сепараторах.

Трап предназначен для отделения (сепарации) нефти и газа и для очистки газа от нефтяной пыли. Отделение газа от нефти и пыли в трапе происходит в результате изменения давления и скорости движущегося газонефтяного потока.

Для лучшего процесса сепарации поступающую в трап смесь разбрызгивают, для чего в трапе устанавливают решетки, отбойники, тарелки.

Для разделения продукции фонтанов высокого давления применяют ступенчатую сепарацию. На рис. 2.9 показана принципи-

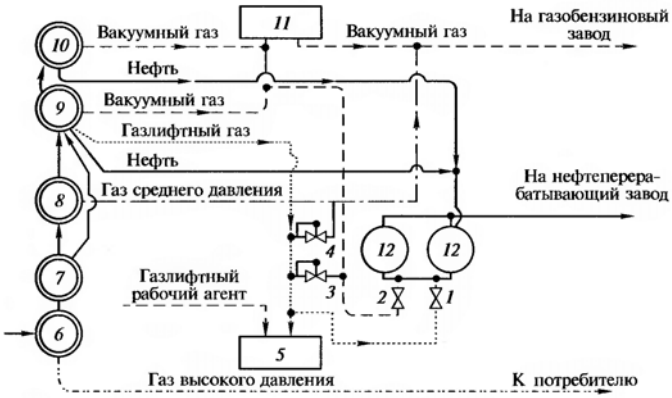


Рис. 2.9. Принципиальная схема ступенчатой сепарации газа и нефти:
1, 2, 3, 4 — регуляторы; *5* — разделитель; *6* — трап высокого давления; *7, 8* — трапы среднего давления; *9* — трап низкого давления; *10* — вакуум-трап; *11* — вакуум-компрессорная станция; *12* — промысловые резервуары

альная схема ступенчатой сепарации газа и нефти. Нефть поступает в трап высокого давления *6*, где от нее отделяется сухой газ (метан, этан). Затем она направляется в трапы среднего давления *7* и *8*, в которых от нее отделяется более тяжелый газ. Пройдя трап среднего давления, нефть последовательно проходит трап низкого давления *9* и вакуум-трап *10* для более глубокого разделения нефти и растворенного в ней газа. Часть газа из трапа низкого давления *9* поступает в разделитель *5*. Регулирование давления на каждой стадии сепарации обеспечивается соответствующими регуляторами *1*, *2*, *3* и *4*.

В приведенной схеме сепарации нефти и газа достигается грубое фракционирование газа и используется пластовое давление для его транспортирования. Газ, не содержащий жирных компонентов, из трапа высокого давления *6* направляется непосредственно к потребителю, пройдя, если это необходимо, осушку и другую обработку.

Газы из трапов среднего и низкого давления и газ из вакуум-трапа, содержащий более тяжелые углеводороды, пройдя вакуум-компрессорную станцию *11*, направляются на газобензиновые заводы для извлечения из них бензина и получения жидких газов. Отделенная от газа нефть направляется в промысловые резервуары *12*, а оттуда — на нефтеперерабатывающие заводы.

Технологические схемы сбора нефти и газа. На нефтяном промысле сбор нефти и газа может быть осуществлен по двухтрубной или однотрубной системе.

При первой системе отделяющийся от нефти газ поступает в газосборную сеть, а нефть по сборным коллекторам направляется на сборный промысловый пункт, т.е. газ и нефть собираются раздельно.

При второй системе нефть и газ от всех скважин поступают в одну сборную сеть, по которой они направляются в сборный пункт, где происходят разделение нефти и газа и отделение воды и песка от нефти.

На рис. 2.10 приведена технологическая схема раздельного сбора нефти и газа для всех способов добычи нефти: фонтанного различных давлений, компрессорного и насосного.

Пластовая нефть от фонтанных скважин высокого давления *1* проходит сначала трапы высокого давления *5* (выше 1,5 МПа), а затем трапы среднего давления *6* (от 0,2 до 0,5 МПА). После этого двухступенчатого разделения нефть направляется в групповую установку *8*. Сюда же поступает нефть от фонтанных скважин среднего давления *2*, прошедшая предварительно трапы среднего давления *7*, и нефть от компрессорных скважин *3*. В групповой установке *8* происходит двухступенчатая сепарация нефти и газа в трапах низкого давления (до 0,1 МПа) и в вакуумных трапах. От групповой установки *8* нефть по коллектору *10* направляется в сборные резервуары.

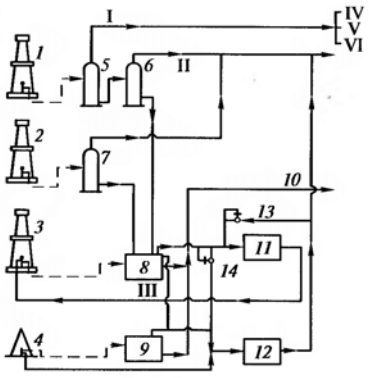


Рис. 2.10. Технологическая схема раздельного сбора нефти и газа: *1* — фонтанная скважина высокого давления; *2* — фонтанная скважина среднего давления; *3* — компрессорная скважина; *4* — насосная скважина; *5* — трап высокого давления; *6*, *7* — трапы среднего давления; *8*, *9* — групповые установки; *10* — коллектор; *11* — компрессорная станция; *12* — вакуум-компрессорная станция; *13*, *14* — регуляторы давления; I — газосборная сеть высокого давления; II — газосборная сеть среднего давления; III — рабочий агент; IV — газ к потребителям; V — газ для бескомпрессорного лифта; VI — газ на закачку в пласт

В вакуумной групповой установке *9*, в которую поступает нефть от насосных скважин *4*, происходит сепарация нефти и газа в вакуумных трапах-колонках. От групповой установки *9* нефть также по коллектору *10* направляется на сборный пункт.

Таким образом, пластовая нефть от фонтанных скважин высокого давления подвергается четырехступенчатой сепарации, от фонтанных скважин среднего давления — трехступенчатой, от компрессорных скважин — двухступенчатой и от насосных — одноступенчатой.

Газ из трапов высокого давления практически не содержит тяжелых углеводородов, поэтому он, минуя газобензиновый завод, направляется прямо к потребителям.

Газ от трапов среднего давления, содержащий некоторое количество тяжелых углеводородов, сначала направляется на отбензинование. Газ низкого давления от групповой установки *8* подают на компрессорную станцию *11*, которая перекачивает его к газлифтным скважинам. Газ от групповой установки *9* откачивается вакуум-компрессорной станцией *12*, куда поступает также затрубный газ насосных скважин. На вакуум-компрессорной станции *12* газ сжимается до давления 0,2...0,5 МПа, после чего он направляется на отбензинование.

Нормальная работа компрессорной станции *11* поддерживается при помощи регуляторов давления *13* и *14*. Регулятор давления *13* установлен на линии, соединенной с газопроводом среднего давления. Клапан регулятора давления открывается в случае недостатка газа, т.е. в случае понижения давления, и газ из линии среднего давления поступает на компрессорную станцию. Регулятор давления *14* установлен на линии, соединенной с вакуумной сетью. В случае повышения давления клапан регулятора давления открывается и избыток газа сбрасывается в вакуумную сеть.

Рассмотренная схема имеет ряд преимуществ: многоступенчатая сепарация нефти и газа, при которой дегазация нефти проходит более четко; частичное фракционирование газа, в результате которого получаются две фракции: сухой газ, направляемый прямо потребителям, и газ, содержащий тяжелые углеводороды, направляемый на газобензиновый завод; использование пластового давления для транспортирования газа.

В то же время эта схема имеет весьма крупные недостатки: чрезвычайно большой расход металла на газосборные сети; сложность обслуживания; высокая стоимость эксплуатации.

Поэтому такую схему в новых нефтяных районах не применяют.

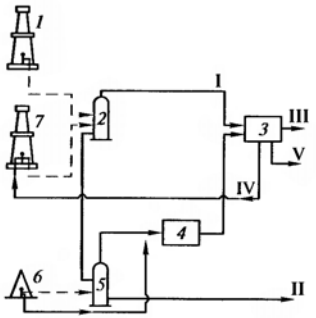
При одноступенчатой сепарации давление скважин в трапе сразу снижается до 0,14 МПа. Выделенный газ имеет плотность 1,29 кг/м^3. Значительное повышение плотности газа происходит вследствие испарения из нефти бензиновой фракции, в результате чего снижается его бензиновый потенциал. Содержание бензиновой фракции уменьшается на 0,5 %. В то же время сырая нефть после одноступенчатой сепарации содержит больше метан-этановой фракции. Это ухудшает условия хранения сырой нефти, так как метан-этановая фракция весьма энергично выделяется из нее и захватывает с собой тяжелые бензиновые фракции, т.е. снижает бензиновый потенциал нефти. Потеря бензиновой фракции при одноступенчатой сепарации составляет около 1 %.

Если в целях удешевления газ второй и третьей ступеней собирать в одной сети с начальным давлением 0,14 МПа, то целесообразнее выбрать следующий режим сепарации: первую ступень вести при 2,0 МПа, а вторую — при 0,14 МПа; газ из трапов высокого давления направлять напрямую дальним или местным потребителям, а газ из трапов низкого давления — на отбензинование. В целях снижения расхода металла на промысловую нефтегазосборную сеть на многих промыслах введена упрощенная схема раздельного сбора нефти и газа с двухступенчатой сепарацией (рис. 2.11). Продукция фонтанных и газлифтных скважин поступает в нефтяные трапы *2*, работающие под давлением, обычно не превышающим 0,2 МПа. Отделившийся газ направляется по линии I в газобензиновую установку *3*, а нефть поступает в вакуумный трап *5*, находящийся под атмосферным давлением или очень малым вакуумом, не выше 3 кПа. Из трапа нефть направляется по коллектору II в сборные резервуары. Отделившийся в вакуумном трапе газ поступает на вакуум-компрессорную станцию *4*, которая сжимает его до 0,2 МПа и перекачивает на отбензинование. На прием вакуум-компрессорной станции поступает также затрубный газ насосных скважин.

Дальнейшее упрощение схемы с раздельным сбором нефти и газа заключается в том, что устанавливается только одна ступень

Рис. 2.11. Упрощенная схема сбора нефти и газа с двухступенчатой сепарацией:

1 — фонтанная скважина; *2* — нефтяной трап среднего давления; *3* — газобензиновая установка; *4* — вакуум-компрессорная станция; *5* — вакуумный трап; *6* — насосная скважина; *7* — газлифтная скважина; I — газосборная сеть среднего давления; II — нефтяной коллектор к сборному пункту; III — отбензиненный газ к потребителям; IV — отбензиненный газ в качестве рабочего агента к газлифтным станциям; V — газовый бензин, получаемый на газобензиновой установке



сепарации под низким давлением. Давление выбирается по возможности низким, достаточным только для того, чтобы подать газ на газобензиновый завод без промысловой компрессорной станции. Это давление устанавливают на основе технико-экономического анализа, чтобы себестоимость внутрипромысловой перекачки газа была вполне допустимой.

В такой схеме отсутствует вакуум-компрессорная станция, и газ из всех трапов поступает в единый промысловый коллектор, по которому направляется на отбензинование. Эта максимально упрощенная схема приводит к потерям газа в замерных трапах и резервуарах, а также затрубного газа в насосных скважинах.

Контрольные вопросы

1. Что такое газовое месторождение?
2. Расскажите о классификации запасов газа по типам залежей.
3. Расскажите об устройстве скважин для добычи газа.
4. Каким образом осуществляется сбор добываемых газов и нефти?
5. Какими методами осуществляется обработка газов?

Глава 3

ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ ГАЗА

3.1. Схемы подготовки газа к транспортированию и использованию

Широкое распространение получили технологические системы группового сбора газа, которые позволяют улучшить качество подготовки газа к транспортированию. Возможны две технологические схемы сбора газа: централизованная и децентрализованная.

При централизованной схеме на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) осуществляют сбор и первичную обработку газа, а окончательную его подготовку к транспортированию проводят на головных сооружениях (ГС) (см. подразд. 3.2). Данную систему применяют на газовых месторождениях.

Децентрализованная схема предусматривает сбор, первичную и окончательную подготовки газа к транспортированию на УКПГ. Эту схему применяют на газоконденсатных месторождениях с большим запасом газа и высоким пластовым давлением.

Выбор типа технологических установок по обработке газа зависит от следующих факторов: фракционный состав газа; содержание в газе вредных компонентов (сероводорода, углекислоты и др.); количество содержащейся в газе воды; производительность скважин; давление и температура газа.

Газ, подаваемый в магистральный газопровод, должен быть очищен от механических и агрессивных химических примесей и осушен.

3.2. Очистка горючих газов от пыли, сероводорода, углекислого газа, осушка и одоризация

Очистка газа от механических примесей. Механические примеси — это твердые, жидкие и газообразные вещества, входящие в состав газа и снижающие его теплоту сгорания. К механическим примесям также относят конденсат (углеводороды от гексана до керосина) с более высокой теплотой сгорания, чем у природного газа.

Для очистки природного газа от механических примесей на пути движения его от месторождения до потребителя устанавливают

сепараторы, фильтры. Выбор технологии очистки газа от примесей зависит от размеров частиц и требуемой степени очистки. Наиболее широко используют гравитационный и инерционный принципы отделения газа от капельной жидкости и твердых механических примесей. Сепараторы устанавливают у скважин. В гравитационных сепараторах механические примеси выпадают под действием силы тяжести при малых скоростях движения газа. Недостатки таких сепараторов — большая металлоемкость и невысокая эффективность очистки.

В инерционных сепараторах механические примеси выпадают под действием силы тяжести и центробежных сил, возникающих при криволинейном движении газа.

Работа сепаратора с прямоточными центробежными элементами (рис. 3.1) основана на центробежном эффекте разделения газожидкостных смесей.

Газ через входной штуцер *1* поступает в прямоточные центробежные патрубки *2* сепаратора, которые имеют индивидуальное крепление к разделительной перегородке *3*. Далее газ направляется в промысловый коллектор, а отсепарированная жидкость стекает по сливным трубам *4* в нижнюю часть сепаратора, откуда удаляется через сливной патрубок *5*.

Прямоточный центробежный сепаратор-патрубок (рис. 3.2) представляет собой заглушенную снизу цилиндрическую трубу *2*, на

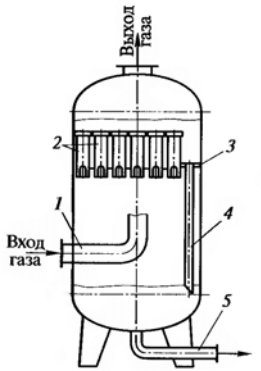


Рис. 3.1. Схема сепаратора с прямоточными центробежными элементами:
1 — входной штуцер; *2* — прямоточные патрубки; *3* — разделительная перегородка; *4* — сливная труба; *5* — сливной патрубок

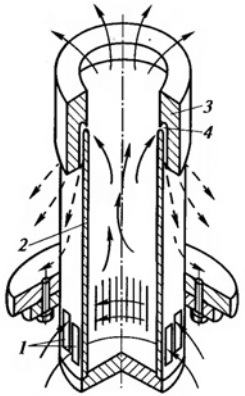


Рис. 3.2. Прямоточный центробежный сепаратор-патрубок:
1 — тангенциальные щели; *2* — труба; *3* — патрубок; *4* — кольцевой зазор

поверхности которой имеются тангенциально прорезанные щели для входа неочищенного газа. Поток газа, поступающий через тангенциальные щели *1*, закручивается. Практически все капли, образующиеся во входящем потоке газа, отбрасываются под действием центробежных сил к внутренней поверхности трубы *2*. Полученная жидкостная пленка под влиянием закрученного потока газа поднимается вверх и через кольцевой зазор *4*, образованный трубой *2* и вставленным в нее коротким патрубком *3*, выходит из трубы и направляется вниз. Ширина кольцевого зазора должна быть несколько больше максимально возможной толщины пленки жидкости.

На завершающей стадии эксплуатации газоконденсатных месторождений, когда содержание конденсата в газе резко снижается, а количество влаги увеличивается, применение сепараторов не обеспечивает достаточно эффективную очистку газа. Для повышения эффективности сепарации применяют пористые фильтры или фильтры-сепараторы. Фильтр может быть как вертикальным, так и горизонтальным. Фильтры изготовляют для удаления твердой взвеси, а также одновременно твердой взвеси и жидкости. Конструктивно фильтры отличаются от сепараторов только тем, что в них для отделения жидкости в конце пылеуловителя предусматривается влагоуловитель.

Отделение жидкости от газа в пористых фильтрующих элементах достигается за счет инерционных сил. Кроме того, фильтрующие элементы обрабатывают так, что частицы жидкости не смачивают их волокна, а задерживаются на них в виде капель. По мере отделения влаги от газа эти капли увеличиваются. Затем они срываются внутрь фильтрующей трубки и уносятся потоком газа во влагоотделитель. Так как капли влаги имеют размер уже в 100—200 раз больше первоначального, то они сепарируются во влагоотделителе и скапливаются во влагоуловителе.

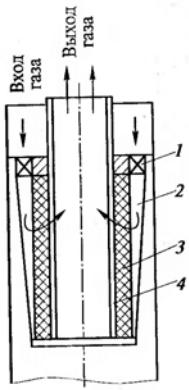


Рис. 3.3. Принципиальная схема фильтрующего пакета:

1 — направляющее устройство; *2* — кожух; *3* — фильтрующий элемент; *4* — перфорированная труба

Степень очистки газа от твердых частиц диаметром 1 мкм и более составляет 100 %, а для частиц жидкости размером 1 мкм и более — 99,9 %.

Фильтр-сепаратор наиболее эффективен при сочетании центробежного эффекта с фильтрацией. По такому принципу осуществляется работа фильтрующего пакета (рис. 3.3). Газ через

направляющее устройство *1* поступает в кольцевую полость, образованную кожухом *2* и фильтрующим элементом *3*, которые насажены на перфорированную трубу *4*. При этом газ закручивается и основная часть дисперсной фазы под действием центробежных сил отбрасывается к стенкам кожуха. Крупные капли воды, конденсаты и тяжелые твердые частицы под действием собственной силы тяжести падают вниз в сборник жидкости. Закрученный поток уже частично очищенного газа через фильтр поступает в центральную трубу и удаляется из аппарата. Пленка жидкости, образовавшаяся на фильтрующей поверхности, в виде отдельных струек стекает вниз в сборник.

Осушка и очистка газа от химических примесей. Осушка природного газа — это процесс удаления из него паров воды. Существуют различные методы осушки газа: адсорбционый, абсорбционный и др.

Адсорбция — поглощение веществ из газов поверхностью твердого тела, называемого адсорбентом. В качестве адсорбентов применяют активированный оксид алюминия, флорит, боксит, силикагель, цеолиты.

В отличие от адсорбции при *абсорбции* поглощение веществ происходит во всем объеме поглотителя (абсорбента). В качестве абсорбентов применяют диэтиленгликоль, триэтиленгликоль. Они хорошо смешиваются с водой, неагрессивны, недороги.

Осушку и извлечение конденсата из газа совмещают в одном процессе — низкотемпературной сепарации. Газ охлаждают в установках низкотемпературной сепарации (НТС) за счет дросселирования, применения установок искусственного холода или турбодетандеров. При этом одновременно отделяются углеводороды и влага. Для предотвращения образования гидратов в установках НТС в поток сырого газа впрыскивают гликоли.

В установке низкотемпературной сепарации (рис. 3.4) газ высокого давления (16...30 МПа) из скважины поступает в сепаратор *2*, затем охлаждается в теплообменниках *3* и *4* и через регулятор *5*, в котором его давление снижается до 7,6...8 МПа, подается в сепаратор *6*. В сепараторах *1* и *2* выделяется тяжелый конденсат, а в сепараторе *6* — легкий. Легкий конденсат используют для орошения стабилизационной колонны *7*, оборудованной ребойлером *8* и насосом *9*. Перед теплообменниками *3* и *4* в поток газа высокого давления для предотвращения гидратообразования впрыскивают подаваемый насосом *13* диэтиленгликоль 90...92%-й концентрации в количестве 2...2,5 кг на 1 тыс. м^3 газа.

В сепараторе *6* выпадают углеводородный конденсат и вода с ингибитором, которые расслаиваются на более тяжелый углеводородный конденсат и водно-гликолевый раствор.

Конденсат из сепаратора *6* направляется на орошение стабилизационной колонны *7*, а водно-гликолевый раствор — на регене-

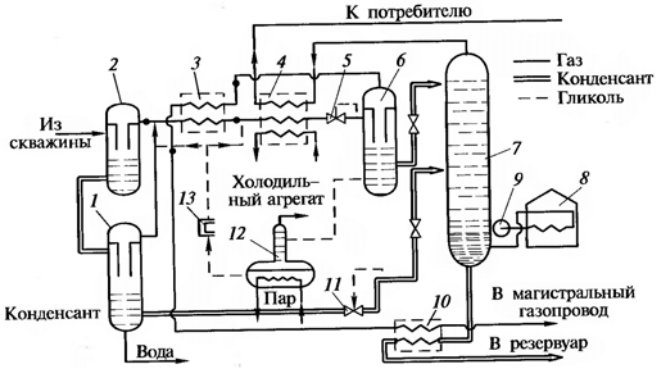


Рис. 3.4. Схема установки низкотемпературной сепарации газа:

1, 2, 6 — сепараторы; *3, 4, 10* — теплообменники; *5* — регулятор; *7* — стабилизационная колонна; *8* — ребойлер; *9, 13* — насосы; *11* — дроссель; *12* — регенерационная установка

рацию в установку *12*, где происходит отделение воды от гликоля, после чего гликоль снова возвращается в цикл.

Холодный газ из верхней части сепаратора *6* через теплообменники *3* и *10*, в которых он подогревается, направляется в газопровод высокого давления. Конденсат из стабилизационной колонны *7* через теплообменник *10*, в котором он охлаждается, направляется в резервуар стабилизированного конденсата. Нагретый углеводородный конденсат из сепаратора *1* через дроссель *11* поступает в стабилизационную колонну *7*. Конденсат из нижней части этой колонны подогревают огневым подогревателем — ребойлером *8* до температуры 80...120 °С.

Очистку газа от сероводорода (H_2S) и диоксида углерода (CO_2) осуществляют на головных сооружениях. Наиболее распространен этаноламиновый способ, основанный на использовании в качестве поглотителей H_2S и CO_2 водных растворов этаноламинов: моноэтаноламина, диэтаноламина и триэтаноламина. Все они тяжелее воды. Чаще всего применяют моноэтаноламин, который обладает высокой реакционной способностью, стабильностью, легкостью регенерации в загрязненных растворах, низкой стоимостью.

Очистку газа этаноламиновым способом проводят следующим образом. Неочищенный газ по газопроводу *1* (рис. 3.5) поступает в нижнюю часть абсорбера *2*, проходит через несколько рядов тарелок и выходит в верхней части абсорбера в газопровод *3*. В абсорбере навстречу газу подается регенерированный раствор этаноламинов, который, контактируя с газом, поглощает H_2S и CO_2. Продукты

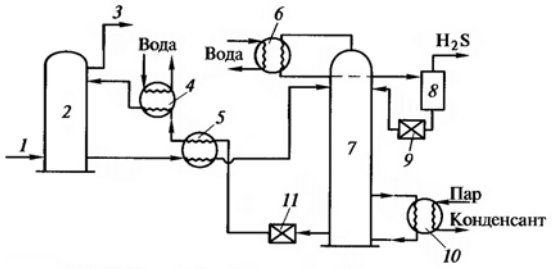


Рис. 3.5. Схема установки очистки газа от сероводорода:

1, 3 — газопроводы; *2* — абсорбер; *4, 6* — холодильники; *5* — теплообменник; *7* — выпарная колонна; *8* — сепаратор; *9, 11* — насосы; *10* — кипятильник

химического соединения этаноламинов с H_2S и CO_2 проходят через теплообменник *5* и поступают в выпарную колонну *7*, где подогреваются. Кроме того, дополнительный подогрев проводится в кипятильнике *10*. В выпарной колонне *7* при температуре около 100 °С реакция протекает в обратном направлении, т.е. с регенерацией этаноламинов и выделением H_2S и CO_2, которые содержат в себе пары этаноламинов. В холодильнике *6* эти пары охлаждаются и в сепараторе *8* разделяются на газы и конденсат. Конденсат отсасывается насосом *9* и направляется в выпарную колонну *7*, а газы идут на дальнейшую переработку для получения серы, серной кислоты или обезвреживаются (сжижаются), если экономически целесообразно их утилизировать. Регенерированный раствор этаноламинов из нижней части выпарной колонны *7* насосом *11* подается снова в абсорбер *2*. При этом раствор охлаждается в теплообменнике *5* и холодильнике *4*. Степень очистки при этом достигает 99 % и более.

Основные достоинства рассмотренного способа очистки: достаточно высокая степень очистки, легкая регенерируемость раствора, незначительные потери реагента, компактность установки, небольшой расход воды и электроэнергии, возможность автоматизации процесса.

Одоризация газа. Очищенный от вредных примесей природный газ не имеет ни запаха, ни цвета. Поэтому для своевременного обнаружения утечек газа ему искусственно придают специфический запах: *одорируют* путем ввода в него специальных компонентов. Вещества, применяемые в качестве компонентов для искусственной одоризации газа, называются *одорантами*, а установки с помощью которых проводят одоризацию, — одоризационными установками (одоризаторами).

Используемые для одоризации газа реагенты должны отвечать следующим требованиям: иметь резкий и специфический запах,

отличающийся от других запахов жилых и производственных помещений; обладать физиологической безвредностью при применяемых концентрациях; не действовать агрессивно на металлы и материалы газовых сетей, аппаратов, приборов, с которыми приходит в соприкосновение одорированный газ; иметь возможно меньшую растворимость в веществах, способных конденсироваться в газопроводах, аппаратах; обладать достаточно высоким давлением насыщенных паров; не поглощаться почвой и создавать в помещениях стойкий, медленно исчезающий запах; продукты сгорания одоранта не должны ухудшать санитарно-гигиенические условия бытовых и производственных помещений.

Указанным требованиям в большей степени удовлетворяют некоторые сернистые соединения: этилмеркаптан, сульфан, метилмеркаптан, пропилмеркаптан, калодорант, пенталарм, каптан. Наибольшее распространение в качестве одоранта получил этилмеркаптан (C_2H_5SH) — прозрачная бесцветная жидкость (иногда имеющая зеленоватый оттенок) плотностью 0,83 кг/м^3 с резким запахом.

Удельный расход одоранта зависит от его качества, состава и свойств одорируемого газа, климатических условий. Содержание одоранта в газе должно быть таким, чтобы человек с нормальным обонянием ощущал запах одоранта при объемном содержании газа в воздухе помещения, равном 1/5 его нижнего предела взрываемости (сигнальная норма содержания газа в воздухе помещения). Из этих условий и рассчитывается удельная норма расхода одоранта. Для этилмеркаптана она составляет 16 г или 19,1 см^3 на 1 тыс. м^3 газа. Удельная норма расхода одоранта изменяется по сезонам года, так как с повышением температуры воспринимаемость запаха человеком повышается. В связи с этим расход одоранта в летнее время меньше, чем в зимнее. Отклонение от средней нормы расхода определяется конкретными режимами работы магистральных газопроводов и климатическими условиями.

В газопровод одорант вводят с помощью установок, которые обеспечивают подачу одоранта пропорционально расходу газа в строгом соответствии с установленной нормой одоризации. Одоризационные установки могут работать в полуавтоматическом и автоматическом режимах. В основном используют установки двух типов: капельные (дозирующие) и барботажные.

С помощью полуавтоматической одоризационной установки капельного типа (рис. 3.6) одорант подают в газопровод в виде капель или тонкой струи. На пути движения газового потока в газопроводе устанавливают диафрагму *9*, на которой в зависимости от расхода газа создается определенный перепад давления

$$\Delta p = p_1 - p_2, \qquad (3.1)$$

где p_1 и p_2 — соответственно давление газа до и после диафрагмы.

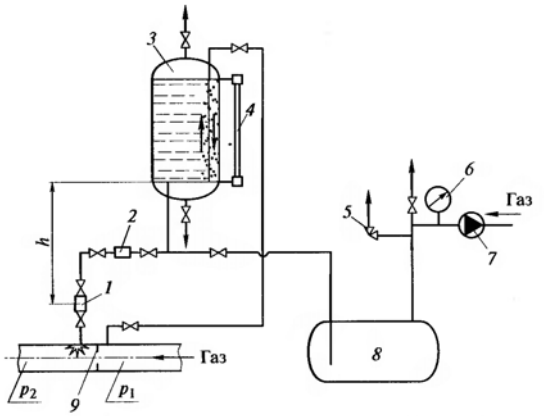


Рис. 3.6. Схема полуавтоматической одоризационной установки капельного типа:

1 — калиброванное сопло; *2* — фильтр; *3* — одоризатор; *4* — мерное стекло; *5* — предохранительный клапан; *6* — манометр; *7* — регулятор давления; *8* — промежуточный резервуар с одорантом; *9* — диафрагма

Одорант со склада насосами закачивают в промежуточный резервуар *8*, из которого он под давлением поступает в одоризатор *3*. Необходимое давление газа в резервуаре *8* поддерживают регулятором давления *7* и контролируют по манометру *6*. Клапан *5* предохраняет резервуар от чрезмерного повышения давления. Одоризатор *3* снабжен мерным стеклом *4*, по которому контролируют уровень одоранта. Из одоризатора одорант по трубопроводу через фильтр *2* и калиброванное сопло *1* выпускают в газопровод в область за диафрагмой *9* с давлением p_2. Давление, при котором одорант выходит из сопла,

$$p_c = h\rho g + \Delta p,$$

где h — превышение нижнего уровня одоранта в одоризаторе *3* над уровнем калиброванного сопла, м; ρ — плотность одоранта, кг/м^3; g — ускорение свободного падения (g = 9,81 м/с^2).

Произведение $h\rho g$, представляющее собой давление столба одоранта, — для данной конструкции установки всегда величина постоянная. Перепад давления Δp изменяется в зависимости от проходящего через диафрагму количества газа. Следовательно, количество впрыскиваемого одоранта будет изменяться пропорционально расходу газа. Для визуального контроля за подачей одоранта через калиброванное сопло *1* и настройки работы одоризатора

имеется смотровое окно. Первоначальную настройку работы одоризатора проводят по строго фиксированному расходу газа. Далее в зависимости от количества протекающего газа будет изменяться перепад давления на диафрагме, что обеспечит пропорциональность расхода одоранта расходу газа.

Барботажные одоризационные установки работают по принципу насыщения потока газа парами одоранта в барботажной камере и затем смешения его с основным потоком в газопроводе.

Газ одорируют на головных сооружениях. При протяженных магистральных газопроводах насыщенность газа одорантом уменьшается по длине трубопровода вследствие взаимодействия одоранта с оксидами металла внутренней поверхности трубы. Поэтому целесообразно проводить дополнительную одоризацию газа на промежуточных пунктах магистральных газопроводов перед подачей его на газораспределительные станции.

3.3. Технологическая схема магистрального газопровода

Магистральный газопровод — это трубопровод, предназначенный для транспортирования газа от места добычи до места потребления. Магистральные газопроводы сооружают из стальных труб диаметром от 325 до 1 400 мм. Рабочее давление в них составляет 5,5 или 7,5 МПа. Возможно сооружение магистральных газопроводов с рабочим давлением 10 МПа и более. Оптимальные диаметры и основные параметры магистрального газопровода выбирают на основании технико-экономических расчетов.

Принципиальная схема магистрального газопровода России показана на рис. 2.4.

Газ по газопроводу движется либо за счет энергии пластового давления, либо за счет энергии, передаваемой газу компрессорными станциями, расположенными вдоль газопровода.

Магистральный газопровод включает в себя головные сооружения, линейную часть, линейные компрессорные станции, станции подземного хранения газа, газораспределительные станции.

Головные сооружения — это комплекс сооружений, предназначенных для подготовки газа к транспортированию, т. е. для его очистки, осушки, одоризации. Сооружают их вблизи газовых промыслов. Очищенный и осушенный газ поступает в газопровод, по которому его перекачивают к месту потребления. Линейная часть магистрального газопровода включает в себя различные комплексы сооружений и установок, с помощью которых обеспечивается надежность и долговечность работы трубопровода.

Газопровод сооружают постоянного или переменного диаметра в одну или несколько ниток, которые укладывают параллельно.

Параллельные нитки могут быть как на всем протяжении от начальной до конечной точки газопровода, так и на отдельных участках. Трубопроводы, уложенные на отдельных участках газопровода параллельно ему для увеличения производительности и надежности его работы, называются *лупингами*.

На трассе газопровода через каждые 20...25 км устанавливают линейные крановые узлы, включающие в себя запорные устройства (краны), обводные и продувочные линии. Кроме того, крановые узлы устанавливают на всех отводах от газопровода, переходах через водные преграды (на обоих берегах), перемычках между газопроводами и вблизи мест подключения компрессорной станции.

Используя эти узлы, можно отключить участки газопровода, освободить их от газа (через свечи), продуть, заполнить газом и включить в действие после выполнения ремонтных работ. В местах установки линейных крановых узлов предусматриваются устройства для визуального и дистанционного замера давления, заливки метанола внутрь газопровода, контроля прохождения очистных поршней (сигнализаторы прохождения поршня), телеизмерения и телеуправления.

Для сбора и удаления конденсата из газопровода в наиболее низких его местах предусматривается установка конденсатосборников. Для очистки внутренней поверхности газопровода от механических примесей предусматриваются устройства, позволяющие запускать и принимать (улавливать) очистные поршни. Для приема конденсата сооружают специальные резервуары, а также установки для очистки и перекачки чистого конденсата на базу хранения или в пункты налива в железнодорожные или автомобильные цистерны.

Для предохранения металла труб от почвенной коррозии используют установки катодной и протекторной защиты.

Компрессорные станции (КС) — это комплекс сооружений газопровода, предназначенных для очистки, компримирования и охлаждения газа. Их число и места расстановки по трассе газопровода определяют гидравлическим расчетом.

Станции подземного хранения газа (СПХГ) — это комплекс сооружений, предназначенных для закачки в пласт, хранения, отбора из него газа и подачи его в магистральные газопроводы.

Подземные хранилища природного газа (ПХПГ) позволяют сглаживать неравномерность газопотребления. Наличие хранилищ, подключенных к магистральному газопроводу, дает возможность проводить на газопроводах ремонтные работы.

Газ, поступающий из магистрального газопровода компримируется на компрессорной станции и через скважины подается в пласт. Газ из пласта отбирают через скважины (под давлением пласта), затем направляют на очистку и осушку и подают в магистральный газопровод. В летнее время имеются избытки газа, которые закачи-

вают в ПХПГ. В зимнее время, когда возрастает потребность в газовом топливе, газ отбирают из подземного газового хранилища.

Газораспределительная станция (ГРС) — это комплекс сооружений газопровода, предназначенных для снижения давления, очистки, одоризации и учета расхода газа перед подачей его потребителям. Сооружают ГРС в конечном пункте магистрального газопровода и на всех его отводах.

3.4. Аккумулирующая способность магистрального газопровода

Работа конечного участка магистрального газопровода от КС до ГРС характеризуется нестационарным режимом (постоянно изменяется отбор газа). В ночное время потребление газа меньше подачи, и газ накапливается в газопроводе.

Накапливание газа вызывает повышение давления в газопроводе и количества газа, которое может аккумулировать последний участок газопровода.

При достижении максимально допустимого давления в газопроводе дальнейшее накопление газа прекращается, аккумулирующая способность газопровода исчерпывается. В дневное время потребление газа превышает подачу, газ, аккумулированный в последнем участке газопровода, поступает в город, и давление его падает.

Аккумулирующий объем газопровода можно определить по формуле

$$V_{ак} = 10\frac{\pi D^2}{4} l(p_{ср\,max} - p_{ср\,min}), \qquad (3.2)$$

где D, l — диаметр и длина газопровода соответственно; $p_{ср\,max}$, $p_{ср\,min}$ — средние давления в газопроводе, соответственно относящиеся к режимам с максимальными и минимальными давлениями.

Среднее давление в газопроводе находится из выражения

$$p_{ср} = \frac{2}{3}\left(p_н + \frac{p_к}{p_н + p_к}\right), \qquad (3.3)$$

где $p_н$, $p_к$ — давление в начале (на входе) и конце газопровода соответственно.

3.5. Подземные хранилища газа

Подземное хранение газа (ПХГ) используется как один из основных способов компенсации сезонной неравномерности потребления газа. При использовании в случае пиковых нагрузок (резкого

возрастания потребления) газа, накопленного в периоды потребления газа ниже пропускной способности системы магистральных газопроводов, достигается равномерная загрузка этой системы, что улучшает технико-экономические показатели всей системы транспорта и распределения газа. Кроме того, подземные хранилища газа обеспечивают надежность потребления газа в случае аварийных ситуаций и могут создавать определенные его резервы. Подземные хранилища газа сооружают в районах потребления, а также по трассе магистральных газопроводов.

Подземные хранилища газа создают в пористых геологических структурах истощенных газовых и нефтяных месторождений, в водонапорных системах-ловушках пластовых водонапорных систем или, что реже, в горизонтальном пласте и подземных резервуарах каменной соли. Подземные хранилища должны быть расположены достаточно близко к потребителям газа.

Наиболее экономичным типом крупных ПХГ являются истощенные или находящиеся на стадии истощения нефтяные и газовые залежи вследствие хорошей геофизической изученности, имеющегося обустройства, сокращения срока ввода, однако большая часть хранилищ создана в водоносных пластах (рис. 3.7). Наиболее экологичным является способ хранения природного газа в подземных хранилищах в каменной соли.

Создание ПХГ в водоносных пластах представляет собой сложную научно-техническую задачу. Найденный пласт должен длительное время сохранять и затем отдавать закачанный в него газ. Чаще всего такими пластами являются пористые водоносные пласты, при этом пласт имеет куполообразную форму, образующую «ловушку» с непроницаемой кровлей, препятствующей проникновению газа в другие пласты или к поверхности через трещины. Газ закачивается в сводовую часть куполообразной структуры и образует там газовый «пузырь», а вода оттесняется к краям структуры. При вытеснении воду из пласта можно удалять через разгрузочные скважины, а при оттеснении — перемещать по водоносной системе. Кровля может быть представлена плотными пластичными глинами или крепкими известняками и доломитами при отсутствии трещин и разломов, что при толщине кровли 5...15 м на глубине 300...1 000 м достаточно для предотвращения утечек газа. Наиболее экономичным считают ПХГ на глубине 300...600 м. ПХГ создаются в местах наибольшей неравномерности потребления при крупных объектах потребления.

Технологическая схема ПХГ (рис. 3.8) должна позволять производить сбор, распределение и обработку газа при отборе и закачке. Перед закачкой газ подвергается компримированию до необходимого давления (12...15 МПа). При сжатии газ нагревается и загрязняется парами компрессорного масла. Поэтому газ перед закачкой необходимо очищать от примесей компрессорного масла. Для умень-

шения дополнительных температурных напряжений в металлической фонтанной арматуре, обсадной колонне и другом оборудовании скважины нагретый газ охлаждается.

В состав ПХГ входят компрессорные цехи, блоки очистки газа и газораспределительные пункты (ГРП). На газораспределительных пунктах производятся индивидуальный замер закачиваемого и отбираемого газа из скважин, а также очистка газа при отборе. Очистка газа осуществляется в газовых сепараторах, которые установлены на открытых площадках. Расходомеры и клапаны на каждой скважине смонтированы в специальном помещении. При закачке газ давлением 2,0...2,5 МПа подается по отводу из магистрального газопровода, проходит очистку в системе пылеочистки и направляется в компрессорный цех на компримирование до давления 12...15 МПа. Поскольку при сжатии его температура резко возрастает, то газ охлаждают в воздушных холодильниках или градирнях. После этого газ поступает на очистку от компрессорного масла. Очистка производится в несколько ступеней: циклонные сепараторы (обычно две ступени), угольные адсорберы и керамические фильтры. В первой ступени циклонных сепараторов улавливаются сконденсированные тяжелые углеводороды и масло, во второй ступени — сконденсированные легкие углеводороды и скоагулированные частицы масла. Угольные адсорберы предназначены для улавливания более мелких частиц масла (диаметром 20...30 мкм). В качестве сорбента используется активированный уголь в виде цилиндриков диаметром 3...4 мм и длиной 8 мм. Сорбент регенерируют паром. Тонкая очистка от масляной пыли проводится в керамических фильтрах, состоящих из трубок, изготовленных из фильтрующих материалов, один конец которых закрыт.

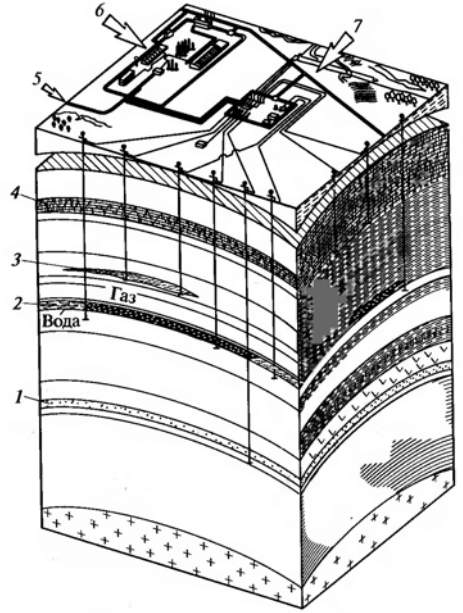


Рис. 3.7. Схема подземного хранилища природного газа:

1 и *2* — песчаные пласты; *3* — песчаная линза; *4* — карбонатный пласт; *5* — газ из магистрального газопровода; *6* — компрессорная станция; *7* — газораспределительный пункт

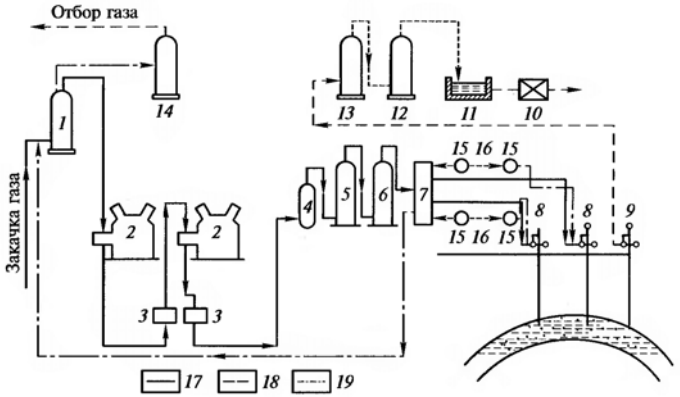


Рис. 3.8. Технологическая схема закачки и отбора газа из подземного хранилища в водоносном пласте:

1 — пылеуловитель; *2* — газомоторный компрессор; *3* — холодильник; *4* — циклонный сепаратор; *5* — угольный адсорбер; *6* — керамический фильтр; *7* — газораспределительный пункт; *8* — эксплуатационные скважины; *9* — разгрузочные скважины; *10* — насос; *11* — бассейн; *12* — трап низкого давления; *13* — трап высокого давления; *14* — контактор; *15* — газосепаратор; *16* — редуцирующий штуцер; *17* — закачка газа; *18* — откачка воды; *19* — отбор газа

После очистки от масла и охлаждения газ по газосборному коллектору поступает на ГРП, где направляется по отдельным скважинам в ПХГ с предварительным замером количества закачиваемого газа в каждую нагнетательно-эксплуатационную скважину. При отборе газ из эксплуатационных скважин поступает на ГРП по индивидуальным шлейфам. Для борьбы с гидратами при низких температурах в скважину и шлейфы подают метиловый

спирт. Редуцируют давление газа с помощью индивидуальных штуцеров.

Газ из скважин, поступающий на ГРП по индивидуальным шлейфам, выносит с собой песок и влагу, которые отделяются в сепараторах первой ступени, установленных до штуцера по ходу движения газа, и в сепараторах второй ступени, установленных после штуцера. После сепараторов газ поступает на установку осушки, откуда он направляется в магистральный газопровод при температуре точки росы –2 °С. Осушка газа производится диэтиленгликолем. Для ПХГ, расположенного в водоносном пласте, вытесненная вода при закачке газа направляется в трапы высокого и низкого давлений и далее в бассейн, откуда направляется для закачки через поглотительные скважины в более удаленные пласты.

Режим работы ПХГ в основном соответствует сезонным колебаниям температуры, однако нередки случаи, когда колебания подачи газа из хранилища не соответствуют температурным колебаниям наружного воздуха.

ПХГ используются не только для регулирования неравномерности потребления газа. Они используются и для уменьшения последствий аварийных ситуаций в газотранспортных системах.

Весьма существенной является задача оптимального распределения запасов газа для компенсации неравномерности его потребления между различными хранилищами газа. Как показывает опыт эксплуатации сложных систем потребления газа для компенсации пиковых нагрузок, характеризующихся необходимостью быстрой подачи больших количеств газа, целесообразно сооружать хранилища сжиженного газа. Взаимное использование различных способов компенсации неравномерности потребления газа (использование подземных хранилищ для компенсации значительной сезонной неравномерности, аккумулирующей способности газопровода для компенсации суточной неравномерности, хранилищ сжиженного газа для уменьшения последствий аварийных ситуаций и т.д.) позволяет решить проблему бесперебойного и надежного снабжения газом потребителей.

Контрольные вопросы

1. Какими способами осуществляют подготовку газа к транспортированию и использованию?
2. Опишите технологическую схему магистрального газопровода.
3. Расскажите о схеме магистральных газопроводов России.
4. Что вам известно о хранилищах газа?

ЧАСТЬ II

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ГАЗОПРОВОДОВ

Глава 4

ГАЗОВЫЕ СЕТИ ГОРОДОВ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

4.1. Классификация газопроводов

Системы газоснабжения состоят из распределительных газопроводов, газораспределительных станций (ГРС), газорегуляторных пунктов (ГРП) и газорегуляторных установок (ГРУ). В системах газоснабжения городов и населенных пунктов в зависимости от давления транспортируемого газа различают: газопроводы высокого давления I категории (рабочее давление газа свыше 0,6 до 1,2 МПа); газопроводы высокого давления II категории (рабочее давление газа свыше 0,3 до 0,6 МПа); газопроводы среднего давления (рабочее давление газа свыше 0,005 до 0,3 МПа); газопроводы низкого давления (рабочее давление газа до 0,005 МПа).

Газопровод является важным элементом системы газораспределения, так как на его сооружение расходуется от 70 до 80 % всех капитальных вложений. При этом 80 % от общей протяженности приходится на газопроводы низкого давления и 20 % — на газопроводы среднего и высокого давлений.

Газопроводы низкого давления служат для подачи газа к жилым домам, общественным зданиям и коммунально-бытовым предприятиям.

Газопроводы среднего давления через ГРП снабжают газом газопроводы низкого давления, а также промышленные и коммунально-бытовые предприятия. По газопроводам высокого давления газ поступает в ГРП промышленных предприятий и газопроводы среднего давления. Связь между газопроводами различных давлений осуществляется через ГРП и ГРУ.

В зависимости от расположения газопроводы подразделяются на наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые) и внутренние (расположенные внутри зданий и помещений), а также на подземные и надземные.

В зависимости от назначения в системе распределения газа газопроводы подразделяются на распределительные, газопроводы-вводы, вводные, продувочные, сбросные и межпоселковые.

Распределительными являются наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давлений, предназначенные для подачи газа к одному объекту.

Газопроводом-вводом считается участок от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе.

Вводным газопроводом считается участок от отключающего устройства на вводе в здание до внутреннего газопровода.

Продувочный газопровод предназначен для продувки системы распределения газа агрегата перед вводом его в действие.

Сбросным газопроводом считается труба для аварийного сброса давления газа.

Межпоселковыми являются распределительные газопроводы, прокладываемые вне территории населенных пунктов.

Внутренним газопроводом считают участок от газопровода-ввода или вводного газопровода до места подключения газового прибора или теплового агрегата.

В зависимости от материала труб газопроводы подразделяются на металлические (стальные, медные) и неметаллические (полиэтиленовые).

Различают также трубопроводы с природным и сжиженным углеводородным газами.

По принципу построения системы распределения газа подразделяются на *кольцевые*, *тупиковые* и *смешанные*. В тупиковых системах газ поступает потребителю в одном направлении, т. е. потребители имеют одностороннее питание.

В отличие от тупиковых, кольцевые сети состоят из замкнутых контуров, в результате чего газ может поступать к потребителям по двум или нескольким линиям.

Надежность кольцевых сетей выше тупиковых. При проведении ремонтных работ на кольцевых сетях отключается только часть потребителей, присоединенных к данному участку.

В систему распределения газа входят: распределительные газопроводы всех давлений, газораспределительные станции и газорегуляторные пункты. Все элементы систем газоснабжения должны обеспечивать надежность и безопасность подачи газа потребителям.

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

Одноступенчатые системы распределения газа обеспечивают подачу газа потребителям по газопроводам только одного давления, как правило, низкого (рис. 4.1).

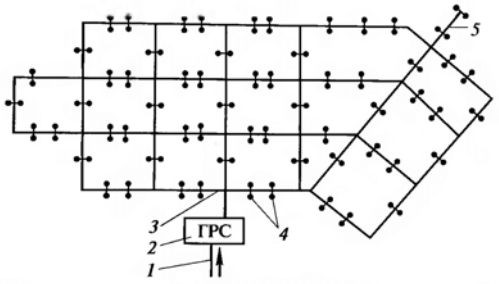


Рис. 4.1. Схема одноступенчатой системы распределения газа:
1 — магистральный газопровод; *2* — газораспределительная станция; *3* — кольцевой газопровод; *4* — ответвления к потребителям; *5* — тупиковый газопровод

Двухступенчатые системы распределения газа (рис. 4.2) обеспечивают распределение и подачу газа потребителям по газопроводам среднего и низкого или высокого и низкого давлений.

Трехступенчатая система распределения газа позволяет осуществлять распределение и подачу газа потребителям по газопроводам низкого, среднего и высокого давлений.

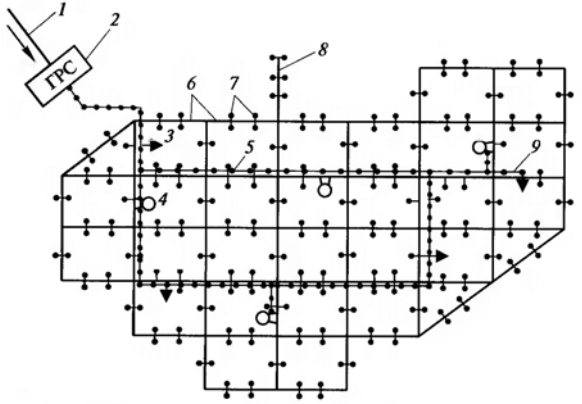


Рис. 4.2. Схема двухступенчатой системы распределения газа:
1 — магистральный газопровод высокого давления; *2* — ГРС; *3* — крупные потребители газа; *4* — городские ГРП, питающие газопроводы низкого давления; *5* — газопроводы высокого и среднего давлений; *6* — кольцевые газопроводы низкого давления;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

Многоступенчатая система газоснабжения предусматривает распределение газа по газопроводам высокого I категории (до 1,2 МПа), высокого II категории (до 0,6 МПа), среднего (до 0,3 МПа) и низкого (до 500 даПа) давлений.

Выбор системы газоснабжения зависит от характера планировки и плотности застройки населенного пункта.

4.2. Устройство подземных, надземных и наземных газопроводов

Устройство подземных газопроводов. Система газоснабжения должна быть надежной и экономичной, что определяется правильным выбором трассы газопровода, который зависит от расстояния до потребителя, ширины проездов, вида дорожного покрытия, наличия вдоль трассы различных сооружений и препятствий, а также от рельефа местности. Минимальная глубина заложения газопроводов должна быть не менее 0,8 м. В местах, где не предусматривается движение транспорта, глубина заложения газопровода может составлять 0,6 м.

Расстояние от газопровода до наружной стены колодцев и камер подземных сооружений должно быть не менее 0,3 м.

Допускается укладка двух и более газопроводов в одной траншее на одном или разных уровнях. При этом расстояние между газопроводами в свету должно быть достаточным для их монтажа и ремонта.

Расстояние по вертикали между подземными газопроводами всех давлений и другими подземными сооружениями и коммуникациями должно составлять:

- при пересечении водопровода, канализации, водостока, каналов телефонных и теплосети — не менее 0,2 м;
- электрокабелей и телефонных бронированных кабелей — не менее 0,5м;
- электрокабелей маслонаполненных (на 110...220 кВ) — не менее 1,0 м.

Допускается уменьшать расстояние между газопроводом и электрокабелем при прокладке их в футлярах. При этом концы футляра электрокабеля должны выходить на 1 м по обе стороны от стенок пересекаемого газопровода.

При пересечении каналов теплосети, коллекторов, туннелей с переходом над или под ними следует предусматривать прокладку газопровода в футляре, выходящем на 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений, а также проверку физическими методами контроля всех сварных стыков в пределах пересечения и на расстоянии 5 м в стороны от наружных стенок этих сооружений.

Запорную арматуру и конденсатосборники на газопроводах устанавливают на расстоянии не менее 2 м от края пересекаемой коммуникации или сооружения.

Газопроводы в местах прохода через наружные стены зданий заключают в футляры диаметром не менее чем на 100...200 мм больше диаметра газопровода.

Устройство надземных и наземных газопроводов. Надземные газопроводы прокладывают на отдельно стоящих опорах, эстакадах и колоннах. Газопроводы с рабочим давлением до 0,6 МПа допускается также прокладывать по стенам производственных зданий с помещениями категории безопасности В, Д; газопроводы с давлением до 0,3 МПа — по стенам общественных зданий и жилых домов не ниже III, III(*а*) степеней огнестойкости, а газопроводы низкого давления — по стенам общественных зданий и жилых домов IV и V степеней огнестойкости.

Надземные газопроводы проектируют с учетом компенсации продольных деформаций по фактически возможным температурным условиям работы, а в случае, когда не обеспечивается самокомпенсация, — с учетом установки компенсатора.

Высоту прокладки принимают с учетом возможности его осмотра и ремонта.

Под оконными проемами и балконами жилых и общественных зданий газопроводы не должны иметь разъемных соединений.

Расстояния между надземными газопроводами и трубопроводами другого назначения при их совместной прокладке и пересечении принимают следующими: при диаметре газопровода до 300 мм — не менее диаметра газопровода, но не менее 100 мм; при диаметре более 300 мм — не менее 300 мм. При пересечении с воздушными линиями электропередачи (ЛЭП) наземные газопроводы размещают ниже этих линий, причем минимальные расстояния по вертикали между ними зависят от напряжения:

Напряжение ЛЭП, кВ .... до 1	20	35	до 150	220	330	500
Расстояние, м 1	3	4	4,5	5	6	6,5

Прокладка газопроводов по железнодорожным и автомобильным мостам осуществляется таким образом, чтобы исключить возможность скопления газа в случае его утечки в конструкциях моста. Газопроводы, подвешиваемые к мостам, должны выполняться из стальных бесшовных или прямошовных труб, изготовленных электродуговой сваркой, и иметь компенсирующие устройства.

Газопроводы, проложенные по металлическим и железобетонным мостам, плотинам и другим гидротехническим сооружениям, должны быть электроизолированы от металлических частей.

Расстояние между опорами надземных газопроводов определяется расчетом. Узлы и детали крепления газопроводов выполняются по рабочим чертежам типовых конструкций.

4.3. Переходы газопроводов через препятствия

Переходы через овраги и водные пути. Пересечение газопроводами водных преград осуществляется несколькими способами:

- подвеской к конструкциям существующих мостов;
- строительством специальных мостов;
- использованием несущей способности самих труб с устройством из них арочных переходов;
- выполнением подводного перехода — дюкера.

Наиболее простой и экономичной является подвеска газопроводов к конструкциям существующих автострадных или пешеходных металлических и железобетонных мостов. Но этот способ применяется редко из-за отсутствия мостов в необходимых для выполнения переходов местах. Кроме того, он не обеспечивает условий безопасности, особенно при прокладке газопроводов высоких давлений.

Подвеска к конструкциям существующих мостов (рис. 4.3) обеспечивает свободный доступ к газопроводам для осмотра и ремонта, компенсацию деформаций, возникающих из-за резкого суточного и сезонного колебаний температур наружного воздуха, и безопасное рассеивание в атмосфере возможных утечек газа.

Сооружать специальные мосты для прокладки газопроводов целесообразно через реки, для которых характерны быстрое течение, частые и бурные паводки, неустойчивые русло и берега, в целях одновременного использования этих мостов для пешеходного и автомобильного транспорта. Наиболее экономичными являются арочные переходы, выполненные из самих газопроводных труб, с опорными системами, заделанными в береговые бетонные устои (рис. 4.4).

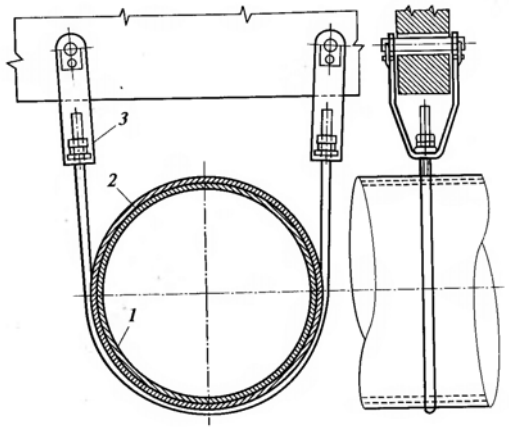


Рис. 4.3. Подвеска газопровода под железобетонным мостом:
1 — газопровод; *2* — окраска или изолирующее покрытие; *3* — регулируемая подвеска



Рис. 4.4. Схема трубчатой арки

В городах наибольшее распространение получила прокладка газопроводов под водой (рис. 4.5). Выбор трассы для подводных переходов согласуется со схемой газоснабжения города и с необходимостью обеспечения удобства и безопасности эксплуатации сооружений. Трассу дюкера необходимо располагать на прямолинейном участке реки под углом 90° к нему. Число ниток перехода зависит от степени его ответственности. Если переходы входят в систему основных газопроводов, то число ниток в них должно быть

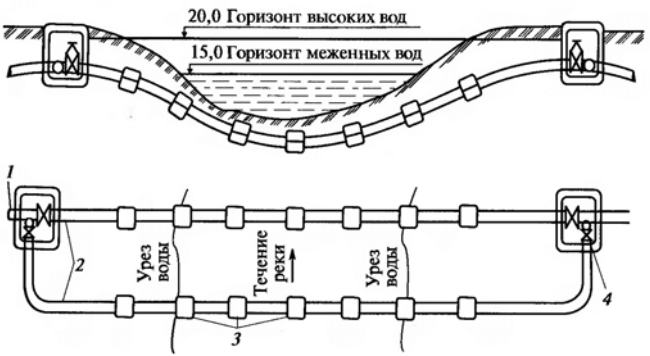


Рис. 4.5. Схема подводного перехода — дюкера:
1 — основной газопровод; *2* — дюкер; *3* — балластировочные грузы; *4* — колодцы с отключающими задвижками

не менее двух. Пропускная способность каждой нитки должна составлять не менее 70 % от пропускной способности подводящих газопроводов. Двухниточными выполняют переходы, через которые получают газ отдельные промышленные предприятия, для которых перерывы в его подаче грозят остановкой.

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

Глубину заложения дюкеров в грунте на неразмываемых участках судоходных рек принимают не менее 1 м, а на несудоходных — не менее 0,3 м. Для обеспечения устойчивого положения дюкеров на дне водоема их снабжают грузами, придающими газопроводам отрицательную плавучесть.

Подводные переходы, по которым транспортируют влажный газ, для обеспечения стока конденсата прокладывают с уклоном в сторону одного или обоих берегов в зависимости от ширины водной преграды. При этом в низших точках переходов устанавливают сборники конденсата, снабженные трубками, выведенными на береговую поверхность под ковер, для удаления жидкости с помощью насосов или вакуум-цистерн.

Переходы через железнодорожные, трамвайные пути и автомобильные дороги. Способ выполнения перехода газопроводов через железнодорожные, трамвайные пути и автомобильные дороги выбирают в зависимости от местных условий и экономической целесообразности.

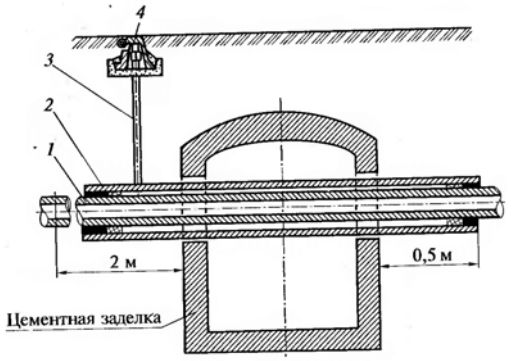


Рис. 4.6. Схема пересечения газопроводом коллектора или колодца:
1 — газопровод; *2* — футляр с сальником; *3* — контрольная трубка; *4* — ковер

Пересечения газопроводов с железнодорожными, трамвайными путями и автомобильными дорогами выполняют под углом 90°.

Подземные газопроводы всех давлений в местах пересечения с железнодорожными, трамвайными путями и автомобильными дорогами прокладывают в стальных футлярах, концы которых уплотняют. При этом на одном конце футляра устанавливают контрольную трубку, выходящую под защитное устройство.

При вынужденном пересечении стенок канализационных и других коллекторов или туннелей (рис. 4.6) газопроводы низкого и среднего давлений прокладывают в изолированных футлярах, не имеющих соединений внутри пересекаемых сооружений. Концы этих футляров выводят не менее чем на 0,5 м за пределы крайних стенок сооружений. Пересечение газопроводами высоких давлений коллекторов различного назначения недопустимо.

4.4. Трубы для газопроводов

При строительстве газопроводов применяют, как правило, стальные трубы. В последнее время для подземных газопроводов широко используют полиэтиленовые трубы. Например, полиэтиленовые трубы применяют для подземных межпоселковых газопроводов с давлением до 0,6 МПа и подземных газопроводов с давлением до 0,3 МПа, прокладываемых на территории сельских населенных пунктов. При строительстве систем газоснабжения используют стальные прямошовные, спиральношовные и бесшовные трубы, изготовленные из хорошо сваривающейся стали, содержащей не более 0,25 % углерода, 0,056 % серы и 0,046 % фосфора.

Для подземных и наземных газопроводов используют трубы с толщиной стенки не менее 3 мм, а для наружных надземных и наземных газопроводов — не менее 2 мм.

По способу изготовления стальные трубы подразделяются на сварные (прямо- и спиральношовные) и бесшовные (тепло-, горяче- и холоднодеформированные).

Соединяются стальные трубы сваркой, при этом сварочное соединение должно быть равнопрочным с основным металлом труб.

Импульсные газопроводы для присоединения контрольно-измерительных приборов и приборов автоматики изготовляются из стальных труб, рассчитанных на соответствующие давления. Однако для их подключения допускается применять медные, круглые, тянутые и холоднокатаные трубы общего назначения.

При эксплуатации установок, использующих газовое топливо, применяют гибкие газопроводы, например на газонаполнительных станциях (ГНС), при сливе газа из железнодорожных цистерн, наполнении газом автоцистерн, сливе газа в групповые резервуарные установки и замене баллонов. В отличие от стальных

газопроводов, резиновые и резинотканевые рукава обеспечивают безаварийную работу на более короткий срок, так как с течением времени физические и механические свойства резины и ткани изменяются, причем такое свойство резины, как эластичность, может быть полностью утрачено.

Резиновые и резинотканевые рукава должны иметь на обоих концах специальные приспособления для присоединения к трубопроводам и штуцерам сосудов и аппаратов.

На рис. 4.7 показан способ заделки рукавов со штуцерами при помощи зажимной обоймы *3* и ниппеля *2*, на котором находится накидная гайка *1*. Хвостовик ниппеля *2* выполнен в виде конуса и резьбовой части, при помощи которой он соединяется с обоймой *3*. При монтаже шланг *4* ввинчивается в наконечник обоймы *3* до упора, после чего ввинчивается ниппель *2*, который своим коническим хвостовиком вминает шланг в канавку резьбы наконечника и уплотняет соединение.

Для строительства подземных газопроводов широко применяются полиэтиленовые трубы, которые имеют ряд преимуществ по сравнению со стальными: высокую коррозионную стойкость почти во всех кислотах (кроме органических) и щелочах, что исключает необходимость их изоляции и электрохимической защиты; незначительную массу, что обеспечивает снижение транспортных расходов, а также трудозатрат при их монтаже; повышенную пропускную способность (приблизительно на 20 %) благодаря гладкости их поверхности (эквивалентная шероховатость стенки стальной трубы равна 0,01 см, а полиэтиленовой — 0,002); достаточно высокую прочность при достаточных эластичности и гибкости.

К недостаткам полиэтиленовых труб следует отнести: горючесть; повышенную окисляемость при нагревании; деструкцию материала при температурах выше 30 °С; изменение свойств под воздействием прямых солнечных лучей; высокий коэффициент линейного расширения (при 20...30 °С $k = 0{,}00022$ 1/°С); усталостные процессы (релаксационное разуплотнение).

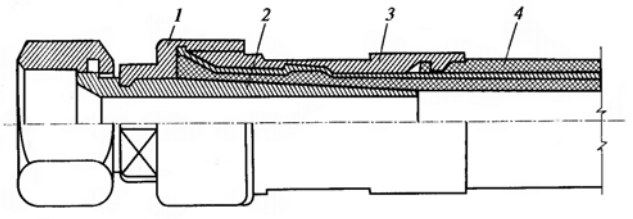


Рис. 4.7. Пример соединения резиновых рукавов с металлической оплеткой:
1 — накидная гайка; *2* — ниппель; *3* — зажимная обойма; *4* — шланг

Отечественная промышленность для газопроводов изготовляет трубы из полиэтилена с минимальной длительной прочностью MRS 8,0 и MRS 10,0 (ПЭ80 и ПЭ100).

Полиэтиленовая труба характеризуется стандартным размерным отношением ее номинального наружного диаметра к номинальной толщине стенки (SDR), которое определяется в зависимости от давления в газопроводе, марки полиэтилена и коэффициента запаса прочности:

$$SDR = 2\frac{MRS}{MOP \cdot c} + 1,$$

где MRS — показатель минимальной длительной прочности полиэтилена, использованного для изготовления труб и соединительных деталей, МПа; MOP — максимальное рабочее давление газа для данной категории газопроводов, МПа; c — коэффициент запаса прочности, выбираемый в зависимости от условий работы газопровода по нормативным документам.

Трубы из ПЭ80 (полиэтилена средней плотности (0,935... 0,940 г/см^3)) обладают повышенной длительной прочностью и стойкостью к растрескиванию, а также достаточной эластичностью. Эти трубы применяют для строительства газопроводов низкого, среднего и высокого II категории (менее 0,6 МПа) давлений.

Применение длинномерных полиэтиленовых труб заметно снижает по сравнению с использованием мерных труб число сварных соединений, т.е. позволяет сокращать время монтажа. В настоящее время получили распространение два способа соединения полиэтиленовых труб: сварка встык с помощью электронагревательного инструмента и посредством использования муфт с закладными электронагревательными спиралями. Второй способ сварки надежнее первого, однако высокая стоимость муфт с термоэлементами делает его экономически невыгодным для соединения полиэтиленовых труб мерной длины, в частности для труб диаметром свыше 200 мм, которые выпускаются только отрезками.

При строительстве газопроводов из полиэтиленовых труб значительно сокращаются объем земляных работ и продолжительность строительства, так как трубопровод разматывается с барабана и укладывается непосредственно в траншею.

Гибкость и эластичность полиэтилена позволяют применять трубы из него при прокладке газопроводов методом направленного бурения, т.е. когда возможны изменения направления трассы и ее изгибы большого радиуса. Способность полиэтиленовых труб удлиняться под нагрузкой (относительное удлинение при разрыве составляет не менее 350 %) обеспечивает возможность их использования в неустойчивых грунтах, т.е. в районах, подверженных сейсмической опасности, и в проседающих горных породах, а также в пучинистых грунтах.

В последнее время в ряде регионов страны, в которых массовое строительство газопроводов осуществлялось 40 лет назад, остро встает вопрос о их реконструкции. Восстанавливать изношенные трубопроводы обычным методом (заменой старых стальных труб на новые) не представляется возможным. Поэтому в настоящее время применяют технологию восстановления малонадежных подземных стальных газопроводов путем размещения в них полиэтиленовых труб меньшего диаметра. В этом случае старая металлическая труба выполняет роль футляра, защищающего полиэтиленовый газопровод от механических воздействий и повышающего тем самым надежность сети. Но в связи с тем, что внутренний диаметр нового полиэтиленового газопровода при этом становится меньше, чем внутренний диаметр заменяемого металлического трубопровода, возникает вопрос о повышении давления в газовой сети.

Одно из основных преимуществ такой технологии ремонта — малый объем земляных работ, так как в этом случае котлованы для монтажа отрываются только в начале и конце восстанавливаемого участка трубопровода, длина которого может достигать 200 м. При использовании этого метода восстановления обеспечивается возможность полного или частичного отказа от электрохимической защиты газопровода, увеличивается срок его службы, повышаются ремонтопригодность и удобство обслуживания.

Существуют методы реконструкции газопроводов с использованием полиэтиленовых труб большего наружного диаметра, чем внутренний диаметр стальных труб, с предварительным обжатием их термическим или термомеханическим способом. В первом случае внутри реконструируемого стального газопровода протягивают длинномерную полиэтиленовую трубу, диаметр которой несколько превышает диаметр стальной трубы. Технология этого метода реконструкции предусматривает предварительный нагрев полиэтиленовой трубы до определенной температуры перед протяжкой через специальное калибровочное устройство, которым она сжимается до диаметра меньшего, чем восстанавливаемый газопровод. Когда полиэтиленовая труба остывает, она принимает свою первоначальную форму, плотно прилегая к внутренним стенкам стального газопровода.

Во втором случае полиэтиленовой трубе термомеханическим способом придают форму буквы U, сильно уменьшающую ее поперечное сечение, и наматывают на барабан для транспортирования, с которого затем ее протягивают с помощью лебедки в старой трубе. Протянутая через восстанавливаемый участок газопровода полиэтиленовая труба обрезается и с обеих сторон закрывается специальными задвижками. Затем в трубопровод подается сжатая паровоздушная смесь, под воздействием которой полиэтиленовая труба расширяется и расправляется до своей первоначальной формы, плотно прилегая при этом к стенкам газопровода.

Преимуществом этих методов реконструкции газопроводов по сравнению со свободной протяжкой полиэтиленовых труб является небольшое изменение их внутреннего диаметра, а так как при этом уменьшается шероховатость стенок трубы, пропускная способность газопроводов практически не изменяется.

Для восстановления работоспособности старых стальных газопроводов применяют также технологию «Феникс», по которой на подлежащем ремонту участке, предварительно отключенном и очищенном, в трубу вводят тканевый шланг, сплетенный из нейлоновых и полиэфирных нитей с наружной поверхностью, покрытой специальным клеем.

Свойства полиэфирных и нейлоновых нитей и специальная технология изготовления определяют способность шланга растягиваться в радиальном направлении, обеспечивая плотное прилегание его наружной поверхности, покрытой клеем, к внутренней поверхности трубы под воздействием паровоздушной смеси.

Применение этого вида ремонта газопровод, особенно при пересечении им важных автомагистралей, железных дорог и водных преград, дает значительный экономический эффект, сокращает сроки работ, повышает надежность и безопасность эксплуатации восстановленных участков.

4.5. Запорные устройства

К запорным устройствам относятся трубопроводная арматура (краны, задвижки, вентили), гидравлические задвижки и затворы, а также быстродействующие (отсечные) устройства с пневматическим или магнитным приводом.

Запорные устройства должны обеспечивать: герметичность отключения; минимальные потери давления в открытом положении; удобство обслуживания и ремонта. Принципиальные схемы работы различных запорных устройств приведены на рис. 4.8.

Запирающий орган (затвор) крана (рис. 4.8, *а*) представляет собой пробку, вращающуюся в корпусе вокруг своей оси. В шаровых кранах пробка имеет шарообразную форму, а в остальных — форму усеченного конуса. Имеющееся в пробке сквозное отверстие в шаровых кранах круглое, а в остальных — щелевидное. Для полного открытия пробку необходимо повернуть на 90°.

Проход в задвижке (рис. 4.8, *б*) перекрывается затвором, имеющим форму плоского диска или клина и передвигающимся в плоскости, перпендикулярной направлению движения газа. Для полного открытия затвор выдвигают на расстояние, равное условному диаметру прохода D_y.

Вентильный затвор (рис. 4.8, *в*) перемещается вдоль оси седла, и для полного открытия его достаточно поднять на $(1/4)D_y$.

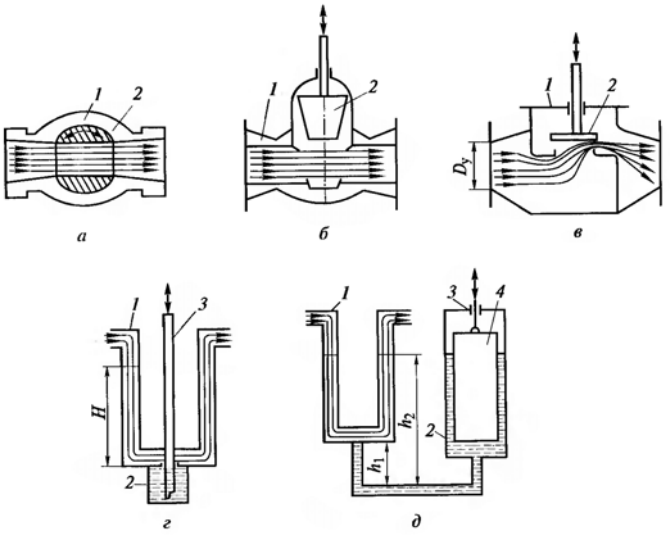


Рис. 4.8. Принципиальные схемы работы запорных устройств:

а — кран; *б* — задвижка; *в* — вентиль; *г* — гидрозатвор; *д* — гидравлическая задвижка; *1* — корпус; *2* — запирающий орган; *3* — трубка для заливки воды; *4* — плунжер

В гидрозатворе и гидравлической задвижке (рис. 4.8, *г*, *д*) затвором служит вода, высота столба которой $H = h_2 - h_1$ должна превышать максимальное давление (300 мм вод. ст.) в газопроводе.

Привод к затворам запорных устройств может быть ручным, механическим, пневматическим и гидравлическим, электрическим и электромагнитным.

На газопроводах наиболее часто используют краны и задвижки, значительно реже — вентили с ручным приводом, гидрозатворы и гидравлические задвижки.

Автоматизация процесса сжигания газа обусловила применение вентилей и клапанов с электромагнитным приводом.

Арматура и соединительные части трубопроводов характеризуются условным и рабочим давлениями.

Под *условным давлением* p_y понимается наибольшее избыточное рабочее давление, при котором обеспечивается длительная работа арматуры при температуре среды 20 °С.

Под *рабочим* p_p понимается наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается длительная работа арматуры при рабочей температуре проводимой среды.

Под *пробным* $p_{пр}$ понимается избыточное давление, при котором арматура должна подвергаться гидравлическому испытанию на прочность и плотность водой при температуре не выше 100 °С.

Запорные устройства, устанавливаемые на газопроводах, должны соответствовать газовой среде.

В зависимости от условий эксплуатации (давления газа p и температуры t) на газопроводах применяют запорные устройства, изготовленные:

из серого чугуна ($p < 0{,}6$ МПа; $t > -30$ °С);
бронзы или латуни ($p < 0{,}6$ МПа; $t > -30$ °С);
углеродистой стали ($p < 1{,}6$ МПа; $t > -40$ °С);
легированной стали ($p < 1{,}6$ МПа; $t < -400$ °С).

Краны. Применяемые на газопроводах краны различают по способу присоединения — муфтовые, цапковые, фланцевые и с концами под приварку; форме затвора — конические, цилиндрические и шаровые; способу уплотнения — натяжные и сальниковые; проходу в пробке — полнопроходные и суженные; применению смазки — со смазкой и без нее; приводу — с управлением ручным, гидравлическим, пневматическим и электрическим.

Краны более компактны, чем задвижки и вентили, их уплотнительные поверхности меньше подвержены внутренней коррозии и эрозии. Конструкция кранов позволяет повышать их герметичность смазкой уплотнительных поверхностей. К недостаткам кранов относят трудность их притирки, возможность заедания пробки в корпусе и легкую повреждаемость твердыми частицами запирающих поверхностей. Эти недостатки особенно проявляются у кранов больших размеров, поэтому при $D_y > 80$ мм применяют только краны с уплотняющей принудительной смазкой и шаровые.

Площадь проходного сечения пробки в газовых кранах должна составлять не менее 0,7 площади условного прохода.

Задвижки. По устройству затвора различают задвижки параллельные и клиновые, по устройству подъема затвора — задвижки с выдвижным и невыдвижным шпинделем, по приводу — задвижки с ручным, электрическим, пневматическим и гидравлическим управлением.

Вентили. Для вентилей характерны обеспечение хорошей герметичности и небольшой ход тарелки клапана, необходимый для полного открытия затвора.

Вентили устанавливают на газопроводе так, чтобы поток газа был направлен под тарелку клапана. Наиболее широко вентили применяются в установках по регазификации сжиженных углеводородных газов. Применение вентилей ограничивается гидравлическим сопротивлением.

Структура маркировки трубопроводной арматуры имеет вид: хх-УУ ХХХооо, где хх — цифры, обозначающие тип арматуры; УУ — буквы, обозначающие материал, из которого изготовлен корпус

арматуры; XXX — цифры после букв, обозначающие конструктивные особенности изделия и вид привода; ооо — буквы, обозначающие материал уплотнительных поверхностей. Расшифровка обозначений маркировки трубопроводной арматуры приведена в табл. 4.1.

Отечественными производителями освоено производство всей номенклатуры запорно-регулирующей арматуры для газовой промышленности.

Таблица 4.1

Обозначения, принятые для маркировки трубопроводной арматуры

Шифр	Позиция
Тип арматуры	
10	Кран пробковый спускной
11	Кран для трубопровода
12	Запорное устройство показателя уровня
13, 14, 15	Вентиль
16	Клапан обратный подъемный и приемный с сеткой
17	Клапан предохранительный
18	Клапан редукторный
19	Клапан обратный поворотный
21	Регулятор давления «после себя» и «до себя»
22	Клапан запорный
25	Клапан регулирующий
30, 31	Задвижка
32	Затвор
Вид привода	
3	Механический с червячной передачей
4	Механический с цилиндрической передачей
5	Механический с конической передачей
6	Пневматический
7	Гидравлический
8	Электромагнитный
9	Электрический

Окончание табл. 4.1

Шифр	Позиция
Материал корпуса	
с	Углеродистая сталь
лс	Легированная сталь
ч	Серый чугун
кч	Ковкий чугун
бр	Латунь, бронза
нж	Коррозионностойкая (нержавеющая) сталь
а	Алюминий
мн	Монель-металл
п	Пластмассы (кроме винипласта)
вп	Винипласт
к	Фарфор
тн	Титан
ск	Стекло
Материал уплотнительных поверхностей	
бр	Латунь, бронза
мн	Монель-металл
нж	Коррозионностойкая (нержавеющая) сталь
нт	Нитрированная сталь
бт	Баббит
р	Резина
п	Пластмассы (кроме винипласта)
вп	Винипласт

Гидравлические затворы. Применяются на подземных газопроводах низкого давления и на ответвлениях (рис. 4.9). Высота запирающего столба воды в гидрозатворе должна превышать максимальное рабочее давление в газопроводе не менее чем на 200 мм. Так как рабочее давление в сетях низкого давления не превышает 5 кПа, высоту штуцеров в гидрозатворах принимают из расчета, что рабочая разность уровней воды составляет 700 мм.

Чтобы прекратить подачу газа, т.е. закрыть затвор, открывают пробку *7* в корпус *1* и заливают воду. Высоту уровня воды в гидро-

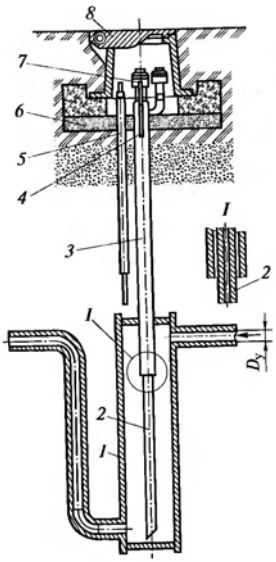


Рис. 4.9. Гидравлический затвор с устройством для продувки:

1 — корпус; *2* — трубка; *3* — кожух; *4* — контактная полоса; *5* — электрод заземления; *6* — подушка; *7* — пробка; *8* — крышка

затворе измеряют мерной линейкой, опускаемой на шнурке в трубку. Открывают гидрозатвор, откачивая из него воду насосом. Верхний уровень воды в гидрозатворе должен быть ниже уровня промерзания грунта. Если гидрозатвор установлен в нижней точке газопровода, он может быть использован одновременно и как конденсатосборник.

Гидрозатвор имеет простое устройство и обеспечивает герметичное отключение газа. Основные его недостатки — неудобство и длительность процессов включения и отключения газа.

Для измерения разности электрических потенциалов газопровод—земля к трубке *2* гидрозатвора приваривают контактную полосу *4*, а в утрамбованный грунт до установки подушки *6* ковера забивают электрод заземления *5*.

Иногда применяют гидрозатворы с дополнительным кожухом *3*, имеющим штуцер с пробкой. Этот кожух позволяет использовать гидрозатвор и как устройство для продувки газопровода.

Контрольные вопросы

1. Нарисуйте принципиальную схему городских систем снабжения.
2. Как устроены подземные, надземные и наземные газопроводы?
3. Как осуществляются переходы газопроводов через препятствия?
4. Какие применяются трубы для газопроводов?
5. Расскажите об основных типах запорных устройств.

Глава 5

ЗАЩИТА ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

5.1. Виды коррозии

Коррозией называется постепенное разрушение металла вследствие химического или электрохимического воздействия.

Химическая коррозия — взаимодействие металла с коррозионной средой. При этом металл взаимодействует со средой, не проводящей электрический ток. Протекающие окислительно-восстановительные реакции осуществляются путем непосредственного перехода электронов с атома металла на частицу (молекулу, атом) — окислитель, входящий в состав среды.

Электрохимическая коррозия — взаимодействие металла с коррозионной средой, при котором ионизация атомов металла и восстановление окислительного компонента коррозионной среды протекают не одновременно и их скорости зависят от электродного потенциала.

При электрохимической коррозии металл соприкасается с растворами, проводящими электрический ток, — *электролитами*.

Вследствие неоднородности строения металла, наличия примесей и различного состава раствора при соприкосновении металла с электролитом образуются микроскопические гальванические элементы, у которых катодом служат посторонние примеси, а анодом — сам металл. Ионы металла переходят в раствор, освобожденные электроны перемещаются к катодным участкам.

Процесс коррозии зависит от электродных потенциалов анодных и катодных участков.

При электрохимической коррозии протекают два самостоятельных процесса: анодный — переход металла в раствор в виде гидратированных ионов с оставлением эквивалентного числа электронов в металле, и катодный — ассимиляция находящихся в металле избыточных электронов.

Анодные и катодные процессы происходят на различных участках, однако могут протекать и на одной поверхности, чередуясь по времени.

Основными источниками блуждающих токов являются рельсовые сети трамвая, метрополитена и электрифицированной железной дороги. Положительный полюс источника постоянного

тока электрифицированного транспорта подключается к контактному проводу, а отрицательный — к ходовым рельсам. Ток от положительной шины тяговой подстанции по питающей линии поступает в контактный провод, а оттуда через токоприемник — к двигателям электровоза и далее через колесные пары, рельсы и землю в отсасывающую линию к минусовой шине тяговой подстанции. Стекающий в землю ток, который называют *блуждающим*, тем больше, чем меньше переходное сопротивление между рельсами и землей и чем больше предельное сопротивление рельсов.

Наиболее значительные токи утечки наблюдаются на участках путей электрифицированных железных дорог, где имеются малые переходные сопротивления между рельсами и землей и большие тяговые токи. Блуждающие токи, возникающие при этом, могут распространяться на большие расстояния. Блуждающие токи, проникая в подземный газопровод, создают три потенциальные зоны: катодную — участок входа блуждающего тока из почвы в газопровод (не опасную в коррозионном отношении); анодную — участок выхода блуждающего тока из газопровода (опасную в коррозионном отношении); знакопеременную — участок газопровода, где наблюдается изменение потенциальной зоны во времени, т.е. возникают то анодная, то катодная зоны.

5.2. Защита газопроводов от почвенной коррозии и блуждающих токов

Защита газопроводов от коррозии подразделяется на пассивную и активную.

Пассивная защита. Этот вид защиты предусматривает изоляцию газопровода. При этом используют покрытие на основе битумно-полимерных, битумно-минеральных, полимерных, этиленовых и битумно-резиновых мастик. Антикоррозийное покрытие должно иметь достаточные механическую прочность, пластичность, хорошую прилипаемость к металлу труб, обладать диэлектрическими свойствами, а также оно не должно разрушаться от биологического воздействия и содержать компоненты, вызывающие коррозию металла труб.

Одним из широко используемых методов пассивной защиты является изоляция липкими полимерными лентами шириной 400, 450, 500 мм или по заказу. Согласно ГОСТ 20477-86 в зависимости от толщины ленты основа ее может быть марок А или Б.

Активная защита. Методы активной защиты (катодная, протекторная, электродренажная) в основном сводятся к созданию такого электрического режима для газопровода, при котором коррозия трубопровода прекращается.

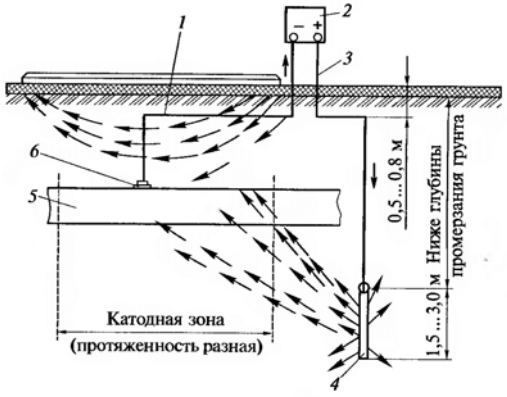


Рис. 5.1. Схема катодной защиты:

1 — дренажный кабель; *2* — источник постоянного тока; *3* — соединительный кабель; *4* — заземлитель (анод); *5* — газопровод; *6* — точка дренирования

Катодная защита. При катодной защите (рис. 5.1) для создания гальванической пары используется внешний источник питания *2*. При этом катодом является газопровод *5*, подсоединенный в точке дренирования *6* посредством дренажного кабеля к отрицательному электроду источника питания; анодом является металлическая штанга *4*, заглубленная в грунт ниже зоны промерзания его.

Одна катодная станция обеспечивает защиту газопровода протяженностью до 1 000 м.

Протекторная (электродная) защита. При протекторной защите участок газопровода превращается в катод не за счет источника питания, а за счет использования протектора. Последний соединен проводником с газопроводом и образует с ним гальваническую пару, в которой газопровод является катодом, а протектор — анодом. В качестве протектора используется металл с более отрицательным потенциалом, чем у железа.

Принцип работы протекторной защиты показан на рис. 5.2. Ток от протектора *3* через грунт попадает на газопровод *6*, а затем по изолированному соединительному кабелю к протектору. Протектор при стекании с него тока будет разрушаться, защищая газопровод.

Зона действия протекторной установки приблизительно 70 м. Главное назначение протекторных установок — дополнение к дренажной или катодной защите на удаленных газопроводах для полного снятия положительных потенциалов.

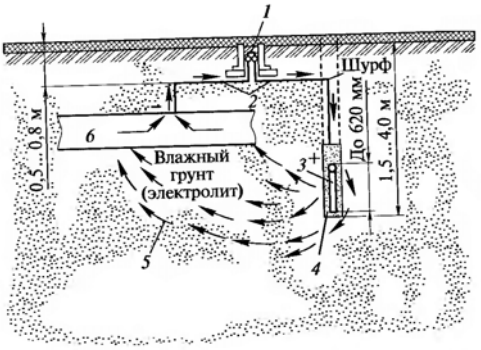


Рис. 5.2. Схема протекторной (электродной) защиты:

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

Электродренажная защита. При электродренажной защите ток отводится из анодной зоны газопровода к источнику (рельсу или отрицательной шине тяговой подстанции). Зона защиты около 5 км.

Применяют три типа дренажа: прямой (простой), поляризованный и усиленный.

Прямой дренаж характеризуется двухсторонней проводимостью (рис. 5.3). Дренажный кабель присоединяется только к минусовой шине. Главный недостаток заключается в возникновении положительного потенциала на газопроводе при нарушении стыковых соединений рельсов, поэтому, несмотря на простоту, эти установки в городских газопроводах не применяют.

Поляризованный дренаж обладает односторонней проводимостью от газопровода к источнику. При появлении положительного потенциала на рельсах дренажный кабель автоматически отключается, поэтому его можно присоединять к рельсам.

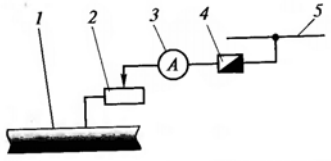


Рис. 5.3. Схема прямого (простого) дренажа:

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

Усиленный дренаж применяют, когда на газопроводе остается положительный или знакопеременный потенциал по отношению к земле, а потенциал рельса в точке дренирования тока выше потенциала газопровода. В усиленном дренаже дополнительно в цепь включают источник ЭДС, позволяющий увеличить дренажный ток. Заземлением в данном случае служат рельсы.

Изолирующие фланцевые соединения и вставки. Они используются дополнительно к устройствам электрохимической защиты и позволяют разбивать газопровод на отдельные участки, уменьшая проводимость и силу тока, протекающего по газопроводу. Электроизолирующие соединения (ЭИС) — прокладки между фланцами из резины или эбонита. Вставки из полиэтиленовых труб применяют для отсечения различных подземных сооружений друг от друга. Установка ЭИС приводит к сокращению затрат электроэнергии за счет исключения потерь тока перетекания на смежные коммуникации. ЭИС устанавливают на вводах к потребителям, подземных и надводных переходах газопроводов через препятствия, а также на вводах газопроводов в ГРС, ГРП и ГРУ.

Электрические перемычки. Электрические перемычки устанавливают на смежных металлических сооружениях в том случае, когда на одном сооружении имеются положительные потенциалы (анодная зона), а на другом — отрицательные (катодная зона), при этом на обоих сооружениях устанавливаются отрицательные потенциалы. Перемычки применяют при прокладке по одной улице газопроводов различного давления.

5.3. Мероприятия по защите подземных газопроводов от коррозии

Защита от коррозии. Все подземные стальные трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами. Защита от коррозии подземных стальных трубопроводов осуществляется по проектам. Проекты защиты от коррозии подземных стальных трубопроводов должны разрабатываться одновременно с проектированием самих газопроводов. Мероприятия по защите от коррозии строящихся подземных трубопроводов и включение в работу устройств электрохимической защиты должны осуществляться до сдачи трубопроводов в эксплуатацию, но не позднее чем через шесть месяцев после укладки их в грунт.

Внешняя поверхность подземных металлических трубопроводов подвергается электрохимической коррозии, которая в зависимости от условий может быть вызвана взаимодействием наружной поверхности металла с окружающей средой (почвой) или воздействием на металл блуждающих токов.

Таблица 5.1

Показатели коррозионной активности грунта по отношению к стали

Степень коррозионной активности	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м	Потери массы образца, г	Средняя плотность поляризующего тока, мА/см
Низкая	Свыше 100	До 1	До 0,05
Средняя	20... 100	1....2	0,05 ... 0,2
Высокая	До 20	Свыше 2	Свыше 0,2

Опасность почвенной коррозии подземных металлических сооружений, зависящая от коррозионной активности грунта по отношению к стальным подземным трубопроводам, определяется тремя показателями: удельным электрическим сопротивлением грунта, потерями массы образцов и плотностью поляризующего тока (табл. 5.1).

Критерием опасности коррозии, вызываемой блуждающими токами, является наличие положительной или знакопеременной разности потенциалов между трубопроводом и землей (анодной или знакопеременной зоны). Опасность коррозии подземных трубопроводов блуждающими токами оценивают на основании электрических измерений. Основным показателем, определяющим опасность коррозии стальных подземных трубопроводов под действием переменного тока электрифицированного транспорта, является смещение разности потенциалов между трубопроводом и землей в отрицательную сторону не менее чем на 10 мВ по сравнению со стандартным потенциалом трубопровода.

Защита подземных стальных трубопроводов от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, осуществляется путем их изоляции от контакта с окружающим грунтом и ограничения проникновения блуждающих токов из окружающей среды и путем катодной поляризации металла трубопровода. Для уменьшения влияния коррозии рационально выбирают трассу трубопровода, а также используют различные типы изоляционных покрытий и специальные способы прокладки газопроводов. Подземные стальные трубопроводы, прокладываемые непосредственно в грунтах с высокой коррозионной активностью, защищают от почвенной коррозии с помощью изоляционных покрытий и катодной поляризации. Причем при использовании последней поляризационные потенциалы, создаваемые на всей поверхности трубопровода, по абсолютному значению должны соответствовать значениям табл. 5.2.

Измерение поляризационных потенциалов на подземных стальных трубопроводах осуществляют на специально оборудованных

Таблица 5.2

Нормированные значения поляризационных (защитных) потенциалов

Металл трубопровода	Поляризационный (защитный) потенциал по отношению к медно-сульфатному не поляризующемуся электроду в любой среде, В	
	минимальный	максимальный
Сталь с защитным покрытием	–0,85	–1,1
Сталь без защитного покрытия	–0,85	Не ограничивается

контрольно-измерительных пунктах. На действующих стальных трубопроводах, не оборудованных такими пунктами, для измерения поляризационных потенциалов допускается осуществлять катодную поляризацию таким образом, чтобы значения потенциала трубы по отношению к медно-сульфатному электроду сравнения составляли –0,87...–2,5 В. На действующих стальных трубопроводах катодную поляризацию подземных стальных трубопроводов проводят таким образом, чтобы исключить вредное влияние ее на соседние подземные металлические сооружения. Это достигается уменьшением абсолютного значения минимального потенциала и увеличением абсолютного значения максимального защитного потенциала соседних подземных металлических сооружений, ранее не требовавших защиты.

Коррозионные измерения на подземных стальных трубопроводах. Эти измерения выполняют для определения степени опасности электрохимической коррозии подземных трубопроводов и эффективности действия электрохимической защиты и осуществляются в ходе проектирования, строительства и эксплуатации устройств противокоррозионной защиты подземных стальных трубопроводов.

Целью коррозионных измерений при проектировании защиты вновь сооружаемых подземных трубопроводов является выявление участков трасс, опасных в отношении подземной коррозии. При этом определяют коррозионную активность грунта и наличие блуждающих токов в земле.

Коррозионные измерения при строительстве подземных трубопроводов подразделяются на две группы: проводимые при производстве изоляционно-укладочных работ и проводимые при монтажных работах и наладке электрохимической защиты. При монтажных работах и наладке электрохимической защиты измерения проводят для определения параметров установок электрохимической защиты и контроля эффективности их действия.

В сети действующих трубопроводов измерение потенциалов проводят в зонах действия средств электрозащиты подземных сооружений и в зонах влияния источников блуждающих токов два раза в

год, а также после каждого значительного изменения коррозионных условий (режима работы электрозащитных установок, системы электроснабжения электрифицированного транспорта). Результаты измерения фиксируют в картах-схемах подземных трубопроводов. В остальных случаях измерения производят один раз в год.

Удельное сопротивление грунта определяют с помощью специальных измерительных приборов М-416, Ф-416 и ЭП-1М. Для измерения напряжений и тока при коррозионных измерениях используют показывающие и регистрирующие приборы. Вольтметры применяют с внутренним сопротивлением не менее 20 кОм на 1 В. При проведении коррозионных измерений наибольшее распространение получили неполяризующиеся медно-сульфатные электроды: ЭН-1; НН-С3-56; МЭП-АКХ; МЭСД-АКХ и др.

Неполяризующиеся медно-сульфатные электроды длительного действия с датчиком электрохимического потенциала используются в качестве электродов сравнения при измерениях разности потенциалов между трубопроводом и землей, а также поляризованного потенциала стального трубопровода, защищаемого методом катодной поляризации.

5.4. Методика проведения измерительных работ по определению опасности коррозии

Определение удельного электрического сопротивления грунта. Удельное электрическое сопротивление грунта определяют для выявления участков трассы прокладки трубопроводов с высокой коррозионной активностью, требующей выполнения защиты от коррозии, а также для расчета необходимых катодной и протекторной защиты. Удельное электрическое сопротивление грунта на проектируемой трассе трубопровода определяют (рис. 5.4) с интервалами в 100...150 м. В действующей сети измерения проводят через каждые 100...200 м вдоль трассы на расстоянии 2...4 м от оси трубопровода.

Удельное электрическое сопротивление грунта определяется по формуле

$$\rho = K\frac{\Delta U}{I}, \qquad (5.1)$$

где K — коэффициент, зависящий от материала труб.

Коэффициент K определяется из уравнения

$$K = 2\pi\frac{l_1 l_3 (l_1 + l_2)(l_2 + l_3)}{l_2[l_1(l_1 + l_2) + l_3(l_2 + l_3)]}, \qquad (5.2)$$

где l_1, l_2 и l_3 — длина измеряемых участков грунта.

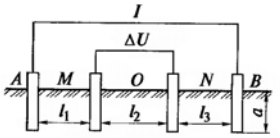


Рис. 5.4. Схема определения удельного сопротивления грунта

При измерении удельного электрического сопротивления грунта приборами М-416, Ф-416 и МС-08 расстояния между электродами принимаются одинаковыми и равными глубине прокладки подземного сооружения. В этом случае удельное электрическое сопротивление грунта $\rho = 2\pi aR$, где a — расстояние между электродами, равное глубине прокладки подземного сооружения, м; R — сопротивление, измеренное прибором, Ом.

Определение коррозионной активности грунта. При определении коррозионной активности по потере массы стальных образцов и поляризационным кривым производят отбор и обработку проб испытываемого грунта. Пробы грунта отбирают в шурфах, скважинах и траншеях из слоев, расположенных на глубине прокладки сооружения, с интервалами 50...200 м на расстоянии 0,3...0,5 м от боковой стенки трубы. Для пробы берут 1,5...2 кг грунта и удаляют из него твердые включения размером более 3 мм. Определение коррозионной активности грунта по потере массы стальных образцов производят на специальной установке (рис. 5.5), состоящей из жестяной банки, источника регулируемого напряжения постоянного тока G и стального образца. Образец представляет собой стальную трубку длиной 100 мм, изготовленную из водогазопроводных труб, обточенную снаружи и внутри.

Стальной образец устанавливают в жестяную банку и изолируют от дна банки с помощью пробки. Пробку укрепляют на нижнем

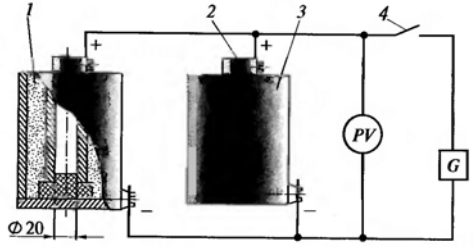


Рис. 5.5. Установка для определения коррозионной активности грунта по потере массы стальных образцов:

1 — испытуемый грунт; *2* — стальная трубка; *3* — банка; *4* — выключатель

торце трубки так, чтобы расстояние между трубкой и банкой было 10...12 мм. Отобранную пробу грунта просушивают. Банку заполняют испытуемым грунтом. Грунт увлажняют дистиллированной водой до появления на его поверхности непоглощенной влаги. К трубке подключают положительный, а к банке — отрицательный полюс регулируемого источника постоянного тока. Трубка находится под током в течение 24 ч при напряжении 6 В между трубкой и банкой.

После отключения тока трубку извлекают из грунта, очищают от него и рыхлых продуктов коррозии и подвергают катодному травлению в восьмипроцентном растворе гидрата оксида натрия при плотности тока 15...20 А/дм^2 до полного удаления продуктов коррозии. После удаления продуктов коррозии образец промывают дистиллированной водой, высушивают и взвешивают.

Определение коррозионной активности грунта по отношению к стали по поляризационным кривым производится по схеме, показанной на рис. 5.6, которая включает в себя источник регулируемого напряжения постоянного тока *G*; прерыватель тока ПТ; стакан вместимостью не менее 1 л из материала, обладающего диэлектрическими свойствами; вольтметр *PV* с внутренним сопротивлением не менее 20 кОм и миллиамперметр *PA*; электроды *E1* и *E2*. К каждому электроду припаивают изолированный проводник. Пробу грунта отбирают, сохраняя ее влажность, и помещают в стакан. Один электрод присоединяют к положительному полюсу источника тока, другой — к отрицательному. Для снятия поляризационной кривой электроды поляризуют при увеличении плотности тока. При этом достаточно задания трех-четырех значений тока. На основании полученных данных строят диаграмму.

Определение наличия блуждающих токов в земле. Наличие блуждающих токов в земле на трассе проектируемого трубопровода

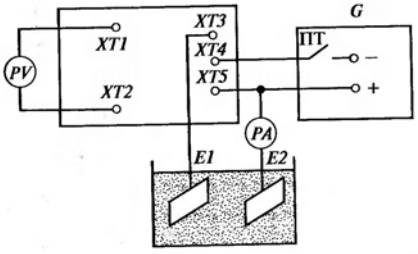


Рис. 5.6. Схема для определения коррозионной активности грунта по поляризационным кривым:

XT1, *XT2* — клеммы для подсоединения вольтметра; *XT3*, *XT4*, *XT5* — клеммы для подсоединения датчика, трубы и электрода сравнения соответственно

определяют по результатам измерений разности потенциалов между проложенными в данном районе подземными металлическими сооружениями и землей.

Схема электрических измерений для обнаружения блуждающих токов в земле приведена на рис. 5.7. Для измерений используют медно-сульфатные электроды сравнения. Возможны два варианта расположения измерительных электродов на местности: параллельно будущей трассе сооружения, а затем перпендикулярно к оси трассы и в соответствии со сторонами света.

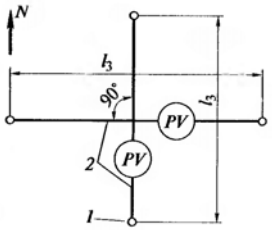


Рис. 5.7. Схема измерений для обнаружения блуждающих токов в земле:

1 — медно-сульфатный электрод; *2* — изолированные провода

Второй вариант наиболее удобен в тех случаях, когда изучаются коррозионные условия целого района, а также при сложной трассе подземного сооружения.

Если одна из установок ориентирована по предполагаемой трассе трубопровода, то положительная клемма прибора подключается к электроду, направленному в сторону ее начала. Электроды, установленные перпендикулярно, подключают так, чтобы «нижний» электрод соединялся с положительной клеммой прибора, а «верхний» — с отрицательной. При расположении по второму варианту электроды, ориентированные на юг и запад, соединяют с положительными клеммами соединительных приборов, а на север и восток — с отрицательными. Если измеряемая разность потенциалов устойчива, т.е. не изменяется по амплитуде и знаку, это указывает на наличие в земле токов почвенного происхождения либо токов от линии передачи постоянного тока по системе провод—земля. Если измеряемая разность потенциалов имеет неустойчивый характер, т.е. изменяется по амплитуде и знаку или только по амплитуде, это указывает на наличие блуждающих токов от электрифицированного транспорта.

Измерение разности потенциалов между трубопроводом и землей. Измерения производят при помощи высокоомных показывающих или самопишущих приборов. Положительную клемму измерительного прибора присоединяют к трубопроводу, а отрицательную — к электроду сравнения.

Измерения выполняют в контрольно-измерительных пунктах или существующих на трубопроводах устройствах (сифонах, задвижках, гидрозатворах, регуляторных станциях и узлах домовых вводов). При проведении измерений на контрольно-измерительных пунктах соединительный провод от отрицательной клеммы вольтметра подключают к электроду сравнения контрольно-измеритель-

ных пунктов. В остальных случаях соединительный провод подключают к временному электроду сравнения.

Временные неполяризующиеся медно-сульфатные электроды сравнения устанавливают на минимальном расстоянии от трубопровода.

Измерение силы и направления тока в трубопроводе производят милливольтметрами М-254, УКИП-73, а также самописцем Н-399.

При измерении силы и направления тока, протекающего по трубопроводу, милливольтметр подключают к двум его доступным точкам на участке, не имеющем задвижек, компенсаторов, ответвлений, контактов со смежными сооружениями и электрозащитных устройств. О направлении тока в трубопроводе судят по отклонению стрелки прибора от нуля шкалы в сторону зажима, имеющего более высокий потенциал. Контакт с трубопроводом обеспечивается либо с помощью катодных выводов, либо с помощью магнитных контактов, устанавливаемых на шурфе. Среднее значение тока, протекающего в трубопроводе:

$$I_{ср} = \frac{\Delta U_{ср}}{R},$$

где $\Delta U_{ср}$ — среднее значение падения напряжения на участке подземного сооружения, В; R — сопротивление трубопровода между точками измерения, Ом.

Измерение разности потенциалов между трубопроводом и землей в зонах действия электротранспорта, работающего на переменном токе. Они проводятся для выявления зон влияния блуждающих токов электрифицированного транспорта, работающего на переменном токе.

Измерение смещения потенциала стальных трубопроводов производят по схеме с компенсацией стационарного потенциала (рис. 5.8). Стационарный потенциал стали по отношению к медно-сульфатному электроду компенсируется включением в измерительную цепь встречной ЭДС источника постоянного тока.

Для защиты измерительных устройств приборов от влияния переменного тока в измерительную цепь включают дроссель индуктивностью не менее 100 мГн. При одновременном воздействии на трубопроводы переменного и постоянных блуждающих токов электротранспорта смещение электродного потенциала может быть вызвано влиянием постоянных блуждающих токов.

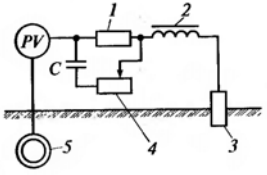


Рис. 5.8. Компенсационная схема измерений:

1 — регистор с сопротивлением 100 Ом; *2* — дроссель с индуктивностью не менее 100 мГн; *3* — медно-сульфатный электрод сравнения; *4* — регулируемый регистр с сопротивлением 500 Ом; *5* — трубопровод

Для уточнения источника тока, вызывающего смещение электродного потенциала, а также определения стационарного потенциала трубопровода синхронно проводят измерение переменного потенциала трубопровода по отношению к земле и смещению электродного потенциала. По данным синхронных измерений строят диаграмму изменения потенциалов во времени: на оси ординат откладывают в масштабе средние значения разности потенциалов при переменном и постоянном токах (смещение потенциалов), а по оси абсцисс — время в минутах. Если смещение электродного потенциала в отрицательную сторону на протяжении измерений неизменно совпадает с увеличением переменного потенциала трубопровода по отношению к земле, то оно связано с воздействием переменного тока и свидетельствует о коррозионной опасности. Измерения смещения потенциала трубопровода выполняют также в целях проверки возможности использования действующих на трубопроводе защитных устройств от почвенной коррозии (катодной или протекторной защиты), а также при включении временных защит и для выбора исходных параметров проектируемых катодных устройств.

Измерение поляризационных потенциалов трубопроводов в зоне действия средств электрохимической защиты. Они измеряются на специально оборудованном контрольно-измерительном пункте с помощью медно-сульфатного электрода длительного действия с датчиком электрохимического потенциала с помощью прерывателя тока и вольтметра, схема подключения которых к контрольно-измерительному пункту приведена на рис. 5.9.

Прерыватель тока обеспечивает повременную коммутацию цепей датчик — трубопровод и датчик — электрод сравнения. Измере-

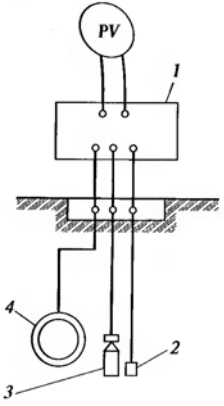


Рис. 5.9. Схема измерения поляризационного потенциала в контрольно-измерительном пункте:

1 — прерыватель тока; *2* — датчик электрохимического потенциала; *3* — электрод сравнения; *4* — трубопровод

Таблица 5.3

Нормированные значения падения напряжения в рельсах

Основание рельсового пути трамвая	Максимальное допустимое падение напряжения, В, при числе меяцев в году со среднемесячной температурой в году выше –5 °С				
	3...4	5...6	7...8	9...10	11...12
Бетонное с рельсами, утопленными в бетон	1,2	0,8	0,6	0,5	0,4
Песчаное с замощением	6	4	3	2,5	2
Щебеночное с замощением или песчаное со слоем битуминизированного песка по штучным покрытиям	9,6	6,4	4,8	4	2,2
Бетонное с электроизоляцией корыта шпально-песчаным слоем 10 ... 12 мм	12	8	6	5	4

ние поляризационного потенциала производят следующим образом: отсоединяют контрольные проводники от трубопровода *4* и датчика *2*; к соответствующим клеммам прерывателя тока *1* присоединяют контрольные проводники от трубопровода *4*, датчик электрода сравнения *3* и вольтметр; включают прерыватель тока *1*; через 10 мин после включения прерывателя тока снимают первое показан вольтметра; следующие показания снимают через каждые 5 с.

Измерения на рельсовых путях электрифицированного транспорта. С целью контроля за выполнением мероприятий по ограничению токов утечки на рельсовых путях электрифицированного транспорта производят измерения параметров, ограничивающих токи утечки.

На рельсовых сетях трамвая производят измерения электрического сопротивления сборных стыков, сопротивления контактов в местах присоединения отрицательных линий, разности потенциалов между рельсами и землей.

По результатам измерений строят диаграмму потенциалов рельсовой сети. Затем полученные значения сравнивают с нормами падения напряжения в рельсах, приведенными в табл. 5.3.

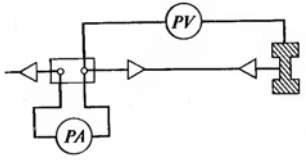


Рис. 5.10. Схема измерения сопротивления контактов в местах присоединения отрицательных линий

Сопротивление контактов в местах присоединения отрицательных линий измеряют вольтметром, включенным по схеме, показанной на рис. 5.10.

Контрольные вопросы

1. Расскажите о видах коррозии.
2. Что такое защита газопроводов от почвенной коррозии и блуждающих токов?
3. Как возникают блуждающие токи?
4. Как осуществляется защита подземных газопроводов от коррозии?
5. В чем заключается отличие катодной защиты от протекторной?
6. Какие вы знаете виды электродренажной защиты?
7. Расскажите о способах пассивной защиты газопроводов.

Глава 6

ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА

6.1. Классификация потребителей газа. Расчет годового потребления газа городом

Все виды потребления газа можно сгруппировать следующим образом: бытовое (в городских квартирах, домах сельской местности); коммунальное (на предприятиях бытового обслуживания, общественного питания, по производству хлебобулочных изделий и учреждениях здравоохранения и др.); на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий; промышленное.

Годовое потребление газа является основой при составлении проекта газоснабжения любого населенного пункта. Годовой расход газа для каждой категории потребителей определяют на конец расчетного периода. Расход газа на бытовые и коммунально-бытовые нужды населения зависит от множества факторов: применяемого газового оборудования, благоустройства и заселенности квартир, степени коммунально-бытового обслуживания населения, наличия централизованного теплоснабжения, климатических условий. Большинство из этих факторов не поддаются учету, поэтому годовое потребление газа рассчитывают по средним нормам, разработанным в результате анализа многолетнего опыта фактического его потребления.

Нормы расхода теплоты на одного человека или какой-либо условный показатель в год регламентируются соответствующими строительными нормами и правилами (СНиП), периодически пересматриваемыми и обновляемыми. В настоящее время принято руководствоваться СНиП 2.04.08-87*.

Рассмотрим расчет годового потребления газа в населенном пункте отдельно для каждой группы потребителей.

Потребление газа в квартирах. При расчете необходимо учитывать степень благоустройства квартир. Обозначим часть населения, проживающего в квартирах с централизованным горячим водоснабжением, $x_{ц.г.в}$; часть населения, проживающего в квартирах с горячим водоснабжением от газовых водонагревателей, — $x_{г.в}$; часть населения, проживающего в квартирах без горячего водоснабжения, — $x_{б.г.в}$. Тогда для всего населения, использующего газ, будет справедливо выражение

$$x_{ц.г.в} + x_{г.в} + x_{б.г.в} = 1.$$

Общий годовой расход теплоты в жилых домах населенного пункта, МДж, определяется по формуле

$$Q_{ж.д} = y_{к.в} N (q_{ц.г.в} x_{ц.г.в} + q_{г.в} x_{г.в} + q_{б.г.в} x_{б.г.в}),$$

где $y_{к.в}$ — степень охвата газоснабжением квартир, т.е. отношение газифицированных квартир к их общему числу; N — число жителей в населенном пункте; $q_{ц.г.в.}$ — норма расхода теплоты на одного человека в год в квартире с газовой плитой и централизованным горячим водоснабжением, МДж; $q_{б.г.в}$ — норма расхода теплоты на одного человека в год в квартире без горячего водоснабжения, МДж; $q_{г.в}$ — нормы расхода теплоты на одного человека в год при наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя, МДж.

Потребление газа на предприятиях бытового обслуживания. При расчете потребления газа этими предприятиями учитывают расход теплоты на обработку белья в прачечных и дезинфекционных камерах и на мытье населения в банях.

Нормы расхода теплоты в прачечных и дезинфекционных камерах отнесены к 1 т сухого белья, а в банях — к одной помывке.

При определении расхода газа в прачечных учитывают степень охвата населения прачечными $z_{пр}$, т.е. отношение числа людей, пользующихся услугами прачечных, к общему числу жителей N, а накопление сухого белья для стирки на одного человека в год принимают равным 100 кг.

При наличии в городе прачечных с различной степенью механизации общее количество стираемого белья подразделяют соответственно их производительности и обозначают части населения, пользующегося немеханизированными прачечными, — $x_{н.пр}$, пользующегося механизированными прачечными, — $x_{м.пр}$, а прачечными с сушкой и глажением — $x_{м.пр.с}$.

Расход теплоты прачечными (в год) рассчитывают следующим образом:

$$Q_{пр} = 0{,}1 z_{пр} y_{пр} N (x_{н.пр} q_{н.пр} + x_{м.пр} q_{м.пр} + x_{м.пр.с} q_{м.пр.с}), \qquad (6.1)$$

где $y_{пр}$ — степень охвата прачечных газоснабжением; $q_{н.пр}$ — норма расхода теплоты на стирку 1 т белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами, МДж; $q_{м.пр}$ — норма расхода теплоты на стирку 1 т белья в механизированных прачечных, МДж; $q_{м.пр.с}$ — норма расхода теплоты на стирку 1 т белья в механизированных прачечных с сушкой и глажением, МДж.

Дезинфекция белья и одежды производится в паровых и газовоздушных дезинфекционных камерах. Зная степень охвата населения дезинфекционными камерами $z_{д.к}$ и накопление белья для дезинфекции $M_{д.к}$ на одного человека в год в тоннах, а также степень охвата дезинфекционных камер газоснабжением $y_{д.к}$, определим расход теплоты на дезинфекционные камеры в год:

$$Q_{д.к} = M_{д.к} z_{д.к} y_{д.к} N(x_{п.д.к} q_{п.д.к} + x_{гв.д} q_{гв.д}), \quad (6.2)$$

где $x_{п.д.к}$ — часть населения, пользующаяся паровыми дезинфекционными камерами; $q_{п.д.к}$ — норма расхода теплоты на дезинфекцию 1 т белья и одежды в паровых камерах, МДж; $x_{гв.д}$ — часть населения, пользующаяся дезинфекционными камерами; $q_{гв.д}$ — норма расхода теплоты на дезинфекцию 1 т белья и одежды в горячевоздушных камерах, МДж.

Потребление газа в банях определяют из расчета 52 помывки на одного человека в год. Если часть населения, пользующегося банями, — $z_б$, а степень охвата бань газоснабжением $y_б$, то расход теплоты в год на бани

$$Q_в = 52 z_б y_б N(z_{б.в} q_{б.в} + x_{б.б.в} q_{б.б.в}), \quad (6.3)$$

где $z_{б.в}$ — часть населения, пользующегося банями с ванными; $q_{б.в}$ — норма расхода теплоты на одну помывку в банях с ванными; $x_{б.б.в}$ — часть населения, пользующегося банями без ванн; $q_{б.б.в}$ — норма расхода теплоты на одну помывку в банях без ванн.

Потребление газа на предприятиях общественного питания. Степень охвата населения обслуживанием предприятиями общественного питания $z_{п.о.п}$ находят как долю от общей численности населения, считая при этом, что каждый житель, регулярно пользующийся предприятиями общественного питания, потребляет примерно один обед и один ужин (завтрак) в день. Степень охвата газоснабжением предприятий общественного питания $z_{п.о.п}$ указывается в задании на их проектирование.

Тогда расход теплоты в год предприятиями общественного питания

$$Q_{п.о.п} = 360 z_{п.о.п} y_{п.о.п} N(q_о + q_{у(з)}), \quad (6.4)$$

где $q_о$ — норма расхода теплоты на приготовление одного обеда, МДж; $q_{у(з)}$ — норма расхода теплоты на приготовление одного ужина (завтрака), МДж.

Потребление газа в учреждениях здравоохранения. Газ в учреждениях здравоохранения идет на приготовление пищи ($x_{у.з.п}$) и нагрев горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур ($x_{у.х\text{-}б}$).

Так как нормы расхода теплоты даются на одну койку, то при расчете потребления газа необходимо определить общее число коек, т.е. вместимость медицинских учреждений, исходя из условий: 12 коек на 1 000 жителей.

Тогда расход теплоты в год учреждениями здравоохранения

$$Q_{у.з} = 0{,}012 y_{у.з} N(x_{у.з.п} q_{у.з.п} + x_{у.х\text{-}б} q_{у.х\text{-}б}), \quad (6.5)$$

где $y_{у.з}$ — степень охвата учреждений здравоохранения газоснабжением; $q_{у.з.п}$ — норма расхода теплоты на приготовление пищи на одну

койку, МДж; $q_{у.х\text{-}б}$ — норма расхода теплоты на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур, МДж.

Потребление газа предприятиями по производству хлеба и кондитерских изделий. Расчет годового расхода газа ведут в предположении, что средняя суточная выпечка на одного жителя составляет 0,6...0,8 кг.

С учетом степени охвата газоснабжением предприятий по производству хлебобулочных и кондитерских изделий $y_{х.п}$ расход на них теплоты

$$Q_{х.п} = (0{,}6...0{,}8) 365 y_{х.п} N(x_ф q_ф + x_п q_п + x_{к.и} q_{к.и}), \quad (6.6)$$

где $x_ф$ — доля формового хлеба в суточной выпечке; $q_ф$ — норма расхода теплоты на выпечку 1 т формового хлеба, МДж; $x_п$ — доля подового хлеба в суточной выпечке; $q_п$ — норма расхода теплоты на выпечку 1 т хлеба подового, батонов, булок, сдобы, МДж; $x_{к.и}$ — доля кондитерских изделий в суточной выпечке; $q_{к.и}$ — норма расхода теплоты на выпечку 1 т кондитерских изделий, МДж.

Годовые расходы газа на технологические нужды промышленных и сельскохозяйственных предприятий определяют по данным топливопотребления этих предприятий с перспективой их развития или на основе технологических норм расхода топлива.

6.2. Неравномерность и регулирование потребления газа

Потребление газа происходит неравномерно. Причем различают следующие виды неравномерности потребление газа: сезонный, или по месяцам года; суточный, или по дням недели; часовой, или по часам суток.

Режим потребления газа зависит от режима отдельных потребителей и их удельного веса в общем объеме потребления.

Неравномерность потребления оказывает влияние на экономические показатели систем газораспределения.

Газопровод, рассчитанный на минимальный расход газа, не обеспечит подачу необходимого его количества при максимуме потребления. Ориентация при расчете на пик потребления приводит к неполному использованию пропускной способности газопроводов в период снижения нагрузки, что повышает себестоимость транспорта газа.

Режим потребления газа по месяцам характеризуется значительной неравномерностью. Наиболее неравномерна отопительная нагрузка газа, которая изменяется в соответствии с температурой наружного воздуха, т.е. зимой при низких температурах воздуха расход газа максимальный.

Довольно равномерно потребляют газовое топливо промышленные предприятия, а так как их режим зависит в основном от ха-

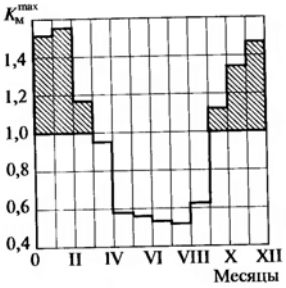


Рис. 6.1. График неравномерности потребления газа по месяцам

рактера технологического процесса, наибольшей равномерностью потребления отличаются предприятия с непрерывным технологическим процессом. Неравномерность потребления газа промышленными предприятиями зависит также от соотношения теплоты, идущей на отопление и вентиляцию, и теплоты, расходуемой на технологические процессы.

Режим потребления газа по дням недели зависит от уклада жизни населения, режима работы предприятий, изменения температуры наружного воздуха. Потребление газа в квартирах в течение первых четырех дней недели равномерно. В пятницу расход газа возрастает и достигает максимального значения в субботу. В воскресенье потребление газа снижается.

Режим потребления газа по часам суток бытовыми и коммунальными потребителями отличается значительной неравномерностью. Суточный график потребления характеризуется двумя пиками: утренним и вечерним.

Неравномерность потребления газа характеризуют два показателя, которые проанализируем на примере режима потребления газа по месяцам года:

- коэффициент α, определяющийся количеством газа в долях от годового потребления, которое является избыточным по отношению к средней равномерной его подаче (объемный показатель);
- максимальный коэффициент сезонной неравномерности потребления газа $K_м^{max}$ (мощностный показатель), т.е. отношение расхода газа за данный месяц к среднемесячному расходу за год.

На рис. 6.1 представлен график потребления газа по месяцам. Неравномерность потребления характеризуется площадью графика, заштрихованного над средней линией подачи газа, которая определяется разностью

$$\sum_{k>1} k_i n_i - \sum_{k>1} n_i, \qquad (6.7)$$

где k_i — коэффициент неравномерности; n_i — число дней в месяце.

Коэффициент сезонной неравномерности потребления, %,

$$\alpha = \frac{\sum_{k>1} k_i n_i - \sum_{k>1} n_i}{\sum_{}^{12} k_i} 100. \qquad (6.8)$$

Для регулирования сезонной неравномерности потребления газа используют подземное хранение запасов газа; потребители-регуляторы, которыми сбрасывают излишки газа в летний период; резервные мощности промыслов и газопроводов.

Газ закачивают в хранилища в период наименьшего его потребления, а в месяцы наибольшего потребления газ отбирают из этих хранилищ. Если емкость хранилища ограничена, то используют потребители-регуляторы, с помощью которых заполняют провалы в графике потребления, т.е. подавая им излишки газа. В качестве потребителей-регуляторов используют электростанции, котельные, промышленные предприятия, рассчитанные на двойное топливоснабжение: газ и мазут или газ и угольная пыль. В летний период такие предприятия используют избытки газа, а зимой они переходят на другой вид топлива.

Суточную неравномерность потребления также регулируют путем ограничения подачи газа электростанциям и промышленным предприятиям с двойным топливоснабжением.

Перспективным направлением регулирования потребления газа является создание изотермических хранилищ сжиженного газа и установок регазификации.

Для покрытия часовой неравномерности потребления используют аккумулирующие емкости последних участков магистральных газопроводов, т.е. в ночное время газ накапливается в газопроводе и его давление растет, а днем производительность газопровода увеличивается за счет аккумулированного газа. Если емкости последнего участка не хватает, в нестационарный режим работы включается следующий участок магистрального газопровода.

6.3. Расчетный расход газа

Системы газоснабжения любых населенных пунктов рассчитываются на максимальный часовой расход газа. Расчетный расход газа на хозяйственно-бытовые нужды определяется как часть от годового расхода:

$$Q_р = Q_{ч\,max} = k_{ч\,max} Q_г, \qquad (6.9)$$

где $k_{ч\ max}$ — коэффициент часового максимума; $Q_г$ — годовой расход газа, м^3.

Коэффициент часового максимума расхода газа принимается дифференцированно по каждому району газоснабжения, сети которого представляют собой самостоятельную систему, не связанную с системами других районов.

Расчетный часовой расход газа для предприятий различных отраслей промышленности рассчитывают по данным топливопотребления.

При определении максимальных часовых расходов газа для газопроводов жилых и общественных зданий газовых сетей используют два метода. Первый метод заключается в использовании коэффициента одновременности включения газовых приборов в пик потребления.

Второй метод расчета основан на использовании максимальных коэффициентов неравномерности потребления, представляющих собой отношение максимального часового расхода газа к среднечасовому расходу за год. Расчетный расход газа с определяют по формуле

$$Q_{\text{р}} = \sum_{1}^{n} K_{\text{о}} Q_{\text{ном}} N_i, \qquad (6.10)$$

где n — число типов приборов или однотипных групп приборов; $K_{\text{о}}$ — коэффициент одновременности работы однотипных приборов или однотипных групп приборов, соответствующий общему числу приборов $\sum N_i$ (для жилых домов это общее число квартир); $Q_{\text{ном}}$ — номинальный расход газа прибором или группой приборов, принимаемый по их паспортным данным или техническим характеристикам, м^3/ч.

Расчетный расход газа через коэффициенты неравномерности потребления определяется следующим образом:

$$Q_{\text{р}} = \sum_{1}^{n} k_{\text{ч.г max}} \left(\frac{Q_{\text{г.кв}}}{8\,760} \right) N_i, \qquad (6.11)$$

где n — число типов квартир; $k_{\text{ч.г max}}$ — максимальный коэффициент часовой неравномерности потребления газа за год, зависящий от характера использования газа в квартире (приготовление пищи или приготовление пиши и нагрев горячей воды), ее населенности и общего числа квартир $\sum N_i$ типа i; $Q_{\text{г.кв}}$ — годовое потребление газа жильцами квартиры, м^3; 8 760 — число часов в году.

При расчете расхода с использованием коэффициентов одновременности не учитывается число людей, пользующихся одним газовым прибором. Несоответствие мощности установленных приборов потребности приводит к необоснованному увеличению расчетных расходов газа, а следовательно, перерасходу металла.

Коэффициент часового максимума. Максимальный часовой расход газа определяют по годовому расходу и коэффициенту неравномерности его потребления:

$$Q_{\text{ч. max}} = \frac{k_{\text{ч.г max}} Q_{\text{г}}}{8\,760} = \frac{Q_{\text{г}}}{m}, \qquad (6.12)$$

где $k_{\text{ч.г max}}$ — максимальный коэффициент часовой неравномерности потребления газа за год; $Q_{\text{г}}$ — годовое потребление газа, м^3; $m = 8\,760/k_{\text{ч.г max}}$ — число часов максимального использования газа.

Если бы потребление газа было равномерным и равным максимальному часовому расходу, то весь годовой расход потребили бы в m часов, т. е. в число часов использования максимума газа. Величину, обратную m, называют коэффициентом часового максимума $k_{\text{г.ч max}} = 1/m$.

Контрольные вопросы

1. Как определить годовое потребление газа городом?
2. Расскажите о режиме потребления газа.
3. Как осуществляется регулирование неравномерности потребления газа?
4. Как определить расчетные расходы газа?

Глава 7

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

7.1. Общие сведения

Все расчеты систем газораспределения осуществляются на основе законов гидравлики (механики газов), которые рассматривают движущиеся среды как среды сплошные, не касаясь вопросов их молекулярного строения. Поэтому нет никакого принципиального различия между законами, управляющими движением газов и жидкостей. Разделение нетвердых тел на среды сжимаемые (собственно газы) и несжимаемые (собственно жидкости) не совсем точно. Строго говоря, капельные жидкости обладают некоторой способностью сжиматься и, наоборот, газы очень часто можно рассматривать как тела несжимаемые. Законы механики твердого тела непосредственно относятся к механике жидкостей и газов, однако для последних все осложняется способностью отдельных частиц и элементов к взаимному перемещению друг относительно друга. Вследствие этого полное изменение во времени какой-нибудь величины (например, давления, скорости, температуры и т.д.), характеризующей движущуюся жидкую частицу, слагается из местного (локального) и конвективного изменений и при переходе к бесконечно малым величинам равно их сумме.

Так, например, полная производная давления p, действующего на движущуюся в потоке жидкую частицу, выражается следующим образом:

$$\frac{dp}{d\tau} = \frac{\partial p}{\partial \tau} + w_x \frac{\partial p}{\partial x} + w_y \frac{\partial p}{\partial y} + w_z \frac{\partial p}{\partial z}, \qquad (7.1)$$

где τ — время; w_x, w_y, w_z — составляющие скорости по координатным осям. Выражение (7.1) получило название субстанциальной производной. Выражение $\frac{\partial p}{\partial \tau}$ — местное изменение, а остальные члены правой части уравнения (7.1) характеризуют конвективное изменение.

Различают установившиеся или стационарные процессы, когда характеризующие эти процессы величины в каждой точке пространства не зависят от времени, и неустановившиеся или нестационарные процессы, когда эти величины зависят от времени. Например, при установившемся движении газа в трубе скорости и давления в каждой точке постоянны, поэтому в уравнении (7.1) $\frac{\partial p}{\partial \tau} = 0$. Опыт показывает, что если поток газа или жидкости направить вдоль поверхности, то бывшее ранее равномерным поле скоростей изменяется (рис. 7.1).

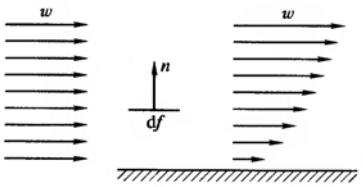


Рис. 7.1. Изменение скорости потока газа при натекании на поверхность

Полем какой-нибудь физической величины называется распределение значений ее в рассматриваемой области.

Изменение скоростного поля при натекании потока на пластинку объясняется тем, что жидкости и газы обладают внутренним трением, или, иначе, вязкостью. Вследствие вязкости поток стенкой затормаживается, при этом скорость потока у поверхности пластинки равна нулю ($w = 0$), она увеличивается по мере отдаления от пластинки до начального значения. В потоке жидкости или газа, направленном вдоль какого-нибудь тела, между слоями, движущимися с разной скоростью, возникает сила трения, значение которой может быть найдено из формулы

$$\tau_н = \mu \frac{dw}{dn} \text{ кг/м}^2, \qquad (7.2)$$

где $\tau_н$ — касательное напряжение, т.е. сила трения, отнесенная к единице поверхности, расположенной вдоль по потоку между слоями; μ — коэффициент пропорциональности, кг · с/м², называется коэффициентом динамической вязкости; $\frac{dw}{dn}$ — градиент скорости в направлении, нормальном к этой поверхности.

Различают

- коэффициент кинематической вязкости, м²/с,

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} = \frac{\mu g}{\gamma};$$

- коэффициент внутреннего трения, кг/(м · с),

$$\eta = \mu g,$$

где ρ — плотность, кг · с²/м⁴, $\rho = \frac{\gamma}{g}$; g — ускорение свободного падения, м/с²; γ — удельный вес, кг/м³.

Вязкость газов и жидкостей существенно зависит от температуры. Для капельных жидкостей она уменьшается с увеличением температуры вследствие увеличения расстояния между молекулами жидкости и уменьшения сил сцепления. Наоборот, вязкость газов с повышением температуры возрастает вследствие увеличения скорости движения молекул и тем самым усиления тормозящего действия молекул, переходящих из слоя в слой. Что касается влияния расстояния на силы сцепления между молекулами, то силы сцепления для газа невелики и решающего значения не имеют. Зависимость коэффициента внутреннего трения газов от температуры определяется по формуле, найденной опытным путем:

$$\eta_t = \eta_0 \frac{1+\frac{C}{273}}{1+\frac{C}{T}}\sqrt{\frac{T}{273}}, \qquad (7.3)$$

где η_0 — значение коэффициента внутреннего трения при 0 °С; C — постоянная величина, различная для разных газов; T — абсолютная температура ($T = t + 273$).

Согласно кинетической теории газов их вязкость не зависит от давления, так как пропорциональна плотности и длине свободного пробега молекул. На практике в ряде случаев пренебрегают вязкими свойствами среды. Среда, не обладающая вязкостью, называется *идеальной*. В дальнейшем будем называть газом текущую среду в широком смысле слова, характеризуя ее особенности только терминами, имеющими общее значение: сжимаемая, несжимаемая, идеальная, реальная. Используем следующую систему единиц: метр, килограмм (силы), секунда — м, кг, с. Переход от одной системы единиц к другой совершается путем обычного преобразования, например:

$$\text{кг/м}^2 = \frac{1\,000\ \text{см}^3\ \text{воды}}{10\,000\ \text{см}^2} = \frac{1}{10}\ \text{см вод. ст.} = 1\ \text{мм вод. ст.} \approx 10{,}0\ \text{Па}.$$

Одна физическая атмосфера (атм) равняется 760 мм рт. ст. или 10 333 мм вод. ст., или 103,33 кПа; одна техническая атмосфера — 1 ат = 1 кгс/см^2 = 10 000 кгс/м^2 = 10 000 мм вод. ст. = 10 кПа = 0,1 МПа; ата — обозначение абсолютного или барометрического давления; ати — обозначение манометрического, избыточного давления (ата = ати + 1).

Уравнение состояния для идеального газа имеет вид

$$p = \rho RT. \qquad (7.4)$$

Законы газового состояния подробно рассматриваются в общих курсах физики. Приведем некоторые следствия из них. Например, из закона Гей-Люссака непосредственно следует:

$$w_t = w_0(1+\beta t);\ V_t = V_0(1+\beta t);\ \gamma_t = \frac{\gamma_0}{1+\beta t}, \qquad (7.5)$$

где w_t, V_t, γ_t — соответственно скорость, м/с, секундный объем, м^3/с, и удельный вес, кг/м^3, при данной температуре и атмосферном давлении; w_0, V_0 и γ_0 — соответственно скорость, секундный объем и удельный вес при нормальных условиях; β — коэффициент объемного расширения газа, $\beta = 1/273$, 1 °С.

Из равенств (7.5) следует: $\omega_t\gamma_t = \omega_0\gamma_0 = \omega\gamma = \text{const}$, а также

$$V_2 = V_1\frac{1+\beta t_2}{1+\beta t_1} = V_1\frac{T_2}{T_1},$$

где T_1 и T_2 — абсолютные температуры, К.

Принято считать, что газы подчиняются закону Бойля — Мариотта:

$$V_1p_1 = V_2p_2 = Vp = \text{const},$$

где V_1 и V_2 — объемы газа соответственно при давлениях p_1 и p_2 и постоянной температуре.

При расчетах пользуются также характеристическим уравнением

$$pV = RT, \qquad (7.6)$$

которое дает зависимость произведения pV от температуры. В уравнении (7.6) R — газовая постоянная, из этого уравнения следует, что для конкретного газа

$$\frac{pV}{T} = \text{const}. \qquad (7.7)$$

На основе выражения (7.7) получены зависимости:

$$\gamma_2 = \gamma_1\frac{p_2T_1}{p_1T_2};\quad V_1 = V_0(1+\beta t_1)\frac{p_0}{p_1}, \qquad (7.8)$$

где γ_1, γ_2 — удельный вес газа соответственно при температурах T_1, T_2 и давлениях p_1, p_2; V_0 — объем газа при нормальных условиях; p_0 — атмосферное давление, выраженное в тех же единицах, что и p_1, p_2.

7.2. Силы, действующие в газе

Все силы, действующие в газах, можно подразделить на поверхностные, пропорциональные величине поверхности (например, силы давления и силы вязкости), и объемные (массовые), пропорциональные объему (массе газа) и действующие на каждую частицу газа, заключенного в данном объеме (например, сила тяжести и силы инерции). Поверхностные силы, отнесенные к единице поверхности, называются *напряжениями* (например, касательное напряжение трения).

Движение газов в каналах (трубах) может происходить под действием различных сил. В том случае, когда это движение происходит под действием сил тяжести, возникших, например, вследствие

наличия разности температур газа в различных местах трубопровода, движение носит название *естественного*. Движение газов в каналах под действием внешних причин (компрессор, вентилятор, тяга и т.д.) называется *принудительным*.

Уравнение равновесия газов. На газ в трубопроводе действует сложное поле сил, которое необходимо уметь вычислять для правильного проектирования газопроводов.

Существуют два важных положения, касающихся характеристики силового поля в газе:

• *газ находится в равновесии, если для каждой произвольно выделенной части результирующая всех сил, приложенных к этой части, равна нулю;*

• *во всяком газе, находящемся в равновесии, для любой выделенной части поверхностные силы перпендикулярны к поверхности и направлены снаружи внутрь.*

Перпендикулярность сил к поверхности объясняется тем, что в состоянии равновесия силы трения отсутствуют. Для газа, находящегося в равновесии, напряжение не зависит от направления и называется давлением в данной точке. Ничто не изменится, если мы примем во внимание и массовые силы, ибо они будут равны нулю, поскольку объем данной точки равен нулю.

Если предположить отсутствие внутреннего трения у газов, то не только в случае равновесия, но во всех случаях поверхностные силы будут перпендикулярны к поверхности любой частицы. Иными словами, в газе, не обладающем трением, давление в любой точке однозначно определяется одним числом.

Общее дифференциальное уравнение равновесия газообразного тела выражается суммой элементарных уравнений по осям координат:

$$g_x\rho = \frac{\partial p}{\partial x}; \quad g_y\rho = \frac{\partial p}{\partial y}; \quad g_z\rho = \frac{\partial p}{\partial z}. \tag{7.9}$$

В покоящемся газе из массовых сил действует только сила тяжести, направленная сверху вниз, поэтому

$$\frac{\partial p}{\partial x} = 0; \quad \frac{\partial p}{\partial y} = 0; \quad \frac{\partial p}{\partial z} = -\rho g_z.$$

Для случая, когда плотность газов постоянная по высоте, интегрируя предыдущее уравнение, получим $p = g_z\rho + C$, или $p = -\gamma z + C$, где C — постоянная интегрирования.

Обозначив давление на высоте z_0 через p_0, а на высоте z через p, получим: $p - p_0 = \gamma(z_0 - z)$, или $p = p_0 - \gamma(z - z_0)$.

Обозначая через h расстояние до рассматриваемой точки вверх от некоторого уровня z_0, на котором давление в газе равно p_0, получим давление в этой точке

$$p = p_0 - \gamma h. \tag{7.10}$$

Рассмотрим давление неподвижного газа на стенки сосуда, изображенного на рис. 7.2. Пусть сосуд наполнен газом, удельный вес которого $\gamma_г$ меньше удельного веса окружающего воздуха $\gamma_в$. Очевидно, в плоскости раздела воздуха и газа в сечении z_0 давление на стенки сосуда со стороны воздуха и со стороны газа будет одинаковым. Обозначим давление на этом уровне через p_0. Очевидно, на любом другом уровне, расположенном выше z_0, например на высоте h, давление на стенку как со стороны газа $p_г$, так и со стороны воздуха $p_в$ будет меньше, чем на уровне z_0, а именно, согласно предыдущему уравнению:

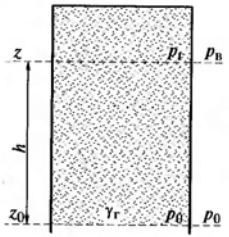


Рис. 7.2. Схема определения геометрического напора (пьезометрической высоты)

$$p_г = p_0 - h\gamma_г; \quad p_в = p_0 - h\gamma_в.$$

Так как давление на стенку со стороны газа с увеличением высоты расположения рассматриваемой точки уменьшается медленнее, чем со стороны воздуха, то со стороны газа будет избыточное давление против атмосферного на этом же уровне.

Этот избыток давления составит $\Delta p = p_г - p_в = h(\gamma_в - \gamma_г)$.

Величина Δp характеризует уровень геометрического напора, или *пьезометрической высоты*.

7.3. Основы теории движения газа

Основные положения. Поведение потока газа или жидкости можно описать двумя способами. Первый из них (способ Лагранжа) заключается в том, что указывается поведение с течением времени каждой частицы, составляющей поток: изменение положения ее траектории, изменение по времени действующих на каждую частицу давлений, изменение температуры частиц и т.д. При этом способе описания потока дается история поведения характеристик каждой частицы, составляющей поток.

Второй способ (способ Эйлера) заключается в том, что указывается, что происходит в каждой точке изучаемого потока в каждый данный момент в результате прохождения через эти точки различных частиц движущейся среды, каковы скорости в каждой точке изучаемого потока, давления, температуры и т.п. Таким образом, этот способ дает как бы моментальные снимки состояния потока во всех его точках.

При описании движения среды по первому способу используется понятие *траектории* — пути, по которому движется частица. Во втором способе используется понятие *линии тока* — линии,

касательные к которой в каждой точке совпадают с направлением скорости потока в данной точке. При установившемся течении, когда скорости в каждой точке потока не изменяются со временем, линии тока и траектории совпадают.

Проведем через замкнутую кривую (например, в плоскости, перпендикулярной к направлению потока) линии тока, тогда мы получим так называемую трубку тока, содержимое трубки тока называется жидкой нитью. Трубка тока обладает следующим свойством: расход через любое ее сечение одинаков, так как скорости касательны к линиям тока и через стенки трубки жидкость не будет ни втекать, ни вытекать.

В основу теории движения газа положены следующие уравнения: неразрывность течения (сплошность); движение идеальной жидкости; движение вязкого газа; уравнение Бернулли; уравнение импульсов Эйлера.

Уравнение неразрывности представляет собой результат применения закона сохранения массы к несжимаемой движущейся среде (газу или жидкости):

$$\frac{\partial w_x}{\partial x}+\frac{\partial w_y}{\partial y}+\frac{\partial w_z}{\partial z}=0; \qquad (7.11)$$

для одномерного движения вдоль оси X: $\dfrac{\partial w_x}{\partial x}=0$.

Для течения сжимаемого газа уравнение (7.11) имеет вид

$$\rho\left(\frac{\partial w_x}{\partial x}+\frac{\partial w_y}{\partial y}+\frac{\partial w_z}{\partial z}\right)+\frac{\partial \rho}{\partial \tau}+w_x\frac{\partial \rho}{\partial x}+w_y\frac{\partial \rho}{\partial y}+w_z\frac{\partial \rho}{\partial z}=0. \qquad (7.12)$$

Уравнения неразрывности получают значительно более простой вид для трубки тока в условиях установившегося (стационарного) потока. Количество газа, м^3/с, проходящего через одно из сечений трубки тока, — $G_1 = w_1 f_1 y_1$, через другое сечение — $G_2 = w_2 f_2 \gamma_2$, где w_1 и w_2 — скорости газа в этих сечениях, м/с; f_1 и f_2 — площади сечений, м^2; γ_1 и γ_2 — удельный вес газа в сечениях, кг/м^3.

Так как через боковые поверхности трубки тока ни расхода, ни прихода газа нет, то при установившемся течении приход газа через одно сечение должен быть равен расходу газа через другое сечение:

$$w_1 f_1 \gamma_1 = w_2 f_2 \gamma_2. \qquad (7.13)$$

Это и есть уравнение неразрывности в рассматриваемом случае.

Если удельный вес газа при движении не изменяется, т.е. $\gamma_1 = \gamma_2$, то уравнение неразрывности принимает вид $w_1 f_1 = w_2 f_2$.

Эти уравнения действительны для течения в трубах или каналах, если за w принимать среднюю скорость по сечению, определяемую как $w = V/f$, где V — секундный объем газа или жидкости,

протекающих через сечение. В таком виде уравнения неразрывности широко применяются в инженерных расчетах.

Уравнение движения идеального газа выводится с учетом силы тяжести, давления и инерции (силы вязкости отсутствуют) и для трехмерного потока оно имеет вид:

$$g_x-\frac{1}{\rho}\frac{\partial p}{\partial x}-\frac{\mathrm{d}w_x}{\mathrm{d}\tau}=0;\ g_y-\frac{1}{\rho}\frac{\partial p}{\partial y}-\frac{\mathrm{d}w_y}{\mathrm{d}\tau}=0;\ g_z-\frac{1}{\rho}\frac{\partial p}{\partial z}-\frac{\mathrm{d}w_z}{\mathrm{d}\tau}=0. \qquad (7.14)$$

Размерность каждого члена этих уравнений — м/с^2.

Уравнение движения вязкого газа — в этом случае кроме рассмотренных ранее сил в жидкости будут действовать также силы вязкости. Действие вязкости на поток жидкости в трубах или каналах проявляется в том, что скорости по сечению потока будут неодинаковы. В середине потока скорости имеют максимальные значения и уменьшаются к стенкам. Непосредственно у самой стенки скорости равны нулю. С учетом сжимаемости газа одномерное уравнение движения вязкого газа:

$$\rho\frac{\partial w}{\partial \tau}=g_x\rho-\frac{\partial p}{\partial x}+\mu\frac{\partial^2 w}{\partial z^2}+\frac{1}{3}\mu\frac{\partial^2 w}{\partial x^2}. \qquad (7.15)$$

Уравнение неразрывности (сплошности) и уравнение движения газа — два основных уравнения механики газов. Система, состоящая из двух дифференциальных уравнений (7.14) и (7.15), имеет множество решений в соответствии с бесчисленным количеством частных случаев течения газа или жидкости. Для однозначного решения этой системы необходимо присоединение дополнительных уравнений, описывающих так называемые краевые условия. С помощью этих дополнительных уравнений из всей совокупности явлений движения газа выделяется данный конкретный случай. Решение такой системы уравнений — задача математически очень сложная. До сих пор точное решение удалось получить только для небольшого числа простейших случаев. Однако понимание задач механики газов и умение находить их приближенные важные для инженерной практики решения невозможны без изучения основных дифференциальных уравнений механики газов. Далее дается решение уравнения Эйлера для трубки тока и решение задачи одномерного ламинарного течения вязкой жидкости в круглой трубе и указаны области применения полученных выводов для практических задач.

Уравнение Бернулли для одномерного пространства имеет вид

$$z+\frac{p}{\gamma}+\frac{w^2}{2g}=\mathrm{const}, \qquad (7.16)$$

где z — геометрическая высота, выражает удельную энергию положения частицы, т.е. энергию, отнесенную к 1 кг движущейся

жидкости (или газа), м; p/γ — пьезометрическая высота, выражает удельную энергию давления, м; $w^2/2g$ — скоростная высота, выражает удельную кинетическую энергию, м.

Уравнение (7.16) представляет собой закон сохранения энергии, поскольку сумма $(z + p/\gamma)$ характеризует потенциальную, а отношение $w^2/2g$ — кинетическую энергию струйки, отнесенную к 1 кг движущейся среды.

Физический смысл уравнения Бернулли заключается в том, что *при установившемся движении частицы идеальной несжимаемой жидкости вдоль линии тока сумма геометрической, пьезометрической и скоростной высот не изменяется.*

Если отнести энергию движущейся частицы не к 1 кг, а к 1 м^3 движущейся жидкости, то уравнение Бернулли примет вид

$$z\gamma + p + \frac{w^2}{2g}\gamma = \text{const}, \qquad (7.17)$$

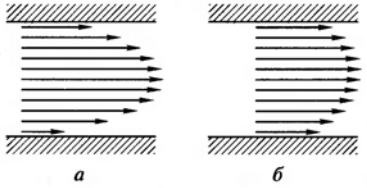
где $z\gamma$ — геометрический напор, м · кг/м^3 = кг/м^2 (мм вод. ст., Па); p — пьезометрический (статический) напор, кг/м^2 (мм вод. ст., Па); $w^2\gamma/2g$ — скоростной (динамический) напор, кг/м^2 (мм вод. ст., Па).

В практических инженерных задачах пользуются средним значением скорости по сечению потока, определяя ее как отношение секундного расхода газа к площади сечения потока: $w_{ср} = V/f$.

Действительная скорость в различных точках сечения отличается от этого значения на некоторую величину Δw, различную для разных точек по абсолютному значению и по знаку, поэтому уравнение для потока в целом при плавно изменяющемся сечении будет иметь следующий вид:

$$z\gamma + p + \frac{\alpha w_{ср}^2}{2g}\gamma = \text{const}. \qquad (7.18)$$

Коэффициент α зависит от неравномерности распределения скоростей по сечению (рис. 7.3).



а *б*

Рис. 7.3. Профиль скорости потока газа в трубопроводе при ламинарном (*а*) и при турбулентном (*б*) режимах протекания газа

Для ламинарного потока в круглой трубе, где распределение скоростей по сечению потока соответствует параболе, $\alpha = 2$. Для установившегося турбулентного течения в трубах $\alpha = 1{,}1 \ldots 1{,}13$.

Применяя уравнение Бернулли для расчета движения газов и жидкостей по каналам и трубам с неплавным изменением сечения, необходимо выбирать сечения, для которых составляются уравнения, на достаточно большом расстоянии от мест резких расширений и сужений потока или резких изменений его направления.

Уравнение было выведено из предположения, что газ несжимаем и температура его постоянна.

Уравнение для идеального газа, учитывающее внутреннюю энергию газа и предназначенное для расчетов, когда изменяется температура потока, имеет вид

$$z + \frac{p}{\gamma} + \frac{w^2}{2g} + \frac{E}{A} = \text{const}, \qquad (7.19)$$

где E — внутренняя энергия газа при температуре t (считая от 0 °С); A — механический эквивалент теплоты, $A = 1 \cdot 10^{-3}$ кДж/Н.

Энергия частицы реальной жидкости (газа), движущейся в потоке, не будет оставаться постоянной. Часть энергии будет расходоваться (переходить в тепловую энергию) на преодоление сопротивлений, возникающих вследствие вязкости.

Уравнение Бернулли при условии учета потери напора $h_п$ может быть представлено в следующем виде:

$$z\gamma + p - p_z + p_z + \frac{w^2}{2g}\gamma + h_п = \text{const}, \qquad (7.20)$$

где p_z — давление атмосферы на том же уровне z, где протекает исследуемый поток с характеристиками w, γ и p.

После преобразования уравнение Бернулли (7.20) выражается в виде постоянства суммы напоров: геометрического $h_{геом}$, статического (пьезометрического) $h_{стат}$, динамического $h_{дин}$ и потерь $h_п$ (рис. 7.4):

$$h_{геом} + h_{стат} + h_{дин} + h_п = \text{const}. \qquad (7.21)$$

При движении газов в трубопроводах происходят постоянные превращения напоров. Если говорить об изотермическом течении газа, то превращения напоров обратимы за исключением того, что теряется, причем на потери расходуется напор динамический, который при движении газа постоянно возобновляется за счет имеющегося запаса статического напора.

Важнейшей инженерной задачей является сведение к минимуму потерь напора при движении газа. Поэтому изучение причин потерь напора является весьма важным.

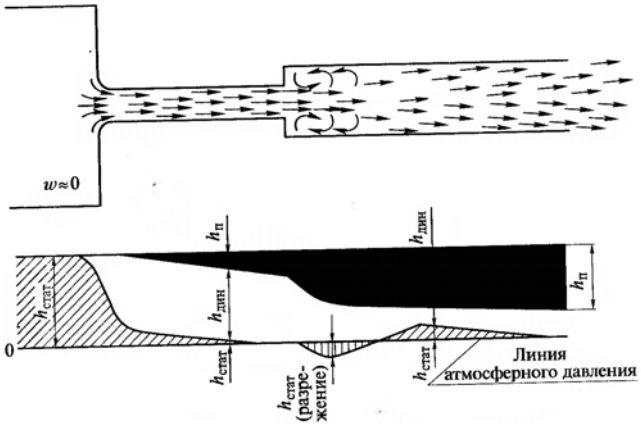


Рис. 7.4. Схема изменения напоров при протекании потока газа по трубопроводу переменного сечения (к выводу уравнения Бернулли)

Теорема импульсов Эйлера (приводится без вывода) имеет важное значение для некоторых инженерных расчетов, так как она позволяет анализировать явления, происходящие в некоторой, выделенной из общего потока области, по данным, относящимся к воображаемой поверхности, ограничивающей эту область. Формулировка теоремы импульсов такова: изменение импульса всех сил какой-нибудь области газа, ограниченной воображаемой контрольной поверхностью, отнесенного к единице времени, равно результирующей внешних сил, действующих на данную поверхность. Если движение газа установившееся, то изменение импульса сил массы газа обусловлено только перемещением в единицу времени объема газа, ограниченного контрольной поверхностью. Также изменение полного импульса сил, вызванное перемещением газового объема, равно результирующей импульсов сил, проходящих в единицу времени через неподвижную в пространстве контрольную ограничивающую поверхность. Математически теорема импульсов может быть записана в следующем виде:

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}\tau}\left(\sum mw\right) = \sum P, \qquad (7.22)$$

где m — масса газа; P — внешняя сила, действующая на поверхность.

Теорема импульсов вытекает и из теоремы механики твердого тела о количестве движения системы материальных точек. Практическое применение теоремы импульсов дается далее.

7.4. Потери давления при движении газа

7.4.1. Характер движения газа

Характер движения газа бывает различным. Отличают слоистое, или ламинарное, движение от турбулентного или вихреобразного. Пределы существования ламинарного и турбулентного движений были установлены О. Рейнольдсом (1883 г.), который показал, что характер движения газа или жидкости зависит от соотношения сил инерции и сил внутреннего трения в потоке.

Последнее характеризуется некоторым безразмерным комплексом, впоследствии названным критерием Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = \frac{wd\rho}{\mu} = \frac{wd\gamma}{\eta_t} = \frac{w_0\gamma_0 d}{\eta_t} = \frac{wd}{\nu}. \qquad (7.23)$$

Для случая течения в трубах круглого сечения поток при значениях чисел Рейнольдса, меньших 2 100, является ламинарным, при числах Рейнольдса, бóльших 2 300, течение становится турбулентным. Искусственными мерами можно добиться того, чтобы поток оставался ламинарным при числах Рейнольдса, значительно бóльших указанного критического значения 2 300. Однако такой поток будет неустойчивым; если в каком-либо месте его возникает возмущение, то это возмущение быстро распространится на весь поток и он станет турбулентным.

7.4.2. Сопротивление трению

Потеря давления (напора) при движении газа по прямой трубе объясняется трением газа о стенки и определяется по выражению

$$h_{\text{тр}} = \frac{64}{\mathrm{Re}}\frac{w_{\text{ср}}^2\gamma}{2g}\frac{l}{D} = \lambda\frac{w_{\text{ср}}^2\gamma}{2g}\frac{l}{D}, \qquad (7.24)$$

где $h_{\text{тр}}$ — потеря давления на трение при ламинарном движении; $w_{\text{ср}}$ — средняя скорость движения газа; l — длина трубы; D — диаметр трубы; $\lambda = 64/\mathrm{Re}$ — коэффициент потери напора на трение.

Уравнение (7.24) можно представить следующим образом:

$$h_{\text{тр}} = \lambda\frac{w_0^2}{2g}\gamma_0(1+\beta t)\frac{l}{D}, \qquad (7.25)$$

где w_0 и γ_0 — средняя скорость и удельный вес при нормальных условиях.

Для расчета потери давления на трение при турбулентном движении могут быть также использованы уравнения (7.24) и (7.25), но коэффициент потери давления на трение имеет другое значение

и может быть найден из таблиц или по формуле $\lambda \approx A / \mathrm{Re}^n$, причем по опытным данным для кирпичных каналов $A = 0{,}175$, $n = 0{,}12$; для гладких металлических каналов $A = 0{,}32$, $n = 0{,}25$ (для значений Re до 100 000); для шероховатых $A = 0{,}129$, $n = 0{,}12$. Если вычисляется потеря давления на трение в каналах некруглого сечения, то следует в формулах (7.24) и (7.25) заменить D на $D_{\text{гидр}} = \frac{4f}{S}$, где $D_{\text{гидр}}$ — гидравлический диаметр трубопровода; f — площадь поперечного сечения; S — периметр. Рассматривая формулы (7.24) и (7.25) и выражения для λ и Re, легко установить, что, во-первых, потеря давления на трение при ламинарном движении пропорциональна скорости в первой степени, а при турбулентном — скорости в степени от 1,75 до 1,88 и, во-вторых, в отличие от ламинарного движения коэффициент потери напора на трение λ при турбулентном движении существенно зависит от материала стенки и тем больше, чем выше шероховатость последней. Физически это объясняется тем, что при турбулентном движении струйки газа, как бы прорываясь через пограничный слой, приходят в соприкосновение со стенками, что не имеет места при слоистом движении.

7.4.3. Местные сопротивления

К местным сопротивлениям относятся резкие переходы от одного сечения к другому (например, прохождение потока через измерительную диафрагму), плавные и резкие повороты, разветвления, протекание через пористые тела (фильтры), запорно-регулирующую арматуру и т.д. Рассмотрим некоторые из них.

Внезапное расширение. Задача была решена на основе теоремы Эйлера и уравнения неразрывности. Для определения потерь напора от внезапного расширения $h_{\text{вн.р}}$ получено выражение

$$p_2 - p_1 = \rho(w_1^2 - w_2^2). \qquad (7.26)$$

Если бы расширение было плавным, т.е. без потерь, то согласно закону Бернулли, можно было бы записать

$$p_1 + \rho\frac{w_1^2}{2} = p_2 + \frac{\rho w_2^2}{2},$$

откуда

$$p_2 - p_1 = \frac{\rho}{2}(w_1^2 - w_2^2). \qquad (7.27)$$

Вычтя уравнение (7.26) из (7.27), получим, очевидно, потерю напора на внезапное расширение:

$$p_2 - p_1 = h_{\text{вн.р}} = \rho(0{,}5w_1^2 - 0{,}5w_2^2 - w_1w_2 + w_2^2) = 0{,}5\rho(w_1 - w_2)^2. \quad (7.28)$$

Выражение (7.28) может быть также написано в следующем виде:

$$h_{\text{вн.р}} = \frac{(w_1 - w_2)^2\gamma}{2g} = \left(1 - \frac{f_1}{f_2}\right)\frac{w_1^2\gamma}{2g} = \left(1 - \frac{f_1}{f_2}\right)\frac{(w_0)_1^2\gamma_0}{2g}(1 + \beta t). \quad (7.29)$$

Потеря давления на внезапное расширение для случая, когда $w_2 = 0$, равняется полному динамическому напору:

$$h = \frac{w_1^2}{2g}\gamma = \frac{(w_0)_1^2}{2g}\gamma_0(1 + \beta t) \qquad (7.30)$$

и поэтому является наибольшей. Если плавное расширение осуществляется в диффузоре с центральным углом раскрытия не более 6...7°, то потеря на расширение является минимальной. Наоборот, при плавном сужении она совершенно отсутствует; если сужение резкое, то потеря давления происходит вследствие расширения происходящего после резкого сжатия потока в узком сечении.

Поворот потока. При повороте потока вследствие удара о стенку теряется часть напора, вычисляемая по формуле

$$h = K\frac{w^2}{2g}\gamma = K\frac{w_0^2}{2g}\gamma_0(1 + \beta t). \qquad (7.31)$$

Значение коэффициента K определяется для различных вариантов поворота экспериментальным путем и практически не зависит от Re.

Физически потери напора при повороте объясняются главным образом плохим обтеканием внутреннего угла, вследствие чего поток в месте поворота сужается, скорость его в этом месте увеличивается и образуется вихревая полость. Если канал закруглить или в месте поворота с угла на угол расположить направляющие лопатки, разделяющие поток на ряд более мелких потоков, то потеря напора при повороте существенно уменьшится.

Для определения потери напора при движении газа через любое местное сопротивление всегда может быть применена формула (7.31), изменяется только значение K.

7.5. Определение потерь давления в газопроводах

В газопроводах потери давления и величину диаметров газопроводов определяют для стационарного движения газа.

Сопротивления движению газа в трубопроводах слагаются из линейных сопротивлений трения и местных сопротивлений. Сопротивления трения имеют место на всей протяженности трубопроводов. Местные сопротивления создаются только в местах изменения скоростей и направления движения газа. Гидравлический

расчет газопроводов осуществляют по формулам из Свода правил по проектированию и строительству СП 42-101-2003, в которых учтены как режим движения газа и его состояние, так и коэффициенты гидравлического сопротивления газопроводов.

Пропускная способность газопроводов принимается из условий создания при максимально допустимых потерях давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивость работы газораспределительных пунктов и газорегуляторных установок, а также работы горелок у потребителей в допустимых диапазонах изменения давления газа.

Расчетные внутренние диаметры газопроводов определяются исходя из условия обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

Расчет диаметра газопровода производится, как правило, на компьютере по соответствующим программам с оптимальным распределением расчетной потери давления между участками сети и согласно рекомендациям Свода правил СП 42-101-2003 по формулам или номограммам, составленным по этим формулам.

Расчетные потери давления в газопроводах высокого и среднего давлений принимаются в пределах категории давления, принятой для газопровода.

Расчетные суммарные потери давления газа в газопроводах низкого давления (от источника газоснабжения до наиболее удаленного прибора) принимаются не более 1,8 кПа, в том числе в распределительных газопроводах 1,2 кПа, в газопроводах-вводах и внутренних газопроводах — 0,6 кПа.

Значения расчетной потери давления газа при проектировании газопроводов всех давлений для промышленных, сельскохозяйственных и бытовых предприятий и организаций коммунально-бытового обслуживания принимаются в зависимости от давления газа в месте подключения с учетом технических характеристик принимаемого к установке газового оборудования, устройств автоматики безопасности и автоматики регулирования технологического режима тепловых агрегатов.

Падение давления на участке газовой сети можно определять:

• для сетей среднего и высокого давлений по формуле

$$p_н^2 - p_к^2 = 1{,}2687 \cdot 10^{-4} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l, \qquad (7.32)$$

где $p_н$ — абсолютное давление в начале газопровода, МПа; $p_к$ — абсолютное давление в конце газопровода, МПа; p_0 — давление газопровода при нормальных условиях, $p_0 = 0{,}101325$ МПа; λ — коэффициент гидравлического трения; l — расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м; d — внутренний диаметр газопровода, см; ρ_0 — плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3; Q_0 — расход газа, м^3/ч, при нормальных условиях;

• для сетей низкого давления по формуле

$$p_н - p_к = \frac{10^6}{162\pi^2} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l = 626{,}1 \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l, \qquad (7.33)$$

где $p_н$ — давление в начале газопровода, Па; $p_к$ — давление в конце газопровода, Па.

Коэффициент гидравлического трения λ определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = 0{,}0354 \frac{Q_0}{d\nu}, \qquad (7.34)$$

где ν — коэффициент кинематической вязкости газа, м^2/с, при нормальных условиях и гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода.

Коэффициент кинематической вязкости определяется по выражению

$$\mathrm{Re} \frac{n}{\lambda} < 23, \qquad (7.35)$$

где Re — число Рейнольдса; n — эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая для новых стальных труб 0,01 см; бывших в эксплуатации стальных труб — 0,1 см; полиэтиленовых труб независимо от времени эксплуатации — 0,0007 см.

В зависимости от значения Re коэффициент гидравлического трения λ определяется:

• для ламинарного режима движения газа $\mathrm{Re} < 2\,000$

$$\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}}; \qquad (7.36)$$

• для критического режима движения газа $\mathrm{Re} = 2\,000 \ldots 4\,000$

$$\lambda = 0{,}0025\,\mathrm{Re}^{0{,}333}; \qquad (7.37)$$

• при $\mathrm{Re} > 4\,000$ — в зависимости от выполнения условия (7.35):

для гидравлически гладкой стенки неравенство (7.35) справедливо:

при $4\,000 < \mathrm{Re} < 100\,000$

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\mathrm{Re}^{0{,}25}}; \qquad (7.38)$$

при $\mathrm{Re} > 100\,000$

$$\lambda = \frac{1}{(1{,}82\,\mathrm{Re} - 1{,}64)^2}; \qquad (7.39)$$

для шероховатых стенок неравенство (7.35) несправедливо: при $Re > 4000$

$$\lambda = 0{,}11\left(\frac{n}{d} + \frac{68}{Re}\right)^{0{,}25}. \qquad (7.40)$$

Расчетный расход газа на участках распределительных наружных газопроводов низкого давления, имеющих путевые расходы газа, определяют как сумму транзитного и 0,5 путевого расходов газа на данном участке.

Потери давления в местных сопротивлениях (отводы, тройники, запорная арматура и др.) допускается учитывать путем увеличения фактической длины газопровода на 5—10 %.

Для наружных надземных и внутренних газопроводов расчетную длину газопроводов определяют по формуле

$$l = l_1 + \frac{d}{100\lambda}\sum\xi, \qquad (7.41)$$

где l_1 — действительная длина газопровода, м; $\sum\xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода.

В тех случаях, когда газоснабжение осуществляется временно за счет сжиженных углеводородных газов (СУГ) с последующим переводом на снабжение природным газом, газопроводы проектируются из условий возможности их использования в будущем на природном газе. При этом количество газа определяется как эквивалентное (по теплоте сгорания) расчетному расходу СУГ.

Падение давления в трубопроводах жидкой фазы СУГ определяется по формуле

$$H = 50\frac{\lambda W^2 \rho}{d}, \qquad (7.42)$$

где W — 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.

Коэффициент гидравлического трения λ определяется по формуле (7.40).

Допускается при расчете внутренних газопроводов низкого давления для жилых домов определять потери давления газа на местные сопротивления как долю в размере, %:

- на газопроводах от вводов в здание:
  до стояка — 25 линейных потерь;
  на стояках — 20 линейных потерь;
- на внутриквартирной разводке:

при длине разводки: 1...2 м — 450 линейных потерь;
3...4 м — 300 линейных потерь;
5...7 м — 120 линейных потерь;
8...12 м — 50 линейных потерь.

При расчете газопроводов низкого давления необходимо учитывать гидростатический напор H_g, Па, определяемый по формуле

$$H_g = \pm lgh(\rho_t - \rho_0), \qquad (7.43)$$

где g — ускорение свободного падения, 9,81 м/с^2; h — разность абсолютных отметок начальных и конечных участков газопровода, м; ρ_t — плотность воздуха, кг/м^3, при температуре 0 °С и давлении 101,3 кПа; ρ — плотность воздуха, кг/м^3, при температуре 0 °С и давлении 101,3 кПа.

Расчет кольцевых сетей газопроводов следует выполнять с увязкой давлений газа в узловых точках расчетных колец. Невязка потерь давления в кольце допускается до 10 %.

При выполнении гидравлического расчета надземных и внутренних газопроводов с учетом степени шума, возникающего при движении газа, скорости движения газа принимаются не более: 7 м/с — для газопроводов низкого давления; 15 м/с — для газопроводов среднего давления; 25 м/с — для газопроводов высокого давления.

При выполнении гидравлического расчета газопроводов, проведенного по формулам (7.34)...(7.43), а также по различным методикам и программам для электронно-вычислительных машин, составленным на основе этих формул, расчетный внутренний диаметр газопровода, см, следует предварительно определять по формуле

$$d_p = m^1\sqrt{\frac{AB\rho_0 Q_0^m}{\Delta p_{уд}}}, \qquad (7.44)$$

где d_p — расчетный диаметр, см; A, B, m, m^1 — коэффициенты, определяемые по табл. 7.1 и 7.2 в зависимости от категории сети (по давлению) и материала газопровода; Q_0 — расчетный расход газа, м^3/ч, при нормальных условиях; $\Delta p_{уд}$ — удельные потери давления (Па/м — для сетей низкого давления, МПа/м — для сетей среднего и высокого давлений).

Таблица 7.1

Значение коэффициента A в зависимости от категории газовой сети

Категория сети	A
Сети низкого давления	$10^6/(162\pi^2) = 626$
Сети среднего и высокого давлений	$p_0/(p_m 162\pi^2)$, где $p_0 = 0{,}101325$ МПа; p_m — усредненное давление газа (абсолютное) в сети, МПа

Таблица 7.2

Значения коэффициентов B, m, m^1 в зависимости от материала газовых труб

Материал	B	m	m^1
Сталь	0,022	2	5
Полиэтилен	0,3164 $(9\pi\nu)^{0,25} = 0,0446$, ν — кинематическая вязкость газа при нормальных условиях, м²/с	1,75	4,75

Удельные потери давления определяются по формуле

$$\Delta p_{\text{уд}} = \frac{\Delta p_{\text{доп}}}{1{,}1L}, \qquad (7.45)$$

где $\Delta p_{\text{доп}}$ — допустимые потери давления (Па — для сетей низкого давления, МПа — для сетей среднего и высокого давления); L — расстояние до самой удаленной точки, м.

7.6. Постановка задачи расчета тупиковой газовой сети

Разветвленные тупиковые сети (рис. 7.5) — система последовательно соединенных участков газопроводов, главной особенностью которой является односторонний вход газа в любой участок. Из участка может быть один-два или несколько выходов. Если к концу каждого участка присоединен только один участок, то это *простой тупиковый газопровод*. Если к концу каждого участка присоединены два или несколько участков, то такая система является *разветвленной тупиковой сетью*. Поскольку при одностороннем питании любого участка отсутствуют резервные пути подачи газа,

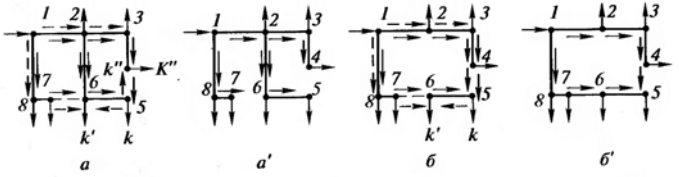


Рис. 7.5. Подача газа потребителям по тупиковым и кольцевым сетям: *а*, *б* — варианты кольцевых сетей; *а'*, *б'* — варианты тупиковых сетей; k, k', k'' — точки встречи потоков для различных вариантов потокораспределения; *1*... *8* — узлы потребления газа

то при выключении любого участка сети из работы прекращается газоснабжение всех потребителей, присоединенных к системе за этим участком.

Таким образом, надежность разветвленной газовой сети полностью определяется надежностью ее элементов. Для небольших сетей такая надежность может оказаться достаточной, и систему газоснабжения можно запроектировать разветвленной. Надежность тупиковых распределительных сетей повышают введением в схему замыкающих участков. Например, если ввести замыкающие участки *7—6*, *4—5* в схеме *а'* и участок *4—5* в схеме *б'*, разветвленная сеть превращается в замкнутую кольцевую, состоящую или из двух контуров (вариант *а*), или из одного контура (вариант *б*) (см. рис. 7.5). Изменение диаметра какого-нибудь участка у разветвленной сети не влияет на распределение расходов по другим участкам и приводит лишь к изменению давления в начальной точке сети. Изменение же диаметра какого-либо участка кольцевой сети приводит к перераспределению расходов всех остальных участков, ибо ветви кольцевой сети включены параллельно. Кроме того, изменяется и давление в точке питания сети. Рассмотрим постановку задачи расчета разветвленной тупиковой сети, в которой транзитные расходы в сети определяются однозначно и расчетные расходы для всех участков известны. Каждый участок характеризуется двумя неизвестными: диаметром d_i и потерей давления на участке Δp. Если число участков тупиковой сети N, тогда общее число неизвестных будет $2N$. Для каждого участка можно написать уравнение гидравлических потерь:

$$\Delta p_i = a\frac{Q_i^{\alpha}}{d_i^{\beta}} l_i, \qquad (7.46)$$

где Δp_i — потери давления на участке; d_i, l_i — диаметр и длина участка соответственно; a — коэффициент, зависящий от свойств газа; α, β — показатели степени, зависящие от режима движения газа и шероховатости труб.

Распределительные газовые сети рассчитывают на постоянный расчетный перепад давлений $\Delta p_{\text{р}}$. Учитывая этот принцип, можно написать дополнительные уравнения типа

$$\sum_{1}^{k} \Delta p_i - \Delta p_{\text{р}} = 0, \qquad (7.47)$$

которые устанавливают, что по каждому направлению от точки питания *1* до концевой точки k сумма потерь давления должна быть равна $\Delta p_{\text{р}}$.

Число таких уравнений равно числу концевых точек k. Например, $k = 3$ для схемы *а* (см. рис. 7.5, *а*), $k = 2$ для схемы *б* (см. рис. 7.5, *б*).

Оставшееся число лишних неизвестных

$$f = N - k. \tag{7.48}$$

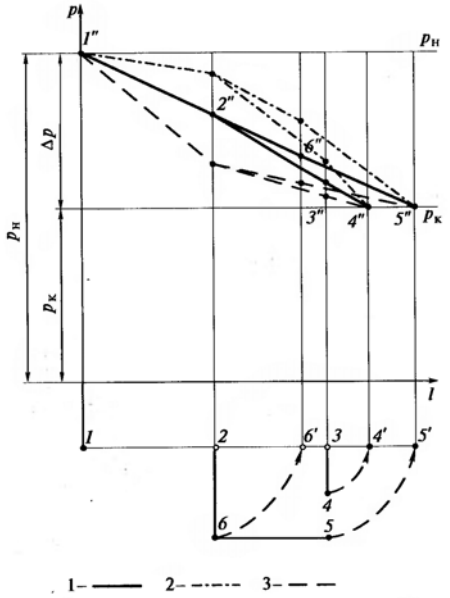
Так как в каждый узел разветвленной сети существует только один вход, следовательно, число узлов, исключая первый, равно числу участков

$$N = m - 1. \tag{7.49}$$

Используя соотношение (7.49), запишем

$$f = N - k = m - 1 - k = m - (1 + k). \tag{7.50}$$

Уравнение (7.50), определяющее число лишних неизвестных, имеет следующую интерпретацию: общее число узлов m, число узлов с заданным давлением $(1 + k)$, т.е. первый и все концевые узлы. Таким образом, число лишних неизвестных равно числу узлов с незаданным давлением. Для определения лишних неизвестных надо задать дополнительное условие. Таким условием является минимизация функций приведенных затрат. Учитывая, что эксплуатационные расходы при незначительном изменении диаметров практически остаются неизменными, можно минимизировать стоимость газопроводов, или материальную характеристику сети: $\sum_{1}^{N} d_i l_i$.



1 —— 2 –·–·– 3 — —

Рис. 7.6. Выбор оптимальной формы пьезометра:

1 — пьезометр при $\Delta p/l$ = const; *2* — пьезометр при малых потерях давления на головных участках; *3* — пьезометр при больших потерях давления на головных участках

Из анализа процесса минимизации функции стоимости с позиций распределения потерь по участкам газопроводов видно, что потери давления между последовательно расположенными участками распределяются так, чтобы суммарная стоимость сети делалась минимальной, т.е. наиболее экономичному решению отвечает оптимальная форма пьезометра, которую отыскивают при минимизации функции стоимости. На рис. 7.6 даны пьезометры части тупиковой сети, включающей в себя узлы *1—2—3—4* и *1—2—6—5*, показанной на схеме *a′* (см. рис. 7.5, *a′*).

Расчет ведут по постоянному падению давления по длине газопровода ($\Delta p/l$ = const), чему соответствует пьезометр *1″—2″—6″—5″* и пьезометр *2″—3″—4″*, представленные на рис. 7.6. Этот метод расчета дает отклонения от экономически оптимального на 3...6 %. На рис. 7.6 показаны и другие возможные формы пьезометра, например форма *3* пьезометра, для которой удельные потери давления на головных участках приняты бóльшими, чем на конечных. При таком пьезометре уменьшается стоимость головных участков и увеличивается стоимость конечных. Для формы *2* пьезометра характерно обратное распределение удельных потерь давления по участкам. Каждой форме пьезометров (*1*, *2*, *3*) будет соответствовать определенная стоимость сети. С помощью технико-экономических расчетов определяют оптимальную форму пьезометра, при которой стоимость газовой сети будет минимальной. Давление в узлах i с незаданным давлением (*2*, *3*, *6*) можно выбирать любым, соблюдая ограничения $p_н > p_i > p_k$.

7.7. Постановка задачи расчета кольцевой газовой сети

Постановка задачи и методика решения ее разработаны А.А. Ионины.

При расчете кольцевой сети в общем случае неизвестными будут диаметры d_i, перепады давления на них Δp_i и расчетные расходы Q_i.

Следовательно, каждый участок кольцевой сети будет характеризоваться тремя неизвестными: диаметром, перепадом давления

и расчетным расходом, а общее число неизвестных сети будет равно утроенному числу участков.

Так же, как и при расчете тупиковой сети, для каждого участка можно написать уравнение гидравлических потерь (см. уравнение (7.46)). Число таких уравнений равно N. Некоторое число уравнений можно составить исходя из двух законов кольцевых сетей, аналогичных правилам Кирхгофа для электрических сетей:

1) алгебраическая сумма всех потоков газа, сходящихся в узле, равна нулю (потокам, подходящим к узлу, присваивается знак плюс, а выходящим из узла — знак минус):

$$\sum Q_{ij} + Q_i = 0, \qquad (7.51)$$

где Q_{ij} — сумма всех потоков, сходящихся в узле; Q_i — узловой поток в точках 1, 2, ..., 8 (см. рис. 7.5, *а'*).

Число уравнений типа (7.51) для кольцевой сети равно числу узлов без одного, так как последний узел при заданном количестве газа, подаваемого в сеть, дает тождество. Если число узлов обозначить через m, то первое правило дает $(m - 1)$ уравнений;

2) алгебраическая сумма всех перепадов давлений в замкнутом контуре на участках с направлением движения по часовой стрелке положительна, а на участках с направлением движения газа против часовой стрелки — отрицательны. Тогда второе правило

$$\sum_{\text{кольца}} \Delta p_i = 0 \qquad (7.52)$$

дает число уравнений, равное числу колец. Обозначая через n число элементарных колец в сети, получим n уравнений типа (7.48). Элементарным кольцом будет контур, не имеющий внутренних пересечений.

Рассмотренные два правила дают $(m + n - 1)$ уравнений. Соотношение между числом колец, узлов и участков сети можно получить на основании геометрических свойств любой сети, расположенной на незамкнутой поверхности:

$$N = m + n - 1. \qquad (7.53)$$

Это уравнение является следствием теоремы Эйлера о соотношении числа граней, вершин и ребер выпуклых многогранников.

Сравнивая зависимость (7.53) с числом уравнений, которое дают правила для сети, получим, что число уравнений равно числу участков N.

Городские газовые сети рассчитывают на заданный перепад давлений. Это условие дает дополнительные уравнения типа (7.47). Число таких уравнений для кольцевой сети равно числу точек встречи потоков (концевых точек) k.

Таким образом, общее число уравнений равно $(2N + k)$, а число неизвестных — $3N$. Число лишних неизвестных равно $(N - k)$. Следовательно, задача расчета кольцевой сети является неопределенной. Для того чтобы она имела единственное решение, нужно добавить дополнительные условия или задаться лишними неизвестными. Основным отличием кольцевых сетей от тупиковых является двойное, двухстороннее или многостороннее питание узлов. Следовательно, если найти оптимальное распределение потока по двум параллельным линиям, при котором их суммарная материальная характеристика будет иметь минимальное значение, тогда возможно отыскание оптимального распределения потоков и в кольцевой сети.

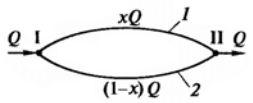


Рис. 7.7. Зависимость материальной характеристики (M) сети от распределения потока газа по параллельным газопроводам:

1 — участок с длиной l_1 и диаметром d_1; *2* — участок с длиной l_2 и диаметром d_2

В противном случае оптимума не существует, и при его отыскании расходы в замыкающих участках будут нулевыми, т. е. кольцевая сеть выродится в тупиковую — «дерево».

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

$$M = \sum^{N} d_i l_i,$$

где d_i, l_i — диаметры и длины участков сети соответственно; N — общее число участков.

Расход металла на сеть рассчитывают по формуле

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

где d_i — толщина стенки трубы; $\rho_м$ — плотность металла.

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

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

т. е. материальная характеристика M пропорциональна массе израсходованного металла на сеть m.

На рис. 7.7 показаны две параллельные линии, которые питают узел II. Распределим поток газа между этими параллельными линиями xQ и $(1 - x)Q$ так, чтобы сумма $(d_1 l_1 + d_2 l_2)$ имела мини-

мальное значение. Для простоты принимается $l_1 = l_2 = l$. Диаметры участков определяются по формуле (7.52):

$$d_i = a^{\frac{1}{\beta}}\left(\frac{l_i}{\Delta P_i}\right)^{\frac{1}{\beta}} Q_i^{\frac{\alpha}{\beta}} = AQ_i^{\frac{\alpha}{\beta}}$$

или

$$d_1 = AQ^{\frac{\alpha}{\beta}}x^{\frac{\alpha}{\beta}};$$

$$d_2 = AQ^{\frac{\alpha}{\beta}}(1-x)^{\frac{\alpha}{\beta}}.$$

Материальная характеристика:

$$M = \sum_1^2 d_i l_i = AQ^{\frac{\alpha}{\beta}}\left[x^{\frac{\alpha}{\beta}} + (1-x)^{\frac{\alpha}{\beta}}\right]l = B\left[x^{\frac{\alpha}{\beta}} + (1-x)^{\frac{\alpha}{\beta}}\right]. \quad (7.54)$$

Коэффициенты α и β зависят от режима движения жидкости:

• при квадратичном режиме (кольцевые сети высокого и среднего давлений) $\alpha = 2$; $\beta = 5{,}25$; $\frac{\alpha}{\beta} = 0{,}381$;

• для режима гидравлической гладкости — $\alpha = 1{,}75$; $\beta = 4{,}75$; $\frac{\alpha}{\beta} = 0{,}361$;

• для ламинарного режима — $\alpha = 1$; $\beta = 4$; $\frac{\alpha}{\beta} = 0{,}25$.

Дифференцирование уравнения (7.23) дает экстремальное значение:

$$\frac{dM}{dx} = B\left[\frac{\alpha}{\beta}x^{\frac{\alpha}{\beta}-1} + \frac{\alpha}{\beta}(1-x)^{\frac{\alpha}{\beta}-1}(-1)\right] = 0. \quad (7.55)$$

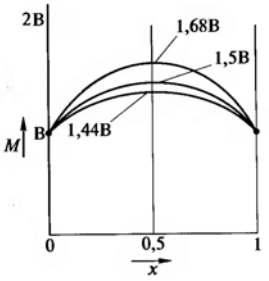


Рис. 7.8. Схема параллельного газопровода

При $x = 0{,}5$ материальная характеристика соответственно:

$$\frac{\alpha}{\beta} = 0{,}381,\ M = 1{,}44\ \text{В};$$

$$\frac{\alpha}{\beta} = 0{,}367,\ M = 1{,}5\ \text{В};$$

$$\frac{\alpha}{\beta} = 0{,}25,\ M = 1{,}68\ \text{В}.$$

Зависимость $M = f(x)$ показана на графике рис. 7.8.

Вторая производная имеет отрицательный знак, следовательно, в точке $x = 0{,}5$ материальная характеристика M имеет максимальное значение. Минимальные значения материальная характеристика будет иметь при $x = 0$ и $x = 1$, $M_{\min} = \text{В}$.

Из приведенного расчета следует, что оптимальному распределению потоков отвечает тот случай, когда весь поток идет только по одному трубопроводу. Если длины параллельных линий не одинаковые, тогда минимум будет соответствовать варианту, когда весь поток будет идти по короткому пути.

В результате анализа установлено, что всякое дробление потока повышает стоимость сети.

Для распределения потоков газа и определения расчетных расходов по участкам сети используют принцип надежности сети исходя из которого распределяют транзитные расходы, после чего вычисляют все расчетные расходы. Число неизвестных становится при этом равным удвоенному числу участков. После распределения потоков газа число уравнений сокращается на $(m - 1)$, так как условия баланса газа в узлах удовлетворяют при определении расчетных расходов. Число неизвестных f составляет

$$f = 2N - (N + n + k) = N - (n + k). \quad (7.56)$$

Так как

$$N = n + m - 1, \quad (7.57)$$

следовательно,

$$f = m - (l + k). \quad (7.58)$$

Из формулы (7.58) видно, что и для кольцевой сети число лишних неизвестных равно числу узлов с незаданными давлениями. При расчете газопроводов часто диаметры подбирают по среднему гидравлическому уклону, т.е. по среднему удельному падению давления газа $\Delta p/l$. Этот метод дает решение, близкое к оптимальному.

Методики расчета кольцевых сетей высокого (среднего) и низкого давлений принципиальных отличий не имеют. Однако к коль-

цевым сетям высокого (среднего) давления предъявляют значительно бóльшие требования по их надежности. Они должны быть рассчитаны на все аварийные ситуации, вызывающие напряженные гидравлические режимы, так как отказы в этих сетях приводят к необходимости немедленного отключения элемента сети и перевода ее работы на аварийный режим. Отказы в кольцевых сетях низкого давления менее ощутимы для потребителей, так как большинство повреждений в сетях устраняют без отключения участков. Поскольку пропускную способность замыкающих участков кольца можно снижать, то требования к расчету кольцевых сетей низкого давления являются менее жесткими.

Методика расчета кольцевых сетей при условии, что для всех потребителей известны расчетные путевые и сосредоточенные расходы и намечена трассировка сети, состоит из нескольких основных этапов.

Первый этап — выявление из намеченной сети замкнутых контуров и распределение транзитных расходов. При этом для сети высокого (среднего) давления кольцевой сетью объединяют крупные и ответственные потребители, не допускающие перерывов в газоснабжении. Ответвления к группам небольших потребителей представляют в виде сосредоточенных расходов. У небольших и средних городов эту сеть представляют одним или несколькими кольцами и только у крупных городов ее делают многокольцевой. Для сетей низкого давления целесообразно кольцевать только главные направления, по которым газ поступает к группам жилых и общественных зданий. Если при этом получается многокольцевая сеть, то из нее выделяют главные кольца.

Второй этап — распределение транзитных расходов, причем главные потоки газа должны протекать по участкам, включенным в основные контуры, питающие потребителей.

Третий этап — основные кольца, для которых определены диаметры, проверяют на пропуск необходимых количеств газа при наиболее напряженных аварийных режимах, при этом давление во всех точках сети не должно уменьшаться ниже допустимого предела. На аварийные режимы рассчитывают сети высокого или среднего давления. Для сетей низкого давления такой расчет следует производить только при анализе их гидравлического режима.

Четвертый этап — гидравлическая увязка кольцевой сети, в результате которой получают истинное распределение потоков.

7.8. Пример расчета газоснабжения города

Расчет кольцевого газопровода низкого давления для II района. Этот расчет показан на генеральном плане города (рис. 7.9). Плотность населения в районе газоснабжения составляет $m = 375$ чел./га. Нор-

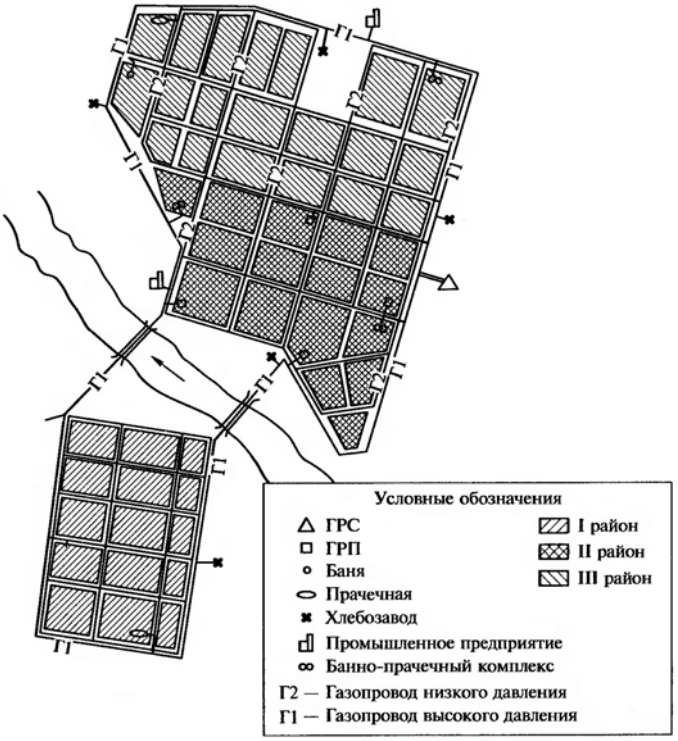


Рис. 7.9. Генеральный план газифицируемого города

ма расхода газа на одного жителя $q_{уд} = 0{,}062$ м^3/чел. Сосредоточенных нагрузок нет. Длины сторон колец и площади застройки жилых кварталов снимаются с чертежа с помощью линейки в соответствии с масштабом изображения. Для газоснабжения используется природный газ. Питание сети производится в четырех точках от ГРП, также указанных на чертеже. Расчетный перепад давлений в сети $\Delta p_c = 1\,000$ Па. Найдем расходы газа во всех контурах сети.

Удельные путевые расходы для всех питающих контуров сети. Расчет начинается с определения удельных путевых расходов. Для этого зону газоснабжения разбивают на зоны, которые питаются от определенных контуров, и определяют максимальные часовые расходы для каждой зоны. Численность населения, проживающего

в данной зоне, определяется произведением плотности населения на ее площадь:

$$N_i = f_i m. \tag{7.59}$$

Расход газа газоснабжаемой зоны

$$Q_i = N_i q_{уд}. \tag{7.60}$$

Удельный путевой расход для каждого контура, м³/(ч · м),

$$q_i = \frac{Q_i}{l_i}, \tag{7.61}$$

где Q_i — расход газа, м³/ч; l_i — суммарная длина питающего контура.

Результаты расчетов сводим в табл. 7.3.

Далее задаем начальное распределение потоков в сети. Схема газопровода низкого давления для II района показана на рис. 7.10. На начальном этапе направления движения газа назначаются от точек питания к периферии кратчайшими путями. Далее вычисляются путевые расходы для всех участков сети:

$$Q_п = 0{,}55Q_п + Q_{тр}, \tag{7.62}$$

где $Q_п$ — путевой расход газа на участке, м³/ч; $Q_{тр}$ — транзитный расход газа на участке, м³/ч.

Таблица 7.3

Удельные путевые расходы для всех питающих контуров сети

Номер контура	Площадь, f_i, га	Численность населения, N_i, чел.	Расход газа, Q_i, м³/ч	Длина питающего контура, l_i, м	Удельный путевой расход, q_i, м³/(ч·м)
I	12,5	4 688	290,7	1 620	0,179
II	24,0	9 000	558,0	1 980	0,282
III	10,6	3 975	246,5	1 500	0,164
IV	14,8	5 550	344,1	1 860	0,185
V	20,0	7 500	465,0	2 090	0,222
VI	15,5	5 812	360,3	1 840	0,196
VII	16,4	6 150	381,3	1 710	0,223
VIII	12,4	4 650	288,3	1 740	0,166
Итого:	126,2	47 325	2 934,2	—	—

Примечание. Размер газоснабжаемой зоны и длину питающего контура определяют по плану.

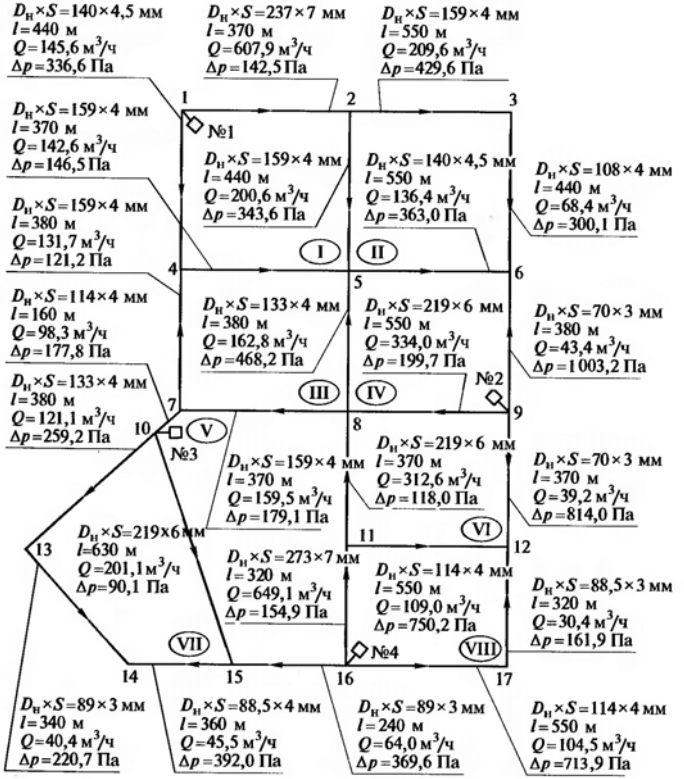


Рис. 7.10. Расчетная схема сети низкого давления:

$D_н$ — наружный диаметр трубопровода; S — толщина стенки трубопровода; l — длина трубопровода

Расчетные расходы газа для участков сети. Проверка определения транзитных расходов:

$$\sum Q_п - \sum Q_{п.гол} - \sum Q_{тр.гол} = 0,$$

где $Q_{п.гол}$ — путевой расход газа головного узла, м³/ч; $Q_{тр.гол}$ — транзитный расход газа головного узла, м³/ч.

$\sum Q_п = 2\,933{,}3$ м³/ч; $\sum Q_{п.гол} = 1\,166{,}8$ м³/ч; $\sum Q_{тр.гол} = 1\,766{,}5$ м³/ч;

$$2\,933{,}3 - 1\,166{,}8 - 1\,766{,}5 = 0.$$

Результаты расчетов сводим в табл. 7.4.

Гидравлический расчет. Допустимые потери давления на местные сопротивления принимаются из расчета 10 % от потерь на трение.

Таблица 7.4

Определение расчетных расходов газа для всех участков сети

Участок	Длина участка, м	Удельный путевой расход газа, м³/(ч · м)	Расход газа, м³/ч			
			$Q_п$	$0{,}55\,Q_п$	$Q_{тр}$	$Q_р$
1—2	370	0,179	66,2	36,41	567,6	604,01
2—3	550	0,282	155,1	85,31	124,1	209,41
1—4	440	0,179	78,8	43,34	106,2	149,54
2—5	440	0,179 + 0,282 = 0,461	202,8	111,54	85,6	197,14
3—6	440	0,282	124,1	68,26	0	68,26
4—5	370	0,179 + 0,164 = 0,343	126,9	69,80	85,6	155,40
5—6	550	0,282 + 0,185 = 0,467	256,9	141,30	0	141,30
7—4	380	0,164	62,3	34,27	106,3	140,57
8—5	380	0,164 + 0,185 = 0,349	132,6	72,93	85,7	158,63
9—6	380	0,185	70,3	38,67	0	38,67
8—7	370	0,164 + 0,222 = 0,386	142,8	78,54	84,3	162,84
9—8	550	0,185 + 0,196 = 0,381	209,6	115,28	222,7	337,98
10—7	160	0,222	35,5	19,53	84,3	103,83
11—8	370	0,222 + 0,196 = 0,418	154,7	85,09	222,7	307,79
9—12	370	0,196	72,5	39,88	0	39,88
10—15	630	0,222 + 0,223 = 0,445	280,4	154,22	40,1	194,32
11—12	550	0,196 + 0,166 = 0,362	199,1	109,51	0	109,51
10—13	380	0,223	84,7	46,59	75,8	122,39
13—14	340	0,223	75,8	41,69	0	41,69
15—14	360	0,223	80,3	44,17	0	44,17
16—15	240	0,222	53,3	29,32	40,2	69,52
16—11	320	0,222 + 0,166 = 0,388	124,2	68,31	576,5	644,81
16—17	550	0,166	91,3	50,22	53,1	103,32
17—12	320	0,166	53,1	29,21	0	29,21

Допустимые потери давления на трение, Па,

$$\Delta p_0 = \frac{1000}{1{,}1} = 910 \text{ Па}.$$

Удельные потери давления, Па/м,

$$\frac{\Delta p_0}{l} = \frac{910}{\sum l}.$$

Ориентировочные потери давления на участках сети сведем в табл. 7.5.

Диаметр трубопровода подбираем исходя из ориентировочных потерь давления и расчетного расхода газа на участках, которые находим по номограмме [2]. Результаты расчетов сводим в табл. 7.6.

Таблица 7.5

Ориентировочные потери давления на участках сети

ГРП	$\sum l$, м	$\frac{910}{\sum l}$, Па/м
№ 1	$\sum l_{1\text{-}2\text{-}3\text{-}6} = 370 + 550 + 440 = 1\,360$	0,669
	$\sum l_{1\text{-}2\text{-}5\text{-}6} = 370 + 440 + 550 = 1\,360$	0,669
	$\sum l_{1\text{-}4\text{-}5\text{-}6} = 440 + 370 + 550 = 1\,360$	0,669
№ 2	$\sum l_{9\text{-}6} = 380$	2,395
	$\sum l_{9\text{-}8\text{-}5\text{-}6} = 550 + 380 + 550 = 1\,480$	0,615
	$\sum l_{9\text{-}8\text{-}7\text{-}4\text{-}5\text{-}6} = 550 + 370 + 380 + 370 + 550 = 2\,220$	0,410
	$\sum l_{9\text{-}12} = 370$	2,459
№ 3	$\sum l_{10\text{-}7\text{-}4\text{-}5\text{-}6} = 160 + 380 + 370 + 550 = 1\,460$	0,623
	$\sum l_{10\text{-}15\text{-}14} = 630 + 360 = 990$	0,919
	$\sum l_{10\text{-}13\text{-}14} = 380 + 340 = 720$	1,264
№ 4	$\sum l_{16\text{-}11\text{-}8\text{-}5\text{-}6} = 320 + 370 + 380 + 550 = 1\,620$	0,562
	$\sum l_{16\text{-}15\text{-}14} = 240 + 360 = 600$	1,517
	$\sum l_{16\text{-}17\text{-}12} = 550 + 320 = 870$	1,046
	$\sum l_{16\text{-}11\text{-}12} = 320 + 550 = 870$	1,046
	$\sum l_{16\text{-}11\text{-}8\text{-}7\text{-}4\text{-}9\text{-}6} = 320 + 370 + 370 + 380 + 370 + 550 = 2\,360$	0,386

Таблица 7.6

кольцевой сети низкого давления

Кольцо (см. рис. 7.10)	Участки кольца				Предварительное распределение расходов					Окончательное распределение расходов						
	Узлы	Смежные кольца	l, м	$D_н \times S$, мм	Q, м³/ч	$\Delta p/l$, Па/м	Δp, Па	$\Delta p/Q$, (Па·ч)/м³	$\Delta Q_к$, м³/ч	ΔQ, м³/ч	$Q_р$, м³/ч	$\Delta p/l$, Па/м	Δp, Па	$1{,}1\Delta p$, Па
I	1—2		370	273×7	604,0	0,35	129,5	0,214		3,9	607,9	0,35	129,5	142,5
	1—4		440	140×4,5	–149,5	0,74	–325,6	2,178		3,9	–145,0	0,70	–308	338,8
	2—5	II	440	159×4	197,2	0,67	294,8	1,495		3,7	200,9	0,71	312,4	343,6
	4—5	III	370	159×4	–155,4	0,38	–140,6	0,905	3,9	12,9	142,5	0,36	–133,2	146,5
							$\sum\Delta p = -41{,}9$	$\sum = 4{,}792$					$\sum\Delta p = 0{,}7$	
					O = –9,4 %		$\sum\lvert\Delta p\rvert = 890{,}5$			O = 0,16 %			$\sum\lvert\Delta p\rvert = 883{,}1$	
II	2—3		550	159×4	209,1	0,71	390,5	1,868		0,2	209,2	0,71	390,5	429,99
	2—5	I	440	159×4	–197,2	0,67	–294,8	1,495		–3,7	200,9	0,71	–312,4	343,6
	3—6		440	108×4	68,2	0,62	272,8	4,000		0,2	68,4	0,62	272,8	300,1
	5—6	IV	550	140×4,5	–141,3	0,69	–379,5	2,686	0,2	4,9	–136,5	0,60	–330	363
							$\sum\Delta p = -11$	$\sum = 10{,}049$					$\sum\Delta p = 20{,}9$	
					O = –1,6 %		$\sum\lvert\Delta p\rvert = 1\,337{,}6$			O = 3,2 %			$\sum\lvert\Delta p\rvert = 1\,305{,}7$	
III	4—5	I	370	159×4	155,4	0,38	140,6	0,905		–12,9	142,5	0,36	133,2	146,5
	7—4		380	159×4	140,6	0,35	133	0,946		–9	131,6	0,29	110,2	121,2
	8—5	IV	380	133×4	–158,6	0,99	–376,2	2,372		–4,3	–162,9	1,12	–425,6	468,2
	8—7	V	370	159×4	162,9	0,45	166,5	1,022	–9	–3,3	159,6	0,44	162,8	179,1
							$\sum\Delta p = 63{,}9$	$\sum = 5{,}245$					$\sum\Delta p = 19{,}4$	
					O = 15,7 %		$\sum\lvert\Delta p\rvert = 816{,}3$			O = 4,66 %			$\sum\lvert\Delta p\rvert = 831{,}6$	
IV	5—6	II	550	140×4,5	141,3	0,69	379,5	2,686		–4,9	136,5	0,60	330	363
	8—5	III	380	133×4	158,6	0,99	376,2	2,372		4,3	162,9	1,12	425,6	468,2
	9—6		380	70×3	–38,7	2,00	–760	19,638		–4,7	–43,4	2,40	–912	1003,2
	9—8	VI	550	219×6	338,0	0,34	187	0,553	5,0	–4,0	334	0,33	181,5	199,7
							$\sum\Delta p = 182{,}7$	$\sum = 25{,}249$					$\sum\Delta p = 25{,}1$	
					O = 21,5 %		$\sum\lvert\Delta p\rvert = 1\,702{,}7$			O = 2,71 %			$\sum\lvert\Delta p\rvert = 1\,849{,}1$	
V	8—7	III	370	159×4	–162,9	0,45	–166,5	1,022		3,3	–159,6	0,44	–162,8	179,1
	10—7		160	114×4	103,8	1,19	190,4	1,834		– 5,7	98,1	1,01	161,6	177,8
	10—15	VII	630	219×6	–194,3	0,12	–75,6	0,389		–7,0	–201,5	0,13	–81,9	90,1
	11—8	VI	370	219×6	–307,8	0,29	–107,3	0,349		–5,0	312,8	0,29	–107,3	118,0
	16—11	VIII	320	273×7	–644,8	0,44	–140,8	0,218	5,8	–4,5	649,3	0,44	–140,8	154,9
	16—15		240	89×3	69,5	1,59	381,6	5,491		–5,7	63,8	1,40	336,0	369,6
							$\sum\Delta p = 81{,}8$	$\sum = 9{,}303$					$\sum\Delta p = 4{,}8$	
					O = 15,4 %		$\sum\lvert\Delta p\rvert = 1\,062{,}2$			O = 0,97 %			$\sum\lvert\Delta p\rvert = 990{,}4$	

Кольцо (см. рис. 7.10)	Участки кольца				Предварительное распределение		
	Узлы	Смежные кольца	l, м	$D_н \times S$, мм	Q, м³/ч	$\Delta p/l$, Па/м	Δp, Па
VI	9—8	IV	550	219×6	–338,0	0,34	–187
	9—12		370	70×3	39,9	2,10	777
	11—8	V	370	219×6	307,8	0,29	107,3
	11—12	VIII	550	114×4	–109,5	1,24	–682
							$\sum \Delta p = 15{,}3$
					O = 1,7 %		$\sum \lvert\Delta p\rvert = 1\,753{,}3$
VII	10—13		380	133×4	–122,4	0,7	–258,4
	10—15	V	630	219×6	194,3	0,1	75,6
	13—14		340	89×3	–41,7	0,6	–207,4
	15—14		360	89×3	44,2	1,0	352,8
							$\sum \Delta p = -37{,}4$
					O = 8,37 %		$\sum \lvert\Delta p\rvert = 894{,}2$
VIII	11—12	VI	550	114×4	109,5	1,2	682
	16—11	V	320	273×7	644,8	0,4	140,8
	16—17		550	114×4	–103,3	1,2	–649
	17—12		320	89×3	–29,2	0,5	–144
							$\sum \Delta p = 29{,}8$
					O = 3,7 %		$\sum \lvert\Delta p\rvert = 1\,615{,}8$

Потери давления на участке, Па,

$$\Delta p = \left(\frac{\Delta p}{l}\right) l.$$

Ошибка при расчете должна быть менее 10 %:

$$O = \frac{\sum\limits_{k} \Delta p}{0{,}5 \sum\limits_{k} |\Delta p|} 100.$$

Для окончательной гидравлической увязки используем следующие формулы:

поправочный расход контура, м³/ч,

$$\Delta Q_к = \Delta Q'_к + \Delta Q''_к;$$

поправка первого порядка, м³/ч,

Окончание табл. 7.6

расходов		Окончательное распределение расходов				
$\Delta p/Q$, (Па · ч)/м³	$\Delta Q_с$, м³/ч	ΔQ, м³/ч	$Q_р$, м³/ч	$(Q_р/Q)^{1,8}$	Δp, Па	1,1 Δp, Па
0,553		4,0	–342,3	0,33	–181,5	199,7
19,474		–0,7	40,6	2,00	740	314,0
0,349		5,0	302,7	0,29	107,3	118,0
6,228	–0,7	0,5	–110,1	1,24	–682,0	750,2
$\sum$ = 26,604					$\sum \Delta p = 16{,}2$	
		O = 1,89 %			$\sum \lvert\Delta p\rvert = 1\,710{,}8$	
2,111		1,3	–121,1	0,62	–235,6	259,2
0,389		7,0	201,3	0,13	81,9	90,1
4,974		1,3	–40,4	0,59	–200,6	220,7
7,982	–1,3	1,3	45,5	0,59	356,4	392,0
$\sum$ = 15,456					$\sum \Delta p = 2{,}1$	
		O = 0,48 %			$\sum \lvert\Delta p\rvert = 874{,}5$	
6,228		–0,5	109	1,24	682,0	750,2
0,218		4,5	649,3	0,44	140,8	154,9
6,283		–1,2	104,3	1,18	–649,0	713,9
4,932	–1,2	–1,2	–30,4	0,46	–147,2	161,9
$\sum$ = 17,661					$\sum \Delta p = 26{,}6$	
		O = 3,24 %			$\sum \lvert\Delta p\rvert = 1\,619$	

$$\Delta Q'_к = -\frac{\sum\limits_{к} \Delta p}{1{,}75 \sum\limits_{к} \frac{\Delta p}{Q}};$$

поправка второго порядка, м³/ч,

$$\Delta Q''_к = \frac{\sum\limits_{с.к} \left(\frac{\Delta p_i}{Q_i}\right) \Delta Q'_{с.к}}{\sum \frac{\Delta p}{Q}};$$

окончательный расчетный расход на участке:

$$Q_{нов.уч} = Q + \Delta Q,$$

где ΔQ — поправочный расход на участке, м³/ч, $\Delta Q = \Delta Q_к + \Delta Q_{с.к}$ ($\Delta Q_{с.к}$ — поправочный расход соседнего контура, м³/ч).

Поправки первого порядка контуров сети:

$$\Delta Q'_{\text{I}} = -\frac{-41{,}9}{1{,}75 \cdot 4{,}792} = 5{,}0 \text{ м}^3/\text{ч}; \quad \Delta Q'_{\text{II}} = -\frac{-11}{1{,}75 \cdot 10{,}049} = 0{,}6 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta Q'_{\text{III}} = \frac{-63{,}9}{1{,}75 \cdot 5{,}245} = -7{,}0 \text{ м}^3/\text{ч}; \quad \Delta Q'_{\text{IV}} = -\frac{182{,}7}{1{,}75 \cdot 25{,}249} = -4{,}1 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta Q'_{\text{V}} = -\frac{81{,}8}{1{,}75 \cdot 9{,}303} = -5{,}0 \text{ м}^3/\text{ч}; \quad \Delta Q'_{\text{VI}} = -\frac{15{,}3}{1{,}75 \cdot 26{,}604} = -0{,}3 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta Q'_{\text{VII}} = -\frac{-37{,}4}{1{,}75 \cdot 15{,}456} = 1{,}4 \text{ м}^3/\text{ч}; \quad \Delta Q'_{\text{VIII}} = -\frac{-29{,}8}{1{,}75 \cdot 17{,}661} = -1{,}0 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Поправки второго порядка контуров сети:

$$\Delta Q''_{\text{I}} = \frac{0{,}6 \cdot 1{,}495 - 7{,}0 \cdot 0{,}905}{4{,}792} = -1{,}1 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta Q''_{\text{II}} = \frac{5 \cdot 1{,}149 - 4{,}1 \cdot 2{,}686}{10{,}049} = -0{,}5 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta Q''_{\text{III}} = \frac{5 \cdot 0{,}905 - 4{,}1 \cdot 2{,}372 - 5{,}0 \cdot 1{,}022}{5{,}245} = -2{,}0 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta Q''_{\text{IV}} = \frac{0{,}6 \cdot 2{,}686 - 7 \cdot 2{,}372 - 0{,}3 \cdot 0{,}553}{25{,}249} = -0{,}6 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta Q''_{\text{V}} = \frac{-7 \cdot 1{,}1196 \cdot 0{,}389 - 0{,}3 \cdot 0{,}349 - 1 \cdot 0{,}218}{9{,}309} = -0{,}7 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta Q''_{\text{VI}} = -\frac{-4{,}1 \cdot 0{,}553 - 5{,}0 \cdot 0{,}349 - 1 \cdot 6{,}228}{26{,}604} = -0{,}4 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta Q''_{\text{VII}} = -\frac{-5{,}0 \cdot 0{,}389}{15{,}456} = -0{,}1 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta Q''_{\text{VIII}} = -\frac{-0{,}3 \cdot 6{,}228 - 5{,}0 \cdot 0{,}218}{17{,}661} = -0{,}2 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Поправочные расходы:

$$\Delta Q_{\text{I}} = 5 - 1{,}1 = 3{,}9; \quad \Delta Q_{\text{II}} = 0{,}6 - 0{,}5 = 0{,}1;$$

$$\Delta Q_{\text{III}} = -7 - 2{,}0 = -9{,}0; \quad \Delta Q_{\text{IV}} = -4{,}1 - 0{,}6 = -4{,}7;$$

$$\Delta Q_{\text{V}} = -5{,}0 - 0{,}7 = -5{,}7; \quad \Delta Q_{\text{VI}} = -0{,}3 - 0{,}4 = -0{,}7;$$

$$\Delta Q_{\text{VII}} = 1{,}4 - 0{,}1 = 1{,}3; \quad \Delta Q_{\text{VIII}} = -1{,}0 - 0{,}2 = -1{,}2.$$

Ввиду малого различия в расходах на участках при предварительном распределении и после пересчета новые потери давления на участках рассчитываются аналитически пропорционально изменению отношения расхода газа в степени 1,8, т.е. $(Q_{\text{р}}/Q)^{1,8}$, где $Q_{\text{р}}$ — новый расход газа; Q — расход газа, полученный при предварительном расчете.

Так как ошибки во всех кольцах при расчете окончательного распределения расходов не превышают 10 %, гидравлический расчет кольцевой сети низкого давления можно считать законченным.

Расчет сети высокого давления. Необходимо рассчитать однокольцевой газопровод города (рис. 7.11). На схеме показаны узло-

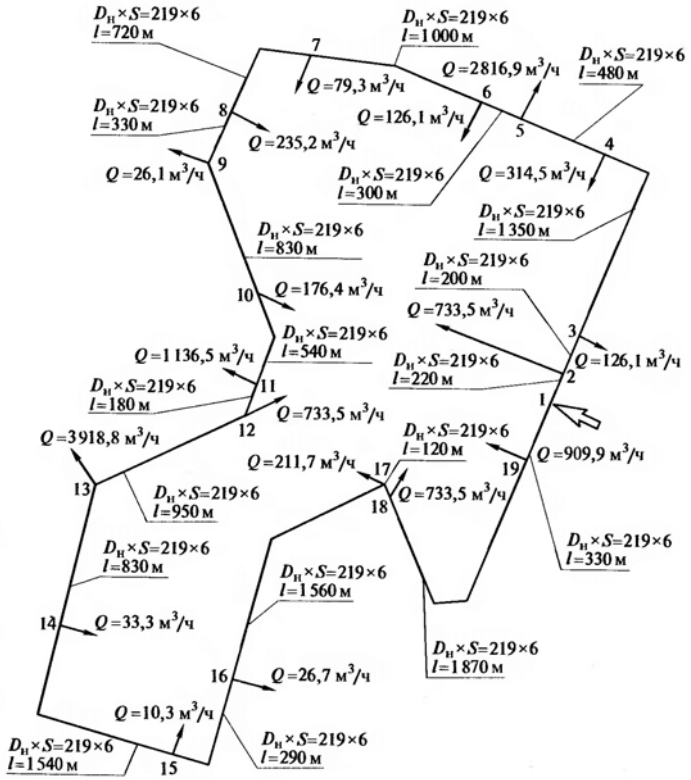


Рис. 7.11. Расчетная схема сети высокого давления

вые расходы газа всех потребителей, даны номера всех участков кольца и ответвлений, а также их длины и номера. Начальное давление газа после ГРС $p_н = 600$ кПа, минимальное давление в концах участков $p_к = 250$ кПа. Коэффициент обеспеченности газом при аварийном режиме $k_{об} = 0{,}7$ для всех потребителей.

Определим диаметр кольца газопровода по расчетному расходу газа.

Расчетный расход газа

$$Q_р = 0{,}59\sum k_{об}Q,$$

где Q — расчетные расходы газа потребителями.

После подстановки значений получим

$$Q_р = 0{,}59 \cdot 0{,}7 \cdot 12\,448 = 5\,141 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Удельное падение квадрата давления

$$\frac{p_н^2 - p_к^2}{1{,}1 l_к} = \frac{600^2 - 250^2}{1{,}1 \cdot 14\,300} = 18{,}9 \text{ кПа}^2/\text{м},$$

где $l_к$ — протяженность кольца, $l_к = 14\,300$ м; 1,1 — коэффициент, учитывающий потери давления в местных сопротивлениях.

По значениям $Q_р$ и $\frac{p_н^2 - p_к^2}{1{,}1 l_к}$ с помощью номограммы [2] определяем диаметр кольца газопровода.

Гидравлический расчет сети в аварийном режиме (при отключении головных участков 1—2 и 1—19) выполняют следующим образом.

Определим давление в концевых точках при аварийном режиме:

$$p_к = \sqrt{p_н^2 - \sum(p_н^2 - p_к^2)}.$$

При отказе участка 1—2

$$p_к = \sqrt{600^2 - 256\,794} = 321{,}3 \text{ кПа } (\geq 250 \text{ кПа}).$$

При отказе участка 1—19

$$p_к = \sqrt{600^2 - 168\,351} = 437{,}8 \text{ кПа } (\geq 250 \text{ кПа}).$$

Результаты расчета сводим в табл. 7.7.

В результате анализа результатов расчета можно считать, что в обоих случаях полученное давление больше минимально допустимого, т.е. его достаточно, чтобы присоединить ответвление к любой узловой точке кольцевого трубопровода.

Расчет потокораспределения при нормальном гидравлическом режиме работы сети. Задаем предварительно точку схода в узле 12.

Находим расчетные расходы на всех участках, суммируя по каждой ветви кольца узловые расходы. Определяем удельные потери давления на участках по номограмме [2]. Находим потери квадрата давления на участках. Расчеты сводим в табл. 7.8.

Таблица 7.7

Результаты гидравлического расчета аварийных участков

Отказал участок 1—2					Отказал участок 1—19				
Показатели			$(p_н^2-p_к^2)/l$, кПа²/м	$p_н^2-p_к^2$, кПа²	Показатели			$(p_н^2-p_к^2)/l$, кПа²/м	$p_н^2-p_к^2$, кПа²
Участок	$D_н \times S$, мм	l, м	Q, м³/ч		Участок	$D_н \times S$, мм	l, м	Q, м³/ч	
2—3	219×6	200	513,5	0,14	28	19—18	219×6	1 870	636,9	0,22	411
3—4		1 350	601,7	0,20	270	18—17		150	1 150,4	0,89	134
4—5		480	821,9	0,33	158	17—16		1 560	1 298,6	1,10	1 716
5—6		300	2 793,7	4,00	1 200	16—15		920	1 317,3	1,15	1 058
6—7		1 000	2 882	4,20	4 200	15—14		1 540	1 324,5	1,20	1 848
7—8		720	2 937,5	4,20	3 024	14—13		830	1 347,8	1,30	1 079
8—9		330	3 102,1	5,00	1 650	13—12		950	4 090,7	8,50	8 075
9—10		830	3 190,4	5,00	4 150	12—11		180	4 604,2	9,50	1 710
10—11		540	3 313,9	5,10	2 754	11—10		540	5 399,7	16	8 640
11—12		180	4 109,4	8,50	1 530	10—9		830	5 523,2	17	14 110
12—13		950	4 622,9	11	10 450	9—8		330	5 611,5	18	5 940
13—14		830	7 365,8	29	24 070	8—7		720	5 776,1	19	13 680
14—15		1 540	7 389,1	29	44 660	7—6		1 000	5 831,6	20	20 000
15—16		920	7 396,3	29	26 680	6—5		300	5 919,9	21	6 300
16—17		1 560	7 415,0	30	46 800	5—4		480	7 891,7	36	17 280
17—18		150	7 563,2	31	4 650	4—3		1 350	8 111,9	37	49 950
18—19		1 870	8 076,7	36	67 320	3—2		200	8 200,2	38	7 620
19—1		390	8 713,6	40	13 200	2—1		220	8 713,6	40	8 800
				$\sum = 256\,794$						$\sum = 168\,351$	

Таблица 7.8

Потокораспределение при нормальном гидравлическом режиме

Показатели			Предварительное распределение расходов				Окончательное распределение расходов			
Участок	$D_н \times S$, мм	l, м	Q, м³/ч	$(p_н^2 - p_к^2)/l$, кПа²/м	$p_н^2 - p_к^2$, кПа²	$(p_н^2 - p_к^2)/Q$	Q, м³/ч	$(p_н^2 - p_к^2)/l$, кПа²/м	$p_н^2 - p_к^2$, кПа²	$1.1(p_н^2 - p_к^2)$, кПа²
1—2	219×6	220	6 424,0	19	4 180	0,65	–6 835,2	25	5 500	6 050
2—3		200	5 490,5	17	3 400	0,62	–5 901,7	17	3 400	3 740
3—4		1 350	5 364,4	16	31 600	5,89	–5 775,6	16	21 600	23 760
4—5		480	5 049,9	14	6 720	1,33	–5 461,1	14	6 720	7 392
5—6		300	2 233,0	3,10	930	0,42	–2 644,2	3,5	1 050	1 155
6—7		1 000	2 106,9	2,80	2 800	1,33	–2 518,1	3,2	3 200	3 520
7—8		720	2 027,6	2,50	1 800	0,89	–2 438,8	3,0	2 160	2 376
8—9		330	1 792,4	1,90	627	0,35	–2 203,6	2,6	858	943,8
9—10		830	1 666,3	1,80	1 794	1,08	–2 077,5	2,5	2 075	2 282,5
10—11		540	1 489,9	1,50	810	0,54	–1 901,1	2,0	1 080	1 188
11—12		180	353,4	0,01	2	0,01	–764,6	0,28	50,4	55,44
12—13		950	380,1	0,01	10	0,03	–231,1	0,01	9,5	10,45
13—14		830	4 298,6	9,10	7 553	1,76	3 887,4	7,5	6 225	6 847,5
14—15		1 540	4 331,9	9,20	14 468	3,34	3 920,7	7,6	11 704	12 879,4
15—16		920	4 342,2	9,30	8 556	1,97	3 931	7,7	7 084	7 792,4
16—17		1 560	4 368,9	9,40	14 664	3,36	3 957,7	7,9	12 324	13 556,4
17—18		150	4 580,6	10	1 500	0,33	4 169,4	8,2	1 230	1 353
18—19		1 870	5 314,1	14	26 180	4,93	4 902,9	11	20 570	22 627
19—1		390	6 224,0	19	6 270	1,01	5 812,8	17	6 630	7 293
			$\sum = 24\,538$			29,84			$\sum = 448.9$	
			$\sum\lvert\ldots\rvert = 193\,864$						$\sum\lvert\ldots\rvert = 113\,469,9$	

В результате расчета кольца исходя из предварительного распределения потоков получим невязку в кольце, %:

$$\frac{24\,538}{0{,}5 \cdot 133\,864} 100 = 36{,}7,$$

значит, ветвь 1—19—12 перегружена.

Круговой поправочный расход

$$\Delta Q_к = -\frac{\sum (p_н^2 - p_к^2)}{2\sum\left(\frac{p_н^2 - p_к^2}{Q}\right)} = -\frac{24\,538}{2 \cdot 29{,}84} = -411{,}2,\ м^3/ч.$$

Вычитаем 411,2 м³/ч из расхода газа на участках, расположенных на ветви 1—19—12, а к расходам на противоположной ветви 1—2—12 прибавляем тот же круговой поправочный расход.

При известном диаметре и новых расходах определяем потери давления на каждом участке. После чего находим невязки в кольце, %:

$$O = \frac{448{,}9}{0{,}5 \cdot 113\,469{,}9} 100 = 0{,}79.$$

После введения поправки невязка в кольце составила 0,79 %, что находится в допустимых пределах, следовательно, расчет сети высокого давления можно считать законченным.

7.9. Гидравлический расчет наклонных распределительных газопроводов

Городские распределительные газопроводы не всегда являются строго горизонтальными. Наличие разности отметок начальной и конечной точек газопровода может оказывать заметное влияние на величину расхода газа, особенно для газопроводов с малыми допустимыми перепадами давления.

Плотность газа в распределительных газопроводах практически постоянна по всей длине и не может влиять на изменение скорости газа. Линейная скорость газа — переменная вдоль распределительного газопровода низкого давления. Изменение линейной скорости газа вызвано отбором газа из газопровода. В связи с этим поток газа будет инерционным, что влияет на величину перепада давления.

В общем случае на перепад давления в распределительном газопроводе оказывают влияние следующие факторы: гидравлические потери на трение, разность отметок газопровода, силы инерции потока газа и местные сопротивления в газопроводе.

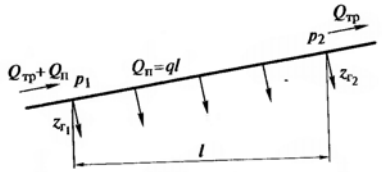


Рис. 7.12. Схема для расчета перепада давления на участке наклонного газопровода

Интегрируя уравнение Бернулли при $p = \text{const}$, найдем перепад давления $p_1 - p_2$ на всем участке наклонного газопровода (рис. 7.12):

$$p_1 - p_2 = -\int_{p_1}^{p_2} \mathrm{d}p = \int_0^l \lambda \frac{w^2}{2d} \rho \mathrm{d}x + \rho g \int_{z_{г_1}}^{z_{г_2}} \mathrm{d}z_{г_1} + \alpha\rho \int_{w_1}^{w_2} \mathrm{d}\left(\frac{w^2}{2}\right). \quad (7.63)$$

После интегрирования этого уравнения и подстановки соответствующих пределов получим

$$p_1 - p_2 = \int_0^l \frac{\lambda w^2 \rho}{2d} \mathrm{d}x + \rho g(z_{г_2} - z_{г_1}) - \alpha\rho \frac{w_l^2 - w_2^2}{2}. \quad (7.64)$$

Окончательное выражение общего перепада давления на рассматриваемом участке газопровода с учетом перепадов давления на местных сопротивлениях будет иметь вид

$$p_1 - p_2 = \int_0^l \frac{\lambda w^2 \rho}{2d} \mathrm{d}x + \rho g(z_{г_2} - z_{г_1}) - \alpha\rho \frac{w_l^2 - w_2^2}{2} + \rho \sum_{i=1}^{i=n} \xi_i \frac{w_i^2}{2}. \quad (7.65)$$

При отсутствии отбора газа по длине линейные скорости в начале и в конце газопровода равны между собой, т. е. $w_1 = w_2$. В этом случае перепад давления для наклонного газопровода будет:

для ламинарного режима

$$p_1 - p_2 = \frac{32 Q_{тр} \rho \nu l}{F d^2} + \rho g(z_{г_2} - z_{г_1}) + \rho \sum_{i=1}^{i=n} \xi_i \frac{w_i^2}{2}; \quad (7.66)$$

для критического режима

$$p_1 - p_2 = \frac{0{,}0025 Q_{тр}^{1/3} \nu^{-1/3} \rho l}{2F^{7/3} d^{2/3}} + \rho g(z_{г_2} - z_{г_1}) + \rho \sum_{i=1}^{i=n} \xi_i \frac{w_i^2}{2}; \quad (7.67)$$

для турбулентного режима в случае применения закона Блазиуса

$$p_1 - p_2 = \frac{0{,}159 Q_{тр}^{1{,}75} \nu^{0{,}25} \rho l}{F^{1.75} d^{1{,}25}} + \rho g(z_{г_2} - z_{г_1}) + \rho \sum_{i=1}^{i=n} \xi_i \frac{w_i^2}{2}; \quad (7.68)$$

для турбулентного режима при квадратичном законе сопротивления

$$p_1 - p_2 = \frac{\lambda Q_{тр}^2 \rho l}{2F^2 d} + \rho g(z_{г_2} - z_{г_1}) + \rho \sum_{i=1}^{i=n} \xi_i \frac{w_i^2}{2}, \quad (7.69)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления; $Q_{тр}$ — транзитный расход газа; ρ — плотность газа; g — ускорение свободного падения; d — внутренний диаметр газопровода; F — площадь внутренней поверхности трубопровода; w — линейная скорость потока газа; $z_г$ — изменение профиля газопровода; ν — коэффициент кинематической вязкости; ξ_i — коэффициент местного сопротивления.

Если коэффициент гидравлического сопротивления зависит от числа Рейнольдса и шероховатости внутренней поверхности стенок газопровода (переходная область турбулентного режима), то следует использовать для λ обобщенную формулу $\lambda = f(\mathrm{Re}, k_э, d)$.

Для тупиковых участков газопровода, в которых отсутствует транзитный расход ($Q_{тр} = 0$), перепад давления:

для ламинарного режима

$$p_1 - p_2 = \frac{16 Q_п \nu \rho l}{F d} + \rho g(z_{г_2} - z_{г_1}) - \alpha\rho \frac{w_l^2}{2} + \rho \sum_{i=1}^{i=n} \xi_i \frac{w_i^2}{2}; \quad (7.70)$$

для критического режима

$$p_1 - p_2 = \frac{0{,}00075 Q_п^{7/3} \nu^{-1/3} \rho l}{2F^{7/3} d^{2/3}} + \rho g(z_{г_2} - z_{г_1}) - \alpha\rho \frac{w_l^2}{2} + \rho \sum_{i=1}^{i=n} \xi_i \frac{w_i^2}{2}; \quad (7.71)$$

для турбулентного режима в случае применения закона Блазиуса

$$p_1 - p_2 = \frac{0{,}0577 Q_п^{1{,}75} \nu^{0{,}25} \rho l}{F^{1{,}75} d^{1{,}25}} + \rho g(z_{г_2} - z_{г_1}) - \alpha\rho \frac{w_l^2}{2} + \rho \sum_{i=1}^{i=n} \xi_i \frac{w_i^2}{2}; \quad (7.72)$$

для турбулентного режима при квадратичном законе сопротивления

$$p_1 - p_2 = \frac{\lambda Q_п^2 \rho l}{6F^2 d} + \rho g(z_{г_2} - z_{г_1}) + \alpha\rho \frac{w_l^2}{2} + \rho \sum_{i=1}^{i=n} \xi_i \frac{w_i^2}{2}, \quad (7.73)$$

где $Q_п$ — путевой расход газа; α — коэффициент Кориолиса, равный для ламинарного режима 2,0 и для турбулентного — 1,1; i — порядковый номер местного сопротивления; n — число местных сопротивлений.

Когда в газопроводе нет транзитного расхода, весь газ отбирается по длине, и в конце газопровода расход окажется равным нулю. Поэтому линейная скорость газа в конце газопровода принята равной нулю.

Для газопроводов с транзитными и путевыми расходами расчетные формулы будут иметь вид:

для ламинарного режима

$$p_1 - p_2 = \frac{32\nu\rho l}{Fd^2}(Q_{тр} + 0{,}5Q_п) + \rho g(z_{г_2} - z_{г_1}); \qquad (7.74)$$

для критического режима

$$p_1 - p_2 = \frac{0{,}00075\nu^{-1/3}\rho l}{2F^{7/3}d^{2/3}Q_п}\left[(Q_{тр} + Q_п)^{10/3} - Q_{тр})\right] + \\ + \rho g(z_{г_2} - z_{г_1}) - \alpha\rho\frac{w_1^2 - w_2^2}{2} + \rho\sum_{i=1}^{i=n}\xi_i\frac{w_i^2}{2}; \qquad (7.75)$$

для турбулентного режима в случае применения закона Блазиуса

$$p_1 - p_2 = \frac{0{,}0577\nu^{0,25}\rho l}{2F^{1,75}d^{1,25}Q_п}\left[(Q_{тр} + Q_п)^{2,75} - Q_{тр}^{2,75}\right] + \\ + \rho g(z_{г_2} - z_{г_1}) - \alpha\rho\frac{w_1^2 - w_2^2}{2} + \rho\sum_{i=1}^{i=n}\xi_i\frac{w_i^2}{2}; \qquad (7.76)$$

для турбулентного режима при квадратичном законе сопротивления

$$p_1 - p_2 = \frac{\lambda\rho l}{6F^2 dQ_п}\left[(Q_{тр} + Q_п)^2 - Q_{тр}^2\right] + \\ + \rho g(z_{г_2} - z_{г_1}) - \alpha\rho\frac{w_1^2 - w_2^2}{2} + \rho\sum_{i=1}^{i=n}\xi_i\frac{w_i^2}{2}. \qquad (7.77)$$

Параметры, входящие в расчетные формулы (7.63)...(7.77), выражены в единицах СИ.

Контрольные вопросы

1. Как определяются потери давления в газопроводах?
2. Как считать тупиковую газовую сеть?
3. Как считать кольцевую газовую сеть?
4. Приведите пример расчета газоснабжения города.
5. Как рассчитываются сети низкого давления?
6. Объясните физический смысл коэффициента гидравлического сопротивления.
7. Чем обясняется вязкость газов?
8. Приведите примеры местных сопротивлений.
9. Что такое геометрический напор и чем он отличается от пьезометрического напора?

Глава 8

ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ УСТАНОВКИ. УСТРОЙСТВО И РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

8.1. Газорегуляторные пункты и установки, технологические схемы

Подача газа к газифицированным городам, населенным пунктам или промышленным объектам производится от магистральных газопроводов через газораспределительные станции или крупные газораспределительные пункты (КРП).

ГРС и КРП являются конечными объектами магистрального газопровода и выполняют следующие задачи: очистка газа от механических примесей; снижение давления газа до заданного значения и автоматическое поддержание этого значения; подогрев газа перед снижением давления, препятствующий выделению твердых кристаллогидратов и обмерзанию трубопроводов и арматуры; защита трубопроводов от недопустимых повышений давления; одоризация газа; учет расхода и количества проходящего газа.

От ГРС или КРП газ транспортируется по сети среднего или высокого давления до газорегуляторных пунктов и газораспределительных установок, располагаемых в отапливаемых отдельно стоящих зданиях, где давление газа снижается и он подается в распределительные газопроводы разных категорий давления. Наиболее разветвленными и, следовательно, протяженными и дорогостоящими являются распределительные газопроводы низкого давления, которые снабжают массового потребителя (жилые дома, мелкие промышленные и коммунально-бытовые потребители).

Надежное и устойчивое функционирование систем газоснабжения невозможно без надежной работы регулирующей и предохранительно-запорной арматуры и оборудования. Первым и основным условием устойчивой и безопасной работы системы газоснабжения является обеспечение постоянного давления; второе условие — предохранение от возможного повышения или понижения давления газа в контролируемой точке газопровода или перед газоиспользующей установкой.

Системы газоснабжения работают круглосуточно с переменными режимами, зависящими от характера потребления. Наибольшая неравномерность потребления присуща мелким бытовым потребителям, но и она имеет определенную закономерность, обусловливаемую большим числом факторов, главными из которых

являются: климатические условия, уклад жизни населения, время работы предприятий и учреждений, состояние жилого фонда, степень газификации разных категорий потребителей, степень индустриализации региона и т.п. Неравномерность потребления и определяет режимы давлений в распределительной газовой сети городов, поселков и сельской местности.

Основное назначение ГРП и ГРУ — снижение давления газа и поддержание его постоянным независимо от изменения входного давления и расхода газа потребителями. ГРП и ГРУ оснащаются схожим технологическим оборудованием и отличаются в основном только расположением. ГРУ располагают непосредственно в помещениях, где находятся агрегаты, использующие газовое топливо (цехах, котельных). ГРП в зависимости от назначения и технической целесообразности размещают в пристройках к зданиям, встраивая в одноэтажные производственные здания или котельные, в отдельно стоящих зданиях.

В зависимости от набора технологического оборудования различают газорегуляторные пункты (ГРП), газорегуляторные пункты блочные (ГРПБ), шкафные регуляторные пункты (ШРП) и шкафные регуляторные установки (ШРУ).

Газорегуляторный пункт, который смонтирован в контейнере блочного типа, собирают и испытывают в заводских условиях.

Для шкафных газорегуляторных пунктов характерно размещение технологического оборудования в контейнерах шкафного типа.

ГРП и ГРПБ различают с входным давлением газа до 0,6 МПа и входным давлением газа свыше 0,6 до 1,2 МПа.

ШРП и ШРУ различают с входным давлением газа до 0,3 МПа; свыше 0,3 до 0,6 МПа и свыше 0,6 до 1,2 МПа.

ГРП по своему назначению подразделяются на сетевые, которые обеспечивают подачу газа в распределительные сети низкого, среднего или высокого давлений, и объектовые, служащие источниками газоснабжения для отдельных потребителей. В состав технологического оборудования регуляторных пунктов входят следующие элементы:

- регулятор давления, понижающий или поддерживающий постоянным давление газа независимо от его расхода;
- предохранительный запорный клапан (ПЗК), прекращающий подачу газа при повышении или понижении его давления после регулятора сверх заданных значений;
- предохранительное сбросное устройство, предназначенное для сброса излишков газа, чтобы давление не превысило заданное в схеме регуляторного пункта;
- фильтр газа, служащий для его очистки от механических примесей;
- контрольно-измерительные приборы (КИП), которые фиксируют давление газа до и после регулятора, а также на обводном

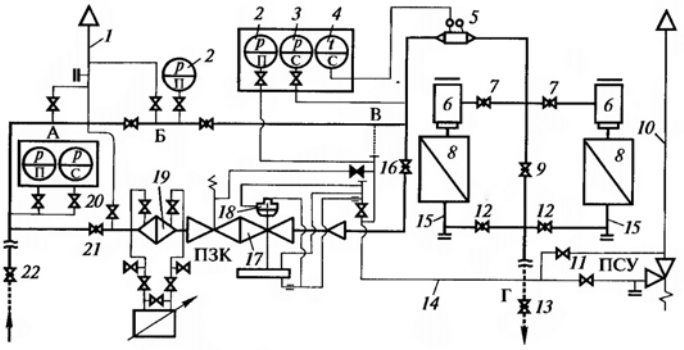


Рис. 8.1. Схема ГРП (ГРУ) с регулятором РДУК-2 и измерением расхода газа двумя ротационными счетчиками:

1, 10 — сбросный трубопровод; *2* — показывающий манометр; *3* — самопишущий манометр; *4* — самопишуший термометр; *5* — технический термометр; *6* — фильтр ревизии; *7, 9, 12* — задвижки; *8* — ротационные счетчики; *11* — запорное устройство; *13* — запорное устройство на выходе из ГРП; *14* — импульсный трубопровод; *15* — поворотные колена; *16* — запорное устройство в конце основной рабочей линии; *17* — регулятор давления; *18* — пилот; *19* — фильтр; *20* — кран на сбросном трубопроводе; *21* — задвижка в начале технологической линии; *22* — запорное устройство перед ГРП

газопроводе (манометр); перепад давлений на фильтре, позволяющий судить о степени его загрязненности (дифманометр); расход газа (расходомер); температуру газа перед расходомером (термометр);

- импульсные трубопроводы, служащие для присоединения регулятора давления, предохранительно-запорного клапана, предохранительного сбросного устройства и контрольно-измерительных приборов.

Технологические схемы оборудования ГРП (ШРП), ГРУ (ШРУ) могут быть самыми разнообразными: число технологических линий в зависимости от расхода газа и режима потребления его может быть от одной до пяти. ГРП могут быть одно- и двухступенчатыми. Принципиальная схема одноступенчатого ГРП (ГРУ) показана на рис. 8.1.

8.2. Регуляторы давления газа

Они предназначены для автоматического поддержания давления на заданном уровне. В общем виде совокупность регулируемого объекта и регулирующего органа образует замкнутый контур си-

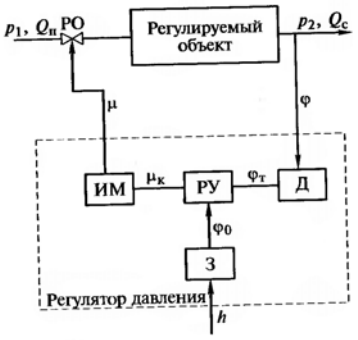


Рис. 8.2. Функциональная структура системы автоматического регулирования давления газа:

Д — дроссель; З — задатчик; ИМ — исполнительный механизм; РО — регулирующий орган; РУ — регулирующее устройство; h — задающее воздействие; p_1 — входное давление газа; p_2 — выходное давление газа; $Q_п$ — подвод газа; $Q_с$ — отвод газа в сеть; μ — регулирующее воздействие; $μ_к$ — импульс на ИМ; φ — импульс обратной связи; $φ_т$ — импульс на РУ; $φ_0$ — импульс задающего воздействия

стемы автоматического регулирования, функциональная структура которого показана на рис. 8.2.

Во время работы в регулируемом объекте вследствие возмущающего воздействия, а также изменения нагрузки на притоке $Q_п$ или стоке $Q_с$ происходит отклонение регулируемого давления p_2 от заданного значения, что вызывает воздействие объекта на регулятор, который, изменяя текущее значение регулируемого давления и сравнивая его с заданным, отрабатывает регулирующее воздействие μ на объект, которое посредством регулирующего органа изменяет приток газа так, что текущее значение регулируемого давления возвращается к заданному значению. Требуемое значение регулируемого давления устанавливается задающим воздействием h.

Процесс, обеспечивающий понижение давления газа на выходе и поддержание его на постоянном уровне при переменном расходе, называют *дросселированием*. Обеспечивается он устройствами, называемыми *дросселями*. Они понижают давление p_1 в начале потока до более низкого давления p_2 на выходе за счет потерь напора, вызываемых в потоке газа. Этими потерями напора можно управлять, поддерживая одно из давлений p_1 или p_2 постоянным или изменяющимся по заданному закону. Наиболее простое устройство состоит из отверстия, степень открытия которого варьируется задвижкой (клапаном или краном) ручного управления (чтобы добиться желаемого давления p_1 в сети в любом случае). Между верхним и нижним давлениями и массовым расходом (либо объемным расходом Q_o газа, выраженным в нормальных условиях по температуре и давлению) существует взаимосвязь в зависимости от режима истечения газа через отверстие клапана регулятора сечением $f_к$. Вследствие этого, каково бы ни было значение одного из давлений (на входе или выходе) и расхода газа, существует значение площади сечения $f_к$, которое позволяет установить другое давление (на выходе или входе) на желаемом значении в пределах возможностей устройства.

Процесс дросселирования не может быть отделен от процесса регулирования, особенно когда, например, выходное давление должно поддерживаться в установленных пределах. Отсюда следует название этих устройств «дроссель-регулятор». В дальнейшем будут обсуждаться дроссели-регуляторы выходного давления, упрощенно называемые *регуляторами давления*. При установившейся работе системы «регулятор давления — объект» количество газа, пропускаемого регулятором давления газа, равно количеству отбираемого газа, т.е. при условии этого равновесия регулируемый параметр — выходное давление — сохраняет свое постоянное значение. Если равновесие нарушено, например, вследствие изменения режима потребления, тогда будет изменяться и регулируемое давление p_2. Регулятор давления будет находиться в равновесии, если алгебраическая сумма сил, т.е. $\sum N_i$, действующих на регулирующий клапан, равна нулю. В этом случае регулятор будет пропускать в объект и постоянное количество газа. Если баланс сил нарушается, то клапан начнет перемещаться в сторону действия бóльших сил, изменяя приток газа. Таким образом, равновесие объекта обеспечивается условием равенства притока газа через регулятор и стока его в систему к объекту, а равновесие регулятора — условием $\sum N_i = 0$.

Как видно из рис. 8.2, на регулирующий механизм воздействуют следующие силы: сила, образованная от действия регулируемого давления на мембрану; противодействующая сила, которая уравновешивает первую; дополнительные силы, обусловленные массой подвижных частей, сил трения, инерционных сил и др.

Согласно принципу Д'Аламбера $\sum N = 0$:

$$p_2 F_м + (p_1 - p_2) f_к = N_{зад} + N_{тр} + N_{ин}, \qquad (8.1)$$

где p_2 — выходное давление; $F_м$ — активная площадь мембраны; p_1 — входное давление; $f_к$ — площадь клапана регулирующего органа; $N_{зад}$ — задающая противодействующая сила; $N_{тр}$ — силы трения, возникающие при движении (колебании) подвижных частей регулятора; $N_{ин}$ — инерционные силы. (В установившемся режиме действием инерционных сил и сил трения можно пренебречь.)

Примем, что активная площадь мембраны остается неизменной, тогда

$$p_2(F_м - f_к) + p_1 f_к = N_{зад}. \qquad (8.2)$$

Допустим, что $p_1 = p_2$, то получим

$$p_2 = \frac{N_{зад}}{F_м}, \qquad (8.3)$$

где $N_{зад}$ — постоянная величина, по которой можно определить отклонение давления p_2.

При изменении начального давления на величину Δp_1 изменение конечного давления на Δp_2 можно найти из уравнения (8.1):

$$\pm\Delta p_2(F_м - f_к) = \pm\Delta p_1 f_к; \qquad (8.4)$$

$$\pm\Delta p_2 = \pm\Delta p_1 \frac{f_к}{F_м - f_к}. \qquad (8.5)$$

При значительных изменениях начального давления влиянием конечного давления можно пренебречь, конечное давление тогда

$$p_2' = \pm\Delta p_2 \frac{N_{зад} - p_1 f_к}{F_м}, \qquad (8.6)$$

где $\Delta p_2 = \pm p_1 \frac{f_к}{F_м}$.

В соответствии с теми задачами, которые должен выполнять регулятор при работе его в совокупности с регулируемым объектом, основные функции отдельных его элементов сводятся к следующим. Датчик производит непрерывное измерение текущего значения регулируемой величины, преобразует его в выходной сигнал и подает к регулирующему устройству. Задающее устройство вырабатывает сигнал заданного значения регулируемой величины φ_0 и также подает его к регулирующему устройству. Регулирующее устройство производит алгебраическое суммирование сигналов текущего и заданного значений регулируемой величины, в результате чего образуется сигнал рассогласования $\Delta\varphi = \varphi_м - \varphi_0$, который усиливается, корректируется в соответствии с принятым для данного регулятора законом регулирования и в виде командного сигнала $\mu_к$ подается к исполнительному механизму. Исполнительный механизм преобразует командный сигнал в регулирующее воздействие μ и в соответствующее перемещение регулирующего органа, который осуществляет воздействие на регулируемый объект путем изменения количества газа на его притоке. Линии связи соединяют отдельные элементы друг с другом. Если переустановочное усилие, развиваемое чувствительным элементом регулятора достаточно большое, то измерительный орган самостоятельно осуществляет функции управления регулирующим органом. Такие регуляторы называются *регуляторами прямого действия* (рис. 8.3). К этому типу регуляторов относятся широко распространенные в отечественной практике регуляторы РДГ150(Н)В, РД50 М, РДУК-2, РДНК-У-1000 и др.

В случае недостаточных усилий для достижения повышенной точности регулирования между чувствительным элементом и регулирующим органом устанавливается усилитель, т.е. в этих схемах измерительный орган выполняет роль и управляющего командного устройства. Измеритель управляет усилителем, в котором за счет

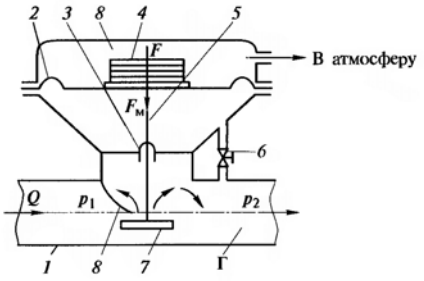


Рис. 8.3. Принципиальная схема простейшего регулятора давления прямого действия с грузовым задатчиком выходного давления:

1 — корпус; *2* — мембрана; *3* — уплотняющий сальник; *4* — грузовой задатчик давления; *5* — шток; *6* — вентиль; *7* — рабочий клапан; *8* — седло; Г — газопровод

постороннего воздействия создается усилие, воздействующее на регулирующий орган. В этих случаях регуляторы носят название *регуляторов непрямого действия* (рис. 8.4).

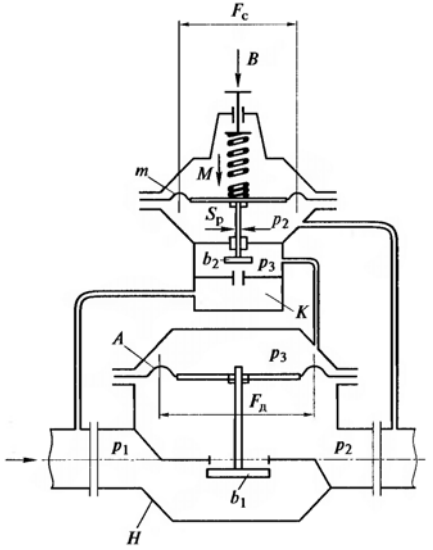


Рис. 8.4. Принципиальная схема регулятора давления непрямого действия:

A — рабочая мембрана; *m* — мембрана регулятора управления; *H* — корпус регулятора; *K* — силовое реле; *M* — масса подвижных частей; b_1 — клапан седла исполнительного устройства; b_2 — клапан седла регулятора управления; $F_д$ — эффективная площадь рабочей мембраны; F_c — эффективная площадь регулирующей мембраны; $S_р$ — сечение штока регулирующего клапана

Регулирующее устройство здесь не связано непосредственно с исполнительным механизмом, а воздействует на него через промежуточное звено. Уравнение статики такого регулятора отражает зависимость от конструктивного соотношения регулятора управления, в котором клапан использован для выключения исполнительного устройства. Уравнение равновесия (8.1) для данного регулятора имеет вид

$$p_2(F_м - S_р) + p_3 f_к = N_{зад} + p_2(f_к - S_р), \qquad (8.7)$$

где $F_м$ — эффективная площадь мембраны регулятора управления; $S_р$ — площадь сечения штока клапана регулятора управления; $f_к$ — площадь клапана регулятора управления; p_3 — промежуточное регулирующее давление.

В регуляторе непрямого действия отклонение p_2 меньше, чем в регуляторе прямого действия, так как влияние начального давления сказывается не непосредственно, а в зависимости от количественной нагрузки Q регулятора. При этом изменение начального давления на Δp_1 ведет сначала к изменению промежуточного давления на Δp_3, которое, в свою очередь, воздействует на изменение Δp_2:

$$\pm\Delta p_2 = \pm\Delta p_3 \frac{f_к}{F_м - f_к}. \qquad (8.8)$$

Влияние площади сечения седла $S_с$ становится незначительным.

Если $p_1 = p_3$, то $\Delta p_3 = \Delta p_1$. Тогда общее отклонение выражается уравнением равновесия:

- для верхнего положения мембраны

$$p_2(F_{м.в} + S_р) + p_3 f_к = N_{зв} + p_2(f_к - S_р); \qquad (8.9)$$

- для нижнего положения мембраны

$$p_2(F_{м.н} + S_р) + p_3 f_к = N_{зн} + p_2(f_к - S_р). \qquad (8.10)$$

В регуляторе входное давление давит на исполнительный орган. Чтобы исполнительный орган открылся при входном давлении, на рабочую мембрану должна действовать сила $F(p_1 - p_3)$, которая равна силе сбросного клапана $f_{с.к}(p_1 - p_2)$. При массе M подвижных частей получим

$$p_1 F(p_1 - p_3) + p_2 f_{с.к} = M + p_1 f_{с.к} + p_3 F, \qquad (8.11)$$

откуда

$$p_3 = p_1 - \frac{(p_1 - p_2) f_{с.к} + M}{F} = p_1 - \Delta p. \qquad (8.12)$$

Таким образом, на мембрану исполнительного устройства регулятора давления непрямого действия воздействует разность давлений $\Delta p = p_1 - p_3$.

Примером такого типа регуляторов является блочный регулятор РДБК-1, включающий в себя односедельный регулирующий клапан, регулятор управления непрямого действия, стабилизатор, два основных регулирующих органа и один в камере над мембраной регулирующего клапана.

Одной из основных характеристик регуляторов давления является значение отклонения выходного давления (неравномерность регулирования), которое у статических регуляторов давления прямого действия составляет значение порядка ±(10...20) %, а у астатических регуляторов непрямого действия порядка ±(2...5) %.

Другими, но не менее важными характеристиками регуляторов, являются надежность работы; нечувствительность; герметичность затвора регулирующего клапана; давление, при котором наступает герметичность затвора регулирующего клапана; предел регулирования по расходу и перепаду давлений. Регулятор давления будет надежным, когда при идентичных значениях входного давления и расхода он всегда обеспечивает при постоянном режиме одно и то же выходное давление. В действительности наблюдается рассеивание этих значений, которое характеризует неточность регулирования и нечувствительность регулятора. Это обусловлено рядом факторов: трение в сопряженных движущихся частях, люфты в сочленениях, инерция массы подвижных частей и т.п. При этом регулирующий орган реагирует на изменения регулируемого давления, которые превосходят значения нечувствительности. Нечувствительность ε определяется величиной изменения регулируемого давления, обеспечивающего реверс в движении регулирующего клапана. Относительное значение $\varepsilon = p_{неч} p_{max}/p_0$ называют коэффициентом нечувствительности регулятора, которое в большей мере зависит от качества изготовления и составляет для качественно изготовленного регулятора 0,6...6 %. Неравномерность регулирования и нечувствительность регулятора нормируется ГОСТ 11881—76 «Регуляторы, работающие без использования постороннего источника энергии».

В газовом хозяйстве получили распространение в основном регуляторы, отрабатывающие релейный, пропорциональный и пропорционально-интегральный законы регулирования.

Регуляторы, отрабатывающие релейный закон регулирования, применяются обычно в котловой автоматике регулирования. При пропорциональном законе регулирования изменение проходного сечения отверстия S пропорционально разности давлений $p_0 - p$:

$$S - S_0 = k_1(p_0 - p), \qquad (8.13)$$

где S — площадь текущего сечения проходного отверстия регулирующего органа, м^2; S_0 — площадь сечения при первоначальном установившемся выходном давлении, м^2; p — текущее выходное давление, МПа; p_0 — выходное первоначальное (номинальное)

давление (в момент времени $t = 0$), МПа; k_1 — коэффициент пропорциональности.

Регуляторы давления с пропорциональным законом регулирования называются *статическими*. К статическим регуляторам относятся мембранные регуляторы с пружинной нагрузкой. Отличительной особенностью этих регуляторов является то, что в установившемся режиме работы регулируемая величина не может оставаться на заданном значении, а изменяется с изменением нагрузки объекта. Они обладают статической неравномерностью регулирования и определенной степенью нечувствительности, порождаемыми рядом факторов (трение, зазоры в сочленениях и др.), что является недостатком статических регуляторов (p изменяется с изменением нагрузки объекта). С другой стороны, наличие статизма делает статический регулятор наиболее устойчивым при работе его в системе автоматического регулирования, что является важным достоинством. В целях уменьшения отклонения регулируемой величины p от заданной p_0, обусловленного статической неравномерностью, заданное значение регулируемой величины p_0 целесообразно устанавливать на средней нагрузке $Q_{ср}$.

При интегральном законе регулирования скорость изменения проходного сечения дроссельного отверстия пропорциональна разности между выходным, текущим и расчетным значениями давления:

$$\frac{dS}{dt} = k_2(p_0 - p), \tag{8.14}$$

или

$$S - S_0 = k_2 \int (p_0 - p), \tag{8.15}$$

откуда и произошло название интегрального закона регулирования. Регулятор давления с интегральным законом регулирования не дает отклонения между полученным и заданным значениями давления. После изменения расхода газа наступает новое равновесное состояние, скорость изменения проходного сечения дроссельного органа становится равной нулю, тогда $p_0 - p = 0$, т.е. выходное давление восстанавливается до своего начального значения. Регулятор давления с интегральным законом регулирования в случае изменения расхода газа создает колебательный режим, при котором текущее значение p колеблется около среднего значения p_0, и постоянный режим никогда не достигается. Недостатки регуляторов с интегральным законом регулирования обусловлены их динамическими свойствами. Такие регуляторы называются *астатическими* и могут применяться для регулирования только в объектах с большим самовыравниванием.

Сравнение регуляторов с пропорциональным и интегральным законами регулирования показывает, что первые обладают преимуществом по динамическим свойствам и обеспечивают лучший

переходный процесс регулирования, а преимущества вторых обусловлены отсутствием статической неравномерности, т.е. лучшими статическими свойствами в установившемся режиме. Поэтому в практике применяются регуляторы с пропорционально-интегральным законом регулирования, которые известны под названием регуляторов с упругой обратной связью, или *изодромными*. При отклонении текущего значения регулируемой величины от заданного регулятор этого типа в начальный момент времени переместит регулирующий орган на значение, пропорциональное отклонению, но если при этом регулируемая величина не придет к заданному значению, регулирующий орган будет перемещаться до тех пор, пока регулируемая величина не достигнет своего заданного значения.

Система автоматического регулирования, состоящая из объекта регулирования и регулятора, должна быть не только устойчивой, но и обладать определенными качественными показателями: повышенной точностью регулирования в установившихся режимах (уменьшение или устранение статической ошибки воспроизведения задающего воздействия, уменьшение или устранение влияния постоянных возмущений); улучшенными характеристиками переходных процессов.

Основными показателями качества регулирования являются время регулирования, перерегулирование, колебательность и установившаяся ошибка. Время регулирования определяет длительность или быстродействие переходного процесса. В тупиковых объектах имеет большое значение и скорость изменения регулируемой величины.

Основная трудность при подборе регуляторов давления состоит в том, что регулируемые объекты различны по своим динамическим свойствам. Они могут иметь участки с «бесконечно» большими объемами, например, при питании многочисленных сетей, до совершенно коротких участков с объемом в несколько кубометров и менее, например, подвод к горелкам топок водогрейных и паровых котлов с относительно высоким потреблением газа. Регулятор должен не только стабильно работать в широком диапазоне нагрузок от минимального потребления газа (для розжига) до полной нагрузки, но и быстро реагировать на резкую смену нагрузки между этими пределами.

Способы придания системам автоматического регулирования достаточного запаса устойчивости разнообразны. Наиболее доступным и возможным решением этой задачи является правильный выбор регулятора давления для того или иного объекта регулирования, которые будут рассмотрены далее.

При отсутствии расхода газа выходное давление его увеличивается до тех пор, пока не будет достаточным для герметичного закрытия регулирующего клапана. Это давление не должно быть больше максимально допустимого рабочего давления всех подключенных к газовой распределительной сети газоиспользующих устано-

вок и приборов. Обычно в практике указанное давление не превышает полуторакратного значения от настроечного значения регулятора давления газа.

СНиП 2.04.08-87* «Газоснабжение» (§ II/32) регламентирует относительную нерегулируемую протечку газа через закрытые клапаны двухседельных регуляторов значением 0,1 % от номинального расхода. Для односедельных клапанов герметичность затворов должна соответствовать 1 классу по ГОСТ 9544—75. Допустимая нерегулируемая протечка газа при применении в качестве регулирующих устройств поворотных заслонок не должна превышать 1 % от их номинальной пропускной способности.

Предел регулирования по пропускной способности представляет собой отношение максимальной пропускной способности регулятора к минимальной пропускной способности, при которой он будет продолжать работать, удовлетворительно поддерживая заданное значение давления. При этом ограничивающим фактором является возникновение автоколебаний (пульсаций, вибраций) регулирующего органа. Это явление происходит в случае, когда нагрузка снижается до некоторой точки ниже минимальной пропускной способности. Регуляторы давления газа непрямого действия типа РДБК имеют диапазон пропускной способности около 1:20. При большом объеме сети и условиях с медленными изменениями нагрузок это отношение увеличивается до 1:30.

Регуляторы давления прямого действия с жесткой обратной связью имеют устойчивый процесс регулирования во всем диапазоне к пропускной способности. Другими характеристиками регулятора давления газа являются его пропускная способность при максимальном и минимальном рабочем давлениях; минимальный перепад входного и выходного давлений, при котором регулятор работоспособен.

8.3. Определение пропускной способности регулятора

Выбор типа и размера регулятора давления зависит от расхода газа, его входного и выходного давлений. Основными параметрами, определяющими пропускную способность регулятора, являются условный диаметр D_y проходного сечения дросселирующего органа и соответствующий ему коэффициент пропускной способности K_V.

Возможны два варианта определения параметров регулятора давления:

1) по заданной пропускной способности Q, перепаду давлений ($p_1 - p_2$) на дроссельном органе и температуре газа $T_г$ определяют коэффициент пропускной способности K_V, а затем по справочным данным выбирают соответствующий регулятор;

2) заданному расходу, перепаду давлений и температуре газа выбирают регулятор, а затем рассчитывают условное проходное сечение и коэффициент пропускной способности.

Коэффициент пропускной способности K_V характеризует пропускную способность дросселирующего органа и зависит от его проходного сечения и гидравлического сопротивления. Численно K_V равен количеству воды в тоннах, которое пропускает за 1 ч данное исполнительное устройство при перепаде давлений на его дросселирующем органе 1 кг/см^2, т.е. единицей измерения коэффициента пропускной способности является тонна в час (т/ч).

Способ определения K_V зависит от вида истечения газа через дросселирующее устройство: докритическое, критическое или сверхкритическое.

Под критическим понимается истечение газа с максимальной скоростью, равной скорости звука, которая может быть достигнута на выходе из дросселирующего органа регулятора при критических или сверхкритических отношениях входного p_1 и выходного p_2 давлений. Характер течения газа через дросселирующий орган регулятора в значительной мере характеризует его пропускную способность.

В процессе истечения газов при заданном давлении p_1 скорость истечения и расход растут с уменьшением выходного давления p_2 только до достижения этим отношением определенного для этого газа значения, которое называется критическим $(p_2/p_1)_{кр}$. Если p_2/p_1 достигло критического значения, то при заданном p_1 расход газа становится максимальным при наименьшем давлении $p_2 = p_{кр}$:

$$\frac{p_2}{p_1} = \left(\frac{p_2}{p_1}\right)_{кр} = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}}, \qquad (8.16)$$

где k — показатель адиабаты.

Из этого уравнения следует, что отношение $(p_2/p_1)_{кр}$ не зависит от p_1, а также от выходного давления p_2 и является функцией показателя адиабаты k, а значит, зависит только от свойств газа.

Для природного газа $k = 1{,}32$, следовательно, $p_2/p_1 = 0{,}542$, т.е. в регуляторе давления, который поддерживает низкое давление 200 Па, при входном избыточном давлении 0,1 МПа и более наступит критический режим истечения газа.

Пропускная способность регулятора (при $p = 0{,}1013$ МПа и $t = 0$ °С) определяется формулой

$$Q_р = 1\,595 \varphi f_c p_1 \sqrt{\frac{1}{\rho}}, \qquad (8.17)$$

где φ — коэффициент, зависящий для данного газа от p_2/p_1; f_c — площадь седла, см^2; p_1 — входное давление, абсолютное, МПа; ρ — плотность газа, кг/м^3.

До достижения критического значения p_2/p_1 расход газа растет с увеличением входного давления p_1. Если отношение p_2/p_1 меньше критического, то расход газа через регулятор растет пропорционально увеличению p_1, т. е. отношение p_2/p_1 на расход не влияет, а коэффициент φ остается постоянным. Учитывая значительные потери давления в корпусе регулятора, действительный расход газа через регулятор будет меньше теоретического, и для его определения вводят поправочный коэффициент α меньше единицы:

$$Q_0 = 1\,595\varphi f_c \alpha p_1 \sqrt{\frac{1}{\rho}}. \qquad (8.18)$$

Повышение и понижение давления газа после регулятора давления сверх допустимых пределов может привести к аварийной ситуации. При повышении давления газа возможны отрыв пламени у горелок газоиспользующего оборудования и появление в рабочем объеме газовоздушной смеси. Значительное понижение давления газа может привести к проскоку пламени в горелку или его погасанию, что приведет к образованию взрывоопасной газовоздушной смеси в топках и газоходах агрегатов.

8.4. Вспомогательное оборудование ГРП и ГРУ

Ранее было сказано о составе технологической структуры ГРП и ГРУ, основным элементом которой является регулятор давления. Другие не менее важные структурные виды оборудования перечисляются и рассматриваются в кратком виде далее.

Предохранительные запорные клапаны. Для предотвращения недопустимого изменения давления газа в ГРП (ГРУ) устанавливают предохранительные запорные клапаны (ПЗК) и предохранительные сбросные клапаны (ПСК).

Предохранительные запорные клапаны могут быть низкого (тип ПКН) и высокого (тип ПКВ) давлений.

Производятся и применяются также предохранительные запорные клапаны типа КПН и КПВ соответственно низкого и высокого давлений.

Если по условиям производства перерыв в подаче газа недопустим, то вместо ПЗК должна быть предусмотрена сигнализация оповещения обслуживающего персонала.

Согласно «Правилам безопасности в газовом хозяйстве» верхний предел срабатывания предохранительных запорных клапанов не должен превышать максимальное рабочее давление газа после регулятора более чем на 25 %.

Настройка ПЗК на срабатывание зависит от назначения ГРП, который может обеспечивать подачу газа в тупиковую или кольцевую газораспределительную сеть.

При тупиковой системе разводки газопроводов выключение и отключение части потребителей может вызвать кратковременное, но значительное понижение или повышение давления газа в контролируемой точке даже при исправном регуляторе. Во избежание срабатывания ПЗК в случае повышения давления и отключения всех потребителей в обычном (не аварийном) режиме клапан настраивают на давление, несколько большее того, на которое настроено предохранительное сбросное устройство (ПСУ). Это устройство, сбрасывая небольшие количества газа в атмосферу, не позволяет подниматься давлению в контролируемой точке до значения срабатывания ПЗК.

При неисправном регуляторе сброс через ПСУ окажется недостаточным, давление в контролируемой точке повысится, ПЗК сработает и перекроет подачу газа потребителям.

Кольцевая система газопровода запитывается газом от нескольких ГРП, поэтому изменение отбора газа потребителями скажется на их работе.

Неисправность одного из регуляторов и связанное с этим увеличение давления вызывают уменьшение подачи газа в кольцевую сеть газопровода регуляторами других ГРП. В этом случае сброс в атмосферу газа через ПСУ в ГРП с неисправным регулятором недопустим, так как он может продолжаться длительное время, снижая давление газа в газопроводе, что невыгодно с экономической точки зрения и вредит экологии. Поэтому в кольцевых системах ПЗК настраивают на давление срабатывания, меньшее, чем давление начального открытия ПСУ. При этом ПСУ предохраняет кольцевую систему газопроводов от повышения в ней давления сверх допустимых пределов в случае, когда в ГРП сработал ПЗК, но из-за негерметичности затвора давление в системе увеличивается.

Предохранительные сбросные клапаны. Для предотвращения повышения давления газа выше допустимого значения после регулятора давления устанавливают предохранительное сбросное устройство, которое сбрасывает в атмосферу избыточный объем газа. Согласно «Правилам безопасности в газовом хозяйстве» предохранительные сбросные клапаны, в том числе встроенные в регулятор давления, должны обеспечивать сброс газа при превышении максимального рабочего давления после регулятора не более чем на 15 %.

По конструктивному устройству предохранительные сбросные клапаны подразделяются на пружинные, мембранные и жидкостные.

Особой разновидностью ПСК является гидравлический предохранитель (ГП) (рис. 8.5), который состоит из корпуса *1* и двух фланцевых патрубков: входного *4* и выходного *2*. Фланец входного патрубка соединен с контролируемым участком газопровода. Ниж-

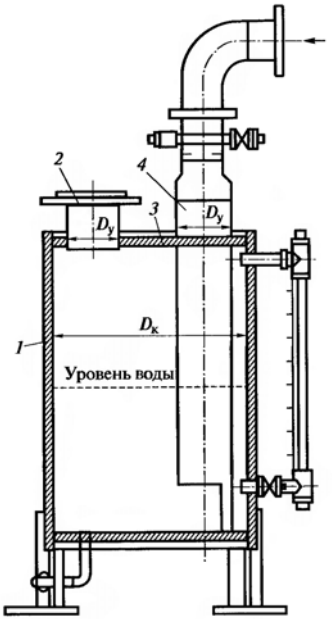


Рис. 8.5. Гидравлический предохранитель:
1 — корпус; *2* — выходной патрубок; *3* — крышка; *4* — входной патрубок

няя часть входного патрубка через крышку *3* опущена в корпус таким образом, чтобы ее обрез не доходил до дна. Корпус заполнен затворной жидкостью.

Началом срабатывания ГП следует считать момент появления первых пузырьков газа, барботирующих через жидкость, полным открытием — работу ГП при давлении в контролирующей точке газопровода, превышающем заданное на 15 %.

Выбор конструкции предохранительного сбросного клапана производится в соответствии с требуемой пропускной способностью.

Определение пропускной способности. Количество газа, подлежащее сбросу ПСК при наличии перед регулятором ПЗК, должно удовлетворять условию: $Q > 0{,}0005\ Q_d$, где Q — количество газа, подлежащее сбросу ПСК в течение часа при $t = 0$ °С и $p = 0{,}10132$ МПа; Q_d — расчетная пропускная способность регулятора давления при тех же условиях, м³/ч.

При отсутствии перед регулятором давления ПЗК количество газа, подлежащее сбросу, определяют:

- для регуляторов давления с золотниковым клапаном — $Q \geq 0{,}01\,Q_d$;
- регулирующих заслонок — $Q \geq 0{,}02\,Q_d$.

При необходимости параллельной установки в ГРП нескольких регуляторов давления суммарное количество газа, подлежащее сбросу ПСК в течение часа, должно удовлетворять условию: $Q' \geq Qn$, где Q — количество газа, подлежащее сбросу ПСК в течение часа для каждого регулятора, м³; n — число регуляторов давления, шт.

Молоточные, мембранные и пружинные ПСК имеют небольшую пропускную способность.

Для обеспечения устойчивой работы системы газораспределения пропускная способность ПСУ должна возрастать плавно по мере повышения давления в контролируемой точке газопровода таким образом, чтобы начало сброса газа в атмосферу происходило при превышении заданного давления не более чем на 5 %, а полное открытие ПСУ — при превышении его на 15 %.

Газовые фильтры. Эти фильтры предназначены для очистки газа от пыли, ржавчины, смолистых веществ и других твердых частиц. Качественная очистка газа позволяет повысить герметичность запорных устройств, а также увеличить межремонтное время их эксплуатации за счет уменьшения износа уплотняющих поверхностей. При этом также уменьшается износ и повышается точность работы расходомеров (счетчиков и измерительных диафрагм), особенно чувствительных к эрозии. Правильный выбор фильтров и их квалифицированная эксплуатация являются важнейшими факторами обеспечения надежного и безопасного функционирования систем газоснабжения.

Максимально допустимый перепад давлений на сетчатых фильтрах не должен превышать 5 000 Па, на волосяных — 10 000 Па, а до начала эксплуатации или после очистки и промывки фильтра этот перепад должен составлять соответственно 2 000...2 500 Па и 4 000...5 000 Па.

В конструкциях фильтров предусмотрены штуцеры для присоединения приборов, с помощью которых определяется падение давления на фильтрующем элементе.

По направлению движения газа через фильтрующий элемент все фильтры можно подразделить на прямоточные и поворотные; по конструктивному исполнению — на линейные и условные; по материалу корпуса и методу его изготовления — на чугунные (алюминиевые) литые и стальные сварные.

Пропускная способность фильтров указывается в техническом паспорте завода-изготовителя для газа определенного состава и при известных начальном и конечном давлениях. Для определения пропускной способности фильтров при использовании другого газа и работе в другом режиме применяют формулу

$$Q = Q_т \sqrt{\frac{\rho_{0т} \Delta p p_2}{\rho_0 \Delta p_т p_{2т}}}, \qquad (8.19)$$

где $Q_т$ — пропускная способность фильтра при табличных условиях, м³/ч; $\rho_{0т}$ — плотность газа табличная, кг/м³; Δp — перепад давлений на фильтре при работе в режиме, отличном от табличного, МПа; p_2 — давление газа после фильтра при работе в режиме, отличном от табличного, МПа; ρ_0 — плотность газа при использовании другого газа, кг/м³; $\Delta p_т$ — перепад давлений на фильтре при табличных условиях, МПа; $p_{2т}$ — давление газа после фильтра табличное, МПа.

Более подробно все ранее упомянутое в подразд. 8.4 оборудование рассмотрено с описанием устройств и принципов работы в источнике [16].

8.5. Измерение и учет расхода газа

Расход — это количество вещества, протекающего через данное сечение в единицу времени. Прибор, измеряющий расход вещества, называется *расходомером*, а прибор, измеряющий массу и объем вещества, — *счетчиком*. Прибор, позволяющий одновременно измерять расход и количество вещества, называется *расходомером со счетчиком*. Устройство, воспринимающее измеряемый расход (например, диафрагма, труба Вентури и др.) и преобразующее его в другую величину (перепад давлений), удобную для измерения, называют *преобразователем расхода*.

Количество вещества измеряют или в единицах массы (т, кг, г), или в единицах объема (м³, см³, л). Расход измеряют в единицах массы или объема, отнесенных к единицам времени (кг/ч, м³/ч).

Расход характеризует мощность системы, например газопровода. На практике для расчета между поставщиками и потребителями важно знать не только расход газа, подаваемого к потребителю, но и количество газа, поданного за определенный промежуток времени (сутки, месяц, год).

Так как объем измеряется счетчиком при текущих значениях рабочей температуры; давления и плотности газа, необходимо измеренную величину привести к единому постоянному физическому параметру (стандартным или нормальным физическим условиям).

Нормальные физические условия: давление 101 325 Па, температура 273,15 К (0 °С).

Стандартные условия: давление 101 325 Па, температура 293,1 К (20 °С).

Существуют различные методы и средства измерения расхода газа.

Метод сужения потока. Теоретической основой метода является уравнение Бернулли и теорема Эйлера, подробно изучаемые в учебных программах «Механика жидкостей и газов». Используемые приборы (диафрагма, сопло, трубка Вентури), называемые первичными элементами, устанавливаются в потоке среды, текущей по трубопроводу. Они создают разность статических давлений между входом и выходом из прибора, значение которой позволяет определить расход, если известны термодинамические условия течения, описаны формы и способы использования приборов, для которых многочисленные тарировки позволили получить согласованные системы использования.

Основные формулы:

массовый расход

$$q_m = \frac{\pi d^2}{4} \frac{c\varepsilon}{\sqrt{1-\beta^4}} \sqrt{2\Delta p \rho_1}; \qquad (8.20)$$

объемный расход

$$q_V = \frac{q_m}{\rho_1} = \frac{\pi d^2}{4} \frac{c\varepsilon}{\sqrt{1-\beta^4}} \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho_1}}, \qquad (8.21)$$

где d — диаметр отверстия используемого первичного прибора; c — коэффициент расхода; ε — коэффициент расширения ($\varepsilon < 1$ для сжимаемых сред); β — отношение диаметров $\beta = d/D$ (D — диаметр входного трубопровода или входной диаметр трубки Вентури); p — абсолютное давление в среде (p_1 — на входе, p_2 — на выходе или в горле; нижний индекс «1» соответствует состоянию среды в сечении, где производится отбор входного давления); Δp — разность давлений ($p_1 - p_2$); ρ — плотность среды.

Коэффициент расширения ε рассчитывается по формуле

$$\varepsilon = (0{,}41 + 0{,}35\beta^4)\frac{\Delta p}{kp}, \qquad (8.22)$$

где k — показатель адиабаты.

Общие условия использования приборов: среда должна быть физически и термодинамически гомогенной и однофазной, жидкой или газообразной, протекание среды через прибор не должно вызывать фазовых переходов. На длине не менее $2D$ вверх по течению от входного сечения первичного элемента трубопровод должен быть цилиндрическим. Стандарт устанавливает порядок расчета погрешностей. В руководстве по практическому использованию РД50-213-80 приводятся физические константы, численные значения коэффициентов, порядок расчетов и способы применения используемых вторичных приборов.

Первичные элементы определения: диафрагма *3* — тонкая пластинка с круговым отверстием, соосным трубе (рис. 8.6); трубка

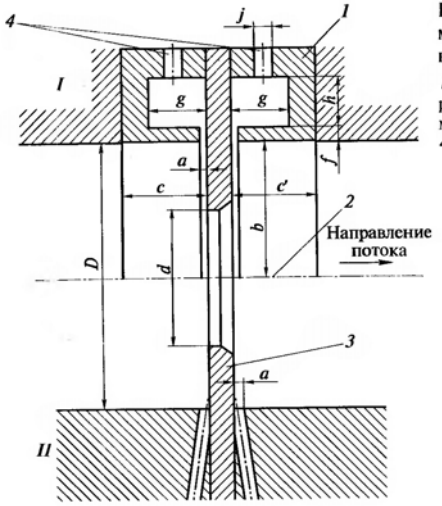


Рис. 8.6. Диафрагмы с камерным и точечным угловым отбором давления:
1 — корпус кольцевой камеры; *2* — ось диска диафрагмы; *3* — диск диафрагмы; *4* — отверстия для отбора давления

Вентури — сходящееся устройство, заканчивающееся цилиндрической частью, называемой горлом (рис. 8.7); различают сопло ISA 1932 и удлиненное сопло.

Отбор давления у диафрагм (см. рис. 8.6). Существует два основных способа отбора перепада давлений на диафрагмах: фланцевый и угловой. При фланцевом креплении диафрагм отверстия для отбора давления могут быть сделаны в трубопроводе или во фланцах. Диафрагмы с фланцевым и

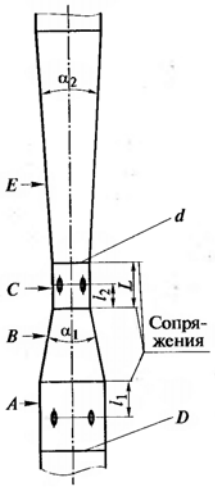


Рис. 8.7. Схема классической трубки Вентури:
A — входной цилиндр; *B* — сходящийся конус (конфузор) с углом $\alpha_1 = 21 \pm 2°$; *C* — горло; *E* — расходящийся конус (диффузор) с углом $\alpha_2 = 7 \pm 1{,}8°$; l_1 — место отбора давления p_1; l_2 — место отбора давления p_2; *D* — диаметр входного цилиндра; *d* — диаметр горла; *L* — длина горла

трехрадиусным отбором давления применяют при следующих условиях:

$$d \geq 12{,}5;\ 50 \leq D \leq 1\,000;\ 0{,}2 \leq \beta \leq 0{,}75;\ 1\,260\beta^2 \leq \mathrm{Re} \leq 10^8,$$

где β — относительный диаметр, равный d/D; Re — число Рейнольдса.

Номинальное расстояние до оси отверстия для отбора давления перед диафрагмой равно D и может находиться в пределах от $0{,}9D$ до $1{,}1D$.

Номинальное расстояние до оси отверстия для отбора давления за диафрагмой равно $0{,}5D$. Номинальные расстояния до и за диафрагмой измеряют от входного торца диафрагмы.

Для диафрагмы с фланцевым отбором давления номинальное расстояние от отверстия для отбора давлений до входного и выходного торцов диафрагмы равно 25,4 мм и должно, не вызывая изменения коэффициента истечения, находиться в следующих пределах: $(25{,}4 \pm 0{,}5)$ мм при одновременном выполнении условий $\beta > 0{,}6$ и $D < 150$ мм; $(25{,}4 \pm 1)$ мм в остальных случаях, т.е. при $\beta < 0{,}6$ или $\beta > 0{,}6$, но 150 мм $< D < 1\,000$ мм.

Диаметр отверстий для отбора давления должен быть не более $0{,}13D$ и не более 13 мм. Отверстия для отбора давления перед диафрагмой и за ней должны отличаться друг от друга не более чем на 0,1 мм, кромки их должны быть заподлицо с внутренней поверхностью измеряющей трубы (ИТ) и, насколько возможно, острыми. Оси отверстия для отбора давления и ИТ должны пересекаться под прямым углом в пределах ±3°.

Расстояние между осями отверстий для отбора давления *4* и соответствующими торцами диафрагмы равно половине диаметра. В месте выхода во внутреннюю полость ИТ отверстие должно касаться торца диафрагмы. Отбор давления может быть проведен как через отдельные отверстия, так и через кольцевые щели. Отдельные отверстия для отбора давления могут быть выполнены как в трубопроводе, так и в его фланцах. Местом отбора давления при наличии кольцевой щели является отверстие в корпусе кольцевой камеры.

Значения наименьшего диаметра a отдельных отверстий (или ширины кольцевых щелей a) определяются требованиями предотвращения засорения и обеспечения удовлетворительных динамических характеристик. Кольцевые щели a выполняют сплошными или прерывистыми по всему периметру поперечного сечения ИТ.

Внутренний диаметр $2b$ корпуса кольцевой камеры должен находиться в пределах: $D \leq 2b \leq 1{,}01D$. Длина корпуса c кольцевой камеры перед диском диафрагмы и длина c' за диафрагмой должна быть не более $0{,}65D$, толщина f стенки камеры должна быть равна или более $2a$. Площадь сечения gh кольцевой камеры должна быть равна (или более) половине общей площади щели, соединяющей

эту камеру с внутренней полостью ИТ. Отверстия для отбора давления из кольцевых камер к соединительным линиям измерительных приборов выполняют в стенке корпуса камеры. В месте выхода из стенки отверстие должно иметь круглое сечение $j = (4...10)$ мм.

Расходомеры с классической трубкой Вентури (см. рис. 8.7). При равной разности измеренных давлений потери на этих приборах меньше, чем на диафрагмах или соплах. Стандартом предусмотрены формы входного цилиндра рекомендуемой длины, равной D (диаметр цилиндра), конфузора с углом у вершины (21±2)°, горла длиной d (диаметр горла), особенности их профиля, правила отбора давления. Потери давления могут быть определены измерениями до и после монтажа в трубопроводе при постоянном расходе.

Область применения трубки Вентури. Это сопло применяется для измерения расхода в трубопроводе диаметром D от 65 до 500 мм и при отношении диаметров β от 0,32 до 0,77. Нижняя граница для D является функцией отношения диаметров $\beta = d/D$. Профиль трубки Вентури обладает осевой симметрией (см. рис. 8.7). Он состоит из сходящейся части (конфузора) с закругленным профилем, цилиндрического горла и диффузора. Диаметр горла d лежит в пределах от 50 до 390 мм. При выборе первичных элементов для измерения расхода газа следует учитывать, что диафрагмы обеспечивают более широкий диапазон измерения. Трубка Вентури является более трудоемкой при проведении профилактических ремонтов. Необходимо также учитывать, что для каждого элемента существуют ограниченные значения диаметра трубы D, отношения диаметров $\beta = d/D$ и числа Рейнольдса потока. Для классических трубок Вентури требуются прямые участки меньших размеров, чем для других первичных элементов. Их размеры существенны и оговорены стандартом. Для одной и той же разности измеренных давлений потери давления на классических трубках Вентури от 4 до 6 раз меньше, чем на диафрагмах.

Измерение объемными счетчиками. Эти приборы определяют объем протекшего через них газа при условиях измерения. Объемные газовые счетчики по принципу действия подразделяются на мембранные (лопастные, диафрагменные), ротационные, тахометрические (турбинные), акустические и вихревые.

Принципы коррекции плотности. Объем газа V при давлении и температуре измерения (p, T) приводится к нормальным условиям (p_0 = 101 325 Па, T_0 = 0 °С) с помощью уравнения состояния:

$$V_0 = V \frac{pT_0z_0}{p_0Tz}, \qquad (8.23)$$

где z — коэффициент сжимаемости рассматриваемого газа.

Автоматическая коррекция плотности в приборах учета расхода газа может осуществляться механическими средствами или вычислительными машинами. В этом случае ЭВМ оборудуются интерфейсами с различными датчиками. Корректоры обычно используют измерения p и T и подсчитывают z с помощью таблиц для рассматриваемого газа и измеренных p и T. Существуют корректоры только по температуре. При этом измерения z обычно не проводятся.

Регламентирующие положения. Контроль измерительных приборов в общем виде должен определяться правовыми актами, которые регламентируют:

- исследование и испытание моделей измерительных приборов, имея в виду их апробацию;
- первичную поверку каждого нового или отремонтированного прибора, позволяющую констатировать, что эти приборы одинаковы с одобренными моделями и отвечают регламентирующим предписаниям;
- периодическую поверку приборов, находящихся в эксплуатации, в ходе которой может быть предписан ремонт;
- установку монтажником, имеющим допуск;
- декларацию об установке;
- разрешение на эксплуатацию;
- ремонт имеющим допуск ремонтником;
- поверку после ремонта.

Государство обязано гарантировать добросовестность коммерческих сделок и в этом качестве осуществлять контроль используемых измерительных приборов.

Калибр счетчика. В Европе калибр счетчика обозначается буквой G в сопровождении с номером серии ISO R5 (типовая серия со знаменателем $10^{[11/5]}$) округленно: 10, 16, 25, 40, 65, 100, 160 и т.д. (см. табл. 2.5). Максимальный расход указывается числом, следующим за G, следующим за серией: счетчик G 160 предназначен для максимального расхода 250 м^3/ч.

Погрешности. Приводимые в регламентирующих положениях погрешности, если они указаны в относительных величинах, всегда относятся к измеряемым прибором значениям, а не к максимальному расходу, как это следовало бы из существующего правила определять класс точности датчика по отношению к максимальному значению шкалы. Погрешности измерения всех типов счетчиков при первичной и периодической поверках не должны выходить за пределы максимально допустимых (±1...±4 %).

Основные типы счетчиков. Мембранные счетчики (диафрагменные, камерные, лопастные) — счетчики газа, принцип действия которых основан на том, что при помощи различных подвижных преобразовательных элементов газ разделяют на доли объема, а затем производят их циклическое суммирование.

Диафрагменный счетчик состоит из корпуса, крышки, измерительного механизма, кривошипно-рычажного механизма, связывающего подвижные части диафрагм (мембран) с верхними

клапанами газораспределительного устройства, седел клапана (нижняя часть распределительного устройства) и счетного механизма. Корпус и крышка счетчика могут быть:

• стальными, штампованными с покрытием против коррозии и искрообразования. Соединение стального штампованного корпуса и крышки осуществляется посредством герметизирующего материала и стяжной полосы, которые обеспечивают плотное прилегание двух частей друг к другу;

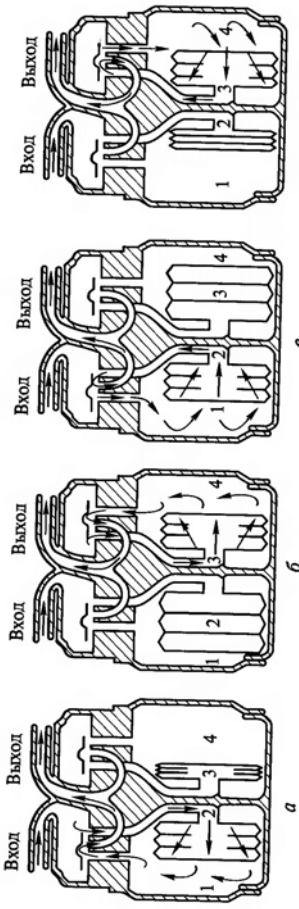
• алюминиевыми, литыми. Корпус и крышка счетчика в алюминиевом исполнении герметично закрываются при помощи специальных прокладок и комплекта винтов, один из винтов является пломбой.

Детали и узлы измерительного механизма для мембранных счетчиков изготовляют из пластмасс. Применение пластмассовых измерительных механизмов значительно снижает себестоимость продукции, увеличивает стойкость к воздействию химических компонентов, находящихся в газах, значительно уменьшает коэффициент трения в движущихся частях счетчика. В зависимости от конструкции и объемов измеряемого газа измерительный механизм может состоять из двух или четырех камер. Принципиальное устройство и циклограмма работы диафрагменного счетчика показаны на рис. 8.8.

Процесс повторяется периодически. Счетный механизм подсчитывает число ходов диафрагм (или число циклов работы измерительного механизма). За каждый цикл (ц) вытесняется объем газа 1/ц, равный сумме объемов камер 1, 2, 3, 4. Один полный оборот выходной оси измерительного механизма соответствует 16-ти циклам.

Ротационные счетчики. В связи с увеличением видов оборудования возникла необходимость в измерительных приборах, которые обладали бы сравнительно большой пропускной способностью и значительным диапазоном измерений при сравнительно небольших габаритных размерах. Этим условиям удовлетворяют ротационные счетчики газа, которые имеют следующие достоинства: отсутствие потребности в электроэнергии, долговечность, возможность контроля исправности работы по перепаду давления на счетчике во время его работы, нечувствительность к кратковременным перегрузкам. Ротационные счетчики широко применяют в коммунальном хозяйстве, особенно в отопительных котельных, а также на небольших и средних предприятиях.

Ротационный счетчик типа РГ (рис. 8.9) — камерный счетчик газа, в котором в качестве преобразовательного элемента применяются восьмиобразные роторы, состоит из корпуса *1*, внутри которого вращаются два одинаковых восьмиобразных ротора *2* передаточного и счетного механизмов, связанных с одним из роторов. Роторы приводятся во вращение под действием разности давлений газа, поступающего через верхний входной патрубок и вы-



Положение камер счетчика	Камера 1	Камера 2	Камера 3	Камера 4
а	Опустошается	Наполняется	Пустая	Наполнена
б	Пустая	Наполненная	Наполняется	Опустошается
в	Наполняется	Опустошается	Наполнена	Пустая
г	Наполнена	Пустая	Опустошается	Наполняется

Рис. 8.8. Принципиальная схема работы диафрагменного счетчика

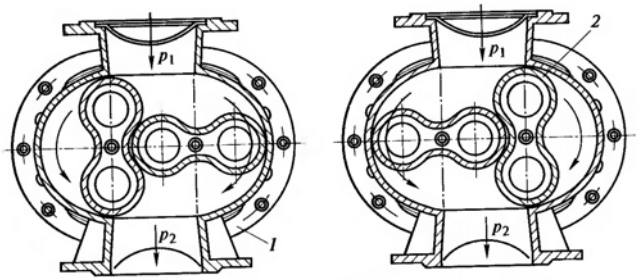


Рис. 8.9. Ротационный счетчик газа типа РГ:
1 — корпус; *2* — ротор

ходящего через нижний выходной патрубок. При вращении роторы обкатываются своими боковыми поверхностями. Синхронизация вращения роторов достигается с помощью двух пар одинаковых зубчатых колес, укрепленных на обоих концах роторов в торцевых коробках вне пределов измерительной камеры-корпуса. Для уменьшения трения и износа шестерни роторов постоянно смазываются маслом, залитым в торцевые коробки. Объем газа, вытесненный за пол-оборота одного ротора, равен объему, ограниченному внутренней поверхностью корпуса и боковой поверхностью ротора, занимающего вертикальное положение. За полный оборот ротора вытесняются четыре таких объема.

При изготовлении ротационных счетчиков особое внимание обращается на легкость хода роторов и уменьшение не учитываемых через счетчик утечек газа. Легкость хода, являющаяся качественным показателем малого трения в механизме, а следовательно, и малой потери давления в счетчике, обеспечивается установкой валов роторов на шариковые подшипники, сведением до минимума трения в редукторе и счетном механизме, а также рациональным выбором конструктивных размеров и частоты вращения роторов. Уменьшение утечек газа достигается тщательной обработкой и взаимной подгонкой внутренней поверхности корпуса и трущихся поверхностей роторов. Зазор между корпусом и прямоугольными площадками, расположенными на концах наибольших диаметров роторов, колеблется от 0,04 до 0,1 мм в зависимости от типа счетчика. При изготовлении счетчиков особое внимание уделяется статической балансировке и обработке роторов.

Турбинные счетчики. В них под воздействием потока газа приводится во вращение колесо турбины, число оборотов которого прямо пропорционально протекающему объему газа (рис. 8.10). Обороты турбины через понижающий редуктор и газонепроницаемую магнитную муфту передаются на находящийся вне газовой полости

счетный механизм, показывающий (по нарастающей) суммарный объем газа, прошедший через прибор при рабочих условиях. На последнем зубчатом колесе редуктора закреплен постоянный магнит, а вблизи колеса — два геркона, частота замыкания контактов первого геркона пропорциональна скорости вращения ротора турбины, т.е. скорости потока газа. При появлении мощного внешнего магнитного поля контакты второго геркона замыкаются, что используется для сигнализации о несанкционированном вмешательстве.

Тахометрические (турбинные) счетчики. Конструктивно турбинные счетчики, выпускаемые в России, представляют собой стальной цилиндр с фланцами, в проточной части которого последовательно по потоку расположен входной струевыпрямитель, узел турбины с валом и подшипниковыми опорами вращения и задняя опора. На корпусе счетчика установлен узел плунжерного масляного насоса, с помощью которого в зону подшипников по трубкам подается жидкое масло. На корпусе турбины предусмотрены места для установки датчиков аппаратуры (для измерения давления, температуры, импульсов).

По степени автоматизации процесса измерений и обработки результатов измерений турбинные счетчики выпускаются в следующих вариантах комплектации:

• для раздельных измерений переменных контролируемых параметров с произвольно выбранными средствами обработки резуль-

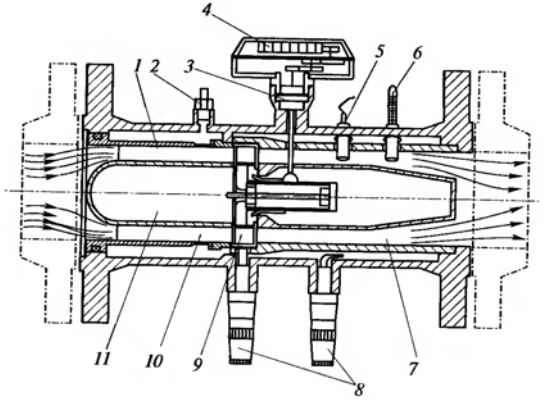


Рис. 8.10. Схема турбинного счетчика газа:
1, 10 — измеряемое поперечное сечение; *2* — включение давления; *3* — магнитная муфта; *4* — счетный механизм; *5* — термоизмерительный зонд РТ-100; *6* — контрольный термометр; *7* — канал выхода; *8* — датчики импульсов; *9* — колесо турбины; *11* — вытесняющее тело

татов измерений (счетными устройствами ручного действия, микрокалькуляторами и др.);

• полуавтоматических измерений переменных контролируемых параметров с вычислительными устройствами обработки результатов измерений и устройствами с ручным вводом значений условно-постоянных параметров или ручной коррекцией результатов измерений и вычислений;

• автоматических измерений всех контролируемых параметров с вычислительными устройствами обработки результатов измерений.

Акустические (ультразвуковые) расходомеры. Принцип их действия основан на измерении акустического эффекта, возникающего при проходе колебаний через поток жидкости или газа, и зависит от расхода (рис. 8.11). Почти все применяемые на практике акустические расходомеры работают в ультразвуковом диапазоне частот и поэтому называются ультразвуковыми.

Большинство промышленных ультразвуковых расходомеров используют эффекты, основанные на перемещении акустических колебаний движущейся средой. Они служат для измерения объемного расхода, потому что эффекты, возникающие при прохождении акустических колебаний через поток среды (жидкости или газа), связаны со скоростью перемещения среды. Для ввода акустических колебаний в поток и для приема их на выходе из потока необходимы излучатели и приемники колебаний — главные элементы первичных преобразователей ультразвуковых расходомеров. При сжатии и растяжении в определенных направлениях некоторых кристаллов (пьезоэлементов) на их поверхности образуются электрические заряды, и наоборот. Если к этим поверхностям приложить разность потенциалов, то пьезоэлемент растянется или сожмется в зависимости от того, на какой из поверхностей будет больше напряжения, — обратный пьезоэффект. На этих эффектах основан метод преобразования переменной электрической разности потенциалов на гранях кристалла в акустические (механические) колебания той же частоты (для излучения колебаний) или, наоборот, преобразования акустических колебаний в переменную электрическую разность потенциалов на гранях кристалла (для приемника колебаний).

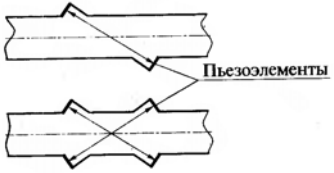


Рис. 8.11. Схема ультразвукового первичного преобразователя расхода



Рис. 8.12. Схема вихревого первичного преобразователя расхода (СИ — устройство счета импульсов)

Достоинствами ультразвуковых расходомеров являются широкий диапазон измерения расхода и возможность применения микропроцессорной техники. Основным недостатком ультразвуковых расходомеров является чувствительность к содержанию в потоке газа твердых и газообразных включений.

Вихревые расходомеры. Принцип их действия основан на зависимости расхода от колебаний давления, возникающих в потоке в процессе вихреобразования, или колебаний струи, после препятствия определенной формы, установленного в трубопроводе, специального закручивания потока (рис. 8.12).

Свое название вихревые расходомеры получили от явления срыва вихрей, возникающих при обтекании потоком жидкости или газа препятствия, обычно в виде усеченной трапецеидальной призмы. Позади тела обтекания располагается чувствительный элемент, воспринимающий вихревые колебания. К достоинствам вихревых расходомеров следует отнести отсутствие подвижных частей, независимость показаний от давления и температуры, большой диапазон измерений, частотный измерительный сигнал на выходе, возможность получения универсальной градуировки, сравнительно небольшая стоимость и т. д. К их недостаткам относятся значительные потери давления (до 30...50 кПа), ограниченные возможности их применения: они не пригодны при малых скоростях потока среды, для измерения расхода загрязненных и агрессивных сред.

Контрольные вопросы

1. Что такое газорегуляторные пункты?
2. Какие существуют технологические схемы ГРП и ГРУ?
3. Расскажите об основных типах регуляторов давления газа.
4. Как определить пропускную способность регулятора?
5. Что такое предохранительные запорные клапаны?
6. Охарактеризуйте назначение предохранительных сбросных устройств. Как определить их пропускную способность?
7. Для чего предназначены газовые фильтры?
8. Расскажите об основных видах оборудования для учета расхода газа.

Глава 9

ПРОМЫШЛЕННЫЕ СИСТЕМЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

9.1. Классификация систем и их устройство

Промышленные и коммунальные предприятия получают газ от городских распределительных сетей среднего и высокого давлений. Предприятия с малыми расходами газа (50...150 м^3/ч) можно присоединять также и к сетям низкого давления. Оптимальный вариант присоединения в этом случае должен быть обоснован технико-экономическим расчетом. Крупные промышленные предприятия и ТЭЦ присоединяют с помощью специальных газопроводов к ГРС или к магистральным газопроводам. Промышленные системы газоснабжения состоят из следующих элементов:

- ввод газопроводов на территорию предприятия;
- межцеховые газопроводы;
- внутрицеховые газопроводы;
- регуляторные пункты (ГРП) и установки (ГРУ);
- пункты измерения расхода газа (ПИРГ);
- обвязочные газопроводы агрегатов, использующих газ.

Газ от городских распределительных сетей поступает в промышленные сети предприятия через ответвления и ввод. На вводе устанавливают главное отключающее устройство, которое следует размещать вне территории предприятия в доступном и удобном для обслуживания месте, максимально близко к распределительному газопроводу, но не ближе 2 м от линии застройки или стены здания.

Для газоснабжения промышленных предприятий проектируют тупиковую разветвленную сеть с одним вводом. Только для крупных предприятий, не допускающих перерыва в газоснабжении ГЭС и ТЭЦ, применяют кольцевые схемы сетей с одним или несколькими вводами.

Транспортирование газа от ввода к цехам осуществляется по межцеховым газопроводам, которые могут быть подземными и надземными. Выбор способа их укладки зависит от территориального расположения цехов, характера сооружений, по которым предполагается прокладка газопроводов, насыщенности проездов подземными сооружениями. Надземная прокладка межцеховых газопроводов имеет ряд преимуществ по сравнению с подземной: исключается подземная коррозия газопроводов; менее опасны утечки газа, так как вытекающий из трубопровода газ рассеивается в атмосфере; утечки легче обнаружить и устранить; проще эксплуатировать и осуществлять наблюдение за состоянием газопроводов. При использовании в качестве опор для газопроводов существующих колонн, эстакад, стен и покрытий зданий надземная прокладка газопроводов экономичнее подземной. Из приведенных данных следует, что надземная прокладка газопроводов предпочтительнее подземной. В конечных точках межцеховых газопроводов следует предусматривать продувочные газопроводы.

Некоторые схемы промышленных систем предусматривают проектирование центрального ГРП, который снижает и регулирует давление газа в межцеховых газопроводах. В этом случае в них устанавливают и пункты измерения расхода газа. В межцеховых газопроводах, как правило, поддерживают среднее давление и только у мелких потребителей — низкое. Высокое давление применяют там, где оно необходимо для газоиспользующих агрегатов.

На вводе газопровода в цех снаружи или внутри здания устанавливают отключающее устройство. Внутрицеховые газопроводы прокладывают по стенам и колоннам в виде тупиковых линий. Необходимость кольцевания внутрицеховых газопроводов может возникнуть лишь для особо важных промышленных цехов. На ответвлениях к агрегатам устанавливают главные отключающие устройства. Газопроводы промышленных предприятий и котельных оборудуют специальными продувочными трубопроводами с запорными устройствами. Отводы к продувочным трубопроводам предусматривают от последних участков внутрицеховых газопроводов и от каждого газопровода агрегата перед последним по ходу газа отключающим устройством.

Давление во внутрицеховых газопроводах определяется давлением газа перед горелками. В случае установки перед агрегатами регуляторов давления газа давление во внутрицеховых газопроводах может существенно превосходить необходимое давление перед горелками.

Основное отличие принципиальных схем промышленных систем газоснабжения заключается в принятых давлениях газа в межцеховых газопроводах, газопроводах перед горелками агрегатов, а также в расположении газорегуляторных пунктов, установок и наличии регуляторов давления перед агрегатами. При решении вопроса о выборе схемы следует учитывать давление газа в городских распределительных газопроводах в месте присоединения предприятия; необходимое давление газа перед газовыми горелками в отдельных цехах; территориальное расположение цехов, потребляющих газ; расход газа цехами и режим его потребления; удобство обслуживания и экономическую эффективность.

В зависимости от конкретных условий проектирования промышленных систем газоснабжения используют различные принципиальные схемы, которые классифицируют следующим образом.

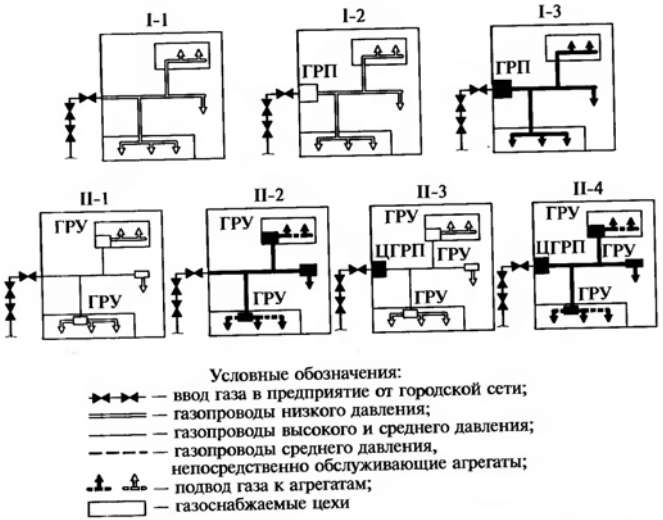


Рис. 9.1. Классификация промышленных систем газоснабжения

I. Одноступенчатые системы газоснабжения (рис. 9.1): а) при непосредственном присоединении предприятий к городским распределительным сетям низкого давления (I-1); б) при присоединении промышленных объектов к городским сетям через центральный ГРП и с низким давлением в промышленных газопроводах (I-2); в) при присоединении промышленных объектов к городским сетям через центральный ГРП и со средним давлением в промышленных газопроводах (I-3).

II. Двухступенчатые системы (см. рис. 9.1): а) при непосредственном присоединении промышленных объектов к городским сетям среднего давления цеховыми ГРУ и с низким давлением в цеховых газопроводах (II-1); б) при непосредственном присоединении промышленных объектов к городским сетям среднего давления цеховыми ГРУ и со средним давлением в цеховых газопроводах (II-2); в) при присоединении к городским сетям через центральный ГРП и со средним давлением в межцеховых газопроводах, цеховыми ГРУ и с низким давлением в цеховых газопроводах (II-3); г) при присоединении к городским сетям через центральный ГРП и со средним давлением в межцеховых газопроводах, цеховыми ГРУ и со средним давлением в цеховых газопроводах (II-4).

У средних и крупных предприятий агрегаты в отдельных цехах обычно оборудуют горелками, которые работают на различных

давлениях. В связи с этим при проектировании возникает необходимость в комбинации приведенных принципиальных схем. Так, часто проектируют промышленную систему газоснабжения с центральным ГРП и ГРУ только у отдельных цехов. Такую систему получают путем комбинации схем I-3 и II-4.

9.2. Одноступенчатые промышленные системы

Схема промышленной системы газоснабжения в случае непосредственного присоединения к городским сетям низкого давления показана на рис. 9.2. Данную схему проектируют для небольших коммунальных и промышленных предприятий. Это объясняется, во-первых, малой пропускной способностью сетей низкого давления, а во-вторых, тем, что переменный режим потребления газа предприятием будет отрицательно сказываться на режиме давлений у газовых приборов жилых зданий, присоединенных к той же сети низкого давления.

Из городской распределительной сети низкого давления (ГГНД) газ через задвижку *1* поступает в межцеховый газопровод *2*. У не-

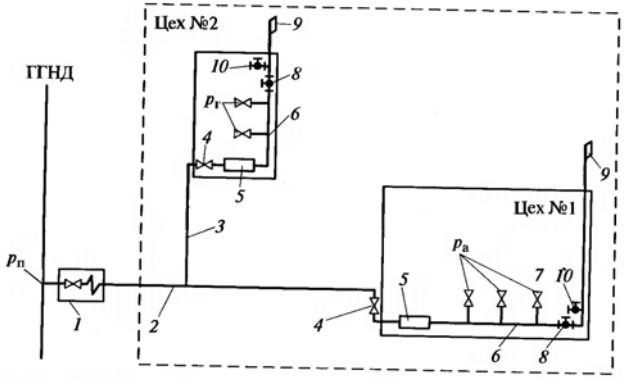


Рис. 9.2. Схема газоснабжения небольшого промышленного предприятия, присоединенного к городской сети низкого давления:

1 — отключающее устройство (задвижка) с компенсатором на вводе в промышленное предприятие; *2* — межцеховый газопровод; *3* — ответвление к цеху; *4* — отключающее устройство на вводе в цех; *5* — пункт измерения расхода газа (ПИРГ); *6* — внутрицеховые газопроводы; *7* — главные отключающие устройства перед агрегатами; *8* — кран на продувочном газопроводе; *9* — продувочный газопровод; *10* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы; ГГНД — городской газопровод низкого давления

больших предприятий протяженность межцеховых газопроводов обычно невелика, поэтому на ответвлениях от основного газопровода к цехам отключающие устройства можно не устанавливать. Для продувки межцеховых газопроводов в конце ответвлений предусматривают продувочные свечи.

На цеховых вводах устанавливают отключающие устройства. Место установки должно быть доступно для обслуживания, осмотра и ремонта арматуры и обеспечивать возможность быстрого отключения цехового газопровода. При расположении задвижек или кранов на высоте более 2 м устраивают площадки из несгораемых материалов с ограждениями и лестницами или предусматривают дистанционный привод.

Расход газа предприятием измеряют в центральном пункте для учета потребления газа в цехах и зданиях. При необходимости учета расхода газа отдельными цехами или агрегатами следует предусматривать дополнительную установку газовых счетчиков или расходомеров. Для небольших предприятий, состоящих из двух цехов, и при условии незначительного потребления газа одним из них допускается учитывать расход газа по цехам без общезаводского учета (см. рис. 9.2).

На ответвлениях установлены главные отключающие устройства. К последним участкам цеховых газопроводов присоединяют продувочные линии *9* с отключающими кранами *8*, а также штуцеры с кранами и пробками для отбора пробы газа. В продувочные линии *9* включены продувочные трубопроводы, присоединенные к газопроводам агрегатов перед последним по ходу газа отключающим устройством, перед горелками.

Расчетный перепад давления $\Delta p_р$ в газопроводах предприятия (рис. 9.3) определяют по выражению

$$\Delta p_р = p_п - p_а, \qquad (9.1)$$

где $p_п$ — давление на вводе в предприятие; $p_а$ — давление на задвижке агрегата.

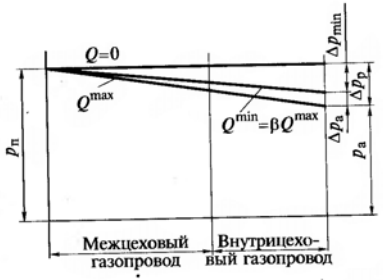


Рис. 9.3. Пьезометры промышленных газопроводов

Этот перепад не должен превышать определенной доли от номинального значения давления перед горелками $p_а$, определяемой режимом работы предприятия. Расчетный перепад зависит от давления на вводе $p_п$. Чем дальше предприятие расположено от сетевого газорегуляторного пункта и чем оно крупнее, тем стоимость газопроводов предприятия дороже. Расчетный перепад в долях от давления газа перед горелками агрегатов выбирают в зависимости от технологических требований, предъявляемых к стабильности тепловых нагрузок горелок. Чем степень стабильности больше, тем меньше должен быть перепад.

Обозначим допустимую относительную перегрузку агрегата α:

$$Q_а^{max} = \alpha Q_а^{ном}. \qquad (9.2)$$

Величина α зависит от технологии производства и равна 1,05... 1,2. Если сеть несет нагрузку от максимальной до минимальной (близкой к нулю), то предельной нагрузке горелки будет соответствовать и предельная нагрузка сети. При максимальной нагрузке сети $Q_с^{max}$ перед горелками будет номинальное давление $p_а^{ном}$, а при минимальной нагрузке $Q_с^{min} = 0$ давление перед горелками будет максимальным $p_а^{max}$:

$$p_а^{max} = p_а^{ном} + \Delta p_р. \qquad (9.3)$$

Рассмотренный случай редко встречается в практике. В условиях нормального течения технологического процесса минимальная нагрузка сети не может быть близкой к нулю. Обозначим минимальную нагрузку сети в долях от максимальной через β:

$$Q_с^{min} = \beta Q_с^{max}. \qquad (9.4)$$

Большинство промышленных предприятий имеет $\beta = 0{,}5 \ldots 0{,}7$. На рис. 9.3 построены пьезометры для величин $Q_с^{min}$ и $Q_с^{max}$. При таких предельных значениях нагрузок колебания давления газа перед горелками агрегатов составят:

$$\Delta p_а = \Delta p_р - \Delta p_{min} = a Q_{max}^n - a Q_{min}^n; \qquad (9.5)$$

$$\Delta p_а = a Q_{max}^n (1 - \beta^n) = \Delta p_р (1 - \beta^n), \qquad (9.6)$$

где a — гидравлическое сопротивление сети; n — показатель степени в напорно-расходной характеристике сети.

Допустимое колебание давления газа перед горелками определяют по формуле

$$\frac{\Delta p_а}{p_а^{ном}} = \frac{p_а^{max} - p_а^{ном}}{p_а^{ном}} = a^2 - 1. \qquad (9.7)$$

Сравнивая написанные выражения, получим

$$\frac{\Delta p_р}{p_а^{ном}} = \frac{a^2 - 1}{1 - \beta^n}. \qquad (9.8)$$

Таким образом, чем меньше возможные колебания нагрузки сети (β ближе к единице), тем больше принимают расчетный перепад для промышленных сетей, который позволит сэкономить значительное количество металла.

Так, если $p_a^{ном} = 30$ кПа, $\alpha = 1{,}1$, $\beta = 0$ (самый неблагоприятный случай), то

$$\Delta p_p = 30\frac{1{,}1^2 - 1}{1 - 0} = 6{,}3 \text{ кПа}.$$

Если же $\beta = 0{,}5$, то

$$\Delta p_p = 30\frac{1{,}1^2 - 1}{1 - 0{,}5^2} = 8{,}4 \text{ кПа}$$

(здесь для сети принят квадратичный закон).

Расход металла пропорционален перепаду давления в степени 0,19. Следовательно, во втором случае экономия металла составит примерно

$$\left(\frac{8{,}4}{6{,}3}\right)^{0{,}19} = 1{,}055, \text{ т.е. } 5{,}5\,\%.$$

Расчетные расходы в промышленных газопроводах определяют исходя из номинальных нагрузок газоиспользующих агрегатов и коэффициента одновременности их работы k_o. Значение k_o определяется технологическим режимом работы агрегатов и числом агрегатов, присоединенных к данному участку газопровода.

Скорость газа в газопроводах принимают равной 25...30 м/с, так как при бóльших ее значениях возникают шум, эрозия металла, а при неблагоприятной конфигурации — и вибрация трубопроводов.

9.3. Двухступенчатые промышленные системы

Двухступенчатая схема промышленной системы газоснабжения показана на рис. 9.4. По этой схеме промышленное предприятие присоединено к городскому газопроводу высокого давления через заводской газорегуляторный пункт. В ГРП давление газа снижается до среднего, которое необходимо для цехов № 2 и 4. Эти цехи присоединены непосредственно к межцеховому газопроводу. Для цехов № 1 и 3 требуется низкое давление, и они присоединены через ГРУ. Внутрицеховые газопроводы имеют продувочные линии. Пункт измерения расхода газа расположен в заводском газорегуляторном пункте. Такая схема является комбинацией схем I-3 и II-3 (см. рис. 9.1).

При гидравлическом расчете данной схемы сначала определяют давление после заводского газорегуляторного пункта $p_{ГРП}$ исходя

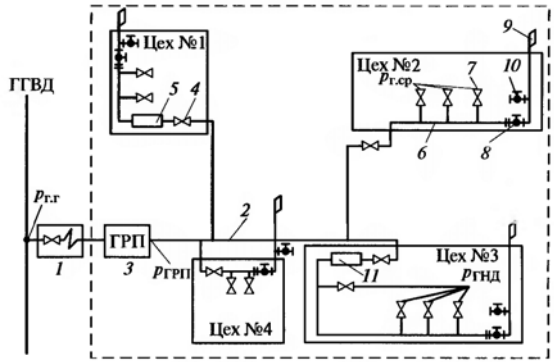


Рис. 9.4. Схема газоснабжения промышленного предприятия с ГРП на вводе:

1 — отключающее устройство на ответвлении к промышленному предприятию; *2* — межцеховый газопровод; *3* — ГРП промышленного предприятия; *4* — отключающее устройство на вводе в цех; *5* — пункт измерения расхода газа (ПИРГ); *6* — внутрицеховый газопровод; *7* — главные отключающие устройства перед агрегатами; *8* — кран на продувочном газопроводе; *9* — продувочный газопровод; *10* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы; *11* — цеховое ГРУ

из режима заводской сети среднего давления при известном номинальном давлении перед горелками среднего давления $p_{г.ср}^{ном}$.

Перепад давления между городскими $p_{г.г}$ и промышленными $p_{п.с}$ сетями $\Delta p = p_{г.г} - p_{п.с}$ распределяют между ответвлением к промышленному предприятию и ГРП таким образом, чтобы их суммарная стоимость была минимальной. Давление после ГРУ находят исходя из режима работы внутрицехового газопровода и давления газа перед горелками низкого давления. ГРУ подбирают на перепад между давлением в межцеховых газопроводах среднего давления и необходимым давлением после ГРУ.

Значение расчетного перепада в межцеховых газопроводах (см. рис. 9.4) является небольшим, что приводит к увеличению стоимости трубопроводов. Вместе с тем некоторые цехи не имеют ГРУ, что снижает стоимость системы. Однако для промышленных предприятий с компактным расположением цехов и стабильным режимом работы агрегатов указанные недостатки не имеют существенного значения и такая схема может оказаться более выгодной.

Схема промышленной системы газоснабжения с межцеховыми газопроводами, непосредственно присоединенными к городской сети среднего давления (менее 0,3 МПа), показана на рис. 9.5. Эти газопроводы вводят в каждый цех, где в газорегуляторных уста-

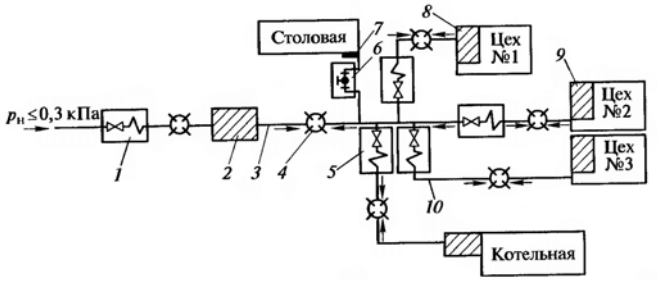


Рис. 9.5. Схема межцехового газопровода среднего давления с центральным пунктом измерения расхода газа и цеховыми ГРУ среднего и низкого конечных давлений:

1, 5 — отключающие устройства в колодце; *2* — центральный пункт измерения расхода газа; *3* — межцеховый газопровод; *4* — сборник конденсата; *6* — отключающее устройство в мелком колодце; *7* — шкафная установка РД; *8* — цеховое ГРУ среднего конечного давления; *9* — цеховое ГРУ низкого конечного давления; *10* — ответвление газопровода к цеху (сборники конденсата устанавливают при использовании влажного газа)

новках давление снижается до необходимого значения. Из ГРУ газ поступает только в сети данного цеха. Расход газа учитывается в центральном пункте измерения расхода газа, а также в каждом цехе.

Центральный ГРП отсутствует, а межцеховые газопроводы находятся под давлением городской распределительной сети.

Эта схема является комбинацией схем II-1 и II-2 (см. рис. 9.1). Она отличается тем, что давление газа регулируется в каждом цехе собственными ГРУ и может поддерживаться на необходимом уровне независимо от давления газа в других цехах. Кроме того, расположение регуляторов давления в цехах позволяет поддерживать более устойчивое давление газа перед агрегатами, так как изменение нагрузки межцеховых газопроводов не будет оказывать влияния на давление газа в цехах.

Эта схема отличается меньшей стоимостью межцеховых газопроводов, но дополнительными расходами на сооружение центрального ПИРГ и дополнительных ГРУ. Она имеет экономические преимущества для промышленных предприятий, у которых цехи расположены на значительном расстоянии друг от друга. Окончательные выводы об экономической эффективности схем промышленных систем газоснабжения можно сделать после технико-экономического расчета.

По внутрицеховым газопроводам транспортируется газ по цеху от ввода до агрегатов. В большинстве случаев такие газопроводы

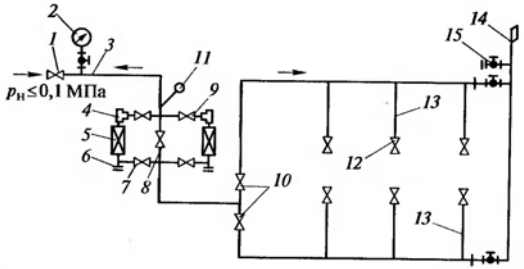


Рис. 9.6. Схема внутрицехового газопровода среднего или низкого давлений с пунктом измерения расхода газа:

1 — отключающее устройство на вводе газопровода в цех; *2* — манометр; *3* — цеховой газопровод; *4* — фильтр-ревизия; *5* — газовый ротационный счетчик; *6* — тройник с пробкой; *7* — отключающее устройство после счетчика; *8* — отключающее устройство на обводном газопроводе; *9* — отключающее устройство до счетчика; *10* — отключающее устройство на ответвлении цехового газопровода; *11* — технический термометр; *12* — главное отключающее устройство на ответвлении газопровода к агрегату; *13* — ответвление газопровода к агрегату; *14* — продувочный трубопровод; *15* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы

проектируют тупиковыми. Кольцевание внутрицеховых газопроводов применяют только в особо ответственных цехах. На вводе газопровода в цех устанавливают отключающее устройство и манометр. В конце цехового газопровода расположен продувочный трубопровод, к которому присоединены объединенные продувочные трубопроводы от ответвлений газопроводов к агрегатам.

Для учета потребления газа в цехе предусмотрен пункт измерения расхода газа. Если цех оборудован газорегуляторной установкой, то пункт измерения расхода газа совмещают с ней. Принципиальная схема внутрицехового газопровода среднего или низкого давления с пунктом измерения расхода газа показана на рис. 9.6. Такую схему применяют для цехов, получающих газ от центральных ГРП или непосредственно от сетей низкого давления. Расход газа измеряют двумя параллельно соединенными газовыми счетчиками.

Контрольные вопросы

1. Опишите классификацию систем газораспределения и их устройство.
2. Что такое одноступенчатые промышленные системы?
3. Что такое двухступенчатые промышленные системы?

ЧАСТЬ III

СЖИГАНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗА

Глава 10

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СЖИГАНИЯ ГАЗА

10.1. Стехиометрическое уравнение горения газа

Процесс сжигания газа является сложным физико-химическим процессом горения, состоящим из химических реакций и физических процессов, протекающих в условиях тесной взаимной связи.

Энергетический эффект процесса сжигания газа определяется химическими реакциями, являющимися единственным источником тепловыделения. Поэтому основой процесса горения газа является химическая реакция его взаимодействия с окислителем. Эта реакция происходит в сочетании с рядом физических процессов, таких как диффузия исходных веществ и продуктов реакции, передача теплоты, смешение реагирующих компонентов и горючей смеси, движение газов и т.д.

Химия процесса сжигания газа заключается в протекании окислительно-восстановительных реакций. Физика процесса сжигания сводится к процессам тепломассообмена и переноса в реагирующей системе. Поэтому при сжигании газа следует организовывать физические процессы так, чтобы они способствовали наиболее благоприятному протеканию химических реакций горения.

В качестве окислителя при сжигании газа используется воздух, который состоит в основном из кислорода, являющегося непосредственным окислителем в реакции горения, и азота.

Материальный баланс процесса горения определяется по элементарным реакциям окисления его компонентов. Согласно закону кратных отношений Дальтона, исходные вещества вступают в химические реакции и образуют новые продукты в определенных, так называемых стехиометрических, отношениях. Поэтому расход кислорода и количество образующихся при реакции горения продуктов сгорания газа определяется из стехиометрических уравнений горения, записанных для одного моля каждого горючего компонента газа. Обычно в записях стехиометрических уравнений горения тепловой эффект реакции опускают.

Реакция полного сгорания углеводородного газа C_mH_n (где m и n — число атомов углерода и водорода в молекуле) с кислородом O_2 выражается стехиометрическим уравнением:

$$C_mH_n + \left(m + \frac{n}{4}\right)O_2 = mCO_2 + \frac{n}{2}H_2O \qquad (10.1)$$

где CO_2, H_2O — компоненты продуктов полного сгорания газа.

На практике для интенсификации процесса горения используются окислители, обогащенные кислородом, тогда реакция горения имеет вид

$$C_mH_n + \left(m + \frac{n}{4}\right)(O_2 + kN_2) = mCO_2 + \frac{n}{2}H_2O + \left(m + \frac{n}{4}\right)kN_2 \qquad (10.2)$$

где k — соотношение содержания азота N_2 и кислорода O_2 в окислителе.

Таблица 10.1

Стехиометрические уравнения реакций горения газов в воздухе

Реакция	Продукты сгорания, %				
	сухие		влажные		
	CO_2	N_2	CO_2	H_2O	N_2
$H_2 + 0{,}5O_2 + 1{,}88N_2 = H_2O + 1{,}88N_2$	0	100	0	34,72	65,28
$CO + 0{,}5O_2 + 1{,}88N_2 = CO_2 + 1{,}88N_2$	34,72	65,28	34,72	0	65,28
$CH_4 + 2O_2 + 7{,}52N_2 = CO_2 + 2H_2O + 7{,}52N_2$	11,74	88,26	9,51	19,01	71,48
$C_2H_6 + 3{,}5O_2 + 13{,}16N_2 = 2CO_2 + 3H_2O + 13{,}16N_2$	13,19	86,81	11,01	16,52	72,47
$C_3H_8 + 5O_2 + 18{,}8N_2 = 3CO_2 + 4H_2O + 18{,}8N_2$	13,76	86,24	11,63	15,50	72,87
$C_3H_{10} + 6{,}5O_2 + 24{,}4N_2 = 3CO_2 + 5H_2O + 24{,}4N_2$	14,06	85,94	11,96	14,95	73,09
$C_2H_4 + 3O_2 + 11{,}28N_2 = 2CO_2 + 2H_2O + 11{,}28N_2$	15,06	84,94	13,09	13,09	73,82
$C_3H_6 + 4{,}5O_2 + 16{,}9N_2 = 3CO_2 + 3H_2O + 16{,}9N_2$	15,06	84,94	13,09	13,09	73,82
$C_4H_8 + 6O_2 + 22{,}6N_2 = 4CO_2 + 4H_2O + 22{,}6N_2$	15,06	84,94	13,09	13,09	73,82

При сжигании углеводородного газа C_mH_n в воздухе, состоящем примерно из 21 % кислорода O_2 и 79 % азота N_2, стехиометрическая реакция полного сгорания имеет вид

$$C_mH_n + \left(m + \frac{n}{4}\right)O_2 + 3{,}76N_2 = mCO_2 + \frac{n}{2}H_2O + \left(m + \frac{n}{4}\right)3{,}76N_2 \quad (10.3)$$

Стехиометрические уравнения реакции горения некоторых газов в воздухе приведены в табл. 10.1.

10.2. Теоретическое количество воздуха

Из стехиометрических реакций горения определяется теоретический объем или расход кислорода (окислителя), необходимый для полного сгорания единицы объема газа, т. е. количество окислителя, требуемое для стехиометрического сжигания единицы объема горючего газа по формуле

$$V^0_{O_2} = 0{,}01\left[0{,}5(H_2 + CO + 3H_2S) + \left(m + \frac{n}{4}\right)C_mH_n - O_2\right] \quad (10.4)$$

где H_2, CO, H_2S, C_mH_n, O_2 — соответственно компоненты горючего газа в объемных процентах.

Теоретическим количеством воздуха называется наименьшее количество воздуха, необходимое для полного сжигания единицы объема газа.

Теоретическое количество воздуха (стехиометрическое) для углеводородного газа определяется по формуле (10.3). Не зная элементарного состава горючего газа, теоретическое количество воздуха можно определить по формуле Д. И. Менделеева:

$$V^0_в \approx \frac{Q^р_н}{3{,}76}, \quad (10.5)$$

где $Q^р_н$ — низшая теплота сгорания газа, МДж/м^3.

10.3. Коэффициенты избытка воздуха и топлива

На практике сжигание газа в большинстве случаев производится с избытком воздуха (из-за недостаточно совершенного перемешивания вступающих в процесс горения масс газа и воздуха). Превышение количества воздуха, подаваемое на горение по сравнению с теоретически необходимым количеством, определяется отношением, называемым *коэффициентом избытка воздуха*, т. е. отношением фактического объема воздуха $V_в$ к стехиометрическому $V^0_в$:

$$\alpha = \frac{V_в}{V^0_в}. \quad (10.6)$$

При сжигании газа для достижения большего КПД и интенсификации процесса горения оптимальный коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1{,}05 \ldots 1{,}1$.

С помощью коэффициента избытка воздуха можно качественно характеризовать горючую смесь:

богатая смесь — газ находится в избытке ($\alpha < 1$);

бедная смесь — в избытке находится воздух ($\alpha > 1$);

стехиометрическая смесь ($\alpha = 1$).

В первых двух случаях часть теплоты, выделяющейся при горении газа, затрачивается на нагревание излишнего компонента. В результате температура продуктов сгорания уменьшается по сравнению со стехиометрическим сгоранием при $\alpha = 1$.

Для оценки горючей смеси используют также коэффициент избытка топлива φ, представляющий собой отношение горючих компонентов смеси к их стехиометрическому отношению. Можно считать, что

$$\varphi = \frac{1}{\alpha}. \quad (10.7)$$

10.4. Продукты сгорания газа

Продукты полного сгорания 1 м^3 газа содержат продукты полного сгорания углеводородов и серы, азот газа и азот, находящийся в теоретически необходимом количестве воздуха; теоретическое количество водяного пара, включающее в себя пар, образующийся при испарении влаги газа и в результате полного сгорания водорода газа; пар, вносимый в топку влажным теоретически необходимым количеством воздуха, и пар, используемый иногда для распыления; избыточно поданный воздух и находящийся в нем водяной пар.

При определении состава продуктов сгорания с помощью газоанализаторов в отбираемой для анализа пробе газов водяные пары конденсируются. Поэтому продукты сгорания подразделяют на сухие газы и водяные пары.

Для упрощения расчетов компоненты продуктов сгорания подразделяют на теоретические количества, получающиеся при сжигании 1 м^3 газа с теоретическим количеством воздуха, и их количеством в избыточном воздухе. Теоретический объем азота

$$V^0_{N_2} = 0{,}79V^0_в + \frac{N_2}{100}. \quad (10.8)$$

При анализе содержание трехатомных газов CO_2 и SO_2 определяется совместно по уравнению горения и обозначается символом RO_2:

$$V^0_{RO_2} = 0{,}01(CO_2 + CO + H_2S + \sum mC_mH_n). \quad (10.9)$$

Теоретический объем водяных паров

$$V^0_{H_2O} = 0{,}01(H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_mH_n + 0{,}124d_{г.т}) + 0{,}0161V^0_в, \quad (10.10)$$

где $d_{г.т}$ — влагосодержание газового топлива, отнесенное к 1 м^3 сухого газа, г/м^3.

Теоретический объем продуктов сгорания

$$V^0_{п.с} = V^0_{RO_2} + V^0_{N_2} + V^0_{H_2O}. \quad (10.11)$$

При сжигании топлива с $\alpha > 1$ действительный объем продуктов сгорания будет больше теоретического на величину избыточного воздуха $(\alpha - 1)V^0_в$ и объем водяных паров, содержащихся в нем, $0{,}0161(\alpha - 1)V^0_в$. Общий объем продуктов сгорания

$$V_{п.с} = V^0_{п.с} + 1{,}0161(\alpha - 1)V^0_в. \quad (10.12)$$

Общий объем продуктов сгорания подразделяется:

• на объем сухих газов

$$V_{с.п.с} = V^0_{RO_2} + V^0_{N_2} + (\alpha - 1)V^0_в; \quad (10.13)$$

• объем водяных паров

$$V_{H_2O} = V^0_{H_2O} + 0{,}0161(\alpha - 1)V^0_в. \quad (10.14)$$

Парциальные давления RO_2 и H_2O при общем абсолютном давлении продуктов сгорания $p_{п.с} = 9{,}81 \cdot 10^{-2}$ МПа:

$$p_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{п.с}}; \quad p_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{п.с}}. \quad (10.15)$$

При наличии диоксида углерода, сероводорода и паров воды в газе и воздухе соответствующее их количество, образующееся в продуктах сгорания, можно рассчитать по следующим формулам:

$$V_{CO_2} = 0{,}01(CO + CH + \sum mC_mH_n + CO^р_2), \quad (10.16)$$

где $CO^р_2$ — расчетное содержание CO_2 в газе, %;

$$V_{SO_2} = 0{,}01H_2S; \quad (10.17)$$

$$V_{H_2O} = \left[H_2 + 2CH_4 + 0{,}5\sum nC_mH_n + H_2S + 0{,}124(d_{г.т} + \alpha V^0_в d_в)\right]. \quad (10.18)$$

Количество азота в продуктах сгорания зависит от коэффициента избытка воздуха

$$V_{N_2} = 0{,}79\alpha V^0_в + N^р_2. \quad (10.19)$$

Полный объем продуктов сгорания

$$V_{п.с} = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{N_2} + O_2 + V_{H_2O}.$$

Содержание в продуктах сгорания отдельных газов, %,

$$RO_2 = \frac{V_{RO_2}}{V_{п.с}}100; \quad N_2 = \frac{V_{N_2}}{V_{п.с}}100; \quad O_2 = \frac{V_{O_2}}{V_{п.с}}100; \quad H_2O = \frac{V_{H_2O}}{V_{п.с}}100.$$

Количество продуктов сгорания некоторых газов даны в табл. 1.10 и 9.1.

Энтальпия (теплосодержание) продуктов полного сгорания (уходящих газов) определяется по формуле, кДж/м^3,

$$I_{п.с} = V_{п.с}C_pT_{ух}, \quad (10.20)$$

где C_p — средняя объемная теплоемкость продуктов сгорания в интервале температур от 0 до $T_{ух}$, кДж/ (м$^3 \cdot$ К); $T_{ух}$ — температура уходящих газов, К.

Значения теплоемкостей следует брать из таблиц или графиков теплофизических свойств газов или рассчитывать по формулам зависимости теплоемкости от температуры.

Коэффициент использования теплоты сгорания, %,

$$\eta = \frac{Q^р_н - I_{п.с}}{Q^р_н}100. \quad (10.21)$$

При полном сжигании газа в стехиометрическом отношении ($\alpha = 1$) объем продуктов сгорания будет наименьшим, а содержание CO_2 максимальным. В сухих продуктах сгорания, %,

$$CO^{п.с}_2 = \frac{m}{V_{с.п.с}}100 = \frac{m}{m + 3{,}76\left(m + \frac{n}{4}\right)}100. \quad (10.22)$$

Для метана $CO^{max}_2 = 11{,}8$; этана –13,2; пропана — 13,8; бутана — 14,0.

Значения CO^{max}_2 в продуктах сгорания некоторых газов даны в табл. 1.10.

При сжигании газа с $\alpha > 1$ продукты сгорания разбавляются избыточным воздухом $V_{в.изб}$ и

$$CO^{п.с}_2 = \frac{m}{V_{р.п.с}}100, \quad (10.23)$$

где $V_{р.п.с}$ — объем разбавленных продуктов сгорания,

$$V_{р.п.с} = V_{с.п.с} + V_{в.изб}. \quad (10.24)$$

Коэффициент разбавления продуктов сгорания можно определить по содержанию в них $O^{р.п.с}_2$ кислорода по формуле

$$k_{\text{р}} = \frac{21}{21 - O_2^{\text{р.п.с}}}. \qquad (10.25)$$

При санитарно-гигиенической оценке топливосжигающих устройств часто требуется определение наличия в продуктах сгорания токсичных веществ, не разбавленных избыточным воздухом. Для этого измеряют содержание в продуктах сгорания $CO_2^{\text{р.п.с}}$ или $O_2^{\text{р.п.с}}$, определяют коэффициент разбавления и устанавливают, что

$$B_{\text{р}(\alpha=1)} = k_{\text{р}} B_{\text{р}}, \qquad (10.26)$$

где $B_{\text{р}(\alpha=1)}$ — содержание токсичных веществ в продуктах сгорания, не разбавленных избыточным воздухом; $B_{\text{р}}$ — содержание токсичных веществ в пробе продуктов сгорания.

По содержанию кислорода O_2 и углекислоты CO_2 в неразбавленных продуктах сгорания может быть определен коэффициент избытка воздуха:

$$\alpha_{O_2} = \frac{2 - 0{,}01O_2}{2 - \left(1 - \dfrac{O_2}{O_2^{\text{в}}}\right)}; \qquad (10.27)$$

$$\alpha_{CO_2} = \frac{\left(1 + \dfrac{100}{CO_2}\right)200}{O_2^{\text{в}}}, \qquad (10.28)$$

где $O_2^{\text{в}}$ — содержание кислорода в окружающей воздушной среде.

По относительной концентрации кислорода O_2 и азота N_2, %, в продуктах сгорания коэффициент избытка воздуха может быть определен по «кислородной» и «азотной» формулам:

$$\alpha_{O_2} = \frac{21}{21 - O_2}; \qquad (10.29)$$

$$\alpha_{N_2} = \frac{N_2}{N_2 - 3{,}76O_2}. \qquad (10.30)$$

Коэффициент избытка воздуха при сжигании природного газа может быть определен по данным анализа продуктов сгорания из топочной камеры по следующей формуле:

$$\alpha = 1 + 0{,}5\frac{O_2^{\text{п.с}} - (0{,}5CO^{\text{п.с}} + 0{,}5H_2^{\text{п.с}} + 2CH_4^{\text{п.с}})}{CO_2^{\text{п.с}} + CO^{\text{пс}}}, \qquad (10.31)$$

где индексы указывают на содержание соответствующих компонентов в продуктах сгорания.

10.5. Химическая полнота сгорания

При сжигании газа практически не происходит полного сгорания всех горючих компонентов. В продуктах сгорания всегда имеется некоторое количество горючих газов CO, H_2, CH_4 и т.д. Их количество зависит от условий сжигания. Полный состав продуктов сгорания может быть определен методами газового анализа. Однако полный анализ очень трудоемок и требует значительного времени. В связи с этим на практике ограничиваются измерением основных компонентов продуктов сгорания, с помощью которых можно определить две главные характеристики топливосжигающих устройств: коэффициент избытка окислителя α и химическую неполноту сгорания $\eta_{\text{х}}$.

Под коэффициентом химической неполноты сгорания $\eta_{\text{х}}$ понимается отношение действительно выделившейся после сгорания газа теплоты Q к теплоте $Q_{\text{полн}}$, которая должна выделиться при полном сжигании всех горючих веществ в смеси:

$$\eta_{\text{х}} = \frac{Q}{Q_{\text{полн}}}. \qquad (10.32)$$

Для определения коэффициента избытка окислителя, в частности, воздуха α и химической неполноты сгорания $\eta_{\text{х}}$ измеряют наличие кислорода в продуктах сгорания и рассчитывают r_{O_2} — отношение объема кислорода к общему объему продуктов сгорания. Измерение r_{O_2} производят два раза. Сначала измеряют это отношение в «замороженной» (охлажденной) пробе продуктов сгорания, затем дожигают в специальной печи оставшиеся в пробе горючие вещества и опять определяют это отношение.

При сжигании горючего газа в воздухе значительную часть продуктов сгорания занимает азот. Поэтому можно с небольшой ошибкой принять объем продуктов сгорания равным объему воздуха. В этом случае, учитывая, что объем кислорода, оставшегося после стехиометрического сжигания единицы количества газа равняется $0{,}21(\alpha - 1)V_{\text{в}}^{O_2}$ (где 0,21 — объемная доля кислорода в воздухе), получаем

$$\alpha \approx \frac{0{,}21}{0{,}21 - r_{O_2}^{\text{ост}}}. \qquad (10.33)$$

Так как количество теплоты, выделяющееся при горении, приближенно пропорционально количеству поглощенного кислорода для газовоздушных смесей $Q \approx 0{,}21 - r_{O_2}$, то для определения химической неполноты сгорания можно пользоваться приближенной формулой:

$$\eta_{\text{х}} = \frac{0{,}21 - r_{O_2}}{0{,}21 - r_{O_2}^{\text{ост}}}. \qquad (10.34)$$

Таким образом, по измеренным величинам r_{O_2} и $r_{O_2}^{ост}$ можно вычислить α и η_x в той точке потока продуктов сгорания, в которой произведен отбор пробы. Если измерения производились в разных точках, то путем интегрирования по всему сечению определяют интегральные значения α и η_x:

$$\alpha_\Sigma = \frac{1}{G}\int \alpha \mathrm{d}G; \quad \eta_{x\Sigma} = \frac{1}{G}\int \eta \mathrm{d}G,$$

где $\mathrm{d}G$ — элемент массы, протекающей через элемент сечения в 1 с.

При отсутствии ошибок α_Σ и $\eta_{x\Sigma}$ должны совпадать с α и η_x, определенными в отдельных точках. В случае расхождения необходимо выяснить причины.

10.6. Энтальпия продуктов сгорания

Знание энтальпии или теплосодержания продуктов сгорания необходимо при определении температуры горения и теплового баланса горения.

Энтальпия продуктов сгорания газа определяется на 1 м^3 газового топлива по выражению

$$I_{п.с} = I^{\Theta}_{п.с} + (\alpha - 1)I^0_в, \qquad (10.35)$$

где $I^{\Theta}_{п.с}$ — энтальпия теоретического количества продуктов сгорания (α = 1), МДж/м^3 при температуре Θ, °С; $I^0_в$ — энтальпия теоретически необходимого количества воздуха.

Энтальпия теоретически необходимого воздуха

$$I^0_{п.с} = V^0_{RO_2}(C^{\Theta})_{RO_2} + V^0_{N_2}(C^{\Theta})_{N_2} + V^0_{H_2O}(C^{\Theta})_{H_2O}, \qquad (10.36)$$

где $(C^{\Theta})_i$ — соответственно теплоемкость углекислоты, азота и водяного пара.

Энтальпию продуктов сгорания можно подразделить на истинную при калориметрической температуре $T_к$

$$I_{п.с} = C_{п.с}T_к = \frac{Q^р_н + V_в C_в T_в + C_г T_г}{V_{п.с}} \qquad (10.37)$$

и при температуре $T^i_к$

$$I(T^i_к) = \frac{V_{RO_2}I_{RO_2}(T^i_к) + V_{N_2}I_{N_2}(T^i_к) + V_{H_2O}I_{H_2O}(T^i_к) + V_{O_2}I_{O_2}(T^i_{O_2})}{V_{п.с}}, \qquad (10.38)$$

где $V_{п.с}$ — объем продуктов сгорания; $V_{RO_2}, V_{N_2}, V_{H_2O}, V_{O_2}$ — объемы соответствующих компонентов горючей смеси; $I_{RO_2}, I_{N_2}, I_{H_2O}, I_{O_2}$ — энтальпии соответствующих компонентов горючей смеси при калориметрической температуре $T^i_к$.

10.7. Температура, кинетика химических реакций горения

Одной из важнейших характеристик процесса горения является температура газообразных продуктов сгорания, называемая *температурой горения*. Температура горения определяется из теплового баланса процесса горения, который составляется на основе термодинамических законов.

Источником энергии, идущей на нагрев продуктов сгорания, является теплота сгорания газа $Q^р_н$ и физическая теплота $Q_ф$, вносимая газом и окислителем (на единицу количества газа).

В реальных условиях не вся теплота, выделяющаяся при реакции горения, идет на нагрев продуктов сгорания. Часть ее расходуется на теплообмен с окружающей средой $Q_т$, а при высоких температурах некоторая доля поглощается в результате диссоциации продуктов реакции с образованием продуктов неполного сгорания Q_q.

Таким образом, на величину температуры горения оказывают влияние теплообмен с внешней средой, совершенство физических и химических процессов при реакции горения.

Температура горения, в соответствии с законом Гесса, определяется начальным и конечным состояниями газа и не зависит от последовательности химических реакций и вида горения. Для любого вида горения, кинетического и диффузионного, ламинарного и турбулентного, при одинаковой полноте сгорания температура горения будет одна и та же.

Все способы расчета температуры горения основаны на законе *сохранения энергии, т. е. на разности полных энтальпий свежей смеси и продуктов сгорания.*

В зависимости от условий сжигания газа и учета явлений при горении различают *максимальную (адиабатическую)* температуру горения, *калориметрическую* и *теоретическую* температуры горения.

Максимальная температура горения, или жаропроизводительность, достигается при полном адиабатическом сжигании газа в нормальных условиях в стехиометрическом объеме окислителя (коэффициент избытка окислителя α = 1) при относительно низких конечных температурах, когда диссоциацией молекул можно пренебречь:

$$T_{max} = T_а = T_ж = \frac{Q^р_н}{\sum V_i C_{p_i}}, \qquad (10.39)$$

где C_{p_i} — теплоемкость i-го компонента продуктов сгорания при постоянном давлении.

Жаропроизводительность, °С, в сухом воздухе некоторых простых газов: водород — 2235, оксид углерода — 2370, метан —

2043, этан — 2097, пропан — 2110, бутан — 2118, пентан — 2119, ацетилен — 2620.

Калориметрическая температура горения определяется по формуле

$$T_к = \frac{Q_н^р + Q_ф}{\sum V_i C_{p_i}}. \qquad (10.40)$$

При ее определении учитывается физическая теплота свежей горючей смеси $Q_ф$.

В отличие от определения жаропроизводительности калориметрическая температура может быть определена при сжигании топлива в адиабатических условиях, без учета диссоциации с избытком окислителя.

Жаропроизводительность газа нужно рассматривать как частный случай калориметрической температуры горения при $\alpha = 1$ и температуре газа и воздуха, равной температуре окружающей среды. Ее можно рассчитать по формуле

$$T_к = T_к'' \frac{I_0 - I(T_к'')}{I(T_к') - I(T_к'')}, \qquad (10.41)$$

где $T_к'$, $T_к''$ — температуры горения в первом и втором приближениях; I_0 — истинная энтальпия продуктов сгорания; $I(T_к')$, $I(T_к'')$ — энтальпия продуктов сгорания при температурах первого и второго приближения.

Теоретическая температура горения определяется также в условиях адиабатического сжигания топлива, т.е. в отсутствии теплообмена с окружающей средой, но с учетом теплосодержания свежей горючей смеси, реакций диссоциации молекул CO_2 и H_2O и потерь от химической и физической неполноты сгорания. Ее вычисляют по формуле

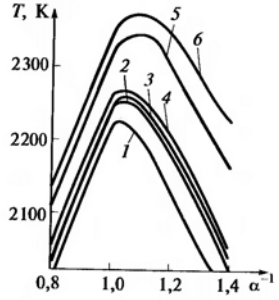
$$T_т = \frac{Q_н^р + Q_ф - Q_г - Q_х}{\sum V_i C_{p_i}}. \qquad (10.42)$$

Влияние диссоциации выражается в уменьшении теплового эффекта реакции горения и в изменении состава продуктов сгорания. Диссоциация по своему эффекту эквивалентна процессу неполного сгорания. Тепловой эффект реакции при учете диссоциации уменьшается на значение количества теплоты, затраченной на диссоциацию. Разложение продуктов сгорания водяного пара и углекислоты зависит от температуры и парциальных давлений. До температуры 1773 К диссоциацией можно пренебречь. При высоких температурах диссоциацию необходимо учитывать.

Температура горения зависит от коэффициента избытка воздуха. Эта зависимость для некоторых газов приведена на рис. 10.1.

Процессы тепломассопереноса в топочной камере, теплопотери в окружающую среду и конструктивные особенности камер сго-

Рис. 10.1. Зависимости температуры горения T от коэффициента избытка воздуха α^{-1} при сжигании различных газов:
1 — метан; *2* — этан; *3* — пропан; *4* — бутан; *5* — пропилен; *6* — этилен



рания несколько снижают температуру горения, и действительная температура горения определяется соотношением

$$T_{действ} = \eta_{пр} T_к, \qquad (10.43)$$

где $\eta_{пр}$ — пирометрический коэффициент, который изменяется в пределах 0,7...0,95 для различных топочных устройств.

В табл. 10.2 приведены значения действительной температуры горения некоторых газов, определенные методами спектрального анализа при их сжигании в стехиометрическом соотношении с воздухом и кислородом.

При подогреве горючей смеси температура горения увеличивается на полградуса на каждый градус температуры смеси $T_{см}$:

$$T_{см} = T_г + \frac{\Delta T}{2}, \qquad (10.44)$$

где ΔT — интервал температуры смеси от T_0, при которой определена температура горения $T_г$, до $T_{см}$.

Большинство химических реакций при горении идет с образованием промежуточных веществ, поэтому скорость образования и

Таблица 10.2

Температуры горения некоторых газов, измеренные методами спектроскопии

Газ	Температура горения, К		Газ	Температура горения, К	
	в воздухе	в кислороде		в воздухе	в кислороде
Водород	2318	2760	Ацетилен	2598	3210
Оксид углерода	1923	2123	Пропан	2198	3049
Метан	2148	3006	Бутан	2168	3010

количество конечных продуктов не равны скорости расходования и количеству исходных веществ.

Под *скоростью реакции* понимается изменение концентраций реагирующих веществ в единице объема в единицу времени

$$W_i = \pm \frac{dC_i}{d\tau}, \qquad (10.45)$$

где C_i — концентрация i-го вещества; τ — время.

Знак указывает на изменение концентрации реагирующего вещества. Скорость реакции может определяться по изменению одного из компонентов, так как они однозначно связаны между собой стехиометрическим уравнением.

Согласно принципу детального равновесия в сложных газовых смесях для каждой реакции в отдельности при одновременном протекании нескольких реакций справедливо равенство скоростей прямой и обратной реакций ($W_i = W_{-i}$). По константам равновесия K_c и скорости реакции K_i находится константа скорости обратной реакции ($K_{-i} = K_i/K_c$).

В зависимости от числа молекул, участвующих в реакции, определяется порядок реакции. Скорость реакции по мере ее течения интенсивно уменьшается. Зависимость скорости мономолекулярной реакции от времени:

$$W = \frac{dC_A}{d\tau} = KC_{0A}e^{K\tau}, \qquad (10.46)$$

где C_{0A} — начальная концентрация вещества А.

Эта зависимость характерна для реакций любого порядка, протекающих изотермически.

Порядок реакции может быть определен по скоростям реакций W_{A_1}, W_{A_2} при различных начальных концентрациях компонентов, например:

$$n_A = \frac{\ln(W_{A_1}/W_{A_2})}{\ln(C_{0A_1}/C_{0A_2})}. \qquad (10.47)$$

Определив порядок реакции по отдельным компонентам, находят суммарный порядок реакции.

Зависимость скорости реакции от температуры. Энергия активации. Температура реакционной смеси T оказывает существенное влияние на скорость реакции. Для констант скоростей реакции эта зависимость определяется уравнением Аррениуса:

$$K = K_0 \exp\frac{-E}{RT},$$

где K_0 — предэкспоненциальный множитель; E — энергия активации; R — универсальная газовая постоянная.

На рис. 10.2 представлена зависимость скорости реакции от температуры. Видно, что скорость реакции сильно возрастает с увеличением температуры. При температурах около 10 000 К кривая скорости реакции асимптотически приближается к прямой. Химические реакции, протекающие в обычных условиях, характеризуются начальным участком кривой Аррениуса. Качественное объяснение сильного влияния температуры на скорость реакции сводится к тому, что для начала реакции необходимы предварительное ослабление или разрыв внутримолекулярных связей, для чего требуется некоторая энергия E. Чем больше тепловая энергия соударяющихся молекул, тем больше вероятность разрушения внутренних связей и создания новых молекул.

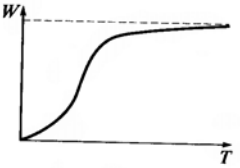


Рис. 10.2. Зависимость скорости реакции W от температуры T

Активные молекулы отличаются от нормальных содержанием избыточной энергии. Следовательно, для наступления реакции столкновения должны происходить между молекулами, обладающими избытком энергии над критическим уровнем. Эта энергия называется *энергией активации*.

Зависимость скорости реакции от давления. При постоянной температуре и объемах V_1, V_2 отношение скоростей реакции при различных давлениях p_1, p_2:

$$\frac{W_1}{W_2} = \frac{V_1^{1-n}}{V_2^{1-n}} = \frac{p_1^{n-1}}{p_2^{n-1}},$$

т.е. скорость реакции пропорциональна давлению в степени, на единицу меньшую порядка реакции n.

Цепные реакции горения. Вследствие взаимосвязи между нагревом смеси и вызываемым этим нагревом увеличением ее скорости реакции, возникает тепловая автоускоренная лавина, воспринимаемая как самовоспламенение. Не всякое самовоспламенение носит тепловой характер, существует цепной тип самовоспламенения, когда имеет место регенерация активных промежуточных продуктов. Цепная разветвленная лавина способна протекать в изотермических условиях (при полном отводе теплоты реакции), в то время как при тепловой лавине отвод теплоты ликвидирует возможность взрыва. Цепной разветвленный процесс порождает в веществе активные частицы — свободные радикалы, число которых вследствие разветвления цепей быстро растет во времени. Большинство реальных гомогенных (протекающих в объеме) сплошных реакций являются цепными. Для цепных реакций характерны два режима: стационарный и нестационарный.

Под зарождением цепей подразумевается начальный процесс образования активных продуктов из исходного вещества. Зарождение

цепей всегда есть эндотермическая реакция, идущая с поглощением энергии, необходимой для разрыва внутримолекулярных связей.

Под разветвлением цепей подразумевается процесс, в котором одна молекула активного вещества, реагируя с исходными веществами, вызывает образование двух или нескольких молекул активного продукта.

Под обрывом цепей подразумевается процесс, при котором активный продукт безвозвратно уничтожается. Начальный центр вступает в такую реакцию, в результате которой он уже не восстанавливается, что и означает обрыв цепи. Он может происходить либо при столкновении начальных центров реакции с различными примесями или друг с другом, либо на поверхности стенок реакционного сосуда, главном образом, в виде рекомбинации атомов в молекулы.

В разветвленных цепных реакциях возможны два случая:

• скорость разветвления больше, чем скорость обрыва, что приводит к очень быстрому развитию цепной лавины;

• скорость обрыва больше, чем скорость разветвления, в связи с чем лавина не может развиваться и реакция практически совсем не идет.

Многие химические реакции в газовой фазе идут как цепные неразветвленные. В этих реакциях, как и в разветвленных, основная цепь быстро развивается благодаря чередованию свободных радикалов. Однако отсутствие разветвлений делает эти процессы неспособными к саморазветвлению.

Каждая цепь возникает лишь вследствие действия спонтанно образованного первичного радикала (возникающего, например, в результате диссоциации молекул исходных веществ за счет теплового движения).

Наиболее простым механизмом для образования свободных радикалов является распад молекулы по слабейшей связи.

Распространение цепных реакций можно объяснить следующими двумя факторами:

• свободные радикалы представляют собой весьма активные частицы и поэтому намного легче реагируют с валентно-насыщенными молекулами, чем молекулы между собой;

• при реакции свободного радикала с молекулой свободная валентность не может исчезнуть, т.е., по крайней мере, один из продуктов этой реакции будет свободным радикалом. Этот радикал легко вступает в реакцию с образованием свободного радикала. Так возникает цепь превращений.

При этом возможны три основных случая:

• в результате реакции образуется монорадикал, что приводит к развитию неразветвленной цепи;

• в результате реакции вместо одной возникают три свободные валентности и три монорадикала, каждый из которых начинает свою цепь, что приводит к развитию разветвленной цепи;

• если основная цепь реакции является неразветвленной, то продукты реакции в результате мономолекулярного распада при взаимодействии с какими-либо другими компонентами системы легко образуют свободные радикалы и, следовательно, новые цепи, то реакция приобретает многие черты, свойственные разветвленным реакциям (автоускорение, предельные явления). В этом случае принято говорить о наличии выраженных разветвлений. Развитие реакций продолжения цепи не зависит от того, каким способом создаются начальные цепи реакции.

Обычно в системе одновременно протекают все цепные реакции, причем все они конкурируют друг с другом. Скорости их различны. Всякий молекулярный распад происходит через образование некоторого переходного состояния, причем затрата энергии на образование этого переходного состояния и представляет собой энергию активации E распада молекулы. Для эндотермической реакции распада

$$E = E_0 + q,$$

где E_0 — собственная энергия молекулы; q — теплота реакции.

Контрольные вопросы

1. Как составляются материальный и тепловой балансы процессов горения и для чего они необходимы?
2. Приведите пример стехиометрического уравнения горения газа.
3. Что такое теоретическое количество воздуха?
4. Что такое коэффициенты избытка воздуха и топлива, богатая, бедная и стехиометрическая горючие смеси?
5. Из чего состоят продукты сгорания газа?
6. Что такое химическая полнота сгорания?
7. Как определить энтальпию продуктов сгорания?
8. Что такое температура горения, ее физический смысл и виды?

Глава 11

ВОСПЛАМЕНЕНИЕ И ЗАЖИГАНИЕ

11.1. Общие положения

Процессу горения любого топлива предшествует процесс воспламенения. Он является подготовительным этапом к стадии непосредственного горения. В период протекания изотермических реакций происходит медленное окисление без видимого пламени. В результате накопления теплоты происходит воспламенение других объемов горючей смеси. За счет выделения теплоты и повышения температуры реакция ускоряется и переходит в стадию горения. Воспламенение газовых смесей может происходить в результате *самовоспламенения* и *зажигания*.

При самовоспламенении объем горючей смеси постепенно нагревается до такой температуры, при которой весь объем смеси самостоятельно, без внешнего воздействия, воспламеняется.

В случае вынужденного воспламенения или зажигания холодная горючая смесь воспламеняется в какой-то одной точке каким-либо высокотемпературным источником (накаленное тело, электрическая искра, пламя и т.д.) и затем самопроизвольно воспламеняется по всему объему.

Зажигание горючих смесей и распространение в них пламени ограничивается определенными пределами, зависящими от многих химических и физических факторов.

Воспламеняющейся смесью считается такая смесь, в которой пламя может распространяться неограниченно от источника зажигания и при его отсутствии, т.е. какой-то источник зажигания обеспечивает первоначальное зажигание, после чего пламя распространяется по смеси без влияния этого источника зажигания. Существует минимальная мощность для различных источников зажигания, необходимая для осуществления воспламенения смеси, причем она зависит как от параметров смеси, так и от ее скорости. Существует также определенный диапазон по составу горючей смеси, внутри которого рассматриваемый источник производит воспламенение. *Пределы воспламеняемости* представляют собой границы состава, отделяющие смеси, в которых пламя может распространяться, от тех смесей, в которых распространение пламени не происходит. Наименьшая концентрация горючего газа или количество горючего в смеси, обеспечивающее распространение пламени, называется *бедным*, или *нижним*, *пределом* воспламеняемости. Максимальная концентрация горючего газа в смеси, обеспечивающая распространение пламени, называется *богатым*, или *верхним*, *пределом* воспламеняемости для данного источника воспламенения.

При неограниченном возрастании мощности источника пределы воспламеняемости при заданной температуре и давлении переходят в *концентрационные пределы* воспламеняемости или распространения пламени. Концентрационные пределы являются физико-химическими константами, характеризующими горючие газы, и зависят от вида горючего и окислителя и от физических условий эксперимента.

В настоящее время существует две группы моделей механизма воспламенения: химические и физические. Согласно химическим моделям основную роль в процессах воспламенения и зажигания играют активные центры или частицы типа свободных атомов и радикалов. Активные центры образуются у стенок, через которые производится разогрев смеси у источника зажигания. Диффундируя в горючую смесь, они инициируют цепную реакцию горения. Реакция будет носить стационарный характер, когда увеличение концентрации активных центров компенсируется их гибелью.

Из физических моделей наиболее наглядной и получившей мировое признание является тепловая модель воспламенения и зажигания, разработанная академиком Н. Н. Семеновым и его коллегами. С ее позиций будем рассматривать воспламенение газовых смесей.

11.2. Самовоспламенение газовых смесей

Пусть в некотором заполненном горючей смесью сосуде объемом V, стенки которого имеют температуру T_F, протекает реакция. В результате реакции внутри сосуда установилась температура газа T. Скорость реакции определяется законом Аррениуса:

$$W = K_0 f(c) \mathbf{e}^{-\frac{E}{RT}}, \tag{11.1}$$

где K_0 — предэкспонентный множитель; $f(c)$ — функция, определяющая зависимость скорости реакции от концентрации c; E и R — энергия активации и газовая постоянная соответственно.

Теплота, выделяющаяся в результате реакции газа в сосуде объемом V,

$$q_1 = QWV, \tag{11.2}$$

где Q — тепловой эффект реакции.

Используя формулу (11.1), получаем

$$q_1 = QVK_0 f(c) \mathbf{e}^{-\frac{E}{RT}}. \tag{11.3}$$

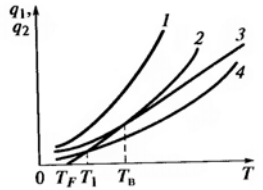


Рис. 11.1. Зависимость тепловыделения q_1 и теплоотвода q_2 от температуры: *1, 2, 4* — тепловыделения q_1; *3* — теплоотвод q_2

Эта теплота расходуется на дальнейший разогрев смеси и частично теряется через стенки сосуда. Теплоотвод через стенки сосуда q_2 зависят от разности температур смеси T и стенок T_F, их общей поверхности F и коэффициента теплоотдачи α от газа к стенке:

$$q_2 = aF(T - T_F). \qquad (11.4)$$

Графический вид уравнений (11.3) и (11.4) представлен на рис. 11.1.

Интенсивность тепловыделения q_1 возрастет с повышением температуры T. Наклон прямой теплоотвода q_2 к оси температур определяется интенсивностью теплообмена между смесью и стенками сосуда.

Рассмотрим несколько случаев взаимного расположения кривых тепловыделения и теплоотвода. На рис. 11.1 нанесено семейство кривых q_1, соответствующих скорости выделения теплоты для трех различных скоростей реакции, например для различных давлений.

Пусть реакция идет по кривой *4*. Тогда в интервале температур начиная от T_F и до T_1 происходит разогрев газовой смеси, так как до T_1 тепловыделение превышает теплоотвод. В точке T_1 система приходит в равновесие, нагрев прекращается. За точкой T_1 скорость реакции падает.

Рассмотрим кривую *1*. Тепловыделение всегда превышает теплоотвод, и реакция с самого начала идет с возрастанием температуры, увеличивая скорость, что ведет к тепловому взрыву.

По всей вероятности, существует положение, когда прямая *3* теплоотвода q_2 представляет собой касательную к кривой *2* тепловыделения q_1. В этом случае от точки T_F будет происходить разогрев системы до температуры $T_в$, при которой наступает равновесие. Но если в первом случае равновесие в точке T_1 было устойчивым, то равновесие в точке $T_в$ неустойчивое. Небольшое повышение температуры приводит к повышению теплопоступления над теплоотводом, что ведет к интенсивному саморазогреву системы.

В точке $T_в$ имеет место равенство не только тепловыделения и теплоотвода, но и скоростей изменения этих количеств с температурой.

Эти условия однозначно определяют величину $T_в$, характерную для данного сосуда и газовой смеси, называемую *температурой воспламенения*, или самовоспламенения, газовой смеси.

Температура воспламенения не является физической константой и зависит от условий опыта и размеров сосуда. Поэтому температурой воспламенения называется минимальная температура, при которой в данных условиях горючая смесь воспламеняется при соблюдении минимального термического градиента по ее объему.

11.3. Границы самовоспламенения

Исследования показали, что существуют температуры воспламенения $T_в$ и области значений температуры стенки реакционного сосуда T_F, в пределах которых происходит воспламенение. Границы этих областей называются границами (пределами) самовоспламенения. Границы самовоспламенения горючих смесей для данных условий определяются формулами:

$$T_в \approx T_F + \frac{T_F^2 R}{E}; \quad T_в - T_F \approx \frac{RT_F^2}{E}. \qquad (11.5)$$

Эти выражения показывают, что температура воспламенения $T_в$ мало отличается от температуры стенки сосуда T_F, при которой смесь воспламеняется.

Для бимолекулярных реакций $f(c) \sim p^2$ (p — давление системы):

$$\ln \frac{p_к}{T_F^2} = \frac{E}{2RT} + \text{const}, \qquad (11.6)$$

где $p_к$ — давление, соответствующее критическому условию воспламенения.

Уравнение (11.6) носит название «соотношение Семенова». Оно устанавливает связь между $p_к$ и T_F на границе воспламенения.

На рис. 11.2, *а* приведена зависимость $T_в \approx T_F$ от p при заданном постоянном начальном составе смеси (c_0 = const).

В случае постоянного давления смеси в сосуде (p = const) характер зависимости $T_в$ от процентного содержания горючего в смеси для биомолекулярной реакции показан на рис. 11.2, *б*.

В справочных руководствах температуры воспламенения даются для смесей, близких к стехиометрическим. В табл. 11.1 приводятся температуры воспламенения некоторых газов, полученные при атмосферном давлении. Температура воспламенения зависит от физических условий протекания опыта, поэтому и наблюдается разброс в ее значениях, полученных различными исследователями. На практике измеряют не $T_в$, а T_F, т.е. минимальную температуру стенки, вызывающую воспламенение смеси. Переход от температуры T_F к температуре смеси $T_в$ связан с некоторым временем



Рис. 11.2. Зависимость температуры воспламенения от давления (*а*), состава смеси (*б*) и критического давления воспламенения от состава смеси (*в*)

Таблица 11.1

Температура и пределы воспламеняемости некоторых газов

Наименование газов	Температура воспламенения газовоздушной смеси, °С		Содержание газа в смеси с воздухом (при t = 200 °С и p = 760 мм рт. ст), %	
	самая низкая измеренная	самая высокая измеренная	пределы воспламеняемости	
			нижний	верхний
Водород	500	530	4,00	74,20
Оксид углерода	610	650	12,50	74,20
Метан	530	594	3,22	12,45
Этан	530	588	2,37	9,50
Пропан	490	569	1,86	8,41
Бутан	385	500	2,50	80,00
Ацетилен	290	487	4,30	45,50
Сероводород	510	543	2,75	28,60
Этилен	720	770	1,41	6,75
Бензол	640	640	5,60	31,00
Коксовый газ	570	820	5,00	15,00
Природный газ	530	600	6,20	72,00

развития реакции, называемым *индукционным периодом*. Индукционный период для некоторых веществ достигает порядка десятков секунд и очень быстро уменьшается с увеличением температуры.

Для практики интерес представляет зависимость $p_к$ от состава смеси при заданном постоянном значении $T_в$. Эта зависимость построена на основании рис. 11.2, *а* и *б* и приведена на рис. 11.2, *в*. Кривая на рис. 11.2, *в* имеет минимум, соответствующий давлению, ниже которого воспламенение невозможно при любом составе горючей смеси. Из рис. 11.2, *в* видно, что смесь воспламеняется только в диапазоне составов от A_1 до A_2, носящих название концентрационных пределов границ воспламеняемости, или пределов воспламеняемости, представляющих собой самую низкую или самую высокую объемную концентрацию газа в неподвижной смеси с воздухом (кислородом), достаточной для воспламенения ее от источника зажигания. Наличие нижних и верхних пределов границ воспламеняемости объясняется наличием соответственно балластного окислителя и избытком горючего газа по отношению к реагирующему кислороду. Количество теплоты, выделяемое на этих пределах, недостаточно для компенсации теплопотерь.

Для подсчета концентрационных пределов, нижнего и верхнего, воспламеняемости технических газов пользуются формулой Ле-Шателье:

$$A = \frac{100}{\sum \frac{x_i}{A_i}}, \qquad (11.7)$$

где x_i, A_i — соответственно содержание горючих компонентов в смеси и их пределы воспламеняемости.

Если горючая смесь содержит негорючий балласт (CO_2, N_2),то для определения концентрационных пределов воспламеняемости применяется формула

$$A^E = A\frac{\left(1+\frac{\delta}{100-\delta}\right)100}{100 + A\frac{\delta}{100-\delta}}, \qquad (11.8)$$

где δ — содержание балласта в горючей смеси, $\delta = CO_2 + N_2$, %.

Повышение температуры горючей смеси расширяет концентрационные пределы воспламеняемости.

11.4. Цепное самовоспламенение

В соответствие с теорией цепных реакций условие самовоспламенения смеси соответствует моменту, когда число возникающих цепей равно числу обрывающихся.

Ниже температуры воспламенения реакция отсутствует, так как обрыв цепей преобладает над разветвлением. Выше температуры воспламенения, наоборот, преобладает разветвление, число активных центров и скорость реакции нарастают, вызывая воспламенение. С точки зрения цепных реакций на верхнем пределе, где обрыв цепей и разветвление обусловлены химическими реакциями гомогенных смесей, температура воспламенения является физико-химической (кинетической) константой горючей смеси.

11.5. Зажигание горючей газовой смеси

Зажигание накаленной поверхностью. Зажигание смесей отличается от самовоспламенения тем, что смесь доводится до воспламенения не во всем объеме одновременно, а только в какой-то его малой части, откуда волна реакции горения распространяется на весь объем. При зажигании горючей смеси необходимо в зоне воспламенения создать температуру, значительно превышающую температуру самовоспламенения, так как из этой зоны теплота интенсивно отводится исходной холодной смесью. Известны три основных метода зажигания горючих смесей: накаленной поверхностью, пламенем, в том числе раскаленными продуктами сгорания, и электрическими разрядами. Тепловая мощность источников зажигания должна быть такой, чтобы обеспечить воспламенение прилегающих слоев смеси и дальнейшее распространение пламени.

Критическое условие зажигания неподвижной горючей смеси накаленным телом

$$\frac{2Q}{\lambda} W \frac{RT_F^2}{E} \approx \left(\frac{T_F - T_0}{d}\right)^2, \qquad (11.9)$$

где Q — количество теплоты, подводимой к телу; W — скорость потока горючей смеси; R — газовая постоянная; T_F — температура накаленного тела; E — энергия активации; T_0 — начальная температура горючей смеси; d — характерный размер тела.

Уравнение (11.9) связывает геометрические размеры системы, температуры стенок и физико-химические параметры смеси при ее зажигании. Геометрические размеры поверхности зажигания оказывают существенное влияние на температуру зажигания смеси. С увеличением площади нагреваемой поверхности температура зажигания смеси уменьшается. При этом предполагается, что в пограничном слое смесь неподвижна, а ширина теплового и динамического пограничных слоев одинаковы. Для движущейся вне пограничного слоя смеси принят конвективный перенос теплоты, отводимой от стенки. Критическое условие зажигания принимает вид

$$\frac{\mathrm{Nu}}{d}(T_F - T_0) \approx \sqrt{\frac{2Q}{\lambda}\int_T^{T_F} W(c,T)\mathrm{d}T}, \qquad (11.10)$$

где Nu — критерий Нуссельта.

Температура зажигания предельного состава смеси для бимолекулярных реакций движущейся со скоростью W смеси

$$T_F^{\text{гр}} = \frac{\frac{E}{R}\lg \mathbf{e}}{\lg\left(\frac{B}{A}\right)^2 \frac{d}{W}\nu}, \qquad (11.11)$$

где B — константа, зависящая от кинетических свойств смеси; d — диаметр источника зажигания; ν — кинематическая вязкость.

Зажигание пламенем. Это зажигание, называемое также факельным, может осуществляться путем введения пламени в горючую смесь. Воспламенение смеси пламенем зависит от состава, продолжительности соприкосновения пламени и смеси, размеров, температуры пламени, давления, степени турбулентности.

Смеси, немного богаче стехиометрических, зажигаются при самом коротком времени соприкосновения с пламенем. Увеличение высоты пламени уменьшает время, необходимое для воспламенения смеси. Увеличение тепловыделения улучшает способность вспомогательного пламени к зажиганию. Для зажигания горючих смесей пламенем требуется очень небольшое время соприкосновения.

Увеличение температуры вспомогательного пламени сокращает время зажигания.

Зажигание электрическими разрядами. Это зажигание искрами, тлеющими или дуговыми разрядами является одним из наиболее эффективных и широко распространенных способов. Энергия искры, получаемой при разряде емкости, определяется следующим выражением:

$$E = \frac{1}{2}C(U_2^2 - U_1^2), \qquad (11.12)$$

где E — энергия, полученная от емкости; C — емкость конденсатора; U_1, U_2 — напряжение, остающееся на конденсаторе, после проскока искры и перед проскоком соответственно.

Значения энергии увеличиваются с ростом скорости потока. С увеличением давления p минимальная энергия зажигания уменьшается. Для большинства углеводородных топлив энергию зажигания можно рассчитать по формуле $E \sim I/p^2$.

С увеличением давления критическое расстояние между электродами, при котором происходит зажигание газовой смеси, уменьшается.

Повышение температуры смеси T приводит к уменьшению минимальной энергии зажигания E_{min}. Эта зависимость определяется соотношением

$$E_{min} = me^{KT},$$

где m, K — константы, определяемые видом газа.

Контрольные вопросы

1. Что такое самовоспламенение газовых смесей?
2. Как определяются границы самовоспламенения?
3. Расскажите о механизме цепного самовоспламенения.
4. Расскажите о методах зажигания газовых смесей.

Глава 12

РАСПРОСТРАНЕНИЕ ПЛАМЕНИ

12.1. Скорость распространения пламени

Распространение реакции горения в газовых смесях происходит при значительных градиентах температуры, концентраций и вызванных ими явлениях массотеплопереноса.

Существует два предельных случая распространения пламени: нормальное при медленном горении и детонационное при скоростном взрывном горении.

Примером медленного горения может служить распространение пламени в неподвижной горючей смеси. Если холодную горючую смесь нагреть в какой-то одной точке до высокой температуры, то в этой точке скорость реакции возрастает в соответствии с законом Аррениуса (см. формулу (11.1)). Выделившаяся теплота будет прогревать за счет теплопроводности соседние слои смеси, в которых тоже начинается реакция. Химическая реакция протекает в очень тонком слое, который отделяет несгоревшую смесь от продуктов горения. Разогрев свежей смеси происходит в непосредственной близости от зоны реакции также в тонком слое.

В зоне *реакции* и *подогрева* имеет место диффузия свежей смеси в сторону продуктов горения, и наоборот. Активные центры диффундируют во всех направлениях. Реакция горения будет продвигаться послойно в свежую горючую смесь, которая в результате превратится в продукты горения.

Процесс послойного распространения пламени, обязанный процессу молекулярной теплопроводимости, называется *ламинарным*, или *нормальным*, горением в отличие от объемного горения.

При распространении пламени в турбулентных потоках на процесс нормального горения накладывается еще явление турбулентной диффузии.

Пламенем называется зона, в которой протекает реакция горения. Пламя является границей, отделяющей еще несгоревшую свежую смесь от продуктов горения. При горении оно распространяется в свежую горючую смесь с определенной скоростью, называемой *скоростью распространения пламени.*

Если в трубке, запаянной с одного конца и заполненной горючей смесью, поджечь смесь с открытого конца, то воспламенится

узкий слой смеси, и пламя начнет равномерное движение вдоль трубки за счет передачи теплоты от пламени молекулярной теплопроводностью в свежую смесь. Линейная скорость движения пламени вдоль трубки $U_л$ называется скоростью *равномерного* распространения пламени.

Нормальной скоростью распространения пламени $U_н$ называется скорость движения фронта пламени относительно свежей смеси в направлении, нормальном к его поверхности, обязанное своим происхождением процессу передачи теплоты молекулярной теплопроводностью. Нормальная скорость распространения пламени определяется физико-химическими свойствами горючей смеси и является физико-химической константой.

Нормальная скорость распространения пламени углеводородных газов имеет небольшую величину. Максимальная ее величина для газовоздушной смеси — 2,67 м/с.

Скорость равномерного распространения пламени есть линейная скорость поступательного движения фронта пламени в целом, поэтому она определяется значением нормальной скорости распространения пламени $U_н$ и его формой. Далее равномерное движение пламени в трубке возрастает. При очень сильных бросках пламени оно или гаснет, или возникает другой вид распространения пламени — *детонационное* горение.

Детонация возникает при поджигании смеси в условиях адиабатического сжатия в ударной волне. Детонационное горение распространяется с очень большой скоростью, несколько километров в секунду, и сопровождается очень большими перепадами давления. В качестве характеристики распространения пламени принимается также объем смеси, сгорающей за единицу времени на единице поверхности U, см^3/(см^2 · с). Секундный объем сгорающей смеси $U_м$, умноженный на ее плотность ρ, называется массовой скоростью горения

$$U_м = \rho U_н. \qquad (12.1)$$

В процессе горения происходит нагрев и увеличение объема продуктов реакции, поэтому они покидают зону горения с большей скоростью по сравнению с поступлением в нее свежей смеси. К единице фронта пламени в единицу времени поступает $\rho U_н$ граммов свежей смеси и в таком же количестве уходят продукты сгорания

$$\rho U_н = \rho_{п.с} W_{п.с}, \qquad (12.2)$$

где $\rho_{п.с}$, $W_{п.с}$ — соответственно плотность и скорость продуктов сгорания при температуре горения.

Пламя движется по отношению к свежей смеси со скоростью $U_н$, по отношению к продуктам сгорания — со скоростью $W_{п.с}$. Продукты сгорания движутся по отношению к свежей смеси со скоростью $(W_{п.с} - U_н)$.

Различают два вида пламени: *ламинарный* и *турбулентный*.

Механизм распространения ламинарного пламени. Пламя — это быстрая самоподдерживающаяся химическая реакция, протекающая в пространственно ограниченной реакционной зоне. Реагирующие вещества могут поступать в эту реакционную зону, или реакционная зона может перемещаться в среду реагирующих веществ в зависимости от того, является ли скорость свежей горючей смеси больше или меньше скорости пламени. Распространение пламени сопровождается передачей теплоты от продуктов сгорания в свежую смесь через фронт пламени. При этом в зоне горения наряду с температурой изменяются концентрация реагентов, активных центров и продуктов реакции, возникают их градиенты, вызывающие диффузию этих веществ.

Свежая горючая смесь с температурой T_0 движется навстречу пламени. При достижении вблизи фронта пламени температуры воспламенения $T_в$ в газе начинается экзотермическая реакция. Когда реакция заканчивается, температура станет равной температуре сгоревшего газа: температуре горения $T_г$. Поток теплоты движется в направлении градиента температуры от $T_г$ к T_0, т.е. в направлении, противоположном потоку газа. Элемент массы в этой зоне получает путем теплопроводности от более нагретых элементов больше теплоты, чем отдает ее более холодным элементам потока набегающей свежей смеси.

Эта теплота (теплота элемента массы) может быть определена по формуле

$$q_в = \lambda \left(\frac{dT}{dx} \right)_{x=0}. \qquad (12.3)$$

В этой зоне протекает лишь незначительная химическая реакция и выделяется небольшое количество теплоты (до 14 %). Нормальная скорость распространения пламени определяется по формуле

$$U_н = \frac{\lambda}{\rho_{см} C_р} \frac{T_г - T_в}{T_в - T_0} \frac{1}{x_р}, \qquad (12.4)$$

где $x_р$ — толщина зоны реакции пламени, которая простирается от $T_в$ до T_0.

В формуле (12.4) коэффициент теплопроводности, удельная теплоемкость зависят от температуры, они берутся по разным зонам. Поэтому используют их усредненные значения по температуре. Зона, определяемая разностью $(T_в - T_0)$ называется зоной предварительного нагрева. Элемент массы в результате нагрева увеличивается в объеме, вызывая ускорение потока смеси. Пройдя $T_в$, элемент массы превращается из стока теплоты в источник ее.

Температура элемента массы продолжает возрастать за счет теплоты, выделяющейся в результате химической реакции, и область между $T_г$ и $T_в$ является реакционной зоной, или зоной реакции. Точка $T_в$ и будет температурой воспламенения. Изменение температуры и, следовательно, теплосодержания в произвольном объеме при стационарном состоянии равно нулю. Для единицы объема это определяется формулой

$$\lambda \frac{d^2T}{dx^2} - U_н \rho_{см} C_р \frac{dT}{dx} + Q = 0, \qquad (12.5)$$

где $U_н$ — нормальная скорость распространения пламени.

Первый член уравнения (12.5) — изменение количества теплоты за счет теплопроводности. Второй член — изменение количества теплоты за счет потока массы горючей смеси; третий член — изменение количества теплоты за счет химической реакции.

Интегрируя выражение (12.5) с граничными условиями (при $x = \infty$ $T = T_0$; при $x = 0$ $T = T_в$), получим

$$T - T_0 = (T_в - T_0) \exp\left(\frac{U_н \rho_{см} C_р x}{\lambda}\right). \qquad (12.6)$$

Дифференцируем формулу (12.6) и, если положим, что в интервале x от 0 до $x_р$ $\frac{dT}{dx} = \text{const}$, тогда $\frac{d^2T}{dx^2} = 0$, получим выражение для нормальной скорости горения

$$U_н^2 = \frac{\lambda}{\rho_{см}^2 C_р} \frac{T_г - T_0}{T_в - T_0} W, \qquad (12.7)$$

где W — скорость реакции.

Скорость горения, как Q и W, является величиной, усредненной по зоне горения. Формула (12.7) свидетельствует, что скорость горения прямо пропорциональна корню квадратному из средней скорости реакции.

Зона подогрева. Формула (12.6) дает распределение температуры в интервале $-\infty < x \le 0$, т. е. в свежей горючей смеси. Согласно ей температура свежей смеси повышается в направлении фронта пламени. Если рассмотрим элемент массы свежей смеси, то количество теплоты, которое она получает за счет теплопроводности от соседнего элемента теряет на нагрев других элементов, имеющих более низкую температуру (расположенных слева). Следовательно, температура этого элемента повышается несмотря на отсутствие реакции. Область, в которой температура смеси повышается от T_0 до $T_в$ вследствие теплопроводности, называется *зоной подогрева*.

Теоретически зона подогрева простирается от 0 до $\pm\infty$. Однако реально повышение температуры происходит в довольно узком интервале.

В качестве толщины зоны подогрева обычно используют расстояние $\delta_п$, отсчитываемое от точки, в которой температура повысилась на 1 %:

$$\frac{T - T_0}{T_в - T_0} = \frac{1}{100}.$$

Подставляя это выражение в формулу (12.6), получим

$$\delta_п = \frac{4{,}6\lambda}{U_н \rho C_р}. \qquad (12.8)$$

Из формулы (12.8) видно, что толщина зоны подогрева изменяется обратно пропорционально скорости пламени. Если подставить в формулу (12.8) реальные числовые значения, то при $U_н \approx$ 1м/с $\delta_п \approx 0{,}1$мм.

Зона реакции. Когда элемент горючей свежей смеси прогревается до температуры $T_в$, начинаются химическая реакция и связанное с ней тепловыделение. По завершению реакции температура элемента смеси достигает значения $T_г$. Расстояние, на котором элемент массы горючей смеси достигает конечной температуры $T_г$ в результате реакции, называется зоной реакции, или реакционной зоной. По мере движения элемента массы пламени, количество теплоты, которое этот элемент получает за счет теплопроводности от соседних элементов, имеющих более высокую температуру, меньше того количества теплоты, которое он теряет на прогрев элементов, имеющих более низкую температуру. Эта разность компенсируется за счет реакции, поэтому температура продолжает расти.

Толщина зоны реакции $x_р$ определяется из выражения (12.4):

$$x_р = \frac{\lambda}{U_н \rho_{см} C_р} \frac{T_г - T_в}{T_в - T_0}. \qquad (12.9)$$

Так как формула (12.7) для скорости горения качественная, то для характеристики зоны реакции в (12.9) вводят коэффициент K и определяют зону реакции по формуле

$$x_р = \delta_р = \frac{K\lambda}{U_н \rho_{см} C_р} \frac{T_г - T_в}{T_в - T_0}, \qquad (12.10)$$

где K — коэффициент, несколько больший единицы.

Из формул (12.9) и (12.10) видно, что толщина зоны реакции обратно пропорциональна скорости горения.

Таким образом, толщина зоны пламени может быть представлена как сумма зоны подогрева и реакционной зоны:

$$\delta_л = \delta_п + \delta_р \qquad (12.11)$$

и измениться обратно пропорционально скорости горения.

Фронт пламени большинства углеводородных смесей образует довольно яркую зону свечения. Свечение фронта пламени имеет химическую природу. Оно является результатом активированного химического превращения веществ и определяется радикалами C_2, CH и HCO. Задержка излучения, создаваемого атомами или радикалами пламени в видимой или УФ области, составляет $10^{-8}...10^{-6}$ с; она существенно меньше того времени, в течение которого излучение проходит через зону реакции. Поэтому можно считать, что толщина зоны свечения $\delta_{св}$ примерно соответствует толщине зоны реакции $\delta_р$.

Температуру воспламенения, при которой начинается экзотермическая реакция, нельзя путать с температурой самовоспламенения. Температура самовоспламенения не является константой газовой смеси, а является функцией времени (задержки воспламенения). Если бы $T_в$ была температурой самовоспламенения, то в силу того, что в зоне подогрева элемент массы смеси под действием повышенной температуры находится очень короткое время, химическая реакция должна начаться примерно при температуре 2 000 K. Однако эксперименты показывают, что на самом деле $T_в \le 1\,000$ °C.

Давление во фронте пламени можно считать практически постоянным.

12.2. Влияние физико-химических факторов на скорость распространения пламени

Состав горючей смеси. Анализ формулы (12.6) показывает, что при переходе к бедным и богатым горючим смесям температура $T_г$, как известно, снижается. Следовательно, разность $(T_г - T_в)$ в любую сторону от стехиометрии будет уменьшаться, и скорость горения $U_н$ тоже уменьшается, т.е. в результате будут достигнуты верхние и нижние (по содержанию газа в горючей смеси) пределы горения.

Для кислородных и воздушных смесей соотношение компонентов на верхнем пределе значительно различается, а на нижнем пределе — различие невелико. Этот факт объясняется тем, что для бедных смесей при замене азота кислородом ни $C_р$, ни $T_г$, ни λ почти не изменяются. То же самое можно сказать и относительно $T_в$ и $x_р$, которые связаны с химической реакцией.

Вблизи стехиометрии $T_в$ изменяется незначительно. Поэтому отношение $\dfrac{T_г - T_в}{T_в - T_0}$ должно возрастать при увеличении $T_г$. Следовательно, скорость горения $U_н$ оказывается максимальной при таком соотношении компонентов, когда температура пламени максимальна. Это соотношение не совпадает со стехиометрическим и несколько сдвинуто в сторону богатых смесей. Опыты подтверждают эту зависимость нормальной скорости распространения пламени от состава смеси.

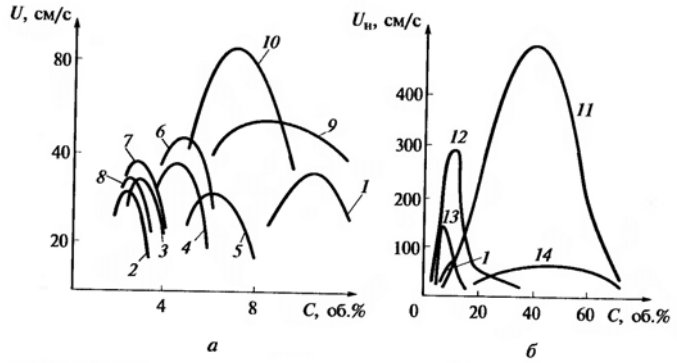


Рис. 12.1. Зависимость равномерной (*а*) и нормальной (*б*) скоростей распространения пламени от концентрации газа в горючей смеси:
1 — метан; *2* — гексан; *3* — пентан; *4* — этиловый эфир; *5* — ацетон; *6* — пропилен; *7* — бензол; *8* — циклогексан; *9* — сероводород; *10* — этилен; *11* — водород; *12* — ацетилен; *13* — этилен; *14* — оксид углерода

На рис. 12.1 даны значения скоростей распространения пламени для некоторых газов в зависимости от их содержания в воздухе, полученные методами трубки (рис. 12.1, *а*) (равномерная скорость) и горелки (рис. 12.1, *б*) (нормальная скорость). Кривые зависимо-

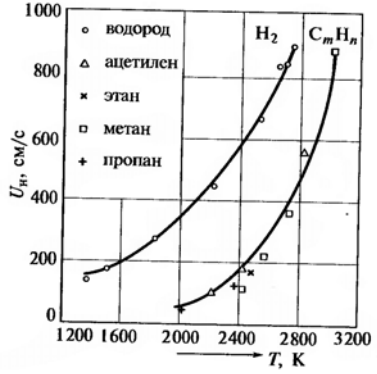


Рис. 12.2. Зависимость скорости горения от температуры пламени

сти скоростей пламени от концентраций газа в горючей смеси имеют колоколообразный вид.

Следует отметить, что при изменении состава горючей смеси изменяется температура горения, поэтому в действительности с помощью приведенных на рис. 12.2 кривых представлены зависимости скорости горения не только от состава, но и от температуры горения. На рис. 12.2 приведена зависимость нормальной скорости распространения пламени от его температуры для углеводородных газов. Видно, что для всех углеводородов эта зависимость описывается одной кривой за исключением водорода.

Влияние влажности. Введение небольшого количества влаги в горючую смесь приводит к значительному увеличению скорости распространения пламени. Реакция окисления ускоряется в результате каталитического действия паров воды

$$U_{н} \sim \sqrt{C_{H_2O}}, \qquad (12.12)$$

где C_{H_2O} — концентрация водяного пара в зоне реакции.

Начальная температура смеси. Предварительный подогрев, т. е. начальная температура T_0 горючей смеси, оказывает влияние на скорость распространения пламени. Скорость распространения пламени (рис. 12.3) возрастает с повышением начальной температуры во всем диапазоне изменения концентраций горючего. Из рис. 12.3 видно прогрессивное возрастание кривой изменения максимальной скорости распространения пламени с температурой смеси. Для большинства углеводородных газов эта зависимость определяется эмпирическим уравнением вида

$$U_{н\,max} = A + BT_0^n, \qquad (12.13)$$

где A, B — коэффициенты, зависящие от вида газа.



Рис. 12.3. Зависимость скорости пламени от коэффициента избытка топлива при различных начальных температурах смесей для пропановоздушного пламени при атмосферном давлении:

1 — богатая смесь ($\alpha < 1$); *2* — стехиометрическая смесь ($\alpha = 1$); *3* — бедная смесь ($\alpha > 1$)

Показатель степени n изменяется в зависимости от температурной области и вида газа в пределах $1{,}4 \le n \le 2{,}1$.

Зависимость (12.13) и форма кривых на рис. 12.3 согласуются с эмпирическим законом Пассауэра:

$$U_{н} = \alpha T_0^2, \qquad (12.14)$$

где α — коэффициент, определяемый свойствами горючей смеси и условиями химической реакции.

Из кинетики химических реакций известно, что влияние температуры смеси на скорость химических реакций весьма значительно и определяется законом Аррениуса.

В случае распространения пламени незначительное влияние температуры смеси на скорость распространения как бы противоречит предполагаемому эффекту. Из этого следует, что протекание реакции в пламени определяется в основном не значением начальной температуры, а условиями в зоне воспламенения, определяемыми процессами тепло- и массопереноса (теплопроводности и диффузии реагирующих веществ, в том числе активных промежуточных продуктов — атомарного водорода, атомарного кислорода, гидроксильного радикала).

Давление. Зависимости скорости распространения пламени от давления неодинаковы для различных смесей.

Грубая оценка влияния давления p на скорость распространения пламени показывает, что при эффективном порядке реакции $n = 2$ (для углеводородов $n = 1{,}8$) нормальная скорость распространения пламени согласно уравнению (12.7) не зависит от давления, а при $n = 1$

$$U_{н} \sim p^{-0,5}. \qquad (12.15)$$

Акустические возмущения. Акустические возмущения оказывают влияние на скорость распространения пламени в зависимости от частоты и амплитуды. Влияние акустического поля сводится к нарушению ламинарного потока и изменению формы пламени.

В звуковом интервале частот от 5 до 12,5 кГц при повышении амплитуды акустической волны происходит изменение формы фронта пламени.

Ультразвуковые колебания с частотой 270... 500 кГц увеличивают скорость горения. Это связано с возникновением пульсаций в потоке смеси и ее турбулизацией.

12.3. Экспериментальные методы определения нормальной скорости распространения пламени

Нормальная скорость распространения пламени определяется экспериментально различными методами, основанными на том,

что на поверхности пламени F сгорает весь объем смеси V в единицу времени, и сводится к измерениям объема смеси и поверхности пламени.

Среди различных методов измерения нормальной скорости распространения пламени (мыльного пузыря, трубки, горелки и т.д.) наибольшей простотой и удобством обладают методы горелки Михельсона—Гюи (бунзеновского пламени) и горизонтальной трубки.

Метод бунзеновского пламени. Используя этот метод, русский ученый В.А. Михельсон установил закон косинуса

$$U_н = W_{см}\cos\Theta, \qquad (12.16)$$

где Θ — угол между скоростью потока и нормалью к фронту пламени.

На основе этого закона и методики бунзеновского пламени получена эмпирическая формула определения нормальной скорости распространения пламени

$$U_н = \frac{V_г(1+\alpha V^0)}{\pi R\sqrt{R^2+h^2}}, \qquad (12.17)$$

где R, h — соответственно внутренний радиус выходного сопла горелки и высота внутреннего конуса бунзеновского пламени.

Для экспериментального определения нормальной скорости распространения пламени по методу горелки достаточно измерить расход газа $V_г$, внутренний радиус горелки, высоту внутреннего конуса, коэффициент избытка воздуха α и подставить в выражение (12.17).

Метод горизонтальной трубки. По этому методу нормальная скорость распространения пламени $U_н$ определяется через линейную скорость распространения пламени $U_л$:

$$U_н = \frac{U_л f}{F}, \qquad (12.18)$$

где f — площадь поперечного сечения трубки; F — поверхность пламени.

Нормальная скорость распространения пламени во столько раз меньше линейной (наблюдаемой) скорости распространения пламени, во сколько раз его площадь больше площади поперечного сечения трубки.

Если нормаль к элементу фронта пламени составляет угол Θ с направлением его распространения, то

$$dF = \frac{df}{\cos\Theta}.$$

Применяя закон площадей к элементу фронта пламени, получим закон косинуса Михельсона (см. формулу (12.16)).

При распространении пламени в трубках имеет место турбулизация потока, поэтому поверхность горения F искривляется и превышает поперечное сечение трубки f. За счет искривления поверхности горения скорость распространения пламени непрерывно растет и может увеличиться в 3—6 раз.

Равномерное распространение пламени наблюдается только до расстояния 1/4 длины трубки от ее устья.

12.4. Гашение пламени в узких каналах

Ламинарное пламя в смеси, находящейся в концентрационных пределах воспламеняемости, гаснет, если оно должно пройти через суженное пространство, ограниченное стенками. Таким образом, стенки оказывают отрицательное влияние на распространение пламени. Это влияние называется *гасящим действием стенок*. В связи с этим введено понятие критического, или гасящего, расстояния (диаметра), подразумевая под этим минимальное расстояние между двумя параллельными плоскостями или минимальный диаметр трубки, при котором возможно еще распространение пламени. Если расстояние между параллельными плоскостями или диаметр трубки меньше этого минимального расстояния, то пламя не будет распространяться. Критическое расстояние как предел распространения пламени не является физико-химической константой горючей смеси. На размер критического расстояния для газовоздушной неподвижной смеси влияют следующие факторы:

- геометрическая форма гасящей поверхности (круглое или щелевое);
- вид газа и горючей смеси;
- инертные разбавители (гелий, аргон, диоксид углерода и др.);
- температура смеси, давление, концентрация кислорода в окислительной атмосфере и др.

Между пламенем и свежей газовоздушной смесью существуют очень большие градиенты температур и концентраций. При распространении пламени в канале, щели и порах теплоотвод в стенку зависит от их линейного размера d (диаметр канала, ширина щели или поры),

При уменьшении линейного размера системы d размеры *мертвого пространства*, где горение не происходит из-за охлаждения смеси в результате теплоотвода, будут сравнимы с d и распространение пламени станет невозможным, так как отношение теплоотвода Q_d к тепловыделению Q_V обратно пропорционально d ($\frac{Q_d}{Q_V} \sim \frac{1}{d}$) и чем меньше d, тем круче градиент температуры. Величину d,

соответствующую этому случаю, называют *критическим расстоянием*.

Согласно тепловой теории Я. Б. Зельдовича передача части теплоты из зоны реакции в стенку при наличии теплоотвода вызывает уменьшение температуры пламени:

$$T_г = T_а - \frac{\beta}{U_н^2},$$

где $U_н$ — скорость распространения пламени.

Величина β определяется теплоотводом:

$$\beta = a_{п.с}\frac{Q_{сум}}{C_p \rho_{п.с}},$$

где $a_{п.с}$ — температуропроводность продуктов сгорания; $Q_{сум}$ — суммарные теплопотери, отнесенные к единице времени и единице объема; C_p, $\rho_{п.с}$ — теплоемкость и плотность продуктов сгорания соответственно.

Для критических условий прохождения пламени через узкие каналы

$$\beta = \frac{(T_г - T_{ст})a^2}{d^2}, \qquad (12.19)$$

где $T_{ст}$ — температура стенки; a — коэффициент температуропроводности горючей смеси.

На процесс гашения пламени теплопроводность материала стенки оказывает слабое влияние. При распространении пламени через перфорированные и пористые насадки существенную роль играет распределение температуры по длине огневого канала, которое зависит от теплопроводности материала насадки.

Для природного газа критический диаметр — около 3,5 мм.

12.5. Распространение пламени в турбулентном потоке

При турбулизации потока горючей смеси нарушается спокойное слоистое течение. Скорость горения увеличивается. Турбулизация потока приводит к искривлению фронта пламени. Изогнутые участки пламени перемещаются нерегулярным образом. Фронт пламени становится нечетким. Он пульсирует, разбивается на отдельные островки горения, имеющие самые причудливые формы. Контуры фронта пламени размыты, толщина увеличена. Горение происходит в некоторой области, а не во фронте пламени, как в случае ламинарного горения. В зависимости от масштаба турбулентности форма турбулентного пламени будет различной.

При мелкомасштабной турбулентности пламя практически не деформируется и остается гладким. В турбулентном пламени происходит дополнительная интенсификация передачи теплоты в результате перемешивающегося действия пульсаций потока.

Взаимосвязь турбулентной скорости распространения пламени с нормальной определяется для мелкомасштабного турбулентного пламени в интервале $2\,300 < \mathrm{Re} < 5\,000$ выражением

$$U_т \sim U_н\sqrt{\mathrm{Re}}.$$

При крупномасштабной турбулентности

$$U_т \sim W',$$

где W' — интенсивность пульсаций.

Так как объем турбулентного горения разбивается на множество конусов пламени, площади поверхности которых прямо пропорциональны $W'/U_н$, а $U_т$ должна быть прямо пропорциональна и $U_н$, и сумме площадей всех конусов. Если принять, что масштаб пульсаций const, то $\varepsilon \sim W'$ и тогда $U_т \sim \varepsilon$, но $\varepsilon \sim \mu\mathrm{Re}$ (для данной смеси μ = const), то в интервале $500 < \mathrm{Re} < 18\,000$ $U_т \sim \mathrm{Re}$ и турбулентную скорость распространения пламени можно представить в следующем виде:

$$U_т = m\mathrm{Re} + n, \qquad (12.20)$$

где $m\mathrm{Re}$ — влияние крупномасштабных пульсаций; n — число мелкомасштабных пульсаций.

Для определения $U_т$ применяется также следующее выражение:

$$\frac{U_т}{U_н} = \sqrt{1 + B\left(\frac{W'}{U_н}\right)^2}, \qquad (12.21)$$

где коэффициент $B \approx 1...2$.

Формула (12.21) показывает влияние $U_н$ на $U_т$ как при малой, так и при сильной турбулентности.

На основании экспериментов для скорости турбулентного горения предлагается также другой вариант эмпирической формулы

$$U_т = 0{,}18\,U_н d^{0{,}26}\mathrm{Re}^{0{,}24},$$

где d — диаметр внутреннего сечения горелки.

Зависимость турбулентной скорости распространения пламени $U_т$ от концентрации горючего имеет характер, аналогичный для такой же зависимости нормальной скорости распространения пламени.

Формулы скорости турбулентного горения выражают $U_т$ как функцию турбулентности набегающего потока несгоревшего газа. Однако турбулентность, существующая в пламени, отлична от тур-

булентности набегающего потока, так как само пламя генерирует турбулентность. Эксперименты свидетельствуют о возрастании скорости турбулентного горения за счет турбулентности, создаваемой пламенем.

Контрольные вопросы

1. Объясните смысл понятия «скорость распространения пламени».
2. Какие физико-химические факторы влияют на скорость распространения пламени?
3. Какие существуют экспериментальные методы определения нормальной скорости распространения пламени?
4. Что влияет на гашение пламени в узких каналах?
5. Как распространяется пламя в турбулентном потоке?

Глава 13

СЖИГАНИЕ ГАЗА

13.1. Факельное и беспламенное горение. Кинетический, диффузионный и промежуточный принципы сжигания газов

Организация процесса сжигания газа в любом топочном устройстве достигается с помощью тех или иных аэродинамических приемов, определяющих форму взаимодействия газа и окислителя и обусловливающих тип топочного процесса.

Сжигание газов производится в основном *факельным* методом. При факельном сжигании газ вносится газовоздушным потоком и сгорает на лету, почти не выпадая из потока.

Применяется также *беспламенное* (поверхностное) сжигание газов, характеризующееся тем, что горение горючей смеси происходит в непосредственной близости с раскаленными поверхностями.

При сжигании газов в большинстве случаев истечение газа или воздуха происходит через малые отверстия в большой топочный объем. При воспламенении струи горючего газа или горючей смеси, истекающей из трубки или сопла, на горелке возникает пламя. Стационарное пламя этого типа является основным элементом установок непрерывного горения. На практике такой вид сжигания газа называют также *струйным*.

Смешение газовых потоков или струй является важной проблемой при конструировании и эксплуатации камер сгорания и топочных устройств. От смешения воздуха и газа, подаваемых в топку, зависит тепловой эффект и КПД топки.

Организация процессов сжигания газов в потоке с воздухом основывается на различных принципах, предельными из которых являются *кинетический* и *диффузионный*.

При кинетическом принципе предварительно до начала процесса горения подготовляется однородная горючая смесь с содержанием воздуха несколько большим, чем требуется для стехиометрического соотношения. Смесь подготовляется в специальных смесителях или с помощью инжекторов в инжекционных горелках. Коэффициент избытка первичного воздуха $\alpha_1 \approx 1{,}02...1{,}05$. При меньшем содержании воздуха по кинетическому принципу протекает только начальная стадия горения, до использования кислорода, находящегося в смеси. Сгорание смеси при кинетическом

принципе сжигания газа происходит в жестком прозрачном факеле без видимых пиролитических процессов, приводящих к образованию сажистых частиц.

При диффузионном принципе сжигания газов газ и воздух подаются раздельно и процессы смешения и горения развиваются параллельно. Горючая смесь образуется непосредственно в процессе горения благодаря диффузии кислорода из окружающего воздуха или на границе раздела потоков газа и воздуха $\alpha_1 = 0$.

Принцип сжигания газа при $\alpha_1 < 1$ является промежуточным между кинетическим и диффузионным. С учетом этого принципа конструируются все газовые аппараты, оборудованные инжекционными горелками. В таких горелках содержание первичного воздуха в смеси принимается в зависимости от вида газа таким, чтобы в пламени отсутствовали сажистые частицы и чтобы обеспечить стабильность горения при изменении тепловой мощности в необходимых пределах.

13.2. Смесеобразование

Подготовка для горения горючей смеси (смешение газа с воздухом) является одной из основных стадий процесса горения. Смесеобразование можно считать первой стадией сжигания газа. От процесса смесеобразования во многом зависят все дальнейшие стадии сжигания топлива при превращении его химической энергии в тепловую. Смешение осуществляется при взаимодействии потоков газа и воздуха, подаваемых в смесительные устройства и в топочную камеру, где газовоздушная смесь смешивается с высокотемпературными продуктами сгорания, постоянно ее поджигающими.

В зависимости от назначения и конструкций топочных устройств струи газа и воздуха, подаваемые в них, могут быть различными: прямоточными, осесимметричными, плоскими, кольцевыми, закрученными и т.д.

Определяющими параметрами струи являются: скорость и температура в произвольной точке струи, ширина и глубина проникания струй, а также взаимодействие струй с соседними струями.

В процессе смешения возможно применение двух основных категорий струй: свободные струи и струи, вытекающие в движущийся поток. В каждом из этих случаев рассматривают ламинарные и турбулентные потоки.

Струя газа называется *свободной*, если она не ограничена твердыми стенками и распространяется в среде тех же физических свойств. Струя, распространяющаяся в покоящейся среде, называется *затопленной*, а в потоке — *спутной*. Если струя обладает температурой, одинаковой со средой, куда она вытекает, то она называется *изотермической*, а если температура струи и среды различная — *неизотермической*.

Сжигание газа в топочных устройствах производится в турбулентных потоках. Однако ламинарное горение является фундаментальной основой физического понимания процессов сжигания газа.

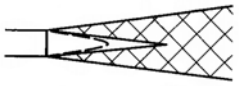


Рис. 13.1. Свободная струя газовоздушной смеси

Газовоздушная смесь, выходящая из огневого канала в воздушную среду, находящуюся в состоянии покоя, образует свободную струю. На рис. 13.1 схематично представлена свободная струя газовоздушной смеси, вытекающей из канала. Согласно теории свободной струи ядро струи сохраняет скорость потока, равную скорости в канале. В заштрихованной зоне смешения струя отдает часть своей энергии окружающему воздуху. Смешиваясь со струей газовоздушной горючей смеси, воздух увлекается ею. Скорость струи уменьшается. Уменьшение скорости струи пропорционально увеличению скорости движения окружающего воздуха.

Характер течения газа после выхода его из горелки имеет важное значение для определения формы и размера факела. Струя, имеющая определенное распределение скоростей на выходе из горелки, вне горелки начинает взаимодействовать с внешней средой, присоединяя к себе все бóльшие массы среды. Струя как бы расширяется, одновременно с этим изменяется и характер распределения скоростей, но направление их остается в основном таким же, как и внутри горелки.

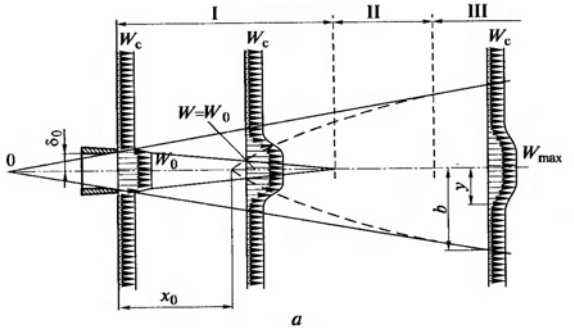
Прямоточная турбулентная струя, вытекающая с равномерной скоростью $W_0 = \text{const}$ (рис. 13.2) обладает характерным свойством: постоянством статического давления и скорости в потенциальном ядре.

Участок I, в котором сохраняется ядро постоянных скоростей, называется *начальным* участком струи.

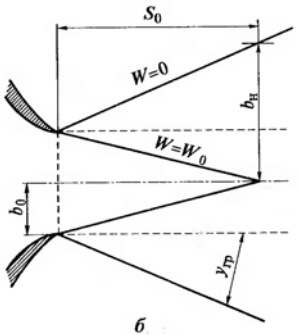
Участок II, на котором ядро постоянных скоростей исчезает, а скорость на оси струи изменяется незначительно, называется *переходным* участком. Участок III, в котором скорость струи на оси начинает уменьшаться, считается началом *основного* участка.

Пограничный слой — это толщина струи, где происходит изменение скорости.

По мере удаления струи от устья границы ее расширяются. Пересечение внешних границ пограничного слоя струи называется ее *полюсом*. Полюс струи расположен за соплом на некотором расстоянии от среза, различном для круглой и плоской струи и определяется, как и профиль безразмерной скорости в пограничном слое начального участка турбулентной струи, по соответствующим формулам.



а



б

Рис. 13.2. Схема свободной турбулентной струи:

а — струя в спутном потоке; *б* — начальный участок затопленной струи

Аэродинамика воздушного потока на выходе из горелочного устройства оказывает существенное влияние на процесс образования газовоздушной смеси.

Углом раскрытия струи называется угол вершины конуса начального участка струи. Угол раскрытия струи 14...22°. За *дальнобойность* струи (аэродинамическая длина факела) принимается длина струи вдоль ее оси до сечения, в котором скорость составляет 0,2 от средней скорости в устье горелки.

При установившемся режиме горения смесь, подаваемая через горелку в камеру сгорания, представляет собой неизотермическую струю, распространяющуюся в среде высокотемпературных продуктов сгорания. В процессе турбулентного расширения струи по мере увеличения объема топочных газов горючая смесь нагревается и одновременно разбавляется продуктами сгорания. Согласно

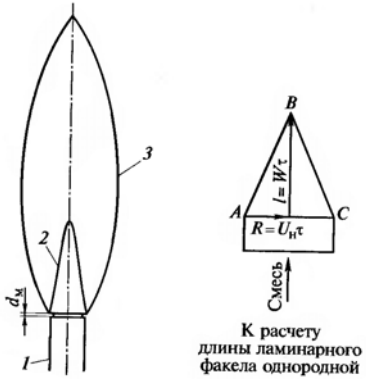
теории неизотермической струи нагрев струи происходит в турбулентном пограничном слое, в ядре же постоянных скоростей начального участка температура остается неизменной и равна температуре истечения — начальной температуре смеси. Нагрев происходит наиболее интенсивно по периферии струи и по мере удаления от устья горелки распространяется внутрь струи. По мере приближения к внешней границе струи температура повышается, а концентрация смеси падает.

Предварительное смешение газа с воздухом осуществляется в специальных смесительных устройствах. На практике они во многих случаях компонуются в горелочных устройствах и рассчитываются по определенным методикам.

13.3. Физическая картина горения бунзеновского пламени

Существование бунзеновского пламени определяется предварительным смешением горючего газа с воздухом и истечением горючей смеси при строго ламинарном режиме. При поджигании газовоздушной смеси над устьем горелки образуется пламя (рис. 13.3).

Четкий конический контур (внутренний конус) представляет поверхность горения, на которой сгорают готовые для горения газы, обеспеченные первичным воздухом, имеющимся в газовоздушной



К расчету длины ламинарного факела однородной смеси

Рис. 13.3. Бунзеновское пламя:

1 — горелка; *2* — внутренний конус; *3* — наружный конус; $d_м$ — мертвое пространство

смеси. При $\alpha = 1$ все сгорает на внутреннем конусе. Окружающее поверхность горения более слабое свечение (наружный конус) представляет собой область догорания оставшихся из-за недостатка кислорода горючих газов (при $\alpha < 1$). Благодаря диффузии они смешиваются с кислородом окружающей атмосферы в наружной кайме пламени и в зависимости от степени смешения сгорают, образуя CO_2 и H_2O. При этом равновесное состояние, установившееся на поверхности внутреннего и внешнего конусов не меняется, несмотря на изменения температур. У основания бунзеновского пламени в устье горелки канала вблизи ее среза в точках, где скорость потока равна нормальной скорости распространения пламени $U_н$, пламя держится устойчиво, образуя зажигающее кольцо, обеспечивающее непрерывное зажигание поступающей смеси по периферии струи. У стенок горелки, скорость смеси W больше скорости распространения пламени $U_н$ и пламя не может проникнуть в горелку (огневой канал). В непосредственной близости от устья огневого канала не может происходить горение, так как стенки канала действуют как поглотитель теплоты. Они отводят от пламени теплоту и охлаждают горючую смесь у стенки до температуры зажигания. Между устьем горелки и краем пламени (зажигающим кольцом) находится тонкий слой, в котором не происходит горение. Этот слой называется *мертвым пространством*. Пламя как бы весит над горелкой.

Кольцевая зона зажигания образуется в результате замедленного движения потока на периферии горелки, диффузии и вытекания газовоздушной смеси через мертвое пространство наружу. Горючая смесь зажигается на некотором расстоянии от устья. Поэтому основание конуса пламени выходит за край внутренних размеров горелки.

Пламя в процессе распространения от периферии к центру горелки одновременно сносится потоком и в результате этого достигает оси струи на некотором расстоянии от устья горелки, образуя конусный факел. Необходимое для распространения пламени от периферии горелки к центру струи время

$$\tau = \frac{R}{U_н}, \qquad (13.1)$$

где R — радиус огневого канала.

За это время центральные молекулы струи, двигаясь со скоростью W, пройдут расстояние

$$l = W\tau, \qquad (13.2)$$

которое соответствует длине факела.

Подставляя формулу (13.1) в формулу (13.2), получим, что длина ламинарного факела

$$l = \frac{WR}{U_н}. \qquad (13.3)$$

При данном внутреннем диаметре сопла горелки форма факела и его размеры зависят от нормальной скорости распространения пламени и скорости потока. Чем больше скорость распространения пламени $U_н$ и меньше скорость потока W, тем короче факел. При данной скорости выхода смеси W из горелки длина факела зависит от скорости распространения пламени $U_н$, т. е. от вида сжигаемого газа, его концентрации в смеси и температуры газовоздушной смеси. С увеличением диаметра горелки (огневого отверстия) длина факела увеличивается.

Фронт пламени однородной смеси принимает устойчивое положение по конусообразной поверхности, в каждой точке которой нормальная составляющая $W_н$ скорости потока W равна нормальной скорости распространения пламени

$$W_н = W\cos\Theta = U_н. \qquad (13.4)$$

Из соотношения (13.4) видно, что скорость струи W может значительно превышать $U_н$, не вызывая срыва пламени. Но W не должна быть меньше $U_н$ во избежание проскока пламени в горелку.

Для образования устойчивого факела в нижней части конуса необходимо соблюдение условия равновесия

$$W = -U_н. \qquad (13.5)$$

Изменение температуры во фронте пламени происходит так быстро, что равновесие не нарушается. Коническая поверхность пламени находится в кажущемся покое, в действительности она является результатом взаимодействия двух движений: движения газа снизу вверх и встречного движения пламени. Внутренний конус или поверхность горения бунзеновского пламени располагается внутри ядра свободной струи (см. рис. 13.1) и находится в динамическом равновесии с потоком газовоздушной смеси, вытекающей из горелки. Молекулы газа поступают в зону горения со скоростями их выхода из горелки. Наличие поверхности горения оказывает влияние на течение газового потока. В пределах заштрихованной зоны отношение потоков остается без изменения до и после зажигания, если не принимать во внимание незначительное увеличение давления, возникающее вследствие изменения скорости в зоне реакции. Но в зоне реакции и примыкающей к ней зоне течения газового потока картина полностью изменяется.

В зоне реакции температура увеличивается скачками от температуры окружающей среды до температуры реакции, одновременно изменяется плотность газовоздушной смеси.

Объем в зоне горения увеличивается в 6—8 раз, в пламени возникает сильный шум. Зона горения расширяется, и границы ее искажаются, а зона воспламенения заметно растягивается.

13.4. Турбулентное горение однородной смеси

Чтобы обеспечить устойчивое зажигание турбулентного факела однородной газовой смеси, его необходимо подавать в пространство, заполненное накаленными продуктами сгорания.

По мере турбулентного расширения струи топочные газы увлекаются ею и одновременно смесь нагревается и разбавляется продуктами сгорания. Нагрев струи происходит в турбулентном пограничном слое. В ядре струи температура равна температуре смеси при истечении из горелки. Нагрев происходит наиболее интенсивно по периферии струи и по мере удаления от устья горелки распространяется внутри струи. По мере приближения к внешней границе струи температура T повышается, а концентрация c падает. Влияние температуры на скорость химических реакций сильнее влияния концентраций реагирующих веществ. Поэтому в пламени химические реакции протекают в малом интервале температур, близко примыкающем к температуре горения в смеси, сильно разбавленной продуктами сгорания, в которой скорость распространения пламени достигает максимальной величины. Поэтому воспламенение струи происходит в ее наружных слоях по конической поверхности, где скорость горения имеет максимальную величину. Воспламенение благодаря турбулентной теплопроводности и турбулентной диффузии передается соседним слоям.

Турбулентный режим движения смеси влияет на поверхность горения. Фронт пламени искривляется, размывается, разрывается на отдельные очаги и непрерывно видоизменяется, но конусообразная форма сохраняется, так как зажигание происходит по периферии струи. Поэтому и в этом случае значительная часть объема факела остается инертной, неиспользованной.

Структура факела показана на рис. 13.4. Эффективность процесса сгорания в целом определяется общей длиной факела

$$l_ф = l_в + \delta_т + l_д, \qquad (13.6)$$

где $l_в$ — длина или высота внутреннего конуса, зона воспламенения; $\delta_т$ — толщина турбулентной зоны; $l_д$ — длина зоны догорания.

Толщина турбулентной зоны

$$\delta_т = \frac{W'd}{U_н}, \qquad (13.7)$$

где W' — пульсации скорости.

Длина зоны воспламенения $l_ф$ заканчивается точкой, в которой воспламенение достигает оси факела

$$l_ф = \frac{WR}{U_т}. \qquad (13.8)$$

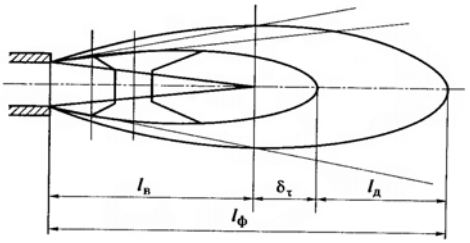


Рис. 13.4. Структура факела

При турбулентном горении увеличение W не должно значительно влиять на $l_в$, так как с увеличением W увеличивается $U_т$.

В конусе, ограниченном поверхностью воспламенения, движется еще не воспламененная смесь. Горение завершается за видимым фронтом на участке $l_д$ до полного выгорания, называемом длиной *зоны догорания*. Длина факела $l_ф$ будет тем больше, чем меньше скорость химического реагирования и чем больше скорость движения газов

$$L_д \sim W. \qquad (13.9)$$

При малых концентрациях смеси из-за малой скорости реагирования $l_д$ значительно увеличивается.

13.5. Стабилизация открытого пламени

Стабилизация ламинарного факела зажигающим кольцом осуществляется в пограничном слое потока, в котором создаются благоприятные гидродинамические и тепловые условия, при которых пламя может существовать устойчиво.

При ламинарном течении профиль скорости потока параболический. У стенки скорость равна нулю, максимум — на оси. На небольшом расстоянии от стенки его можно заменить прямой. Для однородной смеси данного состава $U_н = \text{const}$. Однако при изменении тепловых и концентрационных условий на периферии потока $U_н$ уменьшается. При приближении к холодной стенке $U_н$ в результате теплоотвода уменьшается. В непосредственной близости у стенки горение невозможно. При приближении к границе струи в результате разбавления благодаря диффузии $U_н$ уменьшается.

Факел стабилизируется немного выше среза горелки. Расстояние от нижнего края пламени до среза горелки определяется расстоянием, на которое распространяется охлаждающее действие стенок. По порядку величины оно равно ширине фронта пламени.

При уменьшении скорости потока до величины, когда $U_н > W$, может произойти *проскок* пламени в горелку. При увеличении W, когда $W > U_н$, может произойти *отрыв* пламени и срыв его с горелки.

Пределами устойчивости пламени на горелке являются отрыв и проскок пламени.

При истечении однородной горючей смеси из цилиндрического огневого канала и ее зажигании фронт образующегося пламени принимает устойчивое положение по конусообразной поверхности, в каждой точке которой нормальная составляющая потока смеси равна нормальной скорости распространения пламени

$$W_н = W\cos\Theta = U_н,$$

где W — местная скорость потока; Θ — угол между направлением нормали к фронту пламени и местной скорости потока.

В основании конического пламени по периферии устья круглой горелки образуется зажигающее кольцо.

Условия стабилизации пламени можно описать с помощью характеристик ламинарного потока независимо от того, каким является поток — ламинарным или турбулентным, так как в обоих случаях вблизи границы потока образуется ламинарный подслой. Любая точка, в которой скорость потока равна скорости пламени, должна находиться в этом ламинарном подслое, так как скорость газа на границе между ламинарным подслоем и турбулентным ядром значительно больше скорости пламени.

Типичные для открытого пламени атмосферных горелок с подсосом вторичного воздуха из окружающей атмосферы пределы устойчивости по скоростям истечения смеси в зависимости от концентрации топлива представлены на рис. 13.5.

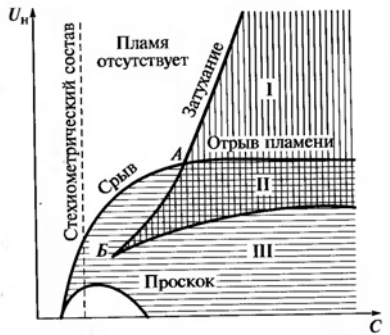


Рис. 13.5. Схема пределов устойчивости открытого газового пламени: I — оторванное пламя; II — начало отрыва; III — пламя у устья горелки

Проскок всегда происходит в незаштрихованной области, находящейся под кривой проскока. При увеличении скорости потока до значения, превышающего скорость пламени в любой точке, пламя отрывается от горелки и, удаляясь, полностью гаснет. Это показано незаштрихованной зоной слева от кривой проскока, или в случае богатых смесей висит над горелкой, пока в результате разбавления и турбулентного перешивания с окружающим воздухом не достигнет нового устойчивого положения над устьем горелки.

Кривая взвешенного над горелкой пламени является продолжением кривой срыва в область, расположенную за точкой A, с критическим содержанием газа в горючей смеси. Кривая затухания соответствует скоростям потока, при которых приподнявшееся над горелкой пламя гаснет. Если пламя повисло над устьем горелки, то для того, чтобы оно снова опустилось на край горелки, скорость потока должна быть значительно меньше скорости отрыва пламени. В области концентраций газа, лежащей между точками A и $Б$, затухание приподнятого пламени наступает при более низких скоростях потока, чем срыв пламени с устья горелки. Такое приподнятое пламя при постоянном составе смеси можно создать только с помощью поджигающего источника, расположенного над горелкой. Градиент скорости в зоне, расположенной вблизи границы потока, где должна происходить стабилизация, можно считать постоянным, если ширина этой зоны мала по сравнению с диаметром горелки.

Отрыву способствует разбавление свежей смеси диффундирующим воздухом, в результате чего снижается скорость распространения пламени $U_н$. При уменьшении скорости истечения смеси из горелки внутренний конус укорачивается и притупляется. Когда скорость W становится меньше $U_н$, может произойти проскок пламени в горелку. Минимально допустимая скорость истечения смеси из горелки при отсутствии проскока пламени называется *нижним пределом* устойчивости пламени по скорости смеси.

Критическим условием нарушения устойчивости пламени является достижения равенства W и $U_н$ вблизи стенки.

При ламинарном течении смесь имеет параболическое распределение скорости.

Чем больше диаметр горелки, тем больше критическая скорость. Если ввести понятие *глубины проникновения*, или *проникания*, пламени $\chi_{прн}$, то критическое значение градиента скорости потока смеси можно выразить через скорость распространения пламени:

$$g_{кр} = \frac{U_н}{\chi_{прн}}. \qquad (13.10)$$

Из формулы (13.10) следует, что для смесей с бóльшей нормальной скоростью распространения пламени $U_н$ пределы устойчивости выше.

Для устранения возможности проскока пламени необходимо снизить $U_н$. Для этого применяют водяное охлаждение устья горелки, уменьшая температуру горючей смеси. Можно также увеличить скорость у стенок, применяя сопло с сужением выходной части.

С увеличением скорости истечения смеси без нарушения условия $W = U_н$ устойчивое положение факела согласно формуле (13.4) будет сохранено за счет увеличения высоты внутреннего конуса (увеличения Θ). Дальнейшее увеличение скорости потока выше некоторого значения приводит к отрыву и погасанию пламени. В зависимости от вида газа и состава смеси существует *верхний* предел устойчивости пламени, т.е. максимальная скорость потока, превышение которой приводит к отрыву пламени.

Для турбулентного истечения смеси формула для определения критического градиента имеет вид

$$g_{кр} = \frac{0{,}023 W_{кр}^{1{,}8}}{d^{0{,}2} \nu^{0{,}8}}, \qquad (13.11)$$

где $W_{кр}$ — критическая скорость потока; d — диаметр огневого канала; ν — кинематическая вязкость.

Более общее уравнение, справедливое как для ламинарного, так и для турбулентного потоков, имеет вид

$$g = \frac{f \rho W^2}{2\mu} = \frac{f W \mathrm{Re}}{2d}, \qquad (13.12)$$

где f — коэффициент трения; ρ — плотность; μ — динамическая вязкость.

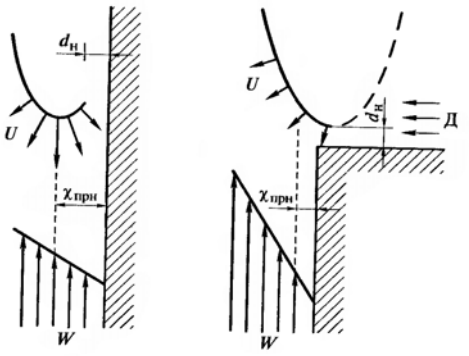
Во всех случаях при вычислении Re в качестве d используется гидравлический диаметр, равный учетверенной площади поперечного сечения канала S, деленной на периметр P.

Для того чтобы охарактеризовать гасящее влияние стенки и разбавление вторичным воздухом, можно использовать из формулы (13.10) условно выбранную величину: глубину проникновения пламени $\chi_{прн}$, представляющую собой отношение нормальной скорости распространения пламени к критическому градиенту скорости потока:

$$\chi_{прн} = \frac{U_н}{g_{кр}}. \qquad (13.13)$$

Глубина проникновения пламени определяет расстояние от стенки горелки, на котором локальная скорость потока равна нормальной скорости распространения пламени (рис. 13.6). Глубину проникания следует отличать от мертвого пространства у стенки (рис. 13.6, *а*) или над срезом горелки (рис. 13.6, *в*), где не происходит горение.

При проскоке пламени (см. рис. 13.6, *а*) на скорость горения и соответственно на глубину проникания оказывает влияние только гасящее действие стенки.



а *б*

Рис. 13.6. Связь между скоростями пламени U и потока W у пределов проскока (*а*) и отрыва (*б*):
Д — диффундирующий вторичный воздух

При срыве пламени (рис. 13.6, *б*) на глубину проникновения оказывает влияние также разбавление вторичным воздухом.

Теоретический анализ процесса в итоге дает обобщенную зависимость критических параметров потока газовоздушной смеси и скорости распространения пламени, выраженную через критерий Пекле:

$$\mathrm{Pe} = \frac{W_{ср} d}{a}, \qquad (13.14)$$

где $W_{ср}$ — средняя скорость потока газа; d — внутренний диаметр сопла; a — коэффициент температуропроводности.

Это соотношение хорошо описывает условия стабилизации как открытого пламени, так и пламени на искусственных стабилизаторах горения.

13.6. Влияние некоторых физико-химических факторов на устойчивость горения

Влияние состава смеси. Решающим для устойчивости горения оказывается поведение нижней кромки пламени, где локальная скорость потока равна скорости распространения пламени. С изменением состава смеси изменяется не только высота пламени, но и диаметр его основания (но он всегда больше внутреннего диаметра сопла на срезе горелки).

С увеличением избытка воздуха α ширина нижней кромки уменьшается, затем остается постоянной. Нижняя кромка находится вне ядра свободной струи, в зоне перемешивания с наружным воздухом. С увеличением α она попадает в зону больших местных скоростей потока и устойчивость к отрыву уменьшается.

Предельно допустимая скорость отрыва для данного газа определяется соотношением

$$W_{\text{отр}} = k_{\text{отр}} \frac{1+V^0}{1+\alpha V^0}, \qquad (13.15)$$

где $k_{\text{отр}}$ — константа отрыва, постоянная для данного газа и диаметра отверстия; V^0 — теоретически необходимое количество воздуха.

Для различных диаметров скорость отрыва пламени

$$g_{\text{отр}} \frac{1+\alpha V^0}{1+V^0} = \text{const}. \qquad (13.16)$$

Влияние спутного потока вторичного воздуха. При параллельном подводе вторичного воздуха к пламени скорость газовоздушной смеси, нормальная в нижней кромке пламени, увеличивается и склонность пламени к отрыву повышается. Величина $W_{\text{отр}}$ зависит также от толщины стенки и диаметра огневого канала. Если состав смеси приближается к стехиометрическому, то кромка пламени сдвигается по направлению к оси пламени и влияние спутного потока вторичного воздуха уменьшается. Поэтому в области больших значений α пределы отрыва мало зависят от *скорости вторичного воздуха* $W_{\text{в}}$. При значении $W_{\text{в}} = k_{\text{отр}}/k_1$ предел отрыва не зависит от состава смеси, а при $W_{\text{в}} > k_{\text{отр}}/k_1$ кривая пределов отрыва изменяет свою кривизну и устойчивость пламени возрастает с увеличением α.

При обдуве спутным потоком диффузионного пламени и пламени богатых смесей горение устойчиво в широком диапазоне изменения скоростей вторичного потока; с увеличением значений α этот диапазон сужается. Горение пламени в оторванном состоянии сопровождается сильной турбулизацией струи и образованием крупномасштабных вихрей на поверхности раздела между спутным потоком и основной струей смеси.

При больших скоростях спутного потока турбулентные вихри проникают в глубь струи и, разрывая ее, вызывают полный срыв пламени.

Влияние поперечного и встречного потоков вторичного воздуха. Поперечный и встречный потоки вторичного воздуха стабилизируют пламя. Стабилизирующее влияние поперечного потока объясняется уменьшением результирующей струи и образованием вихревых зон за трубкой (горелкой). Наибольшее стабилизирующее влияние оказывает вторичный поток воздуха, что объясняется характером поля скоростей, аналогичным полю скоростей в рециркуляционных зонах.

Влияние разбавления вторичного воздуха продуктами сгорания. На устойчивость горения оказывает влияние также разбавление вторичного воздуха продуктами сгорания. Это имеет место при работе горелок в ограниченном топочном объеме.

На устойчивость в отношении проскока пламени продукты сгорания во вторичном воздухе влияния не оказывают. Устойчивость по отношению к отрыву пламени снижается. При горении в атмосфере, разбавленной продуктами сгорания, пламя стабилизируется на значительном расстоянии от устья огневого канала, это расстояние увеличивается с уменьшением O_2 во вторичном воздухе.

Влияние толщины стенок сопла. Уменьшение толщины стенки сопла увеличивает пределы устойчивости в отношении проскока пламени, за счет разбавления нижней кромки пламени, т.е. обеднения смеси и уменьшения скорости распространения пламени.

Замена огневого канала цилиндрического на конический того же диаметра уменьшает критическую скорость проскока пламени.

Влияние температуры стенки сопла горелки на пределы устойчивости горения. При повышении температуры смеси пределы устойчивости пламени по отношению к проскоку уменьшаются, а по отношению к отрыву — увеличиваются вследствие увеличения скорости распространения пламени при повышении начальной температуры горючей смеси.

На практике подогрев смеси осуществляется от нагретого корпуса горелки в результате радиационного и конвективного теплообмена между горелкой, пламенем и обрабатываемым изделием. На расстоянии, равном глубине проникновения пламени, можно считать температуру смеси, равной температуре стенки огневого канала.

Скорость проскока пламени с повышением температуры стенки канала возрастает, и область проскока пламени увеличивается как в сторону бедных, так и в сторону богатых смесей.

Максимальная скорость проскока пламени газовоздушных смесей углеводородных газов с достаточной точностью прямо пропорциональна квадрату абсолютной температуры стенки огневого канала и его диаметру

С достаточной степенью точности для практических расчетов скорости проскока или отрыва пламени, а также для определения критических градиентов можно принимать начальную температуру горючей смеси, равной температуре стенки огневого канала.

13.7. Искусственная стабилизация пламени

Стабилизирующее действие поджигающего кольца эффективно при ламинарном истечении смеси. При форсированных режимах относительная тепловая мощность поджигающего кольца уменьшается и оно теряет роль источника зажигания.

Для обеспечения стабилизации горения в промышленных топочных устройствах применяются искусственные стабилизаторы горения, обладающие более высокой *устойчивостью зажигания*.

Под устойчивостью зажигания понимается способность горелочного устройства обеспечивать воспламенение вблизи устья горелки при возможно большей скорости истечения горючей смеси.

Скорости истечения горючей смеси в промышленных горелках имеют значение порядка 30...50 м/с, а в форсированных режимах достигают значения 150...200 м/с, в то время как скорость распространения пламени составляет всего несколько метров в секунду. Следовательно, необходимо наличие постоянного мощного источника зажигания, обеспечивающего распространения пламени по всему сечению потока горючей смеси. Поэтому необходимо создать зону первичного воспламенения горючей смеси, в которой соблюдается равенство скоростей распространения пламени и движения смеси. Это осуществляется за счет использования некоторой части теплоты, выделяющейся при горении, путем рециркуляции раскаленных продуктов сгорания в корневую часть факела при одновременном обеспечении в зоне зажигания благоприятных тепловых, концентрационных и газодинамических условий.

Рециркуляция горячих продуктов сгорания осуществляется преимущественно двумя способами. Первый способ достигается организацией сжигания в струйных течениях, когда создается разрежение в области корня факела, где и рециркулируют раскаленные продукты сгорания. При втором способе рециркуляция горячих продуктов сгорания осуществляется за счет обратных течений в потоке горючей смеси за телами плохо обтекаемой формы, помещенными в выходной части горелки.

Стабилизация горения за счет рециркуляции продуктов сгорании. Эта стабилизация достигается, когда создается разрежение к корню факела при наличии у корня факела зоны пониженных и обратных скоростей, что способствует повышению устойчивости горения по отношению к отрыву. Кроме того, благодаря подогреву струи свежей газовоздушной смеси и турбулизации потока продуктами сгорания значительно повышается скорость распространения пламени. Однако следует учитывать, что из рециркуляционной зоны к корню факела подводится не окислитель, а нагретые продукты сгорания и подогрев свежей смеси сопровождается уменьшением в ней концентраций горючего и окислителя.

Подмешивание продуктов сгорания в свежую смесь осуществляется за счет механизма турбулентного массообмена между зонами рециркуляции и транзитной струей смеси. Доля продуктов сгорания, рециркулирующих в свежую смесь, определяется геометрией стабилизатора и режимами течения.

Рассмотрим стабилизацию горения за счет рециркуляции продуктов сгорания по А. М. Левину. Простейшая схема стабилизатора — внезапное расширение потока, происходящее в одной плоскости, — создающего рециркуляцию продуктов сгорания к корню факела, показана на рис. 13.7. Граница между транзитной струей и рециркуляционной зоной изображена на схеме условно. В действительности эта граница представляет собой некоторый вихревой слой, движение в котором нестационарно. Аналогичная схема характеризует и гидромеханику потока в осесимметричном расширяющемся канале. Для правильного конструирования таких стабилизаторов и определения их основных геометрических размеров необходимо установить величину оптимального массобмена между рециркуляционными зонами и транзитной струей и влияние соотношения геометрических размеров на размеры зон и величину этого массообмена.

Оптимальной считают такую величину массообмена между зонами рециркуляции и транзитной струей, при которой горение будет наиболее интенсивным, т. е. скорость расхода газа и скорость выделения теплоты будут максимальными.

Расход газовоздушной смеси — V, а обменный расход между транзитной струей и зонами рециркуляции — ΔV. Обменный расход характеризует суммарное поступление продуктов сгорания за единицу времени через границу между зонами и транзитной струей (благодаря условию неразрывности такое же количество свежей смеси перейдет из струи в зоны). Температура струи T после смешения определяется в предположении, что теплоемкость продук-

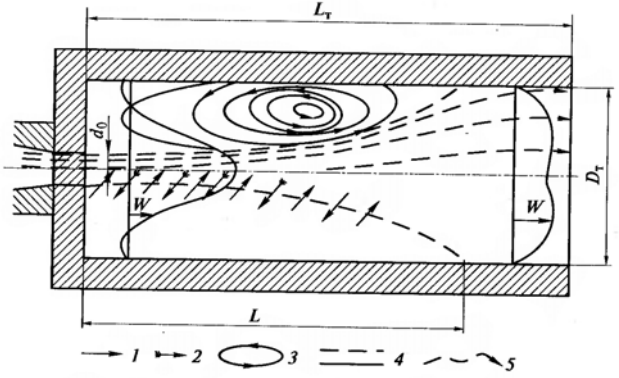


Рис. 13.7. Схема потока при внезапном расширении канала

1 — нагретые продукты сгорания; *2* — свежая смесь; *3* — рециркуляционная зона; *4* — граница между зонами; *5* — транзитная струя; *W* — эпюры скоростей потока; $L_т$ — длина туннеля; $D_т$ — диаметр туннеля

тов сгорания равна теплоемкости свежей газовоздушной смеси и рециркуляционные зоны заполнены продуктами сгорания, имеющими температуру $T_{п.с}$. Начальная температура свежей смеси — T_0.

Относительный турбулентный массобмен

$$\chi = \frac{\Delta V}{V}.$$

Из условия $dW/dx = 0$ находится оптимальное значение $\chi_{опт}$, при котором скорость тепловыделения будет максимальной. Отбрасывая значение $\chi = 1$, при котором $W = 0$, А. М. Левиным получено уравнение

$$(m+n)\left[1+\left(\frac{T_{п.с}}{T_0}-1\right)\chi_{опт}\right]^2 - \frac{E}{RT_0}\left(\frac{T_{п.с}}{T_0}-1\right)(1-\chi_{опт}) = 0. \quad (13.17)$$

Из уравнения (13.17) следует, что величина $\chi_{опт}$ зависит от отношения температур в зоне и в струе, суммы порядков реакции и значения энергии активации.

Одним из факторов, способствующих стабилизации горения при наличии рециркуляционных зон, является турбулизация потока. При внезапном расширении максимальные пульсации скорости наблюдаются на вихревых поверхностях раздела между транзитной струей и рециркуляционными зонами, достигая 100...200 % от местной скорости. На тех же поверхностях раздела наблюдаются и наибольшие значения корреляции $W'v'$, причем они сначала возрастают от входа в туннель примерно до центра рециркуляционной зоны, а затем резко снижаются. Величина турбулентного обменного расхода между транзитной струей и рециркуляционной зоной

$$\Delta V = 2\int_0^l \sqrt{\overline{W'v'}}\, dl, \quad (13.18)$$

где $\overline{W'v'}$ — усредненные значения корреляции пульсационных скоростей на границе транзитной струи, а интегрирование производится по границе между струей и зоной. Граница l будет несколько длиннее рециркуляционной зоны.

Длина рециркуляционной зоны может быть определена по формуле

$$\frac{L}{h} = 10\left[1-\exp(-10^{-2}\,\mathrm{Re})\right]\sqrt{\frac{H}{h}-1}. \quad (13.19)$$

Из формулы (13.19) видно, что относительная длина рециркуляционной зоны зависит от основных геометрических параметров.

Стабилизация горения за телами плохообтекаемой формы. Воспламенение смеси начинается по периметру корневой части факела или стабилизатора, где образуется вихревая зона горячих продуктов сгорания. Так как продукты сгорания циркулируют внутри струи, то потери теплоты из зоны рециркуляции в окружающее пространство практически отсутствуют. Условие воспламенения — равенство тепловыделения и теплоотвода $q_1 = q_2$.

Стабилизация пламени будет тем лучше, чем ближе состав смеси к стехиометрическому ($U_н$ увеличивается), чем больше скорость распространения пламени для сжигаемого газа, чем больше размеры стабилизатора и чем меньше скорость потока. Стабилизация зажигания зависит также от конструкции горелки. В вихревых горелках зажигающаяся зона создается аэродинамическими средствами путем закручивания горючей смеси, вытекающей из горелки при помощи лопаточного аппарата, помещенного в выходной части горелки, или вихревого закручивающего аппарата на ее выходной части горелкой, когда 5...10 % смеси отводится от основного потока через специальные отверстия. Стабилизирующее поджигающее пламя по периферии горелки имеет небольшую скорость истечения и всегда устойчиво в отношении отрыва.

13.8. Диффузионное горение

Диффузионное пламя возникает при сжигании струй газа в воздушных потоках или в неподвижной среде без предварительного смешения.

На рис. 13.8 представлены различные схемы получения газового диффузионного пламени. Форма ламинарного пламени струи горючего зависит от относительного количества подводимого воздуха. Продолговатое замкнутое пламя образуется при избытках воздуха, когда струя газа вытекает в большой объем неподвижного воздуха, или при истечении двух соосных ламинарных струй, когда через внутреннюю трубку поступает газ, а через внешнюю —

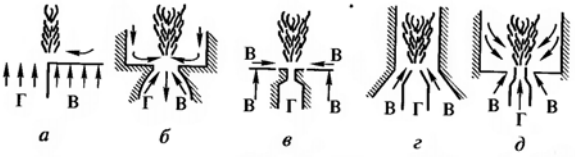


Рис. 13.8. Схемы получения диффузионного пламени:

а — смешение свободными струями в открытом пространстве; *б* — смешение газа и воздуха в горелочной камере параллельными потоками; *в* — смешение свободной струи газа с воздухом в открытом пространстве; *г* — смешение газа и воздуха коаксиальными потоками в горелочном туннеле; *д* — смешение газа и воздуха коаксиальными потоками в камере сгорания с подсосом к корню факела продуктов сгорания; Г — газ; В — воздух

воздух. Если количество воздуха уменьшается за пределы стехиометрического, то образуется веерообразное пламя.

При различных ограничениях потока пламя может иметь более сложную форму. Зоны диффузионного пламени углеводородов, образующихся над концентрическими трубками при различных расходах газа и воздуха, изображены на рис. 13.9. В зоне *1* образуется нормальное диффузионное пламя с избытком воздуха, в зоне *2* — с недостатком воздуха. Штриховая линия, которая разделяет эти зоны, обозначает предел дымообразования с увеличением расхода газа. В зоне *3* возникает диффузионное пламя с избытком воздуха, напоминающее по форме мениск. Яркий желтый цвет, обычный для диффузионного пламени, отсутствует.

В областях пламя неустойчиво. В нижней части зоны *4* появляется колеблющееся из стороны в сторону пламя, а в верхней части — богатое перевернутое пламя. В нижней части зоны *5* появляется пламя тороидальной формы, вихревое пламя, а в верхней части — бедное перевернутое пламя. В зоне *6* пламя начинает удаляться от горелки — оторванное пламя.

Если поток газа или воздуха турбулентный, то пламя имеет вид с размытыми контурами. Вблизи критического состояния — переход ламинарного течения в турбулентное; верхняя часть пламени становится турбулентной, а нижняя остается ламинарной. На рис. 13.10

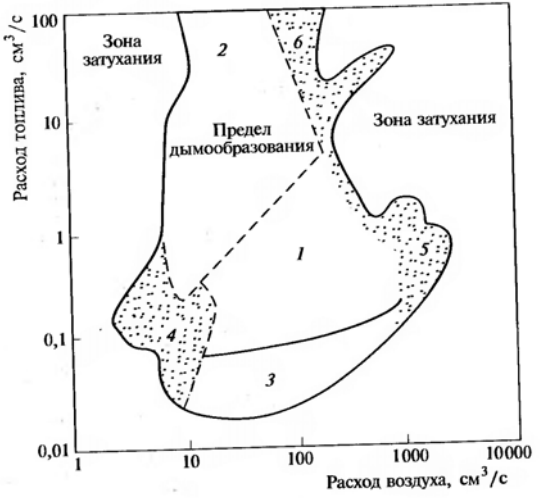


Рис. 13.9. Зоны образования диффузионного пламени

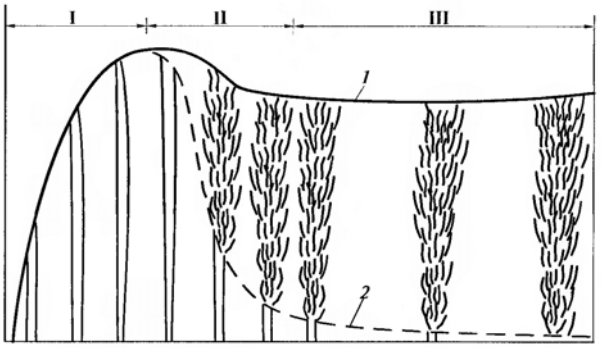


Рис. 13.10. Зависимость формы диффузионного пламени от скорости истечения газа:

I — диффузионное пламя; II — переходная зона; III — полностью развитое турбулентное пламя

показаны характерные изменения внешнего вида диффузионного факела с увеличением скорости потока. Точка перехода разделяет турбулентную и ламинарную части. При установившемся турбулентном режиме дальнейшее увеличение скорости истечения газа оказывает незначительное влияние на длину пламени *1* и на высоту точки перехода *2*.

Структура пламени. Диффузионное пламя имеет достаточно широкую реакционную зону, в пределах которой изменяется состав газа. Эти изменения происходят в основном за счет диффузии реагирующих веществ и продуктов сгорания, так как действительная реакция протекает быстро в узкой зоне.

Структура турбулентного пламени более сложная. Но качественно она напоминает ламинарное пламя. Горение диффузионного пламени определяется процессом смешения газа и воздуха. Скорость перемешивания меньше скорости химических реакций, т.е. горение определяется только диффузией. На рис. 13.11 показаны различные формы диффузионного факела.

В факеле различаются пять зон: газа *1*, окислителя (воздуха) *2*, смеси газа с продуктами сгорания *5*, фронта пламени (зона горения) *3*, смеси окислителя с продуктами сгорания *4*. При турбулентном горении четкие границы отсутствуют. Во всем объеме происходит горение отдельных микрообъемов.

Форма пламени. Расчет формы и размера диффузионного пламени основывается на анализе взаимной диффузии газа и кислорода воздуха и закономерностей развития свободных турбулент-

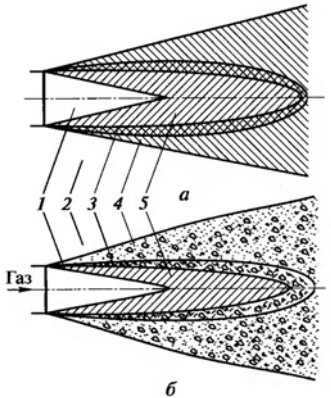


Рис. 13.11. Строение ламинарного (*а*) и турбулентного (*б*) диффузионных факелов:

1 — газ; *2* — воздух; *3* — зона горения; *4* — воздух и продукты сгорания; *5* — газ и продукты сгорания

ных струй. Однако следует заметить, что границы струи факела являются криволинейными. Струя факела имеет характерный профиль: с большим раскрытием вначале, замедлением раскрытия в средней части (почти до цилиндра) и с последующим расширением. Угол раскрытия в начале факела больше, чем при сжигании предварительно перемешанной смеси. Упрощенная методика расчета турбулентного диффузионного факела конечного размера дается в работах Л. А. Вулиса.

Влияние различных факторов на высоту пламени. Длина диффузионного факела $L_ф$ зависит от вида газа, его соотношения с окислителем, диаметра горелки d и скорости газа W. Из совместного рассмотрения законов сохранения массы, количества движения и уравнения состояния получено выражение для длины факела

$$\frac{L_ф}{d} = k\frac{C_0}{C_{ст}}\sqrt{\frac{C_{ст}}{C_0}} + \frac{M_в}{M_г}\left(1 - \frac{C_{ст}}{C_0}\right)\frac{T_а}{\beta T_0}, \qquad (13.20)$$

где k — постоянный коэффициент; C — молекулярная концентрация газа; M — молекулярная масса; β — отношение числа молей газа к числу молей продуктов сгорания; индексы «0» и «ст» относятся к начальным условиям и к стехиометрическому соотношению газа с воздухом; «в» и «г» — к воздуху и газу; «а» — к адиабатическим условиям.

Для расчетов длины факела существует эмпирическая формула, которая показывает зависимость длины факела от кинематической вязкости газа при температуре окружающего воздуха, скорости истечения газа из сопла, вида и свойств газа.

Для определения максимальной длины свободного факела используется приближенная формула

$$\frac{L_ф}{d} \approx 0{,}6 + 0{,}015\frac{Q_н^р}{p}. \qquad (13.21)$$

Формулы (13.20) и (13.21) показывают, что для уменьшения длины свободного диффузионного факела необходимо уменьшить диаметр d горелки или применить рассредоточенную подачу газа. Применение закрученных струй позволяет улучшить смесеобразование, увеличить интенсивность горения и длину факела.

С увеличением скорости истечения газа в ламинарной области высота пламени увеличивается. В переходной области высота пламени уменьшается с увеличением расхода газа и становится почти постоянной при полностью установившемся турбулентном режиме. Длина и форма турбулентного диффузионного факела не зависят от начальной скорости истечения газа и определяются только стехиометрическим соотношением и термодинамикой системы.

Устойчивость диффузионного пламени. Существуют различные области устойчивости диффузионного пламени, за которыми оно существовать не может. Явление проскока для диффузионного пламени отсутствует. Однако с уменьшением расхода газа пламя уменьшается до тех пор, пока распространение его не прекратится благодаря гасящему действию стенок горелки. Этот расход газа будет являться нижним пределом расхода для данной горелки. При критических расходах газа пламя отрывается от горелки и сдувается полностью.

С увеличением диаметра горелки пределы устойчивости несколько увеличиваются. При превышении определенного диаметра область существования оторванного пламени увеличивается. С увеличением диаметра горелки тенденция к срыву пламени уменьшается.

Явление отрыва диффузионного пламени объясняется переходом воспламененного и невоспламененного потоков и изменением высоты до основания оторвавшегося пламени. В случае воспламененного газового потока та же высота до точки турбулентности имеет место при больших скоростях истечения газа. Это стабилизирующее действие объясняется подводом теплоты от пламени.

13.9. Интенсификация сжигания газа

Тепловое напряжение объема горения. Сжигание газа в топочных устройствах осуществляется в топочной камере, куда он подводится струями совместно с воздухом, необходимым для горения. Одной из характеристик эффективности сжигания газов является

тепловое напряжение объема горения, определяемое отношением мощности тепловыделения факела Q к его объему V:

$$\frac{Q}{V} = \frac{U_m F Q_н^р}{V}, \qquad (13.22)$$

где U_m — массовая скорость горения; F — поверхность фронта пламени; $Q_н^р$ — низшая теплота сгорания газа.

Интенсификация сжигания газа — это обеспечение максимально возможного тепловыделения в минимально возможном топочном объеме или объеме факела. Из формулы (13.22) видно, что интенсификация сжигания газов связана с увеличением массовой скорости U_m распространения пламени и увеличением фронта пламени F.

Массовая скорость турбулентного распространения пламени определяется интенсивностью тепло- и массообмена и скоростью химического реагирования горючей смеси, т.е. аэродинамикой и тепловой структурой факела.

Скорость химического реагирования увеличивается при увеличении температуры и концентрации реагирующих веществ. Для повышения температуры смеси применяется предварительный подогрев воздуха, идущего на горение, и газа.

При подогреве горючего газа следует не допускать его термического разложения.

Экономичное сжигание газов осуществляется с ограниченным количеством воздуха ($\alpha \approx 1{,}05$). Поэтому для предотвращения образования в топочной камере зон с недостатком окислителя необходимо обеспечить хорошее первичное смешение потоков газа и воздуха с помощью горелочных устройств. Молярное и молекулярное смешение продолжается и завершается в процессе горения в самой топочной камере.

Для интенсификации смесеобразования и теплообмена необходимо подавать в топочную камеру потоки с большой начальной скоростью. При этом необходимо обеспечить устойчивое воспламенение у устья горелок.

Для интенсификации сжигания газа высокая турбулентность необходима в ядре факела и зоне догорания. Для обеспечения устойчивости воспламенения у устья горелок в корне факела нужно иметь умеренную турбулентность. Поверхность фронта пламени зависит от способа зажигания и характера движения газов.

Теоретический анализ показал,что тепловое напряжение объема горения (факела) обратно пропорционально радиусу (диаметру) горелки. Это объясняется тем, что горение протекает на поверхности факела, а внутри образуется инертный объем. С уменьшением диаметра горелки увеличивается поверхность факела на единицу его объема и соответственно увеличивается его тепловое напряжение.

Это справедливо как для ламинарного, так и для турбулентного сжигания газов. Переход от круглых горелок к щелевым с одинаковым выходным сечением приводит к увеличению периметра воспламенения (ширина щели значительно меньше диаметра, длина большая). В узких горелках воспламенение, начинающееся на периферии, быстрее распространяется до оси струи и обусловит меньшую длину факела.

Развитое зажигание можно получить, например, придав газовой смеси закрученное движение, создав на оси струи зону разряжения, вызывающую приток высокотемпературных продуктов сгорания к корню факела с его внутренней стороны, что обеспечивает зажигание смеси как по периферии, так и по внутренней поверхности факела. В этом случае факел имеет вид полого расходящегося конуса.

Основные условия интенсификации сжигания газов:

- предварительный подогрев воздуха, идущего на горение, и газа (низкокалорийного);
- подача воздуха, необходимого для горения, в корень факела;
- организация устойчивого зажигания, обеспечивающего горение при возможно высоких скоростях истечения горючей смеси;
- организация зажигания по развитому периметру для получения соответственно развитой поверхности воспламенения и горения;
- интенсификация выгорания путем усиления тепло- и массообмена в самом факеле;
- устранение или сокращение зон рециркуляции продуктов сгорания в топочной камере, которые не требуются или чрезвычайны для обеспечения зажигания факела, но снижающие концентрацию газа и окислителя, и температуру горения.

Это достигается аэродинамической организацией топочного процесса, когда в ядре факела и зоне догорания обеспечивается высокая турбулентность при умеренной турбулентности в периферийных слоях корня факела, способствующей усилению зажигания.

13.10. Беспламенное сжигание газов

Одним из способов интенсификации сжигания газов является так называемое беспламенное горение, позволяющее сжигать газ с большим тепловым напряжением объема горения (несколько десятков мегаватт на кубический метр).

Беспламенное горение характеризуется тем, что сжигание производится готовой для горения горючей смесью в непосредственной близости от раскаленной поверхности.

Беспламенное сжигание газа в основном осуществляется:

- в туннельных горелках;
- пористых керамических насадках;
- перфорированных насадках;
- на сетках;
- параболических поверхностях.

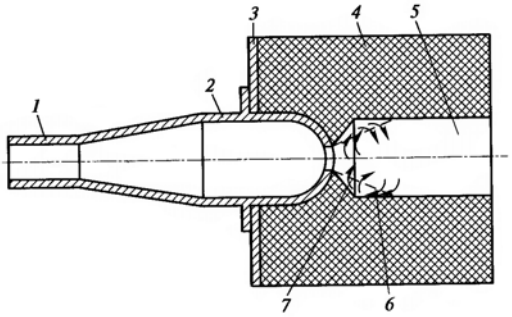


Рис. 13.12. Схема туннельной горелки:

1 — труба подачи газовоздушной смеси; *2* — корпус горелки; *3* — горелочная плита; *4* — горелочный камень; *5* — горелочный туннель; *6* — граница раскрытия струи пламени; *7* — рециркулирующие продукты сгорания

Сжигание газа в туннельных горелках (рис. 13.12) с большим тепловым напряжением осуществляется следующим образом. Вытекающая газовоздушная смесь из канала, увлекая газ в окружающую струю пространства, создает в этих зонах разряжение, куда устремляется приток продуктов сгорания высокой температуры. В этом пространстве между стенками и струей создаются вихревые зоны высокотемпературных продуктов сгорания. Продукты сгорания увлекаются струей и нагревают смесь, подготавливая ее к воспламенению. На стенках туннеля благодаря их шероховатости образуется застойная пленка продуктов сгорания, которая способствует лучшему зажиганию смеси. Размеры туннеля подбираются таким образом, чтобы газ полностью в нем сгорал.

Эффект беспламенного горения в туннельной горелке объясняется развитым зажиганием смеси за счет застойных вихревых зон высокотемпературных продуктов сгорания, приносящих теплоту из зоны горения в свежую смесь и за счет застойной пленки продуктов сгорания у стенок туннеля. Для обеспечения беспламенного сжигания газа размеры туннеля определяются примерно как $D/d = 2{,}5$; $L_т \approx (1{,}6 \ldots 2{,}5)D$.

13.11. Сжигание газа в перфорированных керамических насадках и на металлических сетках

Сжигание газа в пористых керамических диафрагмах, перфорированных керамических насадках и на металлических сетках происходит в пределах тонкого поверхностного слоя. Проходя через

пористую керамическую диафрагму (насадку), перфорированную керамическую насадку и металлическую сетку с размерами отверстий меньше критического поток газовоздушной смеси разбивается на множество мелких струек, которые при зажигании дают такое же количество микрофакелов. Очагами зажигания являются застойные зоны продуктов сгорания высокой температуры на межканальных перегородках, условия образования которых особенно благоприятны.

Сжигание газа для каждого вида этих насадок имеет свои особенности. Некоторые из них мы рассмотрим.

Сжигание газа в пористых и перфорированных керамических диафрагмах (насадках) и на металлических сетках используется для создания газовых горелок инфракрасного излучения, с помощью которых до 50 % выделившейся при горении теплоты передается излучением от раскаленной огневой поверхности насадок.

Перфорированные и пористые огневые насадки, на которых происходит сжигание газа, применяются в качестве излучающих элементов газовых инфракрасных излучателей. Они могут быть изготовлены из комбинаций различных материалов, что вносит в их конструкции специфические особенности. По этому признаку их можно классифицировать: на керамические, металлокерамические и металлические (сетчатые).

Перфорированные огневые насадки представляют собой макроскопические неоднородные гетерогенные системы с упорядоченным распределением сквозных отверстий (рис. 13.13). Поверхность, на которой осуществляется сжигание газа, называ-

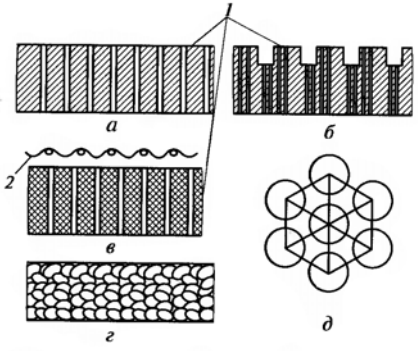


Рис. 13.13. Перфорированные и пористые огневые насадки:

а, *б* — керамические; *в* — металлокерамические; *г* — пористые; *д* — схема расположения огневых каналов в перфорированной керамике: *1* — перфорированная керамика; *2* — металлическая сетка

ется *огневой*. Поверхность насадки, обращенная в сторону горючей смеси, называется *тыльной*.

Они представляют собой пластины конечных размеров (плитки) с большим числом сквозных цилиндрических или конических каналов. Материалом служит легковесная огнеупорная керамическая масса с малым коэффициентом теплопроводности ($\lambda_н \approx 0{,}7$ Вт/(м · К)).

Конструкции, технологии их изготовления и различные составы керамических масс приведены в специальной литературе.

В металлокерамических перфорированных огневых насадках над керамикой устанавливают металлическую сетку из жаростойких сталей. Сетка интенсифицирует процесс горения газа, способствует выравниванию и повышению (на 50...100 °С) температуры керамической огневой поверхности, уменьшает влияние внешних воздушных потоков.

Пористые огневые насадки представляют собой пенокерамические, кварцевые и шамотные зернистые массы, различные по форме и размерам.

В перфорированных и пористых огневых насадках сжигается предварительно подготовленная газовоздушная смесь. С помощью перфорированных и пористых насадок поток газовоздушной смеси разбивается на множество мелких струй. При поджигании горение происходит в виде конусов в устье огневых каналов (рис. 13.14). По мере разогрева огневой поверхности пламя заходит в устье огневых каналов.

Работа перфорированной огневой насадки, ее температурные режимы определяются, в первую очередь, количеством теплоты, получаемым от пламени. Теплота, выделяющаяся в результате химической реакции горения, передается:

• во внешнюю среду с продуктами сгорания (изображено волнистыми стрелками);

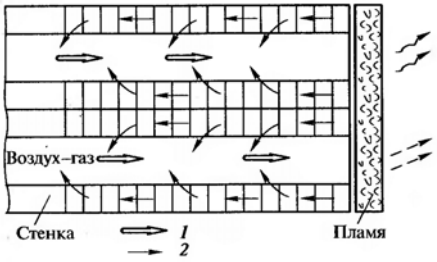


Рис. 13.14. Схема распределения тепловых потоков в керамической перфорированной огневой насадке при сжигании газа на ее поверхности:
1 — горючая смесь; *2* — тепловой поток

• во внешнюю среду радиацией от керамики и пламени(пунктирные стрелки);

• вглубь насадки теплопередачей через стенки каналов (стрелки в стенках каналов);

• потоку воздушной смеси (изображенному двойными стрелками).

Количество теплоты, передаваемое пламенем перфорированной насадке с учетом теплоотвода в окружающую среду, эффектов вдува и излучения, будет зависеть от эффективного коэффициента теплоотдачи $\alpha_{эф}$.

Температура стенок и горючей смеси в перфорированной керамической насадке одинакова, за исключением области, близкой к тыльной поверхности, где горючая смесь входит в каналы. Нагрев смеси до температуры стенок каналов происходит в очень малой области объема огневой насадки, со стороны ее тыльной поверхности при вхождении горючей смеси в каналы. Увеличение или уменьшение расхода смеси не изменяет общей физической картины ее теплообмена со стенками и распределения температур.

Для расчета температурных режимов керамических перфорированных насадок при сжигании различных газов рекомендуется формула

$$T(x) = T_0 + (T_н - T_0)\exp\left[G_{см}C_{см}\frac{x^2 - h^2}{\lambda_н(1-\varphi)h}\right], \qquad (13.23)$$

где T_0 — начальная температура горючей смеси; $T_н$ — температура огневой поверхности насадки; $G_{см}$ — массовый расход горючей смеси; $C_{см}$ — теплоемкость горючей смеси; h — расстояние от фронта горения до поверхности насадки; $\lambda_н$ — теплопроводность материала насадки; φ — поправочный коэффициент.

Температура огневой поверхности насадки зависит от ряда физико-химических и режимных факторов, характеризующих сжигаемую горючую смесь и конструкцию насадки. К физико-химическим и режимным факторам горючей смеси можно отнести: состав газовоздушной смеси, т. е. соотношение газа и окислителя (коэффициент избытка воздуха), теплоту сгорания газа, удельную тепловую мощность. К физико-химическим факторам и конструктивным особенностям перфорированной насадки, влияющим на температуру огневой поверхности, относятся, в первую очередь, структурное строение огневой поверхности, состав материала керамической массы, технологический режим обработки, размер перегородок между каналами, диаметр каналов, живое сечение поверхности.

Зависимость температуры огневой поверхности насадки $T_н$ от коэффициента избытка воздуха α описывается уравнением

$$T_н = T_{гр} + \frac{k}{\lambda_н(1-\varphi)}(\alpha - \alpha_н)(\alpha_в - \alpha), \qquad (13.24)$$

где k — размерный коэффициент, учитывающий теплофизические свойства газов и конструктивные особенности перфорированной насадки; $\alpha_н$, $\alpha_в$ — соответственно нижний и верхний пределы коэффициента избытка воздуха при граничной температуре огневой поверхности $T_{гр}$.

С увеличением тепловой мощности температура огневой поверхности возрастает.

Зависимость температуры огневой поверхности керамических перфорированных насадок от удельной тепловой мощности при сжигании газов с $\alpha \approx 1{,}05$ определяется по формуле

$$\frac{T_{max} - T_н}{T_{max} - T_з} = \exp\left[\frac{q}{\lambda_н(1-\varphi)}\frac{C_{см}}{Q_н^р}\beta\right], \qquad (13.25)$$

где T_{max} — максимальная температура огневой поверхности при бесконечно большой мощности; $T_з$ — нижний предел температуры огневой поверхности, близкой к температуре зажигания; q — удельная тепловая мощность горелки; $Q_н^р$ — объемная низшая теплота сгорания газа; β — размерный коэффициент, зависящий от вида газа и конструкции огневой насадки.

Нижний предел температуры огневой поверхности представляет собой температуру, при которой происходит зажигание горючей смеси на огневой поверхности и наблюдается устойчивый режим горения. Для углеводородных газов его можно принять близким к температуре зажигания метана $T_з \approx 913$ К. Верхний предел температуры огневой поверхности определяется изменением теплового баланса на огневой поверхности керамической перфорированной системы при захождении пламени вглубь каналов с развитием проскока пламени. Для насадок с $\lambda_н = 0{,}7$ Вт/(м · К) он составляет $T \approx 1\,173$ К.

Если ввести в рассмотрение удельную тепловую мощность $q_з$, при которой происходит устойчивый разогрев огневой поверхности на нижнем пределе $T_з$, то можно пользоваться уравнением

$$\frac{T_{max} - T_н}{T_{max} - T_з} = \exp\left[\frac{q_з - q}{\lambda_н(1-\varphi)}\beta'\right], \qquad (13.26)$$

где β' — коэффициент, аналогичный β.

В табл. 13.1 приводятся значения критических параметров, необходимых для использования в формуле (13.26), определенных опытным путем.

Максимальная температура огневой поверхности T_{max} определяется из экспериментальных данных.

Температура огневой поверхности определяется по формуле

$$T_н = \sqrt[4]{\frac{10^4}{\varepsilon\varphi C_0}(q - q_к - q_{п.с}) + T_o^4}, \qquad (13.27)$$

Таблица 13.1

Значения критических параметров в формуле (13.26)

Вид газа	d, мм	T_{max}, К	$T_з$, К	$q_з$, кВт/м²	β', 10^{-4} К/м
Природный	1,55	1 158	843	95,9	66,3
Сжиженный	1,55	1 258	773	60,6	48,0
Коксовый	0,85	1 233	913	74,5	64,0

где C_0 — коэффициент излучения абсолютно черного тела; q — удельная тепловая мощность горелки; $q_к$, $q_{п.с}$ — удельные потери тепловой мощности в корпус горелки и с продуктами сгорания при температуре $T_н$; T_o — температура окружающего пространства.

Температура огневой поверхности керамических насадок при сжигании газа с $\alpha \approx 1{,}05$ в рабочем диапазоне по А. М. Левину описывается уравнением

$$T_н = T_{max} - (T_{max} - T_o)\exp\left(-\frac{b}{q}\right), \qquad (13.28)$$

где T_{max} — теоретически максимально возможная температура огневой поверхности насадки; b — коэффициент, зависящий от конструкции излучателя, огневой насадки и вида газа; q — удельная тепловая мощность горелки.

Анализ соотношений между температурами огневой поверхности и глубинными слоями показывает, что с увеличением тепловой мощности (скорости потока газовоздушной смеси) разность температур между огневой поверхностью и глубинными слоями сначала изменяется, а затем становится примерно постоянной. Следовательно, с увеличением тепловой мощности будут расти не только температура огневой поверхности, но и температура в глубинных слоях перфорированной насадки. При малых значениях тепловой мощности разность температур между огневой поверхностью и на глубине с увеличением мощности уменьшается, в то время как в более глубинных слоях она возрастает, так как при увеличении тепловой мощности происходит выравнивание температуры в близлежащих к огневой поверхности слоях. Малая теплопроводность материала препятствует выравниванию градиента температуры по всей толщине насадки. При значительном увеличении тепловой мощности температура огневой поверхности перфорированных керамических насадок возрастает и нарушается стабильность горения. Например, для насадок с $\lambda = 0{,}7$ Вт/(м · К) при работе на природном газе стабильность горения нарушается при температуре выше 1 173 К.

13.11.1. Стабилизация пламени на перфорированных и пористых системах

В перфорированной насадке заранее подготовленная газовоздушная смесь проходит через систему параллельных цилиндрических каналов, а в пористой — через систему пор, причем диаметры каналов и размеры пор меньше критических. В таких насадках горение в начальный период происходит в зоне малой толщины над поверхностью насадки, а затем заходит в устье каналов. Благодаря этому поверхность насадки разогревается до температуры 1 000...1 200 К.

Насадка прогревается также вглубь, осуществляя при этом предварительный подогрев газовоздушной смеси, что способствует увеличению скорости распространения пламени, а это создает условия для его проникновения в каналы насадки и в дальнейшем проскоку пламени.

Внутренняя поверхность выходной части каналов раскаляется, увеличивается поток теплоты, передаваемый теплопроводностью в глубь насадки, а температура наружной поверхности уменьшается. При захождении пламени в каналы возникает шум. Горение становится вибрационным, и по мере продвижения в глубь каналов интенсивность шума усиливается, что свидетельствует об увеличении амплитуды и частоты вибрации пламени. Распространение пламени связано с вибрационным характером горения, механизм которого состоит в следующем: свежая газовоздушная смесь входит в канал, выталкивает продукты сгорания и воспламеняется от раскаленных стенок и турбулентного перемешивания с продуктами сгорания. Затем следует взрыв смеси, который распространяется навстречу потоку до тех пор, пока не произойдет погасание благодаря охлаждению зоны горения холодными стенками каналов. Продукты сгорания заменяются свежей горючей смесью, и цикл повторяется.

Процесс распространения пламени через перфорированные и пористые среды может быть отнесен к нерезонансному вибрационному горению.

Процесс неустойчивости горения (проскок) в капиллярных каналах можно объяснить следующим образом. Если в какой-то момент времени скорость горения превышает скорость смеси, фронт пламени «ударяется» о передний срез канала (огневая поверхность) и при $d < d_{кр}$ пламя гаснет. Исходное температурное поле внутри канала деформируется под действием давления, возникшего при ударе. Давление на поступающую смесь может привести при определенных его значениях к следующему: температурное поле «продавливается» внутрь канала, деформируя исходное распределение температуры таким образом, что в смеситель попадает объем газа,

имеющий температуру, достаточную для поджога; давления недостаточно для значительной деформации, и свежая газовоздушная смесь поджигается на огневой поверхности с периодом $\tau \sim \chi_{прн}/W$, где $\chi_{прн}$ — глубина проникновения изотермы $T = T_з$ ($T_з$ — температура зажигания); W — скорость смеси.

При сжигании газа на перфорированных насадках увеличение тепловой нагрузки, а не ее уменьшение, как это имеет место в случае горения на единичных отверстиях, снижает устойчивость горения по отношению к проскоку пламени.

При уменьшении тепловой нагрузки, хотя скорость горения и будет превышать скорость потока, но зона горения не может переместиться внутрь огневого канала, потому что диаметр канала меньше критического, т.е. теплоотвод в стенку из зоны горения препятствует распространению пламени.

При сжигании одного и того же газа на перфорированных насадках с различными диаметрами отверстий критические градиенты скоростей потока при проскоке различны. Кривые критических градиентов скорости потока при проскоке пламени через перфорированные насадки перевернуты по сравнению с аналогичными кривыми, полученными при горении на отдельных цилиндрических трубах. Это объясняется тем, что в случае перфорированных насадок для прохождения пламени нужен соответствующий прогрев насадки. Расход газовоздушной смеси, необходимый для этого прогрева, зависит от содержания воздуха в смеси. Так как теплота сгорания смеси стехиометрического состава ($\alpha = 1$) больше теплоты сгорания при $\alpha \neq 1$, то, естественно, минимум критической тепловой нагрузки приходится на $\alpha \approx 1$ или, точнее, на $\alpha = 1{,}05$ из-за несовершенства смешения.

Существование двух разных кривых проскока для одного и того же газа и двух насадок с различными диаметрами каналов легко объясняется с точки зрения гашения пламени в узких каналах. Для получения проскока при меньшем диаметре каналов нужна большая тепловая нагрузка и лучший разогрев насадки, так как чем меньше диаметр, тем больше соотношение между теплоотводом из зоны горения и тепловыделением в зоне горения.

Температура зоны горения $T_г$ из-за потерь будет меньше теоретической температуры $T_т$ горения:

$$T_г = T_т - \frac{\beta}{U_н^2}, \qquad (13.29)$$

где β определяет зависимость от теплопотерь в стенку; $U_н$ — нормальная скорость распространения пламени.

Из формулы (13.29) видно, что потери теплоты в стенку, которые могут привести к затуханию пламени, обратно пропорциональны квадрату скорости распространения пламени. Последнее хорошо объясняет тот факт, что для одной и той же перфорированной насад-

ки и двух разных газов имеются две разные кривые проскока пламени. При этом кривая проскока с большей скоростью распространения пламени расположена в области меньших тепловых нагрузок, чем кривая проскока с меньшей скоростью распространения пламени.

Количество теплоты, выделяющейся в единицу времени на участке канала длиной в dx вследствие протекания химической реакции, составляет Q_1. Количество теплоты, теряемое горючей смесью на этом же участке канала в единицу времени, составляет Q_2.

Условия воспламенения газовоздушной смеси в каналах — $Q_1 = Q_2$.

Из этих условий получен критерий устойчивости горения на перфорированной насадке по отношению к проскоку:

$$\frac{1}{4} Q_{\text{н}}^{\text{р}} d_{\text{к}} \rho k \exp\left(1 - \frac{E}{RT_{\text{н}}}\right) = \alpha_{\text{к}} \frac{RT_{\text{н}}^2}{E}, \qquad (13.30)$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — расчетная низшая теплота сгорания газа; $d_{\text{к}}$ — диаметр канала перфорированной насадки; ρ — плотность горючей смеси; k — размерный коэффициент пропорциональности; $\alpha_{\text{к}}$ — критическое значение коэффициента избытка воздуха.

Для газов с большим содержанием водорода (таких, как водяной или коксовый) размеры огневых отверстий нужно значительно уменьшать. Следует отметить, что развитие проскока пламени газа с большим содержанием водорода в смеси с воздухом через керамические перфорированные огнеупорные плитки происходит в значительно меньший промежуток времени, чем в смесях воздуха с природным или сжиженным газами.

Пределы проскока пламени различных газов через перфорированные и пористые огневые насадки определяют по эмпирической формуле

$$q_{\text{пр}} = q_{\text{гр}} - \frac{\varphi h k (\alpha - \alpha_1)(\alpha_2 - \alpha)}{\lambda_{\text{н}}(1 - \varphi)}, \qquad (13.31)$$

где $q_{\text{пр}}$ — удельная тепловая мощность, при которой происходит проскок пламени; $q_{\text{гр}}$ — граничная удельная тепловая мощность, при которой происходит проскок пламени для богатых ($\alpha = \alpha_1$) и бедных ($\alpha = \alpha_2$) смесей; k — размерный коэффициент пропорциональности.

Для использования уравнения (13.31) необходимо определить постоянные α_1, α_2, k и $q_{\text{гр}}$. Для разных газов и насадок с различными диаметрами отверстий эти константы будут различными.

Приведенные соотношения пределов проскока пламени в перфорированных керамических насадках позволяют учитывать изменения их режимов работы при расчете и эксплуатации горелок инфракрасного излучения.

С теоретической точки зрения интерес может представить выяснение пределов возможности проскока пламени через перфорированные насадки при значительных тепловых мощностях. Перфорированные керамические огневые насадки работают устойчиво в режиме микрофакельного горения лишь в небольших определенных диапазонах изменения тепловой мощности и состава газовоздушной смеси.

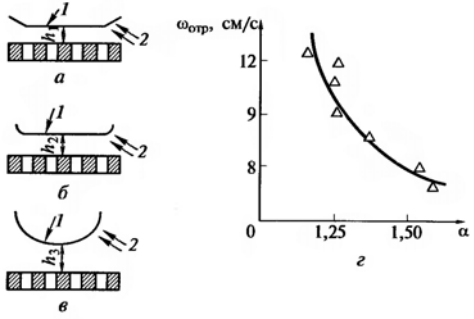


Рис. 13.15. Форма пламени при отрыве от перфорированной насадки (*а*...*в*) и зависимость скорости отрыва $\omega_{\text{отр}}$ от α (*г*) (d = 1,55 мм, сжиженный газ):
1 — фронт пламени; *2* — вторичный воздух

Отрыв пламени от перфорированных керамических огневых насадок происходит при больших скоростях истечения горючей смеси.

На отрыв пламени от перфорированных керамических насадок влияют следующие факторы: геометрические параметры насадки и форма огневой поверхности; расход смеси; температура окружающей среды; наличие воздушных потоков; состав газа.

При горении богатых смесей пламя находится на некотором расстоянии от керамической насадки. При некотором критическом расходе воздуха пламя сорвется. Существенное влияние на отрыв пламени оказывает температура насадки. С разогретой керамической насадки пламя отрывается при больших скоростях, так как поверхность самой керамики становится источником зажигания, т. е. ее температура равна или больше температуры зажигания смеси.

При отрыве пламени от поверхности перфорированных керамических огневых насадок первоначально появляются пульсирующие срывы горения по периферии, которые увеличиваются и учащаются с возрастанием скорости потока газовоздушной смеси. Это создает условия, при которых даже небольшое движение окружающего воздуха приводит к срыву пламени. Температура огневой поверхности при увеличении расхода смеси снижается, что также способствует отрыву пламени.

Изменение формы пламени при отрыве от перфорированной насадки в зависимости от скорости отрыва показано на рис. 13.15.

13.11.2. Горение газа на металлических сетках

Металлические огневые насадки представляют собой комбинации нескольких рядов металлических сеток и перфорированных пластин из жаростойких сталей с различными размерами отверстий, ячеек и проволок. Металлические насадки имеют общие элементы, выполняющие одинаковые функции (рис. 13.16):

- распределительная сетка *1* — это первая сетка по ходу газовоздушной смеси, предназначенная для преобразования динамической составляющей давления в статическую, в результате чего обеспечивается выравнивание массового расхода смеси по всей площади насадки;
- предохранительная сетка *2* предохраняет от проскока пламени;
- излучающая сетка *3* — на ее поверхности осуществляется микрофакельное сжигание газа, она имеет размер ячейки меньше критического;
- защитная сетка *4* предохраняет излучающую сетку от механических повреждений.

Для предотвращения волнового распространения пламени во время переходных режимов работы и вибраций внешнего давления зазор между предохранительной и излучающей сетками принимается 0,1...0,3 мм. Оптимальное расстояние между излучающей и защитной сетками 10 мм. Оно обеспечивает наиболее полное выгорание смеси. В зависимости от конструкций металлических насадок отдельные элементы могут отсутствовать и тогда их функции выполняют оставшиеся элементы.

В качестве предохранительных сеток используются тканые сетки с размерами ячеек 0,63×0,63 и менее; перфорированные пластины с круглыми отверстиями диаметром 0,7...0,8 мм или шириной щели 0,18 мм и коэффициентом живого сечения 0,16. Размеры ячеек других сеток 2 мм и более.

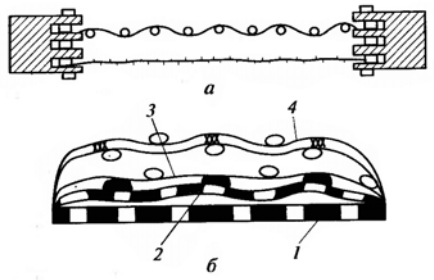


Рис. 13.16. Металлические сетчатые огневые насадки:

а — сетчатая; *б* — комбинированная с перфорированными пластинами; *1* — распределительная сетка; *2* — предохранительная сетка; *3* — излучающая сетка; *4* — защитная сетка

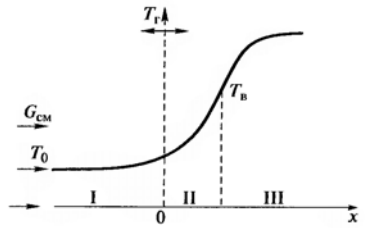


Рис. 13.17. Распределение температур в пламени при сжигании газа на сетке

Температура и устойчивость горения на сетке. Задача определения температуры пламени и сетки, условий, определяющих устойчивость горения, сводится к нахождению количества, передаваемой сетке теплоты в зависимости от скорости газовоздушной смеси. Предварительно подготовленная газовоздушная смесь поступает в зону горения через отверстия в сетке с массовой скоростью $G_{см}$. При скорости смеси, меньшей массовой скорости адиабатического пламени $G_в$, зона горения перемещается навстречу потоку в сторону сетки. По мере приближения к ней от нее увеличивается теплопередача к сетке. Это вызывает уменьшение температуры пламени от $T_а$ до $T_г$ и скорости пламени $G_г$ до значения, равного скорости газовоздушной смеси. Зона горения займет устойчивое положение на некотором расстоянии от поверхности сетки. Скорость пламени и температура горения находятся из решения уравнений диффузии и сохранения энергии. Распределение температур в пламени приведено на рис. 13.17. Считая, что сетчатая поверхность получает теплоту $q_г$ за счет теплопроводности из зоны реакции, которая отводится от нее излучением, ламинарное пламя разбивается на три зоны. Первая зона (I) расположена до сетчатой поверхности; вторая (II) — от сетчатой поверхности до точки, где начинается заметное распространение реакции, и третья (III) — зона реакции. В I и II зонах можно пренебречь тепловыделениями, т.е. $W = 0$; в зоне III $dT/dx = 0$.

Относительная массовая скорость горения горючей смеси на сетчатой поверхности определяется по формуле

$$\frac{G_г}{G_в} = \left(\frac{T_г}{T_в}\right)^{3,5}\left[1 + \frac{T_в - T_г}{\Theta} + \frac{1}{2}\left(\frac{T_в - T_г}{\Theta}\right)^2\right]^{0,5} \exp\left[-\frac{E}{2R}\left(\frac{T_в - T_г}{T_в T_г}\right)\right], \quad (13.32)$$

где $G_г$, $G_в$ — массовый расход газа и воздуха соответственно; $T_г$, $T_в$ — температура газа и воздуха соответственно; E — энергия активации; R — газовая постоянная; $\Theta = RT_г^2/E$.

Положив $G_г = G_{см}$, можно для каждого значения скорости потока газовоздушной смеси получить температуру горения. По температуре и изменению энтальпии продуктов сгорания рассчитывается количество теплоты, передаваемое к сетке из зоны горения. Связь между скоростью и температурой горения определяется соотношением

$$G_г = \frac{q_г}{C_р(T_в - T_г)}. \qquad (13.33)$$

Устойчивость горения газовоздушной смеси на поверхности сетчатой перфорированной насадки зависит от приближения скорости газовоздушной смеси к своему критическому значению $G_{см}/G_в = 0{,}40 \ldots 0{,}45$ (возрастает опасность проскока пламени через отверстия в перфорированной насадке); приближения скорости газовоздушной смеси к максимальному значению нормальной скорости пламени (возникает возможность отрыва пламени от перфорированной поверхности). При небольших значениях скорости газовоздушной смеси устойчивость горения также нарушается. Скорость газовоздушной смеси нельзя бесконечно уменьшать. Минимальная массовая скорость горения находится в пределах $(2 \ldots 10) \cdot 10^{-2}$ кг/(м^2 · с) и мало зависит от рода горючей смеси.

Контрольные вопросы

1. Что такое факельное и беспламенное горение? Какие принципы сжигания газов известны?
2. Какую роль играет смесеобразование в процессах горения?
3. Объясните физический смысл и принцип горения бунзеновского пламени.
4. Что такое турбулентное горение однородной смеси?
5. Как стабилизировать открытое пламя?
6. Какие физико-химические факторы влияют на устойчивость горения?
7. Как искусственно стабилизировать пламя?
8. Что такое режим диффузионного горения?
9. Как интенсифицировать процесс сжигания газа?
10. Объясните физический смысл теплового напряжения объема горения.
11. Опишите процесс беспламенного сжигания газов.
12. Объясните механизм сжигания газообразного топлива в перфорированных керамических насадках и на металлических сетках.

Глава 14

ГАЗОГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

14.1. Основные термины и определения

Газогорелочными устройствами называются устройства, генерирующие тепловую энергию в виде разогретых до высокой температуры продуктов сгорания газа. Генерация тепловой энергии осуществляется газовой горелкой.

Газовой горелкой называется устройство, обеспечивающее устойчивое сжигание газообразного топлива и возможность регулирования процесса горения. Газовая горелка осуществляет подачу газа и воздуха в зону горения, обеспечивая смесеобразование, воспламенение и стабилизацию факела. Газовые горелки осуществляют преобразование химической энергии газа в тепловую. Газогорелочные устройства должны быть компактными, удобными и надежными в эксплуатации.

Общие технические требования к газовым горелкам определяются ГОСТ 21204—97.

Работа каждой горелки характеризуется основными параметрами, определяемыми при испытаниях:

- тепловой мощностью;
- коэффициентом рабочего регулирования;
- давлением газа и воздуха и их расходами;
- концентрациями оксида углерода, диоксида серы, оксидов азота в сухих неразбавленных продуктах сгорания;
- массой и т. д.

Рассмотрим некоторые термины и определения основных параметров, которые независимо от конструктивного исполнения горелок являются общими.

Тепловая мощность горелки $P_г$ — это количество теплоты, образующееся в результате сжигания газа $V_г$, подводимого к горелке в единицу времени:

$$P_г = V_г Q_н^р,$$

где $Q_н^р$ — низшая теплота сгорания газа.

Различают максимальную, номинальную и минимальную тепловые мощности горелки. На практике пользуются также понятием минимальной *рабочей* тепловой мощности горелки $P_{г\,min\,раб}$, при которой показатели ее работы соответствуют установленным нормам.

Коэффициент рабочего регулирования горелки $K_{р.р}$ — отношение номинальной тепловой мощности горелки к ее минимальной рабочей тепловой мощности:

$$K_{р.р} = \frac{P_{г\,min}}{P_{г\,min\,раб}}.$$

Коэффициенты рабочего регулирования горелки должны соответствовать значениям, приведенным в табл. 14.1.

Коэффициент предельного регулирования горелки $K_{пр.р}$ — отношение максимальной тепловой мощности к ее минимальной тепловой мощности:

$$K_{пр.р} = \frac{P_{г\,max}}{P_{г\,min}}.$$

Диапазон регулирования тепловой мощности горелки — диапазон, в котором изменяется тепловая мощность горелки во время эксплуатации.

Давление газа перед горелкой — давление (максимальное, номинальное, минимальное рабочее, минимальное), измеренное после последнего по ходу регулирующего или запорного органа горелки и соответствующее максимальной, номинальной, минимальной рабочей или минимальной тепловой мощности горелки.

Таблица 14.1

Коэффициенты рабочего регулирования горелки

Класс горелки по способу подачи воздуха и степени подготовки горючей смеси	Коэффициент рабочего регулирования $K_{р.р}$ не менее
Горелки с принудительной подачей воздуха с полным предварительным смешением, инжекционные горелки с полным предварительным смешением	3
Горелки с принудительной подачей воздуха с неполным предварительным смешением	4
Горелки с принудительной подачей воздуха без предварительного смешения, горелки с подачей воздуха за счет разрежения без предварительного смешения, инжекционные горелки с частичной подачей первичного воздуха	5
Беспламенные панельные горелки	2

Примечание. Указанные коэффициенты рабочего регулирования не относятся к блочным горелкам со ступенчатым регулированием; запальным горелкам; горелкам, предназначенным для тепловых агрегатов, не требующих указанных значений $K_{р.р}$.

Номинальная относительная длина факела представляет собой расстояние по оси факела от выходного сечения горелки, измеренное (при номинальной тепловой мощности) в калибрах выпускного отверстия до точки, где концентрация CO_2 (при $\alpha = 1$) составляет 95 % от максимального значения.

Удельная металлоемкость горелки — отношение массы горелки к номинальной тепловой мощности.

Давление (разряжение) в камере сгорания измеряется в зоне выходного сечения горелки при номинальной тепловой мощности.

Шумовая характеристика горелки — уровень звукового давления, создаваемого работающей горелкой в зависимости от спектра частот.

Автоматика горелки — комплекс элементов, обеспечивающих пуск, автоматическое регулирование и контроль безопасности горелки.

Система контроля пламени включает в себя устройство контроля пламени и управляемый этим устройством запорный клапан.

Горелка с ручным управлением — это горелка, в которой розжиг, изменение режима работы горелки и наблюдение за работой горелки выполняет оператор.

Автоматическая горелка — горелка, оборудованная автоматическими устройствами: дистанционным запальным, контроля пламени, контроля давления топлива и воздуха, запорными клапанами и средствами управления, регулирования и сигнализации.

Блочная газовая горелка — газовая горелка, скомпонованная с вентилятором в единый блок, оборудованная средствами автоматического управления и регулирования.

Запальное устройство — устройство для розжига горелки.

Запальная горелка — вспомогательная горелка, служащая для розжига основной горелки.

14.2. Основные функции и элементы горелок

Процесс сжигания газа, как отмечалось, условно подразделяется на три основных стадии:

- смешение газа с воздухом для горения (подготовка горючей смеси);
- подогрев горючей смеси до температуры воспламенения;
- собственно процесс сжигания — горение.

В соответствии с этим газогорелочные устройства, обеспечивающие сжигание газа, выполняют следующие функции:

подготавливают газ и воздух для горения, придавая им требуемое направление и скорость движения; подготавливают горючую смесь; стабилизируют горение; осуществляют подачу горючей смеси или продуктов сгорания в рабочее пространство или из него.

Независимо от типа все горелки имеют общие конструктивные элементы:

- устройства для подвода газа (сопло) и воздуха (воздуховод);
- смеситель и горелочную насадку со стабилизирующим устройством.

Сопло предназначено для подачи определенного количества газа, а иногда и воздуха с определенной скоростью в смесительную часть горелки.

Воздуховод — конструктивный элемент для подачи воздуха в необходимом количестве и требуемой скоростью.

Смеситель предназначен для подготовки горючей смеси для горения в процессе взаимодействия струй газа с воздушным потоком.

Горелочная насадка предназначена для распределения газа или газовоздушной смеси по выходному сечению.

Стабилизаторы предназначены для обеспечения устойчивости процесса горения, предотвращения отрыва и проскока пламени.

В зависимости от типа горелки или условий эксплуатации ее конструктивные элементы имеют различное оформление. В некоторых конструкциях горелок отдельные элементы могут отсутствовать или компоноваться в одной детали.

14.3. Классификация газовых горелок

Газовые горелки могут быть классифицированы по различным признакам:

- по длине факела (длиннопламенные, короткопламенные);
- светимости пламени (светящиеся или слабосветящиеся);
- теплоте сгорания газа (высококалорийные, низкокалорийные);
- давлению газа перед горелкой (низко- и высоконапорные);
- числу подводящих трубопроводов (одно- и двухпроводные).

В соответствии с ГОСТ 21204—97 по способу подачи воздуха и коэффициенту избытка первичного воздуха α_1 различают горелки: диффузионные с $\alpha_1 = 0$, инжекционные с $\alpha_1 > 1$ и $\alpha_1 < 1$ и с принудительной подачей воздуха (дутьевые).

Диффузионные горелки (рис. 14.1, *а*). Это наиболее простые устройства, представляющие собой трубу с просверленными отверстиями. Газ вытекает из отверстий, а необходимый для горения воздух поступает полностью из окружающей среды. В диффузионных горелках процессы смешивания газа с воздухом и горение совершаются параллельно на выходе газа из горелки.

Достоинствами горелок данного типа являются: малые габаритные размеры и простота конструкции, удобство и безопасность эксплуатации, высокая устойчивость пламени без проскоков и отрыва, высокая степень черноты пламени, широкий диапазон регулирования тепловой мощности. К недостаткам горелок относят-

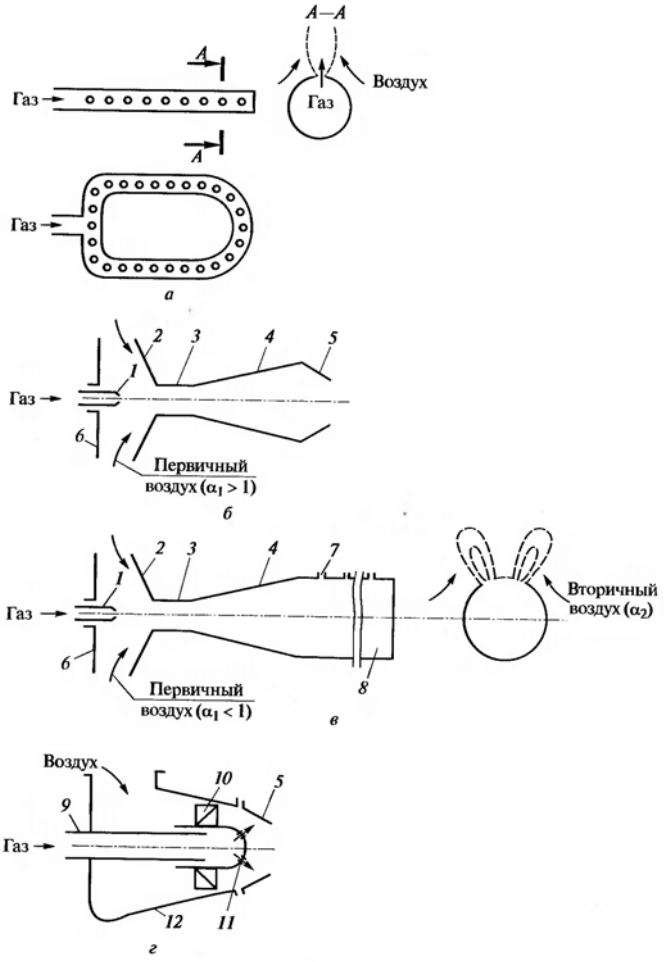


Рис. 14.1. Схемы горелок:

а — диффузионной; *б* — инжекционной с $\alpha_1 > 1$; *в* — инжекционной с $\alpha_1 < 1$; *г* — с принудительной подачей воздуха; *1* — воздушная заслонка; *2* — сопло; *3* — инжектор; *4* — горловина; *5* — диффузор; *6* — насадок; *7* — огневое отверстие; *8* — коллектор; *9* — газораспределительное устройство; *10* — завихритель; *11* — отверстие для выхода газа; *12* — корпус

ся: повышенный коэффициент избытка воздуха, плохие условия догорания газа и выделение при сжигании углеводородных газов продуктов неполного сгорания.

Эти горелки используют при сжигании природных и сжиженных углеводородных газов, когда требуется получение длинного светящегося (коптящего) факела с равномерной температурой по его длине: в печах мартеновских, цементных, стекловарочных, а также в печах для получения газовой сажи. В отдельных случаях такие горелки незаменимы, например в высокотемпературных плавильных печах, где требуется получение растянутого факела с высокой степенью черноты.

Инжекционные горелки (рис. 14.1, *б*, *в*). Это горелки, в которые необходимый для горения воздух поступает полностью ($\alpha_1 > 1$) или частично ($\alpha_1 < 1$) в качестве первичного, а подача его осуществляется за счет кинетической энергии струи газа, вытекающего из сопла. Процессы смешивания газа с воздухом и горения разделены, при этом обеспечивается хорошее смешивание газа с воздухом.

В инжекционных горелках с $\alpha_1 > 1$ газ, вытекая из сопла с большой скоростью за счет кинетической энергии струи, засасывает в инжектор из окружающего пространства воздух в количестве, необходимом для его полного сгорания. Процесс сжигания происходит по кинетическому принципу: получение короткого пламени с высокой температурой. В горелке автоматически обеспечивается соотношение газа и воздуха в рабочем диапазоне, т.е. постоянный α_1 независимо от изменения давления. Такие горелки имеют низкую устойчивость к образованию проскоков и отрыва пламени, поэтому требуют применения стабилизаторов. Инжекционные горелки с $\alpha_1 > 1$ работают на газе среднего давления (10...90 кПа).

В инжекционных горелках с $\alpha_1 < 1$ выбор значения α_1 зависит от диапазона устойчивой работы. Обычно инжекционные горелки с $\alpha_1 < 1$ работают на газе низкого давления (до 2 кПа). С увеличением значения α_1 происходит переход в область кинетического процесса сгорания газовоздушной смеси, который характеризуется низкой устойчивостью горения, т.е. возможностью проскока и отрыва пламени. При малых коэффициентах первичного воздуха происходит разложение углеводородов с образованием сажи, что приводит к свечению пламени и химической неполноте горения. Такая работа горелок с малым коэффициентом первичного воздуха нежелательна (из устья горелки выходит газовоздушная смесь с избытком горючего, т.е. газ, смешанный только с 50...60 % воздуха от теоретически необходимого). Поэтому для инжекционных горелок с $\alpha_1 < 1$ требуется организовать подвод вторичного воздуха (см. рис. 14.1, *в*), а в топках, где устанавливаются эти горелки, должно быть разрежение.

Пламя горелки состоит из внутреннего и внешнего конусов. Внутренний конус представляет собой поверхность остановленного фронта пламени, где выгорает часть горючего, обеспеченная первичным воздухом. Горение газовоздушной смеси во внутреннем конусе кинетическое. Внутренний конус пламени ярко очерчен и имеет зеленовато-голубой цвет. Внешний конус представляет собой поверхность, где в результате диффузии окружающего воздуха выгорает оставшаяся часть газа. Процесс сгорания газа во внешнем конусе диффузионный.

Такие горелки обладают большой устойчивостью к отрыву и проскоку пламени и не требуют применения стабилизаторов.

Инжекционные горелки с $\alpha_1 < 1$ применяют в бытовых газовых плитах, проточных и емкостных водонагревателях, ресторанных плитах, секционных отопительных котлах и отопительных печах.

Горелки с принудительной подачей воздуха (рис. 14.1, *г*). Воздух, необходимый для горения, в такие горелки подается вентилятором. Газ из сопла попадает в закрученный поток воздуха, и происходит их смешивание. Газовоздушная смесь через насадок попадает в топочное пространство. Горелки данного типа оснащены стабилизаторами. В схеме обвязки горелок предусматривается установка клапана блокировки, отключающего подачу газа при прекращении подачи воздуха.

Процесс смешивания газа с воздухом зависит от конструкции смесителя. При полном предварительном смешивании процесс горения кинетический, пламя образуется короткое с высокой температурой.

Схемы горелок с принудительной подачей воздуха приведены на рис. 14.2. В горелке на схеме I газ и воздух поступают к месту сгорания раздельно, параллельными потоками. Смешивание про-

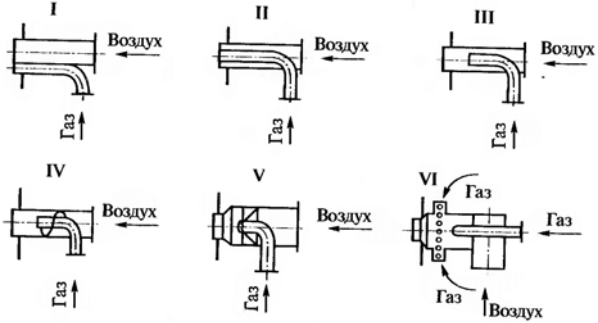


Рис. 14.2. Схемы горелок с принудительной подачей воздуха:

I — раздельная подача газа и воздуха; II — подача газа и воздуха спутными потоками (горелка «труба в трубе»); III — подача газа и воздуха с предварительным смешением; IV — подача газа и воздуха с улучшенным смешением за счет завихрителя; V — улучшенное смешение за счет предварительной закрутки воздуха и подачи газа под углом к оси горелки; VI — улучшенное предварительное смешение газа и воздуха за счет подачи части газа по периферии корпуса горелки

исходит медленно, горение диффузионное. Пламя образуется длинное светящееся с невысокой температурой. В горелке на схеме II поверхность соприкосновения потоков газа и воздуха увеличивается за счет подачи газа внутрь воздушного потока. Длина пламени при этом уменьшается.

Еще большее уменьшение длины пламени достигается путем предварительного смешивания газа с воздухом (схема III). Улучшение предварительного смешивания газа с воздухом достигается установкой в горелки завихрителя, закручивающего поток воздуха (схема IV).

Для увеличения площади соприкосновения газа с воздухом используются горелки с множеством мелких отверстий в корпусе, направленных под углом к предварительно закрученному потоку воздуха (схема V). При этом образуется равномерная газовоздушная смесь. Процесс горения кинетический, пламя образуется короткое с высокой температурой.

Если подавать газ в закрученный воздушный поток не только из центра горелки, но и с периферии (схема VI), то обеспечивается равномерное распределение газовых струй в воздушном потоке.

Закручивание воздушного потока может осуществляться лопаточным направляющим аппаратом (улиткой) тангенциальным подводом к горелке.

Горелки с принудительной подачей воздуха в зависимости от конструкции работают на газе низкого или среднего давления. Их применяют для промышленных теплоагрегатов: котлов, печей, сушилок. Горелки позволяют использовать теплоту отработанных дымовых газов за счет подогрева в теплообменниках (рекуператорах, регенераторах) воздуха, подаваемого для горения, что позволяет повысить КПД теплоагрегатов.

14.4. Общие технические требования к газовым горелкам

На основании опыта эксплуатации и анализа конструкций горелочных устройств сформулированы основные требования к конструкциям газовых горелок.

Горелки должны быть возможно более простыми: без подвижных частей, без устройств, изменяющих сечение для прохода газа и воздуха, и деталей сложной формы, расположенных вблизи носика горелки.

Сечения для выхода газа, воздуха и газовоздушной смеси в процессе эксплуатации должны быть неизменными. Количество подаваемых через горелку газа и воздуха следует изменять только дроссельными устройствами, установленными на подводящих трубопроводах.

Сечения для прохода газа и воздуха в горелке и конфигурация внутренних полостей должны обеспечивать минимальное сопротивление на пути движения газа и воздуха внутри горелки. Давление газа и воздуха должно быть использовано для создания требуемых скоростей в выходных сечениях горелки. Подача воздуха в горелку должна быть регулируемой.

При осуществлении частичного предварительного смешения газа и воздуха следует использовать какой-либо один способ, а не усложнять горелку большим числом элементов одного и того же назначения, например для улучшения смешения.

Для стабилизации горения предпочтительнее аэродинамические методы, т.е. создание зон циркуляции продуктов сгорания, которые поджигают газовоздушную смесь.

Назначение. Номинальная тепловая мощность каждой горелки должна соответствовать номинальной тепловой мощности, установленной для горелок данного типоразмера (предельные отклонения +10...–5 %).

Требования к автоматике. Автоматические горелки должны работать при поддержании давления газа перед основным запорным органом с точностью ±15 % от номинального значения; для газа низкого давления до 5 кПа; для газа среднего давления до 100 кПа. В автоматических горелках должны выполняться следующие операции:

- пуск горелки по программе, зависящей от ее мощности (включая продувку камеры горения и дымоходов);
- перевод ее в рабочее состояние;
- регулирование тепловой мощности;
- контроль параметров безопасности горелки и тепловой установки;
- выключение горелки при недопустимых отклонениях контролируемых параметров.

Пуск не должен осуществляться в следующих случаях: прекращение подачи электроэнергии; давление газа за основным запорным органом на 30 % ниже номинального значения; недопустимые отклонения контролируемых параметров тепловой установки; недостаток воздуха для горения; неполадки устройств продувки, отвода или рециркуляции продуктов сгорания; короткое замыкание или разрыв в датчике контроля пламени либо связи датчика; при пуске не обеспечены условия для безопасной эксплуатации горелки (требуемая температура топлива, давление распыливающего вещества, частота вращения механического распыливающего устройства и др.); сигнал о нарушении герметичности запорного органа (у горелок, оснащенных автоматическим контролем герметичности). В автоматических горелках не допускается подача топлива в основную горелку, пока не включено запальное устройство или не появилось пламя запальной горелки. Автоматика должна обеспечивать защитное выключение газовой горелки, если при ее розжиге не произойдет воспламенение топлива в течение не более:

5 с — для горелок тепловой мощностью до 50 кВт;

3 с — для горелок тепловой мощностью свыше 50 кВт.

При работе автоматических горелок защитное выключение должно осуществляться:

- при погасании контролируемого пламени;
- прекращении подачи электроэнергии;
- снижении давления газа за основным запорным органом более чем на 30 % относительно номинального значения;
- недопустимых отклонениях контролируемых параметров тепловой установки;
- недостатке воздуха для горения;
- неполадках устройств продувки, отвода или рециркуляции продуктов сгорания.

Защитное выключение должно сопровождаться сигналом. При защитном выключении автоматической горелки из-за прекращения подачи электроэнергии возобновление подачи энергии не должно вызывать самопроизвольного пуска горелки (за исключением блочных горелок с регулированием мощности от 0 до 100 % от номинальной, находящихся в рабочем состоянии, с выполнением полной программы пуска).

Если горелки устанавливаются на воздухонагревателях, применяемых для воздушного отопления и вентиляции помещений, выработки теплоносителя для сушильных процессов или тепловых завес, то защитное выключение горелок в рабочем состоянии, должно предусматриваться также:

при повышении температуры нагреваемого воздуха выше заданного значения;

превышении давления продуктов сгорания над давлением нагреваемого воздуха в рекуперативных воздухонагревателях.

Система контроля пламени должна обеспечивать защитное выключение горелки, если произойдет погасание контролируемого пламени, за время не более 2 с.

Для горелок номинальной тепловой мощностью до 0,1 МВт, установленных в камерах горения, работающих под разрежением, время защитного отключения подачи газа в горелку при погасании пламени не должно превышать 30 с. При прекращении подачи электроэнергии от внешнего источника газовый автоматический запорный орган должен закрыться. Запорный орган должен закрываться без дополнительного подвода энергии от внешнего источника. Время от момента прекращения подачи энергии от внешнего источника до прекращения поступления газа через запорный орган не должно превышать 1 с.

Устройство контроля пламени должно реагировать только на пламя контролируемой горелки и не должно реагировать на посторонние источники теплоты и света (раскаленная футеровка, освещение и т.д.).

При неисправности устройства контроля пламени или нарушении в линиях связи между чувствительным элементом и вторичным прибором устройства контроля пламени при розжиге или работе горелки должно произойти защитное выключение горелки.

Группу горелок допускается оснащать одним устройством контроля пламени в случае, если наличие пламени горелки, оснащенной устройством контроля пламени, обеспечивает розжиг и в других горелках группы.

Газовые горелки номинальной тепловой мощностью до 0,35 МВт должны быть оснащены одним газовым автоматическим запорным органом; мощностью свыше 0,35 до 2 МВт — двумя газовыми автоматическими запорными органами; свыше 2 МВт — двумя газовыми автоматическими запорными органами и автоматическим органом контроля утечки газа, установленным между ними и связанным с атмосферой.

При работе на тепловом агрегате группы горелок с общим подводом газа, суммарная тепловая мощность которых находится в пределах 0,35...2,0 МВт, допускается один из двух автоматических запорных органов устанавливать общим для всех горелок.

Работоспособность автоматики горелок должна быть обеспечена при отклонениях питающего напряжения электрического тока от +10 до –15 % от номинального.

Конструктивные требования. Присоединение горелки к трубопроводам для подвода топлива и распыливающей среды (при необходимости) должно быть разъемным, исключать утечку.

Конструкция горелки должна обеспечивать возможность очистки или замены сопла, завихрителя, форсунки без разборки подвода газообразного топлива и демонтажа горелки.

Ремонтные и смотровые лючки горелки должны надежно закрываться.

Горелки должны быть оснащены блокировкой, не допускающей возможности их включения в открытом положении и осуществляющей их отключение при выдвижении или извлечении в процессе работы.

Система топливораспределения горелки не должна допускать утечки газа. Горелка, розжиг которой осуществляется при помощи переносного запального устройства, должна иметь отверстие, позволяющее безопасное введение запального устройства. Допускается розжиг горелки проводить через отверстие камеры горения теплового агрегата. Конструкция горелки должна обеспечивать возможность визуального наблюдения за пламенем.

Конструкции горелок с принудительной подачей воздуха, предназначенных для работы на печных агрегатах, должны быть выполнены из материалов, допускающих работу на подогретом воздухе температурой не менее 300 °С.

Требования безопасности. Горелки в части общих требований безопасности должны соответствовать ГОСТ 12.2—2003.

Предельно допустимые шумовые характеристики горелок должны соответствовать значениям:

Уровни звукового давления, дБ	107	95	87	82	78	75	73	71	69
Октавные полосы со среднегеометрическими частотами, Гц	31,5	63	125	250	500	1 000	2 000	4 000	8 000

При этом уровень звука и эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Температура поверхностей элементов горелок, предназначенных для ручного управления, не должна превышать 45 °С при изготовлении из неметаллических материалов и 40 °С — при изготовлении из металлов.

Рекомендуемые значения скоростей для горелок типа «труба в трубе» представлены в табл. 14.2.

Электрическое оборудование горелки должно питаться от одного источника электроэнергии и выключаться при помощи одного выключателя.

Горелки номинальной мощностью более 0,12 МВт должны разжигаться при пусковой мощности, не превышающей 50 % номинальной.

Горелки номинальной мощностью более 0,1 МВт должны разжигаться запальным устройством или запальной горелкой (переносной или стационарной). Мощность запальной горелки должна

Таблица 14.2

Рекомендуемые значения скоростей газа, воздуха и смеси для горелок типа «труба в трубе»

Характерное место	Рекомендуемая скорость, м/с		
	воздуха	газа	смеси
Трубопровод перед горелкой	8...10	10...15	—
Входные сечения горелки:			
при избытке давления	18...20	18...20	—
при недостатке давления	5...7	5...7	—
Газовое сопло до выходного сечения	—	20...25	—
То же в выходном сечении	—	18...100	—
Носик горелки:			
максимальная	—	—	25...30
минимальная	—	—	4...5

быть не более 5 % номинальной мощности основной горелки, 10 % ее пусковой мощности и не превышать 0,12 МВт.

Автоматические и полуавтоматические горелки, пусковая мощность которых превышает 0,4 МВт, должны быть оснащены стационарной запальной горелкой. Группа горелок с ручным управлением может быть оснащена общим переносным запальным устройством или запальной горелкой.

Подвод топлива к переносной запальной горелке должен быть независим от подвода топлива к основной горелке и оснащен самостоятельным запорным органом, управляемым вручную.

Тепловая мощность стационарной запальной горелки непрерывного действия не должна превышать 5 % номинальной тепловой мощности основной горелки. Тепловая мощность переносной запальной горелки не должна превышать 30 кВт. Для розжига основной горелки применение электрического запального устройства запальной горелки не допускается.

Группу горелок с ручным управлением допускается оснащать одной стационарной запальной горелкой, если наличие пламени основной горелки, оснащенной запальной горелкой, обеспечивает зажигание пламени других горелок группы.

Конструкция горелок с принудительной подачей воздуха должна предусматривать возможность продувки камеры горения перед розжигом.

Горелки, в которые трубопроводом подается предварительно подготовленная горючая смесь, должны быть оснащены преградителями огня.

Горелки должны быть оборудованы штуцерами для присоединения приборов, измеряющих давление газа перед горелкой, а горелки с принудительной подачей воздуха — дополнительно штуцерами для присоединения приборов, измеряющих давление воздуха перед горелками или в корпусе горелки. Штуцеры могут быть установлены на трубопроводах, принадлежащих непосредственно горелке, и на подводящих трубопроводах. Во всех случаях штуцеры располагают после последнего по ходу газа (воздуха) запорного или регулирующего органа.

Группу горелок допускается оснащать одним штуцером для измерения давления газа и одним штуцером для измерения давления воздуха.

Конструкция автоматических газовых горелок должна обеспечивать возможность измерения:

- давления газа за основным запорным органом и после последнего по ходу газа регулирующего органа горелки;
- давления воздуха после последнего по ходу воздуха регулирующего или запорного органа.

Измерение давления газа допускается заменять измерением расхода газа.

Конструкция горелки должна предусматривать продувку камеры горения до открытия крана на трубопроводе подвода газа.

Требования по рациональному использованию газа. Газовые горелки при номинальной тепловой мощности должны обеспечивать коэффициент избытка воздуха, не превышающий значений 1,05... 1,15. При работе горелок в системах отопления тепловых агрегатов, предусматривающих многостадийное (ступенчатое) сжигание топлива, значения коэффициентов избытка воздуха следует относить к выходному сечению камеры горения теплового агрегата (за вычетом присосов).

Допустимое увеличение коэффициента избытка воздуха в диапазоне рабочего регулирования мощности (за исключением пусковых режимов) не должно превышать 0,2.

Потери теплоты от химической неполноты сгорания на выходе из камеры горения теплового агрегата или установки в диапазоне рабочего регулирования горелки не должны быть более 0,4 %.

Требования по охране окружающей среды. Содержание оксида углерода в продуктах сгорания в пересчете на сухие неразбавленные продукты сгорания (при α = 1,0) не должно превышать на выходе из камеры горения 0,05 об. % и в контролируемом сечении за видимой длиной факела при температуре продуктов сгорания не более 1 400 °С.

Содержание оксида углерода в продуктах сгорания для горелок, предназначенных для соответствующих котлов, предельные нормы концентраций оксида азота (NO) в продуктах сгорания для газогорелочных устройств различных по назначению и конструктивному оформлению теплотехнологических агрегатов, соотношение между единицами измерения концентрации NO регламентируются стандартами.

Требования надежности. Средний ресурс горелок до капитального ремонта (для ремонтнопригодных горелок) и до списания (для неремонтнопригодных горелок) должен быть по жаростойкости не менее 18 000 ч. Электрические элементы автоматики должны в условиях, близких к эксплуатационным, при напряжении, равном 110 % номинального значения, выдерживать не менее 100 000 циклов включения и выключения.

Вероятность безотказной работы устройства контроля пламени — не менее 0,92 за 2 000 ч.

14.5. Диффузионные горелки

Особенностью диффузионных горелок является наличие в их конструкции элементов только для подвода газа и его истечения из выходных отверстий. Для горения газа используется воздух, который либо подсасывается в агрегат через неплотности

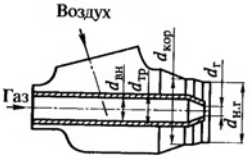


Рис. 14.3. Расчетная схема горелки без предварительного смешения:

$d_{вн}$ — внутренний диаметр газовой трубы; $d_{тр}$ — наружный диаметр газовой трубы; $d_{кор}$ — внутренний диаметр корпуса горелки; $d_г$ — внутренний диаметр газового сопла на выходе; $d_{н.г}$ — диаметр носика горелки

конструкций, либо нагнетается в печной объем с технологической целью.

Диффузионные горелки (рис. 14.3) наиболее простые. Газ вытекает из отверстия, процессы смешения его с воздухом и горение протекают одновременно по диффузионному принципу. Недостатки — длинное низкотемпературное пламя, коптящее при использовании углеводородных газов, химическая неполнота горения, особенно при сжигании высококалорийных газов. Преимущества — простота конструкции и небольшая себестоимость

14.6. Горелки без предварительного смешения

В горелках без предварительного смешения газ и воздух смешиваются вне пределов горелки и сгорают в растянутом диффузионном факеле. Основные их достоинства следующие:

- весьма высокие пределы регулирования, так как исключена возможность проскока пламени внутрь горелки;
- достаточно высокая температура подогрева газа и воздуха, подаваемых через горелку, так как она ограничена лишь стойкостью подводящих трубопроводов и опасностью термического разложения газа;
- удаление области высоких температур от кладки и примыкающих к рабочему пространству печи металлических частей горелки повышает стойкость горелки и горелочного камня, особенно при сжигании газа с высокой теплотой сгорания;
- отсутствие внутреннего смешения позволяет значительно уменьшить габаритные размеры и создать горелки весьма высокой тепловой мощности;
- быстрый и простой переход от работы на газе с одной теплотой сгорания к работе на газе с другой теплотой сгорания или от газового к жидкому топливу, а также обеспечение устойчивой работы при колебаниях теплоты сгорания газа и температуры подогрева компонентов сгорания.

Горелки без предварительного смешения имеют и ряд недостатков:

- необходимо подавать воздух с помощью вентиляторов через систему воздухопроводов, затрачивая на это соответствующие капиталовложения и электроэнергию;

• необходимо регулировать соотношение газа и воздуха;

• несовершенство смешения газа и воздуха приводит к необходимости работать с повышенным коэффициентом избытка воздуха, что связано с некоторым снижением калориметрической температуры и повышением расхода топлива.

Эти недостатки компенсируются простотой, надежностью горелок и возможностью работы на подогретом воздухе, т. е. возможностью рекуперации теплоты уходящих газов. Поэтому горелки без предварительного смешения широко используют для сжигания газов в различных печных агрегатах. В первую очередь в тех случаях, когда необходимо обеспечить концентрированный подвод теплоты с помощью небольшого числа крупных горелок, особенно при сжигании газа с высокой теплотой сгорания; получить широкие пределы регулирования, а также работать попеременно на газовом топливе различных видов или на газе и мазуте.

Наибольшее распространение получила самая простая и надежная горелка без предварительного смешения, так называемая горелка типа «труба в трубе».

Расчет горелок без предварительного смешения заключается в определении проходных сечений для газа, воздуха и газовоздушной смеси или пропускной способности горелки с заданными геометрическими размерами.

Задаются: параметры газа ($Q_н^р$, $\rho_{0г}$, $T_г$, $p_г$), воздуха ($V_в$, $T_в$, $p_в$) и пропускная способность горелки по газу $V_{0г}$.

Количество воздуха $V_в$, м^3/с, которое должно быть подано для сжигания газа, определяется по формуле

$$V_в = \alpha V_{0в} V_г, \qquad (14.1)$$

где α — коэффициент избытка воздуха, который для обеспечения полного сжигания в горелках без предварительного смешения принимают не менее 1,1...1,5 (за исключением особых случаев нагрева в продуктах неполного сгорания); $V_{0в}$ — стехиометрическое (при $\alpha = 1{,}0$) количество воздуха на единицу объема газа.

Расчет горелок без предварительного смешения основан на законах истечения.

Так как в горелки поступают газ и воздух низкого давления, то их принимают несжимаемыми. Тогда скорость газа или воздуха W_0, м/с, в выходном сечении можно определить по формуле

$$W_0 = \sqrt{\frac{2T_0 p}{\xi \rho_0 T}}, \qquad (14.2)$$

где ξ — коэффициент сопротивления горелки, отнесенный к скорости в самом узком сечении соответственно газового и воздушного каналов.

Для горелки с конфигурацией, изображенной на рис. 14.3, $\xi_в = 1{,}0$, $\xi_г = 1{,}5$.

Площадь выходного сечения, мм^2:

$$F_г = \frac{V \cdot 10^6}{W_0}. \qquad (14.3)$$

Зная $F_г$, можно определить диаметр газового сопла $d_г$ и размеры воздушной щели (диаметра корпуса горелки) $d_{кор}$, мм:

$$d_г = \sqrt{\frac{F_г}{0{,}785}}; \qquad (14.4)$$

$$d_{кор} = \sqrt{\frac{F_г}{0{,}785} + d_{тр}^2}. \qquad (14.5)$$

Действительная скорость газа или воздуха в выходном сечении W, м/с:

$$W = W_0 \frac{T}{T_0}. \qquad (14.6)$$

Действительные скорости газа и воздуха в выходных сечениях горелки могут быть весьма различными, но скорость истечения газа не должна быть более 80...100 м/с. Для холодного природного газа такая скорость соответствует давлению перед горелкой не более 6 кПа.

Действительная скорость воздуха для сокращения длины факела должна отличаться от скорости газа примерно в 2 раза, но не более чем в 3—4 раза. Для получения очень длинного факела действительные скорости газа и воздуха можно принимать равными или мало отличающимися друг от друга. Обычно скорость воздуха принимают меньше скорости газа и равной примерно 40...60 м/с, что соответствует давлению холодного воздуха 1...2,5 кПа, а воздуха, подогретого до 400 °С перед горелкой, 0,5...1,0 кПа.

Скорость смеси в носике горелки при максимальном количестве подаваемых в горелку газа и воздуха должна составлять 25...30 м/с.

Скорости газа и воздуха в трубопроводах, присоединенных к горелке, и во входных сечениях самой горелки выбирают равными 8...10 м/с для воздуха и 10...15 м/с для газа. При значительном давлении газа или воздуха их скорости в трубопроводе могут быть увеличены до 18...20 м/с с тем, чтобы использовать избыток давления и сократить диаметры трубопроводов. Если же давления газа и воздуха недостаточно, то для уменьшения потерь их давления скорости в трубопроводах принимаются равными 5...7 м/с. Скорость газа внутри горелки на подводе к соплу может быть принята в 2 раза больше, чем в подводящем трубопроводе, т. е. 20...25 м/с.

Размеры трубопроводов и частей горелки с круглым поперечным сечением или скорости при заданном диаметре участков га-

зового и воздушного трубопроводов можно определять по номограмме для данного типа горелок.

Последовательность расчета геометрических размеров горелки по заданной пропускной способности и давлению газа и воздуха следующая: расчет $V_в$ по формуле (14.1); расчет $W_{0г}$ и $W_{0в}$ по формуле (14.2); расчет $F_г$ и $F_в$ по формуле (14.3); расчет $d_г$ по (14.4); расчет диаметра газовой трубы в горелке и размеры воздушной щели (диаметра корпуса горелки $d_{кор}$) по формуле (14.5); расчет действительных скоростей газа и воздуха по формуле (14.6) и проверка их соотношения; расчет носика горелки $d_{н.г}$; расчет диаметров подводящих трубопроводов газа и воздуха.

Если известны геометрические размеры горелки и необходимо определить ее пропускную способность при заданных давлениях газа и воздуха, то, рассчитав скорости по формуле (14.2), определяют пропускную способность при известных проходных площадях по формуле (14.3).

Если давления газа и воздуха не заданы, то необходимо задаться скоростями газа и воздуха на выходе из горелки по соответствующему ГОСТу.

14.7. Горелки с улучшенным смешением

Улучшения смешения газа и воздуха в горелках достигают следующим образом:

- увеличение пути перемешивания и продолжительности контакта газа и воздуха внутри горелки;
- разделение потока газа и (или) воздуха на мелкие струи;
- направление потоков газа и воздуха под углом друг к другу;
- закручивание потоков газа и (или) воздуха.

В результате улучшения смешения в этих горелках удается получить более короткий и высокотемпературный факел, чем в горелках без предварительного смешения, и снизить коэффициент избытка воздуха. Кроме того, в горелках с улучшенным смешением при соответствующем конструктивном устройстве можно получить факел заданной формы и с необходимыми характеристиками.

Горелки с улучшенным смешением в основном имеют те же достоинства и недостатки, что и горелки без предварительного смешения. Горелки с улучшенным смешением имеют меньшие пределы регулирования, так как в них возникает некоторая опасность проскока пламени внутрь горелки. При сжигании газов с высокой теплотой сгорания зона высоких температур располагается ближе к горелке, что снижает ее стойкость и стойкость горелочного камня. Поэтому применение горелок с улучшенным смешением оправдано только тогда, когда используются особые свойства получаемого в них факела.

Улучшение смешения используют для получения укороченного и плоского факела. Укороченный факел используют при ограниченном объеме камеры сгорания или при сжигании газов с низкой теплотой сгорания для достижения более высоких температур в факеле.

Плоский факел образуется при сжигании газа в тонком слое, стелющемся по поверхности огнеупорного кирпича, в результате чего обеспечивается интенсивный и равномерный нагрев излучением от разогретой кладки печи.

Особую группу горелок с улучшенным смешением составляют скоростные горелки, которые создают высокоскоростной поток продуктов сгорания, интенсифицирующий теплообмен и циркуляцию в рабочем пространстве печи.

Горелки с улучшенным смешением не поддаются расчету и отрабатываются экспериментально.

14.8. Горелки с регулируемым и предварительным смешением

По аналогии с горелками с улучшенным смешением в горелках с регулируемым смешением подготовка горючей смеси осуществляется за счет регулирования взаимодействия потоков газа и воздуха в устье горелки.

Горелки с предварительным смешением обеспечивают образование внутри горелки полностью подготовленной газовоздушной смеси, которая сгорает при выходе из горелки или внутри горелки в коротком и высокотемпературном факеле.

Наиболее распространенными горелками с полным предварительным смешением являются инжекционные, в которых газ высокого давления подсасывает воздух, причем соотношение «газ — воздух» сохраняется при изменении давления газа, т.е. при изменении количества газа, проходящего через горелку. Основным достоинством инжекционных горелок является то, что они обеспечивают полное сгорание при коэффициенте избытка воздуха, близком к единице, и не требуют специальных устройств для подачи и регулирования количества воздуха (см. рис. 14.1, *б*).

Применение горелок с полным предварительным смешением обеспечивает сжигание газа в коротком факеле с коэффициентом избытка воздуха, близким к единице, что дает возможность получить вблизи горелки зону достаточно высоких температур.

Однако инжекционные горелки имеют ряд существенных недостатков:

- сравнительно низкие пределы регулирования вследствие опасности проникновения пламени внутрь горелки;

• тяжелые условия работы горелочного туннеля и прилегающих к нему частей горелки из-за концентрированного высокотемпературного сгорания;

• сравнительно большие габаритные размеры горелок из-за необходимости организовать хорошее смешение газа и воздуха внутри горелки.

Эти недостатки более ощутимы с повышением тепловой мощности горелки. Поэтому на крупных инжекционных горелках применяют водяное охлаждение носиков, чтобы облегчить условия их работы и снизить опасность проникновения пламени в горелку.

К недостаткам инжекционных горелок также можно отнести:

• необходимость высокого давления газа;

• невозможность работы при высоком и переменном давлении в камере сгорания;

• трудность перехода с одного вида топлива на другое;

• сложность конструкции и изготовления горелок.

Если в рабочем пространстве топочной камеры имеется разрежение, то можно использовать инжекционно-атмосферные горелки (см. рис. 14.1, *в*). В этих горелках инжектируется газом только часть необходимого воздуха, а остальной поступает за счет разрежения в рабочем пространстве. Благодаря неполной инжекции инжекционно-атмосферные горелки имеют меньшие габаритные размеры и более высокие пределы регулирования по сравнению с инжекционными горелками полного смешения.

При высоком давлении в рабочем пространстве, например в камерах сгорания установок для приготовления атмосфер контролируемого состава, находят применение инжекционные горелки с инжектированием газа воздухом, так называемые двухпроводные инжекционные смесители, или инжекционные горелки с активной воздушной струей. Инжекционная система смешения в этих горелках позволяет очень точно поддерживать соотношение «газ—воздух», однако горелки требуют разводки воздуха и вентилятора высокого давления.

Особую группу горелок с предварительным смешением составляют горелки, в которых происходит полное сгорание газа и образуются струи продуктов сгорания с заданными характеристиками.

Расчет горелок с предварительным смешением хорошо разработан только для инжекционных горелок. Горелки, использующие неинжекционный принцип смешения, так же как горелки с улучшенным смешением не рассчитывают, а отрабатывают экспериментально.

14.8.1. Инжекционные горелки

Инжекционные горелки в зависимости от α_1 подразделяются на две группы.

В инжекционных горелках с $\alpha_1 > 1$ (см. рис. 14.1, *б*) воздух засасывается в горелку за счет кинетической энергии высокоскоростного потока газа в количестве, необходимом для полного сгорания газа. В таких горелках не требуется подвод вторичного воздуха. Горение осуществляется по кинетическому принципу. Пламя короткое, высокотемпературное. Для них характерны постоянство α_1 независимо от давления газа, низкая устойчивость перед проскоком и отрывом пламени. Они требуют применения стабилизаторов пламени и широко применяются в печах различного назначения и котлах. Такие горелки предназначены для сжигания природного и искусственных газов, их смесей в нагревательных и термических печах, а также в теплотехнологических установках, в которых нецелесообразна принудительная подача воздуха, и для внепечного нагрева (горелки инфракрасного излучения). Они имеют разнообразное конструктивное оформление: прямые и угловые смесители, охлаждаемые водой насадки, пластинчатые и конусные стабилизаторы, керамические излучатели и др.

В инжекционных горелках с $\alpha_1 < 1$ (см. рис. 14.1, *в*) осуществляется двухступенчатая схема подачи воздуха на горение: первичный воздух подсасывается за счет кинетической энергии низкоскоростного потока газа (давление газа не более 2 кПа), а вторичный воздух подается извне (принудительно или диффузионно). Такие горелки требуют организованной подачи вторичного воздуха или разрежения в топочной камере, обеспечивают сжигание газа по смешанному кинетическо-диффузионному принципу, имеют бóльшую (по сравнению с инжекционными горелками с $\alpha_1 > 1$) длину и меньшую температуру пламени, устойчивы перед проскоком и отрывом пламени. Инжекционные горелки этого типа широко применяются в лабораториях, бытовых газовых плитах, проточных и емкостных водонагревателях, для обогрева теплиц, в качестве запальных устройств в топках котлов, печей, автоматических газогорелочных блоках, для местного нагрева открытым пламенем различных металлических деталей (в том числе перед пайкой и лужением), для обжига краски и других целей в быту и на производстве.

14.8.2. Инжекционный газовый смеситель и его расчет

Принципиальная схема и качественная картина изменения статических давлений и скорости по длине инжекционного двухкомпонентного газового смесителя типа Вентури приведены на рис. 14.4.

Основными элементами смесителя являются воздушное сопло; камера всасывания; камера смешения; диффузор.

Смеситель работает следующим образом. Газ, подаваемый в смеситель под избыточным давлением $p_г$ с начальной скоростью $w_г$, подводится к газовому соплу и за счет перепада давлений $(p_г - p_0)$

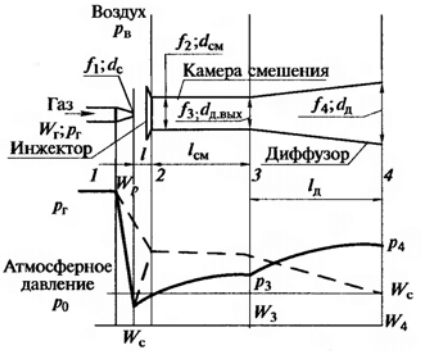


Рис. 14.4. Схема инжекционного смесителя типа Вентури

со значительной скоростью втекает в камеру смешения. В камере смешения может быть как разрежение так и избыточное давление. На рис. 14.4 на графике статических давлений в камере смешения показано разрежение.

Воздух из окружающей атмосферы поступает в камеру всасывания через инжектор, а затем через входной патрубок в камеру смешения. Попадая в инжекционную камеру всасывания, воздух преодолевает сопротивление. Это сопротивление стабилизирует работу смесителя. Оно позволяет обеспечить работу смесителя при наименьших давлениях газа и сохранять достаточно устойчивое значение коэффициента избытка воздуха при снижении тепловой нагрузки горелок.

В камере смешения, назначение которой, в основном, выровнять скорости смешивающихся потоков перед диффузором, происходит перемешивание потоков газа и воздуха, в результате получается достаточно однородная смесь со средней скоростью по сечению.

Перемешивание двух потоков газа и воздуха, а также перераспределение их скоростей в цилиндрической камере смешения происходят, в основном, за счет поперечного переноса количества движения, одновременно с которым переносятся масса и теплота. Выравнивание скоростей сопровождается выравниванием концентраций и температур.

В цилиндрической камере смешения наблюдаются диффузорный эффект, повышение давления вдоль камеры смешения.

Выравнивание скоростей вдоль цилиндрической камеры смешения сопровождается уменьшением кинетической энергии, которая частично восстанавливается превращением в энергию давления, частично расходуется на преодоление потерь. У входа в камеру смешения устанавливается давление всегда ниже атмосферного давления, благодаря чему обеспечивается подсос воздуха.

В зависимости от выбранной площади поперечного сечения цилиндрической камеры смешения или скорости смеси по длине камеры смешения статическое давление может сохраняться или изменяться.

В диффузоре в результате плавного снижения скорости смеси происходит восстановление кинетической энергии в энергию давления. Статическое давление вдоль диффузора повышается.

Основное назначение диффузора заключается в том, чтобы создавать разряжение в камере смешения и способствовать таким образом лучшему подсосу воздуха. В диффузоре происходит дальнейшее перемешивание потоков газа и воздуха за счет интенсивной турбулизации потоков смеси.

На выходе из диффузора профиль скоростей характеризуется большой неравномерностью.

Действительно, если считать, что изменение давления пропорционально изменению кинетической энергии, то

$$\mathrm{d}p \approx \mathrm{d}\rho \frac{W_{ср}^2}{2} = \frac{\rho}{2} W_{ср} \mathrm{d}W_{ср}, \qquad (14.7)$$

где ρ — плотность; $W_{ср}$ — средняя по сечению скорость потока.

Для отдельной струйки, движущейся со скоростью W:

$$\mathrm{d}p \approx \frac{\rho}{2} W \mathrm{d}W. \qquad (14.8)$$

Приравнивая выражения, получим

$$\mathrm{d}W \approx \frac{W_{ср} \mathrm{d}W_{ср}}{W}, \qquad (14.9)$$

т.е. изменение скорости струйки обратно пропорционально самой скорости данной струи. В диффузоре по его длине скорость убывает. Следовательно, самые медленные струйки получают наибольшее замедление, а самые быстрые наоборот меньше всего замедляются.

Если бы смесь из смесителя поступала непосредственно к очагу горения, то эта неравномерность скоростей и интенсивная турбулентность горючей смеси на выходе из диффузора смесителя неизбежно привели бы к проскоку пламени в смеситель. Тогда для выравнивания профиля скоростей на выходе из смесителя необходимо устанавливать конфузорную головку.

Носик горелки (конфузор) предназначен для выравнивания скорости по сечению после диффузора, чтобы горючая смесь входила в топку с одинаковыми скоростями, превышающими скорость распространения пламени.

Основные уравнения инжекционного смесителя. Существуют различные методики расчета инжекционных смесительных устройств газовых горелок. Все они основаны на использовании системы гидродинамических уравнений импульсов, энергии и неразрывности. Отличие методик расчета заключается только в тех или иных допущениях и упрощениях, принимаемых различными авторами при выводе основного уравнения инжекции и определении конструктивных параметров смесителя.

В основу расчета берутся уравнения энергии для горючей смеси между входными и выходными сечениями диффузора и при допущении о равномерном распределении скоростей и давлений по сечениям:

$$p_4 - p_3 = \eta_д \frac{\rho_{см}}{2}(W_3^2 - W_4^2), \qquad (14.10)$$

где $\eta_д$ — коэффициент полезного действия диффузора.

Уравнение изменения количества движения в цилиндрической камере смешения без учета потерь на трение и допущении о равномерном распределении скоростей по устью сопла, кольцевому зазору в инжекторе или в камере всасывания и по выходному сечению камеры смешения

$$G_{см}W_3 - G_1W_1 - G_2W_2 = (p_2 - p_3)f_3, \qquad (14.11)$$

где $G_{см}$, G_1, G_2 — массовые расходы смеси, газа и воздуха соответственно.

Учитывая уравнение истечения газа через сопло

$$p_г - p = \frac{1}{\varphi_1^2}\frac{\rho_1 W_1^2}{2}, \qquad (14.12)$$

где φ_1 — коэффициент скорости газа;

уравнение подсоса воздуха в камеру смешения

$$p_B - p = \frac{1}{\varphi_2^2}\frac{\rho_2 W_2^2}{2}, \qquad (14.13)$$

где φ_2 — коэффициент скорости воздуха;

уравнение неразрывности, из которого получается

$$G_1 = \varepsilon_1 f_1 W_1 \rho_1; \quad G_2 = \varepsilon_2 f_2 W_2 \rho_2; \qquad G_{см} = G_1 + G_2, \qquad (14.14)$$

объемный коэффициент инжекции

$$m = \frac{G_2}{G_1}\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{G_2}{nG_1}, \qquad (14.15)$$

где n — отношение плотности воздуха к плотности газа;

плотность горючей смеси

$$\rho_{см} = \rho_1 \frac{1 + mn}{1 + n} \qquad (14.16)$$

и что

$$f_3 \approx f_1 + f_2, \qquad (14.17)$$

получаем уравнение, связывающее все параметры, характеризующие работу инжекционного смесителя:

$$\frac{p_4 - p_0}{p_г - p_0} = \frac{2\mu_1^2}{K^2}\left\{\frac{K}{\varepsilon_1} - (1 + mn)(1 + m)\left[1 - \frac{\eta_g}{2}\left(1 - \frac{f_3^2}{f_4^2}\right)\right] - m^2 n \frac{K}{K - 1}\left[\frac{K}{2\mu_2^2(K - 1)} - \frac{1}{\varepsilon_2}\right]\right\}, \qquad (14.18)$$

где μ_1 — коэффициент расхода газа; μ_2 — коэффициент расхода воздуха, зависящий от формы инжектирующего сопла (рис. 14.5); K — отношение площади поперечного сечения камеры смешения f_3 к площади поперечного сечения газового сопла, $K = f_3/f_1$.

Левая часть уравнения (14.18) представляет собой отношение разности давления горючей смеси на выходе из смесителя и давления газа на входе в смеситель к разности давлений газа и воздуха на входе в смеситель.

Обозначив левую часть уравнения (14.18) через $\bar{p}_4$ и упрощая правую часть уравнения (14.18), с учетом, что коэффициенты сжа-

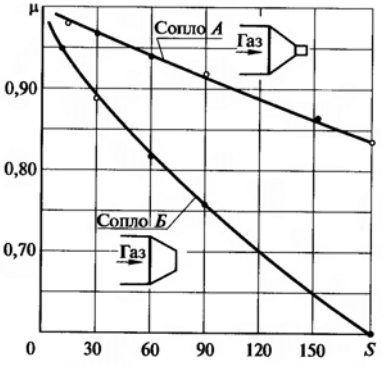


Рис. 14.5. Значения коэффициентов расхода сопел:

А — коническое с цилиндрическим участком устья; *Б* — коническое без цилиндрического участка

тия струи ε_1 и ε_2 близки к единице, принимая $\frac{f_3^2}{f_4^2} \approx 0{,}05$ и считая $K - 1 \approx K$ и $f_2 = f_3$, получим

$$\bar{p}_4 = \frac{2\mu_1^2}{K^2}\left\{\left[K - (1+mn)(1+m)(1-0{,}475\eta_g)\right] - m^2 n\left(\frac{1}{2\mu_2^2} - 1\right)\right\}. \quad (14.19)$$

Оптимальный коэффициент K_{opt}, при котором обеспечивается максимальное относительное давление на выходе из смесителя при данном значении коэффициента инжекции m, находится из формулы (14.19):

$$K_{opt} = 2\left[(1+mn)(1+m)(1-0{,}475\eta_д) + m^2 n\left(\frac{1}{2\mu_2^2} - 1\right)\right]. \quad (14.20)$$

где $\eta_д$ — коэффициент полезного действия диффузора; μ_2 — коэффициент расхода воздуха через кольцевой зазор.

Из уравнения (14.20) видно, что K_{opt} зависит от коэффициента инжекции, отношения плотностей воздуха и газа, коэффициента полезного действия диффузора и коэффициента расхода воздуха.

При заданном K_{opt} максимальное относительное давление на выходе смесителя

$$\bar{p}_{4\,max} = \frac{\mu_1^2}{K_{opt}}. \quad (14.21)$$

Коэффициент полезного действия смесителя $\eta_{см}$ — это отношение энергии горючей смеси в выходном сечении смесителя, диффузора к энергии газа, если пренебречь значением скоростного напора на выходе из смесителя:

$$\eta_{см} = (1+m)\frac{p_4 - p_в}{p_г - p_в},$$

где $p_г$, $p_в$ — соответственно давление газа и воздуха.

При $K = K_{opt}$ коэффициент полезного действия смесителя будет максимальным:

$$\eta_{см\,max} = \frac{\mu_1^2}{K_{opt}}(1+m).$$

Коэффициент полезного действия диффузора $\eta_д$ принимается равным 0,83, а коэффициент расхода $\mu_2 \approx 0{,}765$. Для смесителей с углом конусности газового сопла порядка 15...30° $\mu_1 \approx 0{,}9$. Основные уравнения инжекционного смесителя используются в следующем виде:

$$\bar{p}_4 = \frac{1{,}62}{K^2}\left[K - 0{,}46m^2 n - 0{,}606m(n+1) - 0{,}606\right]; \quad (14.22)$$

$$K_{opt} = 2\left[0{,}46m^2 n + 0{,}606m(n+1) + 0{,}606\right]; \quad (14.23)$$

$$\bar{p}_{4\,max} = \frac{1{,}62}{K_{opt}}. \quad (14.24)$$

Упрощенная методика расчета инжекционного смесителя. Исходными данными для расчета смесителей являются величины, определяемые техническим заданием. Это тепловая мощность горелки, характеристики газа и окислителя, коэффициент инжекции или избытка воздуха, давление газа.

По заданной тепловой мощности горелки Q определяется необходимый расход газа через смеситель

$$V_г = \frac{Q}{Q_н^р}, \quad (14.25)$$

где $Q_н^р$ — низшая теплота сгорания газа.

По полученному расходу газа определяется площадь поперечного сечения сопла

$$f_г = \frac{V_г}{\mu_1\sqrt{2\frac{\Delta p_г}{\rho}}}, \quad (14.26)$$

где ρ — плотность газа при давлении $p_г$ и температуре T, $\rho = \rho_0 \frac{273}{T}$; $\Delta p_г$ — перепад давления газа при истечении из сопла.

По площади поперечного сечения сопла определяется его диаметр

$$d_c = 1{,}13\sqrt{f_г}. \quad (14.27)$$

Значение коэффициента расхода в зависимости от конструкций сопла изменяется в пределах от 0,60 до 0,98. Длину цилиндрического участка сопла определяют по формуле

$$l_c = (1...2)d_c. \quad (14.28)$$

Оптимальный диаметр камеры смешения определяется из оптимального соотношения площадей поперечного сечения сопла и камеры смешения по формуле

$$d_{см} = d_c\sqrt{K_{opt}}. \quad (14.29)$$

Значение K_{opt} определяется из выражений (14.20) и (14.23).

Длина камеры смешения определяется из соотношения

$$l_{см} = (2{,}5...5)d_{см}. \quad (14.30)$$

Диаметр выходного сечения диффузора выбирается из соотношения

$$d_д = (1{,}5...2{,}5)d_{см}. \quad (14.31)$$

Для уменьшения длины диффузора угол раскрытия диффузора необходимо выбирать максимально возможный. Однако увеличение угла раскрытия диффузора ограничено возникновением отрыва пограничного слоя потока и образованием обратных токов, которые сводят к нулю эффективность работы диффузора. При углах раскрытия диффузора 22 ... 24° точка отрыва находится почти у входного сечения.

На основании большого числа экспериментов установлено, что угол раскрытия диффузора, обеспечивающий безотрывность пограничного слоя потока — 8... 10°.

В соответствии с условиями безотрывного течения в диффузоре инжекционного смесителя длина диффузора определяется по формуле

$$l_{\text{д}} = 0{,}5\frac{d_{\text{д}} - d_{\text{см}}}{\operatorname{tg}(4\ldots5)^\circ} = \frac{(0{,}5\ldots1{,}5)d_{\text{см}}}{\operatorname{tg}(4\ldots5)^\circ}. \qquad (14.32)$$

Диаметр носика горелки рекомендуется выбирать в 1—1,25 раза больше диаметра цилиндрической камеры смешения. Расчет инжекционного смесителя газовых горелок по оптимальным соотношениям обеспечивает необходимый максимальный подсос воздуха при сопротивлениях, определяемых соотношениями (14.29) и (14.30). Если коэффициент инжекции несколько больше, то его всегда можно уменьшить при помощи воздушной заслонки. При конструктивном и монтажном выполнениях смесителя для обеспечения условий нормальной работы большое значение имеет взаимное расположение сопла и устья камеры смешения. С изменением расстояния между соплом и камерой смешения коэффициент инжекции изменяется. Если принять по многочисленным экспериментальным данным полный угол раскрытия свободной турбулентной струи, вытекающей из сопла, каковой и является струя газа на этом участке, равным 14°, то исходя из геометрии потока, смесителя и формулы (14.29) получим

$$l_{\max} = \frac{d_{\text{см}} - d_{\text{с}}}{2\operatorname{tg}7^\circ} = 4{,}08\left(\sqrt{K_{\text{opt}}} - 1\right)d_{\text{с}}. \qquad (14.33)$$

Из опыта эксплуатации инжекционных двухкомпонентных смесителей газовых горелок технологического оборудования электровакуумного производства, работающих на переменном режиме, установлено, что если принять расстояние между соплом окислителя и устьем камеры смешения в пределах

$$l_{\text{opt}} = (0{,}5\ldots0{,}7)l_{\max} \approx (1{,}22\ldots2{,}86)d_{\text{с}}\left(\sqrt{K_{\text{opt}}} - 1\right), \qquad (14.34)$$

то обеспечивается удовлетворительная работа смесителя на всех эксплуатационных режимах.

Расчет головки горелки. При расчете газогорелочных устройств обычно задаются номинальная и предельно допустимые тепловые

мощности. Поделив их на теплоту сгорания, определяют номинальный $V_{\text{ном}}$ или максимальный $V_{\max}$ расходы газа в м³/ч. Задаваясь коэффициентом избытка воздуха и диаметром огневых каналов, который обычно выбирается из конструктивных соображений для обеспечения их максимального числа при заданных габаритных размерах горелочного устройства, можно определить минимально допустимую суммарную площадь огневых отверстий с учетом возможного нагрева корпуса $T_{\text{н.к}}$:

$$\sum_1^n f_{\text{огн}} = 5{,}4\cdot10^{-1}\frac{V_{\max}}{T_{\text{н.к}}^2 d_{\text{гол}}}\frac{(1+\alpha V_0)^2}{1+V_0}; \qquad (14.35)$$

число отверстий

$$n = 6{,}5\cdot10^{-2}\frac{V_{\max}}{T_{\text{н.к}}^2 d_{\text{гол}}}\frac{(1+\alpha V_0)^2}{1+V_0}, \qquad (14.36)$$

где V_0 — стехиометрический объем воздуха; $d_{\text{гол}}$ — диаметр головки горелки.

Формулы (14.35) и (14.36) можно записать в следующем виде:

$$\sum_1^n f_{\text{огн}} = 5{,}1\cdot10^{-4}\frac{V_{\max}}{T_{\text{н.к}}^2 d_{\text{гол}}}(1+\bar{m})^2; \qquad (14.37)$$

$$n = 6{,}2\cdot10^{-4}\frac{V_{\max}}{T_{\text{н.к}}^2 d_{\text{гол}}}(1+\bar{m})^2, \qquad (14.38)$$

где $\bar{m}$ — отношение объема воздуха к объему газа в горючей смеси.

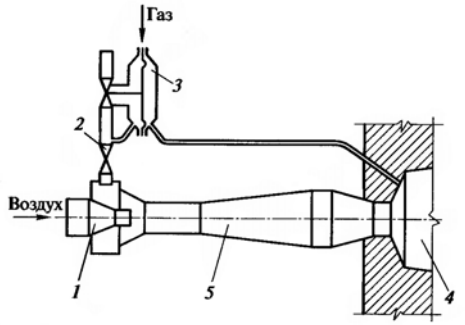


Рис. 14.6. Схема инжекционной горелки с активной воздушной струей и регулирования с коррекцией по давлению в камере горения:

1 — сопло; *2* — стабилизирующее сопротивление; *3* — регулятор давления газа; *4* — камера горения; *5* — смеситель

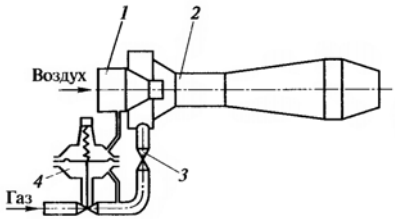


Рис. 14.7. Схема регулирования с коррекцией по давлению воздуха перед горелкой:
1 — воздуховод; *2* — горелка; *3* — стабилизирующее сопротивление; *4* — регулятор давления газа

Для обеспечения устойчивости горения в отношении проскока пламени диаметр огневых каналов должен также удовлетворять соотношению

$$d_{\text{огн}} < 14{,}4\sqrt{\frac{V_{\text{ном}}(1+V_0)}{ng_{\text{у}}T_{\text{н.к}}}}, \qquad (14.39)$$

где $g_{\text{у}}$ — графиент устойчивости горения.

Числовые значения даны с учетом коэффициента запаса ≈ 1,05.

На рис. 14.6 и 14.7 показаны варианты инжекционных горелок с активными воздушными струями, оснащенных регуляторами (пропорционизаторами) соотношения газ—воздух. Расчет такого вида инжекционных горелок приводится в специальной научно-технической литературе.

14.9. Газовые горелки инфракрасного излучения

Газовые горелки инфракрасного излучения характеризуются двумя основными качествами: высокой полнотой сгорания газа и направленной передачей, выделяющейся при сгорании газа теплоты в определенном направлении в виде лучистого потока. Этим объясняются их преимущества перед обычными газовыми горелками при их использовании в различных отраслях промышленности: для отопления производственных помещений, отдельных рабочих мест и открытых площадок; тепловой обработки и сушки различных материалов и изделий; тепловой обработки объектов со сложной конфигурацией поверхности. Независимо от типа газовые горелки инфракрасного излучения имеют общие конструктивные элементы: сопло, смеситель, корпус, который в отдельных конструкциях одновременно является распределительной камерой, излучающую насадку.

В зависимости от типа горелки имеют различные конструктивные решения. В некоторых конструкциях несколько элементов компонуются в одной детали. Одним из основных элементов газовых горелок является излучающая насадка. По виду излучающей насадки существующие горелки подразделяются на три основные группы:

- с керамической излучающей насадкой;
- металлокерамической излучающей насадкой;
- металлической излучающей насадкой.

Основные технические требования к конструированию горелок инфракрасного излучения определяются ГОСТ 25696—83 «Горелки газовые инфракрасного излучения. Основные технические требования и правила приемки».

Требование по полноте сгорания газа допускает наличие CO в неразбавленных продуктах сгорания ($\alpha = 1$) не более 0,02 об. % (250 мг/м^3). Содержание оксидов азота NO_x в сухих неразбавленных продуктах сгорания не более 40 мг/м^3 для горелок с удельной тепловой мощностью до 25 Вт/см^2; 60 мг/м^3 — до 50 Вт/см^2 и 100 мг/м^3 — до 125 Вт/см^2.

Количество теплоты, передаваемое излучением, составляет не менее 35 % от общей тепловой мощности при номинальном режиме работы.

14.10. Горелки частичного предварительного смешения

В горелках частичного предварительного смешения осуществляется хорошее перемешивание газа с частью необходимого для сгорания воздуха (первичного воздуха), дополнительная подача остального воздуха (вторичного) к корню факела за счет разрежения в топке, вентиляторного дутья или непосредственно из атмосферы. Горелки данного типа, часто применяемые в бытовых газовых приборах и небольших нагревательных установках, обычно называются *атмосферными*.

Атмосферные горелки работают при низком давлении газа и устойчивы против проскока пламени в смеситель, так как смесь, получаемая в горелке, лежит вне пределов воспламенения ($\alpha < 0{,}6$). Их конструктивные и технические характеристики приводятся в справочниках и каталогах фирм-производителей.

В бытовых газовых плитах применяются инжекционные горелки с предварительным смешением газа с частью воздуха. Горелки имеют торцевой шибер для регулирования первичного воздуха, раструб конфузора и вставной распределитель с центральным каналом для двухстороннего подвода вторичного воздуха. В унифицированных газовых плитах применяют вертикальные горелки, в которых колпачок, диффузор и сопло размещены на одной вертикальной оси. Для обеспечения полноты сжигания газа используется огневой насадок — распределитель горелки, значительно улучшающий подвод вторичного воздуха к факелам и предотвращающий слияние языков пламени.

Конструкция огневого насадка обеспечивает введение кольцевого пламени и исключает отрыв пламени, а уменьшение ширины щелей для выхода газовоздушной смеси снижает вероятность проскока пламени.

На базе огневого насадка с верхним пилотным пламенем разработаны и серийно выпускаются регулируемые горелки с горизонтальным трубчатым смесителем. В этих горелках применяется регулирование подсоса первичного воздуха с помощью мундштука — диффузора.

Процессы выпечки различных изделий, жарения и разогрева пищи в духовом шкафу с такой горелкой протекают за счет конвективной передачи теплоты потоком циркулирующих в полости шкафа горячих продуктов сгорания газа и воздуха. Конструкция духового шкафа должна обеспечивать нагрев изделия потоком циркулирующих газов со всех сторон, что достигается за счет установки горелочного устройства под съемным дном духового шкафа, который оборудуется дополнительной жарочной горелкой, размещаемой в верхней его части, чтобы пища обрабатывалась потоком лучистой теплоты, направленной на нее сверху. В унифицированных плитах устанавливаются дисковые штампованные горелки с пилотным пламенем.

Причем основная горелка духового шкафа оборудуется термопарой и трубкой розжига, а жарочная горелка, подвешиваемая в самом верху духового шкафа, излучателем и экраном излучателя.

В проточных водонагревателях применяют инжекционные атмосферные горелки с двумя смесителями, присоединенными к общему распределительному коллектору. Газ в каждый смеситель подают через три сопла, что обеспечивает однородность газовоздушной смеси. Такая горелка предназначена для сжигания природных и сжиженных углеводородных газов с коэффициентом избытка первичного воздуха 0,6. Устойчивое горение без отрыва пламени здесь достигается за счет малых скоростей выхода газовоздушной смеси и взаимоподжигающего действия самого пламени. Горение без проскока пламени обеспечивается докритическим сечением щелей, ширина которых 1,2 мм.

14.11. Блочные автоматизированные газогорелочные устройства

В настоящее время эти устройства широко применяются в большой и малой энергетике для отопления разнообразных по назначению и тепловой мощности котлов, а в промышленности — в основном в термических и нагревательных печах малой и средней тепловой мощности для нагрева металла для термообработки, под ковку и горячую штамповку. В сельском хозяйстве автоматизированные газовые горелки применяются в зерносушилках и агрегатах для получения травяной муки.

Автоматизированные газогорелочных блоки являются по сути энергетическими машинами. В автоматических горелках выполняются следующие операции: пуск по программе в зависимости от мощности горелки (включая продувку камеры горения, рабочего пространства котла, печи и их дымоходов), перевод в рабочее состояние, регулирование тепловой мощности, контроль параметров безопасности горелки и теплотехнологической установки, отключение при недопустимых отклонениях контролируемых параметров.

На рис. 14.8 показана конструкция автоматизированной блочной горелки мощностью 18...50 кВт, предназначенной для бытовых потребителей (напольных водогрейных котлов и генераторов горя-

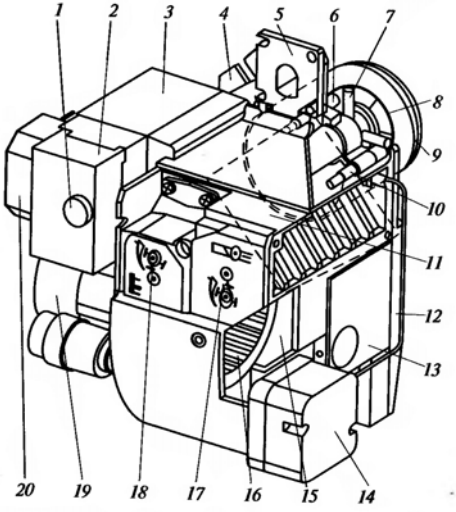
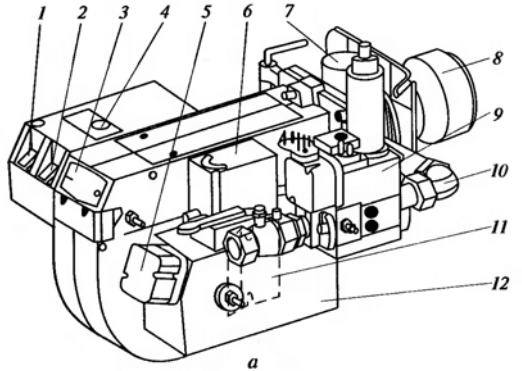
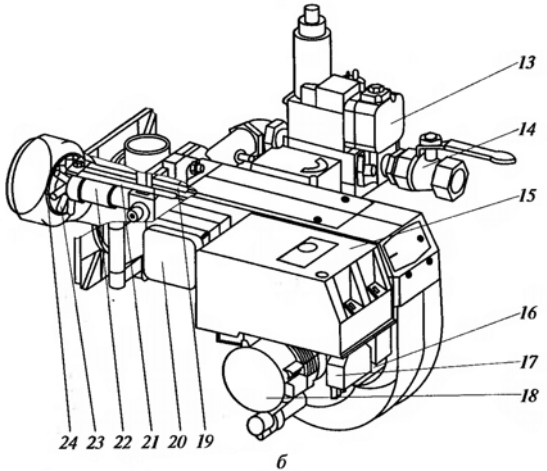


Рис. 14.8. Общий вид автоматизированной блочной горелки фирмы Benton, Швеция, мощностью 12...50 кВт, для бытовых потребителей:

1 — кнопка сброса; *2* — блок управления горелки; *3* — трансформатор; *4* — фиксирующий фланец; *5* — соединительная деталь мультиблока; *6* — ионизационный электрод; *7* — внутренняя сборка; *8* — диск рассекателя; *9* — труба горелки; *10* — запальный электрод; *11* — воздушная заслонка; *12* — фронтальная часть кожуха вентилятора; *13* — задняя часть кожуха вентилятора; *14* — выключатель давления воздуха; *15* — экранизирующая часть кожуха вентилятора; *16* — крыльчатка вентилятора; *17* — регулятор подачи воздуха; *18* — регулятор внутренней сборки; *19* — мотор горелки; *20* — электроподключение



а



б

Рис. 14.9. Устройство автоматизированной блочной горелки фирмы Benton, Швеция, мощностью 60...300 кВт, для коммунальных потребителей:

а — вид справа; *б* — вид слева; *1* — тумблер включения первой ступени; *2* — тумблер включения второй ступени; *3* — смотровое окно; *4* — кнопка сброса блокировки; *5* — выключатель давления воздуха; *6* — демпферный мотор; *7* — настройка головной части горелки; *8* — труба горелки; *9* — мультиблок; *10* — соединительная трубка; *11* — воздушная заслонка; *12* — воздухозаборник; *13* — выключатель давления газа; *14* — шаровой кран; *15* — крыльчатка вентилятора; *16* — блок управления; *17* — разъем; *18* — электродвигатель; *19* — электрод зажигания; *20* — трансформатор зажигания; *21* — ионизационный электрод; *22* — внутренняя сборка; *23* — сопло горелки; *24* — пластина прерывателя

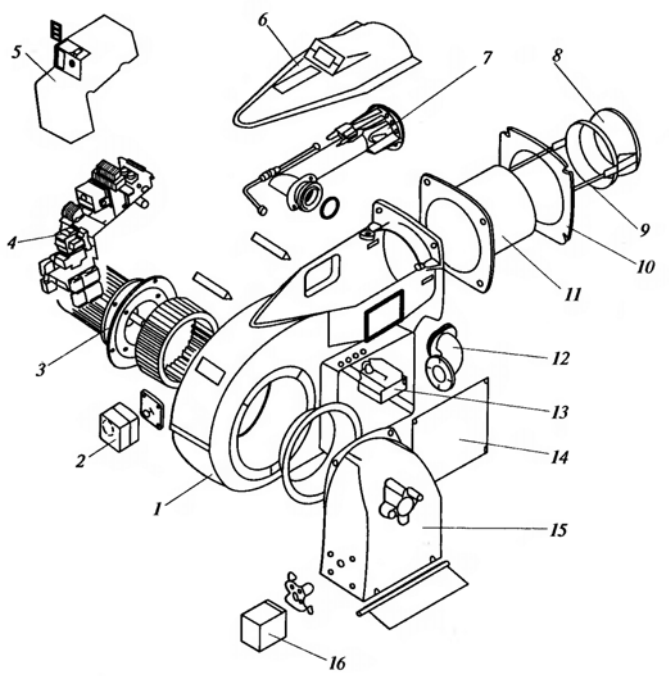


Рис. 14.10. Основные конструктивные элементы автоматизированной блочной горелки фирмы Benton, Швеция, мощностью 1 МВт, для промышленных потребителей:

1 — кожух вентилятора; *2* — реле давления воздуха с платой; *3* — электродвигатель с крыльчаткой вентилятора; *4* — блок управления; *5* — крышка блока управления; *6* — крышка запально-защитного устройства; *7* — блок запально-защитного устройства; *8* — головка коническая литая с диффузором; *9* — направляющие диффузора; *10* — прокладка; *11* — корпус смесителя с фланцем; *12* — угольник соединительной газовой рампы; *13* — трансформаторная коробка с трансформатором; *14* — крышка трансформаторной коробки; *15* — воздухозаборник с заслонкой; *16* — сервомотор со станиной

чего воздуха) шведской фирмы Benton. На рис. 14.9 показан общий вид автоматизированной блочной горелки той же фирмы для коммунальных потребителей мощностью 60...320 кВт (водогрейных и паровых котлов малой и средней мощности, термических, кузнечных печей, сушил и др.). На рис. 14.10 показана поэлементная структура устройства автоматизированного газогорелочного блока мощ-

ностью 1 МВт, являющаяся базовой для разработчиков и производителей этого вида газового оборудования.

14.12. Выбор газогорелочных устройств

Разнообразие горелочных устройств дает возможность при проектировании тепловых агрегатов выбирать наиболее предпочтительный вариант горелки. Выбор газогорелочных устройств тепловых агрегатов определяется требованиями технологии, удобствами эксплуатации, безопасностью, экономичностью работы агрегата и сохранением чистоты воздушного бассейна.

Качество горелок определяется их испытаниями на соответствие стандартам и техническим требованиям. Контрольные испытания горелок устанавливают их паспортные технические характеристики. Испытания горелок выполняются независимыми испытательными центрами, аттестованными Росстандартом.

Все горелки должны быть сертифицированы органами по сертификации, аккредитованными Росстандартом или региональными центрами стандартизации, метрологии и сертификации.

Целью выбора устройства для сжигания газа является определение его типоразмера, давления газа и воздуха. Определение типоразмера газогорелочного устройства производится по техническим характеристикам данных в справочниках по газогорелочным устройствам, в них также даются и конструктивные размеры.

14.13. Пересчет горелок при изменении характеристик газа и взаимозаменяемость газов

14.13.1. Заменяемые газы

Применение в системах газоснабжения газогорелочных устройств и газового оборудования, разработанных для природных и сжиженных газов, предназначенных в качестве топлива для промышленного и коммунально-бытового использования, определяемых ГОСТ 5542—87 и ГОСТ 20448—90, на других газах (коксовый, доменный, смешанный и т.д.) требует их пересчета и проверки данных устойчивой работы. Это, в первую очередь, относится к импортному газовому оборудованию, разработанному для газов, используемых в этих странах. Данное газогорелочное устройство может оказаться непригодным для работы на другом газе, поэтому потребуется переделывать горелки и проводить другие работы по перестройке оборудования. Проблема заменяемости газов является весьма актуальной.

Заменяющими называются такие газы, которые можно сжигать в газовых горелках вместо первоначально предусмотренных без нарушения нормальной работы горелок и изменения их конструкции. Газы, даже с одинаковой теплотой сгорания, не являются еще полностью взаимозаменяемыми. Они могут отличаться по элементному составу, плотности, количеству воздуха, необходимого для полного сгорания, количеству продуктов сгорания и удельной теплоте, максимальному содержанию CO_2 в продуктах сгорания, максимальной температуре пламени, пределам воспламеняемости, скорости распространения пламени, размеру пламени и т.п. Все эти свойства оказывают существенное влияние на форму и особенности пламени, а также на процесс горения. Если просто заменить один газ другим, то в большинстве случаев заменяющий газ или совсем не будет гореть в данных горелках или вызовет серьезные неполадки. В этом случае необходимо конструктивное изменение горелок, связанное с большими материальными затратами и трудностями.

Нельзя считать заменяющими и такие газы, которые горят в горелках, но недостаточно хорошо, что ведет к существенному изменению тепловой мощности и формы пламени. Появляются проскоки и отрыв пламени от горелки, увеличивается время сгорания газа, горение становится неполным, выделяется CO.

Качество работы газовых горелок определяется:

- постоянством тепловой мощности;
- устойчивостью горения, характеризующейся нижней границей — проскоком пламени и верхней границей — отрывом пламени;
- полнотой сгорания (наличием желтых языков — желтых вершин пламени);
- экономичностью сжигания (постоянство теплового КПД).

Заменяющий газ должен обеспечить сохранение постоянными этих характеристик горелок, установленных для данного газа. Это важно не только для экономичности работы горелок, но и для безопасности их эксплуатации. Требование экономичности сжигания газа зависит от предыдущих условий, поэтому при определении заменяемости газов на них и сосредоточивают основное внимание.

14.13.2. Принцип заменяемости газов

На качество процесса горения, форму и особенности пламени влияет каждое из следующих свойств заменяемых газов: состав, теплота сгорания, плотность, количество воздуха или кислорода, необходимого для сгорания газа, максимальная температура пламени, скорость распространения пламени и т.д. Все эти свойства не могут быть одинаковыми у заменяемых газов, поэтому заменя-

емый газ, имея отклонения в перечисленных свойствах в определенных пределах, должен удовлетворять условиям, обеспечивающим нормальную работу горелок.

Для газогорелочных устройств с раздельной подачей газа и окислителя, предназначенных для пламенной обработки материалов и изделий, эти условия сводятся к следующим:

- постоянство величины удельной эффективной мощности пламени;
- стабильность горения, характеризуемая границами отрыва и проскока пламени;
- полнота сгорания.

Удельной эффективной мощностью пламени называется количество теплоты, вводимое в единицу времени на единицу поверхности нагреваемого изделия. Наибольшее влияние на удельную эффективную мощность пламени оказывают соотношение окислителя и горючего газа в смеси, а также расход горючего газа.

Для заменяемых газов, у которых температура пламени неодинакова, постоянство тепловой нагрузки на газогорелочное устройство не означает, что удельная эффективная мощность пламени будет также одинаковой. Передача теплоты от пламени на нагреваемую деталь (материал, изделие и т.д.) возможна только тогда, когда температура газов пламени значительно превышает требуемую температуру нагрева материала. Например, для сварки металлов температура пламени должна превышать температуру плавления металла не менее чем на 300 °С. Только при этом условии могут происходить передача теплоты твердому металлу и дальнейшее его расплавление. Примерно такое же значение перепада температур (300 °С) необходима и при других технологических операциях, связанных с высокотемпературным газопламенным нагревом материалов.

Для оплавления массы материала m с теплоемкостью c при требуемой температуре плавления T необходимо затратить количество теплоты

$$Q = mcT. \tag{14.40}$$

При перепаде между температурой пламени и требуемой температурой оплавления материала ΔT это же количество теплоты составит

$$Q = \Delta T \sum m_{\text{п.с}} c_{\text{п.с}}, \tag{14.41}$$

где ΔT — температурный перепад между пламенем и требуемой температурой оплавления материала; $m_{\text{п.с}}$ — масса отдельных компонентов продуктов сгорания, кг; $c_{\text{п.с}}$ — удельная масссовая теплоемкость отдельных компонентов продуктов сгорания при температуре пламени, кДж/(кг · К).

Приравняв соотношения (15.40) и (15.41), получим

$$\Delta t \sum m_{\text{п.с}} c_{\text{п.с}} = Tmc. \tag{14.42}$$

Для заменяемого (индекс г1) и заменяющего (индекс г2) газов при постоянном значении правой части равенства (14.42) можно получить коэффициент замены

$$k_{\text{з}} = \frac{\Delta T_{\text{г1}}}{\Delta T_{\text{г2}}} = \frac{\sum m_{\text{п.с2}} c_{\text{п.с2}}}{\sum m_{\text{п.с1}} c_{\text{п.с1}}}. \tag{14.43}$$

По известным значениям коэффициента замены газов из формулы (14.43) при некоторых допущениях можно определить массовый расход заменяющего газа по известному значению массового расхода заменяемого газа при условии сохранения постоянного значения удельной эффективной мощности пламени.

Поскольку удельные теплоемкости продуктов сгорания газа (ацетилена, водяного газа, пропана, метана) являются величинами одного порядка, можно принять

$$k_{\text{з}} \approx \frac{\sum m_{\text{п.с2}}}{\sum m_{\text{п.с1}}}. \tag{14.44}$$

Это и означает, что по известному массовому расходу продуктов сгорания заменяемого газа можно определить массовый расход продуктов сгорания, а следовательно, по реакции горения — расход заменяющего газа. Однако этот метод является для практических расчетов несколько сложным. Расход газа-заменителя можно определить исходя из теплопроизводительности газогорелочного устройства.

В связи с изложенным ранее тепловая мощность газогорелочного устройства на газозаменителе должна быть отличной от тепловой мощности на заменяемом газе (условие сохранения удельной эффективной мощности пламени) на значение коэффициента замены газов

$$Q_1 = \frac{Q_2}{k_{\text{з}}}, \tag{14.45}$$

где Q_1, Q_2 — тепловые мощности газогорелочного устройства для заменяемого и заменяющего газов, кДж/ч.

Таким образом, можно записать

$$V_{\text{г1}} Q_{\text{н1}} = \frac{V_{\text{г2}} Q_{\text{н2}}}{k_{\text{з}}}, \tag{14.46}$$

где $V_{\text{г1}}$, $V_{\text{г2}}$ — расходы заменяемых газов, м³/ч; $Q_{\text{н1}}$, $Q_{\text{н2}}$ — расчетная низшая теплота сгорания заменяемых газов, кДж/м³.

Расход газа-заменителя

$$V_{\text{г2}} = K V_{\text{г1}} \frac{Q_{\text{н1}}}{Q_{\text{н2}}}. \tag{14.47}$$

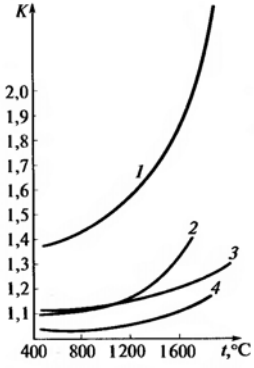


Рис. 14.11. Зависимость коэффициента замены газов от температуры нагрева:

1 — ацетилена метаном; *2* — водяного газа природным; *3* — ацетилена пропаном; *4* — водяного газа пропаном

Значение коэффициента замены газов зависит от температуры пламени и требуемой температуры нагрева материала. На рис. 14.11 приведена зависимость коэффициента замены газовоздушных и газокислородных смесей от требуемой температуры нагрева материалов.

Критерием, характеризующим заменяемость газов по тепловой нагрузке, является число Воббе:

$$W_0 = \frac{Q_н}{\sqrt{\rho_{отн}}}, \qquad (14.48)$$

где $Q_н$ — низшая теплота сгорания газа, $\rho_{отн}$ — относительная плотность газа по воздуху.

Газы являются взаимозаменяемыми в достаточно широких пределах и газогорелочные устройства не требуют никаких переделок при условии, если

$$W_{01} = \frac{W_{02}}{k_з}, \qquad (14.49)$$

где W_{01}, W_{02} — число Воббе для заменяемого и заменяющего газов; $k_з$ — коэффициент замены газов.

Для двухпроводных горелок заменяемость газов необходимо рассматривать в процессе истечения смеси газа и окислителя из огневых каналов.

При тепловой мощности горелки

$$Q = V_г Q_н, \qquad (14.50)$$

где $V_г$ — расход газа.

Расход газовоздушной или газокислородной смеси

$$V_{см} = V_г(1 + \alpha V_0) = \frac{Q}{Q_н}(1 + \alpha V_0), \qquad (14.51)$$

где α — коэффициент избытка воздуха или кислорода; V_0 — теоретически необходимое количество воздуха или кислорода для полного сгорания газа, м³/м³.

С другой стороны, расход смеси

$$V_{см} = \mu f \sqrt{\frac{2p_{см}}{\rho_{см}}}, \qquad (14.52)$$

где μ — коэффициент расхода; f — площадь сечения огневых каналов; $p_{см}$ — давление смеси; $\rho_{см}$ — плотность смеси, кг/м³.

Приравняв формулы (14.51) и (14.52), получим выражение для тепловой мощности горелки

$$Q = \frac{Q_н \mu f \sqrt{\frac{2p_{см}}{\rho_{см}}}}{1 + \alpha L_0}. \qquad (14.53)$$

Выразим плотность смеси через

$$\rho_{см} = \frac{\rho_г + \rho_0 \alpha V_0}{1 + \alpha V_0}, \qquad (14.54)$$

где ρ_0 — плотность окислителя (воздуха или кислорода).

Обозначив величины, характеризующие смесь газа и окислителя, через параметр

$$A = \frac{Q_н}{\sqrt{(\rho_г + \rho_0 \alpha V_0)(1 + \alpha V_0)}}, \qquad (14.55)$$

в соответствии с формулой (14.46) можно записать

$$k_з A_{г1} f_{г1} \sqrt{p_{г1}} = A_{г2} f_{г2} \sqrt{p_{г2}}. \qquad (14.56)$$

Выразив площадь отверстий через их число n и диаметр огневых каналов d:

$$f = n\frac{\pi d^2}{4},$$

запишем условие заменяемости

$$k_з A_{г1} n_{г1} d_{г1}^2 \sqrt{p_{г1}} = A_{г2} n_{г2} d_{г2}^2 \sqrt{p_{г2}}. \qquad (14.57)$$

Таким образом, условие заменяемости (14.57) предусматривает варьирование давлением смеси, диаметром огневых каналов и их числом.

Первоначально целесообразно для заменяющего газа подобрать давление смеси перед огневыми каналами, оставив неизменными диаметры. При этом из формулы (14.57) значение требуемого давления для заменяющего газа

$$p_{г2} = \frac{k_з^2 A_{г1}^2}{A_{г2}^2} p_{г1}. \qquad (14.58)$$

По давлению для заменяющего газа необходимо проверить на устойчивость горения заменяющий газ в отношении проскока и отрыва при заданном коэффициенте избытка воздуха или кислорода. Пределы устойчивости пламени представляются обычно графически в виде зависимости критического градиента скорости смеси у стенки от коэффициента избытка воздуха или кислорода и определяются экспериментально для каждой смеси газа и окислителя.

Зная пределы устойчивости работы, например, для метановоздушной смеси (для градиента граничной скорости)

$$g_{\text{у}} = \frac{32V}{\pi d^3} = 400 \ldots 2\,000,\ \text{с}^{-1}.$$

Определим расход смеси заменяющего (г2) газа с окислителем, учитывая перепад давления $\Delta p_{\text{г2}}$ (см. формулу (14.58)) по формуле

$$V_{\text{см}} = \mu \frac{\pi d_{\text{г2}}^2}{4} \sqrt{\frac{2\Delta p_{\text{г2}}}{\rho_{\text{см}}}}, \qquad (14.59)$$

получим

$$g_{\text{у}} = \frac{8\mu}{d_{\text{г2}}} \sqrt{\frac{2}{\rho_{\text{см}}} \Delta p_{\text{г2}}}. \qquad (14.60)$$

В случае неустойчивого горения при расходе смеси V_2 можно задаться градиентом граничной скорости (с некоторым запасом от предела отрыва или проскока) и, подсчитав из формулы (14.14) расход смеси, найти требуемый перепад давления. В этом случае для сохранения постоянной удельной эффективной мощности пламени необходимо изменить диаметр или количество огневых каналов

14.13.3. Пересчет горелок при изменении характеристик газа

При эксплуатации газовых горелок в связи с изменением теплоты сгорания и плотности газового топлива необходима их переделка, так как работа горелок на газе с теплотой сгорания и плотностью, отличающимися от расчетных, приводит к изменению тепловой мощности и ухудшению условий сгорания. Рассмотрим особенности пересчета горелок различных типов.

Инжекционные горелки низкого давления. Для сохранения неизменной тепловой мощности инжекционной горелки низкого давления ($\alpha_{\text{г}} < 1{,}0$) при переходе на газовое топливо иного состава необходимо изменить диаметр газового сопла. Диаметр нового сопла, мм,

$$d_1 = d \sqrt{\frac{Q_{\text{н}}}{Q'_{\text{н}}} \sqrt{\frac{p\rho'_{\text{г}}}{p_1 \rho_{\text{г}}}}}, \qquad (14.61)$$

где d — диаметр газового сопла при работе на газе первоначальной теплоты сгорания, мм; $Q_{\text{н}}$ и $Q'_{\text{н}}$ — расчетная и действительная теплота сгорания газа, МДж/м^3; $\rho_{\text{г}}$ и $\rho'_{\text{г}}$ — расчетная и действительная плотность, кг/м^3; p — расчетное давление газа, Па; p_1 — давление газа при работе на газе иного состава, Па.

Когда давление газа в сети достаточно для сохранения тепловой мощности горелки, можно (не изменяя конструктивных размеров) изменить давление газа перед горелкой. Новое давление, Па,

$$p_1 = p \frac{\rho'_{\text{г}}}{\rho_{\text{г}}} \left(\frac{Q_{\text{н}}}{Q'_{\text{н}}} \right)^2.$$

Однако в этом случае необходимо проверочным расчетом убедиться, что диапазон устойчивой работы горелки не будет меньше установленной величины.

Пример 14.1. Инжекционная горелка низкого давления рассчитана для сжигания природного газа с теплотой сгорания $Q_{\text{н}} = 35{,}6$ МДж/м^3 и плотностью $\rho_{\text{г}} = 0{,}75$ кг/м^3 при номинальном давлении $p = 1\,275$ Па. Диаметр сопла, установленного в горелке, 3,2 мм.

Необходимо рассчитать, какое сопло следует установить в горелку при работе на сжиженном газе с теплотой сгорания $Q'_{\text{н}} = 92{,}12$ МДж/м^3 и плотностью $\rho'_{\text{г}} = 2{,}0$ кг/м^3 при номинальном давлении $p_1 = 2\,940$ Па.

По формуле (14.61)

$$d_1 = 3{,}2 \sqrt{\frac{35{,}60}{92{,}12} \sqrt{\frac{1\,275 \cdot 2{,}0}{2\,940 \cdot 0{,}75}}} = 2{,}1 \text{ мм}.$$

С другой стороны, если бы мы попытались, не изменяя диаметра сопла, сохранить тепловую мощность горелки при работе ее на сжиженном газе, то необходимо было бы поддерживать давление

$$p_1 = 1\,275 \frac{2{,}0}{0{,}75} \left(\frac{35{,}6}{92{,}12} \right)^2 = 520 \text{ Па}.$$

Проверка диапазона устойчивой работы горелки в этом случае показывает, что он значительно уменьшается. Если при работе на номинальном давлении $p_1 = 2\,940$ Па диапазон устойчивой работы составляет $n = 4$, то при работе на новом давлении он равен 1,6, т. е. совершенно неприемлем.

Инжекционные горелки низкого и среднего давлений. Для сохранения неизменной тепловой мощности инжекционной горелки низкого и среднего давлений ($\alpha \geq 1{,}0$) при переходе на газ иного состава надо изменить диаметр газового сопла для обеспечения подсасывания необходимого количества воздуха. Новый диаметр, мм,

$$d_1 = d \sqrt{\frac{(1 + V_0\alpha)\left[1 + V_0\alpha \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{г}}}\right]}{(1 + V_1\alpha_1)\left[1 + V_1\alpha_1 \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{г}}}\right]}}, \qquad (14.62)$$

где V_0 и V_1 — теоретическое количество воздуха, необходимое для горения при заданном и измененном составе газа соответственно, м³/м³; $\rho_в$ — плотность инжектируемого воздуха, кг/м³; α и α_1 — коэффициенты избытка воздуха на входе и выходе из горелки.

Давление газа, которое необходимо поддерживать при изменении диаметра сопла, Па,

$$p_1 = p\frac{\rho'_г}{\rho_г}\left(\frac{Q_н}{Q'_н}\right)^2\left(\frac{d}{d_1}\right)^4. \qquad (14.63)$$

Пример 14.2. Инжекционная горелка среднего давления работает на природном газе с теплотой сгорания 34,96 МДж/м³ и плотностью $\rho_г = 0{,}73$ кг/м³. Номинальное давление газа $p = 49$ МПа, коэффициент избытка воздуха $\alpha_т = 1{,}05$, теоретически необходимое количество воздуха для полного сгорания газа $V_0 = 9{,}35$ м³/м³.

Необходимо определить, какого диаметра сопло следует установить в горелку при работе ее на смешанном газе (смесь природного и коксового) с теплотой сгорания $Q'_н = 26{,}86$ МДж/м³ и плотностью $\rho'_г = 0{,}59$ кг/м³, чтобы тепловая мощность и коэффициент избытка воздуха остались без изменений. Значение V_0 для смешанного газа составляет 7,2 м³/м³.

По формуле (14.62) определяем диаметр газового сопла $d_1 = 7{,}6$ мм.

Новое номинальное давление газа определяем по формуле (14.63):

$$p_1 = 49\frac{0{,}59}{0{,}73}\left(\frac{3\,496}{26{,}86}\right)^2\left(\frac{6{,}4}{7{,}6}\right)^4 = 33{,}8 \text{ МПа}.$$

Проверим, сохранилась ли постоянной тепловая мощность горелки.

При сжигании газа с теплотой сгорания $Q'_н = 34{,}96$ МДж/м³ расход газа $B = 32{,}6$ м³/ч и тепловая мощность горелки $Q'_г = 0{,}009 - 34{,}96 = 0{,}316$ МВт.

При сжигании газа с теплотой сгорания $Q'_н = 26{,}86$ МДж/м³ расход газа $B' = 42{,}5$ м³/ч, а тепловая мощность горелки $Q'_г = 0{,}0118 - 26{,}86 = 0{,}316$ МВт, т. е. осталась без изменений.

Горелки с принудительной подачей воздуха. Для сохранения расчетной тепловой мощности горелки с принудительной подачей воздуха ($\alpha = 1{,}0$) необходимо изменить площадь выходных отверстий газа, однако отношение скорости газа и скорости воздуха при этом должно оставаться постоянным.

Новая площадь выходных отверстий при сжигании газа иного состава (при $w_г = w'_г$), м²:

$$F_1 = F\frac{Q_н}{Q'_н}, \qquad (14.64)$$

где F — площадь выходных отверстий при сжигании газа первоначальной теплоты сгорания, м².

При кратковременном изменении состава газа и необходимости сохранения конструктивных размеров горелок (для неизменной тепловой мощности):

давление газа, Па, — $p_1 = p\frac{\rho'_г}{\rho_г}\left(\frac{Q_н}{Q'_н}\right)^2$;

давление воздуха, Па, — $H_1 = H\left(\frac{Q_н K_1}{Q'_н K}\right)^2$,

где H — расчетное давление воздуха, Па; H_1 — давление воздуха при работе на газе иного состава, Па; K — кратность подачи воздуха при сжигании газа расчетной теплоты сгорания; K_1 — кратность подачи воздуха при сжигании газа иного состава (остальные обозначения аналогичны приведенным ранее).

Пример 14.3. Горелка с принудительной подачей воздуха рассчитана на сжигание газа с $Q_н = 35{,}58$ МДж/м³ и $\rho_г = 0{,}75$ кг/м³. Расчетное давление газа 1 275 Па, а воздуха — 590 Па.

Необходимо пересчитать эту горелку для работы на нефтепромысловом газе с $Q'_н = 52{,}96$ МДж/м³ и $\rho'_г = 1{,}2$ кг/м³.

В горелке для выхода газа имеется 42 сопловых отверстия диаметром 2,1 мм каждое, поэтому

$$F = 42 \cdot 0{,}785 \cdot 0{,}0021^2 = 145 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

По формуле (14.64) новая площадь газовыходных отверстий

$$F = 145 \cdot 10^{-6}\frac{35{,}58}{52{,}96} = 97{,}5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Если оставить число газовыходных отверстий без изменения, то нужно уменьшить их диаметр до 1,7 мм. Однако можно и, не изменяя диаметра газовыходных отверстий, уменьшить их число до 28.

В случае кратковременной работы на газе другого состава нет смысла переделывать горелку, а лучше пересчитать номинальное давление газа и воздуха перед ней.

В данном случае для сохранения расчетной тепловой мощности горелки давление газа и воздуха должно быть соответственно изменено:

$$p_1 = 1\,275\frac{1{,}2}{0{,}75}\left(\frac{35{,}58}{12\,650}\right)^2 = 920 \text{ Па};$$

$$H_1 = 590\left(\frac{35{,}58 \cdot 14}{52{,}96 \cdot 9{,}5}\right)^2 = 585 \text{ Па}.$$

Из примера 14.3 видно, что необходимое давление воздуха почти не изменилось. Это объясняется тем, что при сжигании газов с различной теплотой сгорания часовое количество воздуха, идущего на горение, практически остается постоянным, если сохраняется тепловая мощность горелки.

Контрольные вопросы

1. Что такое газогорелочное устройство?
2. Из каких элементов состоят горелки?
3. Каким образом классифицируются газовые горелки?
4. Какие технические требования предъявляются к газовым горелкам?
5. Расскажите об основных типах газовых горелок.
6. Как рассчитать инжекционный газовый смеситель?
7. Что такое газовые горелки инфракрасного излучения?
8. В чем заключается принцип действия горелок частичного предварительного смешения инжекционно-атмосферного типа?
9. В чем заключается принцип действия горелок бытовых плит и водонагревателей?
10. Что такое блочные автоматизированные газогорелочные устройства?
11. Как выбирать газогорелочное устройство?
12. Для чего необходим пересчет горелок при изменении характеристик газа?
13. Что такое взаимозаменяемость газов и каков ее основной принцип?
14. Как пересчитать горелку при изменении характеристик газа?

Глава 15

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЗДАНИЙ. ГАЗОВЫЕ ПРИБОРЫ И АППАРАТЫ

15.1. Требования, предъявляемые к внутренним газопроводам

Газопроводы, прокладываемые внутри зданий и сооружений, изготовляют из стальных труб, соединение которых производят, как правило, сваркой. Разъемные (резьбовые и фланцевые) соединения допускается выполнять только в местах установки запорной арматуры, газовых и контрольно-измерительных приборов, регуляторов давления, счетчиков и другого оборудования, причем эти соединения должны быть доступными для осмотра и ремонта.

Прокладку газопроводов внутри зданий и сооружений обычно ведут открытым способом. Допускается выполнять скрытую прокладку газопроводов (кроме газопроводов для сжиженных углеводородных газов и газопроводов внутри жилых домов и общественных зданий непроизводственного характера) в бороздах стен, закрывающихся легкосъемными щитами с отверстиями для вентиляции.

Для внутренних газопроводов, испытывающих температурные воздействия, следует предусматривать возможность компенсации температурных деформаций.

В производственных помещениях промышленных и сельскохозяйственных предприятий, а также предприятий бытового обслуживания производственного характера следует предусматривать установку отключающих устройств: на вводе газопровода внутрь помещения; ответвлениях трубопровода к каждому агрегату; перед горелками и запальниками; продувочных трубопроводах, в местах присоединения их к газопроводам. Прокладку газопроводов в жилых домах осуществляют по нежилым помещениям.

Крепление открыто прокладываемых газопроводов к стенам, колоннам и перекрытиям внутри зданий осуществляют при помощи кронштейнов, хомутов, крючьев или подвесок на расстоянии, обеспечивающем возможность осмотра и ремонта самих газопроводов и установленной на них арматуры.

Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций прокладывают в футлярах. Пространство между газопроводом и футляром заделывают просмоленной паклей, резиновыми втулками или другими эластичными материалами. Конец

футляра должен выступать над полом не менее чем на 3 см. Внутренние газопроводы, в том числе прокладываемые в каналах, окрашивают. Для окраски используют водостойкие лакокрасочные материалы. Для строительства наружных и внутренних газопроводов используют трубы, изготовленные из спокойной малоуглеродистой стали группы В (ГОСТ 380—88) не ниже категории II марок Ст2, Ст3 и марки Ст4 при содержании углерода не более 0,25 %; стали марок 0,8, 10, 15, 20 (ГОСТ 1050—88); низколегированной стали марок 09Г2С, 17ГС, 17Г1С (ГОСТ 19281—89) не ниже категории VI; стали 10Г2 (ГОСТ 4543—71). Сварные соединения труб должны быть равнопрочны с основным металлом труб.

15.2. Расчет внутридомового газопровода

В жилые, общественные и коммунальные здания газ поступает по газопроводам от городской распределительной сети. Эти газопроводы состоят из абонентских ответвлений, подающих газ к зданию, и внутридомовых газопроводов, которые транспортируют газ внутри здания и распределяют его между отдельными газовыми приборами. Во внутренних газовых сетях жилых, общественных и коммунальных зданий можно транспортировать только газ низкого давления. Рассмотрим для примера схему внутреннего газопровода типового жилого дома. Расположение газопровода на фасаде здания показано на рис. 15.1, а планы расположения газового оборудования на первом и типовом (втором) этажах показаны на рис. 15.2.

В доме имеется 27 однокомнатных, 27 двухкомнатных и 54 трехкомнатных квартиры. Все квартиры оборудованы раздельными санитарными узлами. Площадь кухонь в однокомнатных квартирах 9,20 м^2, в двухкомнатных — 7,25 м^2, в трехкомнатных — 8,69 м^2. Будем считать, что в кухнях однокомнатных квартир установлены одноконфорочные плиты с духовыми шкафами, в кухнях двухкомнатных и трехкомнатных квартир — четырехконфорочные плиты с духовыми шкафами.

Газопровод жилого дома присоединяется к внутриквартальному газопроводу на расстоянии 6 м от здания. Цокольный ввод прокладывается на углу здания, снаружи здания устанавливают пробочный кран. Газопровод прокладывается по фасаду здания на уровне второго этажа, и ввод его в здание непосредственно производится во все кухни на втором этаже. Газовые стояки проходят в кухнях. Запрещается прокладывать стояки в жилых помещениях, ванных комнатах и санитарных узлах. Отключающие краны ставят перед каждым газовым прибором. Газопровод внутри здания выполняют из стальных труб. Трубы соединяют сваркой. Резьбовые и фланцевые соединения допустимы только в местах установки отключающих устройств, арматуры и приборов. Газопровод прокла-

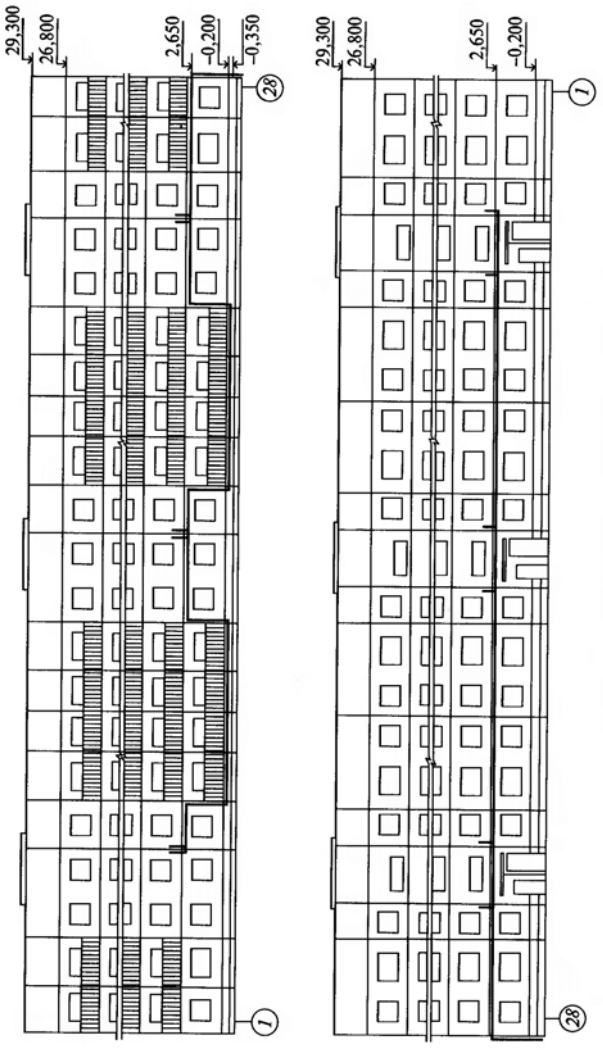


Рис. 15.1. Расположение газопровода на фасаде здания

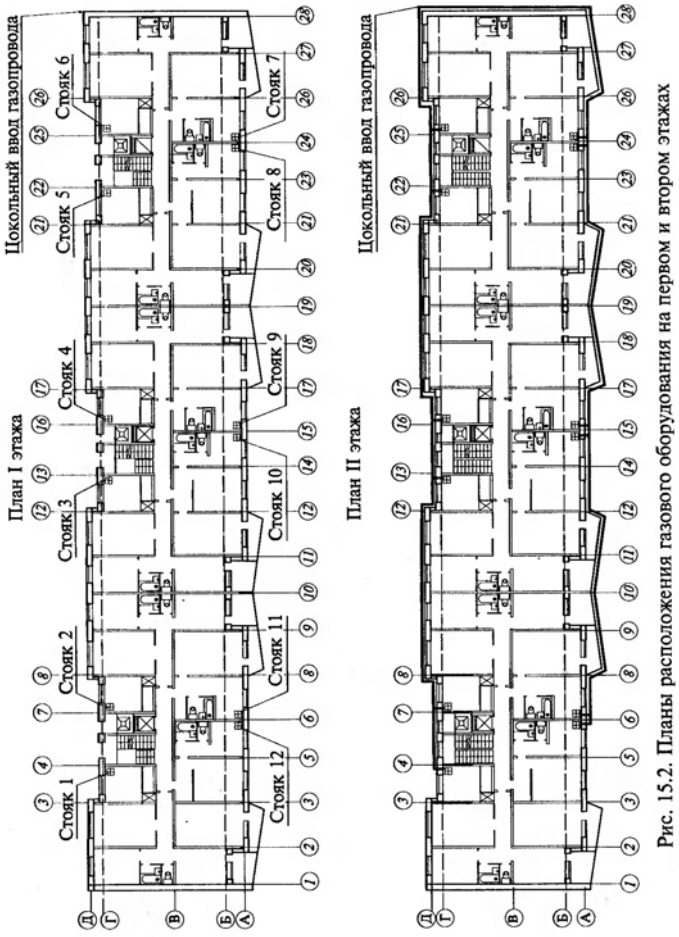


Рис. 15.2. Планы расположения газового оборудования на первом и втором этажах

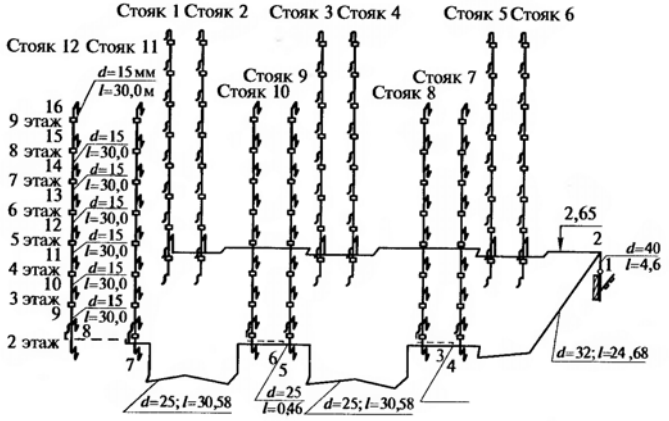


Рис. 15.3. Аксонометрическая схема внутридомового газопровода

дывают без уклона. Аксонометрическая схема внутридомового газопровода показана на рис. 15.3.

Исходные данные для проектирования: низшая теплота сгорания сухого газа $Q_н^р$ = 36 000 кДж/м^3; расчетный перепад давлений 500 Па. Гидравлический расчет выполняют для газопроводов, соединяющих распределительную сеть с дальним газовым прибором, т. е. газовой плитой в квартире на девятом этаже.

Анализ режимов потребления газа в квартирах показывает, что максимальные коэффициенты часовой неравномерности уменьшаются с увеличением населенности квартиры. Следовательно, при определении расчетного расхода газа нужно учитывать газооборудование квартир, их населенность и число квартир, присоединенных к газопроводу.

Определить максимальный часовой расход газа можно двумя методами: с помощью максимального коэффициента неравномерности $k_{ч.г\,max}$ и с использованием коэффициента одновременности включения газовых приборов в пик потребления $k_о$, представляющего собой отношение максимального часового расхода газа к среднечасовому расходу за год. Эти коэффициенты связаны друг с другом и при наличии необходимой информации по одному из них можно определить другой.

Формула для определения расчетного годового расхода газа с помощью коэффициентов неравномерности имеет вид

$$Q_{р.г} = \sum_{1}^{n} k_{ч.г\,max} \frac{Q_{г.кв}}{8760} N, \qquad (15.1)$$

где n — тип квартиры (по числу комнат); $k_{ч.г\,max}$ — максимальный коэффициент часовой неравномерности потребления газа в год, зависящий от характера использования газа в квартире (на приготовление пищи или на приготовление пищи и горячей воды), населенности квартиры и общего числа квартир; $Q_{г.кв}$ — годовое потребление газа населением квартиры, м³; 8 760 — число часов в году, ч; N — число квартир каждого типа.

Расчетный расход газа с помощью коэффициента одновременности k_o определяется по формуле

$$Q_{р.г} = \sum_{1}^{n} k_o Q_{ном} N, \qquad (15.2)$$

где n — число типов приборов в квартире; k_o — коэффициент одновременности работы однотипных приборов; $Q_{ном}$ — номинальный расход газа прибором, м³/ч; N — число однотипных приборов.

Главный недостаток метода расчета расхода газа по коэффициенту одновременности состоит в том, что в этом случае не учитывается число людей, пользующихся одним газовым прибором. При современных условиях бытового обслуживания населения мощность установленных газовых приборов, как правило, превосходит необходимую мощность, вытекающую из потребности людей, проживающих в квартире. В перспективе, в связи с дальнейшим развитием службы быта, избыточность мощности установленных в квартире газовых приборов будет расти. Несоответствие мощности газовых приборов в квартирах потребностям населения приводит к существенным ошибкам при определении расчетного расхода газа по коэффициенту одновременности, а следовательно, к перерасходу металла.

Определение максимального часового расхода газа первым методом. 1. Найдем расчетный расход газа для каждого участка газопровода по формуле (15.1).

Расчет расхода газа начинается с участка 16—15 снабжения газом двухкомнатной квартиры.

Потребление теплоты для приготовления пищи в квартирах с централизованным горячим водоснабжением Q_N = 2 800 МДж на одного человека в год.

Годовой расход газа на одну квартиру

$$Q_{г.кв} = \frac{Q_N N_{кв}}{Q},$$

где Q — теплота сгорания газа, кДж/м³; $N_{кв}$ — число жильцов в квартире, чел.

Заданная теплота сгорания газа Q = 51 450 кДж/м³, тогда для двухкомнатной квартиры, в которой проживают три человека, годовой расход газа

$$Q_{г.кв2к} = \frac{4\,000 \cdot 3}{51{,}45} = 233{,}33 \text{ м}^3.$$

Коэффициент $k_{ч.г\,max}$ определяется в зависимости от числа проживающих в квартире жильцов ($N_{кв}$ = 3 чел.) и числа квартир (N_i = 1), т. е. $k_{ч.г\,max}$ = 30,834.

В результате получим расход газа на участке 16—15:

$$Q_{р(16-15)} = \frac{30{,}834 \cdot 233{,}33}{8\,760} = 0{,}821 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Результаты расчета расхода газа на всех участках газопровода сведем в табл. 15.1.

2. Определим диаметры участков газопровода. Диаметры участков задаются исходя из опыта проектирования. В случае несоответствия суммарных потерь давления располагаемому напору ряд участков пересчитывается на другой диаметр.

3. Определим длины участков газопровода. Длины участков замеряются по поэтажному плану с нанесенным на нем газопроводом и аксонометрической схеме газопровода.

4. Определим суммы коэффициентов местных сопротивлений. Для каждого участка коэффициенты ξ выбираем по табл. 15.2.

5. Определим расчетные длины участков газопровода

$$l_р = l + l_{экв},$$

где $l_{экв}$ — эквивалентная длина, учитывающая местные потери давления газа на участке, м.

Значения $l_{экв}$ при ξ = 1 находят по справочнику в зависимости от расчетного расхода газа и диаметра участка.

Таблица 15.1

Расход газа на участках газопровода

Участок	$k_{ч.г\,max}$			$Q_{г.кв}$, м³			N_i, чел.			$Q_р$, м³/ч
	1 комната	2 комнаты	3 комнаты	1 комната	2 комнаты	3 комнаты	1 комната	2 комнаты	3 комнаты	
16—15	—	30,834	—	—	233,33	—	—	1	—	0,821
. . . . .										
8—7	—	10,64	—	—	233,33	—	—	9	—	2,551
7—6	11,299	9,222	—	155,56	233,33	—	9	9	—	4,016
. . . . .										
3—2	8,781	7,193	—	155,56	233,33	—	27	27	—	9,383
2—1	7,426	6,070	5,33	155,56	233,33	311,11	27	54	27	17,404

Таблица 15.2

Коэффициенты местных сопротивлений для определения $Q_р$ первым методом

Участок	Вид сопротивлений	ξ	Σξ
16—15	Угольник 90° при d = 15 мм	2,2	8,1
	Отвод, гнутый на 90°	0,3	
	Пробочный кран при d = 15 мм	4,0	
	Два отвода, гнутых на 90°	0,6	
	Тройник проходной	1,0	
15—14	То же	1,0	1,0
14—13	»	1,0	1,0
13—12	»	1,0	1,0
12—11	»	1,0	1,0
11—10	»	1,0	1,0
10—9	»	1,0	1,35
	Внезапное сужение	0,35	
9—8	Тройник поворотный	1,5	1,50
8—7	Два отвода, гнутых на 90°	0,6	1,95
	Тройник проходной	1,0	
	Внезапное сужение	0,35	
7—6	Тройник проходной	1,0	2,80
	Шесть отводов, гнутых на 90°	1,8	
6—5	Тройник проходной	1,0	1,0
5—4	То же	1,0	2,80
	Шесть отводов, гнутых на 90°	1,8	
4—3	Тройник проходной	1,0	1,35
	Внезапное сужение	0,35	
3—2	Три отвода, гнутых на 90°	0,9	2,75
	Тройник поворотный	1,15	
	Внезапное сужение	0,35	
2—1	Пробочный кран с d = 40 мм	2,0	2,0

6. Определим потери давления на участках газопровода. Удельные потери давления $\Delta p'$ участке, Па/м, находим с помощью номограммы по расчетному расходу $Q_р$ на l и диаметру участка (см. рис. 15.1).Тогда потери давления на участке

$$\Delta p = \frac{\Delta p'}{l} l_р.$$

7. Учтем влияние гидростатического давления $p_{гст}$. Гидростатическое давление на участке рассчитываем по формуле

$$p_{гст} = gH(\rho_в - \rho_г),$$

где g = 9,81 — ускорение свободного падения, м/с^2 ; H — разность геометрических отметок участка, м; $\rho_в$ = 1,29 — плотность воздуха, кг/м^3; $\rho_г$ = 0,75 — плотность газа, кг/м^3.

Определяем суммарные потери давления на участках с учетом потерь давления в трубах и арматуре бытовой газовой плиты. Все результаты расчета расхода газа на участках газопровода первым методом заносим в табл. 15.2.

Определение максимального часового расхода газа вторым методом. 1. Найдем расчетный расход газа для каждого участка газопровода по формуле (15.2).

Значение $k_о$ определяют в зависимости от числа квартир (N_i = 1), т.е. $k_о$ = 1.

Номинальный расход газа прибором принимается по паспортным данным или техническим характеристикам этого прибора. Тогда

$$Q_{р(16—15)} = 1 \cdot 1{,}25 \cdot 1 = 1{,}25 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Результаты расчета расхода газа на участках газопровода вторым методом сведем в табл. 15.3.

2. Далее расчет проводим в соответствии с пп. 2...7 первого метода. При этом значения коэффициентов местных сопротивлений для каждого участка выбираем по табл. 15.4.

Таблица 15.3

Результаты расчета расхода газа на участках газопровода вторым методом

Участок	$k_о$		$Q_{ном}$, м^3/ч		N_i, чел.		$Q_р$, м^3/ч
	4-конф.	2-конф.	4-конф.	2-конф.	4-конф.	2-конф.	
16—15	1,000	—	1,25	—	1	—	1,250
. . . . .							
8—7	0,258	—	1,25	—	9	—	2,903
. . . . .							
2—1	0,209	0,201	1,25	1,00	81	27	26,638

Таблица 15.4

Коэффициенты местных сопротивлений для определения $Q_р$ вторым методом

Участок	Вид сопротивлений	ξ	Σξ
16—15	Угольник 90° при d = 15 мм	2,2	8,1
	Отвод, гнутый на 90°	0,3	
	Пробочный кран при d = 15 мм	4,0	
	Два отвода, гнутых на 90°	0,6	
	Тройник проходной	1,0	
15—14	То же	1,0	1,0
14—13	»	1,0	1,0
13—12	»	1,0	1,0
12—11	»	1,0	1,0
11—10	»	1,0	1,0
10—9	»	1,0	1,35
	Внезапное сужение	0,35	
9—8	Тройник поворотный	1,5	1,50
8—7	Два отвода, гнутых на 90°	0,6	1,95
	Тройник проходной	1,0	
	Внезапное сужение	0,35	
7—6	Тройник проходной	1,0	2,80
	Шесть отводов, гнутых на 90°	1,8	
6—5	Тройник проходной	1,0	1,35
	Внезапное сужение	0,35	
5—4	Тройник проходной	1,0	2,80
	Шесть отводов, гнутых на 90°	1,8	
4—3	Тройник проходной	1,0	1,35
	Внезапное сужение	0,35	
3—2	Три отвода, гнутых на 90°	0,9	2,40
	Тройник поворотный	1,5	
2—1	Пробочный кран с d = 40 мм	2,0	2,0

Таблица 15.5

Результаты гидравлического расчета внутридомового газопровода вторым методом

Участок	$Q_р$, м³/ч	d, мм	l, м	Σξ	$l_{эк}$ при Σξ = 1	$l_{эк}$, м	$l_р$, м	$\Delta p'/l$, Па/м	Δp, Па	H, м	$p_{гст}$, Па	$\Delta p + p_{гст}$, Па
16—15	1,250	15	3,00	8,10	0,488	3,95	6,95	2,65	18,42	3,00	15,89	2,53
15—14	1,625	15	3,00	1,00	0,460	0,46	3,46	5,10	17,65	3,00	15,89	1,75
. . . . .												
3—2	13,123	40	24,6	2,40	1,150	2,76	27,44	2,48	68,05	—	—	68,05
2—1	26,638	40	4,60	2,00	1,250	2,50	7,10	9,85	69,94	4,60	24,37	45,57
Всего												386,13
Потери в трубах и арматуре газовой плиты												50,00
Итого												436,13

Результаты всех расчетов заносим в табл. 15.5.

Произведенный гидравлический расчет внутридомового газопровода показал преимущества метода с использованием $k_{ч.г\,max}$, когда при равных расчетных перепадах давлений максимальный часовой расход газа составляет 17,404 м³/ч (во втором случае 26,638 м³/ч), а материальные характеристики минимальны.

15.3. Газовые приборы и аппаратура

Работа газовых аппаратов характеризуется тепловой мощностью и эффективностью, которая оценивается коэффициентом полезного действия и теплопроизводительностью. Различают номинальные и предельные значения этих показателей. Номинальной тепловой мощностью называют мощность, при которой аппарат имеет наилучшие рабочие показатели: наибольшую полноту сгорания газа при наиболее высоком КПД. При этом в конструктивных элементах газовых аппаратов не должны возникать опасные тепловые напряжения, которые смогут сократить срок их службы. Номинальная тепловая мощность, которая указывается в паспорте аппарата, определяется при номинальной тепловой нагрузке. Предельной тепловой мощностью является максимальная тепловая нагрузка, превышающая номинальную на 20 %.

Безопасность работы газовых аппаратов характеризуется полнотой сгорания газа и устойчивой работой газогорелочных устройств.

Для нормальной работы газогорелочного устройства необходимо обеспечить: *подачу топлива с определенными параметрами*; *подачу*

воздуха в количестве, достаточном для полного сжигания газа; перемешивание газа с воздухом; зажигание газовоздушной смеси и поддержание в зоне горения температуры, обеспечивающей полноту сгорания горючих компонентов этой смеси; своевременный отвод продуктов сгорания из зоны горения без нарушения процессов сжигания газа.

Бытовую газовую аппаратуру можно сгруппировать следующим образом:

- приборы для приготовления пищи (газовые плиты);
- приборы для горячего водоснабжения (проточные водонагреватели);
- приборы для индивидуального отопления (емкостные водонагреватели, газовые камины).

Газовые плиты. Газовые плиты выпускают двух типов:

- стационарные напольные 2, 3 и 4-горелочные с духовым шкафом;
- настольные переносные, преимущественно 2-горелочные.

Основные параметры и размеры серийно выпускаемых унифицированных газовых бытовых плит должны отвечать требованиям ГОСТ 10798—85*.

Детали бытовых газовых плит изготовляют из материалов, обеспечивающих коррозионную устойчивость, термическую стойкость, долговечность и надежность в эксплуатации.

Для ручек и кранов используют пластмассы и другие материалы, термически стойкие при температуре до 150 °С. Горелки и их детали должны быть взаимозаменяемы, легко сниматься и устанавливаться вновь без применения инструментов.

Газопроводы и арматура бытовых газовых плит должны быть герметичными. Потери давления в приборах автоматического контроля не должны превышать 100 Па.

Плиты изготовляют для работы на природном и сжиженных газах с номинальным давлением 2...3 кПа. Включение плит осуществляется либо вручную от внешнего источника теплоты, либо автоматически от пьезоэлектрического запальника.

Выход оксидов азота в бытовых газовых плитах должен быть не более 200 мг на 1 м^3 продуктов сжигания газа.

Газовые водонагреватели. Эти водонагреватели предназначены для отопления и горячего водоснабжения индивидуальных квартир в городе и отдельных жилых домов как в городе, так и в сельской местности.

Применяются водонагреватели трех типов: проточные, емкостные и с водяным контуром.

Основными их узлами являются: газогорелочные устройство, теплообменник, система контрольно-измерительных приборов (КИП) и автоматики и газоотвод с тягопрерывателем, предназначенным для предотвращения погасания пламени горелки в случае кратковременного нарушения тяги.

На российском рынке предлагаются в широком ассортименте газовые водонагреватели как отечественных, так и зарубежных производителей.

Основные характеристики отечественных водонагревателей (в соответствии с требованиями ГОСТ 11032—90*: мощность тепловая номинальная от 6,98 до 23,26 кВт в зависимости от вида водонагревателя и величины отапливамой площади (50...150 м^2); минимальное необходимое разрежение 2,0 Па; коэффициент избытка воздуха 2,5...3,0; температура отходящих дымовых газов не выше 110 °С для емкостных и с водяным контуром водонагревателей и 170 °С для проточных водонагревателей; коэффициент полезного действия не менее 90 %.

Водонагреватели зарубежных производителей имеют более широкий ассортимент как по видам продукции, так и по тепловой мощности.

К другим видам газовых отопительных приборов относятся: газовые калориферы, камины и обогреватели с горелками инфракрасного излучения в основном зарубежного производства.

15.4. Газовое оборудование коммунально-бытового сектора

Характерной особенностью коммунально-бытового сектора является исключительное разнообразие потребителей газа: жилье (индивидуальное и коммунальное), гостиницы, прачечные, химчистки, бани, кафе, рестораны, столовые, спортивные комплексы и др. Основной задачей этого сектора является непосредственное удовлетворение потребностей человека в услугах во всем их многообразии. Необходимо отметить, что достаточно сложно классифицировать возможности использования природного и сжиженного нефтяных газов, которые предоставляет коммунально-бытовой сектор, что связано с его высокой приспособляемостью и способностью изменять виды услуг в соответствии со спросом на рынке.

Отопление и горячее водоснабжение определяют основные потребности современного человека, которые зависят от климата (среднегодовой и среднесезонной температуры наружного воздуха, солнечной ориентации и др.), а также от индивидуальных факторов (тип здания, размер жилой площади, длительность пребывания в помещении). Эти факторы являются единовременными (мгновенными) и зависят от времени, поэтому их необходимо учитывать при разработке новых и выборе типовых систем отопления и нагрева воды.

Цель отопления — обеспечить комфортность в жилище при неблагоприятных наружных условиях. Стандартами многих стран ком-

фортная температура помещения регламентируется 18 °С. Температура воздуха не является единственным критерием комфортности, на него оказывают влияние также вид отопления (горячая вода или горячий воздух) и тип нагревательных приборов (радиатор, конвектор, воздушный калорифер и др.).

Годовые потребности в теплоте определяются по выражению:

$$Q_г = BVN_{гр\text{-}ч} - Q_{гор.в},$$

где B — удельная тепловая характеристика здания; V — внутренний объем здания; $N_{гр\text{-}ч}$ — число градус-часов; $Q_{гор.в}$ — количество теплоты, израсходованной на производство горячей воды.

Число градус-часов определяется по выражению

$$N_{гр\text{-}ч} = \sum(\Theta_{вн.ср.} + \Theta_{н.в.ср}),$$

где $\Theta_{вн.ср}$ и $\Theta_{н.в.ср}$ — соответственно среднечасовые температуры внутри помещения и наружного воздуха.

В зависимости от региона число градус-часов колеблется от 37 000 до 63 000.

Горячая вода в быту используется для мытья посуды, стирки белья и гигиенических целей. Потребности в ней резко изменяются в течение суток. Пики потребления приходятся на 7...9 ч, 12...15 ч и 18...22 ч. Дневной объем потребляемой горячей воды составляет 150...200 л.

Производительность установки для получения горячей воды должна обеспечивать, как минимум, наиболее крупного целевого потребителя, но при этом тепловая мощность установки не должна быть настолько завышенной, чтобы не выходить из режима оптимальной мощности, так как может резко понизиться ее коэффициент полезного действия.

Газоиспользующее оборудование, применяемое в коммунальном секторе, самое разнообразное: кухонные плиты, пищеварочные котлы, мармиты, печи-шкафы, печи для выпечки хлебобулочных и кондитерских изделий, калориферы, теплогенераторы (смесительные и рекуперативные), конвекторы, излучатели («темные» и «светлые») и др.

Их конструктивное устройство, принципы действия, правила безопасной эксплуатации приводятся в технических паспортах и каталогах фирм-производителей. Все виды газового оборудования должны поставляться потребителям с приложением сертификатов соответствия и разрешений Ростехнадзора на их применение.

15.5. Отвод продуктов сгорания

Устройство дымоходов от бытовых газовых приборов. Дымоходы предназначены для полного отвода продуктов сгорания от бытовых газовых приборов во внешнюю среду и предотвращения их распространения в помещении.

Дымоходы от приборов могут состоять из насадных, отдельно стоящих или расположенных в капитальных стенах труб. Продукты сгорания газа от каждого прибора должны отводиться по обособленному дымоходу. Площадь сечения дымохода должна быть не менее площади сечения патрубка газового прибора, присоединяемого к дымоходу.

Дымоходы должны быть вертикальными, без уступов. Присоединение газовых водонагревателей и других газовых приборов к дымоходам должно осуществляться с помощью труб, изготовленных из кровельной стали.

Ниже места присоединения дымоотводящей трубы от прибора к дымоходам в кирпичных стенах должно быть предусмотрено устройство «кармана» с люком для его чистки.

Дымовые трубы от газовых приборов в жилых домах могут выводиться (рис. 15.4): на 0,5 м выше конька крыши (при расположении их по горизонтали не далее 1,5 м от конька крыши); на уровне с коньком крыши (если они расположены на расстоянии до 3 м от конька крыши); не ниже прямой, проведенной от конька крыши вниз под углом 10° к горизонту (при расположении их на расстоянии более 3 м от конька крыши). Причем в любом случае высота трубы над прилегающей частью крыши должна быть не менее 0,5 м. Если вблизи находятся более высокие части здания или строения, то дымовые трубы от газовых приборов выводятся выше границы зоны ветрового подпора, т.е. находящегося ниже линии, проведенной под углом 45° к горизонту от наиболее высокой части здания. Дымоходы должны быть защищены от воздействия атмосферных осадков.

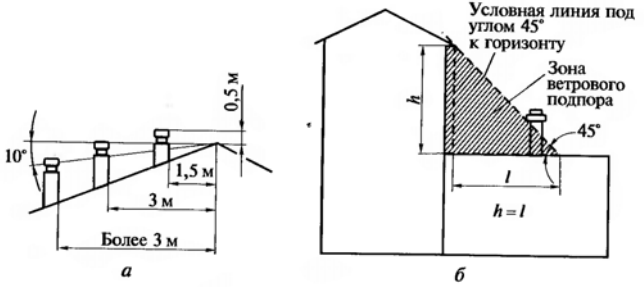


Рис. 15.4. Схемы вывода дымовых труб:

а — в зависимости от уровня конька крыши; *б* — в зависимости от зоны ветрового подпора

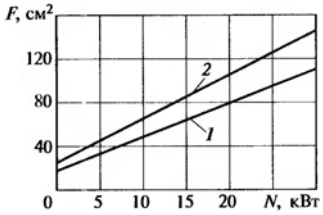


Рис. 15.5. Зависимость площади проходного сечения дымоходов от тепловой мощности присоединяемых аппаратов:

1 — дымоходы круглые цементные и стальные; *2* — дымоходы круглые каменные, квадратные бетонные, бетонные кирпичные

Проходное сечение дымоходов должно быть оптимальным, обеспечивающим полный отвод и минимальное охлаждение продуктов сгорания газа. Площадь поперечного сечения дымоходов определяется в зависимости от тепловой мощности газовых приборов, но в любом случае она не должна быть меньше значений, определяемых с помощью рис. 15.5.

Применяемый материал, толщина стенок и слои теплоизоляции дымохода должны обеспечивать температуру продуктов сгорания газа на выходе на 15 °С выше точки росы, определяемой по рис. 15.6. В задачу расчета дымохода входит определение поперечных сечений самого дымохода и присоединительной трубы, а также разрежения перед газовыми приборами. Предварительно поперечным сечением задаются, принимая скорость уходящих продуктов сгорания 1,5...2 м/с. О достаточности принятых сечений судят по полученному разрежению перед прибором.

Дымоходы предприятий общественного питания. Ресторанные плиты, пищеварочные котлы присоединяют как к отдельным, так и к общему дымоходу. Допускается использовать соединительные дымоотводящие трубы, общие для нескольких агрегатов. Ввод продуктов сгорания в общий дымоход для нескольких приборов предусматривается на разных уровнях или на одном уровне, но с использованием устройства рассечек.

Сечения дымоходов и соединительных труб определяют расчетом исходя из условия одновременной работы всех присоединяемых газовых приборов.

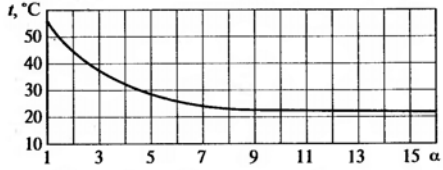


Рис. 15.6. Зависимость точки росы продуктов сгорания углеводородных газов от коэффициента избытка воздуха

Для отвода продуктов сгорания от ресторанных плит, пищеварочных котлов предусматриваются горизонтальные участки дымоходов общей длиной не более 10 м.

Дымоходы прокладываются в перекрытиях с устройством противопожарной разделки для их горючих конструкций. При присоединении к дымоходу одного прибора, а также приборов со стабилизаторами тяги шиберы (заслонки) на дымоотводящих трубах не предусматриваются.

При присоединении к общему дымоходу нескольких приборов, не имеющих стабилизаторов тяги, на дымоотводящих от них трубах должны предусматриваться шиберы с отверстиями диаметром не менее 15 мм.

Отвод продуктов сгорания от предприятий бытового обслуживания необходимо осуществлять по стальным дымовым трубам.

Контрольные вопросы

1. Какие требования предъявляются к внутренним газопроводам?
2. Как рассчитать внутридомовой газопровод?
3. Какие газовые приборы и аппаратура применяются на внутренних газопроводах?
4. Для чего необходим отвод продуктов сгорания?

Глава 16

ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ, КОММУНАЛЬНЫХ И КОММУНАЛЬНО-БЫТОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

16.1. Особенности использования газового топлива в котельных

Отопительные котельные обеспечивают нагрев воды для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий. Температура нагрева воды в отопительных котельных малой мощности составляет 95...70 °С, а в котельных большой мощности — 150...70 °С.

В отопительных котельных малой мощности одна группа водогрейных котлов работает на отопление по отопительному графику, а другая группа обеспечивает горячее водоснабжение: горячая вода от группы котлов поступает в водяные подогреватели. Циркуляцию воды в обоих контурах осуществляют сетевые насосы.

Схема отопительной котельной приведена на рис. 16.1. В котле *1* с помощью газовой горелки *2* сжигают газообразное топливо. Образовавшиеся продукты сгорания по дымоходу *6* через дымовую трубу *7* выбрасываются в атмосферу. При этом вода из системы отопления направляется в нижний коллектор *5* котла, проходит параллельными потоками по секциям котла, нагревается до 95 °С,

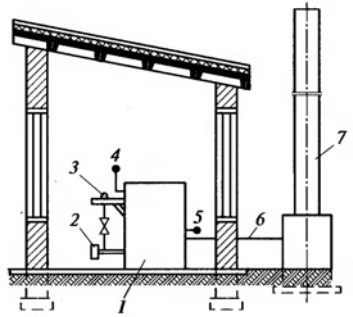


Рис. 16.1. Упрощенная схема отопительной котельной малой мощности: *1* — котел; *2* — горелка; *3* — газопровод; *4* — верхний коллектор; *5* — нижний коллектор; *6* — дымоход; *7* — дымовая труба

выходит в верхний коллектор *4* и направляется в систему отопления. Воздух, необходимый для горения газа, поступает в топку либо за счет разрежения, создаваемого дымовой трубой, либо подсасывается за счет энергии струи газа. В крупных котельных на смесительные горелки воздух подается дутьевым вентилятором.

При использовании газообразного топлива котельные оснащаются устройствами автоматического регулирования и безопасности.

При сжигании газообразного топлива в топку котла поступают газ и воздух. Слишком большое или слишком малое количество воздуха может привести к нарушению нормального процесса горения газа, вплоть до полного его прекращения. Нарушение необходимого соотношения количества газа и воздуха может привести к срыву пламени, его погасанию и накоплению в топке и газоходах горючего газа или взрывоопасной газовоздушной смеси. При поджигании такой смеси происходит ее мгновенное сгорание. В топке и газоходах в течение 1/2 000... 1/3 000 с за счет резкого увеличения объема продуктов сгорания абсолютное давление повышается до 0,7...0,8 МПа, что приводит к разрушению кирпичной кладки котлов. Поэтому в каждой котельной должна быть ясно и подробно составленная инструкция по эксплуатации газопроводов и газового оборудования.

Эффективность работы котла определяется его коэффициентом полезного действия, который показывает, какая часть теплоты, внесенной в топку, полезно использована и передана нагреваемой в котле воде. Коэффициент полезного действия котла, работающего на газовом топливе (без учета расхода теплоты на собственные нужды), можно определить следующим образом:

$$\eta = \frac{D(i' - i)}{BQ_н}, \qquad (16.1)$$

где D — количество горячей воды или пара, вырабатываемое в 1 ч, кг; i' — теплосодержание горячей воды или пара, кДж/кг; i — теплосодержание питательной воды, кДж/кг; B — расход газа, м^3/ч; $Q_н$ — низшая теплота сгорания сжигаемого газа, кДж/м^3.

Коэффициент полезного действия котла можно определить и по обратному балансу:

$$\eta = 100 - \sum q,$$

где $\sum q$ — сумма относительных потерь теплоты при работе котельного агрегата, %.

При работе котла на газовом топливе суммарные потери складываются из потерь теплоты с уходящими газами q_2; потерь от химической неполноты сгорания газа q_3; потерь в окружающую среду от нагретых стенок обмуровки котла q_5.

Основную долю потерь теплоты составляют потери с уходящими газами и потери в окружающую среду. При правильном выборе

газогорелочных устройств, хорошей организации смешивания газа и воздуха потери теплоты от химической неполноты сгорания газа могут быть сведены к нулю. Потери теплоты с уходящими газами при одинаковых коэффициентах избытка воздуха тем меньше, чем ниже их температура. Полнота сгорания газа определяется по составу продуктов сгорания, в которых должны полностью отсутствовать горючие составляющие: оксид углерода, водород и метан. Важным показателем эффективности работы котла является коэффициент избытка воздуха в топке и за котлом. При отсутствии химического недожога коэффициент избытка воздуха может быть определен по содержанию в продуктах сгорания кислорода и углекислого газа. Зная коэффициент избытка воздуха и температуру продуктов сгорания за котлом, можно подсчитать относительные потери теплоты с уходящими газами q_2.

Снижения потерь с уходящими газами можно добиться уменьшением коэффициента избытка воздуха или температуры уходящих газов, или обеих этих величин. Нижним пределом возможного снижения коэффициента избытка воздуха следует считать значение, дальнейшее уменьшение которого еще не приводит к появлению потерь от химической неполноты сгорания газа q_3.

Практически оптимальным коэффициентом избытка воздуха в топке является $\alpha_т = 1{,}05 \ldots 1{,}11$, за котлом $\alpha_к = 1{,}1 \ldots 1{,}15$.

Потери теплоты из-за химической неполноты сгорания газа подсчитываются по данным анализа состава продуктов сгорания, если в них имеются горючие составляющие:

$$Q_3 = V_{CH_4} 35\,840 + V_{H_2} 10\,800 + V_{CO} 12\,640, \qquad (16.2)$$

где Q_3 — потери теплоты из-за химической неполноты сгорания, кДж/м^3; $V_{CH_4}, V_{H_2}, V_{CO}$ — объемы горючих компонентов в продуктах сгорания, м^3/м^3.

Тогда

$$q_3 = \frac{Q_3}{Q_н} 100. \qquad (16.3)$$

Потери теплоты в окружающую среду q_5 зависят от производительности и конструктивного устройства котла. Вся теплота, воспринимаемая водой в котле, передается через поверхности нагрева, которые подразделяются на радиационные и конвективные. К радиационным поверхностям нагрева относятся экранные поверхности, обращенные в топку котла. Поверхности нагрева, расположенные в остальных газоходах, относятся к конвективным. Наиболее эффективным способом передачи теплоты является радиационное излучение факела и различного рода раскаленных керамических излучателей в топке.

Газовое топливо позволяет осуществлять автоматизацию процесса регулирования расхода топлива в зависимости от нагрузки

котла, что обеспечивает повышение экономичности работы котельной и безопасности ее эксплуатации.

Для того чтобы отопительный котел работал с максимальным коэффициентом полезного действия и отсутствием химического недожога при различных тепловых нагрузках, перед вводом его в эксплуатацию проводятся наладочные работы. Во время наладки отрабатываются оптимальные режимы работы котла во всем эксплуатационном диапазоне регулирования теплопроизводительности и составляются режимные карты.

16.2. Газовое оборудование котельных с паровыми и водогрейными котлами

Отопительные котельные присоединяют к газовым сетям среднего и низкого давлений. Небольшие котельные с расходом газа не более 250 м^3/ч получают газ из газопроводов низкого давления.

Схемы газоснабжения. В помещениях отопительных котельных разрешается прокладывать газопроводы низкого и среднего давлений. В котельных, расположенных в отдельно стоящих зданиях, разрешается прокладывать газопроводы высокого давления, но не более 0,6 МПа. Газопровод вводится непосредственно в помещение, где располагаются котлы, либо в смежное помещение при условии соединения их открытым проемом.

На вводе газопровода внутри котельной, в доступном для обслуживания месте, устанавливают устройство для отключения всей котельной в случае ремонта или аварии, а также при остановке ее на длительное время. При проведении ремонтных работ в котельной, а также в периоды между отопительными сезонами на вводе в котельную за отключающим устройством ставят заглушку. Если в котельной размещено большое число котлов, отключающие устройства устанавливают на ответвлениях газового коллектора к группам котлов, что позволяет проводить ремонтные работы без остановки всей котельной.

В качестве запорного устройства на вводе используют задвижку или кран перед регулятором или счетчиком. Кран перед манометром, который предусматривается на вводе газопровода, в работающей котельной должен быть открыт постоянно.

Трассировку и диаметры газопроводов выбирают таким образом, чтобы потери давления в них на всем протяжении от газорегуляторных установок (ГРУ) до наиболее удаленных горелок не превышали 40...50 % номинального давления газа перед горелками при выходном низком давлении и 20...25 % — при среднем давлении.

На ответвлении от газового коллектора котельной к каждому котлу устанавливают главное отключающее устройство, а перед

каждой горелкой рабочее отключающее устройство. За отключающим устройством котла располагают исполнительный механизм автоматического устройства (отсечный клапан), который обеспечивает прекращение подачи газа ко всем горелкам котла при недопустимом отклонении его давления от заданного, угасании пламени каждой из основных горелок, нарушении тяги и прекращении поступления воздуха.

К наиболее удаленному от ввода участку газового коллектора присоединяют продувочный трубопровод диаметром не менее 19 мм, который используется для освобождения газопровода от воздуха перед пуском котельной и для вытеснения газа воздухом при ее консервации и длительной остановке. Этот трубопровод устанавливают на газопроводах каждого котла перед последним по ходу газа отключающим устройством с минимальным числом поворотов. Прокладывают его вне здания котельной не менее чем на 1 м выше карниза крыши в месте, где существуют безопасные условия для рассеяния газа. Концы продувочных трубопроводов загибают либо устраивают над ними защитные зонты во избежание попадания атмосферных осадков. Продувочные газопроводы котлов и газового коллектора котельной могут быть объединены.

В котельной предусматривается установка КИП для измерения давления газа и воздуха перед горелками и разрежения в топке. Приборы располагают в удобных для наблюдения местах. На отводах к ним устанавливают отключающие устройства. В котельной газопроводы, как правило, прокладывают открыто и крепят к ее стенам, колоннам и перекрытиям, а также к каркасам котлов с помощью кронштейнов, подвесок и хомутов. На опорах газопроводы должны лежать плотно, без зазоров.

В проходах для людей газопроводы прокладывают на высоте не менее 2,2 м. При расположении арматуры на высоте более 2 м предусматривается дистанционный привод или площадка обслуживания из несгораемых материалов с лестницами. Трубы соединяют, как правило, сваркой. Резьбовые и фланцевые соединения допускаются только в местах установки отключающих устройств, коллекторов, регуляторов давления, КИП, газовых горелок. После окончания монтажа и испытаний газопроводы окрашивают масляной краской светло-коричневого или желтого цвета. Сортамент труб, а также материалы для фасонных частей и конструкций газопроводов выбирают в соответствии с действующими стандартами.

Проект газоснабжения котельной. Основой проекта газоснабжения котельной являются план и разрезы по фронту котлов и поперек котельной в масштабе 1 : 100 или 1 : 50. На чертежах показывают: расположение котлов, боровов, дутьевую установку, газопроводы, газооборудование, предохранительные устройства, автоматические и контрольно-измерительные приборы со всеми необходимыми монтажными размерами и принципиальными решениями по устройству вентиляции в котельной. Разрабатывают также аксонометрическую схему основных и вспомогательных газопроводов, план и разрез котла и топки с подробным изображением всего топочного устройства, обмуровки, расположения горелок и взрывных клапанов со всеми необходимыми размерами.

Проектируют узел редуцирования давления, установку и обвязку счетчика, выполняют необходимые конструктивные и деталировочные чертежи предохранительных устройств, боровов, шиберов, дымовой трубы, горелки.

В расчетно-пояснительной записке дают обоснование всех принципиальных решений, приводят все необходимые расчеты (нагрузок, числа котлов, индивидуальных и типовых горелок, газопроводов, тяги и дутья).

16.3. Определение расхода газа котельной на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых и общественных зданий

Расход газа на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых и общественных зданий определяется по СНиП 2.04.07-86*.

Максимальный тепловой поток на отопление жилых зданий, Вт,

$$Q_{o\,max} = q_o A(1 + k_1), \qquad (16.4)$$

где q_o — укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление 1м^2 общей площади при $t_0 = -32$ °С: (для 2, 3-этажных зданий — 220 Вт; для 4, 5-этажных — 130 Вт); A — площадь жилых зданий, м^2; k_1 — коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление общественных зданий, $k_1 = 0{,}25$.

Средний тепловой поток на отопление, Вт,

$$Q_{o.ср} = Q_{o\,max}\frac{t_i - t_o}{t_i - t_{ср}}, \qquad (16.5)$$

где t_i — средняя температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий (18 °С); $t_{ср}$ — расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления; t_o — средняя температура наружного воздуха за отопительный период.

Расчетный годовой расход газа на отопление жилых и общественных зданий, м^3/г,

$$Q_{o.ср} = \frac{24Q_{o.ср}n}{1{,}163Q_н^р\eta}, \qquad (16.6)$$

где n — продолжительность отопительного периода, сут; $Q_н^р$ — низшая расчетная теплота сгорания газа, кДж/м^3; η — коэффициент полезного действия.

Максимальный тепловой поток на вентиляцию общественных зданий, Вт,

$$Q_{\text{в max}} = k_1 k_2 q_o A,$$

где k_2 — коэффициент, учитывающий тепловой поток на вентиляцию общественных зданий, $k_2 = 0{,}4$.

Средний тепловой поток на вентиляцию обшественных зданий, Вт,

$$Q_{\text{в.ср}} = Q_{\text{в max}} \frac{t_i - t_o}{t_i - t_{\text{ср}}}. \qquad (16.7)$$

Расчетный годовой расход газа на вентиляцию общественных зданий, м^3,

$$Q_{\text{в.р.г}} = \frac{Q_{\text{в.ср}} nz}{1{,}163 Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta}, \qquad (16.8)$$

где z — время работы системы вентиляций, ч.

Средний тепловой поток на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий, Вт,

$$Q_{\text{г.в.ср}} = \frac{1{,}2m(a+b)(55 - t_{\text{в}})}{24 \cdot 3{,}6}, \qquad (16.9)$$

где m — число жителей; a — норма расхода воды (с температурой 55 °С) на горячее водоснабжение в жилых домах на одного человека в сутки (90 л); b — норма расхода воды (с температурой 55 °С) на горячее водоснабжение в общественных зданиях на одного человека в сутки (25 л); $t_{\text{в}}$ — температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период ($t = 5$ °С).

Расчетный годовой (350 дн.) расход газа на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий, м^3/г, определяют по формуле

$$Q_{\text{г.в.р}} = \frac{24 \cdot 350 Q_{\text{г.в.ср}}}{1{,}163 \eta Q_{\text{н}}^{\text{р}}}. \qquad (16.10)$$

Для перехода от годовых расходов газа к расчетным учитывают число часов максимального использования:

для отопительно-вентиляционной нагрузки:

$$m = 24n \frac{t_i - t_o}{t_i - t_{\text{ср}}};$$

для централизованного горячего водоснабжения:

$$m' = \frac{8\,400}{2{,}2} = 3\,818{,}2.$$

Нагрузка котельной определяется путем суммирования расходов газа на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

16.4. Выбор котлов и газовых горелок

В настоящее время в России в эксплуатации находятся самые разнообразные типы котлов, предназначенных для отопления, горячего водоснабжения, теплофикации и производства электроэнергии, от устаревших отечественных типа «Универсал», «ДКВР», «ПТВМ», «ДЕ», «КЧМ», «КВГМ» до новейших как отечественного (типа «ЗИОСАБ», «Турботерм»), так и иностранного (фирм-производителей «ЛООС», «Будерус», «Де Дитрих», «Виссман», «Ферроли») производств. Их устройство, принципы тепловой работы и автоматического управления ею, требования, предъявляемые к ним по технике безопасности, охране окружающей среды и энергосбережению, широко освещены в специальной литературе и в проспектах фирм-производителей.

Котлы выпускаются чугунными, стальными, секционными, цельносварными и др. По своему назначению они подразделяются на водогрейные и паровые.

Паровые котлы подразделяются:

- по давлению пара — на вакуумные ($p_{\text{п}} < 1$ ат), низкого ($p_{\text{п}}$ до 0,5 ат) и высокого давления ($p_{\text{п}} > 0{,}5$ ат);
- соединению с атмосферой — на открытые и закрытые по конденсатному контуру.

Котлы могут иметь естественную систему удаления продуктов сгорания топлива за счет дымовой трубы или принудительную за счет дымососа.

Чугунные котлы рассчитывают на избыточное давление до 600 кПа и температуру нагреваемой в них воды до 115 °С.

Чугунные и стальные секционные котлы имеют универсальную конструкцию. При переоборудовании чугунных котлов для работы на газообразном топливе главное внимание должно уделяться равномерному распределению теплоты в топке и равномерной нагрузке секций, что выполнимо при горизонтальной установке газовых горелок по поду котла.

16.5. Схемы обвязочных газопроводов

Выбор схемы обвязочного газопровода для агрегатов зависит от вида газовых горелок, их числа, давления газа, вида отключающих устройств, а также типа автоматики регулирования и безопасности.

По надежности отключения (герметичности) краны эффективнее задвижек. Небольшие утечки газа из крана попадают в поме-

щение, а не в топку. Неплотность задвижки приводит к значительным утечкам газа в топку, обнаружить которые без специальных приборов практически невозможно.

Схема газораспределения в котельных с однорядным (*а*) и двухрядным (*б*) расположением котлов показана на рис. 16.2.

На рис. 16.3 представлена схема обвязочного газопровода для агрегатов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха и отключающими устройствами — задвижками. На ответвлении от цехового газопровода к агрегату установлена общая задвижка, которая отключает подачу газа при остановке агрегата. После задвижки устанавливается клапан-отсекатель, который является исполнительным органом автоматики безопасности. При аварийном изменении контролируемых параметров он перекрывает подачу газа к агрегату. В качестве клапана-отсекателя применяют электромагнитные, пневматические клапаны и задвижки с электроприводом.

После клапана-отсекателя на газовом коллекторе агрегата устанавливается поворотная заслонка, служащая исполнительным органом автоматики регулирования и изменяющая подачу газа к го-

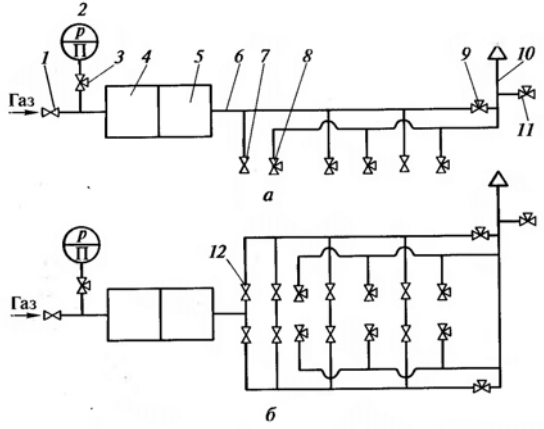


Рис. 16.2. Схемы газоснабжения котельных с однорядным (*а*) и двухрядным (*б*) расположением котлов:

1 — отключающее устройство на вводе; *2* — показывающий манометр; *3* — кран перед манометром; *4* — газорегуляторная установка; *5* — узел измерения расхода газа; *6* — газовый коллектор; *7* — отключающее устройство котла (главное); *8* — кран продувочного трубопровода котла; *9* — кран продувочного трубопровода котельной; *10* — продувочный трубопровод; *11* — штуцер с краном и пробкой для отбора пробы; *12* — отключающее устройство для группы котлов

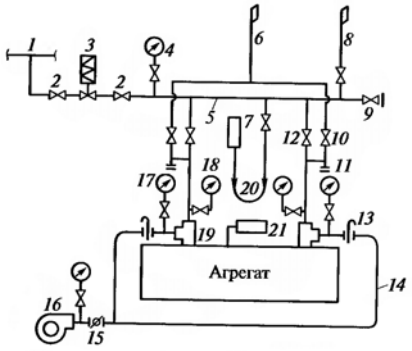


Рис. 16.3. Схема обвязочного газопровода агрегата, оборудованного горелками с принудительной подачей воздуха:

1 — цеховый газопровод; *2* — общая задвижка; *3* — клапан-отсекатель; *4* — входной манометр; *5* — газовый коллектор; *6* — трубопровод безопасности; *7* — переносной запальник; *8* — продувочный газопровод; *9* — кран с пробкой для взятия пробы на качество продувки; *10* — контрольная задвижка; *11* — штуцер с пробкой для проверки плотности задвижек; *12* — рабочая задвижка; *13* — шибер; *14* — воздуховод; *15* — заслонка; *16* — дутьевой вентилятор; *17, 18* — манометры; *19* — горелка с принудительной подачей воздуха; *20* — резинотканевый шланг; *21* — тягонапоромер

релкам в зависимости от потребности теплоты. Непосредственно перед горелкой имеется шибер (заслонка), предназначенный для регулирования подачи воздуха при розжиге и отключении неработающей горелки.

При пуске агрегата после вентиляции топки и газоходов открывается общая задвижка, блокируется на время розжига, а затем открывается вручную клапан-отсекатель, открывается клапан на продувочном газопроводе и начинается продувка всего газопровода. После окончания продувки зажигают переносный запальник и вводят его в топку. Затем закрывают кран на трубопроводе безопасности, открывают контрольную задвижку и приоткрывают рабочую. После воспламенения вытекающего из горелки газа приоткрывают шибер и подают в горелку воздух.

Для агрегатов, работающих на газе среднего давления, при использовании в качестве отключающих устройств кранов применяют упрощенную схему обвязки (рис. 16.4). В этой схеме перед каждой горелкой устанавливается по одному крану (рабочему), а контрольный кран и трубопровод безопасности предназначаются для аппарата в целом.

Для обвязочного газопровода агрегата, работающего на газе низкого давления, при использовании в качестве отключающих

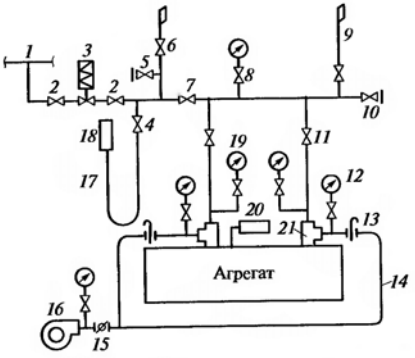


Рис. 16.4. Схема обвязочного газопровода для агрегата, работающего на газе среднего давления:

1 — цеховый газопровод; *2* — общий кран; *3* — клапан-отсекатель; *4* — кран запальника; *5* — кран пробковый для взятия пробы на качество продувки; *6* — продувочный газопровод; *7* — контрольный кран; *8* — газовый коллектор; *9* — трубопровод безопасности; *10* — штуцер; *11* — рабочий кран; *12, 19* — манометры; *13* — шибер; *14* — воздуховод; *15* — поворотная заслонка; *16* — дутьевой вентилятор; *17* — резинотканевый шланг; *18* — переносный запальник; *20* — тягонапоромер; *21* — газовая горелка с принудительной подачей воздуха

устройств кранов применяют упрощенную схему (рис. 16.5), в которой контрольный кран и трубопровод безопасности отсутствуют, а к газовому коллектору при помощи резинотканевого шланга подключен переносный запальник для розжига горелок агрегата. На конце коллектора находятся продувочный газопровод и штуцер с краном для проверки качества продувки. Продувочный газопровод подключается к общему продувочному газопроводу котельной, при пуске через этот газопровод из системы удаляются воздух и газовоздушная смесь путем вытеснения их газом.

Схема приведена для агрегата с двумя горелками, к каждой из которых подходит ответвление газопровода с двумя задвижками: первая, установочная по ходу газа, — контрольная, вторая — рабочая.

Контрольная задвижка работает в режиме «открыто — закрыто», а рабочая обеспечивает ручной розжиг, вывод горелки на рабочий режим и регулирование расхода газа при неработающей автоматике или при ее отсутствии. Газопровод между контрольной и рабочей задвижками соединяется с трубопроводом безопасности, который выводится выше карниза крыши. Трубопровод безопасности предназначен для предотвращения попадания горючего газа

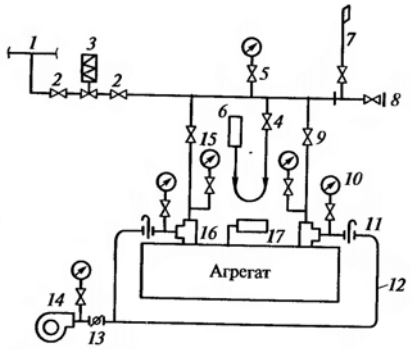


Рис. 16.5. Схема обвязочного газопровода для агрегата, работающего на газе низкого давления:

1 — цеховый газопровод; *2* — общий кран; *3* — клапан-отсекатель; *4* — кран запальника; *5* — газовый коллектор; *6* — переносный запальник; *7* — трубопровод безопасности; *8* — кран с пробкой для взятия пробы на качество продувки; *9* — рабочий кран; *10* — манометр на воздуховоде; *11* — шибер; *12* — воздуховод; *13* — поворотная заслонка; *14* — дутьевой вентилятор; *15* — манометр на газопроводе; *16* — горелка с принудительной подачей воздуха; *17* — тягонапоромер

в топку при неработающем агрегате, а также при пуске и розжиге горелок. Кран на трубопроводе безопасности при неработающей горелке всегда открыт. Воздух в горелки подается центробежным дутьевым вентилятором по воздуховодам. На общем воздуховоде устанавливается поворотная заслонка, которая является исполнительным органом автоматики безопасности горения.

16.6. Взрывные клапаны для топок котлов и боровов

В соответствии с действующими Правилами безопасности каждый котел, его топка, газоходы и борова должны быть оборудованы предохранительными взрывными клапанами. На газоходах их устанавливают в местах наиболее вероятного скопления газов, где возможно образование «газовых мешков» (на опусках и поворотах газопроводов).

Форма взрывных клапанов конструктивно выполняется в форме круга или квадрата, так как при одинаковой площади для разрушения клапана такой формы требуется меньшее усилие. Площадь взрывного клапана должна быть не менее 0,18 м^2.

Для паровых котлов паропроизводительностью до 10 т/ч и водогрейных котлов с температурой нагрева воды до 115 °С суммарная площадь предохранительных взрывных клапанов должна составлять не менее 250 см^2 на каждый кубический метр внутреннего объема топки, газохода или борова.

Предохранительные взрывные клапаны устанавливают в кладке или обмуровке топки, последнего газохода котла или газохода водяного экономайзера, золоуловителя, газохода до дымососов, горизонтального газохода после дымососа до дымовой трубы.

В котлах паропроизводительностью 10...60 т/ч в верхней части топки устанавливают взрывные клапаны общим сечением не менее 0,2 м^2, а в котлах большой паропроизводительности — 0,3 м^2. Допускается устанавливать взрывные клапаны в верхней части обмуровки котла, если их невозможно разместить в топке по конструктивным соображениям. На каждом из газоходов устанавливают не менее двух клапанов с минимальным общим сечением 0,4 м^2. Общее сечение клапанов на газоходе к дымовой трубе должно быть не менее 0,5 м^2.

В вертикальных котлах клапаны могут не устанавливаться.

Предохранительные взрывные клапаны могут быть конструктивно выполнены в виде:

чугунной откидной крышки, закрепляемой на металлической раме с помощью петель и откидывающейся при взрыве газовоздушной смеси;

мембраны из листового асбеста толщиной 2...3 мм, закрепленной в раме из уголков и разрывающейся при взрыве;

плиты (из смеси огнеупорной глины с асбестом, армированной металлической сеткой), свободно лежащей над отверстием в кладке или закрепленной в металлической раме с помощью петель (в первом случае при взрыве она отбрасывается, а во втором — открывается на петлях);

специальной металлической мембраны, рассчитанной на разрыв при повышении давления в газоходе до определенного значения.

16.7. Расчет дымовой трубы котельной с естественной тягой

Для организации процесса горения в топку котла необходимо подавать воздух и удалять из нее продукты сгорания, что осуществляется двумя способами: созданием в топке и газоходах разрежения; созданием избыточного давления.

При естественной тяге разрежение в топке и газоходах создается дымовой трубой, и вследствие этого под действием разности давлений между окружающим воздухом и продуктами сгорания в

топку поступает воздух. При искусственной тяге разрежение в топке и газоходах создается за счет работы дымососа, а подача воздуха производится вентилятором.

Схема действия естественной тяги с эпюрой разрежения в газовом тракте показана на рис. 16.6. В сечении I—I дымовой трубы со стороны входа продуктов сгорания создается давление окружающего воздуха с плотностью $\rho_в$. Внутри дымовой трубы находятся продукты сгорания с плотностью $\rho_{п.с}$, которые также оказывают давление в сечении I—I.

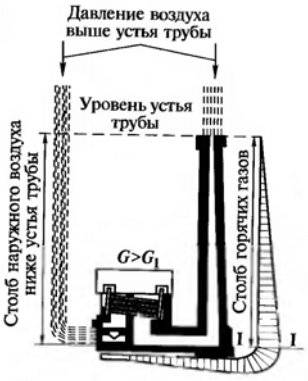


Рис. 16.6. Схема действия естественной тяги с эпюрой разрежения:

G — масса столба

Давление столба воздуха в сечении I—I, соответствующее высоте дымовой трубы H, будет равно $Hg\rho_в$, а продуктов сгорания $Hg\rho_{п.с}$ (где g — ускорение свободного падения). Плотность продуктов сгорания меньше плотности окружающего воздуха, поэтому в сечении I — I будет действовать разность давлений, которая и создает тягу,

$$h = Hg(\rho_в - \rho_{п.с}). \qquad (16.11)$$

Тяга, создаваемая дымовой трубой, тем больше, чем больше высота дымовой трубы и разность плотностей воздуха и продуктов сгорания. Разность плотностей будет возрастать с увеличением температуры продуктов сгорания в дымовой трубе и уменьшением температуры окружающего воздуха. Если в топке и газоходах создается избыточное давление по отношению к давлению окружающего воздуха, то подача воздуха и удаление продуктов сгорания производятся вентилятором. Для регулирования потоков воздуха, подаваемого в топку, и продуктов сгорания в воздуховодах и газоходах устанавливают шиберы.

В современных промышленных и отопительных котельных дымовая труба служит не для создания необходимой тяги, а для отвода продуктов сгорания. Для установок с принудительной тягой расчет дымовой трубы сводится к определению диаметра ее выходного сечения и высоты по условиям рассеяния в атмосфере выбрасываемых продуктов сгорания до допустимых санитарными нормами концентраций.

При расчете газового тракта надо учитывать самотягу, создаваемую самой трубой, и ее сопротивление. Сопротивление дымовой трубы складывается из потерь на трение при движении продуктов

сгорания и потерь на создание динамического напора, необходимого для получения определенной скорости продуктов сгорания на выходе из трубы.

Во избежание проникновения продуктов сгорания в толщу конструкций кирпичных и железобетонных труб не допускается положительное статическое давление на стенки газоотводящего ствола. Для этого определяющий критерий R должен быть меньше 10 и вычисляться по формуле

$$R = \frac{(\lambda + 8i)h}{(\rho_в - \rho_{п.с})d_о}, \qquad (16.12)$$

где λ — коэффициент сопротивления трению; i — постоянная конусность внутренней поверхности верхнего участка трубы; h — динамический напор, создаваемый продуктами сгорания в выходном отверстии трубы, Па; $\rho_в$ — плотность атмосферного воздуха, кг/м^3; $\rho_{п.с}$ — плотность продуктов сгорания, кг/м^3; $d_о$ — диаметр трубы.

Проверочный расчет должен производиться для зимнего и летнего расчетных режимов. При $R > 10$ следует увеличивать диаметр трубы или применять трубу с внутренним газонепроницаемым стволом.

Минимальная допустимая высота дымовой трубы, м, определяется из условия предельно допустимых концентраций золы или SO_2 в атмосфере:

$$H = \sqrt{\frac{AMF}{ПДК\sqrt[3]{V_{п.с}\Delta T}}}, \qquad (16.13)$$

где A — коэффициент, зависящий от метеорологических условий местности (для центральной части европейской территории России $A = 120$); M — суммарный выброс SO_2 или золы, г/с; F — коэффициент, принимаемый при расчете по SO_2 равным 1; $V_{п.с}$ — объемный расход продуктов сгорания, м^3/с; ПДК — предельно допустимая концентрация SO_2 или золы (0,5 мг/м^3); ΔT — разность температур продуктов сгорания, выбрасываемых из трубы и окружающего воздуха, К.

16.8. Организация воздухообмена в котельной

Котельные часто оборудуются устройствами естественной вентиляции. Эффективность работы вентиляции зависит от площади и высоты котельного зала, расположения и работы котлов, размеров оконных и дверных проемов, метеорологических и других факторов.

Режим подачи и удаления воздуха в котельной влияет на условия отвода продуктов сгорания, а следовательно, и на качество

сжигания газа. При недостаточном поступлении воздуха в котельную или излишнем удалении его в котельной создается разрежение, которое может привести к нарушению тяги в дымовой трубе. Поэтому механическая вытяжка воздуха из котельного зала допускается только при наличии одновременной механической его подачи.

В отопительных котельных, отдельно стоящих или расположенных в жилых, общественных и других зданиях, должен быть обеспечен трехкратный воздухообмен за один час без учета количества воздуха, необходимого для горения. Трехкратный воздухообмен — удаление за один час воздуха в количестве, равном трем объемам вентилируемого помещения (за вычетом объема, занимаемого котлами и крупным оборудованием).

Наружный холодный воздух подается через неподвижные жалюзийные решетки, которые устанавливают за котлами на высоте не менее 4 м в удалении от постоянных рабочих мест обслуживающего персонала. Неудачное расположение жалюзийной решетки без учета планировочных особенностей котельной приводит к образованию сквозняков и снижению температуры в зонах пребывания операторов. Необходимую площадь живого сечения жалюзийных решеток, м^2, определяют исходя из принятой в них скорости движения воздуха $w_в$ и расчетного его объема $V'_в$:

$$F_{ж.с} = \frac{V'_в}{3\,600 w_в}.$$

Скорость воздуха в приточных решетках принимают не более 2 м/с, а при небольших размерах котельного зала — 1 м/с.

В крупных отопительных котельных предусматривается наличие специальной приточной камеры, располагаемой в верхней части котельной и оборудованной осевым вентилятором. Стенки, потолок и пол такой камеры изолируются минеральными плитами.

Для котельной с двухпроводными горелками количество воздуха, забираемого из помещения в холодное время года дутьевыми вентиляторами, принимают в размере не более 75 % от количества воздуха, необходимого для горения. Остальное количество воздуха забирается снаружи, т. е. из верхней зоны котельной через воздухозаборную шахту, которая патрубком соединяется с наружной атмосферой. В месте присоединения патрубка к шахте устанавливается перекидной клапан, степень открытия которого определяет соотношение холодного и теплого воздуха, поступающего к вентилятору. Воздух из верхней зоны котельной удаляется с помощью дефлекторов, при этом на всех участках вытяжной вентиляции не должно быть шиберов.

Необходимое число дефлекторов определяется размерами котельной, а устанавливаются они в зонах повышенной температуры воздуха и наиболее вероятного скопления вредных газов. Если ширина помещения менее 25 м, то дефлекторы располагают в один

ряд непосредственно на кровле. Расстояние между дефлекторами принимают не более 10 м. При отсутствии специальных требований высота шахт над коньком кровли принимается равной 1 м. Удаление воздуха через дефлекторы происходит за счет кинетической энергии ветра. Поток ветра, омывая дефлектор, создает за ним зону разрежения, благодаря чему происходит отвод воздуха из канала или помещения, к которому присоединен дефлектор. Дефлекторы ДВК-5 характеризуются наличием нечетного числа вертикально расположенных щелей. Дефлекторы конструкции ЦАГИ бывают круглой и квадратной форм в плане. Производительность дефлектора зависит от его типа, размеров, скорости ветра. Гидравлические характеристики дефлекторов определяют опытным путем. В проектной практике скорость в присоединительной трубе принимают равной 2 м/с, а необходимый диаметр патрубка $D_п$ определяют по формуле

$$D_п = \sqrt{\frac{4V_{выт}}{2n\pi 3\,600}}, \qquad (16.14)$$

где $V_{выт}$ — объем вытягиваемого из помещения воздуха за один час, м^3/ч; n — число дефлекторов.

16.9. Подбор дымососа для котельной с принудительной тягой

Вентиляторы, обеспечивающие подачу в топку воздуха, необходимого для организации процесса горения, называются *дутьевыми.*

Вентиляторы, предназначенные для удаления продуктов сгорания и преодоления сопротивления газового тракта котельной установки, называются *дымососами.*

В качестве дымососов и вентиляторов для котлов используют центробежные машины одностороннего и двухстороннего всасывания.

Дымососы и вентиляторы подразделяются на две группы:

- меньших типоразмеров №8, 9, 10, 11, 12 и 12,5, рассчитанные на длительную работу при температуре продуктов сгорания 250 °С;
- больших типоразмеров № 15, 17, 19 и 21, имеющие собственные подшипники и соединяющиеся с валом электродвигателя посредством муфты.

Основными величинами, характеризующими работу дымососа, являются: производительность, полный напор, потребляемая электродвигателем мощность, частота вращения и КПД по полному напору.

Под полным напором понимают разность полных напоров в выхлопном и всасывающем патрубках, Па:

$$H_п = H_{п.вых} - H_{п.вс}.$$

Полные напоры в выхлопном и всасывающем патрубках машины определяются по следующим уравнениям:

$$H_{п.вых} = H_{д.вых} + H_{ст.вых};$$

$$H_{п.вс} = H_{д.вс} + H_{ст.вс},$$

где $H_{д.вых}$, $H_{д.вс}$ — динамические напоры на выхлопном и всасывающем патрубках машины соответственно (всегда положительные), Па; $H_{ст.вых}$, $H_{ст.вс}$ — статические напоры на выхлопном и всасывающем патрубках соответственно (положительные при давлении, превышающем атмосферное, отрицательные при разрежении), Па.

Подставив эти значения в уравнение для полных напоров в выхлопном и всасывающем патрубках, получим

$$H_п = (H_{д.вых} + H_{ст.вых}) - (H_{д.вс} + H_{ст.вс})$$

При отсутствии всасывающего тракта у вентилятора полный напор

$$H_п = H_{д.вых} - H_{ст.вых}$$

Производительность и полный напор дымососа связаны между собой зависимостью, называемой *напорной характеристикой.* Каждый дымосос в зависимости от аэродинамической схемы при постоянной частоте вращения имеет свою напорную характеристику.

Зависимость сопротивления газового тракта котельной установки от расхода продуктов сгорания называется *характеристикой сети.* Каждый дымосос должен создавать полный напор, соответствующий сопротивлению газового тракта, на который он работает. Поэтому рабочему режиму дымососа соответствует точка пересечения напорной характеристики машины с характеристикой сети. В этой рабочей точке дымосос имеет наибольшую производительность при работе на данную сеть.

Водогрейные котлы работают с переменными нагрузками, что приводит к необходимости регулировать производительность дымососов.

Регулирование производительности тягодутьевых машин осуществляют двумя способами: изменением характеристики сети и воздействием на напорную характеристику машины.

Изменение характеристики сети достигается путем ввода в нее дополнительного сопротивления в виде шибера. Тогда увеличение сопротивления сети при закрытии шибера будет приводить к снижению производительности дымососа. Воздействовать на напорную характеристику дымососа можно путем изменения частоты

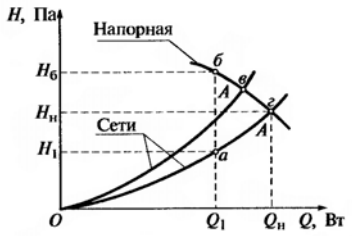


Рис. 16.7. Напорная характеристика дымососа и характеристики сети

вращения. При этом производительность машины изменяется примерно пропорционально частоте вращения, полный напор — квадрату частоты вращения, а мощность, потребляемая электродвигателем, — кубу частоты вращения.

Регулировать производительность машины посредством шибера просто и надежно, но весьма неэкономично. Регулировать производительность машины путем изменения частоты вращения сложно, но при этом обеспечивается высокая экономичность ее работы при переменных режимах.

На рис. 16.7 показаны напорная характеристика дымососа и характеристики сети. Точка *А* характеризует рабочий режим дымососа, а следовательно, его номинальную производительность $Q_н$ полный напор $H_п$. При снижении производительности котла требуется уменьшить расход дымососа с $Q_н$ до Q_1. При этом сопротивление сети также снизится, т.е. при расходе Q_1 оно будет характеризоваться точкой *а*. При расходе Q_1 дымосос будет развивать напор, характеризуемый точкой *б*. Следовательно, при дроссельном регулировании шибером напор, определяемый отрезком *аб*, будет потерян.

При регулировании производительности изменением частоты вращения напорная характеристика дымососа изменится и пройдет через точку *а*, т.е. будет достигнуто соответствие между напором, развиваемым дымососом, и сопротивлением сети. При регулировании производительности изменением частоты вращения машины потери напора вследствие дросселирования потока отсутствуют.

Выбор дымососа производится по расходу продуктов сгорания и сопротивлению газового тракта, т.е. дымосос должен иметь производительность, при которой обеспечивается полное удаление образовавшихся продуктов сгорания. Расход продуктов сгорания определяется при тепловом расчете, а сопротивление газового тракта — при аэродинамическом.

Учитывая колебания барометрического давления, изменение состава газа, загрязнение поверхностей нагрева в процессе эксплуатации и технические допуски на отклонения заводских напорных характеристик, дымосос выбирают с запасом производительности и напора.

Коэффициенты запаса для дымососов парогенераторов и водогрейных котлов с теплопроизводительностью до 17,4 МВт составляют по производительности $\beta_1 = 1{,}05$, напору $\beta_2 = 1{,}1$.

Расход продуктов сгорания у дымососа за один час, м³/ч,

$$V = B_р(V_{п.с} + \alpha V_0)\frac{\theta_д + 273}{273}, \qquad (16.15)$$

где $B_р$ — расчетный расход топлива, м³/ч; $V_{п.с}$ — объем продуктов сгорания на 1 м³ газа, м³/м³; α — коэффициент избытка воздуха; V_0 — теоретическое количество воздуха, необходимое для горения газа, м³/м³; $\theta_д$ — температура продуктов сгорания перед дымососом.

Расчетная производительность дымососа определяется с учетом условий всасывания, т.е. избыточного давления или разрежения и температуры перед дымососом:

$$Q_р = V\beta_1\frac{101\,080}{h_{бар} + \beta_2 H_{вх}}, \qquad (16.16)$$

где 101 080 Па — абсолютное давление на входе в дымосос; $h_{бар}$ — барометрическое давление в месте установки дымососа, Па; $H_{вх}$ — разрежение (–) или избыточное давление (+) во входном сечении дымососа, Па.

Расчетный полный напор дымососа — $H_р = \beta_2\Delta H_п$.

Перепад полных давлений в газовом тракте — $\Delta H_п = h_т + \Delta H \pm H_с$, где $h_т$ — разрежение на выходе из топки, принимаемое равным 20 Па; $H_с$ — суммарная самотяга газового тракта с соответствующим знаком, Па.

При выборе дымососа необходимо его расчетный полный напор привести к условиям (по температуре и барометрическому давлению), для которых дана напорная характеристика заводом-изготовителем.

Приведенный расчетный напор

$$H_{р.пр} = H_р\frac{1{,}29}{\rho_0}\frac{273 + t}{273 + t_{хар}}\frac{101\,080}{h_{бар} + \beta_2 H_{вх}}, \qquad (16.17)$$

где ρ_0 — плотность перемещаемых продуктов сгорания при 0 °С и 101 080 Па, кг/м³; t — действительная температура продуктов сгорания перед дымососом, °С; $t_{хар}$ — температура, для которой дана заводская напорная характеристика дымососа, °С.

По расчетной производительности и приведенному расчетному напору при максимально полном КПД и минимальной частоте вращения выбирают дымосос по каталогу завода-изготовителя.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается особенность использования газового топлива в котельных?
2. Расскажите об основных видах газового оборудования котельных с паровыми и водогрейными котлами.
3. Как определить расход газа котельной на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых и общественных зданий?
4. Как выбрать котел и газовую горелку к нему?
5. Объясните схемы обвязочных газопроводов.
6. Для чего предназначены взрывные клапаны для топок котлов?
7. Как рассчитать дымовую трубу котельной с естественной тягой?
8. Для чего необходим воздухообмен в котельной?
9. В чем заключается принцип подбора дымососа для котельной с принудительной тягой?

Глава 17

СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ СЖИЖЕННЫМИ ГАЗАМИ

17.1. Газонаполнительные станции

Источником снабжения потребителей сжиженными углеводородными газами (СУГ) являются газонаполнительные станции (ГНС), которые предназначены для их приема, хранения и распределения в баллонах и автоцистернах. На ГНС должно быть обеспечено раздельное хранение сжиженных газов с повышенным содержанием бутана (до 60 %) и технического пропана, а также раздельная раздача их с помощью баллонов и автоцистерн. На ГНС предусмотрен одновременный слив сжиженных газов из железнодорожных цистерн с разным процентным соотношением пропана и бутана. На ГНС осуществляются следующие операции: прием сжиженных газов от поставщика в железнодорожных цистернах; слив сжиженных газов в хранилища; хранение сжиженных газов в надземных и подземных резервуарах, баллонах; слив из пустых баллонов неиспарившихся остатков; розлив сжиженных газов в баллоны, автоцистерны; прием пустых и выдача наполненных баллонов; технологическое обслуживание и ремонт оборудования; доставка сжиженных газов потребителям в баллонах и автоцистернах; заправка автомашин, работающих на сжиженном газе; регазификация (испарение) сжиженных газов; смешивание паров сжиженных газов с воздухом; подача паров сжиженных газов.

Газонаполнительные станции располагают преимущественно вне черты города на специально отведенных спланированных площадках и желательно с подветренной стороны господствующих ветров, чтобы возможные выделения газов не попали в зону жилых, общественных и производственных зданий и сооружений. Принципиальная схема ГНС с надземной установкой резервуаров, рассчитанной на отпуск потребителям 3 000 т сжиженного газа в год, приведена на рис. 17.1. Для хранения газа на станции устанавливаются горизонтальные цилиндрические резервуары вместимостью 50 или 100 м^3. Каждый резервуар оборудуют двумя предохранительными клапанами, указателями уровня и уровнемерными трубками.

В состав любой ГНС входят: база хранения со сливной эстакадой, компрессорная установка, насосная со сливным отделением,

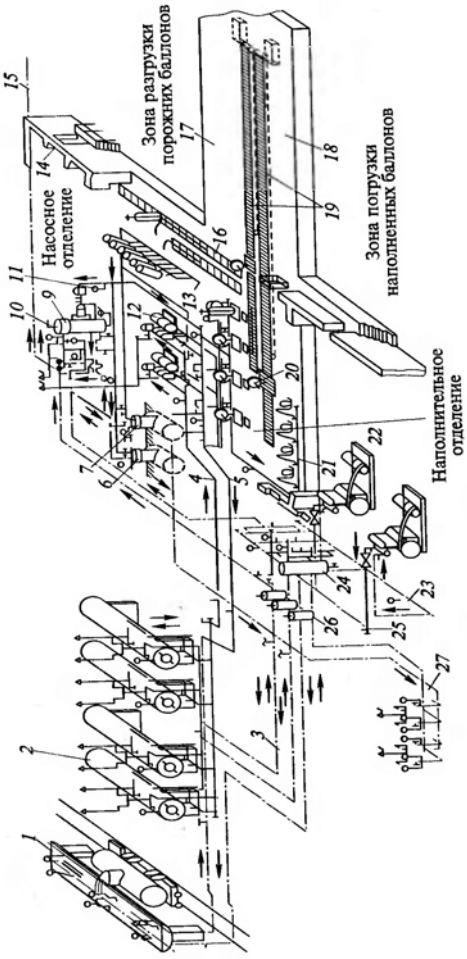


Рис. 17.1. Принципиальная схема ГНС с наземной установкой резервуаров:

1 — сливная эстакада; *2* — база хранения; *3* — электропривод; *4* — всасывающий коллектор; *5* — напорный коллектор; *6* — расходный резервуар испарителя; *7* — резервуар неиспарившихся остатков; *8* — сбросной клапан; *9* — испаритель; *10* — подвод теплоносителя (пар 0,2 МПа); *11* — отвод конденсата; *12* — насосы; *13* — сливная рампа баллонов; *14* — отделение мойки, освидетельствования и окраски баллонов; *15* — трубопровод в котельную; *16* — участок разбраковки баллонов; *17* — склад-навес для порожних баллонов; *18* — склад-навес для наполненных баллонов; *19* — наполные загрузочный и разгрузочный транспортеры; *20* — участок контроля баллонов; *21* — участок заполнения мелких баллонов; *22* — компрессор; *23* — всасывающий коллектор; *24* — маслоотделитель; *25* — напорный коллектор; *26* — конденсатосборник; *27* — колонки для наполнения автоцистерн

наполнительное отделение со складом баллонов, отделение освидетельствования баллонов, испарительная установка. Размещение резервуаров может быть надземное, засыпное и подземное. Резервуары связаны между собой наполнительными, расходными и парофазными коллекторами.

Налив сжиженных газов в баллоны и автоцистерны осуществляется не только насосами, но и за счет повышенного давления в расходном резервуаре базы хранения, создаваемого газовыми компрессорами.

Для слива неиспарившихся остатков и полного опорожнения баллоны соединяют трубопроводом со сливным резервуаром, в котором поддерживают пониженное давление.

Безопасная работа ГНС обеспечивается установкой на оборудовании и трубопроводах запорной и предохранительной арматуры. На всех участках трубопроводов, ограниченных запорными устройствами, должны иметься предохранительные клапаны. На трубопроводах паровой фазы, идущих к всасывающему и напорному коллекторам компрессоров, в качестве основной запорной арматуры используются фланцевые краны со смазкой, а в качестве предохранительной — стальные пружинные клапаны.

Определение мощности газонаполнительной станции. Мощность ГНС зависит от потребности в сжиженных газах. Мощность для ГНС, обслуживающих район радиусом 50...70 км с населением 1 млн чел., рекомендуется в пределах 10...40 тыс. т в год. Если потребители находятся на большем расстоянии от ГНС, устраиваются промежуточные пункты обмена баллонов. Годовая мощность ГНС определяется путем суммирования существующих и перспективных газовых потребителей:

$$G = n_1 g_1 + n_2 g_2 + \ldots + n_n g_n,$$

где G — перспективная потребность газа в районе на год, т; n_1, n_2, ..., n_n — однотипные потребители газа; g_1, g_2, ..., g_n — годовая норма потребления газа однотипными потребителями, т.

Мощность ГНС сжиженного газа определяется, в основном, объемом резервуаров хранилищ (резервуарного парка). Объем резервуаров хранилищ зависит от суточной производительности ГНС, а количество резервируемого для хранения сжиженного газа — от расчетного времени работы ГНС без суточного поступления газа. Расчетное поступление газа

$$П_р = \frac{L}{w_{тр} + П + П_э},$$

где L — расстояние от завода-поставщика газа до ГНС, км; $w_{тр}$ — нормативная суточная скорость транспортирования грузов МПС повагонной отправки, км/сут (принимается 330 км/сут); $П$ — вре-

Таблица 17.1

Нормы заполнения резервуаров сжиженными газами

Газ	Масса газа на 1 л вместимости резервуара, кг, не более	Вместимость резервуара на 1 кг газа, л, не менее
Бутан	0,488	2,05
Бутилен	0,526	1,90
Этилен	0,286	3,50
Пропан	0,425	2,35
Пропилен	0,445	2,25

мя, затрачиваемое на операции, связанными с отправлением и прибытием груза (принимается 1 сут); $П_э$ — время, на которое следует предусматривать эксплуатационный запас сжиженных газов на ГНС (принимается равным 3...5 сут.).

Число резервуаров

$$m = \frac{V}{V_р \varphi}, \qquad (17.1)$$

где V — объем резервуарного парка, м^3; $V_р$ — геометрический объем (вместимость) одного резервуара, м^3; φ — коэффициент наполнения резервуаров (0,85 — для наземных, 0,9 — для подземных резервуаров), определяемый нормой заполнения резервуаров (табл. 17.1).

Основные сооружения ГНС и их размещение на генеральном плане. На ГНС предусматривают, как правило, наземную установку резервуаров. При невозможности обеспечения установленных минимальных расстояний до зданий и сооружений допускается подземная установка резервуаров. Не допускается размещение резервуаров внутри помещений. Подземное расположение резервуаров является наиболее безопасным. Резервуары в хранилище располагаются группами. Число резервуаров в группе должно обеспечивать удобное дистанционное управление арматурой.

Расстояния между группами наземных резервуаров принимают следующие: 5м — при общем объеме резервуаров до 200 м^3; 10 м — при общем объеме резервуаров 200...700 м^3; 20 м — при общем объеме резервуаров 700...2 000 м^3.

Для каждой группы наземных резервуаров по периметру предусматривается замкнутое обвалование или ограждающая стенка из несгораемого материала высотой не менее 1 м. Ширина земляного вала поверху должна быть не менее 0,5 м.

Сжиженные газы из железнодорожных цистерн на ГНС сливают в специальном тупике на сливной эстакаде. Для удаления из баллонов неиспарившихся остатков предусматриваются специальные станки, располагаемые индивидуально, или карусельные агрегаты. Остатки газа сливают в один резервуар.

Производственные помещения ГНС объединены в основные отделения: насосно-наполнительное, энергомеханическое, гараж и служба реализации газа. В насосно-наполнительном отделении разрешаются основные взрыво- и пожароопасные помещения: насосно-компрессорное, испарительное, наполнительное и сливное. Для обеспечения требуемых условий безопасности каждое помещение должно быть одноэтажным, бесчердачным, бесподвальным, первой или второй степени огнестойкости, изолированным от смежных помещений. Крыши взрывоопасных помещений должны быть легкосбрасываемыми при воздействии давления газа при взрыве. На площадках ГНС располагаются также трансформаторная подстанция, низковольтные распределительные устройства и электрические кабели.

Объем хранилища газа и выбор типа резервуаров. Для приема и хранения сжиженного газа, поступающего с заводов-поставщиков, на ГНС сооружают хранилища, которые должны обеспечивать необходимый запас его для бесперебойного снабжения потребителей. Этот запас должен быть достаточным на определенное число дней, которое исчисляется с учетом среднесуточного расхода газа, перспектив роста объектов газоснабжения и расстояния от источников поступления газа.

Для хранения сжиженных газов используют стальные сварные резервуары цилиндрической и сферической формы. Резервуары, устанавливаемые вертикально, размещают только на поверхности земли. На ГНС, как правило, применяют цилиндрические горизонтальные резервуары с эллиптическими днищами для наземной и подземной установки. Конструкция стального горизонтального цилиндрического наземного резервуара вместимостью 50 м^3 для пропана приведена на рис. 17.2.

Горизонтальные цилиндрические резервуары устанавливают на прочных фундаментах-опорах из несгораемых материалов. Наземные резервуары устанавливают группами. При размещении наземных резервуаров сжиженных газов в несколько рядов расстояние между рядами должно быть не меньше наиболее длинного резервуара, но не менее 10 м.

Каждая группа наземных резервуаров должна иметь обваловку на их полную вместимость.

Для подземной установки применяют только стальные цилиндрические резервуары горизонтального расположения, которые должны иметь антикоррозионную изоляцию не хуже усиленной.

Расчет предохранительного клапана. Предохранительно-сбросные клапаны устанавливаются на каждом наземном и подземном резервуарах. Они предназначены для защиты резервуаров от чрезмерного повышения давления, которое может произойти в следу-

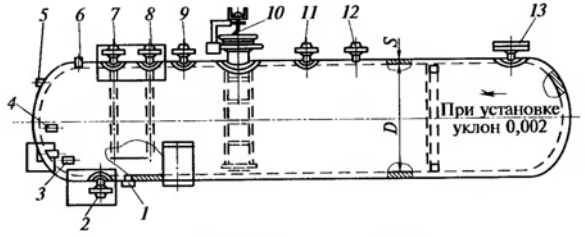


Рис. 17.2. Резервуар для пропана:

1 — муфта для дренажного клапана; *2* — штуцер для жидкой фазы; *3* — штуцер для установки термометра; *4* — муфта для вентилей отбора проб из резервуара; *5* — муфта для настройки уровнемера; *6* — муфта для установки манометра; *7* — штуцер приемный жидкой фазы; *8* — штуцер для уровнемера; *9* — штуцер для сигнализатора уровня жидкости; *10* — люк; *11* — штуцер для установки предохранительно-сбросных клапанов; *12* — штуцер для удаления остатков газа; *13* — штуцер для вентиляции

ющих случаях: повышение температуры жидкости; наполнение резервуара продуктами с более высоким давлением паров; нагрев резервуаров открытым огнем в случае пожара.

На каждом резервуаре устанавливается не менее двух предохранительно-сбросных клапанов, а перед ними трехходовые краны, позволяющие отключать один из двух предохранительных клапанов и допускающие одновременное их включение. Предохранительно-сбросные пружинные клапаны типа ППК-4 изготовляют с D_y = 50, 80, 100, 150 (D_y — диаметр условного прохода).

Качество предохранительных клапанов, их размеры и пропускная способность выбираются с таким расчетом, чтобы в резервуаре не могло образоваться давление, превышающее рабочее более чем на 0,05 МПа для сосудов с давлением до 0,3 МПа и на 15% для сосудов с давлением 0,3...6 МПа.

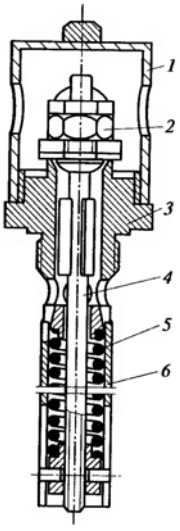
Пропускная способность предохранительного клапана определяется из следующей формулы:

$$F_c = \frac{G}{15{,}9\alpha B\sqrt{(p_1 - p_2)\,\rho_i}}, \qquad (17.2)$$

где F_c — площадь проходного сечения, равная наименьшей площади сечения в проточной части, мм^2; G — максимально возможная пропускная способность паров сжиженных газов, кг/ч; α — коэффициент избытка газа перед клапаном; B — коэффициент, учитывающий расширение среды; p_1 — максимальное избыточное давление перед предохранительным клапаном, МПа; p_2 — избыточное давление за предохранительным клапаном, МПа; ρ_i — плотность рабочей среды.

Рис. 17.3. Сбросный пружинный предохранительный клапан Т831-Г:

1 — колпак; *2* — регулировочная гайка; *3* — втулка; *4* — шток; *5* — пружина; *6* — корпус



Площадь проходного сечения полноподъемных клапанов $F_c = \pi d_c^2/4$, а неполноподъемных $F_2 = 2{,}22\, d_c h$, где d_c — внутренний диаметр седла клапана, мм; h — высота подъема золотника, мм.

Конструкции предохранительных клапанов различны. На крышках редукционных головок групповых подземных резервуаров устанавливается сбросный пружинный предохранительный клапан Т831-Г (рис. 17.3), состоящий из корпуса, штока, втулки клапана с резиновым уплотнением, регулировочной гайки, пружины и колпака. Шток имеет три прилива, обеспечивающих правильную посадку клапана на седло. Ввертывая или отвертывая шток, можно изменять силу сжатия пружины и таким образом регулировать сбросное давление газа.

Технические характеристики клапана Т831-Г следующие:

Диаметр условного прохода, мм	25
Рабочее давление, МПа	1,0
Пропускная способность паров сжиженного газа, кг/ч	3 266
Коэффициент избытка α	0,6

17.2. Установки для перемещения сжиженных газов

Для перемещения сжиженных газов используют насосы и компрессоры. Насосы и компрессоры размещают в закрытых отапливаемых помещениях. Допускается размещать их на открытых площадках под навесами из несгораемых материалов. Насосы и компрессоры устанавливают на фундаменты, не связанные с фундаментами другого оборудования и стенами здания. Всасывающие и нагнетательные патрубки насосов и компрессоров оборудованы запорными устройствами, а нагнетательные патрубки — обратными клапанами. На всасывающих линиях компрессоров устанавливают конденсатосборники, а на нагнетательных линиях за компрессорами — маслоотделители. Конденсатосборники оборудуют дренажными устройствами. Насосы и компрессоры оборудуют системами автоматики, отключающими электродвигатели при недопустимых изменениях параметров и обеспечивающими нормальную работу насосов и компрессоров.

Насосы. Для перекачки сжиженных газов используют вихревые, центробежные, поршневые, шестеренные насосы.

При перекачке сжиженных газов необходимо предусмотреть меры, предотвращающие образование паров, т.е. должно обеспечиваться избыточное давление над упругостью паров перед насосом. Это достигается более высокой установкой резервуаров хранилища по отношению к насосам и применением компрессоров для создания избыточного давления в резервуарах. Всасывающий трубопровод насоса должен иметь минимальное сопротивление и необходимые сальниковые уплотнения, так как вязкость сжиженных газов мала.

Основным фактором, ухудшающим работу насосов, является кавитация, т.е. возникновение в жидкости газовых пузырьков — каверн, при уменьшении давления ниже упругости паров и дальнейшее их смыкание (конденсация) после попадания в область высокого давления. В районе смыкания пузырька происходит сильный гидравлический удар. При возникновении кавитации уменьшаются подача, напор и коэффициент полезного действия насоса. Кавитация является основной причиной разрушения деталей насоса.

Насосы для сжиженных газов не могут работать, когда уровень жидкости в резервуаре ниже уровня их всасывающего патрубка. При подземном расположении резервуаров на всасывающей линии насоса происходит интенсивное закипание жидкости с большим увеличением ее объема, в результате чего насос «срывает» и жидкость не подается.

Для нормальной работы насос должен быть всегда залит перекачиваемой жидкостью, т.е. необходимо наличие подпора. Создание подпора на всасывающей линии насоса осуществляется заглублением насоса, поднятием резервуара, установкой газоотделителя-сепаратора и включением специальных устройств, повышающих давление перед насосом. Во избежание гидравлических ударов открывание и закрывание всех задвижек и вентилей должно быть плавным.

Для перекачки сжиженных газов используют насосы С-5/140 и вертикальные типа ХГВ.

Насос С-5/140 (рис. 17.4) — самовсасывающий, с подачей 5 м^3/ч и напором 140 м столба перекачиваемой жидкости, состоит из электродвигателя *1*, всасывающей камеры с входным патрубком *2*, рабочего колеса *3*. Напорный канал *4* выполнен в корпусе *5* насоса и сообщается с напорным патрубком через окно *6*. Перекачиваемая жидкость из всасывающей камеры подводится через окно *7* к рабочему колесу, укрепленному на консольном валу электродвигателя. При включении электродвигателя жидкость поступает на лопатки рабочего колеса, увлекается им вместе с жидкостью, заполняющей напорный канал, и через окно *6* под напором выбрасывается в напорный патрубок. Вал электродвигателя имеет одинарное торцевое уплотнение, состоящее из свободно перемещающейся по валу стальной втулки *10* и неподвижной бронзовой втулки *9*.

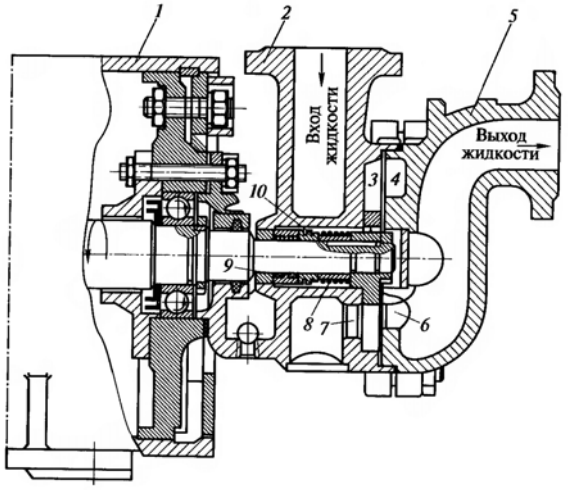


Рис. 17.4. Насос С-5/140 для сжиженных углеводородных газов:

1 — электродвигатель; *2* — входной патрубок; *3* — рабочее колесо; *4* — напорный канал; *5* — корпус; *6, 7* — окна; *8* — пружина; *9* — бронзовая втулка; *10* — стальная втулка

На рабочей поверхности стальной втулки наплавлен твердый сплав. Под действием пружины *8* обе втулки постоянно находятся в контакте, что обеспечивает герметичность уплотнения при неработающем насосе. Во время работы герметичность создается еще и избыточным давлением жидкости на приеме насоса.

Компрессоры. Компрессоры применяют для слива сжиженного газа из железнодорожных и автомобильных цистерн способом выдавливания, создания необходимого подпора для нормальной работы насосов, отсасывания остаточных паров из опорожненных цистерн резервуаров и баллонов. Для перекачки паров сжиженного газа применяют аммиачные компрессоры одноступенчатого и двухступенчатого сжатия (АВ-22, АУ-45, А-110, А-165, П-220).

Компрессорные агрегаты включают в себя поршневой компрессор с приводом через эластичную муфту от асинхронного двигателя и щиты приборов автоматики, защиты, визуального наблюдения.

Обвязка компрессора предусматривает обратный клапан на нагнетательном трубопроводе, маслоотделитель, приборы контроля давления на линиях всасывания и нагнетания и конденсатосборник на всасывающей линии.

Наполнение баллонов индивидуального пользования. Наполнение осуществляется в баллонно-наполнительном отделении. В нем предусматривается: автоматическое наполнение баллонов вместимостью 27 л на карусельном агрегате; наполнение баллонов вместимостью 50 л на медицинских весах, оборудованных отсекателем наполнения; наполнение малогабаритных баллонов различной вместимости на настольных циферблатных весах.

Перед наполнением баллоны предварительно проходят моечно-сушильную камеру и пункт отбраковки. Затем их штабелируют на площадке и подают конвейером к карусельному агрегату для наполнения. Наполненные баллоны по напольному конвейеру поступают на контрольные весы. После этого проверяют герметичность запорных устройств баллонов, а затем подают их на погрузочно-разгрузочную площадку.

Остатки газа сливают на специальном станке для опрокидывания баллонов в два подземных резервуара вместимостью 2,5 м^3 каждый. За смену сливают до 300 баллонов.

По рольгангу баллоны поступают на участок отбраковки, расположенный в отдельном от общего зала помещении. Освидетельствование баллонов вместимостью 27 л производится на специальных станках и заключается в осмотре их наружной поверхности, проверке массы, гидравлическом испытании, испытании на плотность запорного устройства. Производительность участка освидетельствования — 100 баллонов в сутки. После освидетельствования баллоны подают к пункту погрузки на подвесной конвейер.

По отдельному рольгангу с пункта отбраковки в покрасочно-сушильную камеру поступают баллоны, требующие покраски. Баллон проходит в камеру, осушается в атмосфере горячего воздуха, после чего окрашивается нитроэмалевой краской из пистолета-распылителя. После окраски баллоны по конвейеру или рольгангу подают на карусельный агрегат для наполнения.

17.3. Транспортирование сжиженных газов

Для перевозки сжиженных углеводородных газов по железной дороге используются однобарабанные горизонтальные цилиндрические цистерны с двумя сферическими днищами. Пропан перевозят в стальных цистернах вместимостью 51 или 54 м^3 с полезной загрузкой соответственно 43 или 46 м^3, что составляет 21,6 или 25 т сжиженного газа. Цистерны смонтированы на четырехосной железнодорожной платформе. Для предохранения цистерн от

разрыва в случае повышения давления газа в центре крышки люка устанавливается пружинный предохранительный клапан. По обе стороны предохранительного клапана вдоль оси цистерны установлены два сливно-наливных угловых вентиля, которые внутри соединены со сливно-наливными трубами через скоростные клапаны, перекрывающие доступ газа к вентилям в случае их поломки и обрыва наполнительных шлангов сливных устройств.

Для транспортирования сжиженных газов и наполнения баллонов на специально оборудованных пунктах используются автоцистерны. Основными частями автоцистерн являются: цистерна, состоящая из сосуда с приваренными к нему передней, средней и задней опорами; предохранительные клапаны; электронасос; балансирная тележка; опорные устройства; электрооборудование; пневмооборудование; ручной тормоз; опорные штанги; огнетушители; заземление; заднее крыло; запасное колесо; лестница; трубы для шлангов; предохранительное устройство.

Установленные на автоцистерне приборы и оборудование обеспечивают выполнение следующих операций: наполнение ее сжиженным газом; контроль за давлением газа в резервуаре; контроль за уровнем наполнения резервуара; слив газа; удаление тяжелых остатков газа и конденсата; автоматическое отключение потока газа при аварийном обрыве сливно-наливных рукавов; наполнение баллонов сжиженным газом.

В насосно-компрессорном отделении установлены два насоса и два компрессорных агрегата. Компрессор всасывает пары сжиженного газа из одной группы резервуаров и нагнетает в другую группу резервуаров, в которой нужно поднять давление. Работа компрессора будет периодической. На нагнетательном трубопроводе установлен обратный клапан и маслоотделитель. Компрессор обеспечивает устойчивую работу насоса, создавая необходимое давление для его работы на всасывание и обеспечивая слив газа из автоцистерн в подземные резервуары.

Узел коммуникаций и арматуры обеспечивает сливно-наливные операции. Газ из наполнительной колонки ГНС поступает в линию налива автоцистерны и, пройдя через запорный вентиль, обратный клапан и ограничитель налива, поступает в автоцистерну. При сливе автоцистерны газ поступает через линию слива в электронасос и далее через запорный вентиль и скоростной клапан в наполняемый резервуар. Линия паровой фазы автоцистерны при наливе или сливе газа соединяется с линией паровой фазы наполнительной колонки или наполняемого резервуара. Узел коммуникаций обеспечивает также слив газа из автоцистерны помимо насоса.

Сжиженные углеводородные газы являются ценным видом топлива для автомобильных двигателей. Автомобильные газонаполнительные станции (АГНС) сжиженных газов (рис. 17.5) размещают на территории города с подветренной стороны. В состав АГНС вхо-

дят: резервуары для хранения газа, насосно-компрессорное отделение, сливные и наполнительные колонки с узлом учета расхода газа, трубопроводы жидкой и паровой фаз сжиженных газов. Установка резервуаров только подземная.

Слив газа производится методом передавливания за счет создания разности давлений в сливаемом стационарном резервуаре и автоцистерне. Наполнение баллонов производится с помощью насосов. Жидкая фаза поступает из резервуаров расходной группы по газопроводам во всасывающий коллектор насосов.

Наполнительные колонки предназначены для наполнения сжиженными газами газобаллонных автомобилей. Колонка, представляющая собой сборную металлическую конструкцию с арматурой, обеспечивает измерение расхода жидкости. Сжиженный газ проходит через фильтр счетчика, очищается от механических примесей и

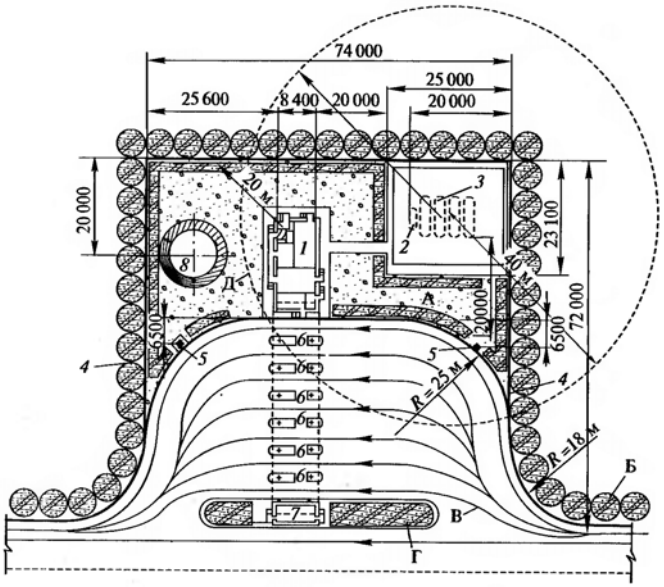


Рис. 17.5. План и схема движения транспорта на АГНС сжиженного газа:

1 — производственное здание; *2* — вспомогательный резервуар ($V = 3$ м^3); *3* — хранилище газа (4 резервуара по 25 м^3); *4* — металлическая ограда; *5* — сливные колонки (2 шт.); *6* — наполнительные колонки; *7* — блок вспомогательных помещений; *8* — резервуар для пожаротушения; А — газоны; Б — деревья; В — схема движения автомобилей; Г — кустарник; Д — защитная зона

поступает в измеритель объема, где перемещает кольцевой поршень, ось которого передает движение через магнитную муфту и передаточный механизм на вал коллектора и далее на счетный механизм.

После измерения объема сжиженный газ через дифференциальный клапан, гарантирующий прохождение через измеритель объема только жидкой фазы, и наполнительную струбцину поступает в баллон.

17.4. Резервуарная установка

Для хранения сжиженных углеводородных газов у потребителя используются стационарные резервуары. Установки газоснабжения с двумя и более резервуарами, предназначенными для снабжения сжиженным газом потребителей, называются *резервуарными*. Они бывают наземными и подземными и применяются для газоснабжения предприятий промышленного и сельскохозяйственного производства, коммунальных предприятий, отдельных многоэтажных жилых и общественных зданий. Число резервуаров в установке определяется расчетом.

В состав резервуарной установки входят: резервуары; трубопроводы обвязки резервуаров по жидкой и паровой фазам; запорная арматура; регуляторы давления газа; предохранительные запорные и сбросные клапаны; показывающие манометры, устанавливаемые до регулятора давления; штуцеры с кранами после регуляторов давления; устройство для контроля уровня сжиженных газов в резервуарах и испарители.

Площадки резервуарных установок ограждаются забором высотой не менее 1,6 м из несгораемых материалов. Расстояние от резервуарной установки до ограждений должно быть не менее 1 м. Число резервуаров определяется районом их установки и объемом, характером потребителей и расходом газа. Для установок с естественным испарением и подземными резервуарами в качестве расчетной принимают температуру грунта в марте-апреле, когда фиксируется самая низкая его температура.

Для бесперебойного снабжения населения газом объем резервуаров устанавливают исходя из двухнедельного запаса газа. Подземные резервуарные установки располагают на глубине не менее 0,6 м от поверхности земли в районах с сезонным промерзанием грунта и на глубине 0,2 м в районах без промерзания грунта.

На газопроводе паровой фазы, объединяющем группы резервуаров, предусматривается установка отключающих устройств между этими группами. На подземных газопроводах паровой фазы предусматривается установка конденсатосборников.

Отключающие устройства на газопроводах низкого давления от резервуарной установки к потребителям предусматриваются на

вводах снаружи здания. Учитывая возможность использования сжиженных газов с повышенным содержанием бутана, групповые резервуарные установки оборудуют испарителями. Распространенные типовые схемы групповых установок, состоящие из двух, четырех и более подземных резервуаров, приведены на рис. 17.6.

В групповых установках, состоящих из двух подземных резервуаров (рис. 17.6, *а*), каждый оборудуется специальной редукционной головкой, размещенной на фланце головки резервуара, выходящем на поверхность земли. Резервуары соединены между собой только трубопроводами паровой фазы Г1 и могут работать по выдаче газа как раздельно, так и совместно.

В установках с тремя резервуарами (рис. 17.6, *б*) два из них объединены в один блок, соединены трубопроводами паровой и жидкой фаз и оборудованы одной редукционной головкой. Эти резервуары могут работать только совместно. Третий резервуар объединен с первыми двумя только трубопроводами паровой фазы и работает как отдельно, так и совместно с объединенными в один блок.

В установках с четырьмя резервуарами (рис. 17.6, *в*) создают два блока. Каждый блок имеет редукционную головку и два резервуара, соединенные трубопроводами жидкой фазы. Трубопровод паровой фазы объединяет все резервуары групповой установки, но может объединять при закрытом кране и резервуары только одного блока.

Расчет числа резервуаров. На производительность подземного резервуара влияют: физико-термодинамические свойства компонентов, входящих в пропан-бутановую смесь; температура окружающего грунта; коэффициент теплопроводности грунта; заполнение жидкой фазой резервуара или площадь смоченной поверхности; длительность непрерывной работы.

Резервуары для хранения и регазификации сжиженного газа вместимостью 2,5 м^3 конструируются из расчета, что максимальный уровень жидкой фазы должен находиться на расстоянии 0,75 м от поверхности земли, а минимальный — на расстоянии 1,3 м. Для расчета берется средний уровень жидкой фазы — 1,1 м от поверхности земли. Среднемесячная температура грунта на этой глубине составит в марте –3 °С, а в августе — 17 °С. Тепловые потоки от грунта в зимний период резко снижаются, а в летний период возрастают, и эта зависимость соответственно отражается на производительности резервуара.

На передачу теплового потока от грунта к стенкам резервуара большое влияние оказывает коэффициент теплопроводности.

Минимальное заполнение подземного резервуара в зимний период поддерживается в пределах 50...30 %.

При газоснабжении жилых домов и коммунально-бытовых потребителей газ расходуется с большей неравномерностью. Расчет-

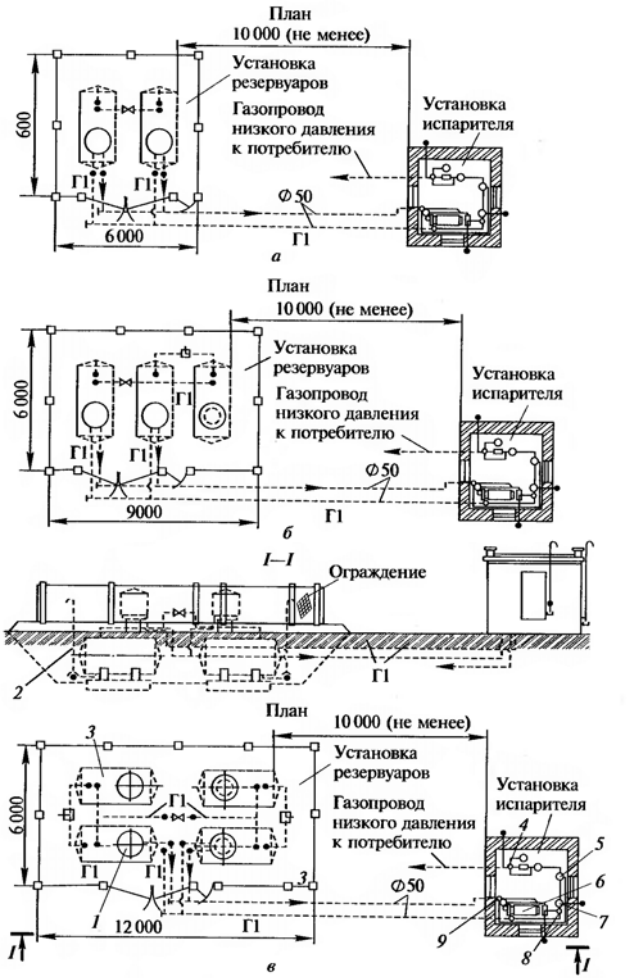


Рис. 17.6. Установка подземных резервуаров с двумя (*а*), тремя (*б*) и четырьмя (*в*) форсуночными испарителями:

1 — редукционная головка; *2* — контрольная трубка; *3* — подземный резервуар; *4, 9* — стояки; *5* — конденсатосборник; *6* — испаритель; *7* — баллон для слива неиспарившихся остатков; *8* — коллектор

ная производительность подземного резервуара устанавливается для худших условий его работы: в зимний период, при самых низких температурах грунта, минимальном заполнении резервуара и постоянном давлении.

По номограмме определяют производительность одного подземного резервуара. Производительность групповой установки с резервуарами, заглубленными в грунт, меньше производительности одного резервуара, так как в этом случае происходит экранизация теплового потока и поступление тепла от окружающего грунта к резервуарам уменьшается. Производительность группы резервуаров не равна сумме производительностей резервуаров. Снижение производительности групповой установки в зависимости от числа резервуаров в ней учитывается коэффициентом теплового взаимодействия:

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

17.5. Газобаллонные установки, газонаполнительные пункты

В зависимости от испарительной способности различают индивидуальные и групповые баллонные установки. К баллонам относятся простейшие сосуды вместимостью до 120 л, предназначенные для хранения и перевозки сжиженных газов (при рабочей температуре стенки баллона –40...+45 °С и давлении до 1,6 МПа). Требования ГОСТ 15860—84 распространяются на баллоны вместимостью 5, 12, 27 и 50 л. Стандарт устанавливает три типа баллонов в зависимости от конструктивного исполнения.

Нормирование массы заполняющего газа может привести либо к ухудшению коэффициента использования баллонов, либо к их переполнению. Поэтому норма заполнения баллона газом принята из расчета 0,425 кг на 1 л вместимости.

Баллоны вместимостью 5 и 12 л, предназначенные в основном для использования туристами, применяются в быту и лабораториях. Баллоны вместимостью 27 л используют в однобаллонных внутриквартирных установках для топки плит и каминов. Баллоны вместимостью 50 л используются в наружных установках индивидуальных потребителей, для систем отопления. Эти же баллоны применяют в групповых баллонных установках для газоснабжения групп зданий.

Различают следующие типы газобаллонных установок:

• индивидуальные с одним баллоном вместимостью 50 л или двумя баллонами вместимостью 27 л, устанавливаемые на кухне;

• индивидуальные с двумя баллонами, устанавливаемыми вне здания в специальном металлическом шкафу;

• групповые с десятью баллонами вместимостью 50 л, устанавливаемыми вне здания в специальном металлическом шкафу;

• групповые с баллонами вместимостью 50 л, устанавливаемыми в отапливаемом помещении.

Индивидуальные баллонные установки, предназначенные для газоснабжения отдельных квартир, бывают двух типов: шкафная наружная с двумя баллонами вместимостью 50 л и подачей паровой фазы газа к плите, установленной на кухне, по специальному газопроводу; внутриквартирная, устанавливаемая на кухне (для двухгорелочной газовой плиты с баллоном вместимостью 5 л, для трехгорелочной — 27 л и для двух- и четырехгорелочных плит — 50 л).

При установке баллонов внутри помещения положительные температуры окружающего воздуха обеспечивают бесперебойное газоснабжение потребителей при использовании сжиженного газа любой марки. Однако такие установки обладают повышенной опасностью вследствие возможных утечек газа.

При размещении баллонов вне помещения эксплуатация их более безопасна, однако при низких температурах окружающего воздуха их испарительная способность резко снижается, а при достижении определенного температурного минимума отсутствует вообще.

Требования к размещению резервуарных и баллонных установок. Резервуары и баллоны являются объектами повышенной опасности. При необходимости проектирования резервуарных установок на суглинистом грунте он должен быть заменен крупнозернистым песком. Основание котлована перед устройством фундаментов требуется уплотнить щебнем, а при наличии водонасыщенных грунтов предусмотреть кольцевой дренаж вокруг групповой установки.

Расстояние между отдельными подземными резервуарами должно быть равно половине диаметра большего смежного резервуара, но не менее 1 м. Установка резервуаров на фундаменты предусматривается с уклоном 0,002...0,003 в сторону сливного патрубка. Нагрузка от резервуара на все опоры должна быть распределена равномерно.

Вокруг резервуаров должна предусматриваться насыпь высотой 0,3 м.

Индивидуальные баллонные установки предназначены для снабжения газом потребителей с небольшим расходом газа. Баллонные установки размещают как внутри, так и вне помещения. В жилых и общественных зданиях в одном помещении допускается размещать один баллон вместимостью не более 50 л.

Газонаполнительные пункты. Существует две формы централизованного распределения газа без сооружения ГНС: с помощью газонаполнительных пунктов (ГНП) и с помощью промежуточных складов баллонов (ПСБ). При этом на ГНП предусматривается наполнение баллонов сжиженными газами, поступающими с ГНС в автоцистернах. На ПСБ предусматривается хранение и распреде-

ление потребителям баллонов, наполненных сжиженными газами на ГНС.

В состав ГНП входят резервуары для хранения сжиженных газов или площадка для размещения автоцистерны, используемой в качестве резервуара для хранения газа; сливные колонки для слива сжиженных газов из автоцистерны в резервуары, оборудованные для наполнения баллонов из автоцистерн или резервуаров и слива из баллонов неиспарившихся остатков; погрузочно-разгрузочные площадки для приема и отправки баллонов; площадки для складирования наполненных и порожних баллонов.

В составе ПСБ предусматриваются площадки для складирования наполненных и порожних баллонов и погрузочно-разгрузочные площадки для приема и отправки баллонов.

Газонаполнительные пункты и промежуточные склады баллонов располагаются в пределах территории населенных пунктов с подветренной стороны.

17.6. Естественное и искусственное испарение газа

Нижняя часть любого сосуда для хранения газа (баллона, резервуара) на определенную высоту заполняется жидкой фазой, а в его верхней части собираются насыщенные пары пропан-бутановой смеси. При передаче тепла через наружную металлическую стенку в качестве теплоносителя используется внутренний и наружный воздух, а также верхний слой грунта.

Температура воздуха внутри помещения в течение года сохраняется постоянной, в то время как температура наружного воздуха может изменяться от –40 до +45 °С. Соответственно изменяется и температура верхних слоев грунта. При отборе паровой фазы из баллона или резервуара состояние равновесия между жидкостью и газом нарушается. Давление паров сжиженного газа падает, температура его жидкой фазы снижается. Кроме того, будет непрерывно изменяться соотношение компонентов: относительное содержание более легких углеводородов будет уменьшаться, а более тяжелых — увеличиваться.

В однобаллонной установке температура газа в баллоне незначительно отличается от температуры в помещении и не зависит от времени года. В двухбаллонных и групповых установках баллоны устанавливаются в специальных металлических ящиках вне помещения. Их испарительная способность зависит от температуры окружающей среды и от компонентного состава пропана и бутана. Технологически процесс естественного испарения сжиженных газов в наземных резервуарах происходит так же, как и в баллонной установке.

В подземных резервуарах естественное испарение жидкой фазы происходит от температуры окружающего грунта, причем в холодное время года резервуар получает постоянный поток теплоты из глубины грунта, а в летний период тепловой поток увеличивается за счет теплоты от верхних слоев грунта.

Расчетная испарительная способность подземного резервуара устанавливается для наихудших условий его работы: в зимний период, при самой низкой температуре грунта, минимальном заполнении резервуара и постоянном давлении в резервуаре. В зимних условиях эксплуатации при любой температуре промерзания грунта в резервуаре должно быть избыточное давление, которое будет обеспечивать нормальную подачу газа потребителю. Практикой установлено: минимальное заполнение подземного резервуара должно находиться в пределах 50...30 %.

Искусственная регазификация сжиженных газов. В связи с ростом производства бутановых фракций сжиженных газов и для увеличения их испарительной способности получили широкое распространение установки с искусственным испарением. Испарительная способность установок с искусственным испарением увеличивается в 3—5 раз по сравнению с установками естественного испарения.

В летнее время, когда расход газа уменьшается, групповые резервуарные установки с искусственным испарением могут работать с подачей в испарители воды или по схеме установок с естественным испарением, для чего паровое пространство резервуаров-хранилищ соединено с расходным газопроводом.

Групповые резервуарные установки с искусственным испарением имеют следующие преимущества: их испарительная способность не зависит от количества жидкости в резервуаре; теплота сгорания паровой фазы остается неизменной; не требуется извлечения тяжелых остатков; обеспечивается использование бутановых фракций.

Испарители подразделяются на испарители прямого и непрямого подогрева.

К испарителям прямого подогрева относятся аппараты, в которых сжиженный газ получает теплоту через стенку непосредственно от горячего теплоносителя: змеевиковые, трубчатые, оросительные и огневые.

К испарителям непрямого подогрева относятся такие аппараты, в которых сжиженный газ получает теплоту через стенку от промежуточного газа или жидкости. Это огневой испаритель с водяной ванной, в котором промежуточным теплоносителем является азот или гелий, и электрический испаритель, в котором промежуточным теплоносителем является азот.

По применяемой схеме регазификации испарители подразделяются на емкостные, проточные и комбинированные. К емкостным испарителям относятся подземные групповые резервуарные установки с естественным испарением сжиженных газов.

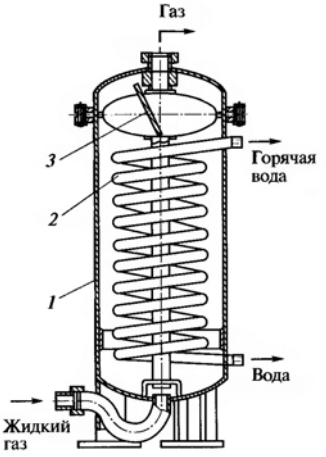


Рис. 17.7. Проточный малогабаритный испаритель сжиженных газов:
1 — корпус; *2* — змеевик; *3* — поплавок

Проточный малогабаритный испаритель сжиженных газов (рис. 17.7) представляет собой цилиндрический вертикальный сосуд, внутри которого вмонтирован змеевик *2* из труб с габаритными размерами 27 × 3 мм, и имеется *3* поплавок с выходным клапаном. В днище испарителя раположена трубка с накидной гайкой для входа сжиженных газов и плавким предохранителем для предотвращения взрыва испарителя в случае пожара.

Сжиженный газ из подземного резервуара поступает в испаритель через нижний входной патрубок и заполняет его корпус. От соприкосновения со змеевиком, по которому циркулирует горячая вода с температурой до 80 °С, сжиженный газ интенсивно испаряется, и пары через выходной патрубок поступают к потребителю. При увеличении расхода газа давление его паров в испарителе понизится, жидкая фаза зальет большее число витков змеевика, и испарение начнет проходить более интенсивно.

В случае резкого увеличения расхода газа (больше расчетного) сжиженный газ, продолжая заполнять испаритель, поднимет поплавок, который закроет клапан выходного патрубка и защитит систему от заполнения ее жидкой фазой. После этого давление паров сжиженного газа в испарителе возрастет и сжиженный газ из испарителя стечет в подземный резервуар и оголит змеевик.

Малогабаритный испаритель обладает расчетной испарительной способностью 100 кг/ч при температуре теплоносителя 80 °С.

Подбор и расчет испарителей. Проектирование и эксплуатация групповых резервуарных испарителей осуществляются в соответствии с требованиями Правил безопасности в газовом хозяйстве, Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, Госгортехнадзора.

При проектировании установок с искусственным испарителем число квартир, газифицируемых от одной установки, определяют в зависимости от этажности зданий и климатических условий.

Выбор оптимального варианта резервуарной установки сжиженного газа с искусственным испарением производится по минимуму приведенных затрат при технико-экономическом сравнении установок с различными типами испарителей.

Установки с огневыми, электрическими и грунтовыми испарителями используются в микрорайонах с числом квартир с газовыми плитами до 1 200.

Микрорайоны с числом квартир с газовыми плитами более 1 200 газифицируются от установок с форсуночными испарителями.

При газоснабжении объектов с числом квартир до 300 и наличии в них газовых плит и водонагревателей используют установки с огневыми, электрическими и грунтовыми испарителями. Газоснабжение таких же жилых объектов с числом квартир более 300 осуществляют от форсуночных испарителей.

При равнозначных затратах на строительство и эксплуатацию различных типов испарителей при проектировании предпочтение отдают проточным испарителям, так как в этом случае капитальные затраты на прокладку газопроводов будут меньше.

Тепловой расчет теплообменных аппаратов при заданной их производительности сводится к определению коэффициента теплопередачи, средней разности температур, поверхности нагрева и расхода теплоносителя.

17.7. Использование газовоздушных смесей СУГ для газоснабжения

Использование газовоздушных смесей для газоснабжения обусловлено рядом обстоятельств.

В практике, особенно при наличии аварийных ситуаций в системе газоснабжения природным газом, возникает необходимость замены того или иного вида газа без конструктивных изменений газового оборудования. Более высокие по сравнению с природным газом теплота сгорания и плотность сжиженных углеводородных газов требуют их смешивания с воздухом. Такие смеси могут использоваться в качестве топлива газовоздушных смесей. В паровой фазе пропан-бутановых смесей, подаваемых по распределительным газопроводам в городскую газовую сеть, допускается лишь

небольшая добавка бутана и только в теплые месяцы. В то же время выработка жидкого технического бутана на нефтеперерабатывающих и газобензиновых заводах достаточно велика, что приводит к необходимости решения вопроса более широкого использования бутана в качестве топлива. Использование смесей жидкого технического бутана для газоснабжения возможно с помощью установок пропан-бутановоздушного газа, в которых осуществляется процесс смешивания перегретых паров пропана и бутана или чистого бутана с воздухом. При этом должны быть обеспечены постоянный состав и теплота сгорания газовоздушной смеси. В этом случае газовоздушную смесь можно использовать и для установок природного газа. Таким образом, хранилища сжиженных углеводородных газов могут быть применены для компенсации пиковых ситуаций в системе газоснабжения.

Следует отметить, что газовоздушные смеси могут быть взаимозаменяемы с природными газами и иметь более низкую температуру конденсации, чем сжиженные углеводородные газы, что позволяет транспортировать их в газообразном состоянии, а также могут увеличивать возможность использования бутана в течение всего года. Кроме того, возможно организовывать газоснабжение населенных пунктов с перспективой перевода их затем на природный газ, служить резервным топливом в типовых и аварийных ситуациях, расширять возможности централизованного газоснабжения сжиженными углеводородными газами.

Расчеты состава газовоздушной смеси основываются на соответствии заменяемых газов по плотности, теплоте сгорания, скорости распространения пламени и других характеристик горения газа. Из опыта расчетов газожидкостных смесей следует, что для их приготовления более всего подходят предельные углеводороды, содержащиеся в сжиженных углеводородных газах газобензиновых заводов. Непредельные углеводороды имеют скорость распространения пламени, превышающую на 25...30 % и более эту величину для природного газа, и поэтому нецелесообразно применять их в чистом виде для взаимозаменяемости. Сжиженные углеводородные газы нефтеперерабатывающих заводов не должны содержать этилен и должны использоваться в смеси со сжиженными газами газобензиновых заводов. Исходя из того, что газовоздушные смеси при определенной концентрации газа взрывоопасны, необходимо, чтобы содержание газа в газовоздушной смеси было эквивалентно не менее чем двум верхним пределам взрываемости при автоматическом поддержании соотношения газ — воздух.

Для замены природных газов целесообразны смеси бутан — воздух, содержащие 47 % бутана и 53 % воздуха, смеси пропан — воздух, содержащие 58 % пропана и 42 % воздуха. Их можно транспортировать при низком давлении (до 5 000 Па) в газообразном

состоянии для смеси бутан — воздух при температуре до –17 °С и для смеси пропан — воздух при температуре до –37 °С.

Эквивалентная теплота сгорания находится в пределах 54 000... 59 000 Дж/м^3.

При расчете процесса смешения взаимозаменяемых горючих газов энергетического назначения используют показатель Wo, рассчитываемый по формуле Воббе:

$$Wo = Q_н\sqrt{\rho_{отн}}, \qquad (17.3)$$

где $Q_н$ — низшая теплота сгорания газа; $\rho_{отн}$ — относительная плотность газа по воздуху.

В зависимости от того, используется низшая или высшая теплота сгорания, различают низшее или высшее число Воббе. Стабильная и экономичная работа газовых приборов обусловливается постоянством значения числа Воббе. При взаимозаменяемости газов необходимо добиваться равенства числа Воббе для обоих газов путем изменения соотношения горючих газов, поступающих в газовые сети. При отсутствии возможности обеспечения постоянства числа Воббе изменением соотношения газов можно добавлять балластные газы в газовую смесь. В качестве балластных газов используют воздух или инертные газы. При добавке воздуха повышенного давления в газовую смесь не только стабилизируется ее качество, но при дефиците газа поддерживается давление в газовой сети. Для практических расчетов количества воздуха, необходимого для стабилизации газовой смеси в зависимости от величины потребления газа, используются номограммы.

Следует отметить, что смешение паровой фазы сжиженных углеводородных газов с воздухом должно быть предусмотрено в соотношениях, обеспечивающих превышение верхнего предела воспламеняемой смеси не менее чем в два раза. При этом должны быть предусмотрены автоматические устройства для отключения смесительной установки в случае приближения состава смеси к пределам опасной концентрации или в случае внезапного прекращения поступления одного из компонентов.

Для получения газовоздушных смесей используют струйные аппараты: для низкого давления (до 0,0005 МПа) — газоструйные инжекторы, среднего давления (от 0,005 до 0,3 МПа) — газоструйные компрессоры. Для нагнетания воздуха применяют вентиляторы низкого, среднего и высокого давлений, а также поршневые и ротационные компрессоры.

Для перекачки сжиженного углеводородного газа используются насосы и компрессоры, во многих случаях имеется возможность ограничиться давлением перегретого пара.

При смешении воздуха с парами сжиженного углеводородного газа используют регуляторы соотношения газ — воздух с проверкой теплоты сгорания полученной смеси. Технологическая схема

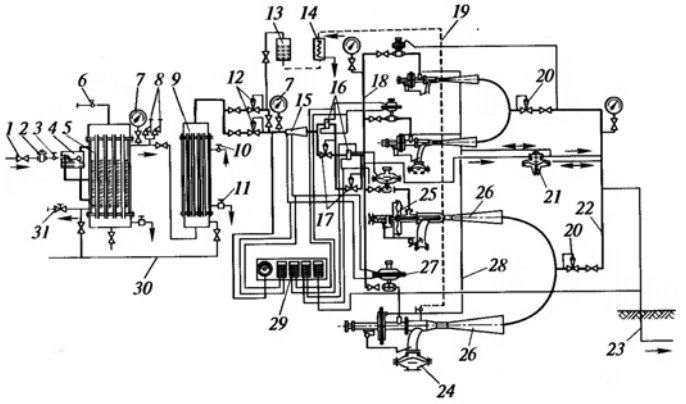


Рис. 17.8. Схема автоматической инжекторной установки получения газовоздушной смеси (пропан—воздух):

1 — трубопровод СУГ от расходного резервуара базы хранения к испарителю; *2* — фильтр; *3* — регулирующий вентиль; *4* — поплавковый регулятор предельного уровня жидкого пропана в испарителе; *5* — вертикальный кожухотрубчатый испаритель; *6* — трубопровод теплоносителя водяного пара к испарителю; *7* — технический манометр; *8* — предохранительные пружинные выпускные клапаны; *9* — вертикальный кожухотрубный перегреватель паров пропана; *10* — подвод теплоносителя к перегревателю; *11* — отвод конденсата; *12* — регуляторы давления на пропановом газопроводе к инжекторам (рабочий и резервный); *13* — бак для солярового масла; *14* — подогреватель масла; *15* — расходомерная трубка Вентури; *16* — дроссельные диафрагмы с импульсными газопроводами к запорным мембранным клапанам и щиту КИП; *17* — вспомогательные регуляторы давления; *18* — газовый коллектор инжекторов; *19* — масляный трубопровод в камере всасывания четвертого инжектора; *20* — регулятор давления пропановоздушного газа в коллекторах спаренных инжекторов, *21* — регулятор управления работой мембранных приводов игольчатых клапанов; *22* — общий коллектор пропановоздушного газа; *23* — транзитный подземный газопровод к потребителям; *24* — мембранный обратный клапан на воздушных патрубках второго и четвертого инжекторов; *25* — мембранный привод игольчатого клапана; *26* — инжекторы пропановоздушного газа; *27* — запорные клапаны с мембранным приводом на пропановых газопроводах к инжекторам; *28* — газопровод к мембранным приводам игольчатых клапанов; *29* — щит КИП; *30* — сливной и продувочный трубопровод испарителя и перегревателя; *31* — предохранительный перепускной клапан на переточном трубопроводе в резервуары базы хранения

получения газовоздушной смеси дана на рис. 17.8. Основным элементом системы контроля служит расходомер, устанавливаемый на выходе станции смешения. Изменения расхода газа преобразуются в командные импульсы, которые передаются пропорциональным исполнительным механизмам, управляющим положением клапанов регулятора соотношений потоков. Более точную подстройку состава по парам сжиженных углеводородных газов ведут по данным контролирующего калориметра для поддержания постоянной теплоты сгорания получаемой газовоздушной смеси.

Газоструйные аппараты работают эффективно только при расчетном режиме. На практике для получения возможности широкого диапазона необходимого регулирования производительности инжекторной установки используют несколько инжекторов различной производительности, включенных параллельно общему коллектору паров сжиженных углеводородных газов.

Инжекторы состоят из сопла, приемной камеры, камеры смешения и диффузора.

Пары сжиженных углеводородных газов под собственным давлением поступают в сопло и выходят в приемную камеру, в которую поступает и воздух. Потенциальная энергия сжатых паров при выходе из сопла превращается в кинематическую энергию расширяющейся газообразной струи, которая с большой скоростью устремляется из приемной в смесительную камеру, имеющую форму короткого цилиндра. Струя паров сжиженных углеводородных газов при своем движении захватывает из приемной камеры находящийся там воздух, и в смесительной камере образуется газовоздушная смесь. Количество воздуха, поступающего в смесительную камеру, зависит от площади поперечного сечения камеры, выходного критического сечения сопла и давления паров сжиженных углеводородных газов. Поддержание необходимого давления паров сжиженных углеводородных газов для данного инжектора при постоянном давлении воздуха может обеспечивать постоянство состава газовоздушной смеси.

После камеры смешения газовоздушная смесь направляется в диффузор, где происходят расширение газовой струи и повышение давления образовавшейся газовоздушной смеси. Для достижения возможности регулирования инжекторов в относительно узких диапазонах используют игольчатые клапаны, находящиеся в соплах инжекторов. Принцип их работы состоит в частичном перекрытии критического сечения сопла. Игольчатый клапан приводится в действие мембранным сравнивающим устройством. При полностью открытом сопле инжектор работает с максимальной производительностью, при уменьшении расхода подается соответствующий сигнал командного газа, что приводит к частичному перекрытию сопла игольчатым клапаном.

Параллельно работающие инжекторы сблокированы с помощью мембранных запорных клапанов, трубок Вентури, дроссельных диафрагм и регуляторов давления. Блокирование позволяет осуществить их последовательное автоматическое включение в работу и выключение из работы в зависимости от колебаний потребления газовоздушной смеси.

Максимальный эффект от использования газовоздушных смесей можно получить при условии использования их в местах, где нет достаточного количества природного газа, применяемого в основном для питания сетей низкого давления, а также при использовании в резервных и передвижных установках.

17.8. Гидравлический расчет трубопроводов сжиженных углеводородных газов

Гидравлический расчет трубопроводов для сжиженных углеводородных газов (СУГ) при незначительных перепадах температуры по длине не отличается от гидравлического расчета нефтепродуктов, хотя имеет некоторые особенности. Эта особенность состоит в том, что сжиженный газ может легко (при определенных температуре и давлении) переходить в газообразное состояние, газ наполняет часть живого сечения трубопровода, что приводит к резкому снижению пропускной способности. С другой стороны, движение жидкостно-паровой смеси вызывает кавитационные явления в трубопроводе и насосах, что опасно для насосов.

С учетом противокавитационного запаса средние скорости движения жидкой фазы следует принимать:

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

При переходе жидкой фазы в парообразное состояние вследствие увеличения объема возрастает скорость движения среды и это вызывает увеличение потери на трение, т.е. повышается перепад давлений. Опасной точкой для трубопровода сжиженного газа является точка, где наиболее возможно испарение жидкой фазы. Это соответствует наименьшим разностям между линией гидравлического уклона и профилем трассы трубопровода. По аналогии с нефтепроводами ее часто называют перевальной. Основным требованием для трубопроводов сжиженного газа является создание условий, при которых не происходит испарение, т.е. в любой точке трубопровода давление не должно падать ниже давления насыщения.

В процессе перекачки возможно изменение состава сжиженного газа, а следовательно, возможно изменение давления насыщения. Кроме того, при выборе максимальной температуры перекачки тоже допускается приближение, так как невозможно учесть температурные изменения в процессе эксплуатации трубопровода. Минимальное давление в перевальной точке профиля трассы трубопровода необходимо принимать с определенным запасом $p_з$.

Если при последовательной перекачке пропан-бутановых смесей по длине продуктопровода есть перевальная точка, то она будет являться «опасной» при переходе партии сжиженных газов. В этом случае следует принимать необходимые меры для предотвращения образования газа.

Если сжиженный газ из трубопровода поступает в емкости, в которых он хранится, то давление в конце должно превышать давление насыщения на $(1{,}5...2)10^5$ Па:

$$p_к \geq p_{нас} + 2 \cdot 10^5,$$

где $p_к$ — давление в конечной точке трубопровода; $p_{нас}$ — давление насыщенных паров СУГ.

На линии от трубопровода до емкости может быть большое число различных видов гидравлических сопротивлений: задвижки, вентили, обратный и регулирующие клапаны, расходомеры, патроны для замера температуры, поэтому желательно рассчитывать потери на этих сопротивлениях, чтобы не допустить снижения давления ниже упругости паров и интенсивного образования газа в емкостях.

Исследования показали, что на входе в промежуточные и перекачивающие станции и в пунктах приема целесообразно для понижения упругости паров и тем самым для уменьшения затрат мощности на перекачку включать установки охлаждения сжиженного углеводородного газа.

На трубопроводах большой протяженности расстояние между насосными станциями определяется из условия, что давление после насосной станции по прочности трубы не должно превышать расчетное, а перед последующей перекачивающей станцией превышение давления на входе должно быть

$$p_{вх} \geq p_{нас} + \Delta p_з.$$

При гидравлических расчетах должны быть известны свойства и состав перекачиваемых сжиженных газов, а также изменение температуры по трассе трубопровода.

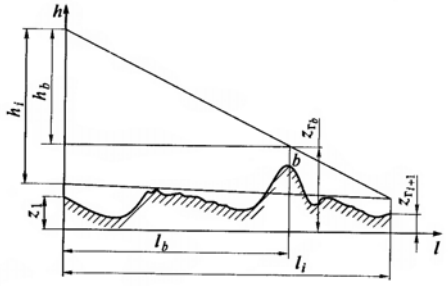


Рис. 17.9. Схема расчета трубопровода сжиженного улеводородного газа

При значительных длинах трубопровода за расчетную температуру продукта принимают максимальную температуру грунта в летнее время на глубине укладки трубопровода.

Порядок проведения гидравлического расчета трубопроводов сжиженных углеводородных газов (рис. 17.9) при их проектировании может быть принят следующим.

1. По известному химическому составу перекачиваемого углеводородного газа определяют основные физические параметры, необходимые для расчета: упругость паров при максимальной температуре перекачки, плотность сжиженного углеводородного газа с учетом колебания температуры жидкости в трубопроводе, вязкость сжиженного газа с учетом колебания температуры.

2. Задаются скоростью движения жидкости по трубопроводу. Оптимальную скорость определяют из практики эксплуатации трубопроводов $w = 1{,}2 \ldots 3$ м/с.

3. По заданному объему перекачки и выбранной скорости определяют диаметр трубопровода

$$d = \sqrt{\frac{4Q}{\pi w}},$$

где Q — пропускная способность трубопровода; w — скорость перекачки сжиженного газа.

4. Определяют коэффициент гидравлического сопротивления в зависимости от числа Рейнольдса.

При ламинарном движении шероховатость стенок не влияет на коэффициент сопротивления.

Режим течения в трубопроводах сжиженного газа обычно турбулентный. Граничные числа Рейнольдса перехода из зоны гладкого трения в зону смешанного трения, а также в зону шероховатого трения определяют по приближенным формулам:

$$\mathrm{Re}_1 = \left(3{,}324\frac{d}{k_э}\right)^{1{,}125}\left(\frac{\nu}{\nu_в}\right)^{0{,}12}; \qquad (17.4)$$

$$\mathrm{Re}_2 = \left(120\frac{d}{k_э}\right)^{1{,}125}\left(\frac{\nu}{\nu_в}\right)^{0{,}67}, \qquad (17.5)$$

где $k_э$ — эквивалентная шероховатость; ν — вязкость сжиженного газа; $\nu_в$ — вязкость воды.

Рекомендуемые значения эквивалентной шероховатости $k_э$, мм:

Трубы стальные, новые ..... 0,05...0,06

Трубы стальные, цельнотянутые, не бывшие в употреблении, продолжительное время лежавшие на складе ..... 0,1...0,15

Трубы стальные, цельнотянутые, находившиеся и эксплуатации до 8 лет ..... 0,5...0,6

Для зоны гладкого трения при определении коэффициента гидравлического сопротивления рекомендуется следующая формула:

$$\lambda = \frac{1}{(1{,}8\lg \mathrm{Re} - 1{,}5)^2}. \qquad (17.6)$$

Зона смешанного трения обычно встречается при движении сжиженных газов во внутризаводских трубопроводах (особенно малого размера). В этой зоне коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1{,}83\left[\left(\frac{k_э}{3{,}7d}\right)^{1{,}093} + \frac{8{,}5}{\mathrm{Re}}\right]. \qquad (17.7)$$

В зоне шероховатого трения сжиженные газы следует перекачивать при режиме, соответствующем этой зоне, что достигается варьированием скоростей и диаметров трубопровода. Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывают по формуле Никурадзе:

$$\lambda = \frac{1}{\left(1{,}14 + 2\lg\frac{d}{k_э}\right)^2}. \qquad (17.8)$$

Следует отметить, что существует множество эмпирических формул для определения коэффициента гидравлического сопротивления при различных режимах.

По СНИП П-37-76 для расчета коэффициента гидравлического сопротивления рекомендуется использовать формулу

$$\lambda = 0{,}11\left(\frac{k_э}{d} + \frac{68}{\mathrm{Re}}\right)^{0{,}25}, \qquad (17.9)$$

где $k_э$ для бесшовных труб следует принимать 0,1 мм.

5. Потери напора на трение в трубопроводе определяют по формуле

$$h_{тр} = \lambda\frac{L}{d}\frac{w^2}{2g}, \qquad (17.10)$$

где $h_{тр}$ — потери напора на трение; L и d — длина и диаметр трубопровода соответственно.

6. Поскольку по длине трубопровода установлены задвижки, краны и другие местные сопротивления, то принимается, что потери на местные сопротивления составляют 1,5 % потерь напора на трение:

$$h_{м.с} = 0{,}015h_{тр},$$

где $h_{м.с}$ — потери напора на местные сопротивления.

7. Определяют общий напор в трубопроводе

$$h_{\text{общ}} = h_{\text{тр}} + h_{\text{м.с}} + \Delta z_{\text{тр}} + h_{\text{к}},$$

где $\Delta z_{\text{тр}}$ — разность отметок конца и начала трубопровода сжиженного газа; $h_{\text{к}}$ — необходимый напор в конечной точке трубопровода.

8. Определяют число насосных станций

$$n = \frac{h_{\text{общ}}}{h_{\text{н.с}}},$$

где $h_{\text{н.с}}$ — напор насосной станции, исходя из условий прочности труб и характеристики насосов.

Возможны несколько случаев при расчете числа насосных станций:

• расчетное число n насосных станций — целое число;

• расчетное число n насосных станций — чуть меньше целого числа. В этом случае принимают большее число насосных станций, например, если $n_{\text{расч}} = 2{,}8$, то принимают $n = 3$ и проектная пропускная способность увеличится.

• расчетное число n насосных станций — немного больше целого числа. Пусть $n = 2{,}2$. В этом случае принять три насосные станции невыгодно, а двух станций будет недостаточно для перекачки проектного объема сжиженного газа, поэтому необходимо сооружать лупинги. В каждом отдельном случае необходимо проводить экономический расчет для определения оптимального варианта — сооружать лупинг, вставку или завысить число насосных станций.

9. Расстановку насосных станций производят с учетом условий предотвращения газообразования.

10. Проводят уточненный гидравлический расчет трубопровода с учетом расстановленных промежуточных станций.

11. После окончательного определения скорости w, диаметра d, потерь в трубопроводе $h_{\text{общ}}$, начального давления p находят давление в «опасной» точке.

По данным геофизических изысканий профиля и плана трассы трубопровода определяют самую возвышенную точку (см. рис. 17.9). Затем составляют уравнение Бернулли для начальной (на выходе насосной станции) и возвышенной точек. Потери напора h_b на участке трубопровода от начальной точки до возвышенной определяют из соотношения

$$h_b = h_i \frac{l_b}{l_{\text{н.с}}}, \qquad (17.11)$$

где h_i — потери напора на участке между насосными станциями или на конечном участке, где находится «опасная» точка; l_b — расстояние на трассе от начальной точки рассматриваемого участка трубопровода до возвышенной; $l_{\text{н.с}}$ — длина участка между насосными станциями или длина конечного участка в зависимости от того, где находится «опасная» точка.

Из уравнения Бернулли, учитывая, что $\frac{w_i^2}{2g} = \frac{w_b^2}{2g}$ вследствие равенства скоростей, определяют пьезометрический напор в возвышенной точке:

$$\frac{p_k}{\rho g} = \left(z_{\text{г}_{i+1}} - z_{\text{г}_b} + \frac{p_{i+1}}{\rho g}\right) + (h_i - h_b). \qquad (17.12)$$

По пьезометрическому напору и плотности находят давление p_b в «опасной» точке трубопровода. Это давление согласно требованиям, предъявляемым к трубопроводам сжиженного газа, должно превышать давление насыщения на Δp_3.

Следовательно, давление во всей системе повышается на значение

$$\Delta p = (\Delta p_3 - \Delta p_b) > 0,$$

где Δp_b — разница между давлением в «опасной» точке, полученным при расчете, и давлением насыщения перекачиваемого СУГ, $\Delta p_b = p_b - p_{\text{нас}}$.

Если значение Δp обеспечивает условия, которые предъявляются при выборе давления в конце трубопровода или перед промежуточной насосной станцией, то на этом расчет трубопровода заканчивается.

Если эти условия не выдерживаются, то давление в трубопроводе следует дополнительно поднять на значение $\Delta p_{\text{доп}}$:

жидкость подается в емкости (на конечном пункте)

$$\Delta p_{\text{доп}} = (2 \cdot 10^5 - \Delta p),\ \text{Па};$$

сжиженный газ поступает на промежуточную насосную станцию

$$\Delta p_{\text{доп}} = (7 \cdot 10^5 - \Delta p),\ \text{Па}.$$

Пример 17.1. Определить давление в конечной точке трубопровода для сжиженного газа составом: пропан — 60 %, бутан — 40 %. Расход сжиженного газа 1 800 м^3/ч, диаметр трубопровода 273×7 мм, длина L = 120 км. Отметка начальной точки 80 м, конечной точки 100 м, наиболее возвышенной точки 120 м. Она отстоит от начальной точки на 40 км. Температура грунта, в котором уложен трубопровод, $T_{\text{ср}} = 290$ К. Давление в начале трубопровода $p_1 = 5$ МПа.

Решение.

1. Определяем физические параметры перекачиваемого СУГ при $T = 290$ К:

а) плотность компонентов смеси сжиженного газа при температуре T рассчитываем по формуле

$$\rho_{\text{СУГ}} = \rho_0 - \alpha(T - T_0), \qquad (17.13)$$

где ρ_0 — плотность газа при T_0; α — коэффициент аппроксимации.

Для пропана при $T_0 = 273$ К $\rho_0 = 529{,}7$ кг/м^3; $\alpha = 1{,}354$ кг/(м$^3 \cdot$ К), $\rho_г = 506{,}7$ кг/м^3.

Для бутана при $T_0 = 273$ К $\rho_0 = 601$ кг/м^3; $\alpha = 1{,}354$ кг/(м$^3 \cdot$ К), $\rho_г = 582{,}8$ кг/м^3.

Тогда плотность смеси $\rho_{см\,СУГ} = 532$ кг/м^3;

б) динамическая вязкость пропана $\mu_п = 11{,}0 \cdot 10^{-5}$ Н $\cdot$ с/м^2; бутана — $\mu_б = 18{,}2 \cdot 10^{-5}$ Н $\cdot$ с/м^2; смеси пропана и бутана — $\mu_{см\,СУГ} = 13{,}09 \cdot 10^{-5}$ Н $\cdot$ с/м^2 и $\nu_{см\,СУГ} = 0{,}246 \cdot 10^{-6}$ м^2/с;

в) упругость насыщенных паров при $T = 290$ К

$$p_{нас} = 5{,}5 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

2. Определяем среднюю скорость движения сжиженного углеводородного газа в трубопроводе

$$w_{ср} = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 180}{3{,}14 \cdot 0{,}259^2 \cdot 3\,600} = 0{,}95 \text{ м/с}.$$

3. Рассчитываем коэффициент *гидравлического* сопротивления:

а) определяем число Рейнольдса

$$\mathrm{Re} = \frac{wd}{\nu} = \frac{0{,}95 \cdot 0{,}259}{0{,}246 \cdot 10^{-6}} = 1{,}0 \cdot 10^6;$$

б) эквивалентную шероховатость принимаем $k_э = 0{,}5$ мм;

в) определяем предельное число Re по формуле (17.5):

$$\mathrm{Re} = \left(120\frac{259}{0{,}5}\right)^{1{,}125}\left(\frac{0{,}246 \cdot 10^{-6}}{0{,}197 \cdot 10^{-6}}\right)^{0.67} = 84\,100.$$

Следовательно, режим течения сжиженного углеводородного газа — турбулентный, а зона — шероховатого трения.

По формуле (17.8) определяем значение $\lambda = 0{,}0231$.

4. Определяем потери на трение по формуле (17.10)

$$h_{тр} = 0{,}0231\frac{120\,000}{0{,}259}\frac{0{,}95^2}{2 \cdot 9{,}81} = 494{,}29 \text{ м}.$$

5. Общий напор в трубопроводе определяем по выражению

$$h_{общ} = h_{тр} + h_{м.с} + \Delta z = 1{,}015h_{тр} + \Delta z = 501{,}7 + (100 - 80) = 521{,}7 \text{ м}.$$

6. Определяем перепад давления

$$\Delta p = p_1 - p_2 = h_{общ}\rho g = 521{,}7 \cdot 532 \cdot 9{,}81 = 2\,722\,710 \text{ Па} \approx 2{,}72 \text{ МПа}.$$

7. Определяем давление в конечной точке

$$p_г = p_1 - \Delta p = 5{,}00 - 2{,}72 = 2{,}28 \text{ МПа}.$$

8. Проверяем давление в «опасной» точке:

а) напор

$$h_b = 1{,}015h_{тр}\frac{l_b}{l_{н.с}} = 521{,}7 \cdot \frac{40}{120} = 173{,}9\text{м};$$

б) давление

$$p_b = \rho g\left(z_{b_1+1} + \frac{\Delta p_з}{\rho g} - z_{г_b} + 1{,}015h_{тр} - h_b\right) =$$

$$532 \cdot 9{,}81\left(100 + \frac{6 \cdot 105}{532 \cdot 9{,}81} - 120 + 521{,}7 - 173{,}9\right) =$$

$$= 2\,310\,761{,}974 \text{ Па} \approx 2{,}31 \text{ МПа}.$$

Таким образом, соблюдается условие предупреждения образования газа в самой верхней точке.

Контрольные вопросы

1. Для чего предназначены газонаполнительные станции?
2. Какие существуют средства для перемещения сжиженных газов?
3. Как транспортируются сжиженные газы?
4. Какие существуют виды резервуарных установок?
5. Для чего предназначены газобаллонные установки и газонаполнительные пункты?
6. Какими методами осуществляется испарение сжиженного газа?
7. Как получить газовоздушную смесь?
8. Чем отличается гидравлический расчет трубопроводов СУГ от расчета нефтяных трубопроводов?

Глава 18

ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

18.1. Основные положения и задачи эксплуатации газового хозяйства

Газовое хозяйство представляет собой сложный технологический комплекс газораспределительных и газопотребляющих систем, предназначенных для обеспечения потребителей природным и сжиженными углеводородными газами и использования их в качестве топлива.

Основными задачами эксплуатации газового хозяйства являются: обеспечение транспортирования и подачи природного газа от поставщиков до потребителей в объемах, предусмотренных договорами о поставке газа; поставка газа потребителям; надежная эксплуатация газораспределительных сетей и газоиспользующего оборудования; организация и проведение планово-предупредительных ремонтов, работ по строительству и реконструкции газового хозяйства; обеспечение и контроль за соблюдением норм и правил безопасности в газовом хозяйстве, в том числе в сфере потребления, а также обеспечение дальнейшего развития газификации страны.

В состав технологического комплекса газового хозяйства входят:

- наружные (подземные, надземные) газопроводы, проложенные вне и на территории городов и населенных пунктов;
- здания и сооружения на газопроводах;
- средства защиты от электрохимической коррозии;
- газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки;
- внутренние газопроводы и газоиспользующее оборудование отопительных котельных предприятий, зданий всех назначений;
- резервуарные и баллонные установки сжиженных углеводородных газов.

Техническая эксплуатация объектов систем газоснабжения предусматривает выполнение следующих видов работ: технический надзор за строительством; подключение (врезка) к действующим газопроводам; технический надзор за газопроводами и газифицированными объектами при вводе их в эксплуатацию; пусконаладочные работы; техническое обслуживание; ремонты (текущий и капитальный); реконструкция подземных газопроводов; аварийное обслуживание; аварийно-восстановительные работы; включение и отключение газоиспользующего оборудования, работающего сезонно; отключение и демонтаж недействующих газопроводов

и газоиспользующего оборудования; техническое диагностирование; ведение эксплуатационной технической документации.

Состав работ по технической эксплуатации систем газоснабжения, сроки, методы и приемы их выполнения определяются требованиями СНиП 42-01-2002, ПБ 12-529, ПБ 12-609 и ОСТ 153-393-052—2003.

18.2. Технологический надзор за строительством и монтажом систем газораспределения

Газопроводы являются скрытыми сооружениями, они прокладываются под землей, поэтому качество выполненных работ по их прокладке после окончания строительства определить практически нельзя. Причиной аварий и поломок при эксплуатации газопроводов в большинстве случаев являются дефекты строительства. Поэтому одним из основных факторов, влияющих на качество строительно-монтажных работ для обеспечения безопасной и бесперебойной эксплуатации систем газоснабжения, является технологический контроль выполнения работ в процессе строительства в соответствии с утвержденным проектом.

Технический надзор за качеством строительства организуется заказчиком и при его осуществлении проверяются: соответствие проекту и нормативной документации выполненных работ, применяемых технологий, материалов и технических изделий; наличие и содержание сертификатов соответствия, паспортов и другой документации. подтверждающей качество применяемых материалов и технических изделий; условия хранения материалов и изделий на объекте; последовательность выполнения работ, своевременность и объем проверки качества сварочных и изоляционных работ; соответствие применяемых технологий очистки внутренней полости газопровода требованиям нормативной документации; готовность исполнительно-технической документации для предъявления комиссии по приемке законченного строительством объекта; участие в освидетельствовании и приемке скрытых и других работ, проведении испытаний, приемке и вводе объектов в эксплуатацию.

По каждому законченному строительству исполнитель работ составляет исполнительную документацию (в том числе строительные паспорта объекта, которые оформляются в соответствии с действующими нормативными документами).

18.3. Испытание газопроводов и приемка их в эксплуатацию

Перед испытанием смонтированных наружных (подземных и надземных) газопроводов на прочность и плотность их продувают

сжатым воздухом. Способ продувки определяется проектом производства работ с учетом местных условий. Полости внутренних газопроводов и газопроводов ГРП (ГРУ) перед монтажом очищают.

Испытания на прочность и плотность газопроводов производит строительно-монтажная организация в присутствии представителей заказчика и предприятия газового хозяйства.

Максимальная длина отдельных участков газопроводов, подвергаемых испытанию на прочность и плотность, должна быть при диаметре до 200 мм 12 км, более 200 до 400 мм — 8 км, более 400 мм — 6 км.

Испытания наружных газопроводов на прочность и плотность, а также вводов ГРП (ГРУ) выполняют после установки отключающей арматуры, оборудования и средств измерений. Если установленная на газопроводе арматура, оборудование и приборы не рассчитаны на испытательное давление, вместо них на период испытаний устанавливают катушки, заглушки или пробки. Испытания внутренних газопроводов на прочность производят при отключенном оборудовании, если это оборудование не рассчитано на испытательное давление. Допускается проведение испытания на прочность отдельных участков внутреннего газопровода.

Плотность газопровода в местах присоединения к нему газовых горелок проверяется с помощью обмыливания этих мест при розжиге агрегатов под рабочим давлением газа. При пневматических испытаниях на прочность газопроводов осмотр и проверку соединений с помощью мыльной эмульсии проводят только после снижения давления до норм, установленных для испытания на плотность. Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов на прочность и плотность, допускается устранять только после *снижения давления до атмосферного.*

Нормы испытательных давлений на прочность и плотность подземных и надземных распределительных газопроводов, вводов, а также внутренних газопроводов в жилых и общественных зданиях, коммунально-бытовых, промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, ГРП и ГРУ принимаются по табл. 14...17 СНиП 42-01-2002.

Участки газопроводов на переходах через водные преграды, а также под автомобильными, железнодорожными и трамвайными путями испытывают в три стадии: на прочность — после сварки перехода или его части до укладки на место; на плотность воздухом — после укладки на место и полного монтажа и засыпки всего перехода; на плотность воздухом — при окончательном испытании всего газопровода.

Подземные газопроводы испытывают на прочность после монтажа их в траншее и присыпки на высоту 200...250 мм над верхней образующей трубы. Это требование не распространяется на стыки газопроводов низкого и среднего давлений, которые изолируют и

засыпают после проведения испытания на прочность. Испытание подземных газопроводов на плотность производят после засыпки их на глубину до проектных отметок.

После наполнения воздухом газопроводы до начала испытаний выдерживают под испытательным давлением до выравнивания температур воздуха в газопроводе и грунта. Минимальное время выдержки зависит от диаметра условного прохода газопровода: до 300 мм — 6 ч, 300...500 мм — 12 ч, более 500 мм — 24 ч.

Газопровод считается выдержавшим испытание, если фактическое падение давления за время испытаний не превышает значения, определяемого по следующим формулам:

для газопровода одного диаметра

$$\Delta p = \frac{300T}{D}, \qquad (18.1)$$

где Δp — допустимое падение давления, Па; T — продолжительность испытания, ч; D — внутренний диаметр газопровода, мм;

для газопровода, имеющего участки различных диаметров,

$$\Delta p = \frac{0{,}3T(d_1l_1 + d_2l_2 + \ldots + d_nl_n)}{d_1^2l_1 + d_2^2l_2 + \ldots + d_n^2l_n}, \qquad (18.2)$$

где d_1, d_2, ..., d_n — внутренние диаметры участков газопровода, мм; l_1, l_2, ..., l_n — длины участков газопровода соответствующих диаметров, м.

Фактическое падение давления в газопроводе за время испытания определяют по формуле

$$\Delta p_\Phi = (H_1 + B_1) - (H_2 + B_2), \qquad (18.3)$$

где H_1 и H_2 — показания манометра в начале и в конце испытания соответственно; B_1 и B_2 — показания барометра в начале и в конце испытания соответственно.

Испытание на плотность надземных газопроводов производится после устранения всех дефектов, обнаруженных при испытании на прочность. После подъема давления в газопроводе до испытательного и выдержки в течение 30 мин, не снижая давления, производят внешний осмотр и проверку мыльной эмульсией всех сварных, резьбовых и фланцевых соединений и сальников на герметичность. При отсутствии утечек и видимого падения давления по манометру газопровод считается выдержавшим испытание.

После испытания газопроводов и оборудования ГРП (ГРУ) на плотность наладочная или эксплуатационная организация проводит вторичное испытание на плотность (с включенными регуляторами давления и головками предохранительных клапанов) по нормам давлений, указанным в паспортах на это оборудование.

Испытание внутренних газопроводов на плотность производят после выравнивания температур воздуха внутри газопровода и ок-

ружающей среды. Продолжительность испытаний внутреннего газопровода среднего и высокого давлений — не менее 1 ч. При этом газопровод считается выдержавшим испытание на плотность, если допустимое падение давления Δp в течение этого времени не превысит значения, определенного по формуле

$$\Delta p = \frac{50}{D}, \qquad (18.4)$$

где D — внутренний диаметр испытываемого газопровода, мм.

Если испытываемый газопровод состоит из участков труб различных диаметров, то среднее значение внутреннего диаметра

$$D_{ср} = \frac{d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + \ldots + d_n^2 l_2}{d_1 l_1 + d_2 l_2 + \ldots + d_n}. \qquad (18.5)$$

При наличии у тепловых агрегатов приборов автоматики газопроводы на прочность испытывают до запорного устройства, установленного на вводе в агрегат. Приборы автоматики испытывают совместно с газопроводом только на плотность рабочим давлением.

Газопроводы, ГРП, газовое оборудование промышленных, коммунальных, сельскохозяйственных предприятий, общественных зданий, учебных заведений, лечебных и детских дошкольных учреждений, предприятий общественного питания, жилых домов и других объектов, использующих газовое топливо, после окончания монтажа или капитального ремонта принимаются в эксплуатацию приемочной комиссией.

Приемочную комиссию созывает заказчик. В состав ее входят представители заказчика, строительно-монтажной организации, производственного управления газового хозяйства (организации, выполняющей эти функции), а также представители местного органа Ростехнадзора. При наличии на предприятии особо сложного оборудования по требованию комиссии заказчик привлекает для участия в приемке специализированную организацию.

При сдаче в эксплуатацию законченных объектов строительно-монтажная организация представляет рабочей комиссии следующую документацию: паспорта на материалы, оборудование и арматуру; строительные паспорта на подземный и надземный газопроводы, ввод газопровода низкого давления диаметром до 100 мм, газорегуляторный пункт, внутридомовый газопровод, групповую резервуарную установку; схема сварных стыков подземных газопроводов и заключение о качестве сварных стыков; акт приемки подводного перехода; акт приемки строительно-монтажных работ по устройству электрозащитных установок; акты приемки в эксплуатацию газорегуляторного пункта и электрозащитной установки; акт проверки исправности и очистки дымоходов и боровов от завалов, золы и сажи, а также исправность отопительных и отопительно-варочных печей; акт приемки узла учета расхода природного газа.

План и профиль подземных газопроводов заказчик представляет в трех экземплярах (один из них — на электронном носителе). Исполнительные чертежи профиля допускается не представлять при приемке газопроводов длиной до 100 м, проходящих во владениях заказчика газопроводов и проложенных в сельской местности со спокойным рельефом, где отсутствуют подземные коммуникации, а также газопроводов, построенных по проекту, не содержащему чертежей профиля газопровода. В этих случаях на плане в начальной, конечной и характерных точках указываются отметка поверхности земли и глубина заложения газопровода.

Приемочная комиссия одновременно с проверкой исполнительно-технической документации производит наружный осмотр надземных и внутренних газопроводов и сооружений на них. На подземных газопроводах наружному осмотру подлежат все сооружения, выходящие на поверхность земли (колодцы, коверы, устройства защиты от коррозии и др.).

При приемке газовых сетей проверяют соответствие проекту и требованиям строительных норм и правил: выполненных работ, материалов и оборудования; уклонов надземных газопроводов; качества устройства колодцев и других сооружений, а также монтажа запорных устройств и компенсаторов; всех запорных устройств и их действие; устройств по защите газопроводов от электрокоррозии и их действие; качества монтажа опор надземных газопроводов, стоек или кронштейнов, а также площадок и лестниц; качества окраски и теплоизоляции надземных газопроводов и окраски металлоконструкций.

При приемке ГРП проверяют соответствие проекту и требованиям строительных норм и правил: выполненных работ, применяемых материалов и оборудования; монтажа газопроводов, оборудования и средств измерений, а также прочность их креплений; комплектности системы регулирования (запорных устройств регуляторов давления, предохранительно-запорных клапанов и других предохранительных устройств, средств измерении и т.д.); вспомогательного оборудования (исправность и действие) и устройств вентиляции, электроснабжения, отопления, связи, телеуправления и т.д.

По результатам приемки законченные строительством объекты оформляются приемочной комиссией актами приемки в эксплуатацию по установленным формам.

18.4. Присоединение ответвлений к действующим газопроводам

При проведении ремонтных работ, реконструкции газовой сети или новом строительстве возникает необходимость в присоединении ответвлений к действующим газопроводам. Эта операция мо-

жет производится с выключением и без выключения участка действующего газопровода.

Выключение участков газопроводов высокого и среднего давлений, питающих значительное число потребителей, влечет за собой или частичное сокращение подачи газа потребителям, или полное его прекращение. Следует также учитывать, что возобновление подачи газа потребителям после перерыва требует больших затрат на пусковые работы.

Существуют разнообразные способы подключений. Например, к действующим газопроводам высокого и среднего давлений применяется метод с использованием задвижки (рис. 18.1). Этим методом присоединяются ответвления с диаметром условного прохода 50 мм и более. К действующему газопроводу *10* приваривается патрубок *9* с фланцем, на котором устанавливается задвижка *8*. В котлован на подготовленное основание опускается установка, состоящая из закрепленных на одной раме *13* электрического двигателя *3* и редуктора *4*. Рама имеет продольное перемещение по направляющим *14* с помощью рычага *2*. На конце вала внутри крышки *7* крепится фреза *12*; по оси фрезы устанавливается сверло для ее центровки и удержания фрезой вырезанной части трубы. Крышка своим фланцем соединена с фланцем задвижки. Герметичность места входа вала в крышку обеспечивается сальником *6*. Для предотвращения отдачи установки назад при резании отверстия подсыпка грунта *16* у задней стенки котлована *1* делается в виде упора. Важным условием правильного монтажа установки является строгое совмещение ее оси с осью патрубка *9*. Проверяется герметичность участка от крышки *7* до газопровода *10* с открытой задвижкой *8* путем закачивания воздуха через штуцер в крышке *7*. В случае падения давления воздуха контролируют герметичность сальников крышки и задвижки, фланцевых соединений и сварного шва. Установка по направляющим *14* с помощью рычага *2* подается вперед к газопроводу *10*, при этом фреза проходит через открытую задвижку до соприкосновения с действующим газопроводом. В момент упора фрезы в стенку газопровода *10* записывают отмеченное расстояние с помощью метрической линейки, прикрепленной к направляющим *14*. После окончания операции установка возвращается назад в исходное положение. Закрывается задвижка *8*, и крышка *7* отсоединяется от задвижки. Установка извлекается из котловины. Участок ответвления присоединяется к задвижке.

Присоединение ответвлений с последующим снятием задвижки приведено на рис. 18.1, *а* и 18.1, *б*, а вид заглушки для перекрытия патрубка показан на рис. 18.1, *в*.

В настоящее время при присоединении ответвлений к действующим газопроводам низкого давления распространен способ с использованием соединительного патрубка с заранее вырезанным на его конце отверстием (окном) (рис. 18.2). Перед проведением

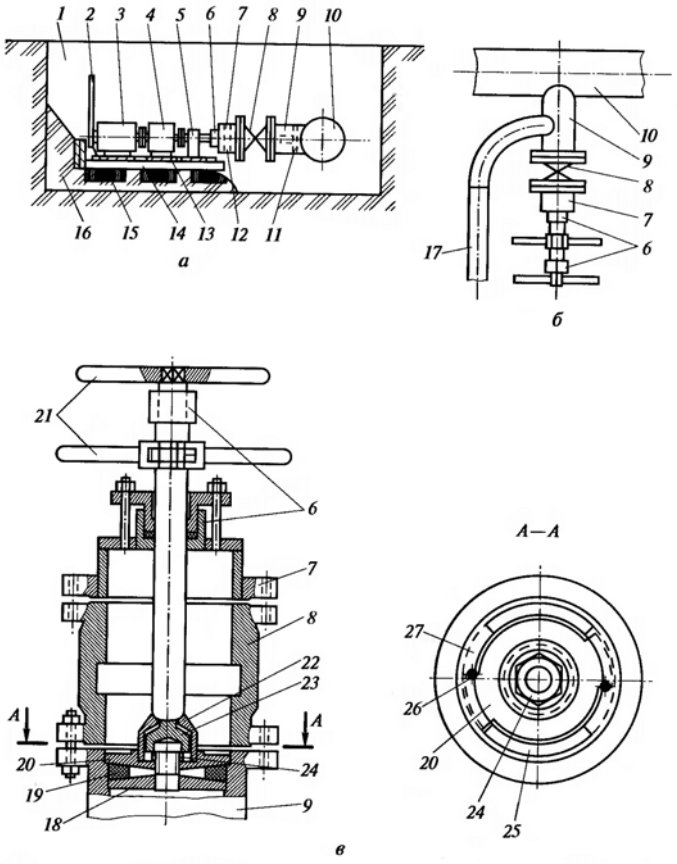


Рис. 18.1. Присоединение ответвления к действующему газопроводу с использованием задвижки:

а — общий вид установки; *б* — присоединение с последующим снятием задвижки; *в* — заглушка для перекрытия патрубка; *1* — котлован; *2* — рычаг подачи; *3* — электрический двигатель; *4* — редуктор; *5* — опора вала; *6* — сальник; *7* — крышка; *8* — задвижка; *9* — патрубок; *10* — газопровод действующий; *11*, *12* — положение фрезы (начальное и конечное); *13* — рама; *14* — направляющие; *15* — бруски деревянные; *16* — подсыпка; *17* — ответвление, присоединяемое к действующему газопроводу; *18*, *20* — диски; *19* — прокладка мастичная; *21* — рукоятка; *22* — шток; *23* — торцевой ключ; *24* — гайка; *21* — выточка; *26* — штифт; *27* — кольцевая канавка

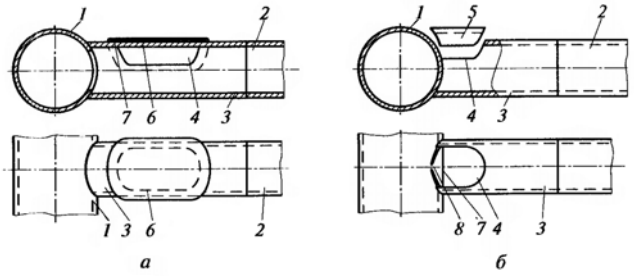


Рис. 18.2. Схемы узлов присоединения ответвлений:

а — «окно» в сторону от конца соединительного патрубка; *б* — «окно» на конце соединительного патрубка; *1* — действующий газопровод; *2* — ответвление; *3* — соединительный патрубок; *4* — «окно» в патрубке; *5* — козырек; *6* — накладка; *7* — асбестовая прокладка; *8* — шель

работ давление газа в действующем газопроводе понижается до 0,4...1,5 кПа (40...150 мм вод. ст.), при более низком давлении, учитывая его возможные колебания, может произойти поступление воздуха в газопровод и образование газовоздушной смеси взрывоопасной концентрации. При более высоком давлении происходит выдувание газом расплавленного металла сварного шва в стыковых соединениях.

Этим способом можно присоединять ответвления к газопроводам среднего и высокого давлений при условии отключения потребителей и снижения давления. Вначале приготовляют соединительный патрубок *3* с плотным прилеганием конца к действующему газопроводу *1*. «Окно» *4* вырезают в верхней части патрубка. Сбоку к ответвлению *2* прикладывают соединительный патрубок *3*.

Затем намечают линию стыка на ответвлении *2*, по которой отрезают конец присоединяемого ответвления. Соединительный патрубок *3* прихватывают и приваривают к действующему газопроводу *1* и к ответвлению *2*. Через «окно» *4* вводят резак и прорезают щель *8* в стенке действующего газопровода *1*. В верхней части линии выреза оставляют перемычку 5...6 мм. К стенке вырезаемого в газопроводе отверстия *8* приваривают отрезок проволоки для удобства извлечения вырезанной части трубы. Зубилом перебивают перемычку и удаляют вырезанную стенку из газопровода через «окно» *4*. После этого на «окно» *4* накладывают козырек *5* и приваривают его к патрубку *3*.

При другом способе щель *8* в действующем газопроводе *1* вырезают и заделывают глиной до приваривания присоединительного патрубка *3*. Через «окно» *4*, находящееся на конце патрубка *3*, перерубают зубилом только перемычку щели и извлекают вырезанную стенку («окно»). При этом способе выполнять работу более удобно и безопасно.

Присоединение вновь смонтированных газопроводов низкого давления к действующим осуществляется различными способа-

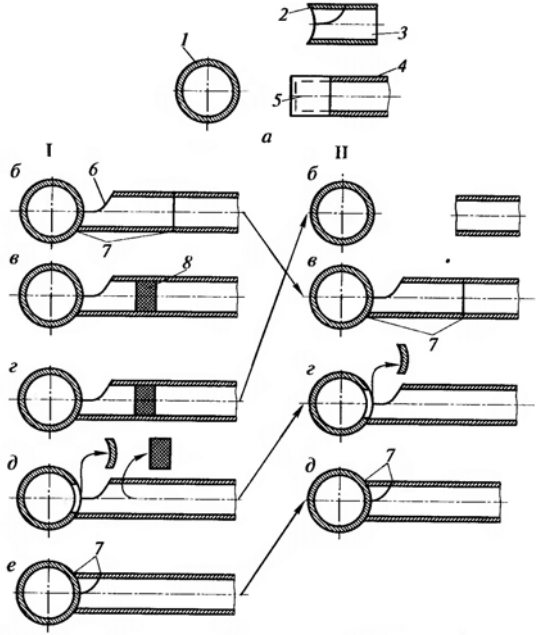


Рис. 18.3. Технологическая последовательность операций присоединения ответвлений к действующему газопроводу низкого давления:

I — при вырезке отверстия через окно приваренного присоединительного патрубка: *а* — отрезка конца присоединяемого ответвления, подгонка соединительного патрубка, вырезка козырька; *б* — приваривание соединительного патрубка; *в* — установка перемычки; *г* — вырезка кольцевого отверстия в действующем газопроводе; *д* — удаление перемычки и вырезанного диска; *е* — заваривание окна в соединительном патрубке; II — до приваривания присоединительного патрубка: *а* — отрезка конца присоединяемого ответвления, подгонка соединительного патрубка, вырезка козырька; *б* — вырезка кольцевого отверстия в действующем газопроводе; *в* — приваривание соединительного патрубка; *г* — удаление вырезанного диска; *д* — заваривание окна в соединительном патрубке; *1* — действующий газопровод; *2* — козырек; *3* — соединительный патрубок; *4* — присоединяемое ответвление; *5* — отрезаемый конец присоединяемого ответвления; *6* — окно в соединительном патрубке; *7* — сварные швы; *8* — перемычка

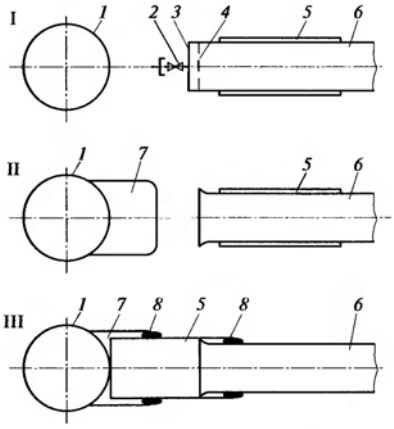


Рис. 18.4. Телескопический способ присоединения ответвлений к действующим газопроводам низкого давления:

I — исходное положение деталей узла присоединения; II — промежуточное положение (установка подвижной муфты и приварка соединительного патрубка); III — окончательное положение; *1* — действующий газопровод; *2* — штуцер для закачивания воздуха и измерения его давления при испытаниях газопровода; *3* — заглушка; *4* — линия среза заглушки газопровода; *5* — подвижная муфта; *6* — присоединяемый газопровод; *7* — присоединительный патрубок; *8* — набивка из асбестового шнура

ми, но во всех случаях через соединительный патрубок. Основное принципиальное различие используемых в настоящее время способов присоединения заключается в следующем: в одном случае отверстие в действующем газопроводе вырезают после приваривания к ним соединительного патрубка через имеющееся в этом патрубке окно, а в другом — до приваривания патрубка. Технологическая последовательность выполнения операций приведена на рис. 18.3.

Существует также телескопический способ присоединения ответвлений к действующим газопроводам (рис. 18.4). При этом способе на присоединяемый газопровод надвигают соединительный патрубок и конец его подгибают внутрь. После срезания заглушки свободный конец присоединяемого газопровода развальцовывают наружу. На действующем газопроводе напротив торца присоединяемого газопровода приваривают короткий патрубок. Внутри горловины газовым резаком прорезают кольцевую щель, гасят пламя, перерубают перемычку вырезаемого диска, диск извлекают и соединительный патрубок вдвигают в горловину.

18.5. Пуск газа и продувка объектов газораспределения

Перед пуском газа производят контрольную опрессовку подключаемых газопроводов воздухом с давлением 20 кПа независимо от рабочего давления в газопроводе. Падение давления при контрольной опрессовке не должно превышать 0,1кПа за 1 ч.

Оборудование и газопроводы в ГРП подвергают контрольной опрессовке давлением воздуха, равным 10кПа. Падение давления при этом не должно превышать 0,6 кПа за 1 ч.

После контрольной опрессовки проводят продувку газом подключаемых газопроводов, оборудования и газопроводов в ГРП через продувочные свечи, установленные в ГРП, на конденсатосборниках и в конечных точках газопроводов. Продувочные свечи на подземных газопроводах должны быть высотой не менее 3 м от поверхности земли. В свечи ввариваются патрубки с кранами и штуцерами на высоте 1,5 м от поверхности земли для отбора проб газа. При наличии ГРП продувку осуществляют последовательно: до ГРП, в ГРП после ГРП. Каждая операция проводится самостоятельно.

Продувку подземных газопроводов среднего и высокого давлений осуществляется газом с давлением не более 0,1 МПа, газопроводов низкого давления — газом с давлением, не превышающим рабочее. Продувку газом осуществляют до полного вытеснения воздуха из газопровода. Окончание продувки определяют путем анализа на содержание кислорода в газе, которое не должно превышать 1 %. После окончания продувки давление в газопроводе снижают до 0,4... 1,5 кПа и демонтируют продувочные свечи.

Пуск газа в газопроводы и внутридомовое газовое оборудование является газоопасной работой. Контрольную опресовку газопровода с подключенными газовыми приборами производят воздухом с давлением 5 кПа (500 мм вод. ст.). Продувку газопровода газом производят только при получении положительных результатов опрессовки.

Закрывают краны на стояках и спусках к газовым приборам, открывают запорное устройство на вводе и проверяют на герметичность места соединения внутреннего газопровода с вводом. При положительных результатах этой проверки начинают продувку газопроводов.

Сначала продувают наиболее удаленный стояк от ввода. Выпуск газовоздушной смеси осуществляют с помощью резинового шланга, присоединяемого к соплу горелки газового прибора, наиболее удаленного от ввода. Резиновый шланг через окно выводят на улицу.

Окончание продувки определяют путем анализа на наличие кислорода, содержание которого в газе не должно превышать 1 %, или путем сжигания отбираемых проб, сгорание которых при про-

пуске через мыльную эмульсию должно происходить спокойно, без хлопков. Продувка остальных стояков выполняется в такой же последовательности.

По окончании продувки проверяют манометром давление газа на газовых приборах, которое должно соответствовать допустимому для их нормальной работы. Затем поочередно разжигают горелки газовых приборов и регулируют работу автоматики безопасности, контролируют герметичность всех соединений мыльной эмульсией.

18.6. Эксплуатация подземных и надземных газопроводов

Предприятия газового хозяйства должны иметь паспорт и комплект эксплуатационной документации, дающей характеристику каждого газопровода и сооружений на нем (диаметр, тип изоляции, средства электрозащиты, точное местоположение, техническое состояние и др.). Для ведения и хранения эксплуатационной документации назначаются ответственные лица. В паспорт газопровода необходимо систематически заносить все виды проводимых работ (капитальный и текущий ремонт, буровой и шурфовой осмотр либо приборный метод контроля электрозащиты).

При эксплуатации газопроводов осуществляют техническое обслуживание, плановые ремонты (текущий и капитальный) и аварийно-восстановительные работы.

В состав работ по техническому обслуживанию газопроводов входят: наблюдение за состоянием наружных газопроводов и сооружений на них, включая средства электрозащиты, а также устранение мелких неисправностей, возникающих в процессе их эксплуатации; периодическая проверка состояния газопроводов и их изоляции опрессовкой, приборным методом или методом бурового осмотра; измерение давления газа в газопроводах и электрических потенциалов на них.

Наблюдение за состоянием наружных газопроводов и сооружений на них производится во время систематических обходов трасс газопроводов. Обход трасс в городах и других населенных пунктах и другие работы по техническому обслуживанию газопроводов осуществляются в сроки, предусмотренные СНиП 2-04-08-87* и СНиП 42-01-2002.

Трассу подземных газопроводов обходит бригада слесарей в составе не менее двух человек. За каждой бригадой должны быть закреплены определенные участки трасс с прилегающими к ним вводами, разделенные для удобства обслуживания на маршруты. Для обслуживания подземных газопроводов составляются и выдаются на руки обходчикам маршрутные карты, в которых указываются

схема трассы газопровода и ее данные, а также колодцы и подвалы зданий, расположенных в 15-метровой зоне газопровода.

При обходе трасс газопроводов выполняют следующие работы: проверяют на загазованность колодцы, контрольные трубки, установленные на газопроводах, другие сооружения, расположенные на расстоянии до 15 м в обе стороны от оси газопроводов, колодцы других подземных коммуникаций (телефонных, водопроводных, теплофикации и др.), коллекторы, подвалы зданий и др.; выявляют утечки газа по внешним признакам (пожелтение растительности на трассе газопровода, бурые пятна на снегу, выделение пузырьков газа); наблюдают за сохранностью и состоянием коверов и настенных указателей, очищают их от снега, льда, грязи; следят за дорожными и другими строительными работами, производимыми вблизи трассы газопровода, в целях предупреждения возможности повреждения газопровода, застройки трассы газопровода, складирования на ней материалов и т.д.

Наличие газа в подвалах, колодцах, коллекторах, камерах, контрольных трубках и других сооружениях определяют газоанализаторами. Для контрольной проверки наличия газа в колодцах и других сооружениях в случае необходимости берут пробу воздуха.

Результаты проверки состояния трасс газопровода и сооружений после каждого обхода слесарь записывает в журнал обхода трасс. По результатам записей обходчиков принимаются необходимые меры по обеспечению безопасной эксплуатации газопровода. Результаты проверки заносятся в журнал обхода трасс газопровода.

При выполнении строительных работ вблизи трассы газопровода в целях защиты его от возможных повреждений предприятие газового хозяйства наблюдает за этими работами, чтобы своевременно принять необходимые меры и выдает организации, производящей земляные работы, письменное уведомление установленной формы о порядке производства работ вблизи газопроводов, сооружений и коммуникаций для их защиты от механических повреждений с указанием мер предосторожности и эскиз с привязками и указанием глубины заложения газопровода. При наличии на подземном газопроводе установок электрической защиты аналогичное уведомление выдается с целью сохранности этих установок. Такие уведомления выдают службы, эксплуатирующие эти установки и сооружения.

Организация, производящая земляные работы вблизи газопроводов, представляет предприятию газового хозяйства проект производства работ.

Все работы по рытью траншей и котлованов, производимые вблизи газопроводов, фиксируются в журнале производства земляных работ на трассах действующих газопроводов. На места вскрытия газопроводов выполняются эскизы, прилагаемые к технической документации на данный газопровод.

Вскрытие газопровода используется для его осмотра и оценки технического состояния. Результаты осмотра заносятся в паспорт газопровода.

Подземные стальные газопроводы всех давлений в процессе эксплуатации подвергаются периодической проверке с целью определения их плотности и состояния изоляции. Без вскрытия грунта такую проверку можно выполнять приборами, позволяющими с достаточной точностью выявлять утечки газа и места повреждений изоляции. Графики проверки утверждает руководитель предприятия газового хозяйства. Они должны проводиться не реже одного раза в пять лет.

Методом бурового осмотра плотность газопроводов проверяют преимущественно в летний период. При этом вдоль трассы газопровода бурят скважины и определяют наличие в них газа. На распределительных газопроводах скважины предусматривают у стыков на расстоянии 0,3...0,5 м от стенки трубы; дно скважины должно располагаться на 0,2...0,3 м выше верха трубы. В зимнее время глубина скважины должна быть не менее глубины промерзания грунта. На дворовых и квартальных разводках, а также при отсутствии схемы расположения стыков распределительного газопровода скважины бурят через каждые 2 м.

Результаты проверки плотности газопровода заносят в его паспорт. Они учитываются при назначении видов и сроков ремонта газопровода, а также при определении его пригодности к дальнейшей эксплуатации.

Если при проверке технического состояния газопровода обнаружены дефекты (неудовлетворительное состояние изоляции, коррозионные повреждения), разрабатывают мероприятия по предотвращению дальнейшего разрушения и устранению этих дефектов, устанавливают сроки их выполнения и разрабатывают особый график наблюдения за состоянием этого газопровода.

Текущий ремонт. В состав текущего ремонта входят следующие основные работы: устранение мелких дефектов и утечек газа, выявленных при техническом надзоре; усиление отдельных сварных стыков с помощью муфт; ремонт поврежденных мест изоляции; устранение провеса газопроводов, снежно-ледяных и кристаллогидратных пробок в газопроводах; приведение в порядок настенных знаков; окрашивание надземных газопроводов; проверка состояния люков и крышек колодцев и ковров с устранением перекосов, оседаний и других неисправностей; ремонт кирпичной кладки колодцев, наращивание кладки под люки, заделка выбоин горловин, ремонт поврежденных мест штукатурки, восстановление отмостки; проверка, осмотр и ремонт задвижек, кранов и компенсаторов; замена неисправных кранов и задвижек; окрашивание задвижек, кранов и компенсаторов; проверка плотности резьбовых соединений конденсатосборников, устранение повреждений

их оголовков, наращивание или обрезка выводных трубок конденсатосборников и контрольных трубок.

Текущий ремонт выполняют по графику, утвержденному главным инженером предприятия газового хозяйства. Запорную арматуру, компенсаторы, колодцы, коверы ремонтируют не реже одного раза в год; надземные газопроводы и оборудование окрашивают по мере необходимости, но не реже одного раза в четыре года.

Ремонт запорной арматуры и компенсаторов заключается в очистке от грязи и ржавчины, окраске (при необходимости), разгоне и смазке шпинделя у задвижек, проверке и набивке сальников, проверке исправности и ремонте привода задвижек, проверке состояния компенсаторов (стяжные болты снимают, а плотность всех сварных, резьбовых и фланцевых соединений проверяют с помощью мыльной эмульсии), смене износившихся и поврежденных болтов и прокладок. Результаты проверки и ремонта арматуры и компенсаторов заносят в паспорт газопровода.

Для ликвидации образующихся во время эксплуатации водных, снежно-ледяных, кристаллогидратных, смоляных, нафталиновых, грязевых и других закупорок газопроводов и арматуры используют заливку растворителя в газопровод, отогрев мест ледяной закупорки паром или водой, прочистку газопровода стальной проволокой или ершом, продувку газом или воздухом, измельчение посторонних предметов через специально вырезанные окна.

После ликвидации закупорок, вызвавших необходимость ремонта, газопровод испытывают на плотность в соответствии с требованиями Правил безопасности в газовом хозяйстве. Неплотности в арматуре газопроводов устраняют подтягиванием болтов фланцевых соединений, уплотнением сальниковых устройств, заменой отдельных деталей.

Арматура и оборудование (задвижки, краны, конденсатосборники и др.) с дефектами, которые невозможно устранить на месте, подлежат замене.

Капитальный ремонт. При капитальном ремонте производят замену изношенных конструкций, узлов и деталей на более прочные или экономичные, а также ремонтируют основные конструкции. Объекты для капитального ремонта отбирают на основании дефектных ведомостей. Для всех газопроводов, отобранных для капитального ремонта, составляют сметную документацию.

Для объектов со сложной технологией ремонта разрабатывают планы производства работ, в которых определяют методы и сроки их выполнения, потребность в рабочей силе, материалах, арматуре, деталях, строительных материалах, а также размещение на территории, прилегающей к ремонтируемому объекту, материалов, временных сооружений, приспособлений и механизмов. План производства работ разрабатывает организация, выполняющая капи-

тальный ремонт по согласованию с предприятием газового хозяйства.

Капитальный ремонт подземных газопроводов и сооружений на них включает в себя следующие работы:

- замена пришедших в негодность участков газопроводов длиной более 3 м трубами другого диаметра или из другого материала;
- замена пришедших в негодность задвижек, кранов, компенсаторов и другой арматуры на газопроводе;
- установка новых компенсаторов к существующим задвижкам при капитальном ремонте колодцев;
- ремонт задвижек и компенсаторов с разборкой перекрытия или стенок колодца;
- вскрытие газопровода для установки на стыках усилительных муфт;
- устранение провесов газопровода;
- замена или восстановление на газопроводе пришедшей в негодность изоляции, а также теплоизоляции на газопроводах, проходящих под мостами, по эстакадам, в тоннелях;
- устройство дополнительных колодцев, задвижек и компенсаторов на газопроводе;
- устройство новой гидроизоляции, смена крышек и разрушенной кладки колодцев;
- замена и ремонт устройств защиты от коррозии, а также установку дополнительных защитных устройств;
- отрезка недействующих ответвлений у газопроводов;
- рытье шурфов (котлованов) на газопроводе для устранения утечки газа и ремонта газопровода;
- установка ориентиров после замены устаревшего участка газопровода новым;
- восстановление пришедших в ветхость ориентиров;
- установка дополнительных контрольных трубок и конденсатосборников на газопроводе;
- замена пришедшего в негодность подхода к дюкеру, насоса и коммуникаций для откачки воды из колодца дюкера;
- ремонт нарушенной постели под газовым дюкером;
- водолазное обследование дюкера;
- крепление береговых откосов у дюкера;
- перекладка пришедших в негодность газовых вводов;
- установка дренажных трубок на газопроводах.

При ремонтных работах арматуру, резьбовые и фланцевые соединения газопроводов и резервуаров сжиженных газов разбирают только после продувки их воздухом или инертным газом.

Разборка и смазка кранов внутридомового газового оборудования на газопроводах диаметром до 50 мм допускается при давлении газа не более 3 кПа. Разборка резьбовых соединений конденсатосборников среднего и высокого давлений допускается при давлении газа не более 0,1 МПа.

Перед началом ремонтных работ на подземных газопроводах, оборудованных средствами противокоррозионной электрозащиты, принимают меры, исключающие возможность искрообразования. Для этого отключают защитные токи, монтируют перемычки на резьбовых участках газопроводов, газовых колодцах и др.

При ремонте надземных газопроводов и сооружений на них заменяют:

- пришедшие в негодность участки газопровода, проложенного на поверхности грунта, по стенам зданий, эстакадам, под мостами с учетом восстановительных дорожных работ;
- ремонтируют или заменяют задвижки, краны, фасонные части;
- ремонтируют эстакады, на которых уложен газопровод;
- выполняют противокоррозионную окраску газопроводов участками длиной более 5 м.

В диспетчерских пунктах ремонтируют и заменяют элементы коммутации кабеля и оборудования, а также релейные преобразователи телеизмерения.

Объекты, законченные ремонтом, проверяет комиссия, в состав которой входят представители заказчика (организации, эксплуатирующей газопровод), строительно-монтажной организации, а также местного органа Росгортехнадзора (по согласованию с ним). Комиссия составляет акт приемки отремонтированного объекта с указанием объема выполненных работ, качества работ и результатов испытаний с приложением исполнительно-технической документации. Результаты работ по капитальному ремонту заносятся в паспорт газопровода.

При перекладке участков гозопроводов с изменением их трассировки на эти участки составляется проектная и исполнительно-техническая документация в соответствии с требованиями, предъявленными к вновь строящимся газопроводам.

Аварийно-восстановительные работы. К внеплановым ремонтам относятся аварийно-восстановительные работы, необходимость выполнения которых появляется вследствие нарушения целостности газопровода или сооружений на нем, создающего аварийную ситуацию. Аварийно-восстановительные работы должны проводиться немедленно.

18.7. Определение технического состояния подземных газопроводов

Основными критериями, определяющими техническое состояние подземных газопроводов, являются герметичность, состояние изоляционных покрытий и металла трубы, качество сварных соединений, коррозионная активность грунта, наличие блуждающих токов.

Проверка газопроводов на герметичность осуществляется с помощью высокочувствительных приборов марки ГИВ-0,5, импортного газоиндикатора «Вариотек» и др.

Для проверки прочности и герметичности ветхих газопроводов применяется метод опрессовки газопроводов воздухом. Газопровод при этом отключают от общей сети, продувают воздухом. После чего в газопровод закачивают воздух под давлением. В случае отрицательного результата испытаний газопровод разделяют условно на две половины, каждую из которых в отдельности вновь подвергают испытаниям. Если какая-либо половина газопровода не выдержала испытаний, то ее вновь делят пополам, проводят испытания каждой половины в отдельности. Указанный метод хотя и дает 100%-е результаты, но очень трудоемкий. Он требует дополнительных мероприятий по безопасному выполнению работ по продувке газопроводов и последующему пуску газа потребителям.

Метод опрессовки применяют только для тупиковых газопроводов и резервуарных установок, где его применение не связано с отключением большого числа потребителей и нет предприятий с непрерывным технологическим циклом работы. Обычно цель проверки прочности и плотности действующих подземных газопроводов этим методом — определить возможность их дальнейшей эксплуатации.

Проверку технического состояния изоляционных покрытий подземных газопроводов осуществляют с помощью аппаратуры нахождения повреждений изоляции (АНПИ). Эта аппаратура позволяет без вскрытия грунта находить не только место повреждения изоляционных покрытий, но и место расположения и глубину заложения газопровода.

Определение мест повреждения изоляционных покрытий подземных газопроводов с помощью АНПИ основано на принципе улавливания характера изменений потенциалов, возникающих на поверхности земли над местом повреждения изоляционного покрытия, при подключении генератора к газопроводу, а место нахождения газопровода и глубины его заложения — на принципе фиксации магнитного поля, индуцируемого вокруг газопровода, при подключении к нему генератора.

Обследование газопроводов с помощью АНПИ производят после отключения электрозащиты. Для нахождения мест повреждения изоляции генератор аппаратуры подключают к газопроводу и заземляют. Обследование изоляции газопровода выполняют два оператора. Один идет с токосъемной пластиной, соединенной проводником с приемником, второй — с приемником. Оценка разности потенциалов производится без контакта с грунтом, при этом в качестве электродов используют емкости поверхностей операторов по отношению к земле.

При определении мест повреждений изоляционных покрытий с помощью АНПИ принимают перпендикулярное и параллельное

расположение электродов (операторов) по отношению к подземному газопроводу. В городских условиях предпочтение отдают параллельному расположению электродов, при котором повреждение обнаруживают по минимальному значению сигнала. Согласно графику (рис. 18.5, *а*) уровень сигнала, улавливаемого приемником при движении операторов от места подключения генератора вдоль газопровода, медленно понижается. При приближении первого оператора к месту повреждения изоляционного покрытия сигнал резко усиливается. Величина сигнала определяется по разности потенциала на поверхности земли, которая образуется при прохождении переменного тока по цепи «генератор — труба — изоляционное покрытие — заземлитель — генератор». В месте повреждения изоляции переходное сопротивление «труба — земля» уменьшается, в результате на поверхности земли потенциал будет иметь повышенное значение (рис. 18.5, *б*). Увеличение потенциала тем значительнее, чем больше повреждение.

В местах обнаружения повреждения изоляционных покрытий проверяется глубина заложения газопровода, что позволяет определить объем земляных работ, сроки их выполнения при вскрытии газопровода и ремонте поврежденных мест.

Для того чтобы узнать глубину заложения трубопровода, необходимо уточнить его местоположение. С этой целью ставят ось катушки поискового контура в плоскость, перпендикулярную к направлению трассы, и перемещают ее в этой плоскости, следя за изменением сигнала в телефоне и за стрелкой индикаторной головки приемника. Получив сигнал максимальной интенсивности, помечают на трассе это место. Здесь и находится газопровод (рис. 18.6).

Затем надевают на поисковый контур уголок-насадок и устанавливают этот контур в плоскости, перпендикулярной к оси трассы газопровода, при этом направляющая уголка-насадка должна быть

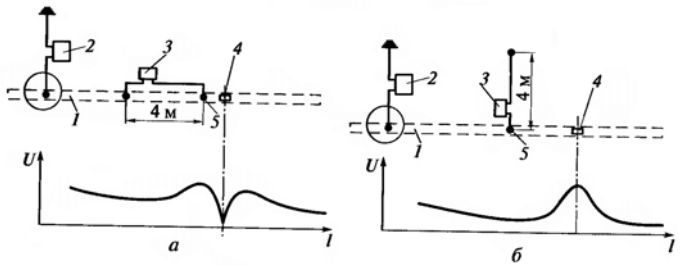


Рис. 18.5. Определение мест повреждений изоляции при параллельном (*а*) и перпендикулярном (*б*) расположении электродов:

1 — газопровод; *2* — генератор; *3* — приемник; *4* — место повреждения изоляции; *5* — электроды (операторы)

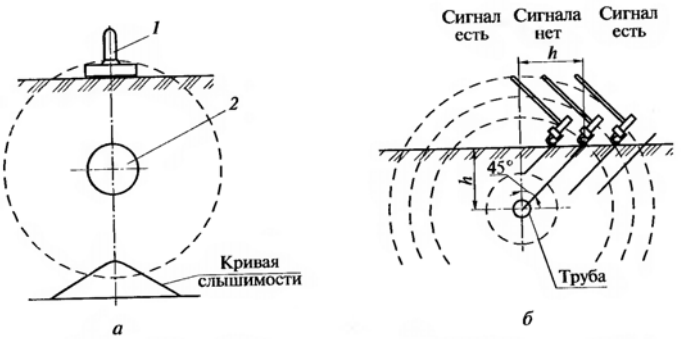


Рис. 18.6. Определение местонахождения (*а*) и глубины заложения (*б*) газопровода с помощью аппаратуры АНПИ:
1 — катушка поискового контура; *2* — газопровод

параллельна поверхности грунта и находится в плоскости, перпендикулярной к оси трассы. Перемещая контур от газопровода до границы зоны, где сигнал будет отсутствовать, помечают это место. Расстояние от данного места до оси трассы соответствует глубине заложения газопровода. Аппаратура АНПИ позволяет получить достоверные данные о техническом состоянии изоляционных покрытий подземных газопроводов, достаточно точно определить объем земляных работ и необходимый вид ремонта.

Весь комплекс ремонтов систем газоснабжения включает в себя систему планово-предупредительных и текущих ремонтов.

При эксплуатации распределительных газопроводов принята система планово-предупредительного ремонта, которая представляет собой совокупность организационно-технических мероприятий по надзору и уходу за сооружениями и всем видам ремонта, осуществляемым по заранее составленному плану в целях предупреждения износа и предотвращения аварий, а также обеспечения бесперебойной подачи газа потребителям.

Системой планово-предупредительных работ на газопроводах и сооружениях предусматривается выполнение технического обслуживания и плановых ремонтов.

Техническое обслуживание включает в себя следующие виды работ: наблюдение за состоянием наружных газопроводов, резервуарных и баллонных установок, газорегуляторных пунктов, средств электрозащиты, а также устранение мелких неисправностей; периодическое обслуживание газопроводов, резервуарных установок сжиженного газа; измерение давления газа в газопроводах и электропотенциалов на подземных газопроводах.

К плановым ремонтам относятся текущий и капитальный. Ремонт газопроводов и сооружений на них является основным мероприятием, направленным на поддержание и восстановление первоначальных эксплуатационных качеств газопроводов и сооружений на них.

Текущий ремонт предназначен для поддержания постоянной работоспособности газопроводов и сооружений на них. Он направлен на предохранение газопроводов и сооружений от преждевременного износа и на предотвращение аварий. Текущий ремонт включает в себя устранение неисправностей и поломок, возникающих в процессе эксплуатации, а также ревизию отдельных узлов и деталей.

Все работы по текущему ремонту подразделяют на две группы:

- профилактический ремонт, необходимость в котором выявляется в процессе эксплуатации, планируемый заранее по объему и времени его выполнения;
- непредвиденный ремонт, выполняемый в срочном порядке.

План текущего профилактического ремонта составляют на основании перечня необходимых работ, выявленных при обходе трассы и периодических осмотрах. Непредвиденный текущий ремонт заключается в срочном исправлении повреждений, которые не могли быть заранее обнаружены и устранены при профилактическом ремонте или возникли после его выполнения. Задержка с устранением этих недостатков может привести к серьезным авариям или значительному ухудшению условий эксплуатации.

18.8. Проведение работ по ремонту изоляции газопроводов

Большинство действующих распределительных газопроводов имеет защитные изоляционные покрытия, изготовленные на битумной основе. Битумные покрытия в зависимости от наполнителя битумной мастики подразделяются на битумно-атактические, битумно-минеральные, битумно-тальковые, битумно-асбестополимерные и битумно-резиновые. Наибольшее применение нашли битумно-резиновые покрытия.

Для изоляционных покрытий на битумной основе применяются битумные грунтовки, приготовленные путем растворения битума в бензине в соотношении 1:3 по объему. В зависимости от сезона битумные грунтовки приготовляют двух типов: для летнего и зимнего времени.

В настоящее время для ремонта изоляции газопроводов применяют полимерные ленты. Для нанесения изоляции из липких лент применяют битумные грунтовки. Для изоляции полимерными лентами используют грунтовки на основе битумно-каучуковой ком-

позиции, обладающие хорошими адгезионными качествами и не требующими полного высыхания.

В качестве армирующего материала для изготовления битумных изоляционных покрытий подземных газопроводов применяют в основном стекловолокнистые холсты. При изоляции сварных стыков труб, фасонных частей разрешается в качестве армирующей обмотки вместо стеклохолста применять бризол и пленки. Для битумных покрытий весьма усиленного типа в качестве материалов для наружной обертки применяют мешочную, оберточную бумагу и пленку.

Для защиты покрытия из полимерных лент от механических повреждений при укладке и засыпке газопроводов в грунте используются обертки из рулонных материалов.

18.9. Эксплуатация газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок

После завершения строительно-монтажных работ и внешнего осмотра газорегуляторные пункты испытывают на прочность и плотность. Величины испытательных давлений приведены в СНиП 42-01-2002.

Испытания на прочность производят 1 ч, а на плотность — 12 ч. Падение давления не должно быть более 1 %. После испытаний газорегуляторный пункт принимают в эксплуатацию.

На каждое ГРП (ГРУ) предприятие газового хозяйства (эксплуатационная организация) составляет паспорт, содержащий основные характеристики оборудования, средств измерений и помещения. В ГРП (ГРУ) вывешивают технологические схемы, инструкции по эксплуатации, технике безопасности и пожарной безопасности.

При пуске ГРП открывают запорный предохранительный клапан, а мембрану регулятора давления или регулятора управления разгружают. Затем приоткрывают входную задвижку, и в результате возникает движение газа через регулятор на сброс его в атмосферу. Для этой цели используют продувочную свечу, гидравлический затвор или любую импульсную линию выходного газопровода. После того, как регулятор приведен в равновесие, его настраивают на требуемое давление. Затем медленно открывают входную задвижку. А после нее, постепенно открывая выходную задвижку, ставят регулятор под нагрузку. Прекращают сброс газа в атмосферу. После выключения регулятора производят продувку выходного газопровода и настраивают предохранительные клапаны. Запорный клапан на ГРП низкого выходного давления устанавливают на 500...700 Па выше нормального давления, а выхлопное предохранительное устройство — на 150...200 Па ниже давления запорного

устройства. Работы по пуску газорегуляторных пунктов должны выполнятся в соответствии с правилами производства газоопасных работ.

Для уменьшения зоны колебания давления у потребителей следует изменять давление, на которое настроены регуляторы в соответствии с режимом потребления. Зимой поддерживают максимальное давление, а летом давление снижают. Сезонное регулирование производит обслуживающий персонал при обходе ГРП.

Телемеханизация газовых сетей позволяет осуществлять контроль давления и дистанционное управление регуляторами и оперативно устанавливать наилучший режим давлений в газовой сети.

Использование в ГРП (ГРУ) обводной линии (байпаса) допускается только на время, необходимое для ревизии и ремонта регуляторов давления или арматуры. В течение всего времени работы обводной линии в ГРП (ГРУ) должен находиться дежурный, который вручную регулирует давление газа на выходе.

При эксплуатации ГРП (ГРУ) выполняют техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт. Результаты ревизий (ремонтов) оборудования ГРП (ГРУ), связанных с заменой деталей и узлов оборудования, заносятся в паспорт ГРП (ГРУ). О всех других работах делают записи в эксплуатационном журнале установленной формы, где также указывают нарушения нормальной эксплуатации оборудования ГРП (ГРУ) и работы по устранению их причин.

Техническое обслуживание на ГРП (ГРУ) осуществляется путем обхода их специально обученными слесарями. Установлена следующая периодичность обслуживания ГРП высокого давления: круглосуточное наблюдение; обход прочих ГРП (ГРУ) без телемеханики — не реже одного раза в два дня, с телемеханикой — не реже одного раза в семь дней; техническое обслуживание и регулировка ГРП (ГРУ) — не реже шести раз в год; ревизия оборудования — не реже одного раза в год.

Качество технического обслуживания ГРП (ГРУ) проверяют в следующие сроки: обход ГРП и ГРУ — два раза в месяц: ревизии оборудования — один раз в год; технического обслуживания и регулировки оборудования — два раза в год. Результаты проверки заносят в эксплуатационный журнал.

При оснащении системы газоснабжения города средствами телемеханики (телеизмерения и телесигнализации) обход телемеханизированных ГРП, а также нетелемеханизированных, но работающих в одной системе с телемеханизированными, производится в сроки, определяемые инструкцией по эксплуатации системы телемеханики, но не реже одного раза в семь дней.

При обходе ГРП (ГРУ) выполняют следующие работы:

• осматривают состояние здания (шкафа), молниезащиты, продувочных свечей и т.д.;

• проверяют исправность технологического оборудования;
• заменяют картограммы регистрирующих приборов, заливают чернила, заводят часовые механизмы;
• снимают показания средств измерений и проверяют их на нуль;
• производят внешний и внутренний осмотры ГРП (ГРУ);
• проверяют состояние системы вентиляции, исправности освещения, телефона; очищают помещение от пыли, грязи и посторонних предметов; проверяют температуру воздуха внутри помещения и исправность системы отопления (в случае необходимости изменяют режим отопления для обеспечения требуемой температуры в помещении).

Показания приборов и результаты осмотра заносят в журналы обхода и обслуживания ГРП (ГРУ), находящиеся в ГРП (ГРУ) и на предприятии газового хозяйства. Неисправности оборудования ГРП (ГРУ) устраняют немедленно.

Надзор за работой ГРП (ГРУ) предприятий осуществляет дежурный персонал этих предприятий или газовое хозяйство.

При текущем ремонте оборудования ГРП (ГРУ) разбирают регуляторы давления, предохранительные клапаны, фильтры, запорную арматуру, заменяют или ремонтируют изношенные части и детали; проверяют ход и плотность закрытия задвижек и предохранительных клапанов, плотность всех соединений и арматуры при помощи мыльной эмульсии; смазывают трущиеся части и перенабивают сальники; продувают импульсные трубки; проверяют плотность прилегания к седлу клапана регулятора давления и пилота; определяют плотность и чувствительность мембраны регулятора давления и пилота; проверяют работу и настройку предохранительных устройств (запорных и сбросных).

При вскрытии фильтра во избежание воспламенения кассету с фильтрующим материалом немедленно выносят из помещения и чистят ее вне помещения. Содержимое фильтра извлекают, а корпус протирают ветошью, смоченной в керосине или машинном масле.

Запорно-предохранительные клапаны настраивают на верхний предел срабатывания, равный заданному рабочему давлению газа на выходе из регулятора плюс 25 % рабочего давления. Нижний предел срабатывания запорно-предохранительных клапанов устанавливают 0,4 кПа при низком давлении газа и 3 кПа — при среднем.

Сбросные предохранительные клапаны настраивают на сброс при давлении, равном рабочему за регулятором плюс 0,25 кПа при низком давлении и плюс 15 % рабочего давления — при среднем и высоком.

После проверки и настройки оборудования и устранения неполадок проверяют плотность всех соединений. При обнаружении утечек газа определяют места утечек и принимают меры по их немедленному устранению.

Результаты текущего ремонта заносят в паспорт ГРП (ГРУ).

При текущем ремонте здания ГРП (ГРУ), который проводят по мере необходимости, проверяют и чистят дымоходы и ремонтируют системы отопления, включая отопительные установки (один раз в год перед отопительным сезоном). При капитальном ремонте ГРП (ГРУ) ремонтируют и заменяют пришедшие в негодность средства измерений, регуляторы давления, предохранительные клапаны, фильтры, задвижки, компенсаторы и арматуру или заменяют их отдельные части (узлы), а также ремонтируют здание ГРП.

Во время выполнения ремонтных работ в помещении ГРП должен быть организован непрерывный надзор с улицы через открытую дверь.

При наличии в помещении газа принимают меры к его проветриванию или вентилированию.

В случае необходимости подтягивания болтов, фланцев, сальников или резьбовых соединений газопроводов среднего и высокого давлений в ГРП (ГРУ) давление газа в ремонтируемых участках газопроводов предварительно снижают в соответствии с производственной инструкцией.

В помещении ГРП (ГРУ) запрещается курение и разведение огня.

18.10. Эксплуатация газового оборудования промышленных, коммунальных предприятий и котельных

Внутриплощадочные сети и ГРП промышленных предприятий, а также внутрицеховое газовое оборудование находятся на балансе предприятий, которые осуществляют эксплуатацию всего газового хозяйства и несут ответственность за его состояние.

На газифицированных промышленных и коммунальных объектах приказом руководителя назначается ответственный за газовое хозяйство, который отвечает за состояние газопроводов и приборов, за правильность их обслуживания, обеспечение предприятия необходимыми инструкциями и т.д. При необходимости он проводит дополнительный инструктаж обслуживающего персонала.

На крупных предприятиях персонал, занятый обслуживанием и ремонтом газового хозяйства, организуется в специальную газовую службу во главе с начальником, являющимся ответственным за газовое хозяйство. Газовая служба предприятия оснащается необходимым инструментом, приборами контроля (газовой аппаратурой, манометрами и т.д.) и средствами защиты (противогазами, спасательными поясами и др.). Начальник газовой службы предприятия ведет необходимую техническую документацию по газовому хозяйству (паспорта, наряды, акты и т.д.). Он также располагает исполнительными чертежами на все подземные, надземные и

внутрицеховые газопроводы, ГРП (ГРУ) и другие объекты газового хозяйства. Каждое промышленное и коммунальное предприятие должно иметь инструкции по эксплуатации газифицированных агрегатов и газопроводов и утвержденные руководителем предприятия. Кроме инструкций, составляются схемы газопроводов с указанием мест установки запорной арматуры, средств измерения, регулирующих и предохранительных устройств, газопотребляющих приборов, установок и агрегатов. Арматура, оборудование и средства измерения должны быть пронумерованы.

Инструкции и схемы вывешивают на рабочих местах (в ГРП (ГРУ), на газопотребляющих агрегатах и др.). Кроме того, в цехах предприятий вывешивают предупредительные надписи или плакаты по технике безопасности.

На предприятии разрабатывают и утверждают план предотвращения и ликвидации аварий в газовом хозяйстве, который подлежит ежегодному пересмотру.

Частично осуществлять эксплуатацию газопроводов и газового оборудования промышленных и коммунальных предприятий (главным образом, в области технического надзора) могут по договоренности местное межрайонное управление газового хозяйства или его подразделения: включение и отключение наружных запорных устройств на вводе в предприятие при наличии предварительных заявок и письменного сообщения владельца и при готовности объекта к приему газа; учет расхода газа и контроль технического состояния расходомерных устройств; обслуживание по аварийным заявкам силами аварийной службы (независимо от ведомственной принадлежности и наименования обслуживаемой организации) с последующей передачей работ организации, эксплуатирующей газовое оборудование; выдачу технических условий и согласование проектов на газификацию строящихся и реконструкцию существующих предприятий, обслуживаемых другими организациями; проверку и ремонт газовых счетчиков по заказу предприятий или организаций; прекращение газоснабжения в аварийных и других необходимых случаях при условии немедленного обоюдного оповещения (в течение не более двух часов); возобновление газоснабжения газифицированных агрегатов после отключения из-за нарушений условий безопасности или консервации (эксплуатирующая организация может подключать агрегаты при наличии разрешения органов Росгортехнадзора и объединения газового хозяйства).

Межрайонные управления газового хозяйства или их подразделения, принимающие на себя обслуживание газового хозяйства промышленных и коммунальных предприятий и котельных, обязаны обеспечить безаварийную работу газового оборудования этих предприятий в соответствии с требованиями Правил безопасности в газовом хозяйстве. При этом межрайонные управления и их подразделения выполняют дополнительные работы: приемку в

эксплуатацию и наладку газового оборудования на вновь построенных предприятиях с соблюдением всех действующих норм и правил; ремонт и реконструкцию газового оборудования на действующих объектах; техническое обслуживание и технические осмотры (ревизии) газового оборудования, включая ремонтные работы; остановку и пуск газифицированных цехов в случае производственной необходимости (при ремонтах газовых сетей, подключении новых объектов и т.д.) в соответствии с планом работ, согласованным с газоснабжающей организацией; подключение газового оборудования в действующих предприятиях перед началом отопительного сезона и отключением его на консервацию, если она предусмотрена (например, в отопительных котельных), а также первичное подключение газового оборудования во вновь построенных предприятиях или цехах (эти работы могут осуществляться после уведомления газоснабжающей организации, которая снимает и устанавливает пломбы на наружных отключающих устройствах и оформляет соответствующие документы по учету расхода газа).

Ремонтно-профилактические работы. Газовые сети и газовое оборудование предприятий должны подвергаться планово-предупредительным осмотрам и ремонтам, о которых делаются записи в эксплуатационном журнале. В этом журнале отмечаются также случаи нарушения нормальной эксплуатации газового хозяйства и принятые меры по их устранению.

Промышленные газифицированные предприятия производят ремонт собственными силами (при наличии обученного персонала) или заключают договор на его производство с местными органами, эксплуатирующими газовое хозяйство. Все ремонтно-профилактические работы газифицированных коммунальных предприятий и котельных, как правило, выполняют местные организации, эксплуатирующие газовое хозяйство, по договорам с этими предприятиями. Капитальный ремонт газового оборудования осуществляется аналогичным образом.

Технический надзор за работой газового оборудования производится не реже одного раза в три месяца, а ремонт газового оборудования и внутрицеховых газопроводов — не реже одного раза в год, если согласно паспортам заводов-изготовителей на оборудование и приборы автоматики не требуется проведение ремонта (ревизии) в более короткие сроки. Работу выполняют по графикам, утвержденным на предприятии.

При техническом надзоре проверяют плотность всех соединений и арматуры (обнаруженные утечки газа ликвидируют); исправность запорной арматуры; срабатывание предохранительных и предохранительно-запорных устройств, а также приборов автоматики регулирования и безопасности. Перечисленные работы можно производить на действующем оборудовании.

При ремонте газового оборудования и внутрицеховых газопроводов выполняют следующие работы: разборка, смазка и перенабивка сальников; проверка хода и плотности закрытия (при необходимости — притирка или замена) запорных предохранительных устройств; опрессовка газового оборудования по нормам Правил безопасности в газовом хозяйстве; чистка газовых горелок; осмотр туннелей, горелочных насадок, топок, дымоходов, шиберов; проверка и настройка автоматики безопасности и регулирования. Работы по ремонту производят после установки на газопроводе за отключающим устройством заглушки и тщательного вентилирования топок и дымоходов. На предприятиях, где по условиям технологии опрессовка не может быть проведена, допускается производить проверку на плотность другими способами.

О всех работах, выполненных при профилактическом надзоре и ремонтах газового оборудования котлов, печей и других агрегатов, делается запись в журнале.

Ввод в эксплуатацию газового оборудования. Перед пуском в работу котлов, печей и других агрегатов их топки и дымоходы должны быть проветрены. Время проветривания устанавливается инструкцией в зависимости от объема топки и длины дымохода. При наличии дымососа и дутьевого вентилятора топки и дымоходы проветривают при включенных дымососе и вентиляторе.

Непосредственно перед зажиганием горелок проверяют давление газа в газопроводе перед агрегатами, давление воздуха перед горелками (в случае применения смесительных горелок), наличие разрежения в топке или борове до шибера (при необходимости тягу регулируют).

Отключающее устройство на газопроводе перед горелкой разрешается открывать только после поднесения к горелке зажженного запальника, факела или другого поджигающего устройства. При зажигании горелок в топку должно поступать минимальное количество воздуха, обеспечивающее сгорание газа и исключающее отрыв пламени у горелок. Вентиляторы для подачи воздуха должны включаться до зажигания горелок.

Если при зажигании либо в процессе регулирования работы горелок происходит отрыв, проскок или затухание пламени, то перед повторным зажиганием горелок после устранения неполадки все операции по розжигу, включая проветривание топки и газохода, повторяют, как при первичном розжиге. При зажигании горелок и их регулировании подача газа и воздуха должна изменяться постепенно и плавно.

Котельные оборудуются приборами автоматики, рассчитанными на эксплуатацию газового оборудования без постоянного дежурного персонала, если автоматика отсутствует, то работающие газовые горелки нельзя оставлять без надзора.

Режим работы газифицированных агрегатов должен соответствовать утвержденным режимным картам. Режимные карты вывешивают у агрегатов и доводят до сведения обслуживающего персонала.

При ремонте или консервации (длительной остановке) отдельных котлов, печей и других агрегатов, а также отопительных котельных (на летнее время) газопроводы отключают и после запорного устройства устанавливают заглушки. Продувочные свечи после отключения газопровода должны оставаться в открытом положении.

Пуск печей, котлов и агрегатов после длительной остановки (консервации, ремонта, остановки на летнее время) разрешается после ревизии и контрольной опрессовки газового оборудования, а также при пригодности дымоотводящих и вентиляционных устройств и проверке средств измерений.

Пуск отопительных котельных в каждом отопительном сезоне разрешается только при наличии: приказа о назначении лица, ответственного за газовое хозяйство котельной; удостоверений о проверке знаний ответственного лица и обслуживающего персонала; акта о ремонте (ревизии) газопроводов, газового оборудования, исправности автоматики безопасности, средств измерения дымоотводящих устройств, системы вентиляции, электроосвещения, о пригодности котлов для эксплуатации, а также о герметичности перекрытия и стен для встроенных котельных; акта проверки готовности котельной, составленного комиссией в составе представителей предприятия, газового хозяйства и лица, ответственного за эксплуатацию котельной.

Проверку и очистку дымоходов промышленных печей и производственных котельных выполняют при плановых ремонтах печей и котлов или при нарушении тяги.

Запрещается нагрузка газопроводов тяжестями и использование их в качестве опорных конструкций.

Атмосфера рабочего пространства. При эксплуатации газового оборудования необходимо соблюдать ГОСТ 12.1.005—88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны», а в котельных — ГОСТ 20548—87 «Котлы отопительные водогрейные теплопроизводительностью до 100 кВт. Общие технические требования», ГОСТ 28198—89 «Котлы паровые стационарные с естественной циркуляцией производительностью менее 4 т/ч. Общие технические требования» и ГОСТ 10617—83 «Котлы отопительные теплопроизводительностью от 0,10 до 3,15 МВт. Общие технические требования». Эти ГОСТы регламентируют наличие химического недожога в дымовых газах во избежание отравления обслуживающего персонала токсичными газами, из которых наибольшую опасность представляет оксид углерода (CO) — газ высокой токсичности остронаправленного действия, вдыхание которого даже в очень малых количествах оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека (удушье, рвота, головная боль и др.), вплоть

до смертельного исхода. Отсутствие цвета, запаха, вкуса у CO увеличивает опасность отравления.

Предельное содержание оксида углерода в продуктах сгорания на выходе из котлов не должно быть более 100...130 мг/м^3 на природном газе и 115...200 мг/м^3 на жидком топливе.

Содержание CO в атмосфере котельных подлежит непрерывному контролю; диапазон работы контрольных приборов (газоанализаторов) должен удовлетворять приведенным требованиям. Приборы для контроля CO устанавливаются на расстоянии 150...180 см над уровнем пола или рабочей площадки там, где пребывание оператора или другого специалиста наиболее продолжительно. Число приборов определяется индивидуально для каждого объекта организацией, аккредитованной в Росгортехнадзоре.

18.11. Газоопасные работы при ремонте газопроводов

Отключение участков действующих газопроводов при их ремонте является распространенном видом работ. Имеющиеся запорные устройства на газопроводах не всегда позволяют отключать для ремонта требуемые участки сети без примыкающих к ним соседних газопроводов. Отключение больших зон газовой сети связано с нарушением бесперебойности газоснабжения потребителей и необходимостью последующего пуска газа. Поэтому отключение газопроводов для ремонтов делается с использованием специальных устройств, позволяющих производить отключение только в пределах участков, подлежащих ремонту.

Для временного перекрытия газопровода низкого давления используют тряпичные кляпы, резиновые надувные камеры, тампоны из глины, кирпичные стенки и деревянные диски. Использование их разрешается только при снижении давления в газопроводе до 0,4...1,5 кПа.

Газопроводы малого диаметра (до 100 мм) временно перекрывают тряпичным кляпом, промазанным глиной. Резиновые камеры устанавливают в газопроводах с диаметрами 150...225 мм.

Тампоны из мешков с мокрой мятой глиной чаще применяют на газопроводах диаметром 100...250 мм. Кирпичные стенки устанавливают в газопроводах с диаметром 200...300 мм и более.

Используют на практике метод временного перекрытия газопроводов деревянными дисками. После ввода диска в газопровод и установки поперек трубы его закрепляют деревянным клином, а кольцевой зазор между трубой и диском уплотняют глиной.

Несмотря на простоту и доступность перечисленных методов, они обладают рядом технических недостатков и малой надежностью при больших диаметрах газопроводов. Поэтому при ремонте и замене участков газопроводов с сохранением бесперебойного снабжения газом потребителей в ряде стран (США, ФРГ, Великобритания и др.) используют метод, по которому вначале прокладывается временный обводной газопровод. После этого на основной газопровод приваривают тройники, состоящие из двух половин, которые свариваются между собой продольным швом. На фланцы четырех тройников устанавливаются задвижки, через которые специальным механизмом с помощью фрезы вырезается отверстие в газопроводе. После удаления вырезанной части стенки трубы газопровода вместе с фрезой через открытую задвижку в герметичный корпус механизма задвижка закрывается и механизм отсоединяется. На освободившееся место устанавливаются стопорные устройства и присоединяются концы обводного газопровода. После того как открываются задвижки на обводном газопроводе, открывают задвижки на тройниках со стопорными устройствами, которые вводятся внутрь основного газопровода и перекрывают штуцеры для выпуска газа на свечу и штуцеры для подачи азота и другого инертного газа с целью последующей продувки отключенного участка. Затем в этих патрубках и тройниках высверливают отверстия для ввода надувных камер. После установки и накачки камер воздухом отключаемый участок газопровода продувается и отрезается. После замены вырезанного участка, выполняют следующие операции: извлекают надувные камеры, закрывают пробки штуцера; выводят из газопровода стопорные устройства, закрывают все задвижки, демонтируют временный обводной газопровод. Задвижки снимают, затем через них при помощи специального приспособления введены в горловины тройников уплотняющие заглушки. Фланцы тройников закрывают заглушками. Новую секцию трубы вместе с тройниками покрывают защитной изоляцией.

Вместо стопорного устройства может быть использована другая конструкция. В этом случае нижняя часть тройника, приваренного к газопроводу, имеет выпуклую цилиндрическую полость с внутренним диаметром, несколько бóльшим внутреннего диаметра газопровода. Ввод пробки, перекрывающей поток газа, осуществляют через сверлильный механизм. Уплотняющие заглушки устанавливают внутри механизма для сверления отверстия в газопроводе. Через открываемую задвижку заглушка штангой вручную вводится в патрубок тройника, в кольцевом пазе которого размещаются сегментные упорные пластины. При совмещении кольцевых пазов патрубка и заглушки упорные пластины перемещаются толкателем и входят в кольцевой паз заглушки. Отверстия, где размещены толкатели, плотно закрывают пробками на резьбе, уплотнение заглушки достигается за счет неопренового кольца. После установки заглушки держатель снимается.

Недостатками данного метода являются сложность вырезания отверстия с диаметром, равным внутреннему диаметру трубы; большое число сварных соединений; необходимость оставлять на подземном газопроводе фланцевые соединения и изготовлять отдельные стопорные устройства на каждый диаметр газопровода.

18.12. Предотвращение образования и ликвидация конденсатных и гидратных пробок

Гидратные и конденсатные пробки образуются на газопроводах, транспортирующих влажный природный газ, и на газопроводах сжиженного газа.

Химический состав гидратов: метан $CH_4 \cdot H_2O$ или $CH_4 \cdot 7H_2O$; этан $C_2H_6 \cdot 7H_2O$; пропан $C_3H_8 \cdot 17H_2O$. В связи с тем, что природные и сжиженные газы состоят из нескольких углеводородов, то образуются смешанные гидраты при полном насыщении газа парáми воды в при определенных соотношениях между давлением газа и его температурой. На рис. 18.7 представлены кривые образования гидратов природного газа в зависимости от температуры, давления и плотности газа. В зоне, расположенной левее и выше кривых, соответствующих той или иной плотности природного газа, имеются условия для образования гидратов, а в зоне правее и ниже кривых таких условий нет. Например, природный газ с плотностью 0,7 кг/м^3, давлением 0,8 МПа и температурой –2 °С (точка А) в присутствии свободной влаги образует гидрат. Если температуру газа при тех же условиях повысить до +1 °С, то гидрат будет разлагаться.

В газовые хозяйства сжиженный газ поступает с повышенным содержанием бутана. При его использовании происходит закупорка газопроводов газоконденсатными и гидратными пробками и,

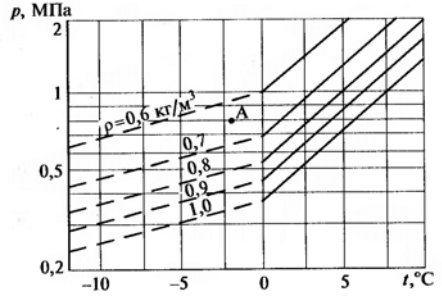


Рис. 18.7. График образования гидратов природного газа

как следствие, пониженная производительность резервуарных и баллонных установок с естественным испарением или полное прекращение подачи газа. Газоконденсатные пробки образуются при низкой температуре окружающей среды.

Конденсатообразование пропан-бутановой смеси определяется температурой конденсации их паров, зависящей от процентного содержания компонентов. Проходя по газопроводам, температура которых ниже температуры конденсации, паровая фаза пропан-бутановой смеси охлаждается и при достижении температуры конденсации в газе появляются взвешенные капельки жидкости, число которых непрерывно растет и приводит к образованию конденсата. Наличие в газопроводах контруклонов способствует образованию гидравлических пробок и прекращению газоснабжения.

Гидратные пробки возникают и при наличии в составе сжиженного газа определенного количества воды, которая, испаряясь, вместе с сжиженным газом попадает в газопровод. При низком давлении процесс гидратообразования наступает при охлаждении газа до температуры –10 °С. Дальнейшее понижение температуры интенсифицирует этот процесс.

Наиболее вероятными местами появления гидратных пробок являются вводы газопроводов на участке выхода их из земли около запорного устройства, а также регуляторы давления, установленные на резервуарных установках. Наиболее эффективными мероприятиями по предотвращению образования конденсатных пробок является замена надземных газопроводов подземными и устройство цокольных утепленных вводов.

Мероприятия, направленные на предотвращение образования газоконденсатных пробок, не исключают возможность образования гидратов при понижении температуры ниже –10 °С. Чтобы исключить процесс гидратообразования, необходимо применить специальные методы и средства. К ним относится применение тепловых спутников для поддержания положительных температур транспортируемого газа. Для предупреждения образования гидратов в регулирующей аппаратуре, устанавливаемой на резервуарных установках сжиженного газа, рекомендуется в сжиженный газ добавлять метанол (см. подразд. 1.3).

Ликвидация гидратной пробки в регуляторе производится путем его обогрева с помощью средств, исключающих применение открытого огня. Об устранении гидратной пробки в регуляторе свидетельствует появление давления в газопроводе низкого давления. Наличие пробок на участке газопровода низкого давления до общего крана на вводе в здание проверяется измерением давления перед краном с помощью U-образного манометра.

При отсутствии давления на вводе необходимо при закрытом общем кране освободить конденсатосборник от конденсата с помощью вакуумных установок или ручных насосов. По окончании

работ по удалению конденсата закрывают кран на стояке конденсатосборника, отсоединяют шланг и завертывают глухую пробку. Если после удаления конденсата из конденсатосборника давление газа перед общим краном на вводе в здание отсутствует, это свидетельствует о наличии гидратной пробки, которая удаляется путем отогрева газопровода.

18.13. Аварийно-диспечерская служба

Аварийно-диспетчерская служба (АДС) создается в каждом предприятии газового хозяйства для выполнения работ по предупреждению и ликвидации аварий, приему и распределению газа потребителям, поддержанию нормальных режимов давления в газовых сетях. В крупных предприятиях газового хозяйства диспетчерская и аварийная службы могут быть организованы раздельно на правах отделов. В производственных объединениях газового хозяйства и межрайонных газовых хозяйствах АДС является самостоятельным структурным подразделением и возглавляется начальником службы, который несет полную ответственность за выполнение возложенных на АДС задач. Деятельность АДС распространяется на предприятия газового хозяйства, которому она подчинена.

Структура и численность персонала АДС устанавливаются штатными расписаниями в зависимости от объема газового хозяйства (числа газифицированных квартир, протяженности газопроводов и др.) и трудоемкости аварийного обслуживания отдельных элементов.

К работе в АДС допускаются наиболее подготовленные инженерно-технические работники и рабочие не моложе 18 лет, имеющие стаж практической работы в газовом хозяйстве не менее двух лет и допуск к выполнению газоопасных работ.

Аварийно-диспетчерская служба выполняет следующие работы:

• регулирует режимы приема газа от поставщиков и распределение его потребителям;

• формирует баланс поступления и расхода газа;

• контролирует обеспечение поставщиками договорных условий поставки газа в части подачи запланированного объема газа и соблюдения установленных режимов давления;

• регулирует режимы работы газовых сетей как в нормальных, так и в особых условиях, в частности, при дефиците газа, аварийных режимах, выполнении ремонтных и аварийно-восстановительных работ, вводе в эксплуатацию новых объектов (газопроводов, ГРП, крупных потребителей), а также в других особых условиях, вызывающих необходимость регулирования потоков и давления газа в сети;

• анализирует сложившиеся режимы давления и расхода газа на всех участках системы газоснабжения, увязывает эти режимы с интересами отдельных потребителей и системы в целом;

• разрабатывает и внедряет новые, более рациональные режимы работы газовых сетей;

• разрабатывает методику (планы) регулирования режимов для отдельных участков и системы в целом;

• отключает и включает буферные потребители и другие крупные промышленные объекты в соответствии с графиком газоснабжения в период дефицита газа;

• составляет карты распределения давления газа в сетях в периоды максимальных и минимальных расходов;

• определяет зоны действия ГРП и их нагрузки;

• отключает отдельные участки газовых сетей или снижает давление в них при присоединении новых газопроводов (врезке), выполнении ремонтных работ и при авариях на газопроводах;

• участвует в работах по включению в эксплуатацию законченных в результате строительства газопроводов и сооружений, а также после их ремонта;

• эксплуатирует средства телемеханики и автоматизированных систем управления режимами работы газовых сетей, а также средства связи (радио, телефон);

• комплектует, составляет и своевременно корректирует оперативную техническую документацию (карты-схемы, планшеты);

• разрабатывает план предотвращения и ликвидации аварий, систематически совершенствует и уточняет его на основе анализа работы аварийных бригад по предотвращению и ликвидации аварий;

• участвует в разработке плана взаимодействия служб различных ведомств (милиции, пожарной охраны, скорой помощи, организаций электроснабжения, связи, водоканала) по предотвращению и ликвидации аварий;

• проводит контрольные вызовы представителей ведомственных служб в соответствии с планом взаимодействия служб различных ведомств по предотвращению и ликвидации аварий;

• обучает персонал АДС и районных эксплуатационных участков, выполняющих аварийные работы, правилам выполнения операций, предусмотренных планом предотвращения и ликвидации аварий с проведением практических тренировочных занятий;

• обеспечивает круглосуточный прием заявок о неисправностях элементов систем газоснабжения (газопроводов, арматуры, приборов и др.);

• выполняет аварийные заявки, в том числе заявки, поступающие от районных эксплуатационных участков, персонал которых осуществляет основной объем аварийно-диспетчерских работ в сельской местности;

• направляет аварийную бригаду (или персонал районного эксплуатационного участка, выполняющего аварийные работы в сельской местности) на аварийный объект в срок, не превышающий 5 мин с момента получения заявки;

• проводит учет поступающих заявок о неисправностях отдельных элементов систем газоснабжения;

• разрабатывает предложения, направленные на сокращение этих неисправностей;

• инструктирует население и других потребителей газа о необходимости немедленной информации АДС о появившихся неисправностях элементов систем газоснабжения и обнаружении запаха газа;

• координирует работы, выполняемые совместно с персоналом районных эксплуатационных участков, по приему и выполнению аварийных заявок, поступающих от населения и других потребителей газа, расположенных в зоне их деятельности, в соответствии с планом предотвращения и ликвидации аварий;

• контролирует и осуществляет техническое руководство аварийно-диспетчерскими работами, выполняемыми персоналом районных эксплуатационных участков;

• оказывает персоналу районных эксплуатационных участков методическую помощь, организовывает для него техническую учебу, обеспечивает участки технической документацией, формами учета и отчетности, относящимися к выполнению аварийно-диспетчерских работ;

• координирует аварийные работы на ГНС, выполняемые АДС совместно с персоналом ГНС;

• организовывает четкое взаимодействие со всеми смежными службами управления газового хозяйства;

• контролирует степень одоризации поступающего в систему газа.

В своей деятельности АДС руководствуется Правилами безопасности в газовом хозяйстве Росгортехнадзора, приказами и указаниями вышестоящих организаций, должностными инструкциями для персонала АДС, планом предотвращения и ликвидации аварий, планом взаимодействия служб различных ведомств (пожарной охраны, скорой помощи, милиции, электроснабжения, связи, водоканала и др.).

Работа АДС производится круглосуточно без выходных и праздничных дней. Дежурство аварийных бригад в смене организуется по графику, составленному в соответствии с объемом поступления аварийных заявок по часам суток. Не допускается выполнение персоналом АДС работ, не связанных с выполнением функций, возложенных на данную службу.

При приеме-сдаче смены аварийные бригады опробывают на работоспособность все машины и механизмы, проверяют наличие (в достаточном количестве) инструмента, запасных частей, горюче-смазочных и других материалов в соответствии с утвержденным табелем. В журнале приема-сдачи производится отметка об их наличии и исправном состоянии.

Аварийно-диспетчерская служба оснащается надежными средствами связи и информации (в зависимости от объема и конкретных особенностей газовых хозяйств):

• многомерной (городской) телефонной связью, используемой главным образом для приема информации (заявок) о неисправностях элементов системы газоснабжения со всей зоны обслуживания (рекомендуется иметь не менее двух телефонных аппаратов с открытым номером и один аппарат — с закрытым);

• внутренней связью для сообщения между диспетчерской и другими служебными помещениями АДС, осуществляемой через усилительное устройство, а также посредством звуковой и световой сигнализации;

• прямой телефонной связью с пожарной охраной и поставщиками газа;

• двухсторонней радиосвязью с аварийными бригадами, выполняющими аварийные заявки;

• средствами телемеханики для получения оперативной информации о состоянии системы газоснабжения и режимах ее работы.

Для быстрой и правильной ориентации при выполнении диспетчерских и аварийных работ, а также для повышения оперативности и качества этих работ АДС должны иметь следующую техническую документацию:

карта-схема газовых сетей в зоне деятельности службы с указанием на трассе газопроводов, основных отключающих устройств, ГРС, ГРП и крупных предприятий;

планшеты в масштабе 1 : 500, содержащие сведения о всех подземных и надземных коммуникациях, строениях и сооружениях;

проект и исполнительные чертежи (план и профиль) каждого наружного (подземного и надземного) газопровода, находящегося в эксплуатации; по подземным газопроводам, кроме этого, схемы сварных стыков;

план ликвидации и предотвращения аварий и несчастных случаев; план взаимодействия служб различных ведомств (пожарной охраны, скорой помощи, милиции, организации кабельных линий и водоканала);

должностные инструкции, инструкции по технике безопасности и др.

Аварийно-диспетчерская служба должна располагать материально-техническими средствами, необходимыми для выполнения аварийных работ. Деятельность АДС по предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций определяется Планом взаимодействия служб различных ведомств (пожарной охраны, скорой помощи, милиции, организации по эксплуатации кабельных линий и водоканала), который разрабатывается каждой АДС с учетом местных условий.

План взаимодействия служб различных ведомств по предотвращению и ликвидации аварий должен предусматривать: охват всех возможных аварийных ситуаций, опасных для здоровья и жизни людей, а также для сохранности материальных ценностей; мероприятия по предупреждению и ликвидации аварий по каждому виду аварийных ситуаций с четким описанием действий персонала АДС при выполнении работ по этим мероприятиям; мероприятия по спасению людей и материальных ценностей.

18.14. Техника безопасности в газовом хозяйстве

При эксплуатации газового хозяйства городов, поселков и других населенных пунктов обеспечение безопасности возлагается на руководителей предприятий газового хозяйства или организаций, выполняющих их функции. На промышленных, коммунальных, коммунально-бытовых предприятиях и предприятиях сельскохозяйственного производства за безопасную эксплуатацию газового хозяйства отвечают первые руководители этих предприятий и организаций, которые обеспечивают обслуживание газового хозяйства, а также контроль за его состоянием и соблюдением правил, норм и инструкций по эксплуатации газопроводов, оборудования и газопотребляющих агрегатов.

На всех предприятиях (в учреждениях, организациях), где имеются газовые сети, установки сжиженных газов и газовое оборудование, приказами по предприятию (учреждению, организации) из числа руководящих инженерно-технических работников назначаются лица, ответственные за безопасную эксплуатацию газового хозяйства. На крупных предприятиях, кроме лица, ответственного за газовое хозяйство предприятия, назначаются ответственные лица и их заместители по цехам или отдельным участкам. В жилых зданиях муниципальной собственности ответственными за исправное состояние газового оборудования являются предприятия газового хозяйства, в ведомственных зданиях — коменданты, а в домах личного владения — их владельцы. Ответственными за состояние дымоходов и вентиляционных каналов являются владельцы зданий.

Если газовое оборудование жилых зданий муниципальной собственности находится на балансе жилищных управлений, то они являются ответственными за исправное состояние этого оборудования. Ответственные лица, за исключением владельцев личных домов, должны быть обучены правилам безопасности в газовом хозяйстве и сдать по ним экзамен.

В каждом газовом хозяйстве составляются и утверждаются в установленном порядке инструкции по технике безопасности при выполнении отдельных видов работ и по противопожарной защите объектов с учетом местных условий, физических и химических

свойств используемых газов. Контроль за проведением инструктажа возлагается на главного инженера предприятия газового хозяйства или его заместителя. Лицами, ответственными за выполнение правил и инструкций по технике безопасности при выполнении работ, являются руководители работ (например, мастера).

К производству сварочных работ на газопроводах, находящихся под давлением газа, допускаются сварщики, прошедшие специальное обучение и имеющие удостоверение о сдаче экзаменов в соответствии с Правилами аттестации сварщиков, утвержденными Росгортехнадзором, и удостоверение о сдаче экзаменов по Правилам безопасности. Электросварщики и газосварщики при прохождении обучения должны практически освоить выполнение всех производственных операций, встречающихся при основных способах присоединения к действующим газопроводам.

Слесари по обслуживанию подземных газопроводов должны знать правила уличного движения применительно к своим обязанностям.

Устранение закупорок и прочистку газопроводов выполняют слесари, обученные правилам техники безопасности при производстве газоопасных работ такого типа. Рабочие, которым поручается прочистка газопроводов с применением в качестве растворителя спиртов, до начала работы проходят специальный инструктаж о безопасных методах работы. Проведение инструктажа подтверждается подписью рабочих. Для производства работ с техническими спиртами назначаются наиболее квалифицированные и дисциплинированные рабочие в возрасте не моложе 18 лет. Список лиц, допущенных к работе, должен устанавливаться приказом по предприятию. Работы выполняют двое рабочих, один из них (старший) отвечает за безопасность работ.

Допуск к погрузочно-разгрузочным работам, предельные нормы поднятия и переноски грузов устанавливаются в соответствии с действующими законами о труде. К перевозке и установке наполненных газом баллонов допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие соответствующие инструктаж и обучение.

Организация рабочих мест должна обеспечивать безопасность выполнения работ. Рабочие места в случае необходимости должны иметь ограждения, защитные и предохранительные устройства и приспособления. При устройстве строительных лесов не разрешается использовать нестандартные опоры для настилов. На рабочем месте запрещается присутствие посторонних лиц.

Машины, механизмы, оборудование, инвентарь, инструменты и приспособления к ним должны соответствовать характеру выполняемой работы и находиться в исправном состоянии. Движущиеся части машин и механизмов в местах возможного доступа людей необходимо ограждать. Запрещается оставлять работающие машины и механизмы без надзора. Опасные зоны оборудования

окрашиваются, и должны быть вывешены предупредительные указательные таблички.

Предприятие газового хозяйства обязано обеспечить рабочих и служащих спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты требуемых размеров в соответствии с характером выполняемой работы и типовыми нормами. Индивидуальные средства защиты должны быть проверены, а рабочие проинструктированы о порядке пользования ими. Лица без соответствующей спецодежды, спецобуви и средств индивидуальной защиты к работе не допускаются.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается эксплуатация газового хозяйства?
2. Как осуществляется технологический надзор за строительством и монтажом систем газоснабжения?
3. Как испытываются и принимаются в эксплуатацию газопроводы?
4. Как осуществляется присоединение ответвлений к действующим газопроводам?
5. Как осуществляется пуск газа?
6. В чем заключаются основные принципы эксплуатации подземных и надземных газопроводов?
7. Как определить техническое состояние подземных газопроводов и для чего это необходимо?
8. Как проводятся работы по ремонту изоляции газопроводов?
9. Как организуется эксплуатация газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок?
10. Какие требования предъявляются к эксплуатации газового оборудования промышленных, коммунальных предприятий и котельных?
11. Как правильно организовать газоопасные работы при ремонте газопроводов?
12. Как предотвратить образование и ликвидировать конденсатные и гидратные пробки?
13. Для чего необходима аварийно-диспетчерская служба в газовом хозяйстве?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Бобровский С.А.* Газовые сети и газопроводы / С.А.Бобровский, Е.И.Яковлев. — М. : Недра, 1980. — 413 с.
2. *Брюханов О.Н.* Аэродинамика, горение и теплообмен при сжигании топлива / О.Н.Брюханов, Б.С.Мастрюков. — Л. : Недра, 1994. — 317 с.
3. *Брюханов О.Н.* Газифицированные котельные агрегаты / О.Н.Брюханов, В.А.Кузнецов. — М. : Инфра-М, 2005. — 396 с.
4. *Брюханов О.Н.* Основы эксплуатации оборудования и систем газоснабжения / О.Н.Брюханов, А.И.Плужников. — М. : Инфра-М, 2005. — 256 с.
5. *Брюханов О.Н.* Природные и искусственные газы / О.Н.Брюханов, В.В.Жила. — М. : Изд. центр «Академия», 2004. — 208 с.
6. *Брюханов О.Н.* Радиационный газовый нагрев / О.Н.Брюханов, Е.В.Крейнин, Б.С.Мастрюков. — Л. : Недра, 1989. — 296 с.
7. *Варфоломеев В.А.* Справочник по проектированию, строительству, эксплуатации систем газоснабжения / В.А.Варфоломеев, Я.М.Торчинский, Р.Н.Шевченко. — Киев : Будивельник, 1988. — 238 с.
8. Горелки для отопительных и промышленных установок. — М. : Библиотека «Аква-Терм», 2003. — 552 с.
9. Горелочные устройства промышленных печей и топок (конструкции и технические характеристики) : справочник / [А.А.Винтовкин, М.Г.Ладыгичев, В.П.Гусовский и др.]. — М. : Интермет Инжиниринг, 1999. — 560 с.
10. *Жила В.А.* Газовые сети и установки / В.А.Жила, М.А.Ушаков, О.Н.Брюханов. — М. : Изд. центр «Академия», 2003. — 272 с.
11. *Ионин А.А.* Газоснабжение / А.А.Ионин. — М. : Стройиздат, 1989. — 439 с.
12. *Иссерлин А.С.* Основы сжигания газового топлива / А.С.Иссерлин. — Л. : Недра, 1980. — 210 с.
13. *Левин А.С.* Принципы рационального сжигания газа / А.С.Левин. — Л. : Недра, 1977. — 246 с.
14. *Мастепанов А.М.* Топливно-энергетический комплекс России на рубеже веков — состояние, проблемы и перспективы развития / А.М.Мастепанов. — М. : Современные тетради, 2001. — 624 с.
15. Основы практической теории горения / под ред. В.В.Померанцева. — Л. : Энергоатомиздат, 1986. — 309 с.
16. Промышленное газовое оборудование : справочник. — Саратов : Газовик, 2002. — 624 с.

17. *Ревин А. И.* Регулирующее и предохранительное оборудование для современных систем газоснабжения / А. И. Ревин, Б. П. Адинсков, Е. П. Щуркин. – Саратов : Изд. Сарат. ун-та, 1989. — 136 с.

18. *Стаскевич Н. Л.* Справочник по газоснабжению и использованию газа / Н. Л. Стаскевич, Г. Н. Северинец, Д. Я. Вигдорчик. — Л. : Недра, 1990. — 762 с.

19. *Федоров Н. А.* Техника и эффективность использования газа / Н. А. Федоров. — М. : Недра, 1983. — 274 с.

20. *Хитрин Л. Н.* Физика горения и взрыва / Л. Н. Хитрин. — М. : Изд-во МГУ, 1957. — 442 с.

21. *Щетинков Е. С.* Физика горения газов / Е. С. Щетинков. — М. : Наука, 1965. — 739 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Введение 4

ЧАСТЬ I

ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ. ДОБЫЧА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Глава 1. Горючие газы, используемые в системах газоснабжения городов и населенных пунктов 9

1.1. Газообразное состояние и его параметры 9
1.2. Молекулярно-кинетическая теория газов. Основные газовые законы 13
1.3. Физические свойства газов 17
1.4. Тепловые свойства газов 23
1.5. Требования к качеству природного газа для коммунально-бытового потребления 33
1.6. Природные газы 34
1.7. Искусственные газы 34

Глава 2. Добыча природного газа 39

2.1. Газовые месторождения 39
2.2. Классификация запасов газов по типам залежей и гипотезы происхождения углеводородов 40
2.3. Скважины для добычи газа 44
2.4. Сбор добываемых газа и нефти 53

Глава 3. Транспортирование газа 58

3.1. Схемы подготовки газа к транспортированию и использованию 58
3.2. Очистка горючих газов от пыли, сероводорода, углекислого газа, осушка и одоризация 58
3.3. Технологическая схема магистрального газопровода 66

3.4. Аккумулирующая способность магистрального газопровода ... 68
3.5. Подземные хранилища газа ... 68

ЧАСТЬ II

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ГАЗОПРОВОДОВ

Глава 4. Газовые сети городов и населенных пунктов ... 73
4.1. Классификация газопроводов ... 73
4.2. Устройство подземных, надземных и наземных газопроводов ... 76
4.3. Переходы газопроводов через препятствия ... 78
4.4. Трубы для газопроводов ... 81
4.5. Запорные устройства ... 85

Глава 5. Защита газопроводов от коррозии ... 91
5.1. Виды коррозии ... 91
5.2. Защита газопроводов от почвенной коррозии и блуждающих токов ... 92
5.3. Мероприятия по защите подземных газопроводов от коррозии ... 95
5.4. Методика проведения измерительных работ по определению опасности коррозии ... 98

Глава 6. Потребление газа ... 106
6.1. Классификация потребителей газа. Расчет годового потребления газа городом ... 106
6.2. Неравномерность и регулирование потребления газа ... 109
6.3. Расчетный расход газа ... 111

Глава 7. Гидравлический расчет газовых сетей ... 114
7.1. Общие сведения ... 114
7.2. Силы, действующие в газе ... 117
7.3. Основы теории движения газа ... 119
7.4. Потери давления при движении газа ... 125
7.4.1. Характер движения газа ... 125
7.4.2. Сопротивление трению ... 125
7.4.3. Местные сопротивления ... 126
7.5. Определение потерь давления в газопроводах ... 127
7.6. Постановка задачи расчета тупиковой газовой сети ... 132
7.7. Постановка задачи расчета кольцевой газовой сети ... 135
7.8. Пример расчета газоснабжения города ... 140
7.9. Гидравлический расчет наклонных распределительных газопроводов ... 155

Глава 8. Газорегуляторные пункты. Газорегуляторные установки. Устройство и расчет технологического оборудования ... 159
8.1. Газорегуляторные пункты и установки, технологические схемы ... 159
8.2. Регуляторы давления газа ... 161
8.3. Определение пропускной способности регулятора ... 170
8.4. Вспомогательное оборудование ГРП и ГРУ ... 172
8.5. Измерение и учет расхода газа ... 176

Глава 9. Промышленные системы газораспределения ... 188
9.1. Классификация систем и их устройство ... 188
9.2. Одноступенчатые промышленные системы ... 191
9.3. Двухступенчатые промышленные системы ... 194

ЧАСТЬ III

СЖИГАНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗА

Глава 10. Теоретические основы сжигания газа ... 198
10.1. Стехиометрическое уравнение горения газа ... 198
10.2. Теоретическое количество воздуха ... 200
10.3. Коэффициенты избытка воздуха и топлива ... 200
10.4. Продукты сгорания газа ... 201
10.5. Химическая полнота сгорания ... 205
10.6. Энтальпия продуктов сгорания ... 206
10.7. Температура, кинетика химических реакций горения ... 207

Глава 11. Воспламенение и зажигание ... 214
11.1. Общие положения ... 214
11.2. Самовоспламенение газовых смесей ... 215
11.3. Границы самовоспламенения ... 217
11.4. Цепное самовоспламенение ... 219
11.5. Зажигание горючей газовой смеси ... 220

Глава 12. Распространение пламени ... 223
12.1. Скорость распространения пламени ... 223
12.2. Влияние физико-химических факторов на скорость распространения пламени ... 228
12.3. Экспериментальные методы определения нормальной скорости распространения пламени ... 231
12.4. Гашение пламени в узких каналах ... 233
12.5. Распространение пламени в турбулентном потоке ... 234

Глава 13. Сжигание газа ... 237
13.1. Факельное и беспламенное горение. Кинетический, диффузионный и промежуточный принципы сжигания газов ... 237
13.2. Смесеобразование ... 238
13.3. Физическая картина горения бунзеновского пламени ... 241
13.4. Турбулентное горение однородной смеси ... 244
13.5. Стабилизация открытого пламени ... 245
13.6. Влияние некоторых физико-химических факторов на устойчивость горения ... 249
13.7. Искусственная стабилизация пламени ... 251
13.8. Диффузионное горение ... 255
13.9. Интенсификация сжигания газа ... 259
13.10. Беспламенное сжигание газов ... 261
13.11. Сжигание газа в перфорированных керамических насадках и на металлических сетках ... 262
13.11.1. Стабилизация пламени на перфорированных и пористых системах ... 268
13.11.2. Горение газа на металлических сетках ... 272

Глава 14. Газогорелочные устройства ... 275
14.1. Основные термины и определения ... 275
14.2. Основные функции и элементы горелок ... 277
14.3. Классификация газовых горелок ... 278
14.4. Общие технические требования к газовым горелкам ... 282
14.5. Диффузионные горелки ... 288
14.6. Горелки без предварительного смешения ... 289
14.7. Горелки с улучшенным смешением ... 292
14.8. Горелки с регулируемым и предварительным смешением ... 293
14.8.1. Инжекционные горелки ... 294
14.8.2. Инжекционный газовый смеситель и его расчет ... 295
14.9. Газовые горелки инфракрасного излучения ... 304
14.10. Горелки частичного предварительного смешения ... 305
14.11. Блочные автоматизированные газогорелочные устройства ... 306
14.12. Выбор газогорелочных устройств ... 310
14.13. Пересчет горелок при изменении характеристик газа и взаимозаменяемость газов ... 310
14.13.1. Заменяемые газы ... 310
14.13.2. Принцип заменяемости газов ... 311
14.13.3. Пересчет горелок при изменении характеристик газа ... 316

Глава 15. Газоснабжение зданий. Газовые приборы и аппараты ... 321
15.1. Требования, предъявляемые к внутренним газопроводам ... 321
15.2. Расчет внутридомового газопровода ... 322

15.3. Газовые приборы и аппаратура ... 331
15.4. Газовое оборудование коммунально-бытового сектора ... 333
15.5. Отвод продуктов сгорания ... 334

Глава 16. Газовое оборудование промышленных, коммунальных и коммунально-бытовых предприятий ... 338
16.1. Особенности использования газового топлива в котельных ... 338
16.2. Газовое оборудование котельных с паровыми и водогрейными котлами ... 341
16.3. Определение расхода газа котельной на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых и общественных зданий ... 343
16.4. Выбор котлов и газовых горелок ... 345
16.5. Схемы обвязочных газопроводов ... 345
16.6. Взрывные клапаны для топок котлов и боровов ... 349
16.7. Расчет дымовой трубы котельной с естественной тягой ... 350
16.8. Организация воздухообмена в котельной ... 352
16.9. Подбор дымососа для котельной с принудительной тягой ... 354

Глава 17. Системы газоснабжения сжиженными газами ... 359
17.1. Газонаполнительные станции ... 359
17.2. Установки для перемещения сжиженных газов ... 365
17.3. Транспортирование сжиженных газов ... 368
17.4. Резервуарная установка ... 371
17.5. Газобаллонные установки, газонаполнительные пункты ... 374
17.6. Естественное и искусственное испарение газа ... 376
17.7. Использование газовоздушных смесей СУГ для газоснабжения ... 379
17.8. Гидравлический расчет трубопроводов сжиженных углеводородных газов ... 384

Глава 18. Основы эксплуатации систем газораспределения ... 392
18.1. Основные положения и задачи эксплуатации газового хозяйства ... 392
18.2. Технологический надзор за строительством и монтажом систем газораспределения ... 393
18.3. Испытание газопроводов и приемка их в эксплуатацию ... 393
18.4. Присоединение ответвлений к действующим газопроводам ... 397
18.5. Пуск газа и продувка объектов газораспределения ... 403
18.6. Эксплуатация подземных и надземных газопроводов ... 404
18.7. Определение технического состояния подземных газопроводов ... 409
18.8. Проведение работ по ремонту изоляции газопроводов ... 413

18.9. Эксплуатация газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок ... 414
18.10. Эксплуатация газового оборудования промышленных, коммунальных предприятий и котельных ... 417
18.11. Газоопасные работы при ремонте газопроводов ... 422
18.12. Предотвращение образования и ликвидация конденсатных и гидратных пробок ... 424
18.13. Аварийно-диспечерская служба ... 426
18.14. Техника безопасности в газовом хозяйстве ... 430

Список литературы ... 433

Учебное издание

Брюханов Олег Николаевич,
Жила Виктор Андреевич,
Плужников Анатолий Ильич

Газоснабжение
Учебное пособие

Редактор *Е. А. Балько*
Технический редактор *О. Н. Крайнова*
Компьютерная верстка: *Д. В. Федотов*
Корректоры *И. В. Могилевец, Т. В. Кузьмина*

Изд. № 101113418. Подписано в печать 30.06.2008. Формат 60×90/16.
Гарнитура «Таймс». Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Усл. печ. л. 28,0.
Тираж 3 000 экз. Заказ № 2823

Издательский центр «Академия». www.academia-moscow.ru
Санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.99.02.953.Д.004796.07.04 от 20.07.2004.
117342, Москва, ул. Бутлерова, 17-Б, к. 360. Тел./факс: (495)334-8337, 330-1092.

Отпечатано с электронных носителей издательства.
ОАО "Тверской полиграфический комбинат". 170024, г. Тверь, пр-т Ленина, 5.
Телефон: (4822) 44-52-03, 44-50-34, Телефон/факс: (4822)44-42-15
Home page - www.tverpk.ru Электронная почта (E-mail) - sales@tverpk.ru

Издательский центр «Академия»

Учебная литература для профессионального образования

НАШИ КНИГИ МОЖНО ПРИОБРЕСТИ (ОПТОМ И В РОЗНИЦУ)

МОСКВА

129085, Москва,
пр-т Мира, д. 101 в, стр. 1
(м. Алексеевская)
Тел./факс: (495) 648-0507,
330-1092, 334-1563
E-mail: sale@academia-moscow.ru



ФИЛИАЛЫ:



СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ

198020, Санкт-Петербург,
наб. Обводного канала,
д. 211-213, литер «В»
Тел.: (812) 251-9253, 252-5789, 575-3229
Факс: (812) 251-9253, 252-5789
E-mail: fspbacad@peterstar.ru



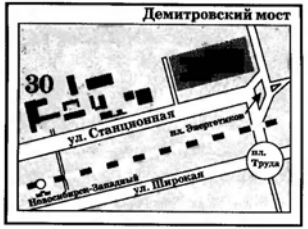
ПРИВОЛЖСКИЙ

603005, Нижний Новгород,
ул. Алексеевская, д. 24г и 24д
Тел.: (8312) 34-1158, 18-0404
Факс: (8312) 18-1678
E-mail: pf-academia@bk.ru



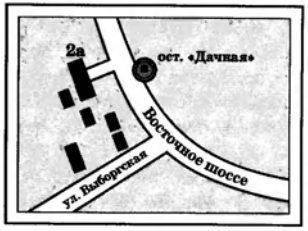
УРАЛЬСКИЙ

620144, Екатеринбург,
ул. Щорсо, д. 92а, корп. 4
Тел.: (343) 257-1006
Факс: (343) 257-3473
E-mail: academia-ural@mail.ru



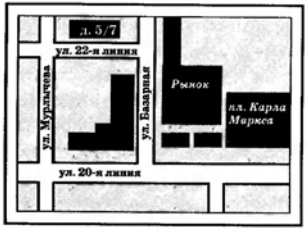
СИБИРСКИЙ

630108, Новосибирск,
ул. Станционная, д. 30
Тел. / факс: (383) 300-1005
E-mail: academia_sibir@mail.ru



ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ

680014, Хабаровск, Восточное шассе, д. 2а
Тел. / факс: (4212) 27-6022
E-mail: filialdv-academia@yandex.ru



ЮЖНЫЙ

344037, Ростов-на-Дону,
ул. 22-я линия, д. 5/7
Тел.: (863) 253-8566;
Факс: (863) 251-6690
E-mail: academia-rostov@skytc.ru

ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВО В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

420094, Казань,
Ново-Савиновский район,
ул. Галубятникова, д. 18
Тел. / факс: (843) 520-7258, 556-7258
E-mail: academia_kazan@mail.ru



www.academia-moscow.ru

ACADEMIA

Предлагаем вашему вниманию следующие книги:

Н. Н. ЛАПШЕВ
ГИДРАВЛИКА
Объем 272 с.

В учебнике даны основы гидростатики и теоретической гидродинамики, понятия о гидравлических сопротивлениях. Рассмотрены равномерное и неравномерное движение жидкости в трубах, каналах; истечение через отверстия и насадки; расчет водосливов и сооружений, а также движение грунтовых вод. Изложены вопросы, связанные с равновесием и движением газов, основы теории подобия и моделирования гидравлических явлений.

Для студентов учреждений высшего профессионального образования. Может быть полезен инженерам, занимающимся решением задач, связанным с равновесием и движением жидкостей и газов, а также студентам средних профессиональных учебных заведений.

И. А. РЫБЬЕВ, Е. П. КАЗЕННОВА, Л. Г. КУЗНЕЦОВА и др.
МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЕ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ
Объем 528 с.

В учебном пособии изложены теоретические и практические разделы материаловедения строительных материалов. Рассмотрены общие закономерности, проявляющиеся при производстве строительных материалов, изменении их свойств в зависимости от структуры. Изложена общая теория отвердения искусственных строительных конгломератов. Приведен общий метод проектирования состава, свойства конкретных строительных материалов, их отличительные особенности, области применения и технология производства.

Для студентов учреждений высшего профессионального образования. Может быть полезно практическим работникам.

Ю. И. КУДИШИН, Е. И. БЕЛЕНЯ, В. С. ИГНАТЬЕВА и др.
МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ КОНСТРУКЦИИ
Объем 688 с.

В учебнике рассмотрены вопросы проектирования строительных металлических конструкций, их работа при различных видах нагружений, соединения. Даны основы конструирования и расчетов элементов, каркасов промышленных и гражданских зданий, листовых конструкций, высотных сооружений.

Для студентов учреждений высшего профессионального образования.

В. М. СЕРОВ, Н. А. НЕСТЕРОВА, А. В. СЕРОВ
ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ
Объем 432 с.

В учебном пособии рассмотрены основные положения по организации строительного производства, проектирования и изысканий в строительстве, организационно-технической подготовке к строительству. Приведены основы поточной организации строительства, календарного планирования строительства, организации строительных площадок и проектирования стройгенпланов, организации материально-технической базы и материально-технического обеспечения строительства, а также оперативного планирования строительного производства и управления строительно-монтажной организацией.

Для студентов учреждений высшего профессионального образования.

Г. К. СОКОЛОВ
ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА
Объем 544 с.

В учебном пособии рассмотрены современные методы возведения строительных конструкций и частей зданий и сооружений, основные положения в области организации и управления строительными процессами с соблюдением требуемых условий охраны труда. Особое внимание уделено способам механизированного выполнения строительных работ и мероприятиям по повышению производительности труда. Рассмотрены особенности выполнения строительных процессов в экстремальных условиях.

Для студентов учреждений высшего профессионального образования.

www.academia-moscow.ru

Г.К. СОКОЛОВ, А.А. ГОНЧАРОВ

ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗВЕДЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Объем 352 с.

В учебном пособии даны теоретические основы и технология возведения зданий и инженерных сооружений с конструкциями из металла, камня и древесины, базирующиеся на применении современных технических средств, эффективных строительных конструкций и прогрессивной организации работ при возведении зданий и сооружений в специфических условиях.

Для студентов учреждений высшего профессионального образования.

С.А. БОЛОТИН, А.Н. ВИХРОВ

ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА

Объем 208 с.

В учебном пособии изложены основы организации строительного производства: принципы, способы и методы осуществления строительства и реализации инвестиционных строительных проектов. Описаны нормативно-техническое и программно-информационное обеспечение строительства, а также субъекты управления его реализацией. Рассмотрены организационно-техническая подготовка строительного производства и ее проектно-расчетная основа, реализуемая в основных документах, календарных планах и стройгенпланах, а также вопросы, связанные с обеспечением реализации строительного производства, в частности анализ рисков и способы их ограничения.

Для студентов учреждений высшего профессионального образования.

А.А. ГОНЧАРОВ, В.Д. КОПЫЛОВ

МЕТРОЛОГИЯ, СТАНДАРТИЗАЦИЯ И СЕРТИФИКАЦИЯ

Объем 240 с.

В учебном пособии рассмотрены основы метрологии и основные принципы стандартизации и сертификации строительной продукции и работ. Приведены необходимые сведения о единицах физических величин. Отражены особенности измерений, выполняемых в строительстве.

Для студентов учреждений высшего профессионального образования.

Л.К. КАЗАКОВ

ЛАНДШАФТОВЕДЕНИЕ С ОСНОВАМИ ЛАНДШАФТНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ

Объем 336 с.

В учебном пособии изложены основы классического ландшафтоведения: объекты и предметы исследований, история и предпосылки развития, базовые понятия, представления об организации ландшафтов, факторах их дифференциации, связях между ними, классификации и типологии, динамике геосистем. Рассмотрены концептуальные основы и представления об антропогенезации ландшафтной оболочки, организации и динамике природно-антропогенных геосистем, их классификациях и устойчивости, а также естественно-научные основы ландшафтного планирования и проектирования культурных ландшафтов.

Для студентов учреждений высшего профессионального образования.

В.И. ПОДОЛЬСКИЙ, Н.В. САВИНА

АУДИТ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ

Объем 256 с.

В учебнике рассмотрены основы аудиторской деятельности. Приведены методики проведения аудиторских проверок в строительных организациях. Особое внимание уделено вопросам аудита учетной документации, а также аудита учредительных документов и хозяйственных договоров.

Для студентов учреждений высшего профессионального образования.

А.Н. ТЕТИОР

АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНАЯ ЭКОЛОГИЯ

Объем 368 с.

В учебном пособии приведены социально-природные основы архитектурно-строительной экологии: идеология и программы устойчивого развития и строительства городов, воздействия города на природу; экосистема и метаболизм, экологический след жителя, города, страны; этика и экологизация потребностей жителей города; экологизация техники и технологий в городе. Описана связь архитектуры и экологии, рассмотрена архитектурная физика. Отмечена эффективность использования природных аналогий в архитектуре. Описано интенсивное полифункциональное использование территорий, его задачи и основные направления. Изложены концепция архитектурно-строительной экологии, концепция экологического города будущего.

Для студентов учреждений высшего педагогического профессионального образования. Может быть полезно инженерам-строителям, архитекторам, сотрудникам префектур.

О. Б. СОКОЛЬСКАЯ, В. С. ТЕОДОРОНСКИЙ, А. П. ВЕРГУНОВ

ЛАНДШАФТНАЯ АРХИТЕКТУРА: СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ОБЪЕКТЫ

Объем 224 с.

В учебном пособии даны теория и практика создания специализированных объектов ландшафтной архитектуры. Содержатся сведения по типологии, классификации, основным тенденциям формирования специализированных садов и парков. Приводятся расчетные показатели по проектированию данных объектов. Освещаются основные вопросы обустройства территорий и садово-паркового строительства. Представлены номенклатура малых архитектурных форм, элементов благоустройства и оборудования; примеры типов специализированных садов и порков из отечественной и зарубежной практики.

Для студентов учреждений высшего профессионального образования.

В. В. БУЗЫРЕВ, А. П. СУВОРОВА, И. В. ФЕДОСЕЕВ и др.

ЭКОНОМИКА СТРОИТЕЛЬСТВА

Объем 336 с.

В учебном пособии рассмотрены роль, значение и место капитального строительства в экономике страны. Особое внимание уделено формам производственно-экономических отношений, основам экономики и организации строительного проектирования, механизмам функционирования рыночной экономики и регулированию инвестиционно-строительной деятельности в капитальном строительстве.

Для студентов учреждений высшего профессионального образования.

А. Н. ТЕТИОР

ГОРОДСКАЯ ЭКОЛОГИЯ

Объем 336 с.

В учебном пособии описаны проблемы и методы создания и поддержания экологической городской среды как комплекса природных, природно-антропогенных и социально-экономических факторов, оказывающих большое воздействие на жителей. Проанализированы пути создания экологичных городов с энергоэкономичными, энергоактивными, интеллектуальными зданиями и инженерными сооружениями, экологичными водопотреблением, освещением и вентиляцией. Указаны направления улучшения существующей неэкологичной городской среды — экореконструкция зданий и экореставрация ландшафтов.

Для студентов учреждений высшего профессионального образования.

www.academia-moscow.ru