



Уральский
федеральный
университет

имени первого Президента
России Б.Н.Ельцина

Строительный институт

Н. В. КОЛПАКОВА
А. С. КОЛПАКОВ

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Учебное пособие



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
УРАЛЬСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ ПЕРВОГО ПРЕЗИДЕНТА РОССИИ Б. Н. ЕЛЬЦИНА

Н. В. Колпакова, А. С. Колпаков

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Рекомендовано методическим советом УрФУ
в качестве учебного пособия для студентов,
обучающихся по программе бакалавриата
по направлению подготовки 270800 «Строительство»

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2014

УДК 696.2(075.8)
К615

Рецензенты:
кафедра энергетики

Уральского государственного лесотехнического университета
(заведующий кафедрой доктор технических наук,
профессор С. М. Шанчуров);

Д. А. Приходько, ГИП проектного отдела департамента БМК
ЗАО «Завод БМК ЭнергоЛидер»

Научный редактор

Н. П. Ширияева, кандидат технических наук, доцент

Колпакова, Н. В.

К615 Газоснабжение : [учеб. пособие] / Н. В. Колпакова,
А. С. Колпаков ; [науч. ред. Н. П. Ширияева] ; М-во образования
и науки Рос. Федерации, Урал. федер. ун-т. — Екатеринбург :
Изд-во Урал. ун-та, 2014. — 200 с.

ISBN 978-5-7996-1185-9

В учебном пособии даны основы организации систем газоснабжения различными видами углеводородных газов. Показаны процессы горения газообразного топлива, описаны устройства его сжигания, способы газоснабжения зданий, системы дымоудаления, бытовое газопотребляющее оборудование. Также рассмотрены вопросы автоматизации процессов горения, газоснабжения предприятий и котельных. Приводятся правила испытания газопроводов и ввода их в эксплуатацию.

Для студентов, обучающихся по направлению бакалавриата «Строительство» (профиль «Теплоснабжение и вентиляция»), собирающихся связать свою профессию с проектированием и эксплуатацией газового хозяйства, а также для действующих специалистов.

УДК 696.2(075.8)

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	6
Раздел 1. ГАЗООБРАЗНОЕ ТОПЛИВО	7
1.1. Классификация горючих газов	7
1.2. Состав газообразного топлива	9
1.3. Газовые месторождения России	13
1.4. Добыча и транспортировка газа. Схемы промышленного и магистрального газопроводов и их сооружений	15
1.5. Очистка и одоризация газа. Требования к одорантам	19
1.6. Физические и тепловые свойства газообразного топлива	23
1.7. Преимущества и недостатки газа перед другими видами топлива	26
Раздел 2. ГОРОДСКИЕ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ	28
2.1. Принципиальная схема газоснабжения города. Основные сооружения. Нормы давления газа	28
2.2. Классификация газопроводов. Условия присоединения газопроводов к газовым сетям	34
2.3. Схемы кольцевых и тупиковых систем газоснабжения, систем с двумя и несколькими степенями давления	37
2.4. Конструкции и устройства наружных газопроводов. Подземные, надземные и наземные газопроводы	39
2.5. Детали и оборудование газопроводов	46
2.6. Материал труб, сортамент	59
Раздел 3. ЗАЩИТА ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ	62
3.1. Природа коррозии. Коррозия внутренних и внешних поверхностей газопроводов	62
3.2. Методы защиты от коррозии. Пассивная и активная защита. Защита надземных газопроводов	66

Раздел 4. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ И УСТАНОВКИ	73
4.1. Назначение газорегуляторных пунктов и установок. Требования к их помещениям	73
4.2. Схема газорегуляторных пунктов и установок. Принцип работы, основное оборудование	77
4.3. Регуляторы давления газа, их функции. Классификация. Схемы регуляторов. Выбор регулятора давления	78
4.4. Предохранительные клапаны, их назначение, место установки. Схемы клапанов, их настройка, принцип работы	81
4.5. Контрольно-измерительные приборы. Газовые счетчики и расходомеры, их подбор и расчет	84
4.6. Фильтры	87
Раздел 5. СНАБЖЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СЖИЖЕННЫМИ УГЛЕВОДОРОДНЫМИ ГАЗАМИ	90
5.1. Свойства сжиженных углеводородных газов, основные особенности. Охлаждающее действие газов	90
5.2. Хранение и транспортировка сжиженных углеводородных газов	93
5.3. Индивидуальные и групповые баллонные установки	97
5.4. Резервуары для хранения и транспортировки сжиженных углеводородных газов	98
5.5. Газонаполнительные станции сжиженного газа	100
5.6. Регазификация. Испарительные установки	103
Раздел 6. ГОРЕНИЕ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА	108
6.1. Реакции горения газа. Стехиометрические соотношения. Коэффициент избытка воздуха	108
6.2. Условия качественного сжигания газа	111
6.3. Топливный эквивалент. Условное топливо	112
6.4. Скорость распространения пламени	114
6.5. Нормальный режим горения и условия, определяющие отрыв и проскок пламени	117
6.6. Стабилизация газового пламени	118
6.7. Диффузионный, кинетический и смешанный методы сжигания газа ...	120
Раздел 7. ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ, ИХ ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	123
7.1. Классификация газовых горелок. Технические характеристики горелок	123
7.2. Конструкции газовых горелок	128
7.3. Автоматизация процессов сжигания газа	143

Раздел 8. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЗДАНИЙ	145
8.1. Устройство внутридомовых газопроводов	145
8.2. Отключающие устройства внутридомовых газопроводов. Фуляр	152
8.3. Бытовые газовые приборы	156
8.4. Отвод продуктов сгорания	168
8.5. Расчет дымоходов	172
Раздел 9. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ. ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ. ПРОКЛАДКА ГАЗОПРОВОДОВ	177
9.1. Системы газоснабжения промышленных предприятий и производственных котельных	177
9.2. Газовое оборудование, прокладка газопроводов	183
Раздел 10. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ГОРЕНИЯ	189
10.1. Контрольно-измерительные приборы	189
10.2. КИП-автоматика процессов сжигания газа	191
Раздел 11. ИСПЫТАНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ И ВВОД ИХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	193
Список библиографических ссылок	199
Рекомендуемая нормативная документация	199

ПРЕДИСЛОВИЕ

Россия является самой крупной газодобывающей и газопотребляющей страной мира. Разведка газовых месторождений и добыча природного газа в настоящее время в стране идут полным ходом, что ведет за собой наращивание темпов газификации коммунально-бытовых, промышленных и сельскохозяйственных объектов. Вследствие увеличения объемов газификации возникает необходимость подготовки высококвалифицированных специалистов, что требует разработки и выпуска учебной литературы, отвечающей всем требованиям нормативной документации.

В газоснабжении, как и во всякой дисциплине, важно дать прежде всего теоретические основы знаний, базирующиеся на таких дисциплинах, как физика, химия, термодинамика, тепломассообмен.

Пособие написано в соответствии с учебной программой по курсу «Газоснабжение».

Исходя из задач инженерной подготовки студентов в пособии излагаются вопросы о составе и свойствах горючих газов; способах добычи транспортировки природных и сжиженных газов; системах газоснабжения городов, населенных пунктов и промышленных предприятий; методах защиты газопроводов от коррозии, принципах работы и основном оборудовании газорегуляторных пунктов и установок; составе, свойствах, основных особенностях сжиженных углеводородных газов; основных особенностях горения газообразного топлива, на основе которых разрабатывают конструкции газовых горелок; автоматизации процессов горения газообразного топлива.

Пособие разработано на основе государственных нормативных документов, по которым разрабатывается проектная документация, осуществляются строительство, ремонт и эксплуатация объектов газоснабжения.

При подготовке книги были использованы материалы, опубликованные в свободной печати, не требующие получения специального разрешения для помещения в учебном издании.

Раздел 1

ГАЗООБРАЗНОЕ ТОПЛИВО

1.1. Классификация горючих газов

Газы — одно из агрегатных состояний вещества, в котором его частицы движутся хаотически, равномерно заполняя весь возможный объем.

Горючие газы добывают из недр земли. Они представляют собой смесь различных углеводородов метанового ряда, предельных углеводородов ($C_n H_{2n+2}$).

Природные газы

Природные газы не содержат водорода, окиси углерода и кислорода. Содержание азота и углекислого газа обычно бывает невысоким. Газы некоторых месторождений содержат в небольших количествах сероводород.

По способу добычи природные газы можно подразделить на три группы:

1. Газы, добываемые из чисто газовых месторождений. Они в основном состоят из метана и являются тощими, или сухими. Тяжелых углеводородов (от пропана и выше) сухие газы содержат менее 50 г/м^3 . Основные составляющие: метан (CH_4) (до 98 % от общего объема газа, зависит от газодобывающего месторождения), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}) и гексан (C_6H_{14}), а также другие изомеры. Кроме углеводородов в составе природных газов могут присутствовать азот, диоксид углерода, сероводород и инертные газы.

2. Газы, которые выделяются из скважин нефтяных месторождений совместно с нефтью, часто называют попутными, или нефтяными. Помимо метана они содержат значительное количество более тяжелых углеводородов (обычно свыше 150 г/м^3)

и являются жирными газами. Жирные газы представляют собой смесь сухого газа, пропан-бутановой фракции и газового бензина.

3. Газы, которые добывают из конденсатных месторождений, состоят из смеси сухого газа и паров конденсата, который выпадает при снижении давления (процесс обратной конденсации). Пары конденсата представляют собой смесь паров тяжелых углеводородов, содержащих C_5 и выше (бензина, лигроина, керосина).

Сухие газы легче воздуха, а жирные легче или тяжелее в зависимости от содержания тяжелых углеводородов. Низшая теплота сгорания сухих газов, добываемых в России, составляет $31\ 000\ \text{кДж/м}^3$. Теплота сгорания попутных газов выше и изменяется от $38\ 000$ до $63\ 000\ \text{кДж/м}^3$.

На газобензиновых заводах из попутных газов выделяют газовый бензин и пропан-бутановую фракцию, которую используют для газоснабжения городов в виде сжиженного газа.

По способу получения газы подразделяются на природные и искусственные.

Помимо газов, добытых из залежей земной коры, на промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, а также в коммунально-бытовом секторе используют небольшое количество искусственных газов, полученных путем переработки твердых и жидких топлив. Искусственные газы состоят из углеводородов неопределенного ряда ($C_n H_{2n}$), таких как этилен ($C_2 H_4$), пропилен ($C_3 H_6$), бутилен ($C_4 H_8$) и др.

Искусственные газы

Газы безостаточной газификации получают частичным сжиганием твердых топлив в потоке воздуха, кислорода или в смеси их с водяным паром. В результате такой термохимической переработки топлива углерод, содержащийся в нем, взаимодействует с кислородом и водяным паром и образует окись углерода и водород. Аппараты, в которых осуществляется газификация топлив, называются газогенераторами, а газы, получаемые таким методом, — генераторными. К ним относятся: генераторный водяной, генераторный паровоздушный, доменный, газ подземной газифи-

кации углей и др. Низшая теплота сгорания их не превышает 2 500 ккал/м³. Существенными недостатками большинства искусственных газов являются высокая токсичность и малая теплота сгорания, объясняемая большим содержанием балластных компонентов.

По методу производства искусственные горючие газы подразделяют на две основные группы:

- газы высокотемпературной (до 1 000 °С) и среднетемпературной (до 600 °С) перегонки твердых и жидких топлив;
- газы безостаточной газификации твердого топлива.

Газы первой группы, к которым относятся коксовый, сланцевый и газы пиролиза нефти, получают в термических печах и установках нагреванием твердого или жидкого топлива без доступа воздуха. При этом в процессе термического разложения горючей части исходных топлив помимо таких продуктов производства, как кокс, смолы, бензин, керосин и др., выделяется значительное количество горючих газов. Так, при переработке 1 т каменного угля можно получить 300÷350 м³ коксового газа, при переработке 1 т сланцев — 350÷400 м³ сланцевого газа, а при крекинге нефти выход горючих газов достигает 200÷250 м³/т. Низшая теплота сгорания газов сухой перегонки твердых топлив 3 500÷4 500 ккал/м³, а газа пиролиза нефти — до 11 000 ккал/м³.

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

1.2. Состав газообразного топлива

В состав горючих газов входят водород, метан, другие углеводородные соединения, сероводород, негорючие газы, двуокись углерода, кислород, азот и незначительное количество водяных паров, а также другие элементы.

Природный газ бесцветен и не имеет запаха (в том случае, если не имеет в своем составе сероводорода), он легче воздуха. Горюч и взрывоопасен.

Горючие элементы природного газа, их характеристики

Метан (CH_4) — бесцветный газ без запаха, легче воздуха. Горюч, но его можно хранить с достаточной легкостью. Предел его воспламеняемости — от 5 до 15 %. Именно эти качества позволили использовать природный газ как один из основных видов топлива. Опасная для жизни концентрация метана — более 10 %, так как вследствие нехватки кислорода может наступить удушье.

Для обнаружения утечки газ подвергают одоризации, иначе говоря, добавляют сильнопахнущее вещество (этилмеркаптан). При этом газ можно обнаружить уже при концентрации 1 % от общего объема.

Кроме метана в природном газе могут присутствовать другие горючие газы — пропан, бутан и этан.

Этан (C_2H_6) — бесцветный газ без запаха и цвета, чуть тяжелее воздуха. Также горюч, но не используется как топливо.

Пропан (C_3H_8) — бесцветный газ без запаха, ядовит. У него имеется полезное свойство: пропан сжижается при небольшом давлении, что позволяет легко отделять его от примесей и транспортировать.

Бутан (C_4H_{10}) — по свойствам близок к пропану, но имеет более высокую плотность. Вдвое тяжелее воздуха.

Водород (H_2) — самый легкий газ, он легче воздуха в 14,5 раза. Очевидно, что чем меньше масса молекул, тем выше их скорость при одной и той же температуре. Как самые легкие, молекулы водорода движутся быстрее молекул любого другого газа и тем самым быстрее могут передавать теплоту от одного тела к другому. Отсюда следует, что водород обладает самой высокой теплопроводностью среди газообразных веществ. Его теплопроводность примерно в семь раз выше теплопроводности воздуха.

Молекула водорода двухатомна. При нормальных условиях это газ без цвета, запаха и вкуса. Плотность — 0,08987 г/л (н. ф. у. — нормальные физические условия: $t = 0^\circ\text{C}$; $P = 0,1013$ МПа), температура кипения — $-252,76^\circ\text{C}$, удельная

теплота сгорания — $120,9 \cdot 10^6$ Дж/кг, малорастворим в воде (растворимость — 18,8 мл/л).

Водород отличается высокой реакционной способностью, водородно-воздушные смеси имеют широкие пределы воспламеняемости и весьма взрывоопасны.

Оксид углерода (CO) — представляет собой бесцветный газ без вкуса и запаха. Горюч. Так называемый «запах угарного газа» на самом деле представляет собой запах органических примесей.

Основными типами химических реакций, в которых участвует оксид углерода (II), являются реакции присоединения и окислительно-восстановительные реакции, в которых он проявляет восстановительные свойства.

Оксид углерода оказывает на организм человека токсическое воздействие, так как легко вступает в соединение с гемоглобином крови.

Негорючие элементы природного газа, их характеристики

Углекислый газ (CO₂) — газ без цвета и запаха, тяжелее воздуха, растворим в воде, при сильном охлаждении кристаллизуется в виде белой снегообразной массы — «сухого льда». При атмосферном давлении он не плавится, а испаряется, температура сублимации — 78 °С. Углекислый газ образуется при гниении и горении органических веществ. Содержится в воздухе и минеральных источниках, выделяется при дыхании животных и растений. Мало растворим в воде (один объем углекислого газа в одном объеме воды при 15 °С).

По химическим свойствам диоксид углерода относится к кислотным оксидам. При растворении в воде образует угольную кислоту. Реагирует со щелочами с образованием карбонатов и гидрокарбонатов.

Углекислый газ является тяжелым, по сравнению с воздухом, газом без цвета и запаха. Воздействие его повышенных концентраций на живые организмы относит его к удушающим газам.

Отравление этим газом не приводит к долговременным последствиям и после его завершения происходит полное восстановление организма.

Гелий (He) — практически инертный, наименее химически активный элемент VIII группы Периодической системы элементов Д. И. Менделеева (инертные газы). При нормальных условиях гелий ведет себя практически как идеальный газ. Простое вещество гелий — нетоксично, не имеет цвета, запаха и вкуса.

Сероводород (H₂S) (сернистый водород, сульфид водорода, дигидросульфид) — бесцветный газ с запахом протухших яиц и сладковатым вкусом. Плохо растворим в воде, хорошо — в этаноле. Ядовит. При больших концентрациях разъедает многие металлы. Концентрационные пределы воспламенения с воздухом составляют 4,5÷45 % сероводорода. В природе встречается очень редко в виде смешанных веществ нефти и газа.

Очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к судорогам, отеку легких и даже летальному исходу. При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При небольших концентрациях довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестает ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус.

Кислород (O₂) — элемент XVI группы (по устаревшей классификации — главной подгруппы VI группы) второго периода Периодической системы элементов Д. И. Менделеева, с атомным номером 8). Масса 1 м³ кислорода составляет 1,43 кг.

Сильный окислитель, взаимодействует практически со всеми элементами, образуя оксиды. Степень окисления — 2. Как правило, реакция окисления протекает с выделением тепла и ускоряется при повышении температуры.

Содержание кислорода в газе понижает его теплотворную способность и делает газ взрывоопасным. Поэтому содержание кислорода в газе не должно быть более 1 % по объему.

Азот (N_2) — элемент XV группы (по устаревшей классификации — главной подгруппы V группы) второго периода Периодической системы элементов Д. И. Менделеева, с атомным номером 7. Азот практически не реагирует с кислородом, поэтому при расчетах процессов горения его рассматривают как инертный газ. Содержание азота в различных газах колеблется в значительных пределах.

1.3. Газовые месторождения России

Газовые месторождения классифицируются на:

- мелкие: до 10 млрд m^3 газа;
- средние: 10–100 млрд m^3 газа;
- крупные: 100–1 000 млрд m^3 газа;
- крупнейшие (гигантские): $1 \div 5$ трлн m^3 газа;
- уникальные (супергигантские): 5 трлн m^3 и более.

Согласно последней научной оценке суммарные начальные ресурсы газа в России составляют 235,6 трлн m^3 , из которых почти 100 трлн m^3 приходится на Западную Сибирь, 60 трлн m^3 — на остальные районы суши и 75 трлн m^3 — на континентальный шельф окраинных и внутренних морей страны, главным образом арктических — Карского и Баренцева. В России открыто около 750 газовых (газоконденсатных, газонефтяных) месторождений с общими разведанными запасами газа около 46,9 трлн m^3 . По оценке зарубежных экспертов, мировые разведанные запасы газа составляют 150,2 трлн m^3 , доля стран СНГ в которых близка к 37,8 %, в том числе России — 32,1 %.

Основные газовые месторождения России:

1. Альбановское — нефтегазоконденсатный участок в Баренцевом море, в территориальных водах России. Участок находится в стадии изучения геологического строения.

Прогнозные ресурсы нефти, газа и конденсата в пределах Альбановского участка недр на основании количественной оценки ресурсов углеводородного сырья РФ по состоянию на 1 января

2009 г. составляют по газу — 1,254 трлн м³; по конденсату — 43,3 млн т (геологические), 30,3 млн т (извлекаемые).

2. Астраханское газоконденсатное месторождение — месторождение газа, расположенное в юго-западной части Прикаспийской впадины (Прикаспийская нефтегазоносная провинция), в 60 км к северо-востоку от Астрахани.

Размеры залежи 100 × 40 км. Добыча ведется с глубины 4 100 м. Запасы оцениваются в 2,5 трлн м³ газа и 400 млн т конденсата с высоким содержанием сероводорода (26 %) и углекислого газа (16 %). При годовой добыче в 12 млрд м³ запасов газа в месторождении хватит на сотни лет.

3. Ковыктинское месторождение (Ковыкта) — перспективное газоконденсатное месторождение в Иркутской области. Открыто в 1987 г.

Месторождение расположено в необжитой местности на востоке Иркутской области, в 450 км к северо-востоку от Иркутска, на территории Жигаловского и Казачинско-Ленского районов. Запасы природного газа на месторождении оцениваются в 1,9 трлн м³ газа, 2,3 млрд м³ гелия и 115 млн т жидкого газового конденсата.

4. Русановское газовое месторождение, расположено в Карском море. Открыто в 1992 г. Месторождение содержит семь залежей конденсатсодержащего газа. Залежи на глубине 1 650–2 450 м. Начальные запасы — 3,0 трлн м³ природного газа.

5. Уренгойское газовое месторождение — супергигантское газовое месторождение, третье в мире по величине газовых запасов, которые превышают 10 трлн м³ (10¹³ м³). Находится в Ямало-Ненецком автономном округе (Тюменская область), немного южнее Северного полярного круга.

6. Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение — месторождение газа, газового конденсата и нефти. Открыто в 1969 г. Расположено в заполярной части Западно-Сибирской равнины, на Тазовском полуострове в субарктической зоне. За период эксплуатации Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения добыто более 4 трлн м³ газа и около 18 млн т газового конденсата.

1.4. Добыча и транспортировка газа.

Схемы промыслового и магистрального газопроводов и их сооружений

Процесс возникновения природного газа

В ходе образования нашей планеты на материнской породе оседали другие слои отложений, под тяжестью этих слоев и в результате смещения земной коры материнская порода опускалась все глубже и глубже. По мере опускания на глубину в несколько тысяч метров давление на пласт породы, содержащей органический материал, возрастало, а плотность и температура увеличивались. При $60\div 120$ °С из органического материала образовывалась нефть. Если же материнская порода подвергалась нагреванию свыше 150 °С, в результате расщепления длинноцепочных молекул нефти возникал природный газ.

Гораздо большее количество природного газа образовалось из материнских пород с высоким содержанием высокоорганизованной растительной материи. Преимущественно в мелководных прибрежных регионах частые подъемы и понижения уровня моря вели к отложениям в слоях глины и песчаников. В результате естественного процесса коксования из растительного материала возникали торф, затем бурый уголь и, наконец, каменный уголь — материнская порода природного газа.

Технология добычи газа

Природный газ находится в земле на глубине от 1 000 м до нескольких километров. Сверхглубокой скважиной недалеко от г. Новый Уренгой получен приток газа с глубины более 6 000 м.

В недрах газ находится в микроскопических пустотах (порах). Поры соединены между собой микроскопическими каналами — трещинами, по этим каналам газ поступает из пор с высоким давлением в поры с более низким давлением до тех пор, пока не окажется в скважине. Движение газа в пласте подчиняется определенным законам. Газ выходит из недр вследствие того, что в пласте находится под давлением, многократно превышающем

атмосферное. Таким образом, движущей силой является разность давлений в пласте и системе сбора.

Газ добывают из недр земли с помощью скважин. Скважина — горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли или с подземной выработки без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметром не более 2 м. Бурение скважин проводят с помощью специального бурового оборудования.

Скважины стараются разместить равномерно по всей территории месторождения. Это делается для равномерного падения пластового давления в залежи. Иначе возможны перетеки газа между областями месторождения, а также преждевременное обводнение залежи.

Подготовка природного газа к транспортировке

Газ, поступающий из скважин, необходимо подготовить к транспортировке конечному пользователю — химическому заводу, котельной, тепловой электрической станции (ТЭС), городским газовым сетям. Необходимость подготовки газа вызвана присутствием в нем, кроме целевых компонентов (целевыми для различных потребителей являются разные компоненты), также и примесей, вызывающих затруднения при транспортировке либо применении. Так, пары воды, содержащейся в газе, при определенных условиях могут образовывать гидраты или, конденсируясь, скапливаясь в различных местах (например, изгиб трубопровода), мешая продвижению газа; сероводород вызывает сильную коррозию газового оборудования (трубы, емкости теплообменников и т. д.). Помимо подготовки самого газа необходимо подготовить и трубопровод. Широкое применение здесь находят азотные установки, которые используются для создания инертной среды в трубопроводе.

Газ подготавливают по различным схемам. Согласно одной из них, в непосредственной близости от месторождения сооружается установка комплексной подготовки газа (УКПГ), на которой производится очистка и осушка газа. Если газ содержит в большом

количестве гелий либо сероводород, то газ обрабатывают на газоперерабатывающем заводе, где выделяют гелий и серу.

Транспортировка природного газа

В настоящее время основным видом транспорта газа является трубопроводный. Газ под давлением 75 атм движется по трубам диаметром до 1,4 м. По мере продвижения газа по трубопроводу он теряет энергию, преодолевая силы трения как между газом и стенкой трубы, так и между слоями газа. Поэтому через определенные промежутки необходимо сооружать компрессорные станции (КС), на которых газ дожимается до 75 атм.

Газ, добытый из скважины, поступает в сепараторы, где от него отделяются твердые и жидкие механические примеси. Далее по промысловым газопроводам газ поступает в коллекторы и промысловые газораспределительные станции, где он очищается в масляных пылеуловителях, осушается, одорируется; давление газа снижается до расчетного значения, принятого в магистральном газопроводе. Компрессорные станции располагают примерно через 150 км друг от друга.

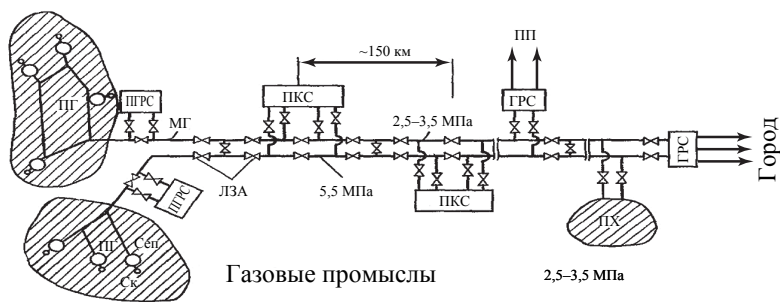
Для возможности проведения ремонтов предусматривают линейную запорную арматуру, которую устанавливают не реже чем через 25 км.

Для надежности газоснабжения магистральные газопроводы выполняют в две или несколько ниток. Газопровод заканчивается газораспределительной станцией, которая подает газ крупному городу или промышленному узлу. По пути газопровод имеет ответвления, по которым газ поступает к газораспределительным станциям промежуточных потребителей. Для выравнивания сезонной неравномерности потребления газа служат подземные хранилища газа, для которых используются истощенные газовые и нефтяные месторождения, а при их отсутствии — подземные водоносные пласты.

Газотранспортная система — совокупность взаимосвязанных газопроводов и сопутствующих им сооружений, предназначенных для обеспечения газом потребителей.

Газотранспортная система — связующее звено между месторождениями газа и его потребителями. Газотранспортная система является основой Единой системы газоснабжения России.

В состав газотранспортной системы входят магистральные газопроводы, распределительные газопроводы, газопроводы-перемычки, отводы, подводы. Значительная удаленность месторождений природного газа от районов его потребления вызывает необходимость строительства крупных газотранспортных систем (см. рисунок).



Принципиальная схема газотранспортной системы [1, с. 18]:

Ск — скважины; Сеп — сепараторы; ПГ — промысловые газопроводы; ПГРС — промысловая газораспределительная станция; МГ — магистральный газопровод; ПКС — промежуточная компрессорная станция; ЛЗА — линейная запорная арматура; ГРС — газораспределительная станция; ПХ — подземное хранилище газа; ПП — промежуточный потребитель

Промысловый трубопровод — система технологических трубопроводов для транспортирования газа на газовых месторождениях. Промысловые газопроводы на газовых месторождениях служат для соединения газовых скважин с технологическими установками подготовки газа к транспортировке и промысловыми газораспределительными станциями, через которые газ поступает в магистральные газопроводы, а также для сбора и утилизации газового конденсата.

Магистральный газопровод — трубопровод, предназначенный для транспортирования природного газа из районов добычи к пунктам потребления. Основное средство передачи газа на значительные расстояния.

Сооружается из стальных труб диаметром 720÷1420 мм на рабочее давление 5,4÷7,5 МПа с пропускной способностью до 30÷35 млрд м³ газа в год. Прокладка магистральных газопроводов бывает подземная (на глубину 0,8÷0,1 м до верхней образующей трубы); надземная — на опорах; наземная — в насыпных дамбах. Для транспортирования газа с морских газовых промыслов на берег сооружаются подводные магистральные газопроводы.

1.5. Очистка и одоризация газа. Требования к одорантам

Очистка газа от механических примесей

К механическим примесям относятся частицы породы, выносимые газовым потоком из скважины, строительный шлак, оставшийся после окончания строительства промысловых газосборных сетей и магистральных трубопроводов, продукты коррозии и эрозии внутренних поверхностей и жидкие включения конденсата и воды.

Согласно техническим требованиям на природные и нефтяные газы содержание жидкой взвеси в транспортируемом газе не должно превышать 25÷50 г на 1000 м³ газа. Еще более жесткие требования необходимо предъявлять к содержанию твердой взвеси (не более 0,05 мг/м³), которая способствует эрозионному износу технологического оборудования газопроводов. Так, при содержании 5÷7 мг/м³ твердой взвеси коэффициент полезного действия (КПД) трубопроводов уменьшается на 3÷5 % в течение двух месяцев эксплуатации, а при запыленности более чем 30 мг/м³ трубопровод выходит из строя через несколько часов из-за полного эрозионно-ударного износа.

По принципу работы аппараты для очистки газа от механических примесей подразделяются на:

- работающие по принципу «сухого» отделения пыли. В таких аппаратах отделение пыли происходит в основном с использованием сил гравитации и инерции. К ним относятся циклонные пылеуловители, гравитационные сепараторы, различные фильтры;
- работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли. В этом случае удаляемая из газа взвесь смачивается промывочной жидкостью, которая отделяется от газового потока, выводится из аппарата для регенерации и очистки и затем возвращается в аппарат. К ним относятся масляные пылеуловители, шаровые скрубберы и т. д.;
- использующие принцип электроосаждения. Данные аппараты почти не применяются для очистки природного газа.

Очистка газа от сероводорода и углекислого газа

Частой примесью природного газа является сероводород. По своим химическим свойствам он представляет собой горючий газ с неприятным запахом, хорошо растворимый в воде. Как газ, так и продукт его сгорания являются сильными ядами, а также вызывают коррозию стальных труб и резервуаров, что может стать причиной утечек и аварий. Наличие сероводорода в газе ускоряет процесс гидратообразования. По существующим нормам, содержание сероводорода в газе, используемом в быту, не должно быть больше $0,02 \text{ г/м}^3$ при $0 \text{ }^\circ\text{C}$ и 760 мм рт. ст. По содержанию в природном газе CO_2 также действуют определенные нормы. Количество углекислого газа не должно превышать 2 %.

Очистка газа от примесей — один из насущных вопросов добывающей отрасли. В настоящее время существует множество способов эффективной очистки газа. В основном применяется абсорбция жидкостью и адсорбция твердым веществом. В первом случае сероводород переходит в жидкую фазу и растворяется в адсорбирующей жидкости. Во втором случае сероводород

концентрируется на поверхности твердого вещества и тем самым извлекается из газа.

В качестве адсорбента чаще всего выступает активированный уголь или окись железа. При помощи данных мер содержание углекислого газа и сероводорода снижается до необходимой отметки. При одновременной очистке газа жидкостью от сероводорода и углекислого газа используют моноэтаноламин, диэтаноламин и динизопропанамины. Данный способ является высокоэффективным и характеризуется довольно низкими затратами.

Осушка газа

Осушка газа необходима для устранения при транспортировке газа ледяных пробок и кристаллогидратов, которые возникают при определенных температуре и давлении с относительной влажностью $\varphi < 0,6$; устранения возникновения коррозии внутренней полости газопровода и повышения КПД теплогенерирующих агрегатов, поскольку вода — полностью окислившийся элемент.

Осушку газа осуществляют следующими методами:

1. **Физическое.** В основе лежит искусственное охлаждение газов, компримирование их, а также сочетание компримирования с охлаждением. Осуществляются следующими способами:

- вымораживанием влаги из газа с использованием низких температур атмосферы;
- охлаждением газа с дополнительным компримированием и без него;
- инъекцией химических веществ в газовый поток промышленных газосборных трубопроводов с последующим улавливанием продуктов гидратации на сепарационных и центральных установках;
- низкотемпературной сепарацией (т. е. охлаждением природного газа с последующим разделением газоконденсатной смеси в сепараторе на жидкую и газовую фазы).

2. **Химическое.** Химическая реакция между водой и химическими веществами может быть столь полной, что образующиеся при этом продукты гидратации будут иметь чрезвычайно низкую

упругость водяных паров. Имеются химические реагенты, обеспечивающие практически полную осушку газа. Однако эти реагенты очень трудно или вообще невозможно регенерировать, что делает их непригодными для использования в качестве промышленных осушителей. Они широко применяются при лабораторном определении влажности газов.

3. **Физико-химические.** Основаны на поглощении влаги различными поглотителями (сорбентами) и делятся на две основные группы: адсорбция (с применением твердых сорбентов) и абсорбция (с применением жидких сорбентов, таких как диэтиленгликоль и триэтиленгликоль). Физико-химические методы получили наиболее широкое применение.

Одоризация газа

Природный газ (метан) и сжиженные газы (пропан-бутаны) изначально не имеют запаха, поэтому любая их утечка из закрытой системы может быть обнаружена только специальными датчиками. Поскольку такие газы, широко применяемые на промышленных объектах и в быту, в случае утечки могут вызывать сильные отравления и, кроме того, при определенных концентрациях создают взрывоопасную среду, возникает потребность оперативного выявления наличия газа в окружающем воздухе без применения специальных технических устройств.

Вещества, придающие газу специфический запах, называют одорантами, а процесс их ввода в поток газа — одоризацией газа. Одоризация природного газа производится, как правило, на газораспределительных станциях (перед подачей газа потребителям) или на централизованных одоризационных пунктах.

Одоранты, добавляемые в природный газ, в идеале должны обладать следующими свойствами:

- иметь резко выраженный, специфический запах (для четкого распознавания);
- проявлять физическую и химическую устойчивость в паровом состоянии при смешении с природным газом

- и движении по трубопроводу (для обеспечения стабильной дозировки);
- быть сильно концентрированными (для уменьшения общего расхода вещества);
- обладать минимальной токсичностью в рабочих концентрациях и не образовывать токсичных продуктов при сгорании (для безопасной эксплуатации);
- не оказывать корродирующего воздействия на материалы газопроводов, емкостей для хранения и транспортирования, запорно-регулирующей арматуры (для обеспечения длительного срока службы газопроводов и газового оборудования).

Этилмеркаптан был одним из первых промышленных одорантов, применявшихся в бывшем СССР.

С 1984 г. практически на всех газораспределительных станциях (ГРС) России используется одорант СПМ (смесь природных меркаптанов), состоящий из следующих компонентов: этилмеркаптан (до 44,0 %); изопропилмеркаптан (до 31,0 %); бутилмеркаптан (до 11,0 %); *n*-пропилмеркаптан (до 6,0 %); третбутилмеркаптан (до 5,0 %); *n*-бутилмеркаптан (до 1,5 %); тетрогидротиофен (до 1,5 %).

Принято считать, что основным фактором качества запаха одоризационной смеси является доля содержания в ней меркаптановой серы. Зная процентное содержание меркаптановой серы в транспортируемом газе, можно уменьшить норму ввода одоранта в поток газа.

1.6. Физические и тепловые свойства газообразного топлива

К главным требованиям, предъявляемым к технологическому топливу, относятся низкая стоимость добычи и транспортировки, удобство применения, возможность использования с высоким КПД, малое содержание вредных примесей.

Различные виды топлива (твердое, жидкое и газообразное) характеризуются общими и специфическими свойствами. К общим свойствам топлива относятся теплота сгорания, теплоемкость, теплосодержание и влажность, температура горения и воспламенения, границы взрываемости и скорость распространения пламени; к специфическим — зольность, сернистость (содержание серы), плотность, вязкость и другие свойства.

Молярная масса — отношение массы вещества к его количеству, μ , кг/моль.

Удельный объем — объем единицы массы, $\nu = \frac{V}{m}$, м³/кг.

Плотность — величина, обратная удельному объему, $\rho = \frac{m}{V}$, кг/м³.

Вязкость — способность газа оказывать сопротивление взаимодействию перемещения частиц, ν , м/с².

Влажность — содержание в газе водяного пара.

Абсолютная влажность — масса водяного пара на единицу массы объема этого газа.

Удельная влажность — количество водяного пара, приходящегося на единицу массы газа.

Относительная влажность — отношение абсолютной влажности газа к максимально возможной при определенных физических условиях.

Различные виды топлива (твердое, жидкое и газообразное) характеризуются общими и специфическими свойствами. К общим свойствам топлива относятся теплота сгорания, теплоемкость, теплосодержание и влажность, температура горения и воспламенения, границы взрываемости и скорость распространения пламени; к специфическим — зольность, сернистость (содержание серы), плотность, вязкость и другие свойства.

Теплоемкость — способность вещества при нагревании поглощать теплоту. Чем ниже теплоемкость, тем выше КПД теплогенерирующего агрегата. Теплоемкость — то количество теплоты, которое необходимо для нагрева газа на 1 °С.

Теплопроводность — способность вещества проводить теплоту, т. е. осуществлять молекулярный перенос энергии.

Теплосодержание — количество теплоты, которым обладает газ при данной температуре.

Жаропродуктивность — количество теплоты, которое может быть получено в камере сгорания без предварительного подогрева газа и воздуха при его полном сгорании и потере тепла в окружающую среду.

Взрываемость — при истечении газа в качестве топлива могут возникать взрывы как в камере сгорания, так и в различных помещениях. Предел взрываемости газа в закрытом помещении составляет от 5 до 15 % от общего помещения. При наличии искры — взрыв!

Вредность (токсичность) — наличие в горючих газах компонентов, вызывающих у человека физические изменения, ухудшающие здоровье, или летальный исход.

Теплота сгорания — количество теплоты, которое выделяется при полном сгорании 1 кг или 1 м³ топлива. Энергетическая ценность топлива в первую очередь определяется его теплотой сгорания.

Температура горения — максимальная температура, которая может быть достигнута при полном сгорании газа, если количество воздуха, необходимое для горения, точно отвечает химическим формулам горения, а начальная температура газа и воздуха равна 0.

Температура горения отдельных газов составляет 2000÷2100 °С. Действительная температура горения в топках котлов ниже жаропродуктивности (1100÷1400 °С) и зависит от условий сжигания.

Температура воспламенения — минимальная начальная температура, при которой начинается горение. Для природного газа она составляет 645 °С.

Границы взрываемости. Газовоздушная смесь, в которой газа находится:

- до 5 % — не горит;
- от 5 до 15 % — взрывается;
- больше 15 % — горит при постоянной подаче воздуха.

Скорость распространения пламени для природного газа — 0,67 м/с (метан CH_4).

Различают высшую и низшую теплоту сгорания. Низшая теплота сгорания отличается от высшей количеством теплоты, затрачиваемой на испарение влаги, содержащейся в топливе и образующейся при сгорании водорода. Низшую теплоту сгорания учитывают для подсчета потребности в топливе и его стоимости при составлении тепловых балансов и определении коэффициентов полезного действия установок, использующих топливо. При сопоставлении различных видов топлива пользуются понятием условного топлива, характеризующимся низшей теплотой сгорания, равной 29 МДж/кг.

Зольность — количество золы, образующейся при сгорании минеральных веществ, содержащихся в топливе. Минеральные вещества, содержащиеся в топливе, понижают его теплоту сгорания вследствие уменьшения содержания горючих компонентов (основная причина) и увеличения расхода тепла на нагрев и плавление минеральной массы.

Сернистость (содержание серы) относится к отрицательному фактору топлива, так как при его сгорании образуются сернистые газы, загрязняющие атмосферу и разрушающие металл. Кроме того, сера, содержащаяся в топливе, частично переходит в выплавляемый металл, сваренную стекломассу, снижая их качество. Например, для варки хрустальных, оптических и других стекол нельзя использовать топливо, содержащее серу, так как сера значительно понижает оптические свойства и колер стекла.

1.7. Преимущества и недостатки газа перед другими видами топлива

Природный газ — это заслуженно один из самых эффективных источников энергии. По сравнению с другими видами топлива и сырья у него есть множество преимуществ:

1. Стоимость добычи газа ниже, а производительность труда намного выше, чем при добыче угля и нефти.

2. Экологичность — продукты горения газа, выбрасываемые в окружающую среду, содержат минимальное количество вредных веществ.

3. Высокий коэффициент использования и возможность автоматизации процесса горения.

4. Благодаря высокой температуре, возникающей в процессе горения, и удельной теплоте сгорания, газ эффективно используется как энергоноситель и топливо.

Недостатки: газ образует пожаро- и взрывоопасные смеси при определенном соотношения воздуха и газа. Продукты сгорания сильно нагреваются и, расширяясь, создают высокое давление. Параллельно с этим очень быстро выделяется теплота реакции горения. В результате резкого повышения давления в локальном объеме происходит разрушительный взрыв. Если взрыв происходит в трубопроводах с большой длиной и размером, то скорость распространения пламени может быть выше скорости звука. При этом давление повышается до 8 МПа. Происходит взрывное воспламенение, или детонация. Именно поэтому ко всему газовому оборудованию применяются особые требования безопасности.

Газ обладает удушающим свойством в том случае, если его концентрация в замкнутом помещении составит более 10 % от общего объема помещения.

Транспорт газового топлива (поставка к потребителям) по трубопроводам рентабелен при их протяженности не более 5÷6 тыс. км.

Раздел 2

ГОРОДСКИЕ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Принципиальная схема газоснабжения города. Основные сооружения. Нормы давления газа

Газоснабжение города. Основные сооружения

Газопроводы, прокладываемые в городах и населенных пунктах, классифицируются по следующим показателям:

- по виду транспортируемого газа: природный, попутный нефтяной, сжиженный углеводородный, искусственный, смешанный;
- по давлению газа: низкое, среднее, высокое;
- по местоположению относительно земли: подземные (подводные), надземные (надводные);
- по назначению в системе газоснабжения: городские магистральные, распределительные, вводы, вводные газопроводы (ввод в здание), импульсные, продувочные;
- по расположению в системе планировки городов и населенных пунктов: наружные, внутренние;
- по принципу построения (распределительные газопроводы): закольцованные, тупиковые, смешанные;
- по материалу труб: металлические, неметаллические.

На территории городов и населенных пунктов все газопроводы, как правило, укладывают в грунте. На территории промышленных и коммунальных предприятий рекомендуется надземная прокладка газопроводов.

Газопроводы низкого давления предназначены для подачи газа жилым и общественным зданиям, а также коммунально-бытовым потребителям.

Газопроводы среднего давления служат для питания распределительных газопроводов низкого давления через газорегуляторные

пункты (ГРП), а также подают газ в газопроводы промышленных и коммунально-бытовых предприятий (через местные газорегуляторные пункты и установки).

По газопроводам высокого давления поступает газ для городских газорегуляторных пунктов, местных газорегуляторных пунктов на крупных предприятиях, а также предприятиях, технологические процессы которых требуют применения газа высокого давления (до 1,2 МПа). Газопроводы различных давлений связаны между собой через газорегуляторные пункты.

Система газоснабжения должна обеспечивать бесперебойную подачу газа всем потребителям, быть простой, удобной и безопасной в обслуживании, предусматривать возможность отключения отдельных ее элементов для производства аварийных и ремонтных работ.

По числу ступеней давления, применяемых в газовых сетях, системы газоснабжения подразделяются на одноступенчатые (рис. 2.1) с подачей различным потребителям газа только одного давления; двухступенчатые с подачей потребителям газа двух давлений — среднего и низкого, высокого и низкого, высокого и среднего (рис. 2.2); трехступенчатые (рис. 2.3) с подачей потребителям газа трех давлений — низкого, среднего и высокого (до 0,6 МПа); многоступенчатые с подачей потребителям газа низкого, среднего и высокого (до 0,6 и 1,2 МПа) давлений.

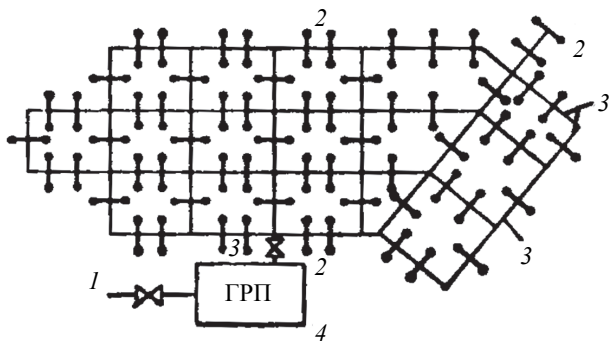


Рис. 2.1. Схема одноступенчатой системы снабжения газом [2, с. 90]:

- 1 — газопровод среднего (высокого давления);
- 2 — ответвления и вводы к потребителям;
- 3 — кольцевые газопроводы низкого давления;
- 4 — газорегуляторный пункт конечного низкого давления

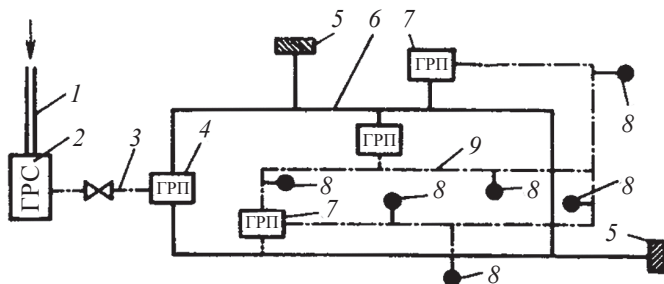


Рис. 2.2. Схема двухступенчатой системы снабжения газом [2, с. 90]:

1 — магистральный газопровод; 2 — газораспределительная станция; 3 — газопровод высокого давления; 4 — газорегуляторный пункт с высокого на среднее давление; 5 — потребители среднего давления; 6 — газопроводы среднего давления; 7 — газорегуляторные пункты со среднего на низкое давление; 8 — потребители газа низкого давления; 9 — газопроводы низкого давления

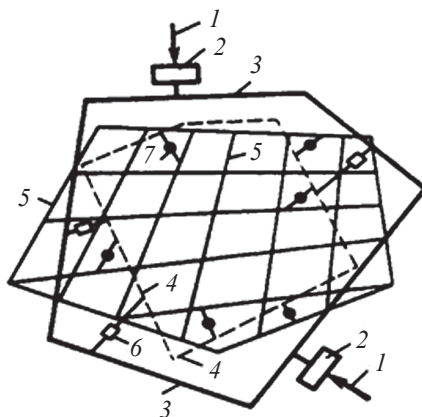


Рис. 2.3. Схема трехступенчатой системы газоснабжения [2, с. 92]:

1 — магистральный газопровод; 2 — газораспределительные станции; 3 — газопровод высокого давления (1,2 МПа); 4 — газопроводы среднего давления (0,3 МПа); 5 — газопроводы высокого давления (0,6 МПа); 6 — ГРП с высокого на среднее давление; 7 — ГРП со среднего на низкое давление

Все городские сети различных давлений связаны между собой через газорегуляторные пункты (ГРП). Если подземное хранилище газа предназначено для выравнивания сезонной неравномерности потребления газа, то для выравнивания суточного графика потребления газа служат газгольдерные станции 4. Расположенные в городе крупные потребители газа (промышленные предприятия, электростанции, отопительные котельные) питаются газом от сетей высокого и среднего давления. Жилые дома, коммунально-бытовые предприятия присоединяются к сетям низкого давления.

Для каждого города проектная организация разрабатывает проект его газоснабжения, в котором учитываются такие показатели, как надежность, безопасность, технологичность и экономичность. В проекте учитываются плотность застройки города, характер планировки отдельных его частей, размещение потребителей газа, насыщенность уличных проездов различными подземными коммуникациями, геологические и климатические условия.

Системы газоснабжения городов и населенных пунктов могут быть тупиковыми, кольцевыми и смешанными.

Тупиковые газопроводы разветвляются по различным направлениям к потребителям газа. Недостаток этой схемы — различная величина давления газа у отдельных потребителей. Причем по мере удаления источника от газоснабжения или ГРП давление газа падает. Питание газом этих сетей происходит только в одном направлении, поэтому возникают затруднения при ремонтных работах. Эти схемы применяются для внутриквартальных и дворовых газопроводов в наибольших населенных пунктах, а также в начальный период газификации.

Кольцевые сети представляют собой систему замкнутых газопроводов, благодаря чему достигается более равномерный режим давления газа у всех потребителей и облегчается проведением различных ремонтных и эксплуатационных работ. Положительным свойством кольцевых газовых сетей является также и то, что при выходе из строя какого-либо газорегуляторного пункта нагрузку по снабжению потребителей газом принимают на себя другие ГРП.

Смешанная система состоит из кольцевых газопроводов и присоединяемых к ним тупиковых газопроводов.

В настоящее время города и населенные пункты газифицируют по кольцевой и смешанной схемам.

Нормы давления газа

Основным элементом систем газоснабжения являются газопроводы, которые классифицируются по давлению газа и назначению. В зависимости от максимального давления транспортируемого газа газопроводы согласно СНиП 2.04.08–87 «Газоснабжение» подразделяются на:

- газопроводы высокого давления I категории — при рабочем давлении газа свыше 0,6 МПа (6 кгс/см²) и газовоздушных смесей и до 1,6 МПа (16 кгс/см²) для сжиженных углеводородных газов (СУГ);
- газопроводы высокого давления II категории — при рабочем давлении газа свыше 0,3 МПа (3 кгс/см²) до 0,6 МПа (6 кгс/см²);
- газопроводы среднего давления — при рабочем давлении газа свыше 0,005 МПа (0,05 кгс/см²) до 0,3 МПа (3 кгс/см²);
- газопроводы низкого давления — при рабочем давлении газа до 0,005 МПа (0,05 кгс/см²) включительно.

Газопроводы низкого давления служат для транспортирования газа в жилые и общественные здания, предприятия общественного питания, а также во встроенные в жилые и общественные здания отопительные котельные и предприятия бытового обслуживания. К газопроводам низкого давления можно присоединять мелких потребителей и небольшие отопительные котельные. Крупные коммунальные потребители не присоединяются к сетям низкого давления, так как транспортировать по ним большие сосредоточенные количества газа неэкономично.

Газопроводы среднего и высокого давления служат для питания городских распределительных сетей низкого и среднего давления через ГРП. Они также подают газ через ГРП и местные

газорегуляторные установки (ГРУ) в газопроводы промышленных и коммунальных предприятий.

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

2.2. Классификация газопроводов. Условия присоединения газопроводов к газовым сетям

В зависимости от давления газопроводы классифицируют на две категории:

I категория — газопроводы высокого давления при рабочем давлении газа от 0,6 МПа (6 кгс/см²) до 1,2 МПа (12 кгс/см²) включительно для природного газа и газозвушных смесей, а для сжиженных углеводородных газов (СУГ) до 1,6 МПа (16 кгс/см²);

II категория — газопроводы высокого давления с рабочим давлением газа от 0,3 до 0,6 МПа (3÷6 кгс/см²).

К газопроводам среднего давления относятся газопроводы при рабочем давлении газа выше 5 000 Па (0,05 кгс/см²) до 0,3 МПа (3 кгс/см²).

На подземные (подводные), надземные (надводные) и наземные газопроводы делят по расположению относительно поверхности земли.

В зависимости от местоположения относительно планировки населенных пунктов газопроводы различают уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые.

Различают газопроводы неметаллические (полиэтиленовые и др.) и металлические (стальные, медные и др.).

По назначению в системе газоснабжения газопроводы классифицируются на распределительные,

газопроводы-вводы, продувочные, импульсные, сбросные, вводные, межпоселковые.

В зависимости от вида транспортируемого газа различают газопроводы природного газа, попутного и сжиженного.

Выбор систем распределения, числа газорегуляторных пунктов (ГРП) и принципа построения распределительных газопроводов производится на основании технико-экономических расчетов и по надежности газоснабжения, объема, структуры и плотности газопотребления, местных условий. Распределительные газопроводы бывают кольцевые, тупиковые, смешанные.

Распределительными являются газопроводы, которые начинают свое расположение от населенных пунктов ГРП, обеспечивающих газоснабжение до вводов. Ввод — это участок газопровода, проходящий от места присоединения к распределительному газопроводу до здания, включая отключающее устройство на вводе в здание или до вводного газопровода. Вводы бывают уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые и др.

Газопроводы, которые располагаются внутри здания от вводного газопровода или ввода до места подключения прибора, называются внутренними.

В газопроводах, размещенных внутри зданий, максимальное давление газа используется для:

- предприятий бытового обслуживания производственного характера — 0,3 МПа;
- жилых зданий — 3 000 Па;
- промышленных предприятий, производственных зданий и для отдельно стоящих котельных — 0,6 МПа;
- предприятий бытового обслуживания непромышленного характера и общественных зданий — 5 000 Па.

Для тепловых установок промышленных предприятий и отдельно стоящих котельных, если требуют условия технологии производства, допустимо использование газа с давлением до 1,2 МПа.

При проектировании газоснабжения городов и населенных пунктов используют следующие системы распределения газа по давлению:

- одноступенчатая с подачей потребителям газа одного давления;
- двухступенчатая с подачей потребителям газа по газопроводам двух давлений;
- трехступенчатая с подачей потребителям газа по газопроводам трех давлений.

Связь между газопроводами, имеющими разное давление и входящими в систему газоснабжения, устанавливается через ГРП и газорегуляторные установки. ГРП с двумя запорными устройствами, установленными на обводной линии между газопроводами различных давлений, сами являются исключением.

На практике применяются следующие методы подключения новых газопроводов к действующим:

- присоединение под газом (низкое давление $40 \div 150$ Па);
- присоединение под газом газопровода среднего и высокого давления без снижения давления с применением специальных приспособлений;
- присоединение труб с отключением и полным освобождением труб от газа.

В процессе работ возможно местное отключение газа при помощи деревянных дисков, мешковины, глины, резиновых камер.

Подключение нового газопровода методом отключения, действующего с использованием резиновых камер, применяется для газопроводов диаметром до 600 мм. При этом давление газа необходимо снижать до 150 Па. Предварительно проверяются исправность ручного насоса для накачки в камеры воздуха и герметичность камер, устанавливаются U-образные манометры для контроля давления газа. Последовательность выполнения работ следующая: автогенном вырезаются отверстия диаметром около 100 мм в действующем газопроводе; сбивается пламя и газопровод охлаждается; через отверстия в газопровод вводятся камеры и накачиваются воздухом, обеспечивая надежное прилегание

к стенкам газопровода; через вырезанные отверстия отключенный участок газопровода продувается; врезаются новые газопроводы с постоянной или временной задвижкой. После этого камеры извлекаются из действующего газопровода, вырезанные отверстия завариваются, восстанавливается давление газа и проверяется плотность соединения.

2.3. Схемы кольцевых и тупиковых систем газоснабжения, систем с двумя и несколькими степенями давления

По принципу построения системы газопроводов подразделяются на кольцевые, тупиковые и смешанные. В тупиковых сетях газ поступает потребителю в одном направлении, т. е. потребители имеют одностороннее питание (см. рис. 2.1).

Тупиковая система газопроводов — это сеть труб, расходящихся в разные стороны от основного источника. Основной ее недостаток — неравномерность давления газа.

Смешанная система газоснабжения — это сочетание кольцевой и тупиковой систем. Крупные города сейчас газифицированы преимущественно по кольцевой и смешанной схемам.

Кольцевые сети, в отличие от тупиковых, состоят из замкнутых контуров, в результате чего газ может поступать к потребителям по двум или нескольким линиям (рис. 2.5).

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

В систему газоснабжения 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.

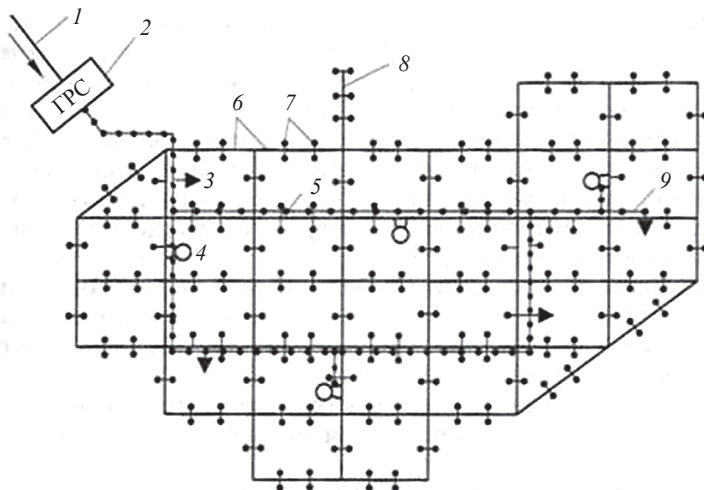


Рис. 2.5. Схема двухступенчатой системы распределения газа [4, с. 108]:

1 — магистральный газопровод высокого давления; 2 — газораспределительная станция; 3 — крупные потребители газа; 4 — городские ГРП, питающие газопроводы низкого давления; 5 — газопроводы высокого и среднего давления; 6 — кольцевые газопроводы низкого давления; 7 — ответвления к потребителям; 8 — тупиковый газопровод низкого давления; 9 — тупиковый газопровод среднего давления

Одноступенчатые системы газоснабжения обеспечивают подачу газа потребителям по газопроводам только одного давления, как правило, низкого (см. рис. 2.1).

Двухступенчатые системы газоснабжения (см. рис. 2.5) обеспечивают распределение и подачу газа потребителям по газопроводам среднего и низкого или высокого и низкого давления.

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

Многоступенчатая система газоснабжения предусматривает распределение газа по газопроводам высокого I катего-

рии (до 1,2 МПа), высокого II категории (до 0,6 МПа), среднего (до 0,3 МПа) и низкого (до 0,005 МПа) давлений.

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

2.4. Конструкции и устройства наружных газопроводов. Подземные, надземные и наземные газопроводы

Наружный газопровод — это газопровод, проложенный вне зданий по земле, над землей, под землей до ввода в здание или до отключающего устройства. Подробное описание технических условий наружных трубопроводов содержится в СНиП 42-01–02 «Газораспределительные системы» (ранее работы регламентировались по СНиП 3.05.02–88 от 01.07.1988 «Газоснабжение»).

Подземные газопроводы

Уличные распределительные газопроводы, как правило, выполняются подземными. Надземная прокладка газопроводов применяется на территориях предприятий и с разрешения органов архитектурного надзора при сооружении внутриквартальных (дворовых) газопроводов.

Подземные газопроводы являются скрытыми сооружениями, и это в сочетании с опасными свойствами транспортируемого по ним газа предъявляет особые требования к обеспечению их сохранности и плотности. Поэтому газопроводы сооружаются из стальных труб на сварке, а резьбовые и фланцевые соединения допускаются только в местах установки арматуры.

Газопроводы осушенного газа в непучинистых и слабопучинистых грунтах допускается прокладывать в зоне промерзания грунта на глубине не менее, м:

- под совершенными дорожными покрытиями — 0,8;
- на участках без совершенных покрытий — 0,9;
- без движения транспорта — 0,6.

Газопроводы влажного газа прокладываются ниже зоны промерзания грунта с уклоном 0,002 с установкой в нижних точках конденсатосборников. На указанных глубинах рассеиваются динамические напряжения от проезжающего городского транспорта, сравнительно невелики температурные напряжения в газопроводах, обусловленные сезонными изменениями температуры грунта, и ограничено проявляются силы пучения грунтов.

Пучение грунтов при промерзании — свойство влажных грунтов увеличивать свой объем за счет микрорыхления образующимися кристаллами льда. Вследствие этого на заглубленный трубопровод начинают действовать значительные силы, выталкивающие трубопровод на поверхность земли. Наиболее опасными с точки зрения воздействия сил пучения являются грунты с высоким уровнем грунтовых вод.

При прокладке подземных газопроводов необходимо соблюдать следующие нормативные требования:

1. Расстояния от газопроводов до фундаментов опор воздушных линий электропередачи принимаются следующие, м:

- при напряжении до 1 кВ — не менее 1;
- от 1 до 35 кВ — 5;
- выше 35 кВ — 10.

2. От стволов деревьев газопроводы всех давлений должны быть удалены на 1,5 м. Расстояние от газопроводов до наружных стенок колодцев и подземных камер должно быть не менее 0,3 м, причем на участках приближения газопроводы выполняются из бесшовных труб и не должны иметь сварных стыков. Для газопроводов с давлением до 6 кгс/см² на отдельных участках трассы, а также при прокладке вводов между зданиями и под арками зданий расстояния могут быть уменьшены при условии применения бесшовных труб и гнутых отводов, проверки всех сварных стыков физическими методами контроля, наложения на трубы весьма усиленной изоляции и обеспечения сохранности подземных сооружений при ремонте каждого из них.

3. При комплексном строительстве трубопроводных систем практикуется укладка в одну траншею нескольких газопроводов

с расстояниями по горизонтали между ними $0,4\div 0,5$ м, а также укладка газопроводов с давлением до 3 кгс/см^2 совместно с водопроводом и канализацией с расстояниями между ними и газопроводом не менее $0,8$ м. Допускается совместная прокладка газопроводов низкого давления с водопроводом, теплопроводом, электрическими и телефонными кабелями во внутриквартирных технических коллекторах, коридорах и подпольях при условии обеспечения в них трехкратного воздухообмена в час и расположения отключающих устройств на газопроводе перед входом и на выходе из коллектора.

4. Расстояние по вертикали между подземным газопроводом и другими подземными сооружениями (водопроводом, канализацией, каналом теплопровода и т. п.), пересекаемыми газопроводом, должно быть в свету не менее $0,15$ м, а между газопроводом и электрокабелем или телефонным кабелем — не менее $0,5$ м. Допускается уменьшение расстояния между газопроводом и электрокабелем или телефонным кабелем до $0,25$ м при условии прокладки кабеля в трубе, концы которой должны быть не ближе 1 м от стенок газопровода. Арматура на газопроводе должна находиться не ближе 2 м, а сварные стыки не ближе 1 м от стенок пересекаемых сооружений.

При утечке газа из подземных газопроводов могут возникнуть серьезные аварии, связанные со скоплением газа в различных местах, даже иногда на значительном расстоянии от места повреждения газопроводов. Газ, дойдя до подвалов, колодцев и каналов других подземных коммуникаций, скапливается в них и создает взрывоопасные концентрации. Наиболее опасны в этом отношении подвалы зданий, телефонные и теплофикационные тоннели, которые непосредственно связаны с жилыми и общественными зданиями. На значительные расстояния может распространиться газ и попасть в канализационные колодцы и трубы. Минимальные расстояния между подземными газопроводами, положенными в одну траншею, — $0,4\div 0,5$ м. В городах и населенных пунктах, расположенных в гористой и холмистой местности, при выборе места расположения газорегуляторных пунктов необходимо

учитывать дополнительно возникающее гидростатическое давление, которое определяется по формуле

$$\Delta P = \pm 9,81 \cdot H (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}),$$

где ΔP — изменение давления газа при подъеме или опуске, Па (гидростатический напор); H — разность геодезических отметок, м; $\rho_{\text{в}}$ — плотность воздуха при н.ф.у.; $\rho_{\text{г}}$ — плотность газа при н.ф.у.

Пересечение газопроводами естественных и искусственных преград

В местах пересечения подземными газопроводами каналов коммуникативных коллекторов, каналов различного назначения с проходом над или под пересекаемыми сооружениями следует предусмотреть газопровод в футляре, выходящем на 2 м в сторону от наружных стенок пересекаемых сооружений, а также проверку неразрушающими методами контроля всех сварных стыков в пределах пересечения и по 5 м от наружных стенок пересекаемых сооружений.

В качестве примера приведем схему пересечения газопровода с каналом теплотрассы (рис. 2.6).

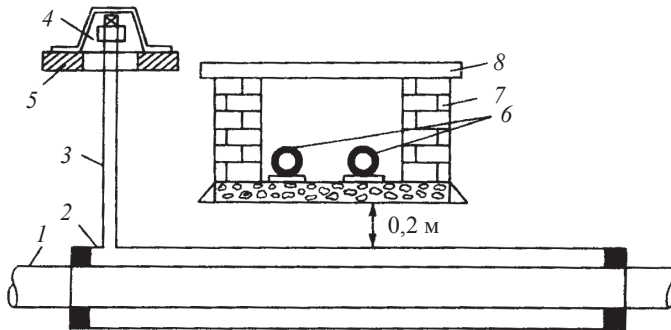


Рис. 2.6. Пересечение газопровода с каналом теплотрассы [2, с. 98]:

- 1 — газопровод; 2 — футляр; 3 — контрольная трубка; 4 — ковер;
5 — подушка под ковер; 6 — трубы теплотрассы; 7 — канал теплотрассы;
8 — перекрытие теплотрассы

Переходы газопроводов через водные преграды (рис. 2.7) предусматривают на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации существующих и строительства проектируемых мостов, гидротехнических сооружений, перспективных работ в заданном районе и экологии водоема.

Прокладка газопроводов на подводных переходах предусматривается с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величина заглубления принимается в соответствии с требованиями СНиП 42-01–2002 с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ на руслowych участках в течение 25 лет (углубление дна, расширения, срезки, переформирование русла, размыв берегов и т. п.).

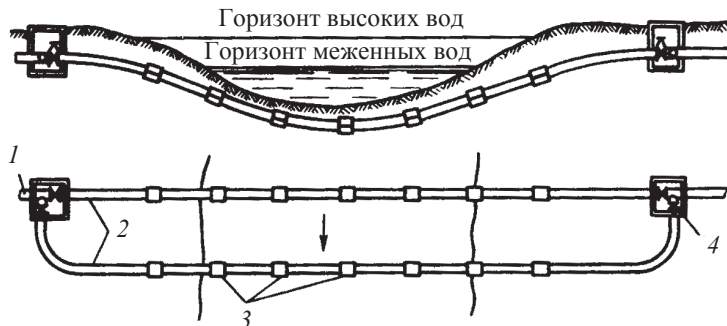


Рис. 2.7. Подводный переход газопровода [4, с. 126]:

1 — основной газопровод; 2 — дюкер; 3 — балластировочные грузы; 4 — колодец с запорными устройствами

Диаметр каждой нитки газопровода должен подбираться из условия обеспечения пропускной способности трубы по 0,75 расчетного расхода газа.

Надземные и наземные газопроводы

Надземная прокладка газопроводов или их отдельных участков допускается в пустынных и горных районах, болотистых местностях, районах горных выработок, оползней и районах

распространения многолетнемерзлых грунтов, на неустойчивых грунтах, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия с учетом требований — здесь магистральные газопроводы следует прокладывать подземно. Прокладка газопроводов по поверхности земли в насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка) допускается только как исключение при соответствующем обосновании. При этом должны предусматриваться специальные мероприятия, обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию газопроводов.

Надземные газопроводы следует прокладывать на отдельно стоящих опорах, этажерках и колоннах из негорючих материалов или по стенам зданий.

При этом разрешается прокладка:

- на отдельно стоящих опорах, колоннах, эстакадах и этажерках — газопроводов всех давлений;
- по стенам производственных зданий с помещениями категорий В, Г и Д — газопроводов давлением до 0,6 МПа (6 кгс/см²);
- по стенам общественных зданий и жилых домов не ниже III–IIIа степени огнестойкости — газопроводов давлением до 0,3 МПа (3 кгс/см²);
- по стенам общественных зданий и жилых домов IV–V степени огнестойкости — газопроводов низкого давления с условным диаметром труб, как правило, не более 50 мм, а при размещении регуляторов давления газа на наружных стенах и других конструкциях этих зданий — газопроводов давлением до 0,3 МПа — на участках до ввода их в регуляторы.

Запрещается транзитная прокладка газопроводов:

- по стенам зданий детских учреждений, больниц, школ и зрелищных предприятий — газопроводов всех давлений;
- по стенам жилых домов — газопроводов среднего и высокого давления.

Запрещается прокладка газопроводов всех давлений по зданиям со стенами из панелей с металлической обшивкой и полимерным утеплителем и по зданиям категорий А и Б.

Надземные газопроводы, прокладываемые на территории промышленных предприятий, и опоры для этих газопроводов следует проектировать с учетом требований СНиП II-89–80* и СНиП 2.09.03–85.

Газопроводы высокого давления разрешается прокладывать по глухим стенам, над окнами и дверными проемами одноэтажных и над окнами верхних этажей многоэтажных производственных зданий с помещениями по взрывопожарной и пожарной опасности категорий В, Г и Д и заблокированных с ними вспомогательных зданий, а также зданий отдельно стоящих котельных.

В производственных зданиях допускается прокладка газопроводов низкого и среднего давления вдоль переплетов неоткрывающихся окон и пересечение указанными газопроводами световых проемов, заполненных стеклоблоками.

Расстояния между проложенными по стенам зданий газопроводами и другими инженерными сетями следует принимать в соответствии с требованиями, предъявляемыми к прокладке газопроводов внутри помещений.

Устанавливают надземные газопроводы на негорючих опорах или по стенам зданий. Прохождение транзитной прокладки газопроводов всех давлений запрещается по стенам зданий детских учреждений, больниц, школ и зрелищных предприятий. На стенах жилых домов также не допускается размещение газопроводов среднего и высокого давления. Размещение разъемных соединений на газопроводах под оконными проемами, балконами жилых домов и общественных зданий непромышленного характера тоже недопустимо.

По высоте установка газопровода в местах скопления людей допускается от 2,2 м, в местах проезда автотранспорта — от 5 м. На территории полного отсутствия прохода людей и проезда автотранспорта допускается размещение газопроводов на низких

опорах от 0,35 м в высоту от земли до низа трубы. Газопроводы помещаются в футляр в местах входа и выхода из земли. Расстояния между опорами надземных газопроводов, возможность общей прокладки газопроводов с электрокабелями и проводами, прокладка газопроводов по железнодорожным и автомобильным мостам в обязательном порядке принимаются проектной организацией строго в соответствии с действующими нормативными документами.

Электропередачи должны быть расположены ниже воздушных линий, если те пересекаются с надземными газопроводами. Установка изолирующих фланцевых соединений (ИФС) используется в основном для электрохимической защиты газопроводов от коррозии:

- на входе и выходе газопровода из земли и ГРП;
- на вводе газопровода в здание;
- для секционирования газопроводов;
- для электрической изоляции отдельных участков газопровода.

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

2.5. Детали и оборудование газопроводов

Отключающие устройства. Газовая арматура

Газовой арматурой называют различные приспособления и устройства, монтируемые на газопроводах, аппаратах и приборах, с помощью которых осуществляется включение, отключение, изменение количества, давления или направления газового потока, а также удаление газов.

По назначению существующие виды газовой арматуры подразделяются на:

- запорную — для периодических герметичных отключений отдельных участков газопровода, аппаратуры и приборов;
- предохранительную — для предупреждения возможности повышения давления газа сверх установленных пределов;
- арматуру обратного действия — для предотвращения движения газа в обратном направлении;
- аварийную и отсечную — для автоматического прекращения движения газа к аварийному участку при нарушении заданного режима.

В качестве запорной арматуры на газопроводах применяются:

- трубопроводная арматура (задвижки, краны, вентили);
- гидравлические задвижки и затворы, быстродействующие (отсечные) — устройства с пневматическим или магнитным приводом. Например, на газопроводах среднего и высокого давления преимущественно устанавливают задвижки, а на газопроводах низкого давления помимо задвижек монтируются гидрозатворы. Газопроводы, прокладываемые внутри помещений, должны иметь краны. Для сбора и удаления конденсата и воды в низших точках газопровода сооружаются конденсатосборники.

Следует уяснить устройство и принцип действия газовой арматуры, а также работу компенсаторов и конденсатосборников.

Задвижки

Задвижки устанавливают как на внутридомовых (внутрицевых), так и на наружных газопроводах. Самые распространенные задвижки, используемые в качестве запорно-регулирующей арматуры, — клиновые задвижки с невыдвижным и выдвижным шпинделем.

Клиновая задвижка представляет собой запорное оборудование, по конструкции отличное от параллельной, шиберной или фланцевой задвижки. Задвижки клиновые отличаются,

прежде всего, тем, что их затвор закрывается, перемещаясь параллельно движению рабочей среды. Само же свое название клиновая задвижка с выдвигным шпинделем получила из-за формы затвора, имеющего вид своеобразного плоского клина. Седла в клиновой задвижке расположены таким образом, чтобы их угол полностью соответствовал направлению перемещения самого затвора. Подобный механизм используется и для запорного клапана.

Конструкция такой задвижки имеет две основные составляющие: корпус и крышка. В середине располагается клинообразный затвор. Вид клина должен соответствовать потребностям, согласно которым была приобретена задвижка.

Клиновые задвижки подразделяются на следующие виды:

- клиновые задвижки с невыдвижным шпинделем (рис. 2.8);
- клиновые задвижки с выдвигным шпинделем (рис. 2.9).

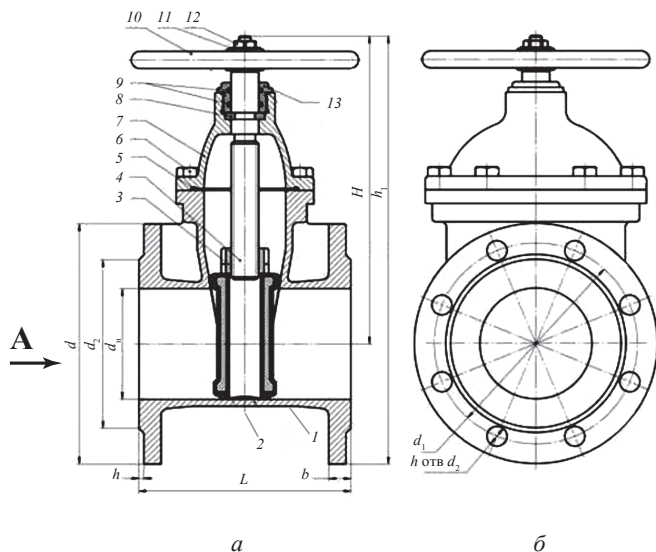


Рис. 2.8. Задвижка клиновая с невыдвижным шпинделем под электропривод Ру 25-64:

- a* — продольный разрез; *б* — вид А; 1 — корпус; 2 — клин; 3, 12 — гайки; 4 — шпиндель; 5 — прокладка; 6 — болт; 7 — крышка; 8, 11 — шайбы; 9 — кольцо (уплотнительное); 10 — маховик; 13 — корпус уплотнений

Задвижка стальная клиновая чаще всего используется в трубопроводах, в которых происходит транспортировка пара, воды, нефти, масел и т. д. Наиболее часто используемые диаметры клиновых задвижек: $d_y 350$, $d_y 50$, $d_y 150$, $d_y 600$ и $d_y 25$.

Управление задвижками осуществляется с помощью редуктора или электропривода. По желанию заказчика возможна комплектация изделий приводами любых отечественных и зарубежных фирм-изготовителей.

Задвижки с невыдвижным шпинделем устанавливаются на подземных газопроводах в колодцах.

Тип задвижек с выдвижным шпинделем отличается высокой надежностью и универсальностью. Основным конструктивным отличием таких задвижек является расположение резьбы шпинделя, по которой движется ходовая гайка. Резьба у таких задвижек расположена снаружи корпуса изделия. При открывании задвижки ходовая гайка вращается, а затвор совершает поступательное движение. Шпиндель поднимается над корпусом арматуры на величину хода затвора, обнажая арматуру. При этом отверстие задвижки оказывается открытым.

Такая конструкция имеет целый ряд преимуществ:

- прежде всего, винтовой механизм, за счет которого и происходит работа задвижки, не подвергается воздействию рабочей среды. Это позволяет использовать задвижки с выдвижным шпинделем с самыми разнообразными веществами;
- второе преимущество заключается в возможности свободного доступа к винтовому механизму для его обслуживания. Это позволяет вовремя отремонтировать задвижку, обеспечивая долгий срок ее службы.

Примеры задвижек с выдвижным шпинделем, применяемых в газовом хозяйстве, приведены на рис. 2.9.

Устройство и работа задвижек. Задвижка состоит из следующих основных деталей: корпуса, крышки, дисков, втулки резьбовой, фланца сальника, колец уплотнительных, клина съемного, шпинделя, маховика.

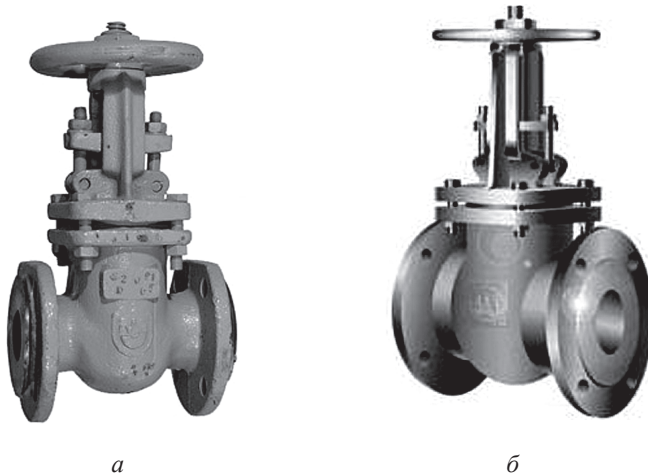


Рис. 2.9. Задвижки с выдвижным шпинделем:

a — задвижка 30с41нж1 газовая d_y 16; *б* — чугунная задвижка d_y 600

Между фланцами корпуса и крышки помещается паронитовая прокладка. Допускается установка прокладки из резины, при этом температура рабочей среды не должна превышать 90 °С. Для предотвращения прохода рабочей среды между крышкой и шпинделем в сальниковой камере помещается сальниковая набивка, которая поджимается сальником с помощью двух болтов. В качестве сальниковой набивки используется набивка марки АЛ.

Верхнее уплотнение задвижек обеспечивает разгрузку сальникового узла при открытом затворе, затвор состоит из шиберов, между которыми размещен шпindel со съемным клином. Запирание задвижек с ручным управлением происходит при вращении маховика по часовой стрелке. При этом шпindel через резьбовую втулку получает поступательное движение, передающееся на шиберы. В крайнем положении шиберов при создании на маховике необходимого усилия обеспечивается плотное перекрытие прохода.

Краны

Краны имеют малые габаритные размеры, малое гидравлическое сопротивление и простой цикл управления — поворот пробки. Однако они требуют применения больших крутящих моментов, тщательного ухода и периодической смазки. В противном случае может иметь место «прикипание» пробки к корпусу. В ответственных случаях применяются краны со смазкой, несущие некоторый запас смазки в канавках и отверстиях пробки. Краны по типу затвора подразделяются на пробковые (рис. 2.10) и шаровые (рис. 2.11), по методу герметизации от внешней среды — натяжные и сальниковые, а по методу присоединения к трубопроводу — муфтовые и фланцевые. Ниже приведены краткие технические характеристики, габаритные и некоторые монтажные размеры запорных кранов общетехнического назначения из числа наиболее часто применяемых.

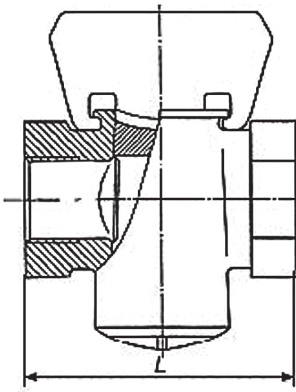


Рис. 2.10. Кран пробковый

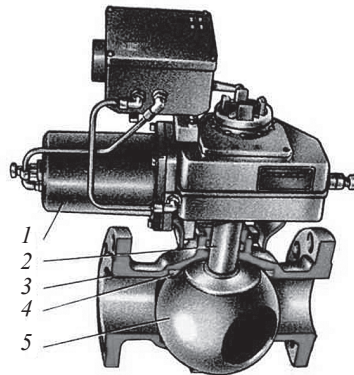


Рис. 2.11. Кран шаровой:

1 — электропривод; 2 — шток;
3 — корпус; 4 — тефлоновая
прокладка; 5 — стальной
шар (запорно-регулирующее
устройство)

Конденсатосборники

Конденсатосборники (рис. 2.12), предназначенные для сбора и последующего удаления из газопровода конденсата, а также для удаления влаги, попавшей в него при строительстве, промывках и пр., устанавливаются в нижних точках газопровода (низкого, среднего и высокого давления). Вода из газопроводов попадает в конденсатосборники самотеком. Периодически вода удаляется через специальные трубки, которые используются также для продувки газопроводов и выпуска газа при ремонте сетей газоснабжения. Размеры и конструкции конденсатосборников зависят от давления газа и количества конденсирующейся влаги. Конденсатосборники обеспечивают сбор и выведение конденсата водяных паров, а также тяжелых углеродов, существенно улучшая работу системы. Конденсатосборники способствуют повышению уровня безопасности систем газоснабжения. Оказывают положительное влияние на эффективность работы газопровода.

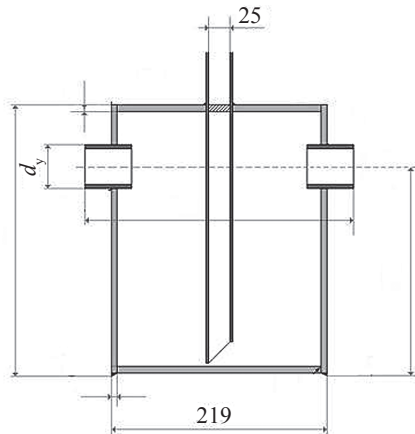


Рис. 2.12. Схема конденсатосборника с габаритными размерами

Емкость конденсатосборника может быть различной и определяется степенью влажности газа (т. е. для влажного газа необходим

конденсатосборник большей емкости). Еще одним критерием выбора конденсатосборника является давление газа в магистрали. В зависимости от данного параметра конденсатосборники могут быть высокого, среднего и низкого давления.

Конденсатосборники производятся от d_y 25 до d_y 530.

Компенсаторы

Компенсаторы служат для снятия напряжений в газопроводе при его линейных измерениях — все трубопроводы при изменении температуры транспортируемого продукта и окружающей среды подвержены температурным деформациям. Линейное удлинение 1 м трубопровода при его нагревании на 1 °С называют коэффициентом линейного удлинения.

Поскольку трубопроводы имеют большую протяженность, то суммарное их удлинение может достигнуть больших величин.

Самокомпенсация осуществляется благодаря тому, что в линии трубопровода, кроме прямых участков, между неподвижными опорами имеются повороты или изгибы (отводы). Расположенный между двумя прямыми участками поворот или отвод обеспечивает компенсацию значительной части удлинения благодаря эластичности конструкции, а остальная часть компенсируется за счет упругих свойств металла прямого участка трубопровода.

В зависимости от конструкции, принципа работы компенсаторы делятся на четыре основные группы: П-образные (рис. 2.13), линзовые (рис. 2.14), волнистые (рис. 2.15) и сальниковые (рис. 2.16).

П-образные компенсаторы обладают большой компенсационной способностью (до 600–700 мм) и применяются в трубопроводах для широкого диапазона давлений и температур. П-образные компенсаторы получили наибольшее применение в технологических трубопроводах ввиду сравнительной простоты их изготовления и эксплуатации. Их недостатки — большой расход труб, большие габаритные размеры и необходимость сооружения специальных опорных конструкций.

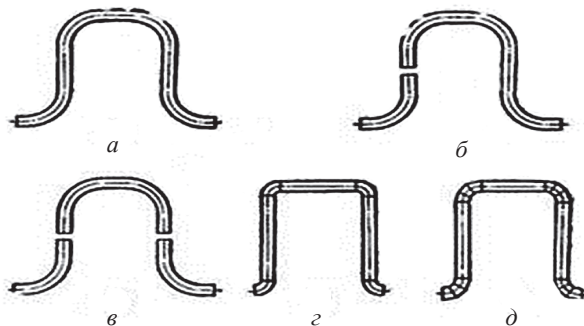


Рис. 2.13. П-образные компенсаторы:

a — гнутый из целой трубы; *б* — гнутый из двух частей; *в* — гнутый из трех частей; *г* — с применением крутоизогнутых отводов; *д* — с применением сварных секционных отводов

П-образные компенсаторы, как правило, устанавливают в горизонтальном положении, соблюдая необходимый уклон газопровода. При ограниченной площади компенсаторы можно устанавливать в вертикальном и наклонном положении петлей вверх или вниз, при этом они должны быть снабжены дренажными устройствами и воздушниками.

Линзовые компенсаторы состоят из ряда последовательно включенных в трубопровод линз. Линза сварной конструкции состоит из двух тонкостенных стальных штампованных полулинз и благодаря своей форме легко сжимается.

Компенсирующая способность каждой линзы сравнительно небольшая (10÷16 мм). Число линз компенсатора выбирают в зависимости от необходимой компенсирующей способности. Для уменьшения сопротивления движению продукта внутри компенсатора устанавливают стаканы. Для спуска конденсата в нижних точках каждой линзы вварены дренажные штуцеры. Линзовые компенсаторы применяют на условное давление до 6 кгс/см² при температуре до +450 °С. Устанавливают их на газопроводах и паропроводах диаметром от 100 до 1 600 мм.

Преимущество линзовых компенсаторов по сравнению с П-образными — небольшие размеры и масса; недостатки — небольшие допускаемые давления, малая компенсирующая способность и большие продольные усилия, передаваемые на неподвижные опоры.

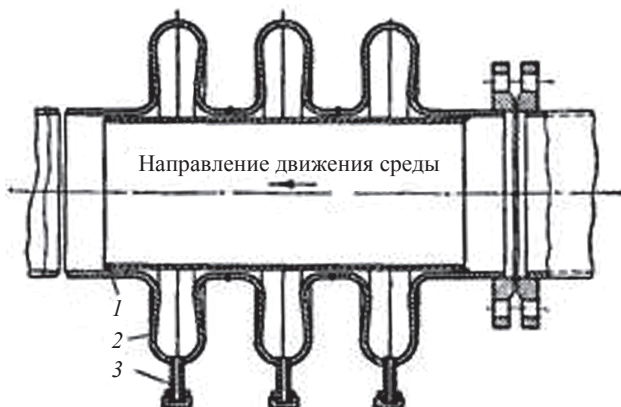


Рис. 2.14. Линзовый компенсатор:

1 — рубашка; 2 — полулинза; 3 — дренажный штуцер

Волнистые компенсаторы — наиболее совершенные компенсаторные устройства. Они имеют большую компенсационную способность, небольшие габариты и могут применяться при сравнительно высоких давлениях и температурах.

Отличительной особенностью волнистых компенсаторов по сравнению с линзовыми является то, что гибкий элемент представляет собой тонкостенную стальную гофрированную высокопрочную и эластичную оболочку. Профиль волны имеет омегаобразную или U-образную форму, благодаря чему гибкий элемент может сокращаться или увеличиваться в длину, а также изгибаться при приложении нагрузки. В основу технологии изготовления гибкого элемента компенсатора положен принцип гидравлической вытяжки (формовки) волн в цилиндрической обечайке с осадкой ее по высоте (для этой цели применяют специальные гидравлические прессы).

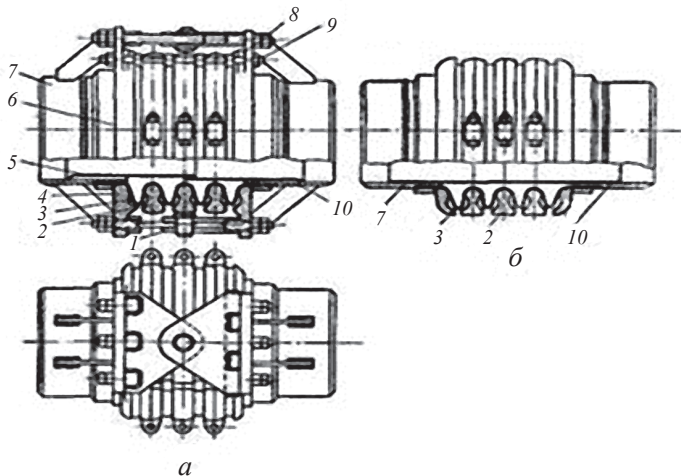


Рис. 2.15. Типы волнистых компенсаторов:

а — универсальный шарнирный; *б* — осевой; 1 — шарнир; 2 — ограничительное полукольцо; 3 — гибкий элемент; 4 — опорное кольцо; 5 — коническая обечайка; 6 — бандажное кольцо; 7 — патрубок; 8 — приставка; 9 — шпилька; 10 — цилиндрическая обечайка

Сальниковый компенсатор представляет собой два патрубка, вставленных один в другой. В зазоре между патрубками установлено сальниковое уплотнение с грундбуксой.

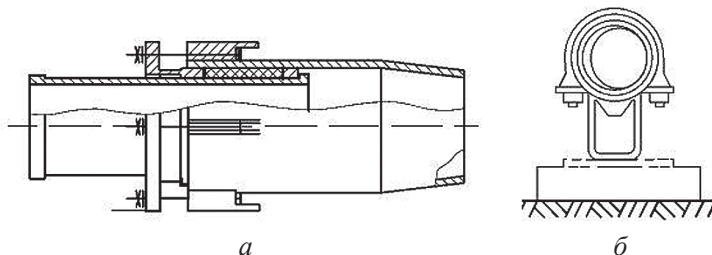


Рис. 2.16. Сальниковый компенсатор:

а — продольный разрез; *б* — поперечный разрез

Основные недостатки сальниковых компенсаторов — необходимость систематического наблюдения и ухода за ними в процессе эксплуатации, сравнительно быстрый износ сальниковой набивки и, как следствие, отсутствие надежной герметичности.

Размещение отключающих устройств на газопроводах

Отключающие устройства на газопроводах следует предусматривать:

- на вводах в жилые, общественные, производственные здания или в группу смежных зданий, перед наружными газопотребляющими установками;
- на вводах в ГРП, на выходе из ГРП при закольцованных газопроводах в системах с двумя и более ГРП;
- на ответвлениях от уличных газопроводов к отдельным микрорайонам, кварталам, группам жилых домов или отдельным домам при числе квартир более 400;
- для отключения отдельных участков газопроводов с целью обеспечения безопасности и надежности газоснабжения;
- при пересечении водных преград двумя нитками и более, а также одной ниткой при ширине водной преграды 75 м и более при меженном горизонте;
- при пересечении железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категории.

Отключающие устройства допускается не предусматривать:

- перед ГРП предприятий, если отключающее устройство, имеющееся на отводе от распределительного газопровода, находится от ГРП на расстоянии не более 100 м;
- на пересечении железнодорожных путей общей сети и автомобильных дорог I и II категории при наличии отключающего устройства на расстоянии от путей (дорог) не более 1 000 м, обеспечивающего прекращение подачи газа на участке перехода (линейные задвижки, отключающие устройства после ГРП, ГРС).

Размещение отключающих устройств следует предусматривать в доступном для обслуживания месте.

Отключающие устройства на наружных газопроводах следует размещать в колодцах (рис. 2.17), наземных шкафах или оградах, а также на стенах зданий.

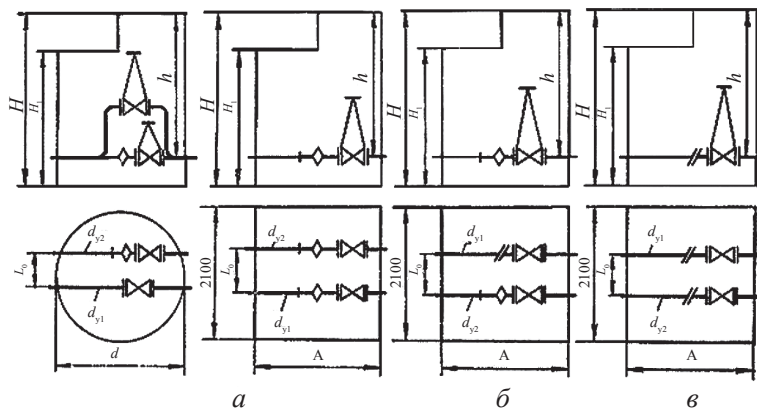


Рис. 2.17. Схемы колодцев глубокого заложения с двумя задвижками:

а — чугунными; *б* — стальной и чугунной; *в* — стальными

На подземных газопроводах отключающие устройства следует предусматривать, как правило, в колодцах.

Колодцы для размещения отключающих устройств на газопроводах следует предусматривать из негорючих, влагостойких и биостойких материалов. Конструкцию и материал колодцев следует принимать из условия исключения проникания в них грунтовых вод. Наружную поверхность стенок колодцев необходимо предусматривать гладкой, оштукатуренной и покрытой битумными гидроизоляционными материалами. В местах прохода газопровода через стенки колодцев следует предусматривать футляры.

При установке в колодце стальной фланцевой арматуры на газопроводах высокого давления I категории допускается предусматривать вместо компенсирующего устройства косую фланцевую вставку. Установку стальной арматуры, изготовленной для присоединения на сварке, следует предусматривать без компенсирующего устройства и без косой вставки.

В местах прохода газопровода через стенки колодца предусматривают футляры, концы которых должны выходить за стенки колодца с обеих сторон не менее чем на 20 мм. Диаметр футляра принимают таким, чтобы он обеспечивал независимую осадку стен колодца и газопровода.

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

- для газопроводов низкого давления по горизонтали, как правило, — 0,5;
- для газопроводов среднего давления по горизонтали — 3;
- для газопроводов высокого давления II категории по горизонтали — 5.

Отключающие устройства, проектируемые к установке на участке закольцованных распределительных газопроводов, проходящих по территории промышленных и других предприятий, следует размещать вне территории этих предприятий.

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

2.6. Материал труб, сортамент

При строительстве газопроводов применяют стальные трубы. Их изготавливают из хорошо сваривающихся низколегированных и малоуглеродистых сталей. Минимальный условный диаметр для распределительных газопроводов принимают обычно равным 50 мм, а для ответвлений к потребителям — 25 мм. Толщина стенки трубы для подземных газовых сетей должна быть не менее 3 мм, а для надземных — не менее 2 мм. Для переходов через водные преграды толщина стенки труб должна быть на 2 мм больше

расчетной, но не менее 5 мм. Стальные трубы для подземных газопроводов защищают противокоррозионной изоляцией.

Для строительства подземных газопроводов широко применяются полиэтиленовые и винипластовые трубы. Неметаллические трубы начали применять около 35 лет назад сначала на экспериментальных газопроводах.

Внедрение полиэтиленовых труб — одно из актуальных направлений повышения эффективности капитального строительства за счет снижения его материало- и трудоемкости. Из 1 т металлических труб диаметром 100 мм можно проложить трубопровод длиной до 80 м, а из 1 т полиэтиленовых труб наружным диаметром 110 мм можно смонтировать трубопровод длиной более 1 км.

Использование 1 т полиэтиленовых труб в системах газоснабжения позволит сэкономить 5÷7 т металлических труб.

Полиэтиленовые трубы имеют ряд преимуществ:

- высокую коррозионную стойкость почти во всех кислотах (кроме органических) и щелочах, что исключает необходимость их изоляции и электрохимической защиты и делает их практически незаменимыми в условиях животноводческих предприятий; стойкость к биокоррозии;
- незначительную массу, что обеспечивает снижение транспортных расходов и трудозатрат при их монтаже;
- повышенную пропускную способность (приблизительно на 20 %) благодаря гладкости их поверхности (эквивалентная шероховатость стенки новой стальной трубы равна 0,01, а полиэтиленовой — 0,0007 см);
- высокую прочность при достаточной эластичности и гибкости.

На сегодняшний день газовые трубы производятся трех типов — стальные, медные, полиэтиленовые.

Достоинства стальных труб:

- долговечность, так как изготавливают их из высококачественной углеродистой стали;

- переносимость давления, стенки отлично переносят внутреннее давление;
- достаточно низкая стоимость.

Недостатки стальных труб:

- подвержены излишней коррозии, что постепенно приводит к протечкам, а следовательно, к замене отдельных участков;
- внутренние стенки засоряются отложениями, что, естественно, приводит к уменьшению их пропускной способности;
- блуждающие токи, которые, проходя через трубу, уносят с собой часть атомов металла, что, в конце концов, приводит к его разрушению;
- высокая стоимость их прокладки и монтажных работ.

Достоинства медных труб:

- долговечность; медные трубы для газа обладают сроком службы, в два раза превышающим срок службы стальных;
- стойкость к коррозии;
- стойкость к изменению внутреннего давления и температуры;
- простота монтажа.

К недостаткам медных труб относится высокая себестоимость материала.

Раздел 3

ЗАЩИТА ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

3.1. Природа коррозии. Коррозия внутренних и внешних поверхностей газопроводов

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

Коррозия металла труб происходит как снаружи под воздействием почвенного электролита (в почве всегда находится влага и растворенные в ней соли), так и внутри, вследствие примесей влаги, сероводорода и солей, содержащихся в транспортируемом углеводородном сырье. Коррозия металлических сооружений наносит большой материальный и экономический ущерб. Она приводит к преждевременному износу агрегатов, установок, линейной части трубопроводов, сокращает межремонтные сроки оборудования, вызывает дополнительные потери транспортируемого продукта.

При подземной прокладке стальные трубопроводы подвергаются почвенной коррозии. В грунтах почти всегда содержатся соли, кислоты, щелочи и органические вещества, которые вредно действуют на стенки стальных труб. В некоторых случаях

такая коррозия может вызвать очень быстрое появление сквозных свищей в металле трубы и этим вывести трубопровод из строя, такие разрушения происходят особенно часто в трубопроводах, уложенных без достаточной защиты от коррозии.

Коррозия газопроводов вызывается также блуждающими токами от внешних источников постоянного электрического тока, основными из которых являются линии трамвая, метрополитена, электропоезда. От этих источников электрические токи, распространяясь в грунте, поступают на металл газопровода и движутся по нему. При этом место входа тока в стенку газопровода, называемое катодной зоной, не страдает, а место выхода его обратно в грунт, называемое анодной зоной, разрушается, что приводит к потере металла и утонению стенки газопровода. Этот процесс происходит тем быстрее, чем больше плотность протекающего тока.

Процессы коррозии газопроводов в почве имеют электрохимическую природу; их развитие рассматривается как результат работы микро- и макрогальванических элементов, возникающих в результате соприкосновения поверхности металла с грунтом, содержащим в себе электролит.

Основные виды коррозии

Электрохимическая коррозия происходит под действием блуждающих токов, возникающих от посторонних источников (линии электропередач, электрические железные дороги, различные электроустановки, работающие на постоянном электрическом токе). Блуждающие токи вызывают разрушение газопроводов, нефтепроводов, электрокабелей, различных сооружений. Под действием электрического тока на находящихся на земле металлических предметах появляются участки входа и выхода электронов — катодные и анодные зоны. На анодных участках наблюдается наиболее интенсивное разрушение.

Электрохимическая коррозия протекает быстрее, если в катод вкраплен металл, менее активный, чем корродирующий. Например, если корродирует сталь (а сталь — это сплав железа и углерода,

в котором частично образуется карбид железа), роль таких участков играет карбид железа (FeC).

Атмосферная коррозия протекает во влажном воздухе при обычной температуре. Поверхность металла покрывается пленкой влаги, содержащей растворенный кислород. Интенсивность разрушения металла возрастает с ростом влажности воздуха, а также содержания в нем газообразных оксидов углерода, серы, при наличии в металле шероховатостей, трещин, облегчающих конденсацию влаги.

Почвенной коррозии подвержены трубопроводы, кабели, подземные сооружения. В этом случае металлы соприкасаются с влагой почвы, содержащей растворенный кислород. Во влажной почве с повышенной кислотностью трубопроводы разрушаются в течение полугода после их укладки (конечно, если не принять меры по их защите).

Схема образования почвенной коррозии

Почвенная коррозия обусловлена наличием в грунте влаги, солей кислот, щелочей, кислорода, а также неоднородностью металла, создающих условия для возникновения на поверхности газопровода гальванических элементов, вызывающих коррозию металла на анодных участках. При наличии на поверхности металла газопровода царапины (рис. 3.1) участок ее поляризуется анодно, а соседний неповрежденный участок поляризуется катодно. В образовавшейся гальванической паре по металлу трубы, как по внешней цепи, ток потечет от катода к аноду, а в электролите грунта он потечет от анода к катоду, вызывая анодное растворение стали, т. е. в точке А металл будет разрушаться.

При физико-химической и микроструктурной неоднородности металла на его поверхности образуются микрокоррозионные пары. Неоднородность физико-химических свойств грунта на отдельных участках трассы газопровода вызывает образование на нем макрокоррозионных пар длиной в десятки и сотни метров. Коррозионные разрушения плохо изолированных участков стальных газопроводов при почвенной коррозии носят иногда довольно

равномерный характер, но нередко образуются каверны и глубокие раковины.

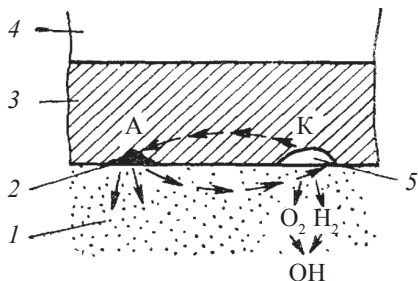


Рис. 3.1. Схема образования гальванической пары на поверхности газопровода [3, с. 148]:

1 — грунт; 2 — царапина; 3 — стенка трубы; 4 — внутренняя полость трубы; 5 — неповрежденный участок

Схема образования коррозии газопроводов блуждающими токами

В зоне входа блуждающих токов газопровод поляризуется катодно, а в зоне выхода — анодно. Последнее сопровождается сосредоточенным разрушением металла. Попадание блуждающих токов с трамвайного пути на газопровод схематически представлено на рис. 3.2.

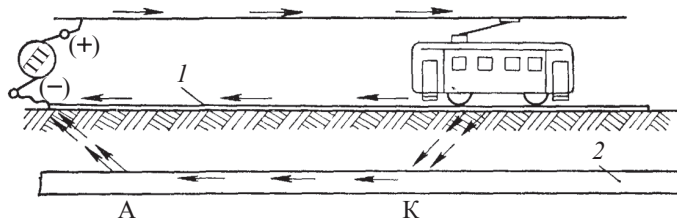


Рис. 3.2. Схема движения блуждающих токов с трамвайного пути на газопровод [3, с. 149]:

А — анодная зона; К — катодная зона; ТП — тяговая подстанция; 1 — рельсовый путь; 2 — газопровод

Коррозия блуждающими токами опаснее почвенной коррозии, так как стекание токов с анодных участков сопровождается местным разрушением металла в виде глубоких каверн и даже сквозных отверстий. С увеличением силы тока, стекающего с единицы поверхности газопровода, скорость коррозии возрастает. Известны случаи сквозной коррозии газопроводов в течение нескольких месяцев после завершения строительства газопровода.

3.2. Методы защиты от коррозии. Пассивная и активная защита. Защита надземных газопроводов

Пассивная защита

Для изоляции трубопроводов в трассовых условиях в настоящее время наиболее широко применяют три типа защитных покрытий:

- а) битумно-мастичные покрытия;
- б) полимерные ленточные покрытия;
- в) комбинированные мастично-ленточные покрытия (покрытия типа «пластобит»).

К преимуществам битумно-мастичных покрытий следует отнести их дешевизну, большой опыт применения, достаточно простую технологию нанесения в заводских и трассовых условиях. Битумные покрытия проницаемы для токов электрозащиты, хорошо работают совместно со средствами электрохимической защиты. В соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164–98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» конструкция битумно-мастичного покрытия состоит из слоя битумной или битумно-полимерной грунтовки (раствор битума в бензине), двух или трех слоев битумной мастики, между которыми находится армирующий материал (стеклохолст или стеклоткань) и наружного слоя из защитной обертки. В качестве защитной обертки ранее использовались оберточные материалы на битумно-каучуковой основе типа «бризол», «гидроизол»

и др. или крафт-бумага. В настоящее время применяют преимущественно полимерные защитные покрытия толщиной не менее 0,5 мм, грунтовку битумную или битумно-полимерную, слой мастики битумной или битумно-полимерной, слой армирующего материала (стеклохолст или стеклосетка), второй слой изоляционной мастики, второй слой армирующего материала, наружный слой защитной полимерной обертки. Общая толщина битумно-мастичного покрытия усиленного типа составляет не менее 6,0 мм, а для покрытия трассового нанесения нормального типа — не менее 4,0 мм.

Основными недостатками битумно-мастичных покрытий являются узкий температурный диапазон применения (от -10 до $+40$ °С), недостаточно высокая ударная прочность и стойкость к продавливанию, повышенная влагонасыщаемость и низкая биостойкость. Срок службы битумных покрытий ограничен и, как правило, не превышает 10÷15 лет.

Конструкция полимерного ленточного покрытия трассового нанесения в соответствии с ГОСТ Р 51164–98 состоит из слоя адгезионной грунтовки, слоя полимерной изоляционной ленты толщиной не менее 0,6 мм и слоя защитной полимерной обертки толщиной не менее 0,6 мм. Общая толщина покрытия — не менее 1,2 мм.

К преимуществам ленточных покрытий следует отнести высокую технологичность их нанесения на трубы в заводских и трассовых условиях, хорошие диэлектрические характеристики, низкую влажнокислородопроницаемость и достаточно широкий температурный диапазон применения.

Основными недостатками полимерных ленточных покрытий являются низкая устойчивость к сдвигу под воздействием осадки грунта, недостаточно высокая ударная прочность покрытий, экранировка электрохимзащиты, низкая биостойкость адгезионного подслоя покрытия.

При нанесении на трубы комбинированного ленточно-полиэтиленового покрытия предварительно осуществляется щеточная очистка наружной поверхности труб.

Технологический нагрев труб не производится. На очищенные трубы первоначально наносится битумно-полимерная грунтовка, а затем, после сушки грунтовки, осуществляется нанесение на праймированные трубы дублированной изоляционной ленты и наружного защитного слоя из экструдированного полиэтилена. Полиэтиленовый слой прикатывается к поверхности труб эластичным роликом, после чего изолированные трубы охлаждаются в камере водяного охлаждения.

Электрохимическая защита

Долговечность и безаварийность работы трубопроводов напрямую зависит от эффективности их противокоррозионной защиты. Для сведения к минимуму риска коррозионных повреждений трубопроводы защищают антикоррозионными покрытиями и дополнительно средствами электрохимзащиты (ЭХЗ). При этом изоляционные покрытия обеспечивают первичную («пассивную») защиту трубопроводов от коррозии, выполняя функцию «диффузионного барьера», через который затрудняется доступ к металлу коррозионно-активных агентов (воды, кислорода воздуха). При появлении в покрытии дефектов предусматривается система катодной защиты трубопроводов — «активная» защита от коррозии.

В качестве электрохимзащиты на подземных газопроводах применяются:

- а) электрический дренаж (рис. 3.3);
- б) катодная защита (рис. 3.4);
- в) протекторная защита (рис. 3.5).

Рассмотрим основные схемы этих защит и принцип их работы.

Электрический дренаж — способ защиты, заключающийся в отводе блуждающих токов из анодной зоны защищаемого сооружения к их источнику.

Дренажные установки, размещаемые в небольших металлических шкафах, являются удобным и эффективным методом защиты городских газопроводов от коррозии. Одна дренажная установка способна защитить до 5–6 км газопровода.

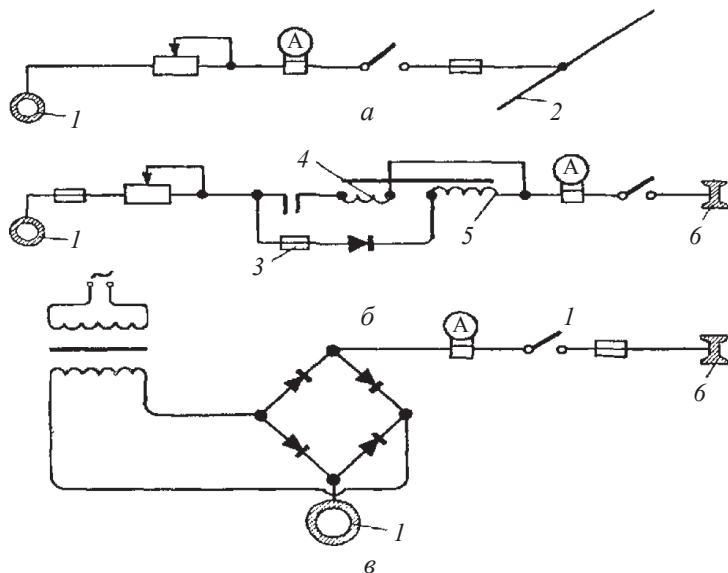


Рис. 3.3. Схемы электрических дренажей [3, с. 162]:

a — простой; *б* — поляризованный; *в* — усиленный поляризованный;
1 — газопровод; *2* — отсасывающий фидер; *3* — предохранитель на малую
 силу тока; *4, 5* — обмотки контактора; *6* — рельс

На рис. 3.3 представлена схема поляризованного дренажа ДП-63, в которой имеются контактор и диод. Когда потенциал газопровода незначительно превышает потенциал рельса, дренажный ток протекает по цепи газопровод *1* — предохранитель — резистор — предохранитель на малую силу тока *3* — диод — обмотка *5* контактора — шунт — рубильник — рельс *6*. При увеличении разности потенциалов контактор через обмотку *4* замыкает нормально открытый контакт, и дренаж тока увеличивается. С уменьшением разности потенциалов газопровод — рельс контактор размыкает нормально открытый контакт. Если потенциал рельса будет выше потенциала газопровода, ток в дренажной цепи протекать не будет из-за односторонней проводимости диода.

Поляризованный электродренаж обычно подключают к рельсам электрифицированного транспорта, но его можно подключать и к отсасывающим пунктам.

Катодной защитой называется способ защиты газопроводов от подземной коррозии за счет их катодной поляризации с помощью тока от внешнего источника. Установка катодной защиты состоит из источника постоянного тока (катодной станции), анодного заземления и соединительных электрокабелей.

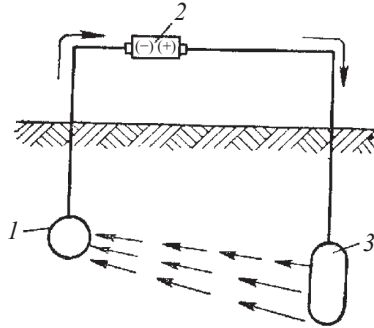


Рис. 3.4. Схема катодной защиты [3, с. 162]:

1 — газопровод; 2 — источник постоянного тока; 3 — графитовый анодный заземлитель

Принцип действия катодной защиты показан на схеме с анодными заземлениями, равномерно установленными вдоль газопровода (см. рис. 3.4). Регулировка защитного потенциала осуществляется путем изменения тока анодного заземления при помощи регулировочного сопротивления или любого другого устройства, обеспечивающего изменение тока в необходимых пределах. В случае выполнения заземлений из нескольких заземлителей регулировка защитного тока может осуществляться за счет изменения числа включенных заземлителей. В общем случае заземлители, ближайшие к преобразователю, должны иметь более высокое переходное сопротивление. Катодную поляризацию металлических подземных сооружений необходимо осуществлять так, чтобы

создаваемые на всей их поверхности поляризационные защитные потенциалы (по абсолютной величине) были не менее 0,55 и не более 0,80 В по отношению к неполяризуемому водородному электроду, а также не менее 0,85 В и не более 1,15 В — к медно-сульфатному в любой среде. Потенциал неполяризуемого медно-сульфатного электрода по отношению к стандартному электроду принят равным 0,3 В.

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

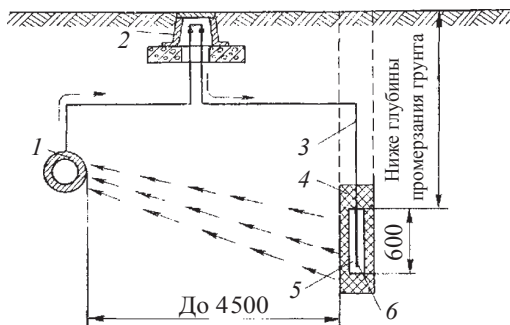


Рис. 3.5. Схема протекторной защиты [3, с. 164]:

- 1 — газопровод; 2 — контрольный пункт; 3 — соединительный кабель;
4 — активатор; 5 — протектор; 6 — стальной сердечник

Протекторная защита заключается в том, что катодная поляризация защищаемого газопровода достигается подключением к нему анодных заземлителей из металла, обладающего в данной грунтовой среде более отрицательным электрохимическим потенциалом, чем металл газопровода.

Металлы, расположенные в ряду левее железа, имеют более отрицательные электрохимические потенциалы и могут быть

использованы в качестве анодных заземлителей для защиты от коррозии стальных газопроводов.

Протектор представляет собой сплошной цилиндр из сплава алюминия, магния, цинка и марганца, в центре которого размещен стальной сердечник с выступающим концом для подключения провода. Активатор (заполнитель) состоит из смеси сернистых солей магния, натрия или кальция с глиной и создает вокруг протектора оболочку, растворяющую продукты коррозии протектора и снижающую переходное электрическое сопротивление от протектора к грунту. Контрольный пункт, устанавливаемый на отдельных протекторных установках, позволяет периодически контролировать действие установки. На рис. 3.5 показано, что протекторная установка представляет собой гальваническую пару, в которой газопровод является катодом, а протектор — анодом. В результате за счет постепенной коррозии протектора сохраняется газопровод.

Раздел 4

ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ И УСТАНОВКИ

4.1. Назначение газорегуляторных пунктов и установок. Требования к их помещениям

Основные функции газорегуляторных пунктов и установок

Газорегуляторными пунктами (установками) называется комплекс технологического оборудования и устройств. Газорегуляторные пункты и установки (ГРУ, ГРП, ГРПШ) предназначены для предварительной очистки газа, автоматического снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях независимо от изменения расхода газа в пределах номинальных расходных характеристик регуляторов давления газа, контроля входного и выходного давлений и температуры газа. А также газорегуляторные пункты могут с высокой точностью производить учет расхода газа плавно меняющихся потоков неагрессивных газов. В зависимости от назначения и технической целесообразности газорегуляторное оборудование размещают в отдельно стоящих зданиях, в пристройках к зданиям, в шкафах. В зависимости от размещения оборудования газорегуляторные пункты подразделяются на несколько типов:

- газовые станции с газовым обогревом (ГСГО) — оборудование размещается в шкафу из негорючих материалов;
- газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ) — оборудование размещается в шкафу из негорючих материалов;
- шкафной регуляторный пункт (ШРП) — оборудование размещается в шкафу из негорючих материалов;

- газорегуляторная установка (ГРУ) — оборудование смонтировано на раме и размещается в помещении, в котором расположена газоиспользующая установка, или в помещении, соединенном с ним открытым проемом;
- пункт газорегуляторный блочный (ПГБ) — оборудование смонтировано в одном или нескольких зданиях контейнерного типа;
- стационарный газорегуляторный пункт (ГРП) — оборудование размещается в специально для этого предназначенных зданиях, помещениях или на открытых площадках.

Принципиальное отличие ГРП от ГРПШ, ШРП, ГРУ и ПГБ состоит в том, что ГРП (в отличие от последних) не является типовым изделием полной заводской готовности.

Устройство ГРП в подвальных и полуподвальных помещениях зданий, в пристройках к зданиям школ, больниц, детских учреждений, жилых домов, зрелищных и административных зданий не разрешается.

ГРП и ГРУ предназначены для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах.

Газорегуляторные пункты размещаются:

- в отдельно стоящих зданиях;
- встроенными в одноэтажные производственные здания или котельные:
- в шкафах на наружных стенах или отдельно стоящих опорах;
- на покрытиях производственных зданий I и II степени огнестойкости с негорючим утеплителем;
- на открытых огражденных площадках под навесом.

Газорегуляторные установки размещаются:

- в газифицированных зданиях, как правило, вблизи от входа;
- непосредственно в помещениях котельных или цехов, где находятся газоиспользующие агрегаты, или в смежных помещениях, соединенных с ними открытыми проемами и имеющими не менее чем трехкратный воздухообмен в час. Подача газа от ГРУ к потребителям в других отдельно стоящих зданиях не допускается.

Виды газорегуляторных пунктов. ГРП подразделяются между собой:

- по выходному давлению — ГРП низкого, среднего и высокого выходного давления;
- по количеству ступеней понижения давления газа — одноступенчатые и многоступенчатые ГРП;
- по количеству линий редуцирования — однониточные и многониточные ГРП;
- по типу схемы газоснабжения потребителя газа — тупиковые и закольцованные ГРП;
- по наличию резервной нитки редуцирования — ГРП с резервной линией редуцирования и без (описание каждого типа ГРП представлено ниже).

Требования к помещениям газорегуляторных пунктов и установок

Здания ГРП должны относиться к I и II степени огнестойкости класса С0, быть одноэтажными, бесподвальными, с совмещенной кровлей.

Допускается размещение ГРП встроенными в одноэтажные газифицируемые производственные здания, котельные, пристроенными к газифицируемому производственным зданиям, бытовым зданиям производственного назначения, на покрытиях газифицируемых производственных зданий I и II степени огнестойкости класса С0, с негорючим утеплителем и на открытых огражденных площадках, а также в контейнерах ГРПБ.

Здания, к которым допускается пристраивать и встраивать ГРП, должны быть не ниже II степени огнестойкости класса С0 с помещениями категорий Г и Д. Строительные конструкции зданий (в пределах примыкания ГРП) должны быть противопожарными I класса опасности, газонепроницаемыми.

Здания ГРП должны иметь покрытие (совмещенную кровлю) легкой конструкции массой не более 70 кг/м^2 (при условии уборки снега в зимний период).

Применение покрытий из конструкций массой более 70 кг/м² допускается при устройстве оконных проемов, световых фонарей или легко сбрасываемых панелей общей площадью не менее 500 см² на 1 м³ внутреннего объема помещения.

Помещения, в которых расположены газорегуляторные установки (ГРУ), а также отдельно стоящие и пристроенные ГРП и ГРПБ, должны отвечать требованиям для помещений категории А.

Материал полов, устройство окон и дверей помещений регуляторных залов должны исключать образование искр.

Стены и перегородки, отделяющие помещения категории А от других помещений, следует предусматривать противопожарными I класса опасности, газонепроницаемыми, они должны опираться на фундамент. Швы стен и фундаментов всех помещений ГРП должны быть перевязаны. Разделяющие стены из кирпича следует отштукатурить с двух сторон.

Вспомогательные помещения должны иметь самостоятельный выход наружу из здания, не связанный с технологическим помещением. Двери ГРП следует предусматривать противопожарными, открывающимися наружу.

Устройство дымовых и вентиляционных каналов в разделяющих стенах (внутренних перегородках), а также в стенах здания, к которым пристраивается (в пределах примыкания) ГРП, не допускается.

Необходимость отопления помещения ГРП следует определять в зависимости от климатических условий.

В помещениях ГРП следует предусматривать естественное и (или) искусственное освещение и естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую не менее чем трехкратный воздухообмен в час.

Для помещений объемом более 200 м³ воздухообмен производится по расчету, но не менее чем однократный воздухообмен в час.

Размещение оборудования, газопроводов, арматуры и приборов должно обеспечивать их удобное обслуживание и ремонт.

Ширина основного прохода в помещениях должна составлять не менее 0,8 м.

4.2. Схема газорегуляторных пунктов и установок. Принцип работы, основное оборудование

Рассмотрим схему ГРП, принцип работы и назначение основного оборудования ГРП (рис. 4.1).

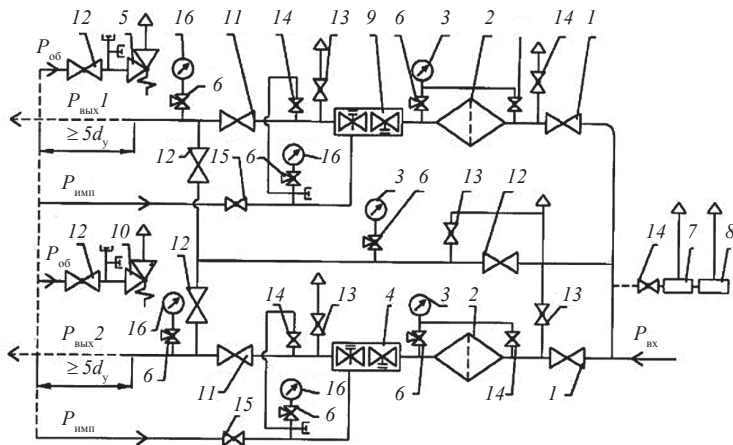


Рис. 4.1. Пневматическая функциональная схема:

1, 11–15 — запорная арматура; 2 — фильтр; 3 — входной манометр; 4 — регулятор давления газа № 1; 5 — предохранительный сбросной клапан № 2; 6 — кран трехходовой; 7 — регулятор давления газа (на отопление); 8 — газогорелочное устройство; 9 — регулятор давления газа № 2; 10 — предохранительный сбросной клапан № 1; 16 — выходной манометр

В состав ГРП входят:

- два узла фильтра;
- две линии редуцирования давления газа;
- две обводные линии, байпасы.

Газ по входному трубопроводу поступает на две параллельные линии редуцирования, последовательно через входные краны 1 и фильтры 2 — к регуляторам давления газа 4, 9, где происходит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне, и далее через выходные краны 11 поступает к потребителю по двум выходным линиям.

Контроль выходного давления производится выходными манометрами 16. При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан 5 или 10, в том числе встроенный в регулятор, и происходит сброс газа в атмосферу. При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный клапан, встроенный в регулятор, перекрывая вход газа в регулятор.

На входном газопроводе установлен манометр 3, предназначенный для замера входного давления и определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 10 кПа.

В случае ремонта оборудования при закрытых входном и выходном кранах газ поступает к потребителю по обводному газопроводу, байпасу. Регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными кранами. Контроль давления производится по выходному манометру.

На входном газопроводе после входных кранов, после регуляторов давления газа и на байпасах предусмотрены продувочные трубопроводы.

4.3. Регуляторы давления газа, их функции.

Классификация. Схемы регуляторов.

Выбор регулятора давления

Регулятор давления представляет собой автоматически действующее автономное устройство, состоящее из регулирующего клапана, снабженного приводом, управляемым чувствительным элементом, реагирующим на давление рабочей среды, без применения постороннего источника энергии.

Регуляторы давления различаются по:

- назначению;
- характеру регулирующего воздействия;
- связи между входной и выходной величинами;
- способу воздействия на регулирующий клапан;

- устройству, диапазонам входных и выходных давлений;
- способам настройки и регулировки.

По характеру регулирующего воздействия регуляторы давления делятся на пропорциональные, статические и астатические.

Мембрана 2 (рис. 4.2, а) астатического регулятора давления газа выполнена в форме поршня, в процессе давления газа ее активная площадь при любых положениях регулирующего клапана б не изменяется. Поэтому при давлении газа уравнивающую силу тяжести мембраны 2 стержня 1 и клапана б мембранная подвеска принимает состояние астатического (безразличного) равновесия.

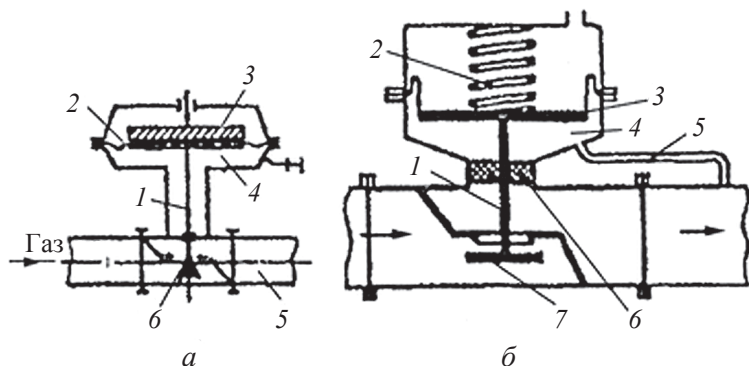


Рис. 4.2. Схема регуляторов давления [2, с. 189]:

а — астатического: 1, 3 — стержень, 2 — мембрана, 4 — подмембранная полость, 5 — выход газа, б — клапан; *б* — пропорционального: 1 — стержень, 2 — пружина, 3 — мембрана, 4 — импульсная трубка, 5 — импульсная трубка, б — сальник, 7 — клапан

Вся работа по регулированию давления газа протекает следующим образом. Например, расход газа через регулятор равен его притоку, и клапан б принимает определенное положение. При увеличении расхода газа давление уменьшится и опустится мембранное устройство, из-за чего произойдет дополнительное открытие регулирующего клапана. Как только приход и расход будут равны,

давление газа увеличится до заданной величины. При уменьшении расхода газа произойдет увеличение давления газа, при этом процесс регулирования будет проходить в обратном направлении. Регулятор при помощи специальных грузов 3 настраивают на необходимое давление газа, при этом выходное давление газа с увеличением массы этих грузов возрастает.

После возмущения астатические регуляторы независимо от величины нагрузки и положения регулирующего клапана приводят регулируемое давление к заданному значению. Уравновешивание системы происходит исключительно при заданном значении регулируемого параметра, в этом случае регулирующий клапан может занимать любое положение. Астатические регуляторы часто заменяют пропорциональными (статическими).

В пропорциональных регуляторах подмембранная полость отделяется от коллектора сальником и соединяется с ним импульсной трубкой, т. е. узлы обратной связи расположены вне объекта. При этом вместо грузов на мембрану действует сила сжатия пружины 2 (рис. 4.2, б). В астатическом регуляторе любое изменение выходного давления газа ведет к перемещению регулирующего клапана из одного крайнего положения в другое. В статическом регуляторе добиться полного перемещения клапана из одного крайнего положения в другое можно только при соответствующем сжатии пружины.

И астатические и пропорциональные регуляторы в процессе работы с очень узкими пределами пропорциональности имеют свойства систем, работающих по принципу «открыто — закрыто», это означает, что при незначительном изменении параметра газа перемещение клапана происходит мгновенно. Для устранения этого явления необходимо установить в штуцере специальные дроссели, которые будут соединять рабочую полость мембранного устройства с газопроводом или свечой. При помощи дросселей можно уменьшить скорость перемещения клапанов и добиться более устойчивого процесса работы регулятора.

По способу воздействия на регулирующий клапан регуляторы бывают с прямым и непрямым действием. Регулирующий клапан

в регуляторах прямого действия находится под действием регулирующего параметра прямо или через зависимые параметры. С изменением величины регулируемого параметра усилие, возникающее в чувствительном элементе регулятора, приводит его в действие. Это усилие должно быть достаточным для перестановки регулирующего клапана без постороннего источника энергии.

В регуляторах непрямого действия чувствительный элемент воздействует на регулирующий клапан сжатым воздухом, водой или электрическим током.

При изменении величины регулирующего параметра вспомогательное устройство, открывающее доступ энергии от постороннего источника в механизм, перемещающий регулирующий клапан, приводит в действие усилие, которое возникает в чувствительном элементе регулятора.

Регуляторы давления прямого действия не столь чувствительны, нежели регуляторы непрямого действия. Благодаря своей простой конструкции и высокой надежности регуляторы давления прямого действия широко применяются в газовом хозяйстве.

4.4. Предохранительные клапаны, их назначение, место установки. Схемы клапанов, их настройка, принцип работы

Предохранительные устройства предназначаются для предупреждения повышения давления выше заданной величины и предотвращения движения среды в направлении, обратном заданному. В качестве предохранительной арматуры используются обратные, запорные, сбросные, скоростные клапаны.

Предохранительные запорные клапаны (ПЗК) применяются для автоматического прекращения подачи газа к потребителям в случае изменения его давления в контролируемой точке сверх заданных пределов. Они устанавливаются в ГРП (ГРУ), на газовых разводках, перед горелками газопотребляющих агрегатов.

Точность срабатывания ПЗК должна составлять $\pm 5\%$ заданных контролируемых величин давления для ПЗК, установленных в ГРП, и $\pm 10\%$ для ПЗК в шкафных ГРП (ГРУ). В основном для ГРП (ГРУ) и крупных газопотребляющих агрегатов используются предохранительные запорные клапаны ПКВ (высокого давления) и ПКН (низкого давления) с диаметрами условного прохода 50, 80, 100 и 200 мм. В мембране клапана ПКВ применена более жесткая пружина, что позволяет использовать его на газопроводах высокого давления.

Предохранительно-запорный клапан типа ПКН (ПКВ) (рис. 4.3) состоит из чугунного литого корпуса вентиляного типа, мембранной камеры, надстроечной головки и системы рычагов. Внутри корпуса имеется седло и клапан. Шток клапана входит в соединение с рычагом, один конец которого крепится шарнирно внутри корпуса, а другой с грузом выведен наружу. Для открытия клапана с помощью рычага сначала немного поднимается шток и удерживается в таком положении, при этом открывается отверстие в клапане и перепад давления до и после него уменьшается. Рычаг с грузом вводится в зацепление с анкерным рычагом, который укреплен на корпусе шарнирно. Ударный молоточек также крепится шарнирно и расположен над плечом анкерного рычага. Над корпусом под надстроечной головкой расположена мембранная камера, в которую под мембрану подается газ из рабочего газопровода. На мембране сверху расположен шток с гнездом, в которое одним плечом входит коромысло. Другое плечо коромысла входит в зацепление со штифтом ударного молоточка.

Предохранительные сбросные клапаны срабатывают при повышении рабочего давления до $+15\%$, методом сброса газа в атмосферу. Как один из видов трубопроводной арматуры, клапан предохранительный (рис. 4.4) предназначен для автоматической защиты технологической системы и трубопроводов от недопустимого повышения давления рабочей среды. Различают пружинные и рычажные предохранительные клапаны.

По способу выпуска рабочей среды разделяют клапан предохранительный, работающий без противодавления и сбрасывающий

рабочую среду в атмосферу, и клапан предохранительный с противодавлением, сбрасывающий рабочую среду в трубопровод.

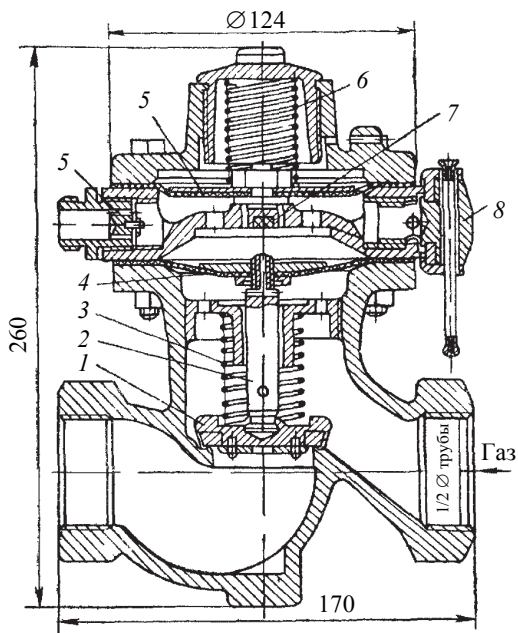


Рис. 4.3. Предохранительно-запорный клапан типа ПКН (ПКВ) [3, с. 82]:

1 — клапан; 2 — исток; 3, 6 — пружины; 4 — мембрана; 5 — резиновое уплотнение; 7 — отверстие; 8 — пусковая пробка

Также клапан предохранительный пружинный может быть оборудован рычагом ручного подрыва для проверки его работоспособности или ручного выпуска рабочей среды.

Клапан предохранительный (клапан сбросной) предназначен для защиты оборудования от недопустимого превышения давления сверх установленного. Клапаны предохранительные применяются на резервуарах, котлах, емкостях, сосудах и трубопроводах для автоматического или ручного сброса давления в атмосферу

или отводящий трубопровод. После снижения давления до нужного предела предохранительный клапан прекращает сброс среды.

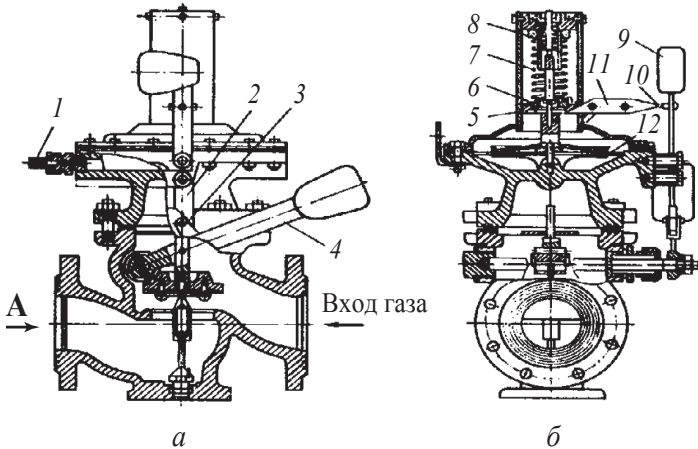


Рис. 4.4. Предохранительно-запорный клапан ПКН [2, с. 214]:
a — продольный разрез; *б* — вид А; 1 — штуцер; 2, 4 — рычаги; 3, 10 — шифты; 5 — гайка; 6 — тарелка; 7, 8 — пружины; 9 — ударник; 11 — коромысло; 12 — мембрана

Предохранительные клапаны предназначены для жидкой и газообразной, химической или нефтяной рабочих сред. Нормы герметичности установлены по ГОСТ 9789–75.

4.5. Контрольно-измерительные приборы. Газовые счетчики и расходомеры, их подбор и расчет

Для учета расхода и количества газа применяются различные измерительные приборы.

Под расходом понимается объем газа, протекающий в газопроводе в каждый момент времени, поэтому расход характеризует скорость протекания газа и выражается в объемных единицах за час времени ($\text{м}^3/\text{ч}$).

Под количеством понимается объем газа, прошедший через газопровод за отрезок времени. Приборы, измеряющие количество газа, называются счетчиками количества, а измеряющие расход газа — расходомерами. Для измерения небольших расходов газа применяют объемные, регистрирующие газовые счетчики, а для измерения значительных расходов — газометры, работающие по принципу измерения скорости проходящего газа.

Счетчики количества газа по принципу действия подразделяются на объемные и скоростные. Рассмотрим устройство и принцип работы наиболее распространенных газовых счетчиков и расходомеров.

Ротационные счетчики типа РГ. Измерение количества газа в счетчиках типа РГ осуществляется при вращении двух роторов за счет разности давления на входе и выходе. Необходимый для вращения роторов перепад давления в счетчике составляет до 300 Па, что позволяет использовать эти счетчики даже на низком давлении.

В зависимости от принятого метода измерения различают:

- расходомеры, действие которых основано на определении расхода по перепаду давления;
- расходомеры, действие которых основано на определении расхода по скорости и напору потока газа (напорные или пневматические трубки).

Наибольшее распространение в ГРП получили расходомеры первого типа. Они применяются для измерения расходов газа с давлением более 0,1 МПа.

Если в одном месте трубы с помощью сужающего устройства уменьшить поперечное сечение, то скорость потока увеличится. Согласно закону сохранения энергии, полная энергия движущегося вещества представляет собой сумму потенциальной и кинетической энергии и является постоянной величиной.

При протекании газа через сужающее устройство происходит частичный переход потенциальной энергии давления в кинетическую энергию скорости. Поэтому в суженном сечении статическое давление будет меньше давления перед сужающим устройством

и после него (см. рис. 4.5). Этот перепад будет тем больше, чем больше скорость или расход протекающего газа, вследствие чего перепад давления служит мерой расхода.

Зависимость между перепадом давления и расходом газа квадратична и выражается следующей формулой:

$$V = k \cdot \sqrt{\Delta P},$$

где V — расход газа, м³; ΔP — перепад давления, Па; k — коэффициент, постоянный для диафрагмы.

Значение коэффициента k зависит от соотношения диаметров отверстия диафрагмы и газопровода, плотности и вязкости газа. Перепад определяется с помощью регистрирующих дифманометров. В комплект установки для измерения расхода газа по перепаду давления входят сужающее устройство, дифференциальный манометр, соединительные трубки и вентили.

Для контроля за работой оборудования и измерения параметров газа в ГРП применяют некоторые контрольно-измерительные приборы (КИП):

- термометры для замера температуры газа;
- показывающие и регистрирующие (самопишущие) манометры для замера давления газа;
- приборы для регистрации перепада давлений на скоростных расходомерах;
- приборы учета расхода газа (газовые счетчики или расходомеры).

Контрольно-измерительные приборы должны периодически подвергаться государственной или ведомственной проверке и постоянно должны быть готовы к выполнению измерений. Их готовность осуществляется метрологическим надзором, который обеспечивает постоянное наблюдение за состоянием, условиями работы и правильностью показаний приборов, периодически проводит проверку и удаление из эксплуатации пришедших в негодность и не прошедших проверки приборов.

Месторасположение контрольно-измерительных приборов должно быть непосредственно у места замера или на специальном

приборном щитке. В случае установки КИП на приборном щитке используют один прибор с переключателями для замера показаний в нескольких точках.

КИП крепятся к газопроводам с помощью стальных труб, импульсные трубки сваривают между собой или соединяют резьбовыми муфтами.

Приведем информацию о наиболее распространенных видах контрольно-измерительных приборов, применяемых в ГРП.

Все необходимые приборы для измерения давления газа делят на:

- жидкостные, в которых измеряемое давление определяется величиной уравнивающего столба жидкости;
- пружинные и мембранные, в которых измеряемое давление определяется величиной деформации упругих элементов (трубчатые пружины, сильфоны, мембраны).

К жидкостным манометрам относятся и дифференциальные манометры, называемые дифманометрами. Применяются в основном для замера избыточных давлений в пределах до 0,1 МПа.

4.6. Фильтры

Для очистки газа от механических примесей, необходимой для предупреждения засорения импульсных трубок, дроссельных отверстий и износа запорных и дросселирующих органов арматуры, в ГРП и ГРУ устанавливают фильтры, в которых фильтрующим элементом является обойма, обтянутая мелкой сеткой. В ГРП с регуляторами на условный проход 50 мм и более применяют сварные фильтры различной конструкции.

Для очистки газа от механических примесей применяют сетчатые и кассетные фильтры, висциновые пылеуловители и др.

Необходимая степень очистки фильтром газового потока обеспечивается при ограниченных скоростях газа, определяемых максимально допустимыми перепадами давления в фильтрующем элементе (кассете, сетке), которое не должно превышать для сетчатых фильтров 5 000, для волосяных 10 000 Па, на новом фильтре,

а также после их очистки или промывки, т. е. на чистой кассете (сетке), соответственно, 2 500 и 5 000 Па.

Для измерения перепада давления на работающем фильтре (засоренности) применяют дифманометры ДТ-5 или ДТ-50, которые имеются в корпусе фильтра.

Фильтры сетчатые. Фильтры типа ФС (рис. 4.5) имеют чугунный корпус типа ФСС — стальной сварной. Фильтрующим элементом служит однослойная плетеная металлическая сетка № 025 (ГОСТ 6613–86*) (ячейка в свету 0,25 мм, диаметр проволоки 0,12 мм).

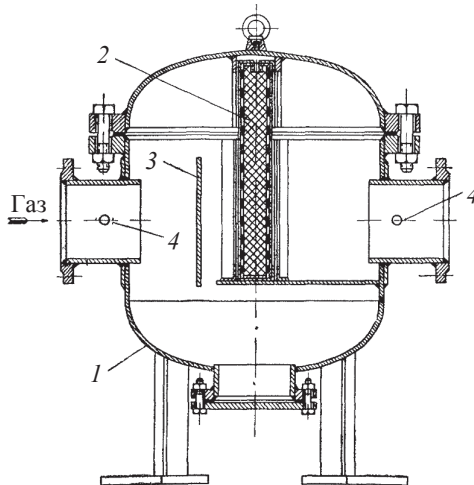


Рис. 4.5. Сварной сетчатый фильтр к регуляторам типа РДБК [2, с. 221] (пояснения в тексте)

Фильтры волосяные (ФВ) (рис. 4.6) имеют чугунный корпус с кольцевым пазом, внутри которого помещается фильтрующая кассета, в которой пространство между торцевыми проволочными сетками заполнено капроновой нитью или спрессованным конским волосом. Набивка пропитывается висциновым маслом. Габаритные размеры ФВ, мм: длина всех типоразмеров 280, высота H для d_y 80 325; d_y 100 348; d_y 200 478.

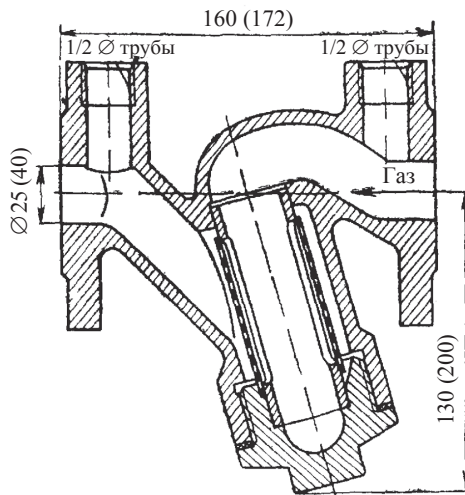


Рис. 4.6. Угловой волосяной фильтр $d_y = 25(40)$ мм [2, с. 220]

Фильтры кассетные сварные (ФГ). Эти фильтры имеют сварной корпус и по сравнению с ФВ значительно большие размеры кассет, а также большую пропускную способность. В описываемом фильтре установлен отбойный лист, который обеспечивает предварительную очистку газового потока от твердых частиц крупных размеров, которые, ударившись о лист, теряют скорость и падают на дно корпуса. Более мелкие фракции задерживаются в кассете.

В сварном стальном корпусе 1 фильтра (см. рис. 4.5) размещена сетчатая кассета 2, набитая конским волосом, смоченным в висциновом масле. Для защиты кассеты от прямого потока взвешенных частиц перед ней размещается отбойный лист 3. На патрубках для входа и выхода газа имеются штуцеры 4 для замера перепада давления до и после фильтра с целью определения степени загрязнения фильтра. Перепад давления в волосяных фильтрах подобного типа не должен превышать 10 000 Па. Из этого и исходят при подборе типа-размера фильтра при заданном давлении газа.

В ГРП большей производительности применяют стальные висциновые фильтры с кольцами Рашига.

Раздел 5
СНАБЖЕНИЕ
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СЖИЖЕННЫМИ
УГЛЕВОДОРОДНЫМИ ГАЗАМИ

**5.1. Свойства сжиженных углеводородных газов,
основные особенности.**

Охлаждающее действие газов

Сжиженные углеводородные газы (СУГ) (англ. Liquefiedpetroleumgas (LPG)) — смесь сжиженных газов под давлением легких углеводородов с температурой кипения от -50 до 0 °С. Предназначены для применения в качестве топлива. Состав может существенно различаться, основные компоненты: пропан, бутан, пропилен, изобутан, изобутилен, *n*-бутан и бутилен.

Сырьем для получения СУГ являются в основном нефтяные попутные газы, газоконденсатных месторождений и газы, получаемые в процессе переработки нефти. Транспортируются и хранятся в баллонах и газгольдерах. Применяются для приготовления пищи, кипячения воды, отопления, используются в зажигалках, в качестве топлива на автотранспорте.

В сосудах (цистернах, резервуарах, баллонах) для хранения и транспортировки СУГ одновременно находятся в двух фазах: жидкой и парообразной, причем 85 % от объема сосуда занимает жидкая фаза, 15 % — паровая. СУГ хранят, транспортируют в жидком виде под давлением, которое создается собственными парами газа. Это свойство делает СУГ удобными источниками снабжения топливом коммунально-бытовых и промышленных потребителей, так как сжиженный газ при хранении и транспортировке в виде жидкости занимает в сотни раз меньший объем, чем газ в естественном (газообразном или парообразном) состоянии,

а распределяется по газопроводам и используется (сжигается) в газообразном виде.

Среди обычно применяемых топлив сжиженные углеводородные газы единственные в своем роде топлива, которые при определенном давлении и температуре могут транспортироваться и храниться в жидком виде. Однако при нормальном давлении и сравнительно низких температурах эти смеси испаряются и используются как газы. Переход сжиженных углеводородных газов в газообразное или жидкое состояние зависит от трех факторов — давления, температуры и объема.

Основные характеристики сжиженных углеводородных газов

Жидкие углеводороды, входящие в состав сжиженных газов, характеризуются высоким объемным коэффициентом расширения, значительно превышающим коэффициент расширения бензина, керосина и воды, малой плотностью, значительной упругостью паров, возрастающим повышением температуры жидкости.

Газообразные углеводороды, входящие в состав сжиженных газов, характеризуются различной плотностью, которая может быть меньше и больше плотности воздуха, медленной диффузией в атмосферу, особенно при отсутствии ветра, невысокой температурой воспламенения, низкими пределами взрываемости в воздухе, возможностью образования конденсата при снижении температуры до точки росы или при повышении давления.

Сжиженные газы пожаро- и взрывоопасны, малотоксичны, имеют специфический характерный запах, по степени воздействия на организм относятся к веществам IV класса опасности (ГОСТ 12.1.007).

Сжиженные газы образуют с воздухом взрывоопасные смеси при концентрации паров пропана от 2,3 до 9,5 %, нормального бутана — от 1,8 до 9,1 % (по объему), при давлении 0,1 МПа (1 атм) и температуре 15÷20 °С. Температура самовоспламенения пропана в воздухе составляет 470 °С, нормального бутана — 405 °С. Предельно допустимая концентрация в воздухе рабочей

зоны (в пересчете на углерод) предельных углеводородов (пропан, нормальный бутан) — 300 мг/м³, непредельных углеводородов (пропилен, бутилен) — 100 мг/м³.

Сжиженные газы, попадая на тело человека, вызывают обморожение, напоминая ожог. Пары сжиженного газа тяжелее воздуха и могут скапливаться в низких непроветриваемых местах.

Для обеспечения безопасности при использовании сжиженного газа, а также правильного обращения с этим продуктом необходимо учитывать основные свойства этого газа и специальные требования. Технологические параметры сжиженного газа приведены в таблице.

Технологические параметры сжиженных углеводородных газов

Технологические параметры СУГ	Пропан C ₃ H ₈	Бутан C ₄ H ₁₀
Плотность жидкой фазы при 20 °С, кг/л	0,498	0,578
Плотность газа при 15 °С, кг/м ³	2,019	2,590
Специфический объем газа (воздух = 1)	1,562	2,091
Момент кипения, °С	-42,1	-0,5
Объем газа, который испарится из 1 кг жидкой фазы, м ³ : при температуре 0 °С и при давлении 101,325 кПа при температуре 20 °С и при давлении 101,325 кПа	0,496 0,553	0,368 0,395
Теплотворная способность / жидкая фаза, МДж/кг	46,34	47,20
Теплотворная способность / газ, МДж/м ³	97,19	118,23
Октановое число	112	93

Сжиженные углеводородные газы, подаваемые в населенные пункты, должны соответствовать требованиям ГОСТ 20448–90. Для коммунально-бытового потребления и промышленных целей стандартом предусматривается выпуск и реализация СУГ следующих марок:

- ПТ — пропан технический;
- СПБТ — смесь пропана и бутана техническая;

- БТ — бутан технический;
- СПБТЗ — смесь пропана и бутана технических зимняя;
- СПБТЛ — смесь пропана и бутана технических летняя.

Потребление сжиженных углеводородных газов

Сжиженный природный газ и сжиженный пропан-бутан используются для тех же целей, что и магистральный природный газ:

- получение электрической и тепловой энергии в установках локальной энергетики;
- газификация населенных пунктов и промышленных объектов;
- применение в качестве моторного топлива;
- использование как сырья для химической промышленности.

Благодаря «двойственной» природе, с одной стороны, сжиженные газы имеют преимущества жидкости при транспортировке и хранении (легкая транспортабельность, малый занимаемый объем, возможность применения более тонкостенных сосудов, сравнительно простой арматуры и т. д.), а с другой стороны, находясь в газообразном состоянии, они приобретают преимущества, свойственные газам при их распределении по сетям и сжигании.

5.2. Хранение и транспортировка сжиженных углеводородных газов

Для газоснабжения потребителей служит технологическое устройство, включающее резервуары СУГ, трубопроводы жидкой и паровой фазы, испарители, регулирующую и запорную арматуру, контрольно-измерительные приборы, а именно: газовые шаровые краны фланцевые (ГШК), клапаны обратные, клапаны скоростные, запорные угловые вентили, предохранительные клапаны с запорным устройством, предпочтение отдается клапанам фирмы «Rego», но возможны и иные вариации, уровнемер, кран трехходовой под манометр и сам манометр, а также муфты и заглушки.

Резервуарные установки предназначены для приема сжиженных углеводородных газов (пропана, бутана и их смесей) автомобильным транспортом, их хранения, регазификации, редуцирования и выдачи в автономную газораспределительную сеть в виде паровой фазы необходимого потребителям давления или для выдачи СУГ к испарительным установкам и регуляторам давления. Для хранения СУГ используются резервуары, иногда называемые газгольдерами, которые можно классифицировать на надземные и подземные, одностенные и двустенные.

Головки резервуарных установок всех моделей обеспечивают непосредственную коммутацию со сливными рукавами автоцистерн СУГ без использования отдельных сливных колонок.

С газобензиновых или нефтеперерабатывающих заводов газ в жидком виде доставляется на газонаполнительные станции или кустовые базы. На газонаполнительных станциях осуществляется прием СУГ, перелив их в резервуары и наполнение баллонов и автоцистерн. В автоцистернах газ доставляют к резервуарным установкам зданий промышленных и сельскохозяйственных потребителей, а также на автозаправочные станции, в баллонах — непосредственно потребителям. Для транспортировки газа на большие расстояния используют железнодорожные цистерны. Эти цистерны должны обладать достаточной прочностью, чтобы выдержать давление паров легкокипящих углеводородов при максимальной температуре окружающей среды. При этом чем больше в смеси пропана (легко кипящий компонент), тем более высокое давление возможно в резервуарах. С увеличением содержания бутана это давление снижается. Поэтому при транспортировке пропана железнодорожные цистерны рассчитывают на рабочее давление 2 МПа, а при транспортировании бутана — 0,8 МПа. Вместимость цистерн $51 \div 60 \text{ м}^3$. Железнодорожные цистерны оборудуют устройствами для налива и слива жидкости, приспособлениями для измерения количества жидкости и предохранительными клапанами. Арматуру устанавливают на крышке люка и закрывают колпаком. От воздействия солнечных лучей цистерны защищают кожухом, окрашенным светлой краской.

Для приема, перелива, хранения и наполнения резервуаров и баллонов на газонаполнительных станциях имеются следующие цеха и отделения: сливная эстакада с железнодорожной веткой; хранилище из стальных резервуаров; насосно-компрессорный цех для слива газа из железнодорожных цистерн в хранилища и подачи газа для наполнения автоцистерн и баллонов; цех для наполнения баллонов и слива из них неиспарившихся остатков; колонки для наполнения автоцистерн; коммуникации жидкой и паровой фаз. Кроме того, газонаполнительные станции имеют систему энергоснабжения, водопровод, канализацию, ремонтные мастерские, гараж и котельную. Станции размещаются вне населенных пунктов с подветренной стороны розы ветров (господствующих ветров).

На газонаполнительных станциях СУГ из железнодорожных цистерн сливают в хранилища, которые могут состоять из наземных и подземных стальных резервуаров. При этом резервуары располагаются группами в местах с пониженными отметками территории станции. Расстояние между резервуарами должно составлять не менее 2 м. При суммарной вместимости хранилища до 2 000 м³ объем резервуаров в каждой группе должен составлять не более 1 000 м³, а при вместимости хранилища до 8 000 м³ — не более 2 000 м³.

Наибольшее распространение на газонаполнительных станциях получил насосно-компрессорный способ слива газа. Компрессоры отбирают пары сжиженного газа из емкости и нагнетают их в цистерну. Сжиженный газ из хранилищ подается насосом для заполнения автоцистерн и баллонов. Для доставки сжиженного газа в резервуарные установки различных потребителей используют автоцистерны (рис. 5.1).

При установке на автоцистернах насосов с приводом от двигателя автомобиля они могут использоваться для наполнения баллонов непосредственно на пунктах обмена баллонов.

Наиболее распространенными и простейшими сосудами, предназначенными для транспортирования и хранения СУГ, являются баллоны вместимостью до 100 л.

Сосуды от 100 до 500 л называются бочками, а свыше 500 л — резервуарами.



Рис. 5.1. Автоцистерна для перевозки сжиженных углеводородных газов

Баллон имеет сварной корпус из спокойной мартеновской стали толщиной $2\div 4$ мм с двумя сферическими днищами, башмак для установки в вертикальное положение, горловины в верхнем днище для установки вентиля и защитный колпак. На баллонах вместимостью 5, 12 и 27 л колпак заменен защитным воротником, одновременно являющимся транспортной ручкой и обеспечивающим многоярусное хранение баллонов. Баллоны вместимостью 50 и 80 л вместо воротника снабжены защитным колпаком.

На корпусе баллона (рис. 5.2) или на закрепленной металлической пластине выбиваются следующие паспортные данные: товарный знак предприятия-изготовителя; тип; номер; дата изготовления и следующего испытания; вместимость (л); масса пустого баллона с газом; клеймо технического контроля; номер стандарта; отпускная цена.

При наполнении баллонов СУГ придерживаются нормы $0,425$ кг на 1 л объема. Переполнение баллонов сжиженным газом недопустимо, так как возможен разрыв баллонов.

Перевозить баллоны можно в горизонтальном (специальные автомашины, см. рис. 5.1) и вертикальном (бортовые автомашины) положении. Наполненные и перевозимые в открытом транспорте баллоны защищают от действия солнечных лучей. Во время погрузки баллонов на автомобиль его двигатель должен быть в нерабочем состоянии. Во время погрузочно-разгрузочных работ нельзя допускать падения или ударов баллонов и снимать баллоны колпаком вниз.

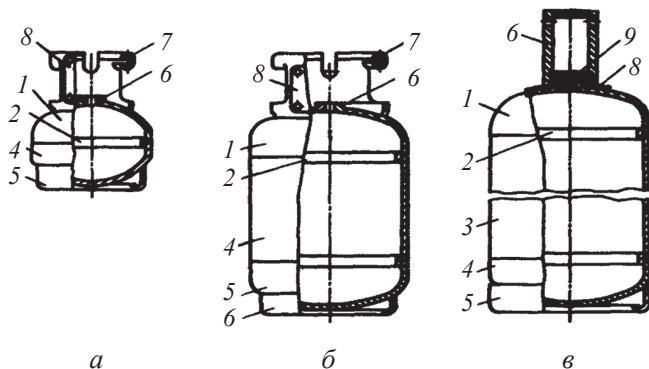


Рис. 5.2. Баллоны для сжиженных газов [2, с. 417]:

а — тип 1; *б* — тип 2; *в* — тип 3; 1 — верхнее днище; 2 — подкладное кольцо; 3 — обечайка; 4 — нижнее днище; 5 — башмак; 6 — горловина; 7 — воротник; 8 — паспортная таблица; 9 — колпак

5.3. Индивидуальные и групповые баллонные установки

Баллонные установки применяют для снабжения сжиженным газом отдельных потребителей. Индивидуальные баллонные установки состоят из одного или двух баллонов; регулятора, снижающего давление паров сжиженного газа до 3÷4 кПа; предохранительных клапанов; запорных вентилей и соединительных трубопроводов.

Баллонные установки можно размещать внутри зданий и снаружи. Установки с одним баллоном располагают в помещении, где потребляется газ, на расстоянии не менее 0,5 м от плиты, радиаторов отопления или печи.

Достоинство установки баллона в помещении — простота монтажа и высокая производительность, так как баллон в любое время года имеет температуру около 20 °С, что способствует интенсивному испарению СУГ.

Баллонные установки, располагаемые вне помещения, имеют два баллона, помещаемых в металлическом шкафу. При эксплуатации газ отбирается из одного баллона, а второй является резервным. В шкафу монтируется также регулятор давления. Регулятор присоединяется к вентилю баллона медными, латунными или резинотканевыми трубками с накидными гайками. Достоинство установки баллонов вне здания — высокая степень безопасности при эксплуатации, а недостаток — малая интенсивность испарения СУГ в зимнее время.

К групповым баллонным установкам относятся четырех-, шести- и восьмибаллонные установки, предназначенные для газоснабжения многоквартирных жилых домов и коммунально-бытовых объектов с расходом газа до 7 м³/ч.

На рис. 5.3 показана групповая баллонная установка из шести баллонов, расположенных в секционном металлическом шкафу.

Металлические шкафы с баллонами могут размещаться на фундаментах у кирпичных и деревянных стен при суммарной вместимости баллонов до 600 л или на отдельно стоящих фундаментах на расстоянии 8÷15 м от зданий при суммарной вместимости до 1 000 л.

Для повышения эффективности естественной регазификации сжиженных газов в зимних условиях допускается размещать групповые баллонные установки в специальном отапливаемом здании или пристройке к стене здания. Эти здания и пристройки должны обеспечивать не менее чем пятикратный воздухообмен в час с удалением воздуха из верхней и нижней зон помещения.

5.4. Резервуары для хранения и транспортировки сжиженных углеводородных газов

Групповые резервуарные установки, состоящие из двух и более резервуаров, применяются для газоснабжения многоэтажных домов, коммунально-бытовых, промышленных и сельскохозяйственных предприятий.

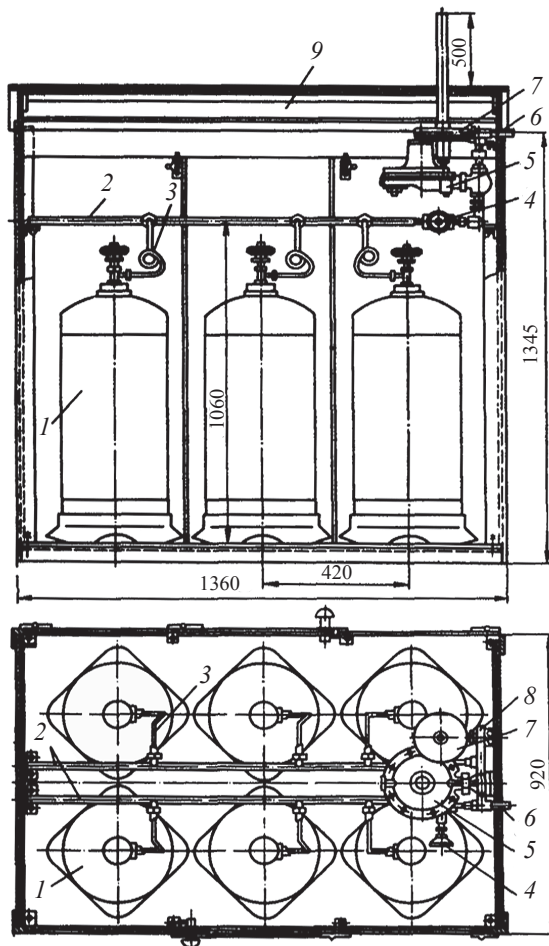


Рис. 5.3. Групповая баллонная установка
в металлическом шкафу [2, с. 420]:

1 — баллоны; 2 — газовые коллекторы высокого давления; 3 — соединительные трубки; 4 — вентиль газового коллектора высокого давления; 5 — регулятор давления; 6 — патрубок газопровода низкого давления; 7 — предохранительный клапан; 8 — газопровод к предохранительному клапану; 9 — металлический шкаф

Для газоснабжения жилых домов применяют групповые установки с подземными резервуарами суммарной вместимостью до 50 м³. В комплект групповой резервуарной установки входят: резервуары; трубопроводы; обвязки резервуаров; расходно-редукционные головки.

Установки размещают на свободных от застройки площадях, где имеются подъезды для автоцистерн.

Наибольшее распространение получили горизонтальные цилиндрические резервуары вместимостью 2,5 и 5,0 м³. В верхней части резервуара имеется вертикальная цилиндрическая горловина, закрытая крышкой, на которой смонтирована вся необходимая арматура, обеспечивающая слив и отбор сжиженного газа.

Групповые резервуарные установки используются на объектах газового хозяйства, автомобильных газозаправочных станциях (АГЗС), газонаполнительных пунктах (ГНП), при автономной газификации малых производственных объектов, коттеджей, загородных домов. Так, например, газоснабжение коттеджного поселка от единого газового хранилища СУГ экономически выгодно проводить при количестве газифицируемых домов от 15 и больше. В этом случае стоимость газоснабжения каждого дома будет обходиться примерно в два раза дешевле индивидуальной газификации.

Емкости для сжиженных углеводородных газов поставляются со штуцерами, без оборудования, состав штуцеров и их расположение могут быть изменены в соответствии с требованиями заказчика: рабочая температура — $-40 \div +45$ °С; рабочее давление — 16 кг/см²; объемы емкостей — 2,7; 4,8; 6,4; 9,1; 10; 20 м³.

5.5. Газонаполнительные станции сжиженного газа

Газонаполнительные станции (ГНС) — сложные технические комплексы, выполненные в соответствии с жесткими нормативами безопасности. Современные ГНС отличаются

высоким уровнем автоматизации, позволяющим механизировать большинство ключевых операций.

Газонаполнительная станция выполняет ряд функций. Во-первых, она является базой приема и хранения сжиженных углеводородных газов. Топливо поступает на станцию железнодорожным, водным или автомобильным транспортом, а также по газопроводам с предприятий, где производят эти газы. Чаще всего прием СУГ осуществляется с привязкой к железнодорожным магистралям, для этого оборудуется двухпутный тупик с эстакадой, на которой монтируются сливные устройства.

Далее сжиженный газ транспортируется в резервуары хранения, объем которых регламентируется как нормативными документами (например, максимальный суммарный объем хранилищ не должен превышать 8000 м³), так и объемами реализации продукта. У большинства станций запас газа не превышает 300÷600 т, а годовая производительность — до 24 тыс. т. Газораздаточные станции, имеющие емкость резервуарного парка до нескольких тысяч тонн и производительность 25, 50 и 100 тыс. т/год, называются **кустовыми базами**.

Вторая функция ГНС — отпуск продукта конечному потребителю. Это может быть заполнение больших партий бытовых газовых баллонов или заправка автомобильных цистерн-газовозов. На газораздаточных станциях и кустовых базах осуществляются следующие работы:

- прием сжиженного газа от поставщика;
- слив сжиженного газа в собственные хранилища;
- хранение сжиженных газов в надземных, подземных или изотермических резервуарах, в баллонах и подземных пустотах (соляных и др.);
- слив неиспарившихся остатков из баллонов и сжиженных газов из баллонов, имеющих какие-либо неисправности;
- розлив сжиженных газов в баллоны, передвижные резервуары, автоцистерны, бочки;
- прием пустых и выдача наполненных баллонов;

- транспортировка сжиженного газа по внутренней сети трубопроводов и в баллонах;
- ремонт баллонов и их переосвидетельствование;
- технологическое обслуживание и ремонт оборудования на станции.

Применение СУГ на ГНС осуществляется следующими способами:

- за счет разности уровней, т. е. за счет использования гидростатического напора;
- с помощью насосов;
- путем создания избыточного давления в опорожняемом резервуаре с помощью компрессора, отсасывающего паровую фазу из заполняемого резервуара;
- с помощью подогрева верхнего слоя жидкости в опорожняемом резервуаре.

По периметру станция ограждается несплошным железобетонным забором высотой 2,4 м, а производственная зона от вспомогательной — легкой оградой высотой 1,2 м. Также допускается устройство изгороди из насаждений кустарника. Подъезды и подходы к сооружениям асфальтируются, а остальные участки озеленяются.

ГНС располагаются в основном вне жилых территорий населенных пунктов. В случае, когда этого избежать невозможно, предпочтение отдается малонаселенным районам с учетом направления ветров. По периметру ограждений, ограничивающих территорию ГНС, должна быть оставлена свободная полоса шириной не менее 10 м. За пределами этой полосы в охранной зоне, величина которой устанавливается в зависимости от вида и объема хранилищ, допускается разведение огородов и садов, посадка деревьев листовых пород, а также размещение открытых (без навесов) складов негорюемых материалов. ГНС должна иметь прямое соединение с основными путями транспортировки баллонов.

Внутреннее устройство ГНС. Как уже говорилось ранее, газонаполнительные станции представляют собой сложный технологический комплекс. Одна из тенденций построения

современных ГНС — модульный принцип, согласно которому весь комплекс состоит из отдельных относительно автономных узлов, легко заменяемых или модернизируемых в зависимости от изменения производственных задач.

В состав современной ГНС входят следующие технологические участки:

- участок наполнения баллонов в различных исполнениях;
- узел транспортировки баллонов;
- участок контроля;
- склад хранения;
- насосно-компрессорный участок, обеспечивающий транспорт газа внутри ГНС.

5.6. Регазификация. Испарительные установки

Для сжигания сжиженных газов их переводят в газообразное состояние, т. е. регазифицируют (испаряют). В процессе регазификации необходимо затратить теплоту на испарение сжиженных газов. Количество этой теплоты определяется величиной скрытой теплоты парообразования, зависящей от состава газа и температуры, при которой происходит испарение. С увеличением температуры или давления величина скрытой теплоты парообразования уменьшается.

Р е г а з и ф и к а ц и я — процесс перехода жидкой фазы СУГ в газообразную и наоборот.

В летнее время, когда расход газа уменьшается и температуры окружающей среды положительны, применяется естественная регазификация без использования каких-либо дополнительных средств нагрева жидкой фазы, при этом соотношение бутана и пропана 60 и 40 % соответственно.

В зимнее время температуры отрицательны. При расположении групповых баллонов вне помещения используется искусственная регазификация, при этом соотношение бутана и пропана — 40 и 60 % соответственно.

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 извлечение тяжелых остатков (жидкого бутана);
- обеспечивается полное сгорание бутановой фракции.

Регазификация в обычных условиях в подземном резервуаре или в баллоне с естественным притоком теплоты из окружающей среды наиболее легко осуществима. Вместе с тем при низких температурах окружающей среды такое испарение малопродуктивно и при многокомпонентной смеси сжиженных газов не обеспечивает стабильного состава. Если в какой-либо емкости будет находиться смесь пропана и бутана, то в начале отбора паровой фазы процентное содержание в ней пропана будет больше содержания его в жидкости. По мере испарения жидкости содержание пропана будет уменьшаться, а процентное содержание бутана — увеличиваться. Процентное содержание бутана будет увеличиваться и в отбираемой паровой фазе. Такое изменение состава паровой и жидкой фаз приводит к постепенному повышению теплоты сгорания и плотности паров, что влияет на устойчивость работы горелок приборов.

С момента отбора паровой фазы из емкости давление в паровом пространстве понижается и для восстановления давления насыщенных паров часть жидкости испаряется. На это испарение расходуется теплота, которая заимствуется из самой жидкости и стенок емкости. Вследствие этого происходит постепенное понижение температуры, что создает температурный перепад, обеспечивающий приток теплоты из окружающей среды. В дальнейшем температурный перепад постоянен и на испарение жидкости расходуется в основном теплота, поступающая из окружающего пространства. При циклическом отборе паров из емкости за счет аккумуляции теплоты самой жидкостью и стенками резервуара можно испарить больше газа, чем при непрерывном расходе газа.

При отсутствии потребления газа (ночью) происходит накопление теплоты жидкостью и стенками сосуда, а при отборе газа (днем) эта теплота, а также теплота, добавляющаяся из окружающего пространства, используется для испарения жидкости. Естественная регазификация сжиженных газов в закрытых сосудах зависит от состава смеси углеводородов, температуры и влажности окружающего пространства, скрытой теплоты парообразования смеси и других факторов.

Резервуарные установки сжиженного газа с естественным испарением имеют следующие недостатки:

1. Переменная производительность установок и резкое снижение ее при снижении температуры окружающей среды.

2. Переменная теплота сгорания поступающей к потребителю паровой фазы. Это является следствием того, что вначале испаряются легкокипящие компоненты, а затем — высококипящие с более высокой теплотой сгорания (в основном бутаны). Данное явление вызывает перебои в газоснабжении при использовании сжиженного газа с повышенным содержанием бутанов в холодное время года.

3. Большие капиталовложения и габариты установок, особенно при высокой производительности по паровой фазе. В связи с ростом производства бутановых фракций, расширением объемов газификации городов и сельских районов особую актуальность приобретают вопросы применения испарителей для искусственного испарения сжиженного газа.

По принципу регазификации испарители подразделяют на емкостные, проточные и комбинированные.

При работе по емкостной схеме (рис. 5.4) пары сжиженного газа отбирают из парового пространства резервуара. В этом случае в начальный период потребления идет отбор паровой фазы с большим содержанием пропановых фракций, а в конце отбора в паровой фазе содержится в основном бутан.

На рис. 5.4 показана принципиальная схема искусственной регазификации с испарителем производительностью 100 кг/ч. Испаритель 1 представляет собой баллон высотой 905 мм и диа-

метром 309 мм, в который вмонтирован змеевик 2 для горячей воды из труб диаметром 27 мм. Внутри баллона имеются клапан 4 и поплавок 3. При закрытых вентилях 11 и 7 и открытых вентилях 10 и 8 установка работает как обычная естественная регазификационная. При открытых вентилях 7, 8 и 11 и закрытом вентиле 10 установка работает через испаритель.

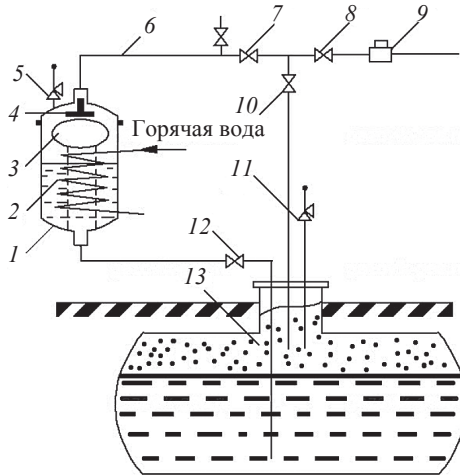


Рис. 5.4. Емкостная испарительная установка [3, с. 307]
(пояснения в тексте)

Принцип работы установки заключается в следующем. Из емкости 13 сжиженный газ под давлением собственных паров поступает в испаритель. Соприкасаясь со змеевиком, по которому протекает горячая вода с температурой 80 °С, сжиженный газ начинает интенсивно испаряться и по трубопроводу 6 поступать к потребителю через регулятор 9. По мере увеличения отбора паров из испарителя давление в нем уменьшается и уровень жидкости повышается, смачивая большую поверхность змеевика. Таким образом, испарение возрастает соответственно увеличивающемуся отбору газа. При уменьшении расхода паров из испарителя давление в нем увеличивается, уровень жидкости понижается, а производительность испарителя уменьшается.

При прекращении подачи горячей воды или чрезмерном расходе газа давление в испарителе понижается и уровень жидкости резко повышается. В этом случае во избежание поступления жидкости в газопровод 6 поплавков 3 поднимается и закрывает клапан 4. Предохранительные клапаны 5 и 12 служат для исключения недопустимого повышения давления в испарителе и резервуаре.

Достоинства емкостных испарителей:

- простота конструкции;
- отсутствие вероятности попадания низкой фазы пропан-бутана в распределительные газопроводы;
- возможность работы на сжиженном газе любой марки.

К недостаткам емкостных испарителей относится следующее: генерирование в этих испарителях паров с переменным соотношением легких и тяжелых фракций определяет неудовлетворительный режим работы газовых приборов вследствие сжигания газа с переменной теплотой сгорания.

В испарителях проточного типа сжиженный газ отбирается из резервуара в жидкой фазе и испаряется отдельно в выносном теплообменнике, это обеспечивает неизменный фракционный состав как паровой, так и жидкой фазы, что улучшает работу газогорелочных устройств и позволяет прокладывать газопроводы на обычной глубине. Недостаток проточной системы — невозможность работы на техническом бутане, так как упругость паров в резервуаре недостаточна для подачи жидкой фазы в испаритель, расположенный выше уровня земли.

В комбинированной схеме регазификации часть паров из проточного испарителя поступает к потребителю, а часть возвращается в резервуар для поддержания необходимой величины упругости паров. В данном случае сочетаются положительные качества емкостной и проточной схем.

По виду теплоносителя испарители подразделяют на электрические, огневые, испарители с теплоносителем в виде горячей воды или водяного пара.

По способу контакта теплоносителя со сжиженным газом огневые и электрические испарители подразделяют на испарители прямого обогрева, испарители с промежуточным теплоносителем.

Раздел 6

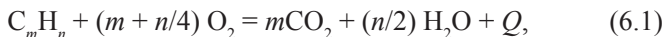
ГОРЕНИЕ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

6.1. Реакции горения газа. Стехиометрические соотношения. Коэффициент избытка воздуха

Горение — быстропротекающая химическая реакция соединения горючих компонентов с кислородом, сопровождающаяся интенсивным выделением теплоты и резким повышением температуры продуктов сгорания. Реакции горения описываются так называемыми стехиометрическими уравнениями, характеризующими качественно и количественно вступающие в реакцию и образующиеся в результате ее вещества (стехиометрический состав горючей смеси (от греч. *stoicheion* — основа, элемент и греч. *metreo* — измеряю) — это смесь, в которой окислителя ровно столько, сколько необходимо для полного окисления топлива).

Высокотемпературное горение углеводородов имеет весьма сложный характер и связано с образованием активных частиц в виде атомов и радикалов, а также промежуточных молекулярных соединений, поэтому для описания процесса горения как химической реакции используют общее уравнение реакции горения углеводородов.

Общее уравнение реакции горения любого углеводорода следующее:



где m , n — число атомов углерода и водорода в молекуле; Q — тепловой эффект реакции, или теплота сгорания. Тепловой эффект (теплота сгорания) Q — количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании 1 кмоль, 1 кг или 1 м³ газа при нормальных физических условиях. Различают высшую Q_v и низшую Q_n теплоту

сгорания: высшая теплота сгорания включает в себя теплоту конденсации водяных паров в процессе горения (в реальности при сжигании газа водяные пары не конденсируются, а удаляются вместе с другими продуктами сгорания). Обычно технические расчеты ведут по низшей теплоте сгорания, без учета теплоты конденсации водяных паров (около 2400 кДж/кг).

Температура самовоспламенения

Для инициирования реакций горения нужны условия воспламенения смеси топлива с окислителем. Воспламенение может быть самопроизвольным и вынужденным (зажигание).

Температура самовоспламенения — минимальная температура, при которой в нагретой газовой смеси начинается самопроизвольный (т. е. без внешнего подвода теплоты) процесс горения за счет выделения теплоты горящими частицами газа.

Температура самовоспламенения не является фиксированной для данного газа и зависит от многих параметров: его содержания в газовой смеси, степени однородности смеси, формы и размеров сосуда, в котором смесь нагревается, быстроты и способа ее нагрева, каталитического влияния стенок сосуда, давления, под которым находится смесь. Точный учет перечисленных факторов весьма сложен, поэтому на практике, например, при оценке взрывоопасности, пользуются экспериментальными данными.

Пределы воспламеняемости и взрываемости.

Коэффициент избытка воздуха.

Стехиометрические соотношения

Газовоздушные смеси могут воспламеняться (взрываться) только тогда, когда содержание газа в смеси находится в определенных (для каждого газа) пределах. В связи с этим различают нижний и верхний концентрационные пределы воспламеняемости.

Нижний предел соответствует минимальному, а верхний — максимальному количеству газа в смеси, при которых происходит воспламенение (при зажигании) и самопроизвольное (без притока

тепла извне) распространение пламени (самовоспламенение). Эти же пределы соответствуют и условиям взрываемости газозводушных смесей.

Если содержание газа в газозводушной смеси меньше нижнего предела воспламеняемости, такая смесь гореть и взрываться не может, поскольку выделяющейся вблизи источника зажигания теплоты для подогрева смеси до температуры воспламенения недостаточно. Если содержание газа в смеси находится между нижним и верхним пределами воспламеняемости, подожженная смесь воспламеняется и горит как вблизи источника зажигания, так и при удалении его. Такая смесь является взрывоопасной. Чем шире будет диапазон пределов воспламеняемости (называемых также пределами взрываемости) и ниже нижний предел, тем более взрывоопасен газ. И, наконец, если содержание газа в смеси превышает верхний предел воспламеняемости, то количества воздуха в смеси недостаточно для полного сгорания газа.

Существование пределов воспламеняемости вызывается тепловыми потерями при горении. При разбавлении горючей смеси воздухом, кислородом или газом тепловые потери возрастают, скорость распространения пламени уменьшается и горение прекращается после удаления источника зажигания.

Пределы воспламеняемости сложных горючих газов, не содержащих балластных примесей, определяются по правилу аддитивности:

$$L_r = (r_1 + r_2 + \dots + r_n) / (r_1/l_1 + r_2/l_2 + \dots + r_n/l_n), \quad (6.2)$$

где L_r — нижний или верхний предел воспламеняемости сложного газа в газозводушной или газокислородной смеси, об. %; r_1, r_2, \dots, r_n — содержание отдельных компонентов в сложном газе, об. %; $r_1 + r_2 + \dots + r_n = 100$ %; l_1, l_2, \dots, l_n — нижние или верхние пределы воспламеняемости отдельных компонентов в газозводушной смеси.

При наличии в газе балластных примесей пределы воспламеняемости могут быть определены по формуле

$$L_B = L_r [1 + B/(1 - B) \cdot 100] / [100 + L_r B / (1 - B)],$$

где L_B — верхний и нижний пределы воспламеняемости смеси с балластными примесями, об. %; L_r — верхний и нижний пределы воспламеняемости горючей смеси, об. %; B — количество балластных примесей, доли единицы.

При расчетах часто необходимо знать коэффициент избытка воздуха α при разных пределах воспламеняемости, а также давление, возникающее при взрыве газовой смеси. Коэффициент избытка воздуха, соответствующий верхнему или нижнему пределам воспламеняемости, можно определить по формуле

$$\alpha = (100/L - 1) (1/L_r), \quad (6.4)$$

где L_r — теоретический расход воздуха, м³/м³.

Реакции, в которых коэффициент избытка воздуха равен единице, называются стехиометрическими.

6.2. Условия качественного сжигания газа

Для получения максимального КПД теплогенерирующего агрегата основным условием является наиболее полное сжигание газа. Для реализации этих условий необходимо следующее:

1. Чтобы смесь воспламенилась и продолжала гореть, нужны определенные соотношения объемов сжигаемого газа и подаваемого воздуха. Следовательно, для горения газовой смеси необходимо, чтобы количество газа и воздуха в смеси было в определенных пределах.

2. Хорошее перемешивание первичного и вторичного воздуха с газом, которое происходит в плоскости горелки и вне ее.

3. Стабилизация газового пламени для устойчивого горения газовой смеси, т. е. необходимо обеспечить определенное соотношение между скоростью распространения пламени и скоростью поступления газовой смеси к месту ее горения.

6.3. Топливный эквивалент. Условное топливо

В России введены нормативные показатели расхода по следующим видам топливно-энергетических ресурсов (ТЭР): 1) электрическая энергия, кВт · ч; 2) тепловая энергия, Мкал; 3) котельно-печное топливо (КПТ), кг у. т. (килограмм условного топлива).

Котельно-печное топливо, или реальное топливо, включает отдельные виды топлив в различных состояниях:

- твердое топливо (уголь различных месторождений, торф, сланцы, дрова и др.);
- жидкое топливо (сырая нефть, мазут топочный и флотский и др.);
- газ (природный газ, попутный, коксовый и др.).

Для сопоставления расхода различных реальных топлив на выработку единицы тепловой или электрической энергии введено понятие «условное топливо», для которого принята теплотворная способность (низшая теплота сгорания) $Q_n^y = 7000$ ккал/кг = $29,3$ ГДж/т = 293 кДж/кг = $29\,300$ кДж/м³.

Реальные виды топлива переводятся в условное топливо с помощью калорийных тепловых эквивалентов \mathcal{E}_t , которые представляют собой отношение низшей теплоты сгорания (теплотворной способности) нормируемого Q_n^y (кДж/м³) и условного Q_n^y (кДж/м³) вида топлива:

$$\mathcal{E}_t = \frac{Q_n^p}{Q_n^y} = \frac{Q_n^p}{2930}. \quad (6.5)$$

Топливо в том виде, в котором оно сжигается, т. е. поступает в топку, называется рабочим топливом. Перевод количества (расхода) рабочего (натурального) топлива V_n в условное V , т. у. т. ведется по формуле

$$V = \mathcal{E}_t \cdot V_n. \quad (6.6)$$

Примерные тепловые эквиваленты некоторых видов топлива приведены в таблице.

Примерные тепловые эквиваленты некоторых видов топлива

Горючие материалы	Низшая теплота сгорания		Топливный эквивалент
	ккал/кг	кДж/кг	
<i>Твердое топливо</i>			
Дрова смешанные	3 000	12 580	0,43
Торф (30 % влажности)	2 680	11 300	0,38
Каменный уголь марки ПЖ (Донбасс)	6 940	12 460	0,99
Бурый уголь (Подмосковный бассейн)	2 980	29 000	0,43
Антрацит	6 820	28 500	0,97
Сланец	3 000	12 580	0,43
Кокс металлургический	6 400	26 800	0,91
Древесный уголь	6 800	28 400	0,97
<i>Жидкое топливо</i>			
Нефть	1 000	41 868	1,43
Бензин	10 200	4 285	1,46
Мазут	9 740	40 700	1,39
Спирт этиловый	6 400	26 800	0,91
Бензол	9 590	40 100	1,37
Толуол	9 690	9 690	1,38
<i>Горючие газы</i>			
Генераторный газ	1 200	5 030	0,17
Водяной газ	2 400	10 030	0,34
Двойной водяной газ	2 700	11 300	0,39
Коксовый газ	4 300	18 000	0,61
Природный газ	8 500	35 600	1,21
Попутный газ	9 500	39 750	1,36
Сжиженный газ (технический пропан)	22 400	93 750	3,2
Сжиженный газ (технический бутан)	29 100	122 000	4,16

6.4. Скорость распространения пламени

При адиабатическом, т. е. не сопровождающемся тепловыми потерями, сгорании весь запас химической энергии горючей системы переходит в тепловую энергию продуктов реакции. Температура продуктов адиабатического сгорания не зависит от скорости реакций, протекающих в пламени, а лишь от их суммарного теплового эффекта и теплоемкостей конечных продуктов. Эта величина называется адиабатической температурой горения T_r . Она является важной характеристикой горючей среды. У большинства горючих смесей величина T_r лежит в пределах 1 500–3 000 К. Очевидно, что T_r — максимальная температура продуктов реакции в отсутствие внешнего подогрева. Фактическая температура продуктов сгорания может быть только меньше T_r в случае возникновения тепловых потерь.

Согласно тепловой теории горения, разработанной советскими учеными Я. Б. Зельдовичем и Д. А. Франк-Каменецким, распространение пламени происходит путем передачи тепла от продуктов горения к несгоревшей (свежей) смеси. Распределение температур в газовой смеси с учетом тепловыделения от химической реакции и теплопроводности показано на рис. 6.1.

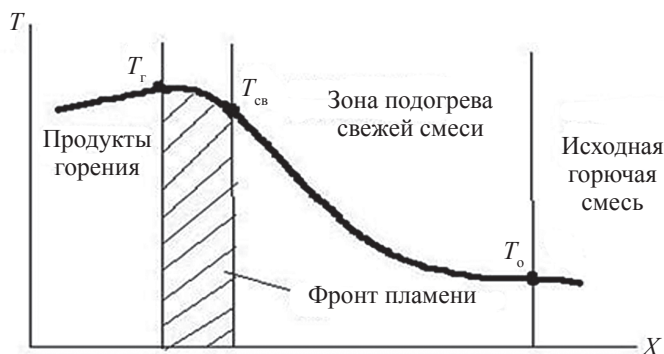


Рис. 6.1. Распределение температур в газовой смеси

Фронт пламени, т. е. зона, в которой происходит реакция горения и интенсивный саморазогрев сгорающего газа, начинается при температуре самовоспламенения $T_{\text{св}}$ и заканчивается при температуре T_r .

Перед распространяющимся вправо фронтом пламени находится свежая смесь, а сзади — продукты горения. Считается, что в зоне подогрева реакция протекает настолько медленно, что выделением тепла пренебрегают.

Процесс теплопередачи при стационарном распространении пламени не приводит к потерям тепла и понижению температуры по сравнению с T_r непосредственно за фронтом пламени. Теплоотвод из каждого сгорающего слоя газа при поджигании соседнего, еще не нагретого, скомпенсирован аналогичным количеством тепла, ранее полученным в поджигающем слое при его собственном поджигании. Дополнительное тепло начального поджигающего импульса заметно не искажает стационарного режима горения, так как его роль все более уменьшается по мере увеличения количества сгоревшего газа.

Продукты сгорания теряют тепло только в результате излучения и при соприкосновении с твердой поверхностью. Если излучение незначительно, такое сгорание оказывается практически адиабатическим. Заметные тепловые потери возможны лишь на определенном расстоянии за фронтом пламени.

Таким образом, инициирование горения газовой смеси в одной точке приводит к нагреву близлежащего слоя, который разогревается путем теплопроводности от продуктов реакции до самовоспламенения. Сгорание этого слоя влечет за собой воспламенение следующего и т. д. до полного выгорания горючей смеси. Отводимое из зоны реакции в свежую смесь тепло полностью компенсируется выделением тепла реакции, и возникает устойчивый фронт пламени. В результате послышного сгорания фронт пламени перемещается по смеси, обеспечивая распространение пламени.

Если свежая смесь движется навстречу фронту пламени со скоростью, равной скорости распространения пламени, то пламя будет неподвижным (стационарным).

К свежей смеси от единицы поверхности пламени в единицу времени путем теплопроводности подводится количество тепла

$$q = \lambda \cdot (T_{\text{л}} - T_0) \cdot \delta, \quad (6.7)$$

где λ — коэффициент теплопроводности; δ — ширина фронта пламени.

Это тепло расходуется на нагрев свежей смеси от начальной температуры T_0 до температуры горения $T_{\text{г}}$:

$$q = U_{\text{пл}} \cdot c\rho(T_{\text{г}} - T_0), \quad (6.8)$$

где c — удельная теплоемкость; ρ — плотность смеси.

С учетом уравнений (6.7) и (6.8) при $U_{\text{пл}} = v_{\text{г}}$ скорость распространения пламени определяется соотношением

$$U_{\text{пл}} = \frac{\lambda}{c\rho\delta} = \frac{a}{\delta}, \quad (6.9)$$

где $a = \frac{\lambda}{\rho\delta}$ — коэффициент температуропроводности.

Поскольку скорость горения очень сильно зависит от температуры, сгорание основной массы газа происходит в зоне, температура которой близка к $T_{\text{г}}$.

Скорость химической реакции определяется уравнением

$$v_{\text{р}} = K_e \cdot e^{-\frac{E}{RT}}. \quad (6.10)$$

Тогда скорость распространения пламени:

$$U_{\text{пл}} = b \cdot \exp\left(-\frac{E}{R \cdot T_{\text{г}}}\right), \quad (6.11)$$

где b — показатель, зависящий от свойств смеси.

Таким образом, пламя не сможет распространяться по горючей смеси, если его температура будет ниже теоретической температуры горения на величину ΔT .

Максимальная скорость распространения пламени наблюдается не при стехиометрическом соотношении горючего и окисли-

теля в смеси, а при избытке горючего. При предварительном подогреве смеси значительно увеличивается скорость распространения пламени в реальных условиях, так как она пропорциональна квадрату начальной температуры смеси.

6.5. Нормальный режим горения и условия, определяющие отрыв и проскок пламени

При большой скорости движения газозвоздушной смеси наблюдается количественное отделение пламени от горелки и ее погасание — **о т р ы в п л а м е н и**.

При уменьшении подачи и скорости газозвоздушной смеси стабильность горения нарушается и пламя начинает втягиваться в горелку за счет создания в ней давления разрежения — **п р о с к о к п л а м е н и**.

При проскоке пламени внутрь горелки возможно неполное сгорание газа с образованием СО, а при отрыве пламени газозвоздушная смесь поступает в окружающую среду, заполняя помещение.

При отрыве пламени наблюдается:

- срыв пламени с горелки и его погасание;
- отрыв от кромки огневого канала, когда пламя достигает нового достаточно устойчивого положения в потоке над горелкой;
- срыв поднятого пламени и его погасание;
- отброс приподнятого факела к кромке огневого канала горелки;
- создание взвешенного пламени при поджигании струи на некотором расстоянии от горелки.

Все эти явления недопустимы, так как приводят к накоплению в окружающей атмосфере или в топке несгоревшего газа.

Отрыв пламени от огневых каналов может происходить и в силу других причин. При неправильном расположении горелки и каналов отвода продуктов сгорания они могут попасть в инжектор горелки и привести к отрыву пламени (за счет снижения скорости распространения пламени в газозвоздушной смеси,

разбавленной инертными газами). Также причиной отрыва может быть высокая скорость вторичного воздуха, сдувающего пламя с огневых каналов.

Недопустим также и проскок пламени внутрь смесителя горелки, обычно сопровождающийся хлопком. Проскок приводит либо к погасанию пламени и выбросу несгоревшей смеси в помещение или топку, либо к горению смеси внутри горелки. Тенденция пламени к проскоку зависит от вида газа, нормальной скорости распространения пламени, содержания первичного воздуха в газозудушной смеси, размеров огневых каналов, температур смеси или стенок каналов. Влияние на проскок пламени оказывают также коэффициент теплопроводности материалов, из которых выполнены огневые каналы, их форма, глубина и качество изготовления, наличие заусениц, обломов краев и т. п.

Стабилизация пламени происходит при помощи специальных устройств.

6.6. Стабилизация газового пламени

Сжигание газа производят непосредственно в газовых горелках. Устойчивое пламя в газовой горелке помогает достигать динамического баланса между готовностью пламени переместиться навстречу движению газозудушной смеси и готовностью потока переместить пламя от устья горелки в топку.

Поддержать устойчивое горение пламени можно, обеспечив определенную пропорцию между скоростью распространения пламени и скоростью поступления газозудушной смеси к месту ее горения. Также устойчивость пламени зависит от соотношения объемов газа и воздуха в газозудушной смеси. Чем больше газа, тем стабильнее будет пламя. При отрыве пламени газозудушная смесь поступает в окружающее пространство, что может привести к взрыву газозудушной смеси. Поэтому обеспечение стабильного горения газа является важнейшим условием его безопасного использования.

Если в горелку попадает не газовоздушная смесь, а чистый газ, пламя ведет себя устойчиво, что можно объяснить тем, что в чистом газе пламя не распространяется и проскок пламени не возникает. При внезапном увеличении скорости выхода газа возможен отрыв пламени.

Устойчивость пламени при сжигании полностью подготовленной газовоздушной смеси получают с помощью специальных устройств (рис. 6.2).

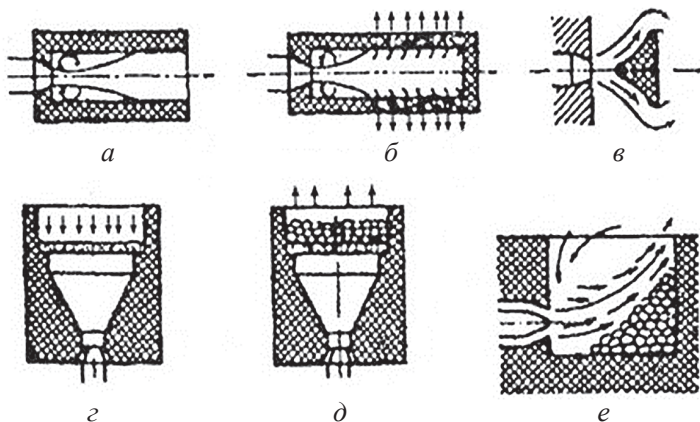


Рис. 6.2. Устройства для стабилизации пламени газа [2, с. 51]:

a — огнеупорный тоннель; *б* — дырчатая горелочная насадка; *в* — рассекающий стабилизатор; *г* — плоская стабилизирующая решетка; *д* — решетка с огнеупорной наброской; *е* — горка из огнеупорного кирпича

К примеру, проскок пламени прекращается при сужении выходного отверстия для газовоздушной смеси, при этом увеличившаяся скорость выхода смеси не позволяет произойти проскоку. Через узкие щели плоской стабилизирующей решетки пламя не распространяется (рис. 6.2, *г*) по причине быстрого охлаждения газовоздушной смеси. При выходном отверстии, выполненном в виде мелкой решетки, предотвращается проскок пламени в горелку. Проскока пламени можно избежать, если охладить

выходное отверстие носика горелки. Скорость распространения пламени в этом месте снижается, и температура смеси становится ниже температуры воспламенения.

Предотвращают отрыв пламени от горелки установкой различных устройств. К примеру, помещают у отверстия горелки небольшую дежурную горелку со стабильным факелом для постоянного поджигания выходящей из горелки газозвоздушной смеси, либо на поду печи выполняют горку из битого огнеупорного кирпича (рис. 6.2, *е*).

Часто горение стабилизируется с помощью огнеупорных тоннелей. Газозвоздушная смесь из кратера горелки попадает в цилиндрический тоннель (рис. 6.2, *а, б*) диаметром в 2–3 раза больше диаметра кратера горелки. Резкое расширение тоннеля вокруг корневой части факела создает разрежение, это вызывает обратное движение части раскаленных продуктов горения. За счет этого температура газозвоздушной смеси в корне факела повышается и обеспечивается устойчивая зона зажигания.

Устойчивость достигается при размещении на выходе из горелки плохо обтекаемого тела — рассекающего стабилизатора (рис. 6.2, *в*).

6.7. Диффузионный, кинетический и смешанный методы сжигания газа

В зависимости от способа образования газозвоздушной смеси существуют следующие методы сжигания газа: диффузионный; кинетический; диффузионно-кинетический (смешанный).

Диффузионно-кинетический метод сжигания газа используется:

- при предварительном неполном смешении газа с воздухом без образования однородной смеси;
- при частичном предварительном смешении газа с воздухом, при котором образуется однородная смесь с недостатком окислителя в начальной смеси.

Диффузионный метод горения заключается в подаче к фронту горения газа под давлением, а воздуха — из окружающего пространства за счет молекулярной или турбулентной диффузии. При этом смешение происходит параллельно с горением, и поэтому скорость самого процесса горения зависит и определяется скоростью смесеобразования.

Происходит процесс горения при контакте между газом и воздухом. К струе газа (рис. 6.3, *a*) диффундирует воздух, а из струи газа в воздух — газ. Процесс горения происходит в фронте горения, тонком поверхностном слое факела, к которому из внутренней части факела поступает газ, а из топки — воздух.

В результате процесса сжигания выделяются продукты сгорания, которые, в свою очередь, осложняют взаимную диффузию газа и воздуха, и горение протекает медленно с образованием частиц сажи. Поэтому диффузионное горение можно охарактеризовать как достаточно длинное и светящееся пламя.

Положительным моментом диффузионного метода сжигания газа является возможность контролировать весь процесс горения в полном объеме. Процессом смесеобразования легко управлять при применении специальных регулировочных устройств. Дроблением струи газа на отдельные факелы, изменением диаметра сопла горелки, регулированием давления газа и т. д. можно регулировать площадь и длину факела.

К преимуществам диффузионного метода сжигания относятся: отсутствие проскока пламени, высокая устойчивость пламени при изменении тепловых нагрузок, равномерность температуры по длине пламени. Также этот метод имеет свои недостатки, а именно: вероятность термического распада углеводородов, низкая интенсивность горения, потребность в больших топочных объемах, вероятность неполного сгорания газа.

При смешанном методе (рис. 6.3, *б*) сжигания горелка обеспечивает предварительное смешение газа только с частью воздуха, необходимого для процесса сгорания газа, а остальная часть воздуха забирается из окружающей среды; в этом случае сгорает сначала часть газа, смешанная с первичным воздухом (зоны 1, 2),

а остальная часть газа, разбавленная продуктами сгорания, сгорает после присоединения кислорода из вторичного воздуха. В результате факел получается более коротким и менее светящимся, чем при диффузионном методе.

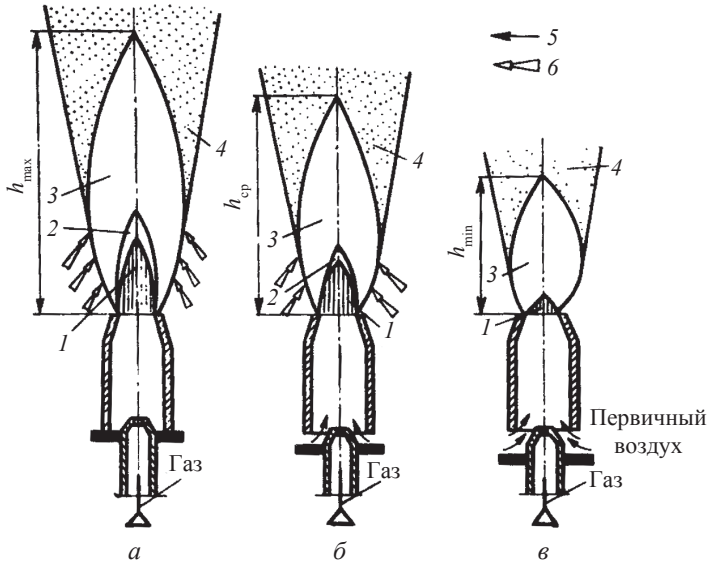


Рис. 6.3. Методы сжигания газа [2, с. 53]:

а — диффузионный; *б* — смешанный; *в* — кинетический; 1 — внутренний конус; 2 — зона первичного горения; 3 — зона основного горения; 4 — продукты сгорания; 5 — первичный воздух; 6 — вторичный воздух

Кинетический метод горения (рис. 6.3, *в*) заключается в подаче к месту горения газовой смеси, которая образуется в горелке полностью. Газовоздушная смесь сгорает в коротком факеле в виде голубого прозрачного конуса. К плюсам данного метода относят малую вероятность химического недожога, небольшую длину пламени, высокую температуру факела. А к минусам — необходимость в стабилизации газового пламени.

Раздел 7

ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ, ИХ ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

7.1. Классификация газовых горелок. Технические характеристики горелок

Газовая горелка — это устройство для смешения кислорода с газообразным топливом с целью подачи смеси к выходному отверстию и сжигания ее с образованием устойчивого факела. В газовой горелке газообразное топливо, подаваемое под давлением, смешивается в смесительном устройстве с воздухом (кислородом воздуха), и образовавшаяся смесь поджигается на выходе из смесительного устройства с образованием устойчивого постоянного пламени.

Газовые горелки обладают широким спектром достоинств. Конструкция газовой горелки очень проста. Ее запуск занимает доли секунды, и работает такая горелка практически безотказно. Газовые горелки используются для отопительных котлов или промышленного применения.

Сегодня существует два основных вида газовых горелок, их разделение ведется в зависимости от используемого метода образования горючей смеси (состоящей из топлива и воздуха). Различают атмосферные (инжекторные) и наддувные (вентиляционные) устройства. В большинстве случаев первый вид является частью котла и входит в его стоимость, второй же вид чаще всего приобретается отдельно. Наддувная газовая горелка в качестве инструмента горения более эффективна, поскольку в ней подача воздуха осуществляется специальным вентилятором (встроенным в горелку).

Назначениями газовых горелок являются:

- подача газа и воздуха к фронту горения;
- смесеобразование;
- стабилизация фронта воспламенения;
- обеспечение требуемой интенсивности горения.

Типы газовых горелок

Диффузионная горелка — горелка, в которой топливо и воздух смешиваются при горении.

Инжекционная горелка — газовая горелка с предварительным смешиванием газа с воздухом, у которой одна из сред, необходимых для горения, подсасывается в камеру горения другой среды (синоним — эжекционная горелка)

Горелка с полным предварительным смешением — горелка, в которой газ смешивается с полным объемом воздуха перед выходными отверстиями.

Горелка с неполным предварительным смешением — горелка, в которой газ не полностью смешивается с воздухом перед выходными отверстиями.

Атмосферная газовая горелка — инжекционная газовая горелка с частичным предварительным смешением газа с воздухом, использующая вторичный воздух среды, окружающей факел.

Горелка специального назначения — горелка, принцип действия и конструкцию которой определяет тип теплового агрегата или особенности технологического процесса.

Рекуперативная горелка — горелка, снабженная рекуператором для подогрева газа или воздуха.

Регенеративная горелка — горелка, снабженная регенератором для подогрева газа или воздуха.

Автоматическая горелка — горелка, оборудованная автоматическими устройствами: дистанционным запальным, контроля пламени, контроля давления топлива и воздуха, запорными клапанами и средствами управления, регулирования и сигнализации.

Турбинная горелка — газовая горелка, в которой энергия вытекающих струй газа используется для привода встроенного вентилятора, нагнетающего воздух в горелку.

Запальная горелка — вспомогательная горелка, служащая для розжига основной горелки.

Наиболее применима на сегодняшний день классификация горелок по способу подачи воздуха, которые делятся на:

- бездутьевые — воздух поступает в топку за счет разрежения в ней;
- инжекционные — воздух засасывается за счет энергии струи газа;
- дутьевые — воздух подается в горелку или топку с помощью вентилятора.

Используют газовые горелки при различных давлениях газа: низком — до 5 000 Па, среднем — от 5 000 Па до 0,3 МПа и высоким — более 0,3 МПа. Чаще используют горелки, работающие на среднем и низком давлении газа.

Большое значение имеет тепловая мощность газовой горелки, которая бывает максимальная, минимальная и номинальная.

При длительной работе горелки, где газа расходуется большее количество без отрыва пламени, достигается максимальная тепловая мощность.

Минимальная тепловая мощность возникает при устойчивой работе горелки и наименьших расходах газа без проскока пламени.

При работе горелки с номинальным, обеспечивающим максимальный КПД при наибольшей полноте сжигания расходом газа достигается номинальная тепловая мощность.

Допускается превышение максимальной тепловой мощности над номинальной не более чем на 20 %. В случае, если номинальная тепловая мощность горелки по паспорту 10 000 кДж/ч, максимальная должна быть 12 000 кДж/ч.

Еще одной важной особенностью газовых горелок является диапазон регулирования тепловой мощности.

На сегодня используется большое количество горелок различной конструкции.

Выбирается горелка по определенным требованиям, к которым относятся: устойчивость при изменениях тепловой мощности, надежность в эксплуатации, компактность, удобство при обслуживании, обеспечение полноты сгорания газа.

Основные параметры и характеристики используемых газогорелочных устройств:

- тепловая мощность, вычисляемая как произведение часового расхода газа, $\text{м}^3/\text{ч}$, на его низшую теплоту сгорания, $\text{Дж}/\text{м}^3$, и являющаяся главной характеристикой горелки;
- параметры сжигаемого газа (низшая теплота сгорания, плотность, число Воббе);
- номинальная тепловая мощность, равная максимально достигаемой мощности при длительной работе горелки с минимальным коэффициентом избытка воздуха и при условии, что химический недожог не превышает установленных для данного типа горелок значений;
- номинальное давление газа и воздуха, соответствующее номинальной тепловой мощности горелки при атмосферном давлении в топочной камере;
- номинальная относительная длина факела, равная расстоянию по оси факела от выходного сечения (сопла) горелки при номинальной тепловой мощности до точки, где содержание углекислого газа при $\alpha = 1$ равно 95 % его максимального значения;
- коэффициент предельного регулирования тепловой мощности, равный отношению максимальной тепловой мощности к минимальной;
- коэффициент рабочего регулирования горелки по тепловой мощности, равный отношению номинальной тепловой мощности к минимальной;
- давление (разрежение) в топочной камере при номинальной мощности горелки;

- содержание вредных примесей в продуктах сгорания;
- теплотехнические (светимость, степень черноты) и аэродинамические характеристики факела;
- удельная металло- и материалоемкость и удельный расход энергии, отнесенные к номинальной тепловой мощности;
- уровень звукового давления, создаваемый работающей горелкой при номинальной тепловой мощности.

Требования к газовым горелкам

На основании опыта эксплуатации и анализа принципов сжигания газа в газовых горелках можно сформулировать основные требования к их конструкции.

Конструкция горелки должна быть наиболее простой: без подвижных частей, без устройств, изменяющих сечение для прохода газа и воздуха и без деталей сложной формы, расположенных вблизи носика горелки. Сложные устройства при эксплуатации себя не оправдывают и быстро выходят из строя под действием высоких температур в рабочем пространстве печи.

Сечения для выхода газа, воздуха и газозвушной смеси следует обрабатывать в процессе создания горелки. В процессе эксплуатации все эти сечения должны быть неизменными.

Количество газа и воздуха, подаваемого на горелку, следует измерять дроссельными устройствами на подводящих трубопроводах.

Сечения для прохода газа и воздуха в горелке и конфигурацию внутренних полостей следует выбирать таким образом, чтобы сопротивление на пути движения газа и воздуха внутри горелки было бы минимальным.

Давление газа и воздуха в основном должно обеспечивать требуемые скорости в выходных сечениях горелки. Желательно, чтобы подача воздуха в горелку была регулируемой. Неорганизованная подача воздуха в результате разрежения в рабочем пространстве или путем частичного инжектирования воздуха газом может допускаться только в особых случаях.

7.2. Конструкции газовых горелок

Основные элементы газовой горелки: смеситель и горелочная насадка со стабилизирующим устройством. В зависимости от назначения и условий эксплуатации газовой горелки ее элементы имеют различное конструктивное исполнение.

В диффузионных газовых горелках в камеру сжигания подводятся газ и воздух. Смешение газа и воздуха происходит в камере горения. Большинство диффузионных газовых горелок монтируют на стенках топки или печи. В котлах получили распространение так называемые подовые газовые горелки, которые размещаются внутри топки, в нижней ее части. Подовая газовая горелка состоит из одной или нескольких газораспределительных труб, в которых просверлены отверстия. Труба с отверстиями устанавливается на колосниковой решетке или поду топки в щелевом канале, выложенном из огнеупорного кирпича. Через огнеупорный щелевой канал поступает требуемое количество воздуха. При таком устройстве горение струек газа, выходящих из отверстий в трубе, начинается в огнеупорном канале и заканчивается в топочном объеме. Подовые горелки создают малое сопротивление прохождению газа, поэтому они могут работать без принудительного дутья.

Диффузионные газовые горелки характеризуются более равномерной температурой по длине факела. Однако эти горелки требуют повышенного коэффициента избытка воздуха (по сравнению с инжекционными), а также создают более низкие тепловые напряжения топочного объема и худшие условия для догорания газа в хвостовой части факела, что может приводить к неполному сгоранию газа.

Диффузионные газовые горелки применяют в промышленных печах и котлах, где требуется равномерная температура по длине факела. В некоторых процессах такие горелки незаменимы. Например, в стекловаренных, мартеновских и других печах, когда идущий на горение воздух подогревается до температур, превышающих температуру воспламенения горючего газа с воздухом.

Успешно применяются диффузионные газовые горелки и в некоторых водогрейных котлах.

В инъекционных газовых горелках воздух для горения засасывается (инжектируется) за счет энергии струи газа, и их взаимное смешение происходит внутри корпуса горелки. Иногда в инъекционных горелках подсасывание необходимого количества горючего газа, давление которого близко к атмосферному, осуществляется энергией струи воздуха. В горелках полного смешения (с газом перемешивается весь необходимый для горения воздух), работающих на газе среднего давления, образуется короткий факел пламени, а горение завершается в минимальном топочном объеме. В инъекционных газовых горелках частичного смешения поступает только часть (40 ÷ 60 %) требующегося для горения воздуха (так называемый первичный воздух), который и смешивается с газом. Остальное количество воздуха (так называемый вторичный воздух) поступает к факелу пламени из атмосферы за счет инжектирующего действия газоздушных струй и разрежения в топках. В отличие от инъекционных газовых горелок среднего давления, в горелках низкого давления образуется однородная газоздушная смесь с содержанием газа больше верхнего предела воспламенения; эти газовые горелки устойчивы в работе и имеют широкий диапазон тепловой нагрузки.

Для устойчивого горения газоздушной смеси в инъекционных газовых горелках среднего и высокого давления применяют стабилизаторы: дополнительные поджигающие факелы вокруг основного потока (горелки с кольцевым стабилизатором), керамические туннели, внутри которых происходит горение газоздушной смеси, и пластинчатые стабилизаторы, создающие завихрение на пути потока.

В топках значительных размеров инъекционные газовые горелки собирают в блоки из двух и более горелок.

Широкое применение получили инъекционные газовые горелки инфракрасного излучения (так называемые беспламенные горелки), в которых основное количество получаемого при горении тепла передается излучением, так как газ сгорает на излучающей

поверхности тонким слоем, без видимого факела. Излучающей поверхностью служат керамические насадки или металлические сетки. Эти горелки применяют для обогрева помещений с большой кратностью обмена воздуха (спортивные залы, торговые помещения, теплицы и др.), для сушки окрашенных поверхностей (тканей, бумаги и др.), разогрева мерзлого грунта и сыпучих материалов, в промышленных печах. Для равномерного нагрева больших поверхностей (печей нефтеперерабатывающих заводов и других промышленных печей) применяют так называемые панельные инжекционные излучающие горелки. В этих горелках газозодушная смесь из смесителя попадает в общий короб, а далее по трубкам смесь распределяется по отдельным туннелям, в которых и происходит ее сгорание. Панельные горелки имеют малые габариты и широкий диапазон регулирования, малочувствительны к противодавлению в топочной камере.

Увеличивается применение газотурбинных горелок, в которых подача воздуха осуществляется осевым вентилятором, приводимым в движение газовой турбиной. Эти горелки предложены в начале XX в. (турбогорелка Эйкарта). Под действием реактивной силы вытекающего газа турбинка, вал и вентилятор приводятся во вращение в сторону, противоположную истечению газа. Производительность горелки регулируется величиной давления поступающего газа. Газотурбинные горелки могут применяться в топках котлов. Перспективными являются высоконапорные турбинные газовые горелки с самоподачей воздуха через рекуператоры и воздушные экономайзеры: газомазутные газовые горелки большой производительности, работающие на подогретом и холодном воздухе.

Основные конструктивные особенности горелок:

1. Основные типы горелок должны изготавливаться на заводах серийно по техническим условиям. Если горелки изготовляют по индивидуальному проекту, то при вводе в эксплуатацию они должны пройти испытания для определения основных характеристик.

2. Горелки должны обеспечивать пропуск заданного количества газа и полноту его сжигания с минимальным коэффициентом расхода воздуха α , за исключением горелок специального назначения (например, для печей, в которых поддерживается восстановительная среда).

3. При обеспечении заданного технологического режима горелки должны обеспечить минимальное количество вредных выбросов в атмосферу.

4. Уровень шума, создаваемого горелкой, не должен превышать 85 дБ при измерении шумомером на расстоянии 1 м от горелки и на высоте 1,5 м от пола.

5. Горелки должны устойчиво работать без отрыва и проскока пламени в пределах расчетного диапазона регулирования тепловой мощности.

6. У горелок с предварительным полным смешением газа с воздухом скорость истечения газозвушной смеси должна превышать скорость распространения пламени.

7. Для сокращения расхода электроэнергии на собственные нужды при использовании горелок с принудительной подачей воздуха сопротивление воздушного тракта должно быть минимальным.

8. Для уменьшения эксплуатационных расходов конструкция горелки и стабилизирующие устройства должны быть достаточно просты в обслуживании, удобны для ревизии и ремонта.

9. При необходимости сохранения резервного топлива горелки должны обеспечивать быстрый перевод агрегата с одного топлива на другое без нарушения технологического режима.

10. Комбинированные газомазутные горелки должны обеспечивать примерно одинаковое качество сжигания обоих видов топлива — газового и жидкого (мазута).

Диффузионные газовые горелки

В диффузионные горелки воздух, необходимый для горения газа, поступает из окружающего пространства к фронту факела за счет диффузии.

Такие горелки применяются обычно в бытовых приборах. Их можно использовать также при увеличении расхода газа, если необходимо распределить пламя по большой поверхности. Во всех случаях газ подается в горелку без примеси первичного воздуха и смешивается с ним за пределами горелки. Поэтому иногда эти горелки называют горелками внешнего смешивания.

Наиболее простые по конструкции диффузионные горелки (рис. 7.1) представляют собой трубу с высверленными отверстиями. Расстояние между отверстиями выбирается с учетом скорости распространения пламени от одного отверстия к другому. Эти горелки имеют небольшие тепловые мощности и применяются при сжигании природных и низкокалорийных газов под небольшими водонагревательными устройствами.

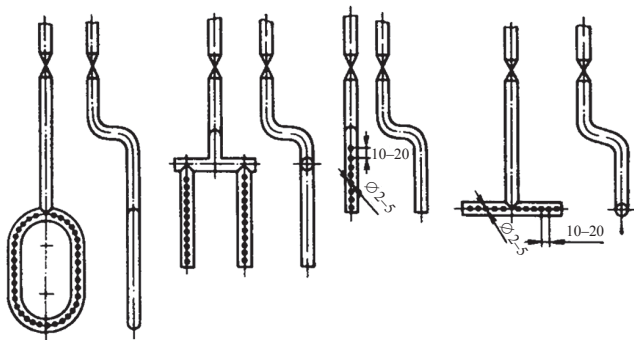


Рис. 7.1. Диффузионные горелки [2, с. 67]

К промышленным горелкам диффузионного типа относятся подовые щелевые горелки (рис. 7.2). Обычно они представляют собой трубу диаметром до 50 мм, в которой просверлены отверстия диаметром до 4 мм в два ряда. Канал представляет собой щель в поду котла, откуда и название горелок — подовые щелевые.

Из горелки 2 газ выходит в топку, куда из-под колосников 7 поступает воздух. Газовые струйки направляются под углом к потоку воздуха и равномерно распределяются по его сечению. Процесс смешения газа с воздухом осуществляется в специальной

щели, сделанной из огнеупорного кирпича. Благодаря такому устройству усиливается процесс смешивания газа с воздухом и обеспечивается устойчивое зажигание газозвушной смеси.

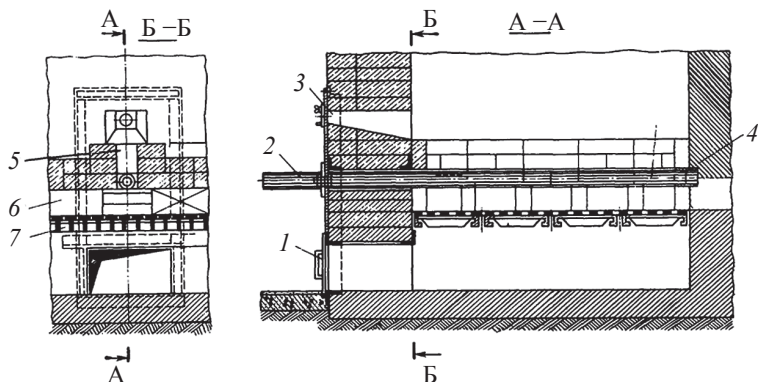


Рис. 7.2. Подовая диффузионная горелка [2, с. 68]:

1 — регулятор воздуха; 2 — горелка; 3 — смотровое окно; 4 — центрующий стакан; 5 — горизонтальный тоннель; 6 — выкладки из кирпича; 7 — колосниковая решетка

Колосниковая решетка закладывается огнеупорным кирпичом и оставляется несколько щелей, в которых размещаются трубы с просверленными отверстиями для выхода газа. Воздух под колосниковую решетку подается вентилятором или в результате разряжения в топке. Огнеупорные стенки щели являются стабилизаторами горения, предотвращают отрыв пламени и одновременно повышают процесс теплоотдачи в топке.

Инжекционные газовые горелки

Инжекционными называются горелки, в которых образование газозвушной смеси происходит за счет энергии струи газа. Основным элементом инжекционной горелки — инжектор, подсасывающий воздух из окружающего пространства внутрь горелок.

В зависимости от количества инжектируемого воздуха горелки могут быть полного предварительного смешения газа с воздухом или с неполной инжекцией воздуха.

При использовании горелок с неполной инжекцией воздуха к фронту горения поступает только часть необходимого для сгорания воздуха, остальной воздух поступает из окружающего пространства. Такие горелки работают на низком давлении газа. Их называют инжекционными горелками низкого давления.

Основными частями инжекционных горелок (рис. 7.3) являются регулятор первичного воздуха, форсунка, смеситель и коллектор.

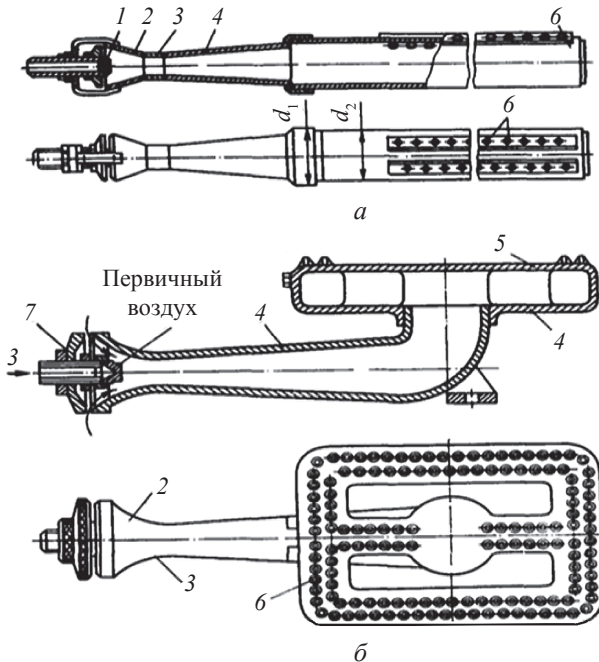


Рис. 7.3. Инжекционные атмосферные газовые горелки [2, с. 70]:
 а — низкого давления; б — горелка для чугунного котла; 1 — форсунка; 2 — инжектор; 3 — конфузор; 4 — диффузор; 5 — коллектор; 6 — отверстия; 7 — регулятор первичного воздуха

Регулятор первичного воздуха 7 представляет собой вращающийся диск или шайбу и регулирует количество первичного воздуха, поступающего в горелку. Форсунка 1 служит для превращения потенциальной энергии давления газа в кинетическую, т. е. для придания газовой струе такой скорости, которая обеспечивает подсос необходимого воздуха. Смеситель горелки состоит из трех частей: инжектора, конфузора и диффузора. Инжектор 2 создает разрежение и подсос воздуха. Самая узкая часть смесителя — конфузор 3, выравнивающий струю газозвушной смеси. В диффузоре 4 происходит окончательное перемешивание газозвушной смеси и увеличение ее давления за счет снижения скорости. Из диффузора газозвушная смесь поступает в коллектор 5, который и распределяет газозвушную смесь по отверстиям 6. Форма коллектора и расположение отверстий зависят от типа горелок и их назначения.

Диффузионные горелки низкого давления имеют ряд положительных качеств, благодаря которым их широко применяют в бытовых газовых приборах, а также в газовых приборах для предприятий общественного питания и других коммунально-бытовых потребителей газа. Горелки используют также в чугунных отопительных котлах.

Основные преимущества инжекционных горелок низкого давления: простота конструкции, устойчивая работа горелок при изменении нагрузок; надежность и простота обслуживания; бесшумность работы; возможность полного сжигания газа и работа на низких давлениях газа; отсутствие подачи воздуха под давлением.

Важной характеристикой инжекционных горелок неполного смешения является коэффициент инжекции — отношение объема инжектируемого воздуха к объему воздуха, необходимого для полного сгорания газа. Так, если для полного сгорания 1 м^3 газа необходимо 10 м^3 воздуха, а первичный воздух составляет 4 м^3 , то коэффициент инжекции равен: $4 : 10 = 0,4$.

Характеристикой горелок является также кратность инжекции — отношение первичного воздуха к расходу газа

горелкой. В данном случае, когда на 1 м^3 сжигаемого газа инжектируется 4 м^3 воздуха, кратность инъекции равна 4.

Достоинство инжекционных горелок: свойство их саморегулирования, т. е. поддержание постоянной пропорции между количеством подаваемого в горелку газа и количеством инжектируемого воздуха при постоянном давлении газа.

Смесительные газовые горелки.

Горелки с принудительной подачей воздуха

Горелки с принудительной подачей воздуха широко применяются в различных тепловых устройствах коммунальных и промышленных предприятий.

По принципу действия эти горелки подразделяются на горелки с предварительным смешением газа (рис. 7.4) и топлива и на горелки без предварительной подготовки газозвоздушной смеси. Горелки обоих типов могут работать на природном, коксовом, доменном, смешанном и других горючих газах низкого и среднего давления. Диапазон рабочего регулирования — $0,1 \div 5000 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Воздух в горелки подается центробежными или осевыми вентиляторами низкого и среднего давления. Вентиляторы могут быть установлены на каждой горелке или один вентилятор на определенную группу горелок. При этом, как правило, весь первичный воздух подается вентиляторами, вторичный же практически не влияет на качество горения и определяется только подсосом воздуха в топочную камеру через неплотности топочной арматуры и лючки.

Преимуществами горелок с принудительной подачей воздуха являются возможность применения в топочных камерах с различным противодавлением, значительный диапазон регулирования тепловой мощности и соотношения газ — воздух, сравнительно небольшие размеры факела, незначительный шум при работе, простота конструкции, возможность предварительного подогрева газа или воздуха и использования горелок большой единичной мощности.

Горелки низкого давления применяют при расходе газа $50 \div 100 \text{ м}^3/\text{ч}$, при расходе $100 \div 5000$ целесообразно использовать горелки среднего давления.

Давление воздуха в зависимости от конструкции горелки и необходимой тепловой мощности принимается равным $0,5 \div 5$ кПа.

Для лучшего перемешивания топливно-воздушной смеси в большинство горелок газ подается небольшими струями под различным углом к потоку первичного дутьевого воздуха. С целью интенсификации смесеобразования потоку воздуха придают турбулентное движение при помощи специально установленных завихряющих лопаток, тангенциальных направляющих и т. д.

К наиболее распространенным горелкам с принудительной подачей воздуха внутреннего смешения относят горелки с расходом газа до $5000 \text{ м}^3/\text{ч}$ и более. В них можно обеспечить заранее заданное качество подготовки топливно-воздушной смеси до ее подачи в топочную камеру.

В зависимости от конструкции горелки процессы смешения топлива и воздуха могут быть различными: первый — подготовка топливно-воздушной смеси непосредственно в камере смешения горелки, когда в топку поступает готовая газозвудушная смесь, второй — когда процесс смешения начинается в горелке, а заканчивается в топочной камере. Во всех случаях скорость истечения газозвудушной смеси равна $16 \dots 60$ м/с. Интенсификации смесеобразования газа и воздуха достигают путем струйной подачи газа, применения регулируемых лопаток, тангенциального подвода воздуха и пр. При струйной подаче газа используют горелки с центральной подачей газа (от центра горелки к периферии) и с периферийной.

Максимальное давление воздуха на входе в горелку — 5 кПа. Она может работать при противодавлении и разрежении в топочной камере. В данных горелках в отличие от горелок внешнего смешения пламя менее светящееся и относительно небольших размеров. В качестве стабилизаторов наиболее часто применяют керамические тоннели. Однако могут быть использованы все рассмотренные выше способы.

Горелка типа ГНП (газонагнетательная подача) с принудительной подачей воздуха и центральной подачей газа, сконструированная специалистами института Теплопроект, предназначена для использования в топочных устройствах со значительными тепловыми напряжениями. В этих горелках предусмотрено закручивание потока воздуха с помощью лопаток. В комплект горелки входят два сопла: сопло типа А, применяемое для короткофакельного сжигания газа с 4÷6 отверстиями для выхода газа, направленными перпендикулярно или под углом 45° к потоку воздуха, и сопло типа Б, используемое для получения удлиненного факела и имеющее одно центральное отверстие, направленное параллельно потоку воздуха. В последнем случае предварительное смешение газа и воздуха происходит значительно хуже, что приводит к удлинению факела.

Стабилизация факела обеспечивается применением огнеупорного тоннеля из шамотного кирпича класса А. Горелки могут работать на холодном и подогретом воздухе. Коэффициент избытка воздуха — 1,05. Горелки такого типа применяют в паровых котлах, хлебопекарной промышленности.

Двухпроводная газомазутная горелка (ГМГ) предназначена для сжигания природного газа или малосернистых видов жидкого топлива типа дизельного, бытового, мазутов флотских Ф5, Ф12 и пр. Допускается совместное сжигание газа и жидкого топлива.

Газовое сопло горелки имеет два ряда отверстий, направленных под углом 90° друг к другу. Отверстия на боковой поверхности сопла позволяют подавать газ в закрученный поток вторичного дутьевого воздуха, отверстия на торцевой поверхности — в закрученный поток первичного воздуха.

Процесс образования газоздушнoй смеси в горелках с принудительной подачей воздуха начинается непосредственно в самой горелке, а завершается уже в топке. В процессе сжигания газ сгорает коротким и несветящимся пламенем. Требующийся для сгорания газа воздух подается в горелку принудительно с помощью вентилятора. Газ и воздух подаются по отдельным трубам.

Данный вид горелок еще называют двухпроводными или смешительными горелками. Чаще всего используются горелки, работающие на низком давлении газа и воздуха. Также некоторые конструкции горелок используются и при среднем давлении.

Устанавливаются горелки в топках котлов, в нагревательных и сушильных печах и т. д.

Принцип работы горелки с принудительной подачей воздуха (рис. 7.4).

Газ поступает в сопло 1 с давлением до 1200 Па и выходит из него через восемь отверстий диаметром 4,5 мм. Эти отверстия должны быть расположены под углом 30° к оси горелки. Специальные лопатки, которые задают вращательное движение потоку воздуха, расположены в корпусе 2 горелки. В процессе работы газ в виде мелких струек поступает в закрученный поток воздуха, который помогает хорошему смешиванию. Горелка заканчивается керамическим тоннелем 4, имеющим запальное отверстие.

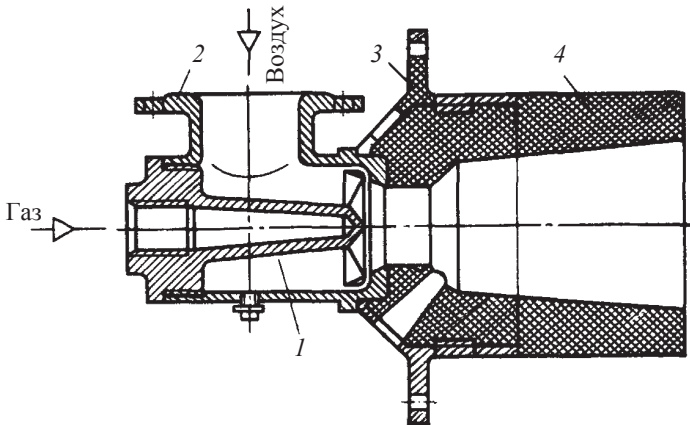


Рис. 7.4. Горелка с принудительной подачей воздуха [2, с. 78]:

- 1 — сопло; 2 — корпус; 3 — фронтальная плата;
4 — керамический тоннель

Горелки с принудительной подачей воздуха обладают рядом достоинств:

- высокая производительность;
- широкий диапазон регулирования производительности;
- возможность работы на подогретом воздухе.

В существующих разнообразных конструкциях горелок интенсификация процесса образования газозвушной смеси достигается следующими способами:

- разбиением потоков газа и воздуха на мелкие потоки, в которых происходит смесеобразование;
- подачей газа в виде мелких струек под углом к потоку воздуха;
- закручиванием потока воздуха различными приспособлениями, встроенными внутрь горелок.

Комбинированные горелки

Комбинированными называются горелки, работающие одновременно или раздельно на газе и мазуте или на газе и угольной пыли.

Их применяют при перебоях в подаче газа, когда необходимо срочно найти другой вид топлива, когда газовое топливо не обеспечивает необходимого температурного режима топки; подача газа производится только в определенное время (ночью) для выравнивания суточной неравномерности газопотребления.

Наибольшее распространение получили газомазутные горелки с принудительной подачей воздуха. Горелка состоит из газовой, воздушной и жидкостной частей. Газовая часть представляет собой полое кольцо, имеющее штуцер для подвода газа и восемь трубочек для распыления газа.

Жидкостная часть горелки состоит из мазутной головки и внутренней трубки, заканчивающейся форсункой 1 (рис. 7.5).

Подача мазута в горелку регулируется вентилем. Воздушная часть горелки состоит из корпуса, завихрителя 3, воздушной заслонки 5, с помощью которой можно регулировать подачу воздуха. Завихритель служит для лучшего перемешивания струи

мазута с воздухом. Давление воздуха — $2 \div 3$ кПа, давление газа — до 50 кПа, а давление мазута — до 0,1 МПа.

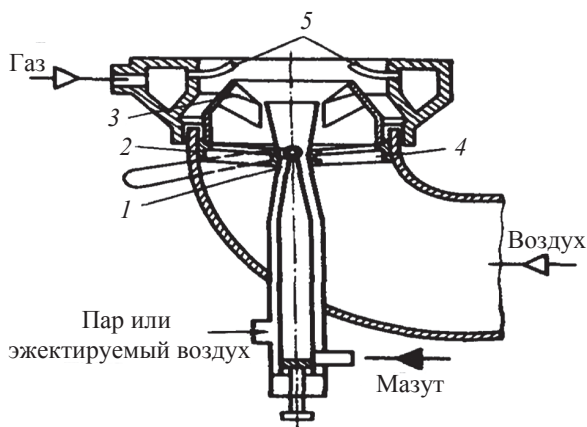


Рис. 7.5. Комбинированная газомазутная горелка [2, с. 79]:

- 1 — мазутная форсунка; 2 — воздушная камера; 3 — завихритель;
4 — трубки выхода газа; 5 — воздушная регулировочная заслонка

Применение комбинированных горелок дает более высокий эффект, чем одновременное использование газовых горелок и мазутных форсунок или газовых пылеугольных горелок.

Комбинированные горелки необходимы для надежной и бесперебойной работы газоиспользующего оборудования и установок крупных промышленных предприятий, электростанций и других потребителей, для которых перерыв в работе недопустим.

Рассмотрим принцип действия комбинированной пылегазовой горелки конструкции Мосэнерго (рис. 7.6).

При работе на угольной пыли в топку по кольцевому каналу 3 центральной трубы подается смесь первичного воздуха с угольной пылью, а вторичный воздух поступает в топку через улитку 1.

В качестве резервного топлива служит мазут, в этом случае в центральной трубе устанавливается мазутная форсунка. При переводе горелки на газовое топливо мазутную форсунку заменяют кольцевым каналом, по которому подается газовое топливо.

В центральной части канала устанавливается труба с чугунным наконечником 2, расположенным у выхода конфузора. Через косые щели выходит газ и пересекается с потоком закрученного воздуха, выходящего из улитки 1. В усовершенствованных конструкциях горелок в наконечнике вместо щелей предусмотрено 115 отверстий диаметром 7 мм. В результате скорость выхода газа увеличивается почти в два раза (150 м/с).

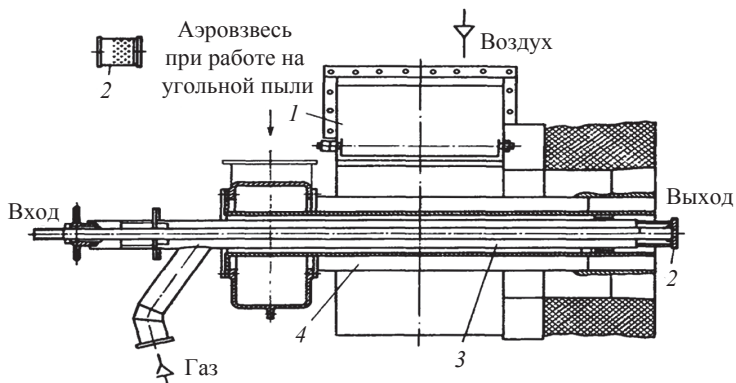


Рис. 7.6. Комбинированная пылегазовая горелка с центральной подачей газа [2, с. 80]:

1 — улитка для закручивания воздушного потока; 2 — наконечник газоподводящих труб; 3 — кольцевой канал для подачи смеси первичного воздуха с угольной пылью; 4 — корпус

В новых конструкциях горелки применяется периферийная подача газа, при которой газовые струйки, имеющие более высокую скорость, чем воздушные, пересекают закрученный поток воздуха, движущийся со скоростью 30 м/с, под прямым углом. Такое взаимодействие потоков газа и воздуха обеспечивает быстрое и полное перемешивание, в результате чего газовоздушная смесь сторает с минимальными потерями.

7.3. Автоматизация процессов сжигания газа

Свойства газового топлива и современные конструкции газовых горелок создают благоприятные условия для автоматизации процессов сжигания газа. Автоматическое регулирование процесса горения повышает надежность и безопасность эксплуатации газоиспользующих агрегатов и обеспечивает их работу в соответствии с наиболее оптимальным режимом.

Сегодня в газоиспользующих установках применяются системы частичной или комплексной автоматизации. Комплексная газовая автоматика состоит из следующих основных систем: автоматика регулирования; автоматика безопасности; аварийная сигнализация; телотехнический контроль.

Регулирование и управление процессом горения определяется работой газовых приборов и агрегатов в заданном режиме и обеспечением оптимального режима сгорания газа. Для регулирования процесса горения предназначена автоматика регулирования бытовых, коммунальных и промышленных газовых приборов и агрегатов. Таким образом, поддерживается постоянная температура воды в баке у емкостных водонагревателей, постоянное давление пара у паровых котлов.

Подача газа к горелкам газоиспользующих установок прекращается автоматикой безопасности в случае:

- погасания факела в топке;
- понижения давления воздуха перед горелками;
- повышения давления пара в котле;
- повышения температуры воды в котле;
- понижения разрежения в топке.

Отключение этих установок сопровождается соответствующими звуковыми и световыми сигналами. Не менее важен и контроль загазованности помещения, в котором расположены все газовые приборы и агрегаты. Для этих целей устанавливают электромагнитные клапаны, которые прекращают подачу газа в случаях превышения ПДК в окружающем воздухе CH_4 и CO_2 .

Добиться оптимального режима в условиях технологического процесса можно при помощи приборов теплотехнического контроля.

Условия эксплуатации газоиспользующего оборудования определяют степень его автоматизации.

Дистанционное управление газоиспользующих установок достигается путем использования приборов контроля и сигнализации.

Раздел 8

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЗДАНИЙ

8.1. Устройство внутридомовых газопроводов

Жилые здания, коммунально-бытовые и промышленные предприятия снабжаются газом от газопроводов низкого давления или среднего давления через ГРП. Система газоснабжения включает ответвления от распределительного газопровода, ввод к потребителю газа, внутренние газопроводы.

Газопровод, проложенный от стены здания до газоиспользующего оборудования, называется внутренним, в отличие от наружного газопровода, который расположен вне здания. В жилых домах разрешается использование газа только низкого давления (для жилых — 0,003 МПа, общественных — 0,005 МПа).

Газопроводы в жилых зданиях прокладываются только из стальных труб. Допускается применять медные трубопроводы. Они должны соответствовать ГОСТу (низкоуглеродистая сталь, бесшовные).

Наружный диаметр этих труб подходит для нарезания трубной цилиндрической резьбы, эта резьба необходима для установки запорно-регулирующей арматуры. Газопроводы прокладывают открыто, пересечение оконных и дверных проемов не допускается. Труба крепится к несущим стенам с помощью крюков, хомутов и кронштейнов.

Крюк заделывается в стену на цементном растворе. Эти крепления наиболее распространены.

Кронштейны применяются при диаметре условного прохода более 40 мм. Крепления устанавливаются через определенные промежутки (2÷3 м), а также в местах поворота газопровода и на опусках перед приборами и вдоль запорно-регулирующей арматуры. Газопроводы соединяются между собой с помощью сварки

(неразъемное соединение). Разъемные соединения устанавливаются в местах присоединения приборов. Расстояние от стен до газопровода должно быть не менее половины наружного диаметра трубы. Газопровод должен быть расположен так, чтобы его было удобно обслуживать и ремонтировать.

Не допускается прокладка газопроводов:

- в подвалах;
- в помещениях подстанций и распределительных устройств;
- через вентиляционные каналы, дымоходы, шахты лифтов;
- через помещения, где газопровод может быть подвержен коррозии.

В 2003 г. запрещена прокладка газопроводов через лестничные клетки, поэтому при новом строительстве газопроводы в подъезды не вводят, их вводят в те помещения, где устанавливается газоиспользующее оборудование.

Для предотвращения коррозии трубопровода он окрашивается двумя слоями краски, чаще всего желтой. На наружном газопроводе на вводе в подъезд (до 2003 г.) устанавливали продувочные пробки.

Важнейшая составляющая внутренней газораспределительной сети — трубы. В соответствии с требованиями СНиП 42-01–2002 они должны быть металлическими, а прокладывать их следует открытым способом. При реализации дополнительных мер по гидроизоляции и наличии возможности доступа для профилактического осмотра газопровода стальные трубы допускается прокладывать в штробах. При этом скрытые участки не должны содержать арматуры и разъемных соединений.

Нормативы предписывают соединять газопроводные трубы сваркой. Разъемные соединения разрешаются лишь в местах подключения оборудования, арматуры и контрольно-измерительных приборов (КИП).

Через стену и потолок газопроводы должны проводиться в футляре (стальная труба большего диаметра). Зазор между его стенкой и трубой газопровода герметично гидроизолируют битумом. При

проводке через перекрытия кромка футляра должна выступать на 5 см над уровнем пола и 3 см ниже уровня потолка.

В качестве дополнительной меры по гидроизоляции стальных труб предписано их покрытие в два слоя желтой масляной краской.

Для монтажа стальных газопроводов изготавливают и широко используют различные отводы, сгоны, переходы, тройники, вентили, заглушки и другую трубопроводную арматуру.

Стальным трубам присущи такие качества, как механическая прочность, устойчивость к высокому давлению, низкий коэффициент линейного теплового расширения. Кроме того, на сегодняшний день они наиболее соответствуют требованиям действующих в нашей стране нормативных документов.

Но есть у стальных труб и существенные недостатки. Прежде всего, это подверженность коррозии, которая может приводить к протечкам и значительно усиливается под действием блуждающих токов. Кроме того, монтажные работы по прокладке стального газопровода трудоемки и относительно дороги. Именно подверженность стальных труб коррозии обуславливает необходимость открытой прокладки изготовленных из них газопроводов (для обеспечения возможности ревизии и замены).

Современная альтернатива водогазопроводным трубам из обычной стали — трубы из меди и «нержавейки». Это более дорогие материалы, но они обладают рядом неоспоримых достоинств.

Медные трубы значительно меньше подвержены коррозии (покрывающий их со временем оксид, патина, выступает в роли защитного покрытия), выглядят более эстетично, легче и быстрее монтируются. Их соединение осуществляется как сваркой, так и капиллярной пайкой (в газоснабжении — твердым припоем) или с помощью пресс-фитингов.

Газопроводные системы из нержавеющей стали также монтируются сваркой или прессованием.

В 2008 г. немецкая компания ТЕСЕ сроком на один год получила разрешение Росстроя на использование для строительства внутренних газопроводов металлополимерных труб ТЕСЕflexGas. Россия при этом стала третьей страной после Голландии

и Германии, где разрешено использовать подобную технологию. В течение всего срока эксплуатации данные трубопроводы не требуют обслуживания, поэтому могут монтироваться в пол или стену (в специальных каналах или штробах).

Основой многослойной конструкции TECeFlex является внутренняя несущая труба из полиэтилена, сшитого электронно-лучевым методом (PE-Xc). Средний слой из алюминия выполняет антидиффузионные и стабилизирующие функции, а внешний — из полиэтилена желтого цвета — защищает трубу от воздействия ультрафиолета и механических повреждений.

Соединение труб осуществляется методом аксиальной запрессовки предварительно расширенной трубы на фитинг с использованием пресс-втулки. Герметичность соединения достигается за счет «эффекта памяти» сшитого полиэтилена, образующего внутренний слой трубы: после запрессовки стенка трубы стремится вернуться к первоначальному, не расширенному состоянию и обжимает фитинг по всей поверхности соединения. Благодаря надежности такого соединения газопроводы из трубы TECeFlexGas могут прокладываться внутри строительных конструкций.

Гибкие рукава

По СНиП 42-01–2002 присоединение к газопроводам бытовых газовых приборов, КИП, баллонов СУГ, газогорелочных устройств переносного и передвижного оборудования разрешается выполнять гибкими рукавами, стойкими к транспортируемому газу при заданных значениях давления и температуры. Возможно, конечно, и жесткое присоединение, но очевидно, что применение гибкой подводки в условиях кухни, например, удобнее.

В названных целях сегодня широко используется гибкая полимерная подводка.

Полимерная подводка является диэлектриком, т. е. не проводит электрический ток, характеризуется высокой устойчивостью к агрессивным средам, подходит для применения в широком диапазоне температуры внешней среды. К достоинствам гибкой

подводки, несомненно, относятся простота и быстрота ее монтажа и демонтажа.

Для подключения газоиспользующего оборудования реализуется гибкая подводка длиной 30÷300 см.

Гибкостью в достаточной мере обладает и стальная подводка, изготовленная по специальной технологии. Она может использоваться не только для присоединения газоиспользующих приборов, но и для внутридомовой газовой разводки. Речь идет о гофрированной трубе из нержавеющей стали. Такую трубу для монтажа внутридомовых газопроводов производит и предлагает, в частности, южнокорейская компания Kofulso. В ее ассортименте трубы диаметром 15÷50 мм, а также латунные фитинги для ее монтажа со специальными уплотнителями. Длина данной подводки не ограничена стандартными размерами, трубы поставляются на рынок в бухтах по 20, 30 и 50 м.

Принципиальной особенностью гибких труб из нержавеющей стали является то, что они легко гнутся без всяких приспособлений, не нарушая проходного сечения и не образуя при этом микротрещин и механических напряжений в металле. В основе этих свойств лежит технология изготовления трубы. Изначально нержавеющая сталь скручивается в спираль, а затем «сшивается» лазерной сваркой. Толщина шва составляет 0,6 мм, что соизмеримо с толщиной стали. Снаружи трубы для газоснабжения покрываются защитным полиэтиленовым покрытием желтого цвета. Трубы поставляются на рынок в бухтах по 20, 30 и 50 м.

Отключение и подключение газопроводов

Понятие «газовое оборудование» трактуется в СНиП 42-01–2002 как технические изделия полной заводской готовности (компенсаторы, конденсатосборники, арматура трубопроводная запорная и т. д.), используемые в качестве составных элементов газопроводов. Таким образом, внутри дома оно представлено, прежде всего, отключающими устройствами, в качестве которых в РФ традиционно применялись пробковые краны.

Пробковый кран (а за ним — сгон) устанавливался на каждом ответвлении от стояка в квартиру, а также для выключения отдельных участков сети и газовых приборов на линии газопровода. Чугунные краны разрешалось ставить на вводе, на ответвлениях в квартиры от стояков, расположенных в лестничных клетках, а во всех остальных местах — бронзовые, с конусными пробками.

В системе безопасности газоснабжения главная роль отводится отсекающим вентилям, которые должны устанавливаться в новых системах газоснабжения, а также при модернизации и ремонте существующих газопроводов. Если объемный поток газа превышает предварительно заданное значение из-за неконтролируемых потерь в системе, вентили автоматически перекрывают трубопровод.

Значительно упрощают подключение газоиспользующего оборудования газовые розетки. С их помощью можно быстро и без труда подсоединять к газопроводу и в любой момент отключать от него не привязанные к месту размещения приборы, например, газовые печи, сушилки для белья, обогреватели и грили. Они обеспечивают надежность и безопасность подключения, являясь одновременно элементом интерьера современной кухни.

Ответственность за состояние и правильную эксплуатацию внутридомового газового оборудования и газопроводов в городах и поселках несут эксплуатационные организации газового хозяйства. Ведомственные и частные дома обслуживаются соответствующими домоуправлениями (ЖЭК), эксплуатационными организациями газового хозяйства (по договорам с ними) или владельцами домов.

Основной формой обслуживания газового оборудования жилого дома является периодический профилактический осмотр и ремонт газовых приборов и внутридомового газопровода, производимый в плановом порядке и по заявкам потребителей.

Установлена следующая периодичность профилактического осмотра в жилых домах: контрольная опрессовка газопроводов

осуществляется 1 раз в 5 лет. Сроки профилактического осмотра внутридомовых газопроводов устанавливаются органами газового хозяйства по согласованию с Госгортехнадзором, текущий ремонт производится 1 раз в год, смазка кранов и перенабивка сальников на стояках и вводах — 1 раз в год, смазка кранов у приборов — в срок профилактики.

Профилактический осмотр газовых плит и быстродействующих водонагревателей производят 1 раз в 2 месяца. Емкостные водонагреватели, отопительные, отопительно-варочные печи и другие приборы, имеющие автоматическое устройство, осматриваются 1 раз в месяц.

При профилактическом осмотре в обязательном порядке выполняются следующие работы:

- осмотр всех газопроводов, начиная от крана на вводе, обмыливание всех соединений с целью проверки состояния и герметичности соединений и арматуры на газопроводе — при каждом посещении по графику;
- смазка кранов на вводе, ответвлениях в квартиры и к стоякам — по мере необходимости;
- проверка креплений на газопроводе — при каждом посещении по графику;
- проверка работы арматуры газовых приборов — 1 раз в 3 месяца;
- снятие горелок и прочистка сопел — по мере необходимости;
- проверка плотности соединений — при каждом посещении по графику;
- регулировка всех горелок плиты — по мере надобности;
- проверка исправности автоматики блок-крана и автоматики безопасности у проточных водонагревателей — по графику;
- регулирование подачи воды и газа с проверкой работы водонагревателя на разных режимах — по графику.

8.2. Отключающие устройства внутридомовых газопроводов. Футляр

Внутридомовые газопроводы служат для передачи природного газа от газорегуляторных пунктов к газовым приборам жилых домов (газовые плиты, быстросействующие или емкостные водонагреватели). Ответвления и дворовые разводки всегда рассматриваются как составная часть газооборудования жилых комплексов. В этих газопроводах поддерживается всегда низкое давление газа до 3 000 Па.

Газоснабжение жилых домов осуществляется от уличных газопроводов низкого давления. Цокольный ввод газопровода в здание показан на рис. 8.1.

Основными элементами системы газоснабжения дома являются ответвления от городских (уличных) газопроводов, дворовые газопроводы, вводы, стояки, квартирные газопроводы.

Ответвления служат для подачи газа из уличного газопровода к дому. На тротуаре или у линии застройки домов на ответвлении обычно монтируется отключающее устройство. Если по ответвлению подача газа должна осуществляться в несколько точек подъездов или корпусов, то ответвление образует дворовую разводку. Подвальных разводов стараются избегать и от цокольного ввода по наружной стене здания проводят кольцевой газопровод, от которого он отпочковывается в лестничные клетки. Вводы могут устраиваться непосредственно в кухнях.

Газовые стояки служат в жилых домах для подачи газа в квартирные разводки. Стояки проходят через все этажи вертикально. Они выполняются только из стальных труб на сварке.

Прокладка стояков в жилых домах производится в кухнях. Все газовые стояки в верхней части должны заканчиваться пробками, после вывертывания которых через шланг производится продувка системы для удаления газозадушной смеси при первом пуске газа. Если стояк обслуживает два этажа и более, то у основания стояка должен быть установлен отключающий кран. В целях предотвращения повреждения газопроводов при осадке

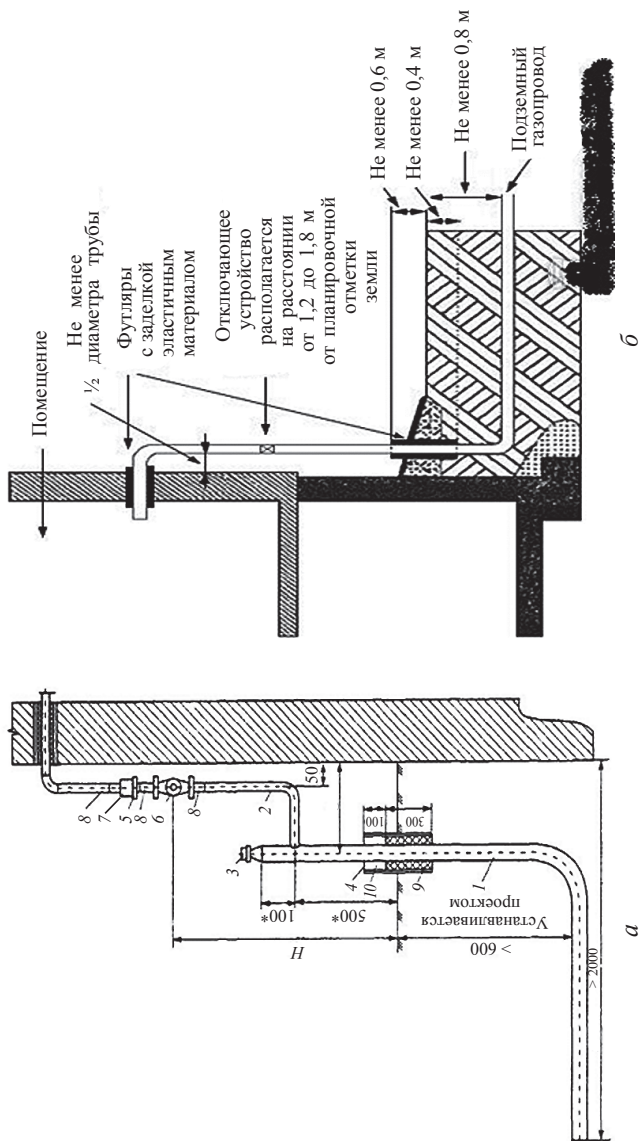


Рис. 8.1. Цокольный ввод газопровода в здание:

а — ввод газопровода в жилой дом; *б* — прокладка внутридомового газопровода; 1 — цокольный отвод; 2 — отвод 90°; 3 — пробка; 4 — футляр; 5 — конгргайка; 6 — кран; 7 — муфта; 8 — сгон; 9 — просмоленная пакля; 10 — битум

зданий, а также защиты стояков от коррозии в местах пересечения трубами междуэтажных перекрытий и лестничных площадок их необходимо прокладывать в футлярах (гильзах) большего диаметра. Нижний обрез футляра устанавливается заподлицо, снизу перекрытия, а верхний конец выводится на 5 см выше пола или лестничной площадки. Пространство между газопроводом и футляром заделывается просмоленной пряжью с битумом, а сам футляр — цементом.

Квартирная разводка (рис. 8.2) состоит из квартирных вводов (при расположении стояков в лестничных клетках), разводящих газопроводов и опусков к приборам.

Все разводящие линии прокладываются с уклоном не менее 0,001 к стояку и приборам. Опуски к приборам должны выполняться отвесно. Газопроводы разрешается прокладывать только по нежилым помещениям (кухни, коридоры). Перед каждым газовым прибором на опуске должен быть установлен кран. При открытой прокладке внутри помещения должны соблюдаться определенные расстояния от строительных конструкций.

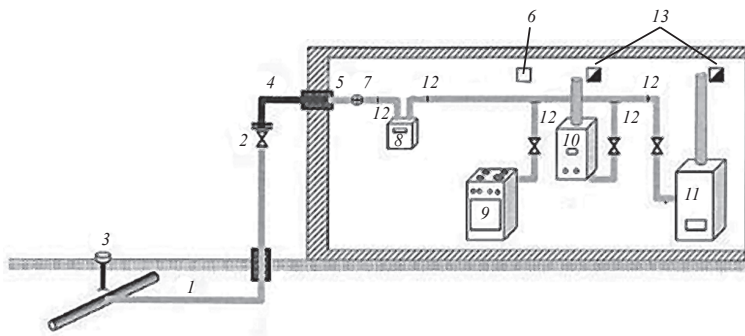


Рис. 8.2. Устройство внутридомового газопровода:

- 1 — подземный газопровод; 2 — задвижка; 3 — газовый колодец;
 4 — газопровод, вводимый в дом; 5 — футляр; 6 — вентиляционный канал;
 7 — счетчик; 8, 9 — газовые четырехконфорочные плиты;
 10 — настенный газовый водонагреватель; 11 — водогрейный газовый котел;
 12 — шаровые краны на вводе в газопотребляющее оборудование;
 13 — дымоходы

Газопроводы не должны пересекать оконные и дверные проемы. В жилых зданиях газопроводы крепят к стенам с помощью крюков, вбитых в стену. При диаметре трубы более 40 мм крепление газопроводов выполняют с помощью кронштейнов.

Как правило, во внутридомовых газопроводах в качестве отключающих устройств устанавливаются краны, на вводе газопроводов в жилые дома, а также коммунальные и промышленные предприятия устанавливаются краны и задвижки.

Краны (шаровые пробковые) устанавливают так, чтобы ось пробки или запорного устройства сферы шарового крана была параллельна стене. Установка упорной гайки в сторону стены не допускается.

Краны устанавливают:

- для отключения стояков выше пяти этажей кран располагается на наружном газопроводе (кран на вводе); подобные краны применяются для отключения частных домов;
- перед счетчиками обязательна установка шаровых кранов, если для отключения счетчика нельзя использовать кран на вводе;
- перед каждым газопотребляющим прибором.

В помещениях с отопительным оборудованием мощностью до 360 кВт возможна установка манометров и продувочных свечей, перед которыми также устанавливаются краны.

Согласно требованиям нормативной документации перед счетчиком на высоте 20 см ниже потолка здания устанавливаются термозапорные клапаны, которые перекрывают подачу газа на газопотребляющие приборы при повышении температуры окружающего воздуха от 100 °С (в случае возникновения пожара).

Футляр (рис. 8.3) служит для защиты газопровода от повреждений и коррозии. Футляр-труба большего, чем газопровод, диаметра устанавливается при прокладке газопроводов через стену и между этажными перекрытиями. Пространство между стеной и футляром заделывают цементным раствором.

Газопровод, монтируемый в футляре, окрашивают. Пространство между газопроводом и футляром (кольцевой зазор) заполняют

промасленной паклей (каболкой) или битумом, края футляра — цементом. Кольцевой зазор должен быть не менее 10 мм, если диаметр условного прохода газопровода свыше 32 мм, и не менее 5 мм, если диаметр условного прохода менее 32 мм. Края футляра выступают от пола на высоту не менее 5 см. Газопровод в футляре не должен иметь стыков, резьбовых и фланцевых соединений.

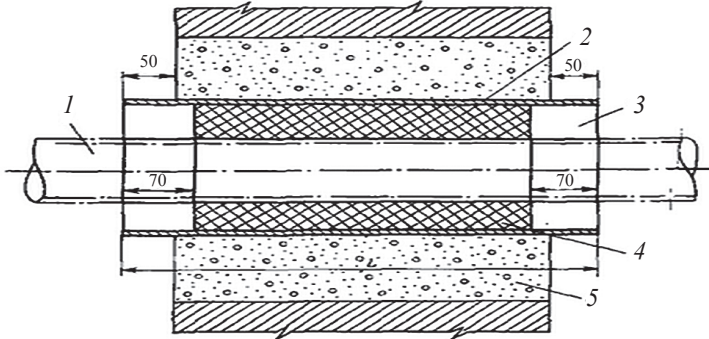


Рис. 8.3. Обустройство футляра внутридомового газопровода [4, с.78]:

- 1 — вводимый газопровод; 2 — футляр; 3 — выступающие края футляра;
4 — прокладочный материал между наружной стенкой газопровода
и внутренней стенкой футляра; 5 — стеновая панель

8.3. Бытовые газовые приборы

Газовыми приборами называют устройства, использующие тепловую энергию, получаемую от сжигания газа, для приготовления пищи, получения горячей воды для хозяйственных нужд и отопления помещений.

Газовые приборы подразделяются на устройства для приготовления пищи — кухонные многореселочные напольные плиты, настольные и туристские; устройства для нагрева воды — проточные и емкостные водонагреватели; отопительные приборы с использованием воздуха или воды в качестве теплоносителя.

В жилых зданиях разрешается предусматривать установку отопительного газового оборудования для поквартирного отопления,

горячего водоснабжения и бытовых плит. Этажность жилых зданий при установке газового оборудования для отопления и горячего водоснабжения с отводом продуктов сгорания в дымовой канал и газовых плит принимается по СНиП 2.08.01.

Установку газовых плит в жилых зданиях следует предусматривать в помещениях кухонь высотой не менее 2,2 м, имеющих окно с форточкой (фрамугой) или конструкцией жалюзийного типа, вытяжной вентиляционный канал и естественное освещение. При этом внутренний объем помещений кухонь должен быть, м³, не менее:

- для газовой плиты с двумя горелками — 8;
- то же с тремя горелками — 12;
- то же с четырьмя горелками — 15.

В существующих жилых зданиях допускается установка газовых плит:

- в помещениях кухонь высотой не менее 2,2 м и объемом не менее приведенных выше требований, при отсутствии вентиляционного канала и невозможности использования в качестве такого канала дымоходов, но при наличии в помещении окна с форточкой (фрамугой) в верхней части окна или конструкции жалюзийного типа;
- в коридорах отдельных квартир при наличии в коридоре окна с форточкой или фрамугой в верхней части окна, при этом проход между плитой и противоположной стеной должен быть шириной не менее 1 м, стены и потолки коридоров из горючих материалов должны быть оштукатурены, а жилые помещения отделены от коридора плотными перегородками и дверью;
- в кухнях с наклонными потолками, имеющих высоту в средней части не менее 2 м, установку газового оборудования следует предусматривать в той части кухни, где высота не менее 2,2 м.

В существующих жилых зданиях высотой до 10 этажей включительно допускается установка газовых плит в помещениях, имеющих высоту менее 2,2 м до 2,0 м включительно, если эти

помещения имеют объем не менее чем в 1,25 раза больше нормативного. При этом в зданиях, не имеющих выделенной кухни, объемы помещений, где устанавливаются газовые плиты, должны быть в два раза больше (наличие вентиляционного канала обязательно). При невозможности выполнения указанных требований установка газовых плит в таких помещениях может быть допущена в каждом конкретном случае по согласованию с местным органом санитарного надзора и местным органом газового надзора.

Допускается установка газовых бытовых плит в строениях (летних кухнях), расположенных вне жилого здания.

Для горячего водоснабжения следует предусматривать проточные или емкостные газовые водонагреватели, а для отопления и горячего водоснабжения — емкостные газовые водонагреватели, малолитражные отопительные котлы и другое отопительное газовое оборудование (конвекторы, калориферы, камины, термоблоки), предназначенное для работы на газовом топливе.

Допускается перевод на газовое топливо малолитражных (малогабаритных) отопительных котлов заводского изготовления, предназначенных для твердого или жидкого топлива. Переоборудованные на газовое топливо отопительные установки должны быть оборудованы газогорелочными устройствами с автоматикой безопасности. В одном помещении жилых зданий не допускается предусматривать установку более двух емкостных водонагревателей или двух малолитражных отопительных котлов или двух других типов отопительного газового оборудования.

Для отопления помещений жилых зданий высотой до 10 этажей включительно допускается предусматривать газовые камины, конвекторы, калориферы и другие типы отопительного газового оборудования заводского изготовления с отводом продуктов сгорания через наружную стену здания (по схеме, предусмотренной заводом-изготовителем). При этом подачу газа к газовому оборудованию, устанавливаемому в помещениях жилого здания (в том числе и расположенных в них общественных учреждениях), следует предусматривать самостоятельными ответвлениями, на которых в местах присоединения к газопроводу должно устанавливаться

вне помещений, где размещается газовое оборудование, отключающее устройство. Соединения труб, прокладываемых в жилых (служебных) помещениях, следует выполнять сварными, резьбовые соединения допускаются только в местах подключения газопровода к отопительному газовому оборудованию и установки отключающего устройства перед ним. Газогорелочные устройства отопительного газового оборудования должны быть оснащены автоматикой безопасности и регулирования. Допускается установка в кухне проточного газового водонагревателя кухонного типа (тепловой мощностью до 10 кВт), предназначенного для кратковременной работы с выходом продуктов сгорания в помещение при условии обеспечения невозможности одновременного пользования газовой плитой и водонагревателем путем установки *L*-подобного трехходового крана, который позволяет пользоваться только одним прибором, при этом:

- объем кухни должен быть не менее 21 м³;
- количество удаляемого воздуха из помещения кухни согласно требованиям СНиП 2.08.01 должно быть не менее 90 м³/ч;
- в помещении кухни следует устанавливать сигнализатор микроконцентраций окислов углерода с блоком (клапаном) автоматического отключения подачи газа к водонагревателю.

Установку водонагревателей, отопительных котлов и отопительных аппаратов с отводом продуктов сгорания в дымоход или через наружную стену здания следует предусматривать в кухнях или в обособленных нежилых помещениях, предназначенных для их размещения. Отопительные аппараты конвекторного типа с герметической камерой сгорания и отводом продуктов сгорания через наружную стену здания (по схеме, предусмотренной заводом-изготовителем) могут устанавливаться в жилых и служебных помещениях. Тепловая мощность конвекторов, устанавливаемых в жилых помещениях, не должна превышать 7,5 кВт.

Установку газового отопительного оборудования суммарной тепловой мощностью до 30 кВт разрешается предусматривать в помещении кухни (независимо от наличия плиты и проточного

водонагревателя) или в обособленном помещении, внутренний объем кухни при установке отопительного оборудования с отводом продуктов сгорания в дымоход должен быть на 6 м³ больше. Отвод продуктов сгорания от отопительных аппаратов тепловой мощностью до 30 кВт разрешается производить через дымоход или через наружную стену здания.

Обособленные встроенные и пристроенные помещения, где размещается отопительное газовое оборудование суммарной тепловой мощностью от 30 до 200 кВт, должны отвечать следующим требованиям:

- высота помещения — не менее 2,5 м;
- наличие естественной вентиляции из расчета: вытяжка — в объеме трехкратного воздухообмена в час; приток — в объеме вытяжки плюс дополнительное количество воздуха для горения газа (при заборе воздуха из помещения);
- размеры вытяжных и приточных устройств должны определяться расчетом;
- объем помещения следует предусматривать не менее приведенного в таблице.

**Параметры объема помещения в зависимости
от мощности отопительного прибора**

Суммарная тепловая мощность отопительного газового оборудования, кВт	Объем помещения, м ³
До 30	7,5
Более 30 до 60	13,5
Более 60 до 200	Из условий размещения и эксплуатации газового оборудования, но не менее 15,0

Обособленные помещения для размещения отопительного оборудования суммарной тепловой мощностью от 30 до 200 кВт и помещения в подвалах жилых зданий, принадлежащих гражданам на правах личной собственности для размещения отопительного оборудования, должны иметь естественное освещение из

расчета остекления $0,03 \text{ м}^2$ на 1 м^3 объема помещения и ограждающие от смежных помещений конструкции с пределом огнестойкости не менее $0,75 \text{ ч}$ и пределом распространения огня по конструкции, равным нулю.

При установке в кухнях и помещениях жилых зданий проточных и емкостных газовых водонагревателей, малолитражных отопительных котлов и других отопительных аппаратов, предназначенных для работы на газовом топливе и имеющих отводы продуктов сгорания в дымоходы, следует предусматривать контроль микроконцентраций угарного газа $0,005 \%$ (объемных) СО и контроль дозрывных концентраций газа (20% нижнего концентрационного предела воспламеняемости, далее — НКПВ) путем установки квартирных сигнализаторов с выводом на индивидуальную предупредительную сигнализацию.

Эти требования не распространяются на помещения, в которых устанавливаются газовые конвекторы, проточные и емкостные водонагреватели и отопительное оборудование с герметической камерой сгорания, у которых забор воздуха для горения и отвод продуктов сгорания газа производится через наружную стену здания. Допускается применение сигнализаторов с отключающими газ устройствами.

Во всех газифицированных природным газом и негазифицированных жилых зданиях (кроме усадебных) газифицированных населенных пунктов рекомендуется предусматривать контроль дозрывных концентраций газа (20% НКПВ) путем установки сигнализаторов в подвалах, технических подпольях, а при отсутствии подвалов и технических подполий — в цокольных и первых этажах с выводом на коллективную предупредительную сигнализацию и на объединенную диспетчерскую службу (далее — ОДС) при ее наличии. Установку сигнализаторов следует осуществлять в соответствии с «Техническими требованиями и правилами по применению сигнализаторов дозрывоопасных концентраций топливных газов и микроконцентраций угарного газа в воздухе помещений жилых зданий и общественных зданий и сооружений».

Согласно ГОСТ Р 50696–2006 все бытовые газовые приборы для приготовления пищи, работающие на природном или сжиженном углеводородном газе, подразделяются на три категории: бытовые газовые плиты, газовые водонагреватели и газовые котлы.

Бытовые газовые плиты

Устройство бытовых газовых плит можно рассмотреть на примере плиты ПГ-4/1, изображенной на рис. 8.4. Каркас плиты из эмалированной стали снабжен всем оборудованием, при этом стол плиты из стали или чугуна закрепляют наглухо к раме или подвешивают на шарнирах, чтобы его можно было откидывать, облегчая доступ к горелкам. Конфорки плит — одинарные и представляют собой ажурную подставку, свободно пропускающую вторичный воздух к пламени, что не мешает отдаче теплоты при горении газа. Конфорки с более высокими ребрами необходимы для посуды с широким дном и призваны облегчить доступ вторичного воздуха к пламени. Существуют конфорки спаренные, монтирующиеся вместе со столом. Верхние горелки одинакового устройства и стандартных габаритов. С помощью рассекателя горелки обеспечивается уменьшение высоты факела пламени и подача вторичного воздуха внутрь пламени. Все это способствует максимальной полноте сгорания газа. Корпус горелки при этом выполняет функцию смесителя. В нем происходит перемешивание первичного воздуха и газа, т. е. образование газозвоздушной горючей смеси. С помощью регулятора первичного воздуха можно регулировать его количество в газозвоздушной смеси.

Высота кухни, в которой устанавливают газовую плиту, должна быть не менее 2,2 м. При этом помещение кухни должно иметь окна с форточкой и вытяжной вентиляционный канал.

Основное требование для всех газогорелочных устройств — полное сжигание газа, т. е. отсутствие горючих или токсичных газов в продуктах горения. Для газогорелочных устройств содержание окиси углерода СО не должно превышать 0,02 % по объему, если продукты горения не отводятся в дымоход (газовые плиты),

закрываемые поворотным диском. Газ поступает через отверстие канала в корпусе крана и смешивается с воздухом в смесителе горелки. Верх горелки закрыт колпачком с отверстием для подвода воздуха снизу.

Установка газовой плиты ПГ-4 показана на рис. 8.4. Газовый стояк 1 или 2 может быть расположен сзади плиты (вариант I) или в углу (вариант II).

Расстояние от неизолированной боковой стены духового шкафа плиты до деревянных элементов встроенной мебели должно быть не менее 150 мм.

Подводку газопровода к двух-, трех- и четырехконфорочным плитам с духовым шкафом устраивают из труб диаметром 20 мм, а для двухконфорочных плит без духового шкафа и таганов — из труб диаметром 15 мм. К плите трубопроводы присоединяют с помощью угольника и сгона. Пробковый кран устанавливают на вертикальном участке подводки на высоте 100 мм от пола.

Бытовые газовые водонагреватели

Прежде чем приступить к выбору газовой колонки, нам нужно иметь представление об ее устройстве, принципе работы, узнать технические характеристики. В данном случае цена не может быть показателем качества изделия. Даже самое дорогое изделие окажется малоэффективным, если при выборе вы не будете руководствоваться техническими характеристиками, не учтете особенности эксплуатации и т. д. Газовые водонагреватели бывают проточного и накопительного типа. Чаще всего встречаются проточные водонагреватели. Это связано с тем, что водонагреватели такого типа имеют высокую производительность и компактные размеры.

Водонагреватель — достаточно сложный бытовой прибор (рис. 8.5). Он позволяет в максимально короткие сроки обеспечить потребителей горячей водой в нужном объеме с минимальными затратами природного газа. Защитный корпус не только закрывает несанкционированный доступ к основным узлам и элементам работающей газовой колонки, но и предохраняет пользователей от возможных травм в процессе эксплуатации изделия.

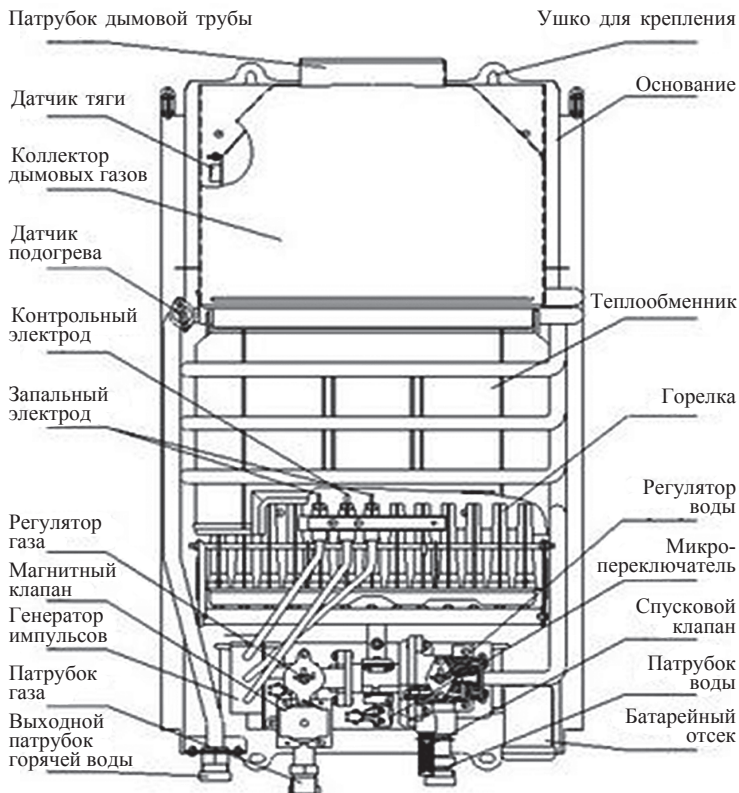


Рис. 8.5. Проточный водонагреватель

Наличие продуктов сгорания подразумевает подключение газовой колонки к дымоходу, который не следует путать с кухонной вентиляцией.

Современные газовые колонки могут иметь герметичные камеры сгорания, такие же, как и у отопительных котлов. Это позволяет выводить продукты сгорания непосредственно через специально оборудованный в стене дымоход и быть менее стесненным с выбором места установки газовой колонки.

Под крышечкой колонки находится теплообменник, который чаще всего изготавливают из меди, и газовые горелки. Именно здесь происходит нагрев холодной воды. От качества воды во многом будет зависеть срок службы теплообменника. Слишком жесткая вода часто становится причиной «зарастания» трубок теплообменника известковыми отложениями. С этим явлением можно бороться разными способами — как дополнительной фильтрацией, так и антيناкипной обработкой воды. Это не исключает необходимости промывки теплообменников ингибированными кислотами.

Розжиг газовой колонки осуществляется от источника открытого огня или электроискровым устройством.

Бытовые газовые котлы

В конструкцию котла (рис. 8.6) входят: горелка; теплообменник; термостат; устройство управления; один или два циркуляционных насоса; расширительный бак; манометр; термометр.

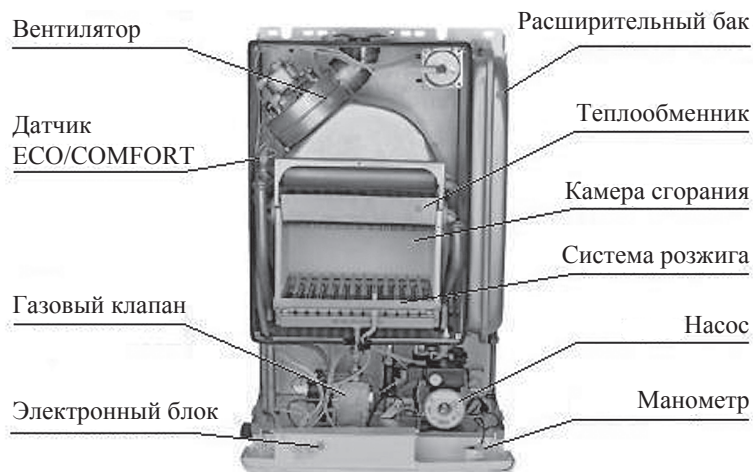


Рис. 8.6. Водогрейный бытовой котел

Термостат находится в отапливаемом помещении и постоянно измеряет температуру воздуха. Когда становится холодно, трехходовой клапан переходит в режим «отопление», включается

циркулярный насос, который перемещает теплоноситель по отопительному контуру. Затем открывается газовый клапан и зажигается горелка. В теплообменнике продукты сгорания нагревают воду. Встроенные манометр и термометр контролируют температуру и давление жидкости.

По достижении расчетной температуры насос отключается. Через некоторое время вся процедура повторяется.

В зависимости от функциональных возможностей выделяют одноконтурные и двухконтурные котлы. Первые могут быть использованы только в качестве источника тепла. Они подключаются к системе отопления и во время циркуляции воды нагревают ее. Двухконтурные котлы осуществляют также и горячее водоснабжение. Для этого они подключаются к системе горячего водоснабжения.

Примером одноконтурного котла может служить модель Protherm Гепард 23 MTV 0010007995. К нему можно подключить бойлер косвенного нагрева.

Наиболее эффективны конденсационные котлы. Их КПД выше других типов, поскольку в них используется теплота конденсации водяного пара, образующегося при сжигании газа.

Место установки — еще один критерий для классификации газовых котлов. Напольные зачастую довольно тяжелы. Они должны располагаться на специальной платформе из негорючих материалов. Настенные менее мощные, их очень удобно использовать в квартирах (обычное место установки — кухня). Могут располагаться в любом месте на стене, разрешенном нормативными документами. Отличаются компактностью. При их монтаже важно качество крепления к стеновой конструкции.

Материал теплообменника определяет срок его эксплуатации. Агрегаты, теплообменник которых выполнен из стали (как, например, у настенного котла Protherm Пантера 25 КОО), характеризуются высокой мощностью и КПД. Чугунные теплообменники более надежны, поскольку толщина стенок исключает возможность прогара, и срок их эксплуатации может достигать 50 лет.

8.4. Отвод продуктов сгорания

Отвод продуктов сгорания от бытовых газовых приборов, печей и другого бытового газового оборудования, в конструкции которых предусмотрен отвод продуктов сгорания в дымоход, следует предусматривать от каждого прибора, агрегата или печи по обособленному дымоходу.

1. В существующих зданиях допускается присоединение к одному дымоходу не более двух водонагревателей или отопительных печей, расположенных на одном или разных этажах здания, при условии ввода продуктов сгорания в дымоход на разных уровнях, не ближе 0,75 м один от другого, или на одном уровне с устройством в дымоходе рассечки на высоту не менее 0,75 м.

2. В существующих зданиях при отсутствии дымоходов допускается предусматривать устройство приставных дымоходов.

3. Допускается присоединение к дымоходу отопительной печи периодического действия газового водонагревателя, используемого для горячего водоснабжения, или другого газового прибора, не работающего непрерывно, при условии разновременной работы и достаточного сечения дымохода для удаления продуктов сгорания от присоединяемого прибора. Присоединение дымоотводящей трубы газового прибора к оборотам дымохода отопительной печи не допускается.

4. Площадь сечения дымохода не должна быть меньше площади патрубка газового прибора, присоединяемого к дымоходу. При присоединении к дымоходу двух приборов, печей и т. п. сечение дымохода следует определять с учетом одновременной их работы. Конструктивные размеры дымоходов должны определяться расчетом.

5. Небытовые газовые приборы (ресторанные плиты, пищеварочные котлы и т. п.) допускается присоединять как к обособленным, так и общему дымоходу. Допускается предусматривать соединительные дымоотводящие трубы, общие для нескольких агрегатов, вывод продуктов сгорания в общий дымоход для нескольких приборов следует предусматривать на разных уровнях или на одном уровне с устройством рассечек согласно п. 1.

Сечения дымоходов и соединительных труб должны определяться расчетом исходя из условия одновременной работы всех приборов, присоединенных к дымоходу.

6. Дымоходы должны быть вертикальными, без уступов. Допускается уклон дымоходов от вертикали до 30° с отклонением в сторону до 1 м при обеспечении площади сечения наклонных участков дымохода не менее сечения вертикальных участков.

7. Для отвода продуктов сгорания от ресторанных плит и других небытовых газовых приборов допускается предусматривать горизонтальные участки дымоходов общей длиной не более 10 м. Допускается предусматривать дымоходы в перекрытии с устройством противопожарной разделки для горючих конструкций перекрытия.

8. Присоединение газовых водонагревателей и других газовых приборов к дымоходам следует предусматривать трубами, изготовленными из кровельной стали. Суммарную длину участков соединительной трубы в новых зданиях следует принимать не более 3 м, в существующих зданиях — не более 6 м. Уклон трубы следует назначать не менее 0,01 в сторону газового прибора. На дымоотводящих трубах допускается предусматривать не более трех поворотов с радиусом закругления не менее диаметра трубы. Ниже места присоединений дымоотводящей трубы от прибора к дымоходам должно быть предусмотрено устройство «кармана» с люком для чистки. Дымоотводящие трубы, прокладываемые через неотапливаемые помещения, при необходимости должны быть покрыты теплоизоляцией.

9. Расстояние от соединительной дымоотводящей трубы до потолка или стены из негорючих материалов следует принимать не менее 5 см; до деревянных оштукатуренных потолков и стен — не менее 25 см.

Допускается уменьшение указанного расстояния с 25 до 10 см при условии обивки деревянных оштукатуренных стен или потолка кровельной сталью по листу асбеста толщиной 3 мм. Обивка должна выступать за габариты дымоотводящей трубы на 15 см с каждой стороны.

10. 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: ресторанных плит, кипятильников и других газовых приборов, не имеющих стабилизаторов тяги, на дымоотводящих трубах от приборов должны предусматриваться шиберы, имеющие отверстие диаметром не менее 15 мм.

11. В шиберах, установленных на дымоходах от котлов, должны предусматриваться отверстия диаметром не менее 50 мм.

12. Дымовые трубы от газовых приборов в зданиях должны быть выведены: выше границы зоны ветрового подпора, но не менее 0,5 м выше конька крыши при расположении их (считая по горизонтали) не далее 1,5 м от конька крыши; в уровень с коньком крыши, если они отстоят на расстоянии до 3 м от конька крыши не ниже прямой, проведенной от конька вниз под углом 10° к горизонту, при расположении труб на расстоянии более 3 м от конька крыши.

Во всех случаях высота трубы над прилегающей частью крыши должна быть не менее 0,5 м, а для домов с совмещенной кровлей (плоской крышей) — не менее 2,0 м. Установка на дымоходах зонтов и дефлекторов не допускается.

13. Отвод продуктов сгорания от газифицированных установок промышленных предприятий, котельных, предприятий бытового обслуживания допускается предусматривать по стальным дымовым трубам.

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

Дымоходы состоят из следующих основных элементов:

- соединительных труб от приборов и аппаратов, не имеющих непосредственного вывода продуктов сгорания в дымоход;

- дымоходов в насадных отдельно стоящих трубах или расположенных в капитальных стенах (как правило, внутренних) и в промышленных блоках;
- противопожарных разделок и оголовков.

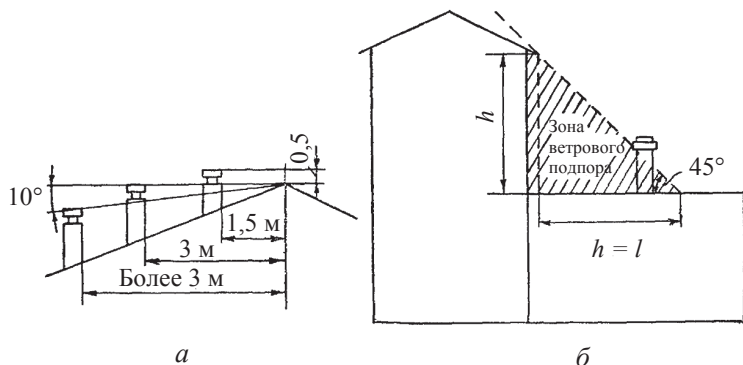


Рис. 8.7. Схема расположения дымовых труб [4, с. 434]:

а — высота дымовых труб относительно конька крыши; *б* — расположение дымовой трубы относительно ветрового подпора

Продукты сгорания от газовых приборов отводятся от каждого агрегата по обособленному дымоходу.

В уже существующих зданиях допускается присоединение к одному дымоходу не более двух водонагревателей, расположенных на одном или разных этажах здания при условии ввода продукта сгорания в дымоход на разных уровнях (не ближе 0,5 м один от другого или на одном уровне с устройством в дымоходе расщетки на высоте не менее 0,5 м).

Иногда при отсутствии дымоходов в стенах устраиваются приставные теплоизолированные дымоходы.

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

дымоотводящей трубы газового прибора к оборотам дымохода отопительной печи не допускается.

Температура продуктов сгорания на выходе независимо от расположения дымохода и его вида должна быть не менее чем на $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ выше точки росы. Площадь сечения должна быть не меньше площади патрубков газового прибора, печи и т. п., присоединяемых к дымоходу.

При подсоединении к дымоходу двух приборов, печей и т. п. сечение дымохода определяется исходя из одновременной их работы. Дымовые трубы от газовых приборов в жилых домах (рис. 8.7) должны быть выведены на $0,5\text{ м}$ выше конька крыши (при расположении их по горизонтали не далее $1,5\text{ м}$ от конька крыши); на уровень с коньком крыши, если они отстоят на расстоянии до 3 м от конька крыши; не ниже прямой, проведенной от конька крыши вниз под углом 10° к горизонту, при расположении труб на расстоянии более 3 м от конька. Во всех случаях высота трубы над прилегающей частью крыши должна быть не менее $0,5\text{ м}$. Если вблизи дымовой трубы находятся более высокие части здания, строения или деревья, дымовые трубы от газовых приборов и агрегатов должны выводиться выше границы зоны ветрового подпора. Дымоходы должны быть защищены от воздействия атмосферных осадков. Зона ветрового подпора — пространство, находящееся ниже линии, проведенной под углом 45° к горизонту от наиболее высокой части здания, строения или дерева.

8.5. Расчет дымоходов

От того, насколько правильно сконструирован дымоход, напрямую зависят КПД котла, расход топлива, а в конечном итоге — эффективность и экономичность работы всей системы отопления. Поэтому необходимо заранее решить, из какого материала будет изготовлен дымоход, точно рассчитать высоту и сечение трубы, определить ее местоположение и обеспечить удобство обслуживания.

Особое внимание следует уделить надежности теплоизоляции для предотвращения образования конденсата.

Ошибки, связанные с неправильным подбором и монтажом дымовой трубы, могут снизить КПД котла с 95 до 60 %. Возможно также появление «плачущих» стен в местах прокладки дымоходов, угарного газа, перерасхода топлива. Параметры дымохода рассчитывают с учетом мощности котла, температуры отходящих газов, типа горелки, установленной на котле, и высоты ствола.

В современном строительстве и при реконструкции все чаще применяют цилиндрические дымоходы из нержавеющей стали. Стальные трубы имеют идеально гладкую поверхность, тогда как кирпичные дымоходы невозможно тщательно заделать изнутри, а неровности стен создают дополнительное сопротивление отходящим газам.

Порог конденсатообразования в стальном дымоходе преодолевается за 1÷2 мин, а в кирпичном — за 35÷45 мин.

Столь длительное воздействие конденсата на стены дымохода при каждом включении котла приводит к их постепенному разрушению и проникновению конденсата внутрь здания. Внутренние стенки кирпичного дымохода впитывают продукты сгорания, которые при взаимодействии с конденсатом образуют кислотную среду, разрушающую дымоход. В металлических трубах этого не происходит. Теплоизоляция кирпичного дымохода — процесс длительный и трудоемкий, в то время как металлические трубы утеплить гораздо легче либо можно применять предварительно утепленные трубы. Большой набор соединительных элементов для стальных дымоходов позволяет монтировать системы любой степени сложности, легко решать проблемы с отводом конденсата и сделать процесс очистки быстрым и эффективным. Дымоход из нержавеющей стали можно смонтировать в давно построенном доме, в проекте которого не была предусмотрена возможность отвода продуктов сгорания.

Проходное сечение дымоходов должно обеспечивать полный отвод и минимальное охлаждение продуктов сгорания газа. Площадь поперечного сечения дымоходов определяется

в зависимости от тепловой мощности газовых приборов и аппаратов. Площадь дымохода прямоугольного сечения должна в 1,3 раза превышать площадь дымохода квадратного сечения. Применяемый материал, толщина стенок дымохода и слоя теплоизоляции должны обеспечивать температуру продуктов сгорания газа на выходе из дымохода, независимо от его расположения, на 15 °С выше точки росы, также необходимо соблюдать минимальное разрежение перед газовыми приборами и аппаратами и требуемые коэффициенты избытка воздуха.

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

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

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

Тяга определяется по формуле

$$\Delta P_{\text{т}} = 0,034H [1/(273 + t_{\text{в}}) - 1/(273 + t_{\text{г}})] P_{\text{Б}}, \quad (8.1)$$

где $\Delta P_{\text{т}}$ — тяга, создаваемая дымовой трубой, дымоходом или вертикальным участком присоединительной трубы; H — высота участка, создающего тягу, м; $t_{\text{в}}$ — температура окружающего воздуха, °С; $t_{\text{г}}$ — средняя температура газов на участке, °С, $P_{\text{Б}}$ — атмосферное (барометрическое) давление, Па.

Для определения средней температуры продуктов сгорания газов необходимо знать снижение их температуры в результате остывания при движении по соединительным трубам и дымовым каналам.

Расчет остывания уходящих продуктов сгорания выполняется по формуле

$$\Delta t = (t_{\text{pc}} - t_{\text{ов}}) / [5,018 Q_{\text{nc}} / (kF) + 0,5], \quad (8.2)$$

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

Примерное падение температуры уходящих газов на 1 м длины дымохода: в кирпичном дымоходе, расположенном во внутренней стене, — 2÷6 °C; в кирпичном дымоходе, расположенном снаружи здания, — 6÷12 °C.

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

$$\Delta P_{\text{раз}} = \Delta P_{\text{т}} - (\Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{мс}}), \quad (8.3)$$

где $\Delta P_{\text{т}}$, $\Delta P_{\text{мс}}$ — потери давления на трение и местные сопротивления при движении газов по соединительным трубам, дымоходам и дымовой трубе, Па.

Потери на трение рассчитываются по формуле

$$\Delta P_{\text{тр}} = 1,02 \lambda (L/d) (v_{\text{nc}}/2) \rho_{\text{nc}} (273 + t_{\text{cp}}/273), \quad (8.4)$$

где λ — коэффициент трения (для кирпичных каналов и труб — 0,04, для металлических — 0,02, для металлических окисленных — 0,04); L — длина расчетного участка, м; d — внутренний диаметр, м; v_{nc} — скорость уходящих продуктов сгорания, определяемая по формуле $v_{\text{nc}} = Q_{\text{nc}} / 3600 S$ (здесь S — площадь поперечного сечения дымохода, м²; если сечение прямоугольное, то необходимо определить эквивалентный диаметр по формуле $d_s = 4S/\Pi$; Π — периметр поперечного сечения дымохода,

омываемый газами, м); ρ_{nc} — плотность уходящих продуктов сгорания, кг/м^3 , приведенная к нормальным условиям; t_{cp} — средняя температура уходящих продуктов сгорания, °С.

Потери на местные сопротивления:

$$\Delta P_{\text{мс}} = 1,02 \Sigma \xi (v_{\text{nc}}/2) (273 + t_{\text{cp}}/273) \Delta P_{\text{в}}, \quad (8.5)$$

где $\Sigma \xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений, включая сопротивление при выходе из трубы; $\Delta P_{\text{в}}$ — гидравлические потери разрежения в дымоходе на ветер, Па, определяемые по формуле $\Delta P_{\text{в}} = a v_{\text{в}}^2,4$ (здесь a — коэффициент, принимаемый для квартир, расположенных с заветренной стороны дома: со сквозным проветриванием — 0,025; без сквозного проветривания — 0,1; $v_{\text{в}}$ — скорость ветра в теплый период года, м/с).

При расчете дымоходов можно принимать следующие значения коэффициентов местных сопротивлений ξ : вход в соединительную трубу из тягопрерывателя — 0,5; поворот под углом 90° — 0,9; внезапное расширение потока при входе в кирпичный дымоход и поворот под углом 90° — 1,2; выход из дымохода — 1,5–2,5.

В местах, где сгораемые и трудносгораемые конструкции зданий и сооружений (стены, перегородки, перекрытия, балки и т. п.) примыкают к дымоходам, следует для бытовых аппаратов приборов (проточных, емкостных, с водяным контуром и др.) предусматривать противопожарные разделки асбестовым шнуром толщиной 20 мм общим размером 250 мм. При проектировании высотных домов для дымоходов соседних зданий, попадающих в зону ветрового подпора, необходимо предусматривать мероприятия, предотвращающие опрокидывание тяги в каналах (наращивание, устройство ветрозащитных щитков, экранов и т. п.). Установка на дымоходах зонтов и дефлекторов не разрешается.

Раздел 9

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ. ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ. ПРОКЛАДКА ГАЗОПРОВОДОВ

Современная комплексная газовая автоматика для котельных включает приборы автоматики регулирования, безопасности, контроля и сигнализации. Автоматика регулирования обеспечивает поддержание заданного режима работы агрегата. Автоматика безопасности обеспечивает прекращение подачи газа к горелкам при недопустимых нарушениях режима работы агрегата, могущих привести к аварии. Приборы контроля и сигнализации создают условия для дистанционного управления работой автоматизированного агрегата с диспетчерского пункта.

Для промышленных печей, сушил и других подобных тепловых агрегатов системы газовой автоматики не выпускаются, а комплектуются из отдельных приборов и устройств по индивидуальным проектам применительно к конкретным условиям. Объем автоматики в этом случае СНиП не регламентирует. Минимально необходимый объем автоматики газифицированных котлов определен СНиП и предусматривает, как отмечалось выше, обеспечение прекращения подачи газа к горелкам при недопустимом отклонении давления газа, погасании пламени основных горелок, отсутствии тяги и прекращении подачи воздуха к дутьевым горелкам.

9.1. Системы газоснабжения промышленных предприятий и производственных котельных

Газоснабжение предприятий можно разделить на две целевые группы, одна из них — это резервное газоснабжение, а вторая — использование пропан-бутана в качестве основного вида

энергоносителя. Газовые сети более крупных предприятий с необходимостью использования в цехах газа среднего и высокого давления подключают к распределительным газопроводам высокого давления. В этом случае можно применить схему, подобную приведенной на рис. 9.1. В центральном ГРП осуществляется замер расхода газа и редуцирование его до величины высокого давления, необходимого для цехов № 1 и № 2, и до среднего давления, необходимого для остальных цехов.

Модульные водогрейные котельные марки МК-В (рис. 9.2) предназначены для отопления и горячего водоснабжения коммунальных, производственно-административных, социальных и культурно-бытовых объектов. Могут использоваться в качестве центрального или автономного источников энергии.

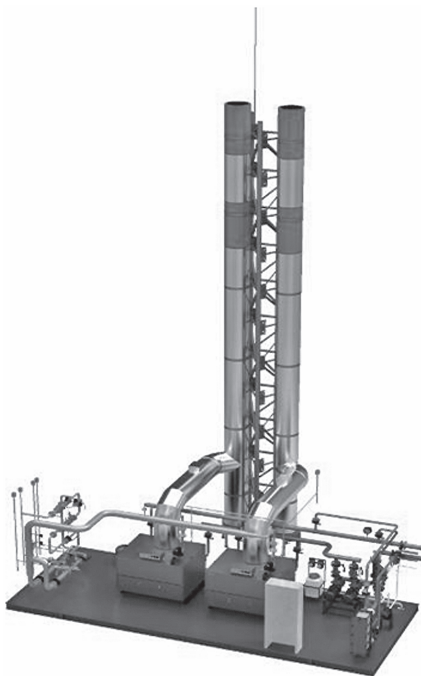


Рис. 9.1. Модульная котельная

1. Котельная выполняется в виде одного или нескольких блоков, что обеспечивает ей высокую мобильность.

2. Котельная выпускается как полностью готовое к работе изделие.

3. Для установки котельной требуются минимальный пакет разрешительных документов.

4. Изготовление котельной, установка и ввод в эксплуатацию производится в короткие сроки — от 2 до 4 месяцев.

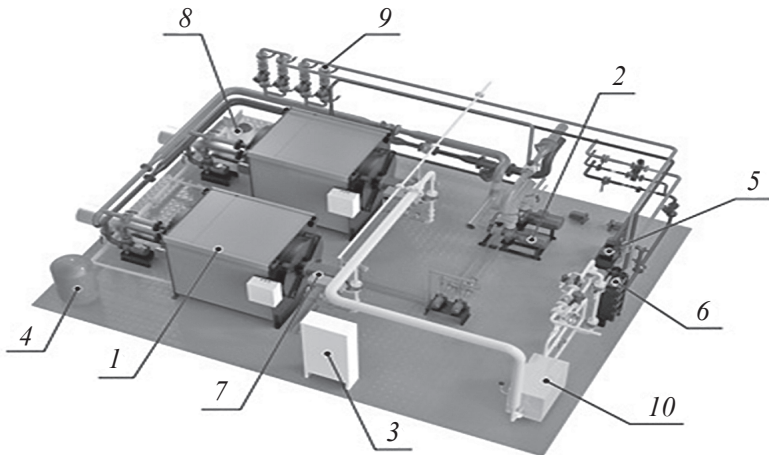


Рис. 9.2. Модульные водогрейные котельные марки МК-В:

- 1 — котел водогрейный; 2 — насосное оборудование; 3 — щит управления котельной; 4 — расширительный бак; 5 — блок горячего водоснабжения; 6 — пластинчатый теплообменник; 7 — автоматизированные горелки; 8 — водоподготовительное оборудование; 9 — арматура и трубопроводы; 10 — газорегуляторный узел

Для модульных котельных характерна экономичность и низкая затратность на производство тепла. Полная автоматизация исключает потребность в оперативном персонале и обеспечивает возможность дистанционного контроля за работой котельной.

Базовая комплектация котельных:

1. Котлы.
2. Автоматизированные горелки в комплекте с автоматикой безопасности.
3. Насосное оборудование.
4. Система управления котельной.
5. Водоподготовительное оборудование.
6. Арматура и трубопроводы.
7. Контрольно-измерительные приборы.
8. Утепленный блок-контейнер.

Дополнительная комплектация котельной:

1. Коммерческий узел учета тепла.
2. Коммерческий узел учета газа.
3. Блок горячего водоснабжения.
4. Газорегуляторный узел.
5. Пластинчатый теплообменник.

Автоматика позволяет эксплуатировать котельную без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Блок управления, защиты и сигнализации подаст аварийный сигнал при нарушении рабочих параметров, пожаре, загазованности, проникновении посторонних лиц и выдаст управляющее воздействие на газовый клапан.

Промышленные предприятия снабжают газом, как правило, по системам распределительных газопроводов высокого или среднего давления. При малых расходах газа, не нарушающих режим газоснабжения бытовых потребителей, возможно подключение предприятий к газопроводам низкого давления. Система газоснабжения предприятия состоит из ввода на территорию, межцеховых газопроводов, ГРП и ГРУ и внутрицеховых газопроводов. Ввод обычно делают подземным и размещают на нем главное отключающее устройство. Межцеховые газопроводы в зависимости от планировки предприятия, насыщенности его территории подземными и надземными коммуникациями, степени осушенности газа и ряда других факторов могут быть подземными, надземными и смешанными. На предприятиях чаще отдают предпочтение надземной

прокладке межцеховых газопроводов, так как они в этом случае не подвержены подземной коррозии, более доступны для осмотра и ремонта, менее опасны при утечках газа и экономичнее подземных.

Освещение помещений с газифицируемыми котлами, печами и другими агрегатами должно быть естественное в дневное и электрическое в ночное время. Устройство обоих видов освещения должно соответствовать требованиям СНиП и правил Госстроя РФ применительно к размещенному в помещениях производству. В частности, для котельных суммарная площадь остекленных проемов и световых фонарей, являющаяся одновременно и взрывной площадью, должна быть не менее 30 % площади одной из наибольших наружных стен. В существующих зданиях, где это условие не обеспечивается, размеры оконных проемов и световых фонарей должны быть максимальными, исходя из конструкции здания. Для котельных кроме обычного рабочего должно быть аварийное освещение от самостоятельных источников питания, независимых от источников питания общей электроосветительной сети котельной. В крайнем случае для котельных с площадью до 250 м² в качестве аварийного освещения могут быть использованы переносные фонари.

Вентиляция газифицируемых производственных цехов и котельных должна соответствовать требованиям СНиП и правил Госстроя РФ применительно к размещенному в них производству.

Более жесткие требования предъявляются к помещениям отопительных котельных, размещенных в жилых или общественных зданиях. Такие котельные снабжаются газом с давлением до 3 кгс/см². Помещение котельной должно быть изолировано от других помещений несгораемыми стенами и перекрытием и иметь высоту не менее 2,4 м, а также самостоятельный выход с открывающимися наружу дверями. Помимо естественного и электрического освещения в нормальном исполнении такие котельные оборудуются электролампами во взрывозащищенном исполнении с самостоятельной электропроводкой и вынесенными из помещения предохранителем и выключателем.

Вентиляция, естественная или принудительная, должна обеспечивать не менее чем трехкратный воздухообмен без учета воздуха, необходимого для горения газа. Приток воздуха, как правило, осуществляется за котлами, а вытяжка — из верхней зоны. При использовании принудительной вентиляции вытяжные вентиляторы и их электромоторы с пусковой аппаратурой должны быть во взрывозащищенном исполнении.

В печах, котлах и других агрегатах применяют изготовленные по действующим нормам или по проекту газовые горелки, обеспечивающие устойчивость горения в пределах необходимого регулирования тепловой нагрузки агрегата. Для розжига горелок и наблюдения за их работой на фронтальном щите или дверцах топок агрегатов делают смотровые отверстия с крышками, если таких отверстий не имеется в самих горелках. Расстояние от выступающих частей горелок или арматуры агрегата до стен, колонн или каких-либо сооружений должно быть не менее 1 м.

Помещения газифицированных цехов и котельных должны быть обеспечены средствами пожаротушения по нормам пожарного надзора.

Широкое применение газового топлива в промышленных печах повышает экономичность их работы, позволяет совершенствовать технологию тепловых процессов и осуществлять их автоматическое регулирование, упрощать обслуживание печей и улучшать санитарно-гигиенические условия в производственных помещениях.

Назначение печей требует организации передачи тепла от газового факела и продуктов горения нагреваемым изделиям и материалам различными способами. Передача тепла может осуществляться лучеиспусканием, конвекцией и теплопередачей. По способу применяемого теплообмена и достигаемой в рабочем пространстве температуры печи подразделяют на три группы:

1. Высокотемпературные (выше 1 000 °С), в которых преобладает передача тепла лучеиспусканием.

2. Среднетемпературные ($650 \div 1000$ °С), в которых одновременно с передачей тепла лучеиспусканием приобретает значение теплопередача конвекцией.

3. Низкотемпературные (ниже 650 °С), в которых преобладает передача тепла конвекцией.

В высокотемпературных печах газ сжигается непосредственно в рабочем пространстве печи, что обеспечивает передачу тепла нагреваемым изделиям или материалам в основном за счет лучеиспускания от факела горелки, раскаленных продуктов горения и от нагретых поверхностей кладки, стен и свода печи, являющихся вторичными излучателями. В среднетемпературных печах газ частично, а в низкотемпературных печах полностью сжигается в отдельной камере сгорания (топке). Направляемые в рабочую камеру продукты сгорания с необходимой температурой омывают нагреваемые изделия, передавая им тепло в основном за счет конвекции.

9.2. Газовое оборудование, прокладка газопроводов

По стенам зданий газопроводы прокладывают на кронштейнах, а по перекрытиям — на опорах высотой не менее 0,5 м. Компенсация температурных деформаций надземных газопроводов обеспечивается отводами и поворотами их в горизонтальной и вертикальной плоскостях, а при необходимости — линзовыми или П-образными компенсаторами.

Часть опор делают неподвижными (мертвыми), а остальные — скользящими. Отводы газопроводов диаметром до 100 мм делают гнутыми или штампованными, а при больших диаметрах — сварными.

Наземные газопроводы влажного газа прокладывают с уклоном не менее 0,003, а в нижних точках монтируют дренажные штуцеры; при необходимости такие газопроводы утепляют. На всех ответвлениях к цехам устанавливают отключающие устройства, а на вводах в цеха монтируют продувочные линии для вытеснения

воздуха из газопровода при первичном пуске газа. Для защиты от коррозии надземные газопроводы окрашивают масляной краской за два раза.

Внутрицеховые газопроводы прокладывают открыто и крепят к стенам, колоннам, перекрытиям зданий и каркасам газопотребляющих агрегатов с помощью кронштейнов, крюков или подвесок (на высоте не менее 2,2 м в местах прохода людей). При прокладке газопровода параллельно электрокабелю расстояние между ними выдерживается не менее 250 мм, а при пересечениях — не менее 100 мм.

Отключающие устройства должны быть установлены на вводе газопровода в цех, на всех отводах от цехового коллектора к газопотребляющим агрегатам и перед горелками агрегатов. Для продувки внутрицеховых газопроводов на концевых их участках предусматриваются продувочные газопроводы диаметром не менее 19 мм с запорными устройствами, выводимые вне здания на высоту не менее 1 м выше карниза крыши. Продувочные газопроводы предусматриваются также на отводах к агрегатам после отключающего устройства на агрегат. Окрашивают внутрицеховые газопроводы в светло-коричневый цвет.

Газоснабжение промышленных и коммунальных предприятий обычно осуществляют по тупиковым сетям, различающимся числом, типом и месторасположением ГРП и ГРУ, а также методом прокладки газопроводов и давлениями в них. Для газоснабжения крупных предприятий иногда применяют кольцевые схемы с одним или для надежности с двумя самостоятельными вводами. На выбор конкретной схемы газоснабжения влияют расход и режим потребления газа цехами, характеристика газогорелочных устройств и тепловых агрегатов, территориальное расположение цехов, удобство обслуживания сети и технико-экономические показатели.

Газовые сети небольших промышленных предприятий, подключаемые к распределительным газопроводам среднего или высокого давлений, обычно оборудуют одним ГРП (рис. 9.3). В ГРП производится учет расхода газа и снижение его давления

до среднего, необходимого цехам № 1, 2 и котельной. Подача газа пониженного среднего давления, необходимого в соответствии с технологическими требованиями для горелок цеха № 4, обеспечивается ГРУ, размещенной в пристройке этого цеха. Снижение давления газа до низкого осуществляется во внутрицеховой ГРУ цеха № 3 и в шкафной ГРУ (ШП) столовой. Продувка отводов к цехам № 1, 2 и котельной осуществляется через продувочные трубопроводы 6, смонтированные на вводах, а в цехах № 3, 4 и столовой для этой цели используются продувочные трубопроводы ГРУ. Такая схема приемлема для предприятий с компактным территориальным расположением цехов, расходующих небольшие количества газа.

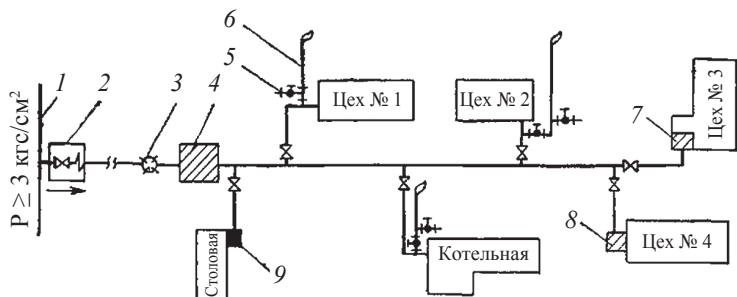


Рис. 9.3. Схема газоснабжения предприятия с центральным ГРП среднего конечного давления [3, с. 247]:

1 — распределительный газопровод; 2 — отключающее устройство в колодце; 3 — конденсатосборник; 4 — центральный ГРП с узлом замера расхода газа; 5 — штуцер с краном для отбора проб; 6 — продувочный трубопровод; цеховые ГРУ: 7 — низкого конечного давления, 8 — среднего конечного давления; 9 — шкафная ГРУ

Столовая обеспечивается газом низкого давления через шкафную ГРУ. В цехах с большим расходом газа рекомендуется установить узлы учета расхода газа для контроля за экономичностью его использования. При большом количестве цехов и при значительной удаленности их от центрального ГРП целесообразно в некоторых цехах иметь местные ГРУ, обеспечивающие стабильность

давления газа перед горелками тепловых агрегатов. В подобных схемах газоснабжения за счет подачи к удаленным цехам больших количеств газа по газопроводам высокого и среднего давления значительно уменьшается металлоемкость газовой сети. Выбор наиболее рациональной схемы газоснабжения предприятия в каждом конкретном случае производится на основании технико-экономического сравнения конкурентоспособных вариантов сети.

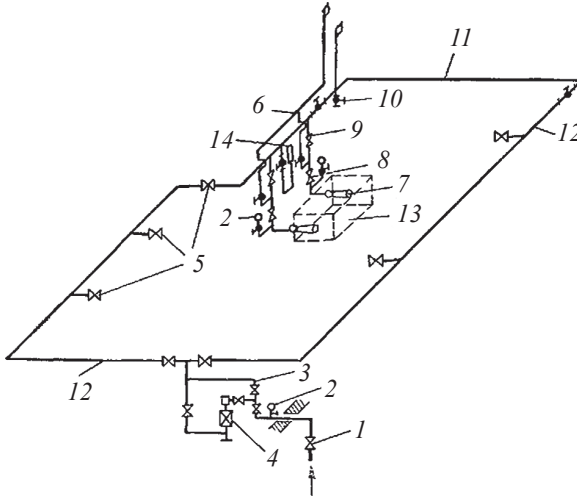


Рис. 9.4. Схема внутрицехового газопровода с узлом замера расхода газа [3, с. 248]:

1 — отключающее устройство на вводе газопровода в цех; 2 — манометр; 3 — обводной газопровод счетчика; 4 — газовый счетчик; 5 — отключающие устройства на ответвлениях к агрегатам; 6 — трубопровод безопасности; 7 — горелка; отключающие устройства: 8 — рабочее; 9 — контрольное; 10 — штуцер с краном для отбора проб; 11 — продувочный трубопровод; 12 — цеховой распределительный газопровод; 13 — газопотребляющий агрегат; 14 — переносный запальник

Схемы внутрицеховых газопроводов (рис. 9.4) весьма различны, так как зависят от планировки цеха, размещения газопотребляющих агрегатов, типа горелок и автоматических устройств на агрегатах, наличия подкрановых путей и т. п. Ввиду отсутствия

особой необходимости кольцевания внутрицеховые газопроводы чаще всего прокладывают в виде отдельных тупиковых ответвлений. Общим требованием к схемам внутрицеховых газопроводов является установка отключающего устройства и показывающего манометра на вводе газопровода в цех, главных отключающих устройств — на ответвлениях газопровода к агрегатам, продувочного трубопровода — в конце цехового газопровода и отключающих устройств — на больших по протяженности ответвлениях газопроводов к группе агрегатов.

Газопотребляющие агрегаты должны быть оборудованы КИП для замера давления газа у горелок каждого агрегата, давления воздуха в воздуховоде у горелок, разрежения в топке или борове до шибера. Агрегаты, оборудованные горелками с подачей воздуха от дутьевых устройств, должны иметь блокирующие устройства, обеспечивающие автоматическое отключение газа при падении давления воздуха ниже установленного предела. На агрегатах, имеющих дымососы, предусматривается блокировка, отключающая подачу газа при остановке дымососа.

Котельные агрегаты должны быть оборудованы автоматикой, прекращающей подачу газа при недопустимом отклонении давления газа от заданного, погасании пламени любой из основных горелок, нарушении тяги, прекращении подачи воздуха в горелки с принудительной подачей воздуха.

Необходимость установки взрывных предохранительных клапанов и степень автоматизации системы газоснабжения печей, сушил и других агрегатов устанавливаются проектной организацией.

Помещения газифицированных цехов и котельных должны быть обеспечены средствами пожаротушения по нормам пожарного надзора.

При выборе типа горелок для теплового агрегата следует учитывать:

- его назначение, технологический и тепловой режим работы;
- конструкцию и размеры топочной камеры;

- размеры, количество и размещение обрабатываемых изделий или материалов;
- давление газа в газопроводе;
- давление в топочной камере;
- необходимость принудительной подачи воздуха и его подогрева;
- диапазон регулирования тепловой нагрузки агрегата и отдельных горелок;
- потребность в резервном топливе и др.

Инжекционные горелки среднего давления обычно используют в небольших камерных печах шириной до 0,8 м при однорядном и 1,5 м при двустороннем размещении горелок. Нецелесообразно их применять в печах с противодавлением более $2\div 3$ мм вод. ст.

Горелки с принудительной подачей воздуха находят более широкое применение в агрегатах любого назначения, так как работают на низком и среднем давлении газа и позволяют в более широких пределах регулировать тепловой режим агрегата. Нецелесообразно применять их там, где могут быть использованы инжекционные горелки. Атмосферные горелки находят применение в низкотемпературных печах (до 650 °С) и сушилах.

Независимо от типа применяемых горелок располагать их надо так, чтобы исключалось ударное воздействие факела на нагреваемые изделия и материалы, так как это приводит к их местным перегревам и ухудшению качества.

Раздел 10

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ГОРЕНИЯ

10.1. Контрольно-измерительные приборы

Автоматизация процесса горения преследует своей целью поддержание с предельно возможной точностью заданных режимной картой допустимых величин химического и механического недожога топлива и содержания свободного кислорода в дымовых газах во всем диапазоне регулирования тепловой нагрузки котла. Пределы допустимых отклонений этих величин определяют обоснованность выбора и применения той или иной схемы, а также аппаратуры автоматического регулирования. Так, например, при сжигании мазута с нормативными и повышенными избытками воздуха допускается отклонение содержания O_2 в газах более 0,1 %, почему эксплуатационным требованиям вполне могут отвечать общеизвестные схемы автоматического регулирования процесса горения: пар — воздух и тепло — воздух.

Автоматизация процесса горения включает регулирование давления пара, регулирование разрежения в топке и регулирование соотношения топлива и воздуха.

Автоматизация процесса горения в топках таких котлов, оснащенных необходимыми приборами контроля за его качеством, не представляет особых затруднений.

При автоматизации процесса горения применяют схему топливо — воздух, при которой расход воздуха регулируется в определенном соотношении к расходу топлива и расход их измеряется.

Опыт автоматизации процесса горения в топках стационарных газомазутных котлоагрегатов, в особенности котлоагрегатов

большой мощности, весьма ограничен. Создается возможность автоматизации процессов горения.

В горелках должны применяться наиболее простые и надежные схемы автоматизации процесса горения.

Наиболее важной с точки зрения повышения коэффициента полезного действия котельной установки является автоматизация процесса горения, что включает автоматическое регулирование теплопроизводительности, экономичности процесса горения и разрежения в топке котла. Для паровых котлов предусматривается также автоматическое регулирование питания. Кроме автоматического регулирования, при автоматизации котлоагрегата предусматривают автоматику безопасности и в определенном объеме теплотехнический контроль.

Отходящие продукты горения необходимо анализировать на содержание кислорода. Особенно это важно при автоматизации процессов горения, где работа газоанализаторов была ненадежной и имелось большое запаздывание в анализе проб. Как указывалось ранее, контроль за продуктами сгорания, а именно проверка дымовых газов на содержание CO и CH_4 , осуществляется с помощью газоанализаторов.

Газообразное топливо, особенно природный и попутный газы, имеет ряд существенных преимуществ по сравнению с твердым и даже жидким топливом: низкая себестоимость по добыче, возможность легкой транспортировки по трубопроводам, малая зольность.

Газообразное топливо сгорает без дыма и копоти, легко перемешивается с воздухом; при его использовании удобнее осуществлять регулирование и автоматизацию процесса горения. Этот вид топлива находит все более широкое применение.

Газообразное топливо сгорает без дыма и копоти, легко перемешивается с воздухом; при его использовании удобнее осуществлять регулирование и автоматизацию процесса горения. Этот вид топлива находит все более широкое применение в печах, тепловых установках промышленности, отопительных котлах, при обогреве и сушке строящихся зданий.

10.2. КИП-автоматика процессов сжигания газа

Тепловые агрегаты, работающие на природном газе (печи, котлы, стенды нагрева и т. п.) должны оборудоваться системой контроля наличия пламени. В процессе работы тепловых агрегатов возможны ситуации, при которых пламя горелки (факел) потухнет, но газ будет продолжать поступать во внутреннее пространство агрегата и окружающую среду и при наличии искры или открытого огня возможно воспламенение этого газа и даже взрыв. Наиболее часто потухание пламени происходит из-за отрыва факела.

Наличие пламени контролируют либо с помощью ионизационного электрода, либо с помощью фотодатчика. Как правило, с помощью ионизационного электрода контролируют горение запальника, который, в свою очередь, в случае необходимости воспламенит основную горелку. Фотодатчиками контролируют пламя основной горелки. Фотодатчик для контроля пламени запальника не применяют ввиду малого размера пламени запальника. Применение ионизационного электрода для контроля пламени основной горелки нерационально, так как электрод, помещенный в пламя основной горелки, будет быстро обгорать.

Фотодатчики различаются по чувствительности к различной длине волны светового потока. Одни фотодатчики реагируют только на видимый и инфракрасный спектр светового потока от горящего пламени, другие воспринимают только его ультрафиолетовую составляющую. Самым распространенным фотодатчиком, реагирующим на видимую составляющую светового потока, является датчик ФДЧ.

Фотодатчики должны иметь «визуальный» контакт с пламенем горелки, поэтому они расположены в непосредственной близости от него. Как правило, они располагаются со стороны горелки под углом $20 \div 30^\circ$ к ее оси. Из-за этого они подвержены сильному нагреву тепловым излучением от стенок агрегата и радиационному нагреву через визирное окно.

Для защиты фотодатчика от перегрева применяют защитные стекла и принудительный обдув. Защитные стекла производятся из жаропрочного кварцевого стекла и устанавливаются на некотором

удалении перед визирным окном фотодатчика. Обдув датчика осуществляется либо вентиляторным воздухом (если горелка установки работает на вентиляторном воздухе), либо сжатым воздухом пониженного давления. Подаваемый объем воздуха осуществляет охлаждение фотодатчика не только за счет процессов теплоотдачи, но и из-за того, что вокруг него создается область повышенного давления, которая как бы отталкивает горячий воздух, не давая ему контактировать с датчиком.

Контроль наличия пламени запальника в большинстве случаев осуществляется ионизационным электродом. Принцип контроля пламени по ионизации основан на том, что при сжигании газа образуется множество свободных электронов и ионов. Эти частицы «притягиваются» к ионизационному электроду и вызывают протекание тока ионизации величиной в десятки микроампер. Ионизационный электрод соединяется с входом прибора контроля наличия ионизации (автоматом горения). Если при горении пламени запальника образуется достаточное количество свободных электронов и отрицательных ионов, то в автомате горения срабатывает пороговое устройство, разрешающее работу (или розжиг) основной горелки. В случае, если интенсивность ионизации падает ниже определенного уровня, то основная горелка отключается даже если она работала нормально.

Большое значение для стабильной работы запального устройства имеет правильно выставленное соотношение газ — воздух. В большинстве случаев требуемые значения давления газа и воздуха приводятся изготовителем в паспорте запальной горелки. Несмотря на то, что, говоря «соотношение газ — воздух», в большинстве случаев имеют в виду их объемное соотношение (один объем газа на десять объемов воздуха), настраивают запальник, да и горелку тоже, по давлению, так как это сделать намного проще и дешевле. Для этого конструкцией запальника предусмотрено подключение контрольного манометра к газовому и воздушному тракту в определенных местах.

Раздел 11

ИСПЫТАНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ И ВВОД ИХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

С каждым годом увеличивается доля газа в топливном балансе страны. Это вызвано высокими темпами развития производства, ростом городов и уровня благоустройства населенных мест. Широкое использование газа позволяет интенсифицировать производственные процессы в различных отраслях экономики страны.

Решение проблемы надежности, экономичности и безопасности эксплуатации систем газоснабжения тесно связано с подготовкой квалифицированных рабочих и жесткой регламентацией их деятельности согласно действующим нормам и правилам.

Усложнение и модернизация газового оборудования предъявляют высокие требования к профессионально-технической подготовке работников газового хозяйства.

Системы газоснабжения, газопроводы и ГРП, газопотребляющие агрегаты по окончании монтажа или капитального ремонта должны приниматься комиссией, назначаемой приказом эксплуатационной организации и заказчика. В состав комиссии включаются представители заказчика, эксплуатационной организации, подрядчика. Представители Госгортехнадзора включаются в состав приемочных комиссий при приемке подконтрольных ему объектов.

Подрядчик представляет приемочной комиссии в одном экземпляре следующую документацию:

- перечень организаций, участвующих в производстве строительно-монтажных работ, с указанием видов выполненных ими работ и фамилий специалистов, непосредственно отвечающих за их выполнение;
- комплект рабочих чертежей на строительство предъявляемого объекта, разработанных проектными организациями.

На чертежах должны быть надписи о соответствии произведенных в натуре работ этим чертежам или внесенным в них изменениям. Надписи выполняют лица, ответственные за производство строительно-монтажных работ. Указанный комплект рабочих чертежей является исполнительной документацией;

- сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие качество материалов, оборудования и деталей, применяемых при производстве строительно-монтажных работ;
- строительный паспорт (по форме СНиП 3.05.02–88);
- заключение о качестве сварных стыков (протоколы испытаний по форме СНиП 3.05.02–88);
- журнал производства работ (для подземных газопроводов и резервуарных установок сжиженных углеводородных газов);
- акты о выполнении уплотнения (герметизации) вводов и выпусков инженерных коммуникаций в местах прохода их через подземную часть.

Приемка в эксплуатацию объектов систем газоснабжения оформляется актом приемки, который является основанием для присоединения объекта к действующей системе газоснабжения, ввода его в эксплуатацию и принятия на контроль местными органами Госгортехнадзора.

При приемке объектов комиссия проверяет техническую документацию и осматривает газовую систему. Комиссия имеет право проверять любые участки газопроводов разборкой, просвечиванием или вырезкой сварных стыков из газопроводов для механических испытаний, а также проводить повторные испытания газопроводов.

К моменту приемки объектов газового хозяйства должна быть закончена разработка инструкций, технологических схем, плана ликвидации возможных аварий, подготовка и проверка знаний обслуживающего персонала и специалистов, а также должен

быть издан приказ о назначении лиц, ответственных за газовое хозяйство.

Для предприятий разрабатывается Положение о газовой службе или заключается договор с предприятием газового хозяйства о техническом обслуживании и ремонте газопроводов и газового оборудования.

Приемка в эксплуатацию незаконченных строительством объектов, а также подземных стальных газопроводов и резервуаров, не обеспеченных электрохимической защитой, не допускается.

Ввод в эксплуатацию вновь построенных газопроводов и ГРП в населенных пунктах, как правило, производится предприятием газового хозяйства или газовыми службами предприятий.

На каждый газопровод и ГРП (ГРУ) составляется паспорт, в котором указываются основные характеристики газопровода и ГРП (ГРУ), а в процессе эксплуатации заносятся сведения обо всех работах по ремонту.

Перед испытанием той или иной системы необходимо осмотреть ее внешний вид. Трубопровод, прокладываемый в соответствии с проектом, не должен иметь смятых отводов, перекосов в резьбах, неплотного прилегания контргаяк к муфтам и укороченных сгонов, вызывающих течи, а также искривления отдельных участков.

Газовые приборы должны быть исправными в действии, не иметь повреждений эмали и деталей. При этом необходимо, чтобы все краны легко открывались и закрывались. При осмотре следует руководствоваться тем, чтобы все соединения на резьбе были выполнены на подвертке высококачественным льном, на свинцовых белилах, замешанных на натуральной олифе; не допускается употребление заменителей. Замазывать дефекты соединения различного рода замазками категорически запрещается.

После внешнего осмотра все трубопроводы испытывают на прочность и плотность. На прочность газопроводы испытывает организация, производившая монтаж системы. При этом результаты испытания оформляют актом.

Газопроводы низкого давления испытывают на прочность воздухом давлением 1 кгс/см² для выявления дефектных мест:

- в жилых домах, общественных и коммунально-бытовых объектах — на участке от отключающего устройства на вводе в здание или лестничную клетку до кранов на опусках к приборам (испытывают при отключенных приборах);
- в помещениях промышленных и коммунальных предприятий, а также отопительных и производственных котельных — на участке от отключающего устройства на вводе газопровода в здании (или от узла редуцирования, расположенного в здании) до отключающих устройств у газовых горелок; иногда при необходимости газопроводы испытывают отдельными участками.

Если в здании предусмотрена установка газовых счетчиков, то испытание производят без них, а на этот период газопровод соединяют перемычкой вместо счетчика. Чтобы температура воздуха в помещении и газопроводе стала одинаковой, испытания начинают по истечении 3 ч после подъема давления. Дефектные места обнаруживают с помощью нанесения мыльной эмульсии на стыки, резьбовые и фланцевые соединения, арматуру и др. После исправления выявленных дефектов газопроводы испытывают на плотность.

При испытании газопроводов на плотность оформляют акт, подписанный монтажной и эксплуатационной организациями. Газопроводы жилых зданий испытывают на плотность воздухом давлением 400 мм вод. ст. с установленными счетчиками и подключенными газовыми приборами. При отсутствии в квартирах счетчиков газопроводы испытывают давлением 500 мм вод. ст. Газопровод считают выдержавшим испытание на плотность, если падение давления в нем в течение 5 мин не превышает 20 мм вод. ст.

При установке дополнительных газовых приборов в существующих газифицированных зданиях подводки к этим приборам (если длина их не превосходит 5 м) испытывают газом. Для этого все сварные и резьбовые соединения покрывают мыльной эмульсией после подключения подводов к газовой сети. Приборы

к действующим газопроводам присоединяет эксплуатационная организация (например, Горгаз), которая также испытывает соединения газопроводов друг с другом и запорно-регулирующей арматурой.

Газопроводы низкого давления промышленных и коммунальных зданий испытывают на плотность давлением 1 000 мм вод. ст. до кранов перед горелками. Продолжительность испытания на плотность не менее 1 ч; падение давления за это время допускается не более чем на 60 мм вод. ст. Если у тепловых агрегатов имеются приборы автоматики, то газопроводы испытывают на прочность до запорного устройства, установленного на опуске от газопровода к агрегату.

Приборы автоматики испытывают только на плотность совместно с газопроводом рабочим давлением, но не менее 500 мм вод. ст.

Систему газоснабжения, смонтированную и испытанную на прочность и плотность, предъявляет монтажная организация приемочной комиссии в составе заказчика (председатель комиссии), монтажно-строительной организации, эксплуатационной организации (Горгаз и др.) и Ростехнадзора при приемке газового оборудования промышленных и коммунальных предприятий и на объектах, предусмотренных правилами техники безопасности Ростехнадзора. Для сдачи-приемки системы газоснабжения не менее чем за три дня приемочную комиссию оповещают о дне и месте сбора.

Если система газопровода была смонтирована и принята комиссией, но не была введена в эксплуатацию в течение шести месяцев, то при вводе ее в эксплуатацию необходимо повторно испытать газопроводы на плотность и проверить состояние дымоотводящих и вентиляционных систем, комплектность и исправность газового оборудования, арматуры, контрольно-измерительных приборов и защитно-предохранительных устройств.

В жилых домах до присоединения внутреннего газопровода к вводу монтажная организация производит контрольную опрессовку газопровода на плотность.

Пуск газа в газовую сеть осуществляет эксплуатационная организация в присутствии представителя монтажной организации в порядке, установленном правилами Ростехнадзора. Пуск газа работниками монтажных организаций запрещается.

После окончания строительства, реконструкции, технического перевооружения, а также после капитального ремонта должна производиться приемка в эксплуатацию газопроводов и оборудования объектов использования сжиженного углеводородного газа в соответствии с требованиями Правил безопасности (ПБ 12-609-03) с участием представителя территориального органа Госгортехнадзора России.

Испытания на прочность и герметичность газопроводов должна проводить строительно-монтажная организация в присутствии представителя газового хозяйства.

Допускается проведение испытаний на прочность без участия представителя газового хозяйства по согласованию с ним.

Приемка законченного строительством объекта системы газоснабжения, сооруженного в соответствии с проектом и требованиями СНиП 3.05.02-88, должна производиться приемочной комиссией.

В состав приемочной комиссии включаются представители заказчика (председатель комиссии), генерального подрядчика и эксплуатационной организации (предприятия газового хозяйства или газовой службы предприятия). Представители органов Ростехнадзора Российской Федерации включаются в состав приемочной комиссии при приемке объектов, подконтрольных этим органам.

Список библиографических ссылок

1. *Ионин А. А.* Газоснабжение. М., 2012.
2. *Кязимов К. Г., Гусев В. Е.* Основы газового хозяйства. М., 2009.
3. *Скафтымов Н. А.* Основы газоснабжения. Л., 1975.
4. *Стаскевич Н. Л., Северинец Г. Н., Вигдорчик Д. Я.* Справочник по газоснабжению и использованию газа. Л., 1990.

Рекомендуемая нормативная документация

- СНиП 42-101–2002. Газораспределительные системы. М., 2003.
- СП 42-101–2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. М., 2003.
- СП 42-12–2004. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб. М., 2004.
- ПБ 12-529–03. Правила безопасности в газовом хозяйстве. М., 2003.

Учебное издание

Колпакова Наталья Владимировна
Колпаков Александр Сергеевич

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Учебное пособие

Зав. редакцией *М. А. Овечкина*
Редактор *С. Г. Галинова*
Корректор *С. Г. Галинова*
Компьютерная верстка *Н. Ю. Михайлов*

План выпуска 2014 г. Подписано в печать 30.06.2014.
Формат 60 × 84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Гарнитура Times.
Уч.-изд. л. 10,5. Усл. печ. л. 11,62. Тираж 100 экз. Заказ № 1044.

Издательство Уральского университета
620000, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ.
620000, г. Екатеринбург, ул. Тургенева, 4.
Тел.: +7 (343) 350-56-64, 350-90-13.
Факс: +7 (343) 358-93-06.
E-mail: press-urfu@mail.ru

