

Издательство
"Высшая школа"
Москва,
ул. Неглинная, 29/14
тел. 200-07-69,
факс. 200-03-01

СПЕШИТЕ ЗАКАЗАТЬ:
Н. И. Никифоров
и др.
"Справочник
газосварщика
и газорезчика"

ISBN 5-7695-0501-X



9 785769 505010

К.Г.КЯЗИМОВ
В.Е.ГУСЕВ

ОСНОВЫ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

К.Г.КЯЗИМОВ
В.Е.ГУСЕВ

ОСНОВЫ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

ИЗДАНИЕ ТРЕТЬЕ,
ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ



МОСКВА
2000



УДК 696.2(072.32)

ББК 38.763

К99

ПРЕДИСЛОВИЕ

Повышение качества подготовки рабочих для обслуживания подземных газопроводов, газового оборудования жилых домов, коммунально-бытовых, промышленных и сельскохозяйственных предприятий имеет важное народнохозяйственное значение.

Принципиальной особенностью учебника является то, что он предназначен для подготовки в профессиональных учебных заведениях квалифицированных рабочих широкого профиля по двум наиболее массовым и ведущим профессиям газового хозяйства: слесарь по эксплуатации и ремонту газового оборудования; слесарь по эксплуатации и ремонту подземных газопроводов, а также слесарей аварийных восстановительных работ в газовом хозяйстве и операторов газовых котельных.

Учебник состоит из тринадцати глав, из которых 1-, 2- и 13-я главы являются общими для изучаемых профессий, а остальные — специальными, отражающими дифференциированную часть содержания обучения каждой отдельной профессии.

Переработаны главы, в которых рассматриваются бытовые газовые приборы и оборудование, газорегуляторные пункты, газовое оборудование отопительных котельных, подготовка систем газоснабжения к работе в зимних условиях; новые методы контроля за техническим состоянием подземных газопроводов.

В учебнике последовательно отражены организационная структура и управление отраслью, свойства горючих газов и их использование, техника и технология, материалы и технические изделия, охрана и безопасность труда, что обеспечивает формирование у учащихся целостного представления о газовом хозяйстве.

В основу учебника положены наиболее важные понятия, законы и теории, применяемые в газовом хозяйстве, что позволяет вести обучение на прочном научном фундаменте с учетом межпредметных связей с общеобразовательными дисциплинами. В учебник включены сведения об общих научных основах газового хозяйства, методах эксплуатации, ремонта, устройства типового оборудования.

Авторы

ISBN 5-06-003431-3

ISBN 5-7695-0501-X

© ГУП издательство «Высшая школа», 2000

© Оформление. Издательский центр «Академия», 2000

Оригинал-макет данного издания является собственностью издательства «Высшая школа» и его репродуктирование (воспроизведение) любым способом без согласия издательства запрещается.

ВВЕДЕНИЕ

В нашей стране создан мощный высокоэффективный топливно-энергетический комплекс. Российская Федерация — единственная крупная промышленно развитая страна, которая полностью обеспечивает себя топливом и энергией за счет собственных природных ресурсов и одновременно осуществляет экспорт топлива и электроэнергии.

В качестве задачи первостепенной экономической и политической важности намечено ускорение развития газовой промышленности для удовлетворения внутренних потребностей страны и нужд экспорта.

Природный газ как высокоэффективный энергоноситель широко применяется в настоящее время во многих звеньях общественного производства, оказывает прямое воздействие на увеличение выпуска промышленной и сельскохозяйственной продукции, рост производительности труда и снижение удельных расходов топлива.

Природный газ стал мощным фактором технического прогресса и повышения производительности общественного труда. В 1991 г. с использованием природного газа производилось 95 % стали и чугуна, более 60 % цемента, более 95 % минеральных удобрений.

Создана мощная сырьевая база газодобывающей промышленности. Основным центром добычи газа стала Западная Сибирь, высокие рубежи добычи газа в определяющей степени обеспечиваются промыслами Тюменской области. Будет продолжено строительство мощных газопроводов, увеличится их пропускная способность, широкое применение получат автоматизированные газоперекачивающие агрегаты. Значительно расширится область применения природного газа в промышленности, сельском хозяйстве и в быту. Удельный вес газа в топливно-энергетических ресурсах повысится до 40 %.

Первые сведения о горючих газах встречаются в памятниках древности и в сохранившихся рукописях древнейших историков. Древнегреческий историк Геродот писал о «вечных огнях» на горе Химера, расположенной в Малой Азии. Источники горючих газов были известны в Азербайджане, Иране, Индии, Ираке. Обилие горящих факелов привело к возникновению в этих странах огнепоклонства. Слово «Азербайджан» в переводе с арабского означает «страна огней». До сих пор сохранились памятники древности — храм огнепоклонников в Сураханах на Апшеронском полуострове, а также храм огня в провинции Пенджаб в Индии.

В России газ первоначально использовался для освещения городов, его получали из каменного угля на газовых заводах. Первый газовый завод был построен в Петербурге в 1835 г., каменный уголь для него привозили из-за границы. В Москве газовый завод был построен в 1865 г. Газ, получаемый на газовых заводах, получил название «светильный».

В начале XX в., после того как для освещения стали использовать керосин, газ начинают применять для отопления и приготовления пищи. В 1913 г. производство искусственного газа в России составило 17 млн. м³, по существу не было газовой промышленности.

В довоенный период началась громадная работа по реконструкции и развитию газовой промышленности, широко развернулось производство искусственных газов: коксового, доменного, генераторного. Искусственные газы получали из каменного и бурого угля, горючих сланцев, торфа и древесины. Они сыграли решающую роль в индустриализации страны и в первую очередь в развитии металлургической, металлообрабатывающей и других важнейших отраслей промышленности. Были восстановлены и вошли в строй газовые заводы, работавшие на угле и сланцах для выработки бытового газа. Увеличилась добыча нефтяного (попутного) газа. В 1925 г. добыча газа составила 127 млн. м³. В 1923 г. в г. Баку был построен первый газобензиновый завод. В 1940 г. добыча природного газа составляла более 400 млн. м³.

Первый газопровод был построен в 1940—1941 гг. от Дашавских промыслов до г. Львова. В годы Великой Отечественной войны было положено начало развитию дальнего транспорта газа. В 1941—1942 гг. от газовых месторождений в районе Бугуруслана и Похвистнево был построен газопровод до г. Куйбышева протяженностью 160 км. В 1946 г.— первый дальний газопровод Саратов—Москва протяженностью 840 км и диаметром 325 мм, по которому подавалось в Москву 0,5 млрд. м³ природного газа ежегодно.

Было построено значительное количество крупных магистральных газопроводов. Впервые в мировой практике в нашей стране началось строительство газопроводов из труб больших диаметров: 1000, 1200 и 1400 мм. Были построены Центральная система магистральных газопроводов, Восточно-Украинская, Западная, Поволжская, Кавказская, Среднеазиатская, Уральская система магистральных газопроводов. Северные районы Тюменской области — Урал — Поволжье — Центр, международная система Оренбург — Западная граница СССР. В Оренбургской области создан крупный район добычи и переработки природного газа.

Коммунально-бытовые предприятия рассматриваются в нашей стране как первоочередные объекты газификации.

Проделаны значительные работы по серийному выпуску высококачественных плит, автоматизированных водонагревателей, отопительно-варочных аппаратов, специальной аппаратуры для эффективного использования газа в сельском хозяйстве, оборудования для механизации и автоматизации технологических процессов на газораздаточных станциях. В последние годы проводится телемеханизация городских газовых хозяйств. Большие задачи стоят перед газовым хозяйством в условиях перехода народного хозяйства на рыночную экономику.

ГЛАВА 1

ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И УПРАВЛЕНИЕ ГАЗОВЫМ ХОЗЯЙСТВОМ ГОРОДОВ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

1.1. Научно-технический прогресс в газовом хозяйстве

Успешное решение экономических задач требует всенародного повышения эффективности общественного производства. Решающим условием выполнения этой задачи является ускорение научно-технического прогресса.

Научно-технический прогресс означает планомерное, всестороннее взаимообусловленное и поступательное развитие науки и техники на базе новых высокопроизводительных орудий труда, технологических процессов, прогрессивных материалов и источников энергии в сочетании с передовыми методами организации производства.

Развитие газовой промышленности и широкое внедрение газа в различные отрасли народного хозяйства является одним из важнейших направлений научно-технического прогресса.

Применительно к газовому хозяйству можно выделить следующие основные направления научно-технического прогресса:

внедрение средств комплексной механизации и автоматизации трудоемких процессов и передовой технологии обслуживания и ремонта газового оборудования;

повышение надежности и оперативности управления газорегуляторными пунктами и сетями путем внедрения систем телемеханизации и автоматизированных систем управления технологическими процессами;

повышение безопасности эксплуатации систем газоснабжения;

внедрение газового топлива в сельскохозяйственные и другие производства;

широкое применение неметаллических труб и новых материалов при строительстве систем газоснабжения;

разработка и освоение промышленностью массового производства усовершенствованной бытовой и промышленной газовой аппаратуры, приборов, оборудования и арматуры, отвечающих эксплуатационным требованиям и лучшим мировым стандартам и обеспечивающих резкое повышение санитарно-гигиенических условий, надежность и безопасность эксплуатации систем газоснабжения;

разработка методов и сооружений для обеспечения устойчивого газоснабжения потребителей при пониженных температурах наружного воздуха и неравномерности газопотребления;

совершенствование форм и методов хозяйственного руководства, планирования и управления; переход на рыночную экономику;

ускорение технического перевооружения производства, широкое внедрение прогрессивной техники и технологии, обеспечивающие повышение производительности труда и качества продукции, экономию материальных ресурсов, улучшение условий труда, охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов;

переход от создания и внедрения отдельных машин и технологических процессов к разработке, производству и массовому применению высокоэффективных систем машин, оборудования, приборов и технологических процессов, обеспечивающих механизацию и автоматизацию всех процессов производства;

внедрение современных методов организации производства и труда; совершенствование стандартов и технических условий;

всемерное развитие творческой активности трудящихся, движения новаторов, изобретателей и рационализаторов.

Реализация указанных задач позволит значительно повысить уровень механизации и автоматизации производственных процессов в газовом хозяйстве, увеличить удельный вес высококвалифицированных рабочих, улучшить качество обслуживания газового оборудования, повысить производительность труда рабочих и служащих.

1.2. Задачи эксплуатации газового хозяйства

Основная задача газовых хозяйств — бесперебойное, надежное и экономичное газоснабжение потребителей. Эксплуатация газопроводов и газового оборудования в городах и населенных пунктах осуществляется специализированными предприятиями газового хозяйства.

Газопроводы и газовое оборудование, находящиеся на балансе промышленных, коммунальных и сельскохозяйственных предприятий, обслуживаются газовыми службами этих предприятий или предприятиями газового хозяйства по договорам.

Газопроводы и газовое оборудование небольших коммунально-бытовых предприятий, предприятий бытового обслуживания населения обслуживаются предприятиями газового хозяйства по договорам.

К выполнению газоопасных работ допускаются инженерно-технические работники и рабочие, обученные и сдавшие экзамены на зна-

ние правил безопасности труда, технологии проведения газоопасных работ, прошедшие практическую стажировку по выполнению газоопасных работ, умеющие пользоваться средствами индивидуальной защиты и знающие способы оказания первой доврачебной помощи.

Проверка знаний у рабочих проводится ежегодно, а у инженерно-технических работников — один раз в 3 года. Результаты экзаменов оформляются специальным протоколом, в котором указывается, к каким видам работ допускаются рабочие, прошедшие проверку. На основании протокола рабочим выдаются удостоверения. При этом каждый рабочий до допуска должен получить инструктаж по безопасности труда на рабочем месте; рабочим должны быть также выданы под расписку инструкции по безопасным методам работы по их профессиям.

В процессе эксплуатации газовые хозяйства обеспечивают: приемку и ввод в эксплуатацию вновь смонтированных газопроводов и установок; исправное состояние всех сооружений систем газоснабжения, приборов и агрегатов, использующих газовое топливо; нормальное давление газа и организацию процесса правильного его сжигания; соблюдение правил безопасности труда; ликвидацию аварий и повреждений газопроводов, оборудования и приборов.

Учитывая опасные свойства газового топлива, за состоянием и эксплуатацией газового хозяйства установлен Государственный надзор, который осуществляют инспекторы Госгортехнадзора. Инспекторы Госгортехнадзора контролируют выполнение «Правил безопасности в газовом хозяйстве», периодически обследуя газовые хозяйства. Представители Госгортехнадзора принимают участие в работе комиссий по приемке наиболее ответственных газопроводов и объектов, расследуют аварии и несчастные случаи, производят аттестацию работников и контролируют обучение и подготовку кадров.

1.3. Структура и управление газовым хозяйством

В настоящее время в масштабах области (края) эксплуатация систем газоснабжения осуществляется областными (краевыми) объединениями или акционерными обществами. Единой структуры газовых хозяйств в стране пока нет. Например, в Российской Федерации для организационного и технического руководства эксплуатацией газового хозяйства области, края или автономной республики организованы областные, краевые, республиканские производственные объединения или акционерные общества (рис. 1). Особенность организационной структуры газового хозяйства — его двойное подчинение.

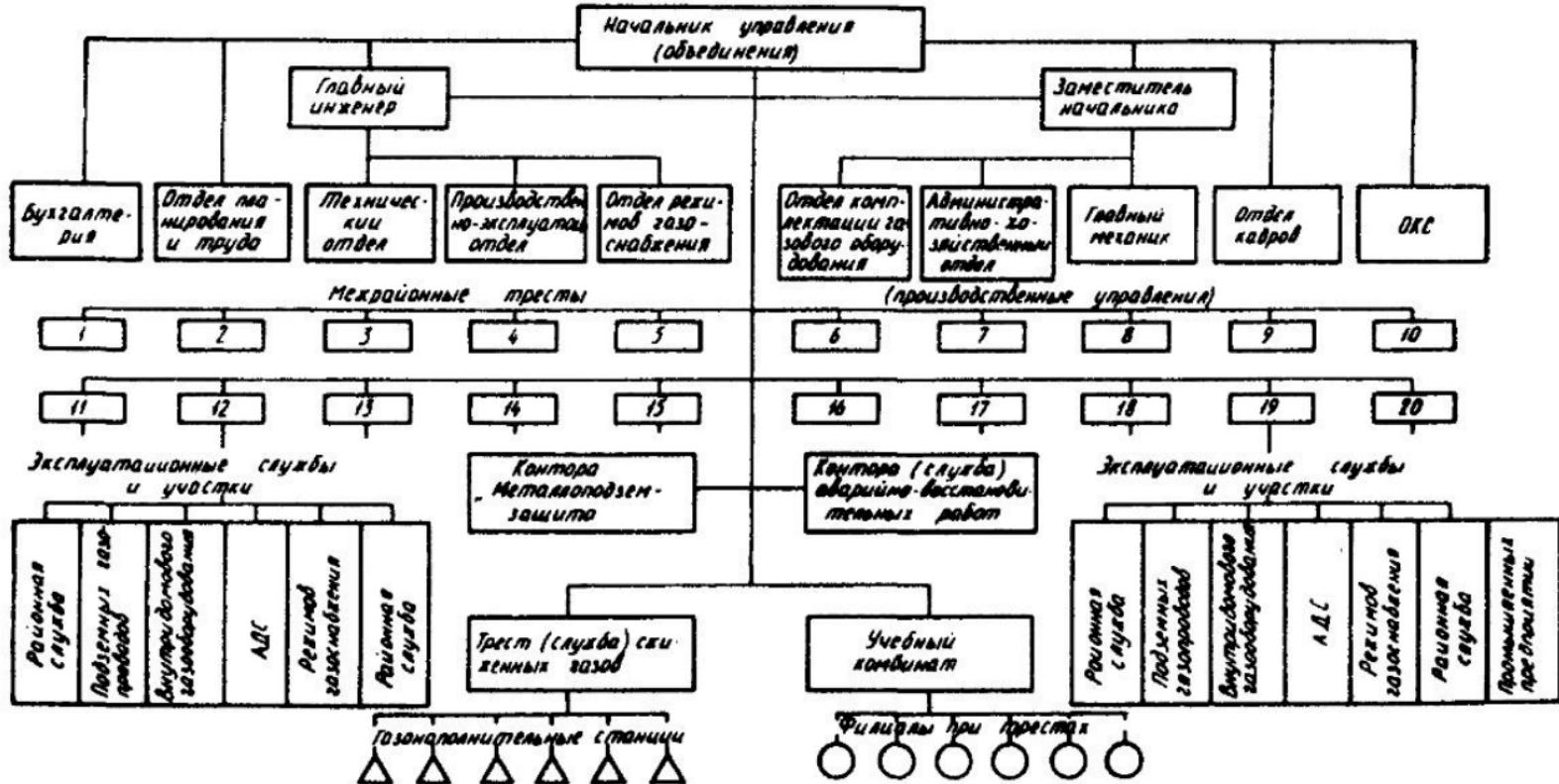


Рис. I. Примерная схема областного управления (объединения) газового хозяйства

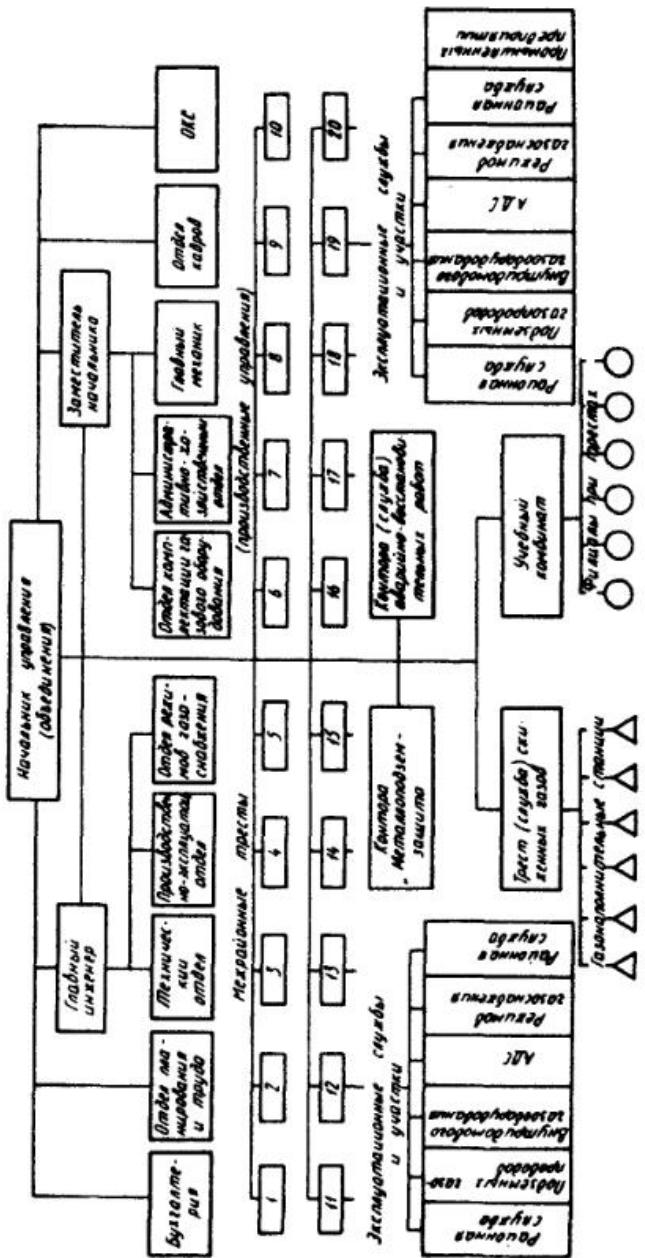


Рис. 1. Примерная схема областного управления (объединения) газового хозяйства

Областные, краевые, республиканские (в составе России) производственные объединения руководят производственной деятельностью газового хозяйства через тресты газового хозяйства. Основные функции трестов газового хозяйства — это выполнение планов реализации газа; безаварийная эксплуатация газового хозяйства; перевод на газовое топливо предприятий и контроль за рациональным использованием газа; внедрение передовой техники и технологии; руководство техническим обслуживанием газового оборудования; организация научно-технической информации в области газификации и газоснабжения; подготовка кадров; соблюдение действующего законодательства по вопросам охраны и безопасности труда; пропаганда безопасного использования газа и др.

Основными звенями структурного подразделения треста, выполняющими эксплуатационные работы в газовом хозяйстве, являются: районные (комплексные) службы и службы, эксплуатирующие определенные виды газового оборудования.

Тресты по эксплуатации газового хозяйства обеспечивают газом и обслуживают газовое оборудование жилых домов, коммунально-бытовых и других предприятий, выполняют ремонт газопроводов и газового оборудования, контролируют качество строительства газопроводов, производят работы по предупреждению и ликвидации аварий, пропагандируют безопасные методы использования газов.

Объем работ, осуществляемый трестом, определяют следующие показатели: количество реализуемого газа, протяженность подземных газопроводов, количество газифицированных квартир, коммунально-бытовых и промышленных предприятий.

Третья и четвертая категории относятся к той или иной категории в зависимости от объема хозяйства, выраженного в условных единицах. При определении объема работ в условных единицах пользуются табл. 1.

Таблица 1. Количество условных единиц на объем газоснабжения

Показатели	Условные единицы	Количество условных единиц	
		в городе	в сельской местности
Для природного газа			
Подземные газопроводы	1 км	10	10
Газифицированные квартиры	1000	100	200
Газифицированные коммунально-бытовые или промышленные предприятия	1	0,5	1
Реализация газа в год	1 млн. м ³	2	2

Продолжение табл. 1

Показатели	Условные единицы	Количество условных единиц	
		в городе	в сельской местности
Для сжиженного газа			
Газифицированные квартиры	1000	200	400
Газифицированные коммунально-бытовые и промышленные предприятия	1	3	6
Реализация газа	1 т	0,1	0,1
Вместимость газонаполнительных станций	1 т	2	2
Производительность газонаполнительных станций (возможные заправки автомобилей в сутки)	1 автомобиль	1	1

Пример. Трест обслуживает 600 км подземных газопроводов, снабжает 100 тыс. квартир природным и 15 тыс. квартир сжиженным газом, подает газовое топливо 50 промышленным предприятиям, общая реализация природного газа всеми потребителями составляет 800 млн. м³ год. Объем эксплуатационных работ, производимых трестом, составит

$$600 \cdot 10 + \frac{100000 \cdot 100}{1000} + \frac{15000 \cdot 200}{1000} + 50 \cdot 0,5 + 800 \cdot 2 = 20625 \text{ усл. ед.}$$

Тресты газовых хозяйств в зависимости от объема выполняемых работ подразделяются на пять категорий (усл. ед.):

I категория	более 18 000
II "	8000—18 000
III "	5500—8000
IV "	2000—5500
V "	500—2000

Трест газового хозяйства имеет следующие основные службы: аварийно-диспетчерская; подземных газопроводов и сооружений; внутридомового газового оборудования; сжиженных газов; промышленных предприятий; режимов газоснабжения и районная эксплуатационная служба.

Аварийно-диспетчерская служба (АДС). Основными задачами АДС являются: управление режимами работы систем газоснабжения;

выполнение работ по предотвращению и локализации аварий на объектах газоснабжения. Служба осуществляет:

регулирование режимов приема газа от поставщиков и отпуска его потребителям; контроль за обеспечением поставщиками договорных условий поставки газа; регулирование режимов работы газовых сетей при дефиците газа, аварийных режимах, выполнении ремонтных и аварийно-восстановительных работах, вводе в эксплуатацию новых объектов и в других особых случаях, вызывающих необходимость регулирования потоков и давления газа в сети;

отключение отдельных участков газовой сети или снижение давления в газопроводах; отключение и включение буферных потребителей;

эксплуатацию средств телемеханики, автоматизированных систем управления режимами работы газовых сетей, а также средств связи;

разработку планов локализации и ликвидацию аварий; участие в разработке плана взаимодействия служб различных ведомств по предотвращению и локализации аварий; обучение персонала АДС и районных эксплуатационных участков правилам выполнения аварийных работ, корректировку оперативно-технической документации;

круглосуточный прием заявок о неисправности газопроводов, газового оборудования и других элементов систем газоснабжения; учет и анализ поступающих заявлений, разработку предложений по сокращению случаев неисправностей элементов газоснабжения;

оформление актов на аварии и несчастные случаи;

передачу аварийно-восстановительных работ на объектах соответствующим службам после выполнения работ по локализации аварий и устранения непосредственной опасности; техническое руководство и контроль за выполнением работ по устранению аварий, выполняемых районными эксплуатационными службами, оказание им методической помощи; организацию взаимодействия со всеми смежными службами треста; контроль и учет степени одоризации газа, поступающего в газовые сети.

В трестах могут быть организованы филиалы АДС для обслуживания районов города с числом газифицированных квартир не менее 20 тыс., расположенных от АДС на расстоянии 15...20 км. Филиалы могут быть организованы также при районных эксплуатационных службах, расположенных от АДС на расстоянии более 60 км, при условии, что на службе имеется не менее 50 тыс. газифицированных квартир.

АДС должна быть оснащена надежными средствами связи и информации.

Во многих газовых хозяйствах аварийная и диспетчерская службы объединены в одну во главе с начальником АДС. В крупных газовых хозяйствах эти службы работают как самостоятельные подразделения. По мере внедрения телемеханизации и автоматизированной системы управления газового хозяйства роль диспетчерской службы значительно возрастает и она выделяется в самостоятельную.

Служба подземных газопроводов и сооружений. Основными задачами службы являются: организация работ по обеспечению бесперебойной подачи газа потребителям; организация и обеспечение безопасной и безаварийной эксплуатации подземных и надземных газопроводов, сооружений на них, групповых резервуарных установок сжиженных газов.

В службе при необходимости могут быть созданы специализированные участки (группы) по видам выполняемых работ.

Служба обеспечивает осуществление технического надзора за строительством сетей и сооружений на них; электрозащитных установок; монтаж групповых установок сжиженных газов, приемку в эксплуатацию законченных строительством газопроводов и групповых резервуарных установок сжиженных газов; разработку планов и графиков технического обслуживания, текущего и капитального ремонта газопроводов, групповых резервуарных установок, выполнение работ в соответствии с планами и графиками; выполнение работ по присоединению вновь построенных и капитально отремонтированных газопроводов к действующим и пуску газа; обход трасс газопроводов, газорегуляторных пунктов и групповых резервуарных установок; проведение работ по ликвидации закупорок и аварий на газопроводах и групповых резервуарных установках; организацию и проведение газоопасных работ и др. Объем работ службы определяют с учетом работ по обслуживанию газопроводов. Перечень таких работ, выраженный в условных единицах, приведен в табл. 2.

Таблица 2. Нормы времени на выполнение работ по техническому надзору (обходу) подземных газопроводов*

№ п/п	Виды работ	Условные единицы	Нормы времени в условных единицах
1	Обход и внешний осмотр подземных газопроводов	1 км	20,0
2	Обслуживание и проверка газового колодца на загазованность с применением газоанализатора	1 газовый колодец	1,4

№ п/п	Виды работ	Условные единицы	Нормы времени в условных единицах
3	Внешний осмотр газопроводов, проложенных в подвалах и проверка подвалов на загазованность с применением газоанализатора	1 подвал, секция подвала	3,2
4	Проверка на загазованность с применением газоанализатора колодца, подвала (секции подвала)	1 колодец, подвал	1,0
5	Обслуживание конденсатосборника, гидрозатвора, контрольного пункта; обслуживание и проверка на загазованность с применением газоанализатора контрольной трубы	конденсато-сборник, гидро-затвор, КП, КТ	1,0
6	Замена крышки ковера	1 крышка	8,4
7	Поднятие и опускание ковера с выполнением земельных работ:		
	на усовершенствованном покрытии	1 ковер	49,3
	без усовершенствованного покрытия	1 ковер	10,3
8	Установка настенных привязочных знаков	1 знак	8,3
9	Восстановление привязочных знаков	1 знак	3,5

* Используется в газовом хозяйстве Московской области.

Служба внутридомового газового оборудования. Основными задачами службы являются: организация работ по обеспечению бесперебойного снабжения газом внутридомового газового оборудования жилых домов, предприятий общественного назначения и бытового обслуживания населения; организация и обеспечение безопасной и безаварийной эксплуатации внутридомовых газопроводов и газового оборудования в жилых домах, на предприятиях общественного назначения и бытового обслуживания населения; организация и своевременное проведение технического обслуживания и ремонта внутридомовых газопроводов и газового оборудования в жилых домах, на предприятиях общественного назначения и бытового обслуживания населения.

При необходимости на службе могут создаваться специализированные участки по видам выполняемых работ.

В соответствии с основными задачами служба обеспечивает: технический надзор за строительством внутридомовых газопроводов и монтажа газового оборудования; разработку планов и проведение технического обслуживания внутридомовых газопроводов и газового оборудования по видам работ; выполнение внепланового ремонта внутридомового оборудования по заявкам; пуск газа в газовое оборудование жилых домов, предприятий общественного назначения и бытового обслуживания населения; замену неисправного внутридомового газового оборудования; организацию и проведение газоопасных работ; контроль за исправным состоянием приборов и технических средств измерения и др.

Служб сжиженных газов. Основными задачами службы являются: организация работ по обеспечению бесперебойного снабжения сжиженными газами газового оборудования жилых домов, предприятий общественного назначения и бытового обслуживания населения; организация и обеспечение безопасной и безаварийной эксплуатации баллонных установок сжиженных газов; организацию и своевременное проведение технического обслуживания и ремонта групповых и индивидуальных баллонных установок сжиженных газов.

В случае необходимости в службе могут создаваться специализированные участки по видам выполняемых работ.

Служба обеспечивает: технический надзор за монтажом групповых и индивидуальных установок сжиженных газов; пуск газа во вновь смонтированные резервуарные, баллонные установки сжиженных газов и газовое оборудование; разработку планов, графиков и проведение технического обслуживания газового оборудования жилых домов, предприятий общественного назначения и бытового обслуживания населения; выполнение текущего ремонта, промежуточного технического обслуживания и обслуживания по заявкам групповых и индивидуальных баллонных установок сжиженных газов, внутридомовых газопроводов и газового оборудования потребителей, работающих от резервуарных или групповых газобаллонных установок сжиженных газов; замену неисправных газовых приборов и ремонт газобаллонных установок, внутридомовых газопроводов и газового оборудования; разработку графиков и контроль за доставкой сжиженных газов потребителям по их заявкам; учет всех потребителей сжиженных газов и установленного газового оборудования; организацию газоопасных работ и др.

Служба промышленных предприятий. Служба создается для обслуживания по договорам промышленных, сельскохозяйственных и коммунальных предприятий.

Основными задачами службы являются организация и обеспечение безопасной и безаварийной эксплуатации газорегуляторных пунктов и установок, газопотребляющих агрегатов и оборудования газифицированных котельных промышленных, сельскохозяйственных и коммунальных предприятий.

Служба обеспечивает: технический надзор за производством строительно-монтажных работ при строительстве новых и переводе на газовое топливо существующих предприятий, а также участие в комиссии по приемке этих объектов в эксплуатацию; разработку планов и графиков технического обслуживания и плановых ремонтов газового оборудования промышленных, сельскохозяйственных и коммунальных предприятий, а также выполнение работ в соответствии с утвержденным графиком; первичный пуск газа в газопотребляющие агрегаты после окончания строительно-монтажных и ремонтных работ; организацию и проведение газоопасных работ; контроль за рациональным использованием газа в газопотребляющих агрегатах; анализ аварийных и неаварийных заявок и разработку мероприятий по их снижению.

Служба режимов газоснабжения. Основными задачами службы являются: обеспечение потребности в газовом топливе потребителей, находившихся в сфере деятельности треста, в пределах выделенных фондов и лимитов; организация учета и расчетов за принятые от поставщиков и реализуемый потребителям газ; контроль за рациональным использованием газа.

Служба обеспечивает: учет поступления газа от поставщиков и реализации газа потребителям; расчет за полученный и реализуемый газ; контроль за снабжением газом потребителей; анализ режимов давления и расхода газа во всех участках системы газоснабжения; контроль за рациональным использованием газа, внедрение мероприятий по снижению потерь газа; разработку планов и графиков технического обслуживания, ремонта, наладки и госпроверки коммерческих приборов учета газа, находящихся на балансе газового хозяйства. Выполнение работ в соответствии с графиками, организацию и проведение газоопасных работ и др.

Районная эксплуатационная служба или участок. Основные задачи службы: техническое обслуживание газового хозяйства отдельных городов и населенных пунктов, снабжаемых сетевым и сжижен-

ным газами; технический надзор за строительством, приемка в эксплуатацию и пуск газа в подземные газопроводы, внутридомовое газооборудование и коммунально-бытовые предприятия; техническое обслуживание газооборудования жилых домов, снабженных газифицированным природным и сжиженным газом, подземных газопроводов, регуляторных установок и коммунально-бытовых предприятий; контроль за учетом и расходом газа предприятиями, расположенными в сфере деятельности службы; контроль за режимом давления газа.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные этапы развития газовой промышленности. 2. Перечислите основные направления научно-технического прогресса в газовом хозяйстве. 3. Каковы основные задачи газовых хозяйств? 4. Назовите примерную структуру треста газового хозяйства. 5. Расскажите об основных направлениях производственно-эксплуатационной деятельности служб газовых хозяйств. 6. Как осуществляется планирование работы в газовых хозяйствах?

ГЛАВА 2

ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ И ИХ СВОЙСТВА

2.1. Происхождение природных горючих газов

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

В XVII в. нидерландский химик Я.Б. Ван Гельмонт ввел термин «газ» (от греч. *хаос*) для обозначения воздухоподобных веществ.

Природные горючие газы состоят в основном из углеводородов метанового ряда. Они содержат метан, этан, пропан, бутан, пентан и гексан, а также их изомеры. Кроме углеводородов в составе природных газов могут присутствовать азот, углекислый газ, сероводород, водород и инертные (редкие) газы.

Природные газы добывают из недр земли. Месторождения природных газов подразделяются на газовые, газоконденсатные, газонефтяные. Углеводородные газы содержатся, кроме того, в растворенном виде в нефтяных месторождениях. Такие газы называют попутными или нефтяными.

Природные газы газовых месторождений состоят в основном из метана. Природные газы газоконденсатных месторождений кроме метана содержат в незначительных количествах более тяжелые углеводороды — пропан, бутан и пентан. Эти углеводороды при повышении давления и понижении температуры превращаются в конденсат (жидкая фаза). Нефтяные (попутные) газы наряду с метаном содержат значительные количества тяжелых углеводородов.

На газовых и нефтяных промыслах в специальных установках из природных газов газоконденсатных и нефтяных месторождений извлекают тяжелые углеводороды и получают товарные продукты: сухой природный газ, сжиженные углеводородные газы (пропан, бутан), газовый бензин (пентан и гексан) и стабильную нефть.

Существуют две теории происхождения нефти и газа: теория минерального и теория органического происхождения.

Согласно высказанной в конце прошлого столетия Д.И. Менделеевым минеральной теории происхождения нефти в результате воздействия морской воды на углеродистое железо в условиях высокой температуры и давления образовались газообразные углеводороды. Однако эта теория не получила широкого распространения, так как в составе нефти встречаются вещества несомненно органического происхождения и не доказано присутствие в недрах земли углеродистого железа. Более признанной является теория органического происхождения нефти и газа, в разработку которой огромный вклад внесли российские ученые и прежде всего академик И.М. Губкин.

Наибольшей популярностью пользуется теория смешанного происхождения нефти и газа, согласно которой в образовании нефти и газов принимали участие животные и растительные остатки. Эти остатки под влиянием сложных химических и биохимических процессов превращались в гнилистой ил, к которому могли примешиваться и остатки высокоорганизованных растений. Гнилистой ил и гумусовые вещества, погруженные в соленоидные бассейны, подвергались дальнейшим изменениям и превращались постепенно в смелообразные вещества.

Веществом, послужившим для образования природного газа и нефти, явился органический осадок застойных водяных бассейнов, содержащий погибшие животные организмы и водоросли.

При образовании из осадка нефти и газа процесс вначале носил бескислородный характер, а окислительные процессы протекали лишь за счет кислорода, содержащегося в этих органических веществах. В осадках под действием бактерий происходит разложение с об-



Рис. 2. Схема газонефтяного месторождения:

1 — непроницаемые пласти; 2 — пористые пласти; H — скважина для добычи нефти; Г — скважина для добычи газа; В — скважина для водоносного пласта

разованием метана. Первую стадию называют биохимической. Вторая стадия начинается после погружения органического осадка, когда на процесс его преобразования оказывают влияние повышенные температура и давление. В этот период, по мнению ученых, происходило образование нефти.

Третья стадия преобразования органического осадка соответствует периоду, когда осадок в результате дальнейшего опускания земной коры попадал в условия более высоких температур

и давлений. На этой стадии протекало интенсивное термическое разложение жидких углеводородов с образованием природного газа. В зависимости от степени термического разложения образовавшийся газ состоял из метана или из метана и некоторого количества тяжелых углеводородов (этана, пропана). Под действием различных физических и геологических факторов эти углеводороды перемещались в земной коре, образуя залежи нефти и газа. Газ и нефть в толще Земли заполняют пустоты пористых пород. Эти породы, как правило, залегают между плотными известняками или сланцевыми глинами, т. е. газонепроницаемыми породами на глубинах от нескольких сотен метров до нескольких километров.

Давление в пласте зависит от глубины его залегания. Практически через каждые 10 м глубины давление в пласте возрастает на 0,1 мПа. Такое повышение давления связано с давлением столба воды, действующего на обнаженную часть пласта.

При вскрытии залежи буровой скважиной газ интенсивно выбрасывается на поверхность, увлекая за собой некоторое количество нефти, воды и частиц породы. Иногда при выходе газа на поверхность в результате снижения температуры часть углеводородов конденсируется.

На рис. 2 приведена схема газонефтяного месторождения. При эксплуатации газовой скважины на поверхность будет выходить газ. По мере отбора газа его давление снижается.

Основным препятствием к широкому развитию газовой промышленности до недавнего времени являлась сложность транспортировки газа на большие расстояния. В связи со строительством крупных магистральных газопроводов и решением проблемы транспортирования газа в жидким состоянии в специальных танкерах с каждым годом возрастает роль природного газа в мировом энергетическом балансе.

2.2. Состав горючих газов

В состав газообразного топлива входят горючие и негорючие газы.

Физико-химические и теплотехнические характеристики газового топлива обусловлены различием в составе горючих компонентов и наличием в газе негорючих газообразных компонентов (балластов) и вредных примесей.

К горючим компонентам газообразного топлива относятся следующие вещества.

Метан CH_4 . Бесцветный нетоксичный газ без запаха и вкуса. В состав метана входит 75 % углерода и 25 % водорода; 1 nm^3 его имеет массу 0,717 кг. При атмосферном давлении и температуре 111 К метан сжижается и его объем уменьшается почти в 600 раз. Сжиженный метан является перспективным топливом для многих отраслей народного хозяйства. Использование и транспортирование сжиженного природного газа в ряде случаев дает большой экономический эффект, позволяет значительно снизить металло затраты на сооружение газопроводов. И тем самым помогает решить проблемы, связанные с резервированием газонабжения в отдельных районах страны и созданием запасов сырья для химической промышленности.

Вследствие содержания в метане 25 % водорода (по массе) имеется большое различие между высшей и низкой теплотой сгорания. Высшая теплота сгорания метана Q_h составляет 39 820 кДж/м³, 9510 ккал/м³ и 212 860 ккал/моль; низкая Q_n — соответственно 35 880 кДж/м³, 8570 ккал/м³ и 191 820 ккал/моль.

Содержание метана в природных газах достигает до 98 %, поэтому его свойства практически полностью определяют свойства природных газов.

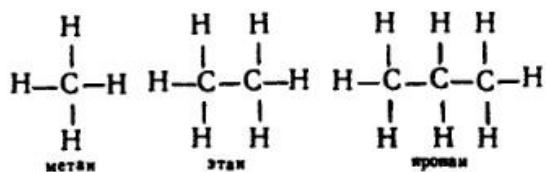
Сгорание метана в воздухе протекает по уравнению $\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 + 7,52\text{N}_2 = \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 7,52\text{N}_2$. В результате сгорания образуется 10,52 nm^3 продуктов горения.

Метан обладает сравнительно низкой реакционной способностью. Это объясняется тем, что на разрыв четырех связей в молекуле метана

требуется большая затрата энергии. Кроме метана в горючих газах могут содержаться этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} .

Углеводороды метанового ряда имеют общую формулу C_nH_{2n+2} , где n — углеродное число, равное 1 (для метана), 2 (для этана) и 3 (для пропана).

Структура молекул этих углеводородов может быть представлена в следующем виде:



С увеличением числа атомов в молекуле тяжелых углеводородов возрастают их плотность и теплота сгорания.

Оксид углерода CO. Бесцветный газ, без запаха и вкуса; масса 1 м^3 составляет 1,25 кг; теплота сгорания 13 250 кДж/ м^3 , 3016 ккал/ м^3 , или 67 590 ккал/моль. В высококалорийных газах, содержащих метан и другие углеводороды, увеличение процентного содержания оксида углерода понижает теплоту сгорания газа: 1 м^3 оксида углерода сгорает в теоретически необходимом количестве воздуха по уравнению $\text{CO} + 0,5\text{O}_2 + 1,88\text{N}_2 = \text{CO}_2 + 1,88\text{N}_2$ и образует 2,88 м^3 продуктов горения.

Вследствие малого объема продуктов горения оксида углерода на каждый кубический метр их приходится больше тепла, чем на 1 м^3 продуктов горения углеводородов. Поэтому продукты горения оксида углерода нагреваются до более высокой температуры, хотя теплота сгорания оксида углерода ниже, чем у углеводородов.

Оксид углерода оказывает на организм человека токсическое воздействие, так как легко вступает в соединение с гемоглобином крови. В табл. 3 показано влияние оксида углерода на организм человека при различных его концентрациях в воздухе.

Предельно допускаемая концентрация CO в воздухе помещения при использовании газа для коммунально-бытовых нужд составляет 2 $\text{мг}/\text{м}^3$.

Водород H₂. Бесцветный нетоксичный газ без вкуса и запаха. Масса 1 м^3 равна 0,09 кг. Он в 14,5 раза легче воздуха.

Теплота сгорания водорода составляет: Q_b — 12 750 кДж/ м^3 , 3040 ккал/ м^3 и 68 260 ккал/моль; Q_h — соответственно 10 790 кДж/ м^3 , 2580 ккал/ м^3 и 57 740 ккал/моль. 1 м^3 водорода, сгорая в теоретически необходимом количестве воздуха, образует 2,88 м^3 продуктов горения. Реакция горения выражается следующей формулой: $\text{H}_2 + 0,5\text{O}_2 + 1,88\text{N}_2 = \text{H}_2 + 1,88\text{N}_2$.

Таблица 3. Физиологическое воздействие оксида углерода CO на организм человека

Содержание CO в воздухе		Длительность и характер воздействия
об. %	мг/л	
0,01	0,125	В течение нескольких часов не оказывает воздействия
0,05	0,625	В течение 1 ч нет заметного воздействия
0,1	1,25	Через 1 ч наблюдается головная боль, тошнота, недомогание
0,5	6,25	Через 20...30 мин оказывает смертельное воздействие

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

В негорючую часть газообразного топлива входит азот и углекислый газ.

Азот N₂. Двухатомный бесцветный газ без запаха и вкуса. Масса 1 м^3 азота равна 1,25 кг. Атомы азота соединены между собой в молекуле тройной связью, на разрыв этой связи расходуется 170,2 тыс. ккал/моль. Теплота разрыва связи настолько велика, что взаимодействие молекулярного азота и кислорода с образованием закиси азота сопровождается затратой большого количества тепла. Азот практически не реагирует с кислородом, поэтому при расчетах процесса горения его рассматривают как инертный газ. Содержание азота в различных газах колеблется в значительных пределах.

Углекислый газ CO₂. Бесцветный газ, тяжелый, малореакционный при низких температурах. Имеет слегка кисловатый запах и вкус. Концентрация CO₂ в воздухе в пределах 4...5 % приводит к сильному раздражению органов дыхания; 10 %-ная концентрация CO₂ в воздухе вызывает сильное отравление. Масса 1 м^3 CO₂ составляет 1,98 кг. Углекислый газ тяжелее воздуха в 1,53 раза.

Углекислый газ при температуре -20°C и давлении 5,8 МПа превращается в жидкость, которую можно перевозить в стальных баллонах. При сильном охлаждении CO₂ застывает в белую снегообразную

Таблица 4. Средние составы и характеристики природных газов некоторых месторождений

Месторождения	Состав газа (по объему, %)								Относительная плотность по воздуху (при 20°C)	Теплота сгорания (при 20°C), ккал/м³
	CH₄	C₂H₆	C₃H₈	C₄H₁₀	C₅H₁₂+высшие	CO₂	H₂+редкие	H₂S		
Северные месторождения										
Уренгойское:										
горизонт валанжин	92,5	2,00	0,66	0,50	0,15	0,33	3,7	нет	0,600	8000
» юра	87,0	6,20	3,40	1,98	0,76	0,12	1,1	»	0,673	9330
Медвежье:										
горизонт сеноман	99,2	0,12	—	—	0,01	0,01	0,6	»	0,558	7940
» валанжин	85,9	4,70	3,10	1,60	1,00	0,48	3,2	»	0,671	8950
» юра	63,7	10,20	12,60	7,60	3,60	0,70	1,8	»	0,760	12 450
Заполярное	98,4	0,07	0,01	—	0,01	0,20	1,3	»	0,562	7870
Губкинское	98,4	0,13	0,01	0,005	0,01	0,15	1,3	»	0,573	7880
Комсомольское —	97,2	0,12	0,01	—	0,01	0,10	2,5	»	0,566	7780
горизонт сеноман										
Юбилейное	98,4	0,07	0,01	—	—	0,40	1,1	»	0,563	7860
Мессояхское	97,6	0,10	0,03	0,01	0,01	0,60	1,6	»	0,568	7810
Соленинское	95,8	2,90	0,07	0,20	0,15	0,40	0,5	»	0,582	8180
Березовское	94,8	1,20	0,30	0,10	0,06	0,50	3,0	»	0,583	7850
Вуктыльское	81,8	8,80	2,80	0,94	0,30	0,30	5,1	»	0,670	8730
Среднеазиатские месторождения										
Ачакское --- горизонт мел	93,7	3,80	0,90	0,37	0,84	0,30	0,7	»	0,614	8600
Гугуртли:										
горизонт верхняя юра	92,4	3,80	0,80	0,29	0,19	1,00	1,3	0,19	0,606	8240
горизонт нижняя юра	89,7	4,50	1,20	0,46	0,26	0,50	3,0	0,01	0,616	8260
Самантепинское	88,3	2,30	0,38	0,15	0,19	5,00	0,5	3,20	0,647	7559
Майское	97,7	0,70	0,10	0,02	—	0,90	1,0	Нет	0,575	7922
Шатлыкское	94,6	2,20	0,27	0,20	0,18	1,40	1,2	»	0,594	7890

Таблица 4. Средние составы и характеристики природных газов некоторых месторождений

Месторождения	Состав газа (по объему), %							H_2S	Относительная плотность по воздуху (при 20 °C)	Теплота сгорания (при 80 °C), ккал/м³
	CH₄	C₂H₆	C₃H₈	C₄H₁₀	C₅H₁₂+выше	CO₂	H₂+рел-кие			
Северные месторождения										
Уренгойское: горизонт валдайин "юра"	92,5 87,0	2,00 6,20	0,66 3,40	0,50 1,98	0,15 0,76	0,33 0,12	3,7 1,1	нет	0,600 0,673	8000 9330
Медвежье: горизонт сеноман "валдайин "юра"	99,2 85,9 63,7	0,12 4,70 10,20	— 3,10 12,60	— 1,60 3,60	0,01 0,01 0,01	0,01 0,48 0,70	0,6 3,2 1,8	— — —	0,558 0,671 0,760	7940 8950 12 450
Заполярное Губкинское Комсомольское — горизонт сеноман	98,4 98,4 97,2	0,07 0,13 0,12	0,01 0,01 0,01	— 0,005 —	0,01 0,15 0,10	0,20 0,15 0,10	1,3 1,3 2,5	— — —	0,562 0,573 0,566	7870 7880 7780
Юбилейное Месояжское Солнечинское Березовское Вуктыльское	98,4 97,6 95,8 94,8 81,8	0,07 0,10 2,90 1,20 8,80	0,01 0,03 0,07 0,30 2,80	— 0,01 0,20 0,10 0,94	— 0,01 0,15 0,06 0,30	0,40 0,60 0,40 0,50 0,30	1,1 1,6 1,6 3,0 5,1	— — — — —	0,563 0,568 0,582 0,583 0,670	7860 7810 8180 7850 8730
Среднесибирские месторождения										
Анадырское — горизонт мел	93,7	3,80	0,90	0,37	0,84	0,30	0,7	— — —	0,614	8600
Гутурли: горизонт верхняя юра горизонт нижняя юра Самаркентинское Майское Шатлыкское	92,4 89,7 88,3 97,7 94,6	3,80 4,50 2,30 0,70 2,20	0,80 1,20 0,38 0,10 0,27	0,29 0,46 0,15 0,02 0,20	0,19 0,26 0,19 — 0,18	1,00 0,50 0,50 0,90 1,40	1,3 3,0 0,5 1,0 1,2	0,19 0,01 3,20 Нет —	0,606 0,616 0,647 0,575 0,594	8240 8260 7559 7922 7890

массу. Твердый CO₂ («сухой лед») широко используется для хранения скоропортящихся продуктов.

Кислород O₂. Газ без запаха, цвета и вкуса. Масса 1 нм³ кислорода составляет 1,43 кг. Содержание кислорода в газе понижает его теплотворную способность и делает газ взрывоопасным. Поэтому содержание кислорода в газе не должно быть более 1 % по объему.

К вредным примесям относится сероводород.

Сероводород H₂S. Тяжелый запах с сильным и неприятным запахом, напоминающим запах тухлых яиц. Сероводород обладает высокой токсичностью. Масса 1 нм³ сероводорода равна 1,54 кг. Сероводород является газообразной кислотой и, воздействуя на металлы, образует сульфиды. Поэтому сероводород сильно корродирует газопроводы, особенно при одновременном содержании в газе H₂S, H₂O и O₂. При сжигании газа сероводород сгорает и образует сернистый газ, вредный для здоровья. Содержание сероводорода не должно превышать 2 г на 100 м³ газа.

Все природные газы бесцветны и в большинстве своем не имеют запаха. Поэтому в случае утечки их из газопроводов в различных помещениях и сооружениях может образоваться газовоздушная смесь, которая остается незамеченной.

Для того чтобы утечки газа были своевременно обнаружены, горючие газы, направляемые в городские газопроводы, одоризируют, т. е. придают им резкий специфический запах, по которому их легко обнаружить даже при незначительных концентрациях в воздухе помещений. Наиболее часто в качестве одоранта применяют этилмеркаптан. При этом запах природных топливных газов для коммунально-бытового назначения должен ощущаться при содержании 1 % в воздухе. Запах сжиженных углеводородных газов должен ощущаться при содержании их в воздухе 0,5 % по объему.

В табл. 4 приведены средние составы и характеристики природных газов некоторых месторождений.

2.3. Единицы измерения параметров газа

Измерение давления газа. Газы, находящиеся в сосудах, оказывают на поверхности этих сосудов определенное давление, которое называют *силой давления*.

Силу, приходящуюся на единицу поверхности, принято называть *давлением газа*.

Таблица 5. Соотношение между единицами давления газа

Обозначение единиц	Па	дин/см ²	кгс/м ²	кгс/см ² (ат)	бар	мм вод. ст.	мм рт. ст.
1 паскаль (Па)	1	10	0,102	$10,2 \cdot 10^{-6}$	10^{-5}	0,102	$7,5 \cdot 10^{-3}$
1 дин/см ²	0,1	1	$1,02 \cdot 10^{-3}$	$12,0 \cdot 10^{-6}$	10^{-6}	$10,2 \cdot 10^{-3}$	$750 \cdot 10^{-6}$
1 кгс/м ²	9,81	98,1	1	10^{-4}	$98,1 \cdot 10^{-6}$	1	$73,56 \cdot 10^{-3}$
1 кгс/см ² (ат)	$98,1 \cdot 10^3$	$98 \cdot 10^3$	10^4	1	0,981	10^4	735,6
1 бар	10^5	10^6	$10,2 \cdot 10^3$	1,02	1	$10,2 \cdot 10^3$	750
1 мм вод. ст.	9,81	98,1	1	10^{-4}	$98,1 \cdot 10^{-6}$	1	$73,56 \cdot 10^{-3}$
1 мм рт. ст.	133,3	1333	13,6	$1,36 \cdot 10^{-3}$	$1,333 \cdot 10^{-3}$	13,6	1

Таблица 5. Соотношение между единицами давления газа

Обозначение единиц	Па	дин/см ²	кгс/м ²	кгс/см ² (ат)	бар	мм вод. ст.	мм рт. ст.
1 паскаль (Па)	1	10	0,102	$10,2 \cdot 10^{-6}$	10^{-5}	0,102	$7,5 \cdot 10^{-3}$
1 дин/см ²	0,1	1	$1,02 \cdot 10^{-3}$	$12,0 \cdot 10^{-6}$	10^{-6}	$10,2 \cdot 10^{-3}$	$750 \cdot 10^{-6}$
1 кгс/м ²	9,81	98,1	1	10^{-4}	$98,1 \cdot 10^{-6}$	1	$73,56 \cdot 10^{-3}$
1 кгс/см ² (ат)	$98,1 \cdot 10^3$	$98 \cdot 10^3$	10^4	1	0,981	10^4	735,6
1 бар	10^5	10^6	$10,2 \cdot 10^3$	1,02	1	$10,2 \cdot 10^{-3}$	750
1 мм вод. ст.	9,81	98,1	1	10^{-4}	$98,1 \cdot 10^{-6}$	1	$73,56 \cdot 10^{-3}$
1 мм рт. ст.	133,3	1333	13,6	$1,36 \cdot 10^{-3}$	$1,333 \cdot 10^{-3}$	13,6	1

В системе СИ единицей измерения давления является ньютон на квадратный метр ($\text{Н}/\text{м}^2$), т. е. давление, при котором на поверхность площадью в 1 м² действует сила в 1 Н, причем ньютон — это единица силы, сообщающая телу массой в 1 кг ускорение 1 м/с². Единица паскаль (Па) обозначает давление, вызываемое силой 1 ньютон, равномерно распределенной на поверхности площадью 1 м².

Давления могут быть избыточными и абсолютными. Газопроводы находятся под действием избыточного давления, т. е. разности внутреннего и наружного давлений. Величину избыточного давления измеряют манометрами, а для получения абсолютного давления необходимо к избыточному давлению прибавить атмосферное.

Соотношения между единицами измерения давления приведены в табл. 5.

Измерение температуры. Температура является мерой теплового состояния тела. С изменением температуры свойства тел изменяются. Темплота всегда самопроизвольно переходит от более нагретых тел к менее нагретым. Объясняется это тем, что в холодном теле молекулы двигаются медленнее, чем в теплом. При соприкосновении тел в нагретом теле скорость движения молекул уменьшится и температура понизится, а в теле с низкой температурой температура повысится за счет увеличения скорости движения молекул. При нагревании тела расширяются и увеличивают объем. Больше всего расширяются газообразные тела и меньше твердые.

Пример. Газопровод длиной 100 м при нагревании до 100° С увеличит свою длину только на 12 см; 100 л воды при нагревании до 100° С увеличат свой объем на 4 л. При нагревании газа от 0 до 273° С его объем увеличивается в 2 раза.

Температура газа, транспортируемого по газопроводам, измеряется термометрами, шкала которых имеет две постоянные точки: точку таяния льда (0° С) и точку кипения воды (100° С).

Применяется также и шкала Кельвина. На этой шкале точка 0 соответствует абсолютному нулю, т. е. такой степени охлаждения тела (температура тела), при которой прекращается всякое движение молекул любого вещества. Абсолютный нуль, принимаемый за начало отсчета температур в системе Си, в технической системе равен 273, 16° С. Таким образом, деления 100-градусной шкалы равны делениям абсолютной шкалы, а показания абсолютной шкалы больше на 273,2°.

Пример. Если продукты горения газа имеют температуру по Цельсию 200°, то абсолютной шкале Кельвина та же температура равна $T = 200 + 273,16 = 473,16$ К. Если написано $T = 673,16$ К, то это зна-

чит, что температура по 100-градусной шкале составит $t = T - 273,16 = 673,16 - 273,16 = 400^\circ\text{C}$.

Для измерения температуры пользуются жидкостными термометрами, в которых используют свойство жидкостей изменять свой объем в зависимости от температуры. Диапазон измерения температур жидкостными термометрами от -200 до 1200°C .

Наиболее точны и просты в обращении ртутные термометры. Ртуть не смачивает стекла, не загрязняет поверхности. Нижним пределом, ограничивающим применение ртути, является температура замерзания $-38,9^\circ\text{C}$. Температура кипения ртути при атмосферном давлении (357°C) не является предельной. Для повышения верхнего предела пространство капилляра над ртутью заполняют инертным по отношению к ртути азотом. При температуре до 550°C заполнение азотом проводят при давлении $2,5 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2$, а при температуре до 750°C — при давлении $10,0 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2$.

При измерении температур до -70°C используют спиртовые и толуоловые термометры. Применение пентана позволяет измерять температуры до -200°C .

Вместо ртутных термометров можно использовать платиновые и медные термометры сопротивления.

Измерение количества теплоты. До последнего времени в качестве основной единицы измерения количества теплоты принималась калория (кал). Калория — это количество теплоты, которое необходимо сообщить 1 г дистиллированной воды для повышения ее температуры с $19,5$ до $20,5^\circ\text{C}$ при давлении $101,325 \text{ кПа}$.

В теплотехнике применялась укрупненная единица измерения — килокалория (ккал), равная 1000 кал. Килокалория (ккал) — это такое количество теплоты, которое необходимо сообщить 1 кг дистиллированной воды для повышения ее температуры на 1° .

Теплота является одним из видов энергии, способным производить работу. В системе единиц СИ теплота выражается универсальной единицей — джоuleм (Дж).

Джоуль — это работа, которую совершает сила в 1 Н на пути в 1 м. Можно применить и более крупную и удобную единицу (килоджоуль), равную 1000 Дж, 1 Дж = 0,239 ккал.

Горение любого топлива, в том числе и газового, сопровождается выделением теплоты. При этом количество теплоты, выделяемое при сжигании различных видов топлива, неодинаково. Поэтому введено понятие **удельной теплоты сгорания**.

Удельной теплотой сгорания газового топлива называется количество теплоты, которое выделяется при полном сгорании 1 нм³ или 1 кг газа. Теплоту сгорания газообразного топлива измеряют в килокалориях на кубический метр (при температуре 0 или 20°C и давлении 760 мм рт. ст.). Теплота сгорания определяется с помощью специальных приборов — калориметров — или расчетным путем, если известен химический состав газового топлива.

Различают низшую теплоту сгорания Q_n и высшую Q_b .

Высшая теплота сгорания газового топлива соответствует условию, при котором водяные пары продуктов сгорания доводятся до жидкого состояния. В реальных условиях сжигания газа водяные пары не конденсируются, а находятся в парообразном состоянии. Понятие низшей теплоты сгорания относится только к тем газам, которые при сгорании выделяют водяные пары. Разница между Q_b и Q_n составляет около 600 ккал на каждый килограмм водяных паров, т. е. 6 ккал на каждый процент влаги, содержащейся в топливе или образующейся при сгорании водорода, входящего в состав горючего газа.

Исходя из этого, получаем

$$Q_n = Q_b - 600 \cdot 0,8 V_{\text{пар}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{пар}}$ — объем водяных паров в нм³, образующихся при сжигании 1 нм³ газа (для метана $V_{\text{пар}} = 2$, для этана $V_{\text{пар}} = 3$); 0,8 — плотность водяных паров в кг/нм³ при 0°C и 760 мм рт. ст.

Высшую и низшую теплоту сгорания природного газа подсчитывают по следующим формулам:

$$\begin{aligned} Q_b &= 95\text{CH}_4 + 167\text{C}_2\text{H}_6 + 237\text{C}_3\text{H}_8 + 307\text{C}_4\text{H}_{10}; \\ Q_n &= 85,5\text{CH}_4 + 152\text{C}_2\text{H}_6 + 218\text{C}_3\text{H}_8 + 284\text{C}_4\text{H}_{10}, \end{aligned} \quad (2)$$

где CH₄, C₂H₆, C₃H₈, C₄H₁₀ — содержание в природном газе метана, этана, пропана и бутана в процентах по объему. Цифровые значения обозначают низшие и высшие теплоты сгорания метана, этана и т. д., пересчитанные на 1 % горючего компонента.

Для удобства сравнения различных видов топлива введено понятие **условного топлива**, теплота сгорания которого принимается равной 7000 ккал/кг, или 29 288 кДж/кг.

Чтобы привести любое топливо к условному, необходимо значение его низшей теплоты сгорания разделить на эту величину.

Величина, показывающая, во сколько раз теплота сгорания данного топлива больше теплоты сгорания условного топлива, называется **тепловым эквивалентом**.

Для метана тепловой эквивалент будет равен

$$K_{\text{кал}} = \frac{Q_n}{7000} = \frac{8558}{7000} = 1,22, \quad (3)$$

где Q_n — низшая теплота сгорания метана, ккал/нм³; 7000 — теплота сгорания условного топлива. 1 нм³ метана эквивалентен 1,22 кг условного топлива.

Перевод физических единиц количества теплоты приведен в табл. 6.

Измерение объема и плотности газов. Объем газа измеряется в кубических метрах (м³). В связи с тем что объем газов значительно изменяется при нагревании, охлаждении и сжатии, для сравнения объемных количеств газа их приводят к нормальным и стандартным условиям.

Нормальными условиями принято считать температуру 0° С (273,2 К) и давление 101,325 кПа. На практике за единицу измерения количества газа принимают 1 м³ газа, взятого при давлении 101,325 кПа, температуре 20° С и влажности, равной 0. Эти условия принято считать стандартными.

Для пересчета параметров, характеризующих состояние газа, на нормальные или стандартные условия можно использовать следующие формулы:

приведение газа к нормальным условиям

$$V_0 = V_t \frac{273,2 P_t}{(273,2 + t) P_0}; \quad (4)$$

приведение газа к стандартным условиям

$$V_{20} = V_t \frac{(273,2 + 20) P_t}{(273,2 + t) P_0}, \quad (5)$$

где V_0 — объем газа при нормальных условиях; V_t — объем газа при заданном давлении и температуре t° С; P_t — давление газа в момент измерения объема газа при температуре t° С; P_0 — нормальное давление газа (101,325 кПа); 273,2 — нормальная температура, К; V_{20} — объем газа при стандартных условиях, т. е. при $T = 273,2 + 20 = 293,2$ К и давлении P_0 .

Плотностью называется масса газа в единице объема. Применительно к газам плотность имеет размерность кг/м³ и определяется обычно при температуре 0° и давлении 101,325 кПа.

Таблица 6. Перевод физических единиц количества теплоты МКГСС в систему СИ

Ка- ло- рии	Калории									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	4,2	8,4	12,6	16,7	20,9	25,1	29,3	33,5	37,7
10	41,9	46,1	50,2	54,4	58,6	62,8	67	71,2	75,4	79,5
20	83,7	87,9	92,1	96,3	100,5	104,7	108,9	113	117,2	121,4
30	125,6	129,8	134	138,1	142,4	146,6	150,7	154,9	159,1	163,3
40	167,5	171,7	175,8	180	184,2	188,4	192,6	196,8	201	205,2
50	209,3	213,5	217,7	221,9	226,1	230,3	234,5	238,7	242,8	247
60	251,2	255,4	259,6	263,3	268	272,1	276,3	280,5	284,7	288,9
70	293,1	297,3	301,4	305,6	309,8	314	318,2	322,4	326,6	330,8
80	334,9	339,1	343,3	347,5	351,7	355,9	360,1	364,3	368,4	372,6
90	376,8	381	385,2	389,4	393,6	397,7	401,9	406,1	410,3	414,5

П р и м е ч а н и я : 1. 16055 кал = 6000 кал + 55 кал = 251,2 Дж · 100 + 230,3 Дж = 25350,3 Дж.
2. Чтобы перевести величину количества теплоты, выраженную в килокалориях, в джоули, надо приведенную в таблице величину умножить на 1000.

Чтобы показать, на сколько 1 м³ данного газа легче или тяжелее 1 м³ воздуха, определяют относительную плотность. Для этого необходимо плотность газа разделить на плотность воздуха при нормальных условиях.

Теплота сгорания, относительная плотность и средние составы природных газов для некоторых месторождений приведены в табл. 34.

2.4. Основные законы газового состояния

Молекулярно-кинетическая теория газов лежит в основе физических свойств газов и законов газового состояния. Большинство законов газового состояния было выведено для идеального газа, молекулярные силы которого равны нулю, а объем самих молекул бесконечно мал по сравнению с объемом межмолекулярного пространства.

Молекулы реальных газов помимо энергии прямолинейного движения обладают энергией вращения и колебания. Они занимают некоторый объем, т. е. имеют конечные размеры. Законы для реальных газов несколько отличаются от законов для идеальных газов. Это отклонение тем больше, чем выше давление газов и ниже их температура,

оно учитывается введением в соответствующие уравнения поправочного коэффициента сжимаемости.

При транспортировании газов по трубопроводам под высоким давлением коэффициент сжимаемости имеет большое значение.

При давлениях газа в городских газовых сетях до 1 МПа ($10 \text{ кгс}/\text{см}^2$) законы газового состояния для идеального газа достаточно точно отражают свойства природного газа. При более высоких давлениях или низких температурах применяют либо уравнения, учитывающие объем, занимаемый молекулами, и силы взаимодействия между ними, либо вводят в уравнение для идеального газа поправочные коэффициенты, т. е. коэффициенты сжимаемости газа.

Рассмотрим основные законы газового состояния.

Закон Бойля — Марнотта. Газы изменяют свой первоначальный объем при изменении величины давления. Многочисленными опытами установлено, что если взять определенное количество газа и подвергать его различным давлениям, то объем этого газа будет изменяться обратно пропорционально величине давления.

Эта зависимость между давлением и объемом газа при постоянной температуре выражается следующей формулой:

$$P_1/V_1 = P_2/V_2 \text{ или } V_2 = (P_1V_1)/P_2, \quad (6)$$

где V_1 и P_1 — первоначальные объем и абсолютное давление газа, V_2 и P_2 — объем и давление газа после изменения.

Из формулы (6) можно получить следующее математическое выражение

$$V_2P_2 = V_1P_1 = \text{const}. \quad (7)$$

Произведение величины объема газа на величину соответствующего этому объему давления газа будет постоянной величиной при постоянной температуре. Этот закон имеет практическое применение в газовом хозяйстве. Он позволяет определять объем газа при изменении его давления и давление газа при изменении его объема при условии, что температура газа остается постоянной. Чем больше при постоянной температуре увеличивается объем газа, тем меньше становится его плотность.

Зависимость между объемом и плотностью выражается следующей формулой:

$$V_1/V_2 = \rho_2/\rho_1, \quad (8)$$

где V_1 и V_2 — объемы, занимаемые газом; ρ_1 и ρ_2 — плотности газа, соответствующие этим объемам.

Если в уравнении (6) отношение объемов газа заменить отношением их плотностей, то на основании уравнения (8) можно получить

$$\rho_2/P_1 = \rho_2/\rho_1, \text{ или } \rho_2 = (P_2\rho_1)/P_1. \quad (9)$$

Из уравнения (9) можно сделать вывод, что при одной и той же температуре плотности газов прямо пропорциональны давлениям, под которыми находятся эти газы, т. е. плотность газа (при постоянной температуре) будет тем больше, чем больше его давление.

Пример. Объем газа (давление 760 мм рт. ст. и температура 0° С) составляет 300 м³. Какой объем займет этот газ при абсолютном давлении, равном 1520 мм рт. ст., и при той же температуре?

$$760 \text{ мм рт. ст.} = 101329 \text{ Па} = 101,3 \text{ кПа}$$

$$1520 \text{ мм рт. ст.} = 202658 \text{ Па} = 202,6 \text{ кПа.}$$

Подставляем заданные значения V_1, P_1, P_2 в формулу (7): $P_1 = 101,3 \text{ кПа}, V_1 = 300 \text{ м}^3, P_2 = 202,6 \text{ кПа}, 101,3 \cdot 300 = 202,6 \cdot V_2$, откуда

$$V_2 = \frac{101,3 \cdot 300}{202,6} = 150 \text{ м}^3.$$

Закон Гей-Люссака. При постоянном давлении с повышением температуры объем газов увеличивается, а при понижении температуры — уменьшается, т. е. при постоянном давлении объемы одного и того же количества газа прямо пропорциональны их абсолютным температурам. Математически эта зависимость между объемом и температурой газа при постоянном давлении записывается так:

$$V_2/V_1 = T_2/T_1, \quad (10)$$

где V — объем газа, м³; T — абсолютная температура, К.

Из формулы (10) следует, что если определенный объем газа нагревать при постоянном давлении, то он изменится во столько раз, во сколько раз изменится его абсолютная температура.

Установлено, что при нагревании газа на 1° при постоянном давлении его объем увеличивается на постоянную величину, равную $1/273,2$ первоначального объема. Эта величина называется *термическим коэффициентом расширения* и обозначается β .

С учетом этого закон Гей-Люссака можно сформулировать так: *объем данной массы газа при постоянном давлении есть линейная функция температуры*:

$$V_t = V_0(1 + \beta t), \quad (11)$$

$$\text{или } V_t = V_0 \left(1 + \frac{t}{273}\right) = V_0 \frac{273 + t}{273},$$

$$V_t = V_0 \frac{T}{273}. \quad (12)$$

Из уравнения (12) можно сделать вывод, что объем газа при постоянном давлении прямо пропорционален абсолютной температуре этого газа.

Закон Шарля. *При постоянном объеме абсолютное давление неизменного количества газа прямо пропорционально его абсолютным температурам.* Закон Шарля выражается следующей формулой:

$$P_2/P_1 = T_2/T_1, \text{ или } P_2 = P_1 T_2/T_1, \quad (13)$$

где P_1 и P_2 — абсолютные давления; T_1 и T_2 — абсолютные температуры газа, К.

Из формулы можно сделать вывод, что при постоянном объеме давление газа при нагревании увеличивается во столько раз, во сколько раз увеличивается его абсолютная температура.

Пример. При температуре газа +27° С его давление равно 4 МПа. Каким будет избыточное давление этого газа при температуре +47° С?

Начальная абсолютная температура газа: $T_1 = 27 + 273 = 300$ К, конечная абсолютная температура газа: $T_2 = 47 + 273 = 320$ К.

Атмосферное давление примем равным 0,1 МПа, тогда абсолютное давление газа до нагревания будет 4 МПа + 0,1 МПа = 4,1 МПа.

Искомое абсолютное давление газа по формуле (13) будет равно:

$$P_2 = \frac{4,1 \cdot 320}{300} = 4,37 \text{ МПа.}$$

Следовательно, избыточное давление газа после нагревания его до $+47^\circ\text{C}$ равно $4,37 - 0,1 = 4,27$ МПа.

Закон Авогадро. В равных объемах любых газов, взятых при одинаковых температурах и одинаковом давлении, содержится одинаковое число молекул (или равное число молекул любых газов занимает один и тот же объем при нормальных условиях).

1 грамм-молекула (г-моль) любого газа при нормальных условиях занимает объем 22,4 л. Этот объем называют молярным объемом, или постоянной Авогадро.

В 1 моле любого вещества содержится одинаковое число молекул, равное $6,06 \cdot 10^{23}$. В СИ используется понятие киломоль, равный $6,06 \cdot 10^{26}$.

1 киломоль любого газа при нормальных условиях (0°C и 101,3 кПа) занимает объем 22,4 л. Зная эту величину, можно определить плотность любого газа по формуле

$$\rho = \frac{M}{22,4} \text{ кг/м}^3. \quad (14)$$

Пример. Определить плотность метана при 0°C и 101,3 кПа.

$$\rho_{\text{CH}_4} = \frac{M_{\text{CH}_4}}{22,4} = \frac{12 + 4}{22,4} = 0,71 \text{ кг/м}^3.$$

Уравнение Клапейрова — Менделеева. Если происходит одновременное изменение объема, давления и температуры газа, то в этом случае одновременно действуют законы Бойля — Мариотта и Гей-Люссака.

Путем объединения уравнений этих законов можно получить обобщенное уравнение закона газового состояния:

$$V = V_1 \frac{P_1}{P} \frac{T}{T_1}, \text{ или } \frac{PV}{T} = \frac{P_1 V_1}{T_1} = \text{const.} \quad (15)$$

Величина $P_1 V_1 / T_1$ обозначается буквой R и называется газовой постоянной.

Представляя обозначение газовой постоянной в уравнение (15), получаем выражение

$$\frac{PV}{T} = R, \text{ или } PV = RT. \quad (16)$$

Это уравнение закона газового состояния связывает все три основных параметра газа: объем, абсолютное давление и абсолютную температуру.

Уравнение (16) относится к 1 молю газа. Для произвольного числа молей газа уравнение (16) имеет вид

$$PV = nRT, \quad (17)$$

где n — число молей.

Для газа массой G уравнение (17) имеет вид

$$PV = \frac{G}{M} RT, \quad (18)$$

где G — масса газа, кг; M — молекулярная масса газа, кг.

2.5. Влажность и кристаллогидраты углеводородных газов

Влажность газов. В природных газах содержание влаги зависит от температуры и давления. Чем выше температура газа, тем больше влаги содержится в единице объема газа. Давление газа имеет обратное действие: с повышением давления влажность газа уменьшается.

Пары воды могут насыщать газ до определенного давления, равного давлению насыщенного водяного пара при данной температуре. Если содержание водяных паров превысит этот предел, то произойдет их конденсация, т. е. переход в жидкое состояние.

Температура, при которой газ полностью насыщен водяными парами, называется точкой росы данного газа. Наличие влаги в газе нежелательно, так как при транспортировании газа происходит внутренняя коррозия трубопроводов и арматуры, а также образование закупорок газопроводов. Кроме того, содержание влаги снижает теплоту сгорания газа. Поэтому до подачи газа в городские газовые сети производится его тщательная осушка путем поглощения водяных паров твердыми или жидкими поглотителями. Однако несмотря на тщательную очистку, газовое топливо, распределяемое по городским газопроводам, содержит некоторое количество водяных паров. Может произойти и дополнительное насыщение газа водой, попадающей в газопроводы при их строительстве.

Различают абсолютную и относительную влажность. Абсолютная влажность — это количество паров в граммах в 1 м^3 газа.

Под относительной влажностью понимают процентное отношение фактического количества водяных паров к максимально возможному его содержанию при данных температуре и давлении. Относительная влажность насыщенного газа равна 1.

При транспортировании газа, насыщенного влагой, возможно образование кристаллогидратов, которые представляют собой химические соединения газов с водой, внешне похожие на лед. Их состав $M \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, где M — молекула углеводорода. Метан образует соединение

ния: $\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$; $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$. Кристаллогидраты образуются при определенных температуре и давлении газа.

Устойчивое существование кристаллогидратов природного газа возможно при температуре от -5°C до 10°C и при давлениях соответственно $6\ldots20\text{ кгс}/\text{см}^2$ ($0,6\text{ МПа}\ldots2\text{ МПа}$). При более высоких температурах или более низких давлениях газа кристаллогидраты не образуются.

Для индивидуальных газов существует максимальная температура, сверх которой повышение давления не может вызвать образование кристаллогидратов. Эта температура называется *критической температурой гидратообразования*. Для метана она $21,5$, для этана $14,5$ и пропана $5,5^\circ\text{C}$.

Образование кристаллогидратов вызывает закупорки промысловых и магистральных газопроводов. Разрушают кристаллогидраты путем снижения давления в системе, разогрева участка трубопровода или ввода в поток газа метанола, способствующего разрушению кристаллогидратов.

Во избежание образования гидратов газ осушают до точки росы, температура которой должна быть на $6\ldots7^\circ\text{C}$ ниже температуры газа в газопроводе.

Российские ученые первыми в мире начали изучать природные газовые гидраты как полезные ископаемые. Ими открыт в земной коре новый вид полезных ископаемых — «твердый газ». Что же представляет собой «твердый газ»? Это газовые гидраты, твердые соединения природного газа и воды, по физическим свойствам и внешне похожие на лед. Из одного кубического метра такого «льда» может высвободиться до 180 м^3 природного газа.

Установлено, что география залежей твердого газа на континентах совпадает с зоной распространения многолетней мерзлоты и охватывает около 40 млн. квадратных километров.

В нашей стране проводятся исследования, направленные на использование газовых гидратов в различных технологических процессах: для хранения газов, очистки и опреснения природных и промышленных вод, извлечения из водных растворов ценных компонентов и др.

Тепловой эффект сжатия и расширения газов. Из основных законов газового состояния можно сделать вывод, что при сжатии газы нагреваются, а при расширении охлаждаются. Поэтому при сжатии

природного газа, например на компрессорных станциях, для транспортирования по магистральным газопроводам приходится охлаждать его в водяных или воздушных теплообменниках.

После прохождения природного газа через задвижки, фильтры, регулирующие клапаны ГРП и ГРС, сужения газопроводов происходит его резкое расширение. Процесс, при котором происходит необратимое превращение работы, затрачиваемой на изменение давления при движении газа, в теплоту, называется *дросселированием*. При транспортировании газа по магистральным газопроводам дросселирование влечет за собой резкое падение давления и понижение температуры газа. Этот процесс называется *положительным эффектом Джоуля — Томсона*. На ГРП и ГРС это явление может вызвать обмерзание грубопроводов, запорных, регулирующих и сужающих устройств.

Для характеристики процесса введен коэффициент Джоуля — Томсона. Так, для метана при $P = 0,52\text{ МПа}$ ($5,2\text{ кгс}/\text{см}^2$) и $t = 25^\circ\text{C}$ этот коэффициент равен $0,4$ град/МПа, т. е. снижение его давления на $0,1\text{ МПа}$ ($1\text{ кгс}/\text{см}^2$) вызывает понижение температуры на $0,4^\circ\text{C}$. Для природного газа во всем диапазоне давлений и температур, которые имеют место при редуцировании газа на ГРС, среднее значение коэффициента Джоуля — Томсона принимается равным $5,5$ град/МПа, т. е. при снижении давления газа на 1 МПа его температура понижается на $5,5^\circ\text{C}$.

При дросселировании газа во всех случаях снижается температура и уменьшается относительная влажность.

Контрольные вопросы

- Назовите основные единицы измерения параметров газа.
- Перечислите основные, дополнительные и производные единицы Международной системы (СИ), наиболее часто применяемые в газовом хозяйстве.
- Чем отличается низшая теплота сгорания газа от высшей?
- Что такое условное топливо и тепловой эквивалент?
- Как вы понимаете нормальные и стандартные условия газа?
- Какими формулами пользуются для определения объема газа в нормальных и стандартных условиях?
- Объясните происхождение природных газов и их состав.
- Как вы понимаете закон Бойля — Мариотта?
- Объясните сущность закона Гей-Люссака.
- Что такое термический коэффициент объемного расширения газов?
- Расскажите о законе Шарля и его практическом применении в газовом хозяйстве.
- Назовите уравнение состояния идеального газа, как оно практически применяется.
- Как вы понимаете абсолютную и относительную влажность газов?
- Что такое кристаллогидраты углеводородных газов? Какие факторы способствуют образованию гидратов?
- Расскажите, в чем сущность эффекта дросселирования газа.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗА

3.1. Особенности газового топлива

Природный газ имеет ряд преимуществ по сравнению с другими видами топлива:

стоимость добычи природного газа значительно ниже, а производительность труда значительно выше, чем при добыче угля и нефти;

высокая теплота сгорания делает целесообразным транспортировку газа по магистральным газопроводам на значительные расстояния;

обеспечивается полнота сгорания и облегчаются условия труда обслуживающего персонала;

отсутствие в природных газах оксида углерода предотвращает возможность отравления при утечках газа, что особенно важно при газоснабжении коммунальных и бытовых потребителей;

газоснабжение городов и населенных пунктов значительно улучшает состояние их воздушного бассейна;

обеспечивается возможность автоматизации процессов горения, достижение высоких к. п. д., причем наибольшее увеличение к. п. д. достигается в жилищно-коммунальном хозяйстве (в бытовых приборах, отопительных печах и котлах малой производительности);

природный газ является ценным сырьем для химической промышленности;

высокая жаропроизводительность (более 2000° С) позволяет эффективно применять природный газ в качестве энергетического и технологического топлива.

Природный газ как промышленное топливо имеет следующие технологические преимущества:

при сжигании природного газа требуется минимальный избыток воздуха для горения и достигаются высокие температуры в печи;

природный газ содержит наименьшее количество таких вредных химических примесей, как сероводород;

при сжигании природного газа можно обеспечить более точную регулировку требуемой температуры, чем при сжигании других видов топлива, что имеет большое значение для процессов, требующих высокой точности температурного режима. Кроме того, это позволяет экономить топливо, так как из-за более широких колебаний регулирования диапазонов температур при сжигании других видов топлива

приходится часто вести процесс на верхнем температурном пределе, что влечет за собой перерасход топлива;

использование природного газа позволяет осуществить сравнительно быстрый разогрев тепловых агрегатов и свести к минимуму тепловые потери при остановке этих агрегатов, что также способствует экономии топлива;

при использовании природного газа отсутствуют потери от механического недожога;

при сжигании природного газа горелки можно расположить в любом месте печи, что создает благоприятные возможности для теплоотдачи и необходимый температурный режим;

форма газового пламени сравнительно легко регулируется и поддается различным видоизменениям, что особенно важно, когда возникает необходимость быстро сосредоточить и развить в определенном пункте высокую степень нагрева;

использование природного газа позволяет применять в промышленности такие прогрессивные и высокоэкономичные виды тепловой обработки, как нагрев с помощью горелок беспламенного сжигания и радиационных трубок, что дает возможность значительно интенсифицировать процесс нагрева.

Вместе с тем газовому топливу присущи и отрицательные свойства: природный газ взрыво- и пожароопасен.

Горение газообразного топлива возможно только при наличии воздуха, в котором содержится кислород. Причем процесс горения (взрыв) происходит при определенных соотношениях газа и воздуха. Как видно из табл. 7, пределы воспламеняемости для метана составляют 5...15 %. Если выделяемая теплота достаточна для нагревания в газовоздушной смеси до температуры самовоспламенения, то смесь может гореть или взрываться.

При взрыве продукты горения быстро нагреваются и, расширяясь, создают в объеме, где они находятся, повышенные давления.

Резкое возрастание давления и быстрое расширение продуктов горения обусловливает разрушительный эффект взрыва.

Давление, возникающее при взрывах, определяют по формуле

$$P_v = K \frac{P_0 T_{v,M}}{T_0 N}, \quad (19)$$

где T_0 — начальная температура взрывоопасной смеси, К; T_v — температура при взрыве, К; P_0 — начальное давление (абсолютное) взрывоопасной смеси, ат; M — число молекул продуктов горения после

взрыва; N — число молекул смеси до взрыва; K — коэффициент, учитывающий тепловые потери стенками оболочки и диссоциацию газа и воздуха до взрыва, обычно от 0,86 до 0,9.

Таблица 7. Температура самовоспламенения и пределы воспламеняемости наиболее распространенных горючих газов

Газ	Темпера- тура са- мовос- пламене- ния, °С	Предел воспламеняемости при со- держании газа в смеси с воздухом, %		Газ	Темпера- тура са- мовос- пламене- ния, °С	Предел воспламеняемости при со- держании газа в смеси с воздухом, %	
		нижний	верхний			нижний	верхний
Метан	650	5	15	Пропан	500	2,37	9,5
Ацети- л	305	2,5	80	Этан	510	3,2	12,45
Бутан	429	1,86	8,4	Водо- род	510	4	74

Давление, возникающее при взрыве природного газа в помещениях, достигает 0,8 МПа. При взрывах газовоздушной смеси в трубах с большим диаметром и длиной скорость распространения пламени может превзойти скорость распространения звука и достичь 2000...4000 м/с. В результате быстро движущегося взрывного воспламенения местное повышение давления составит 8 МПа и выше. Такое взрывное воспламенение называется *детонацией*.

Детонация объясняется возникновением и действием ударных волн в воспламеняющейся среде.

Перемещаясь с большой скоростью, ударная волна резко увеличивает температуру и давление газовоздушной смеси, что вызывает ускорение реакции взрыва и увеличивает разрушительный эффект детонации. Наиболее опасны с точки зрения возможности взрыва газы с наиболее низкими пределами взрываемости. При близких величинах нижних пределов взрываемости двух газов наиболее опасен газ, у которого шире область взрываемости и ниже температура самовоспламенения.

Природные газы, состоящие в основном из метана, не ядовиты. Однако при концентрации метана в воздухе, доходящей до 10 % и более, возможно удушье вследствие уменьшения количества кислорода в воздухе.

3.2. Сгорание газового топлива

Горение газообразного топлива представляет собой сочетание следующих физических и химических процессов: смешение горючего газа с воздухом, подогрев смеси, термическое разложение горючих компонентов, воспламенение и химическое соединение горючих элементов с кислородом воздуха, сопровождаемое образованием факела (пламени) с интенсивным тепловыделением.

Устойчивое горение газовоздушной смеси возможно при непрерывном подводе к фронту горения необходимых количеств горючего газа и воздуха, их тщательном перемешивании и нагреве до температуры воспламенения или самовоспламенения (см. табл. 7).

Воспламенение газовоздушной смеси может быть осуществлено:

нагревом всего объема газовоздушной смеси до температуры самовоспламенения. В этом случае газовоздушная смесь воспламеняется и горит без постороннего источника зажигания. Такой способ применяют в двигателях внутреннего сгорания, где газовоздушную смесь нагревают быстрым сжатием до определенного давления;

применением посторонних источников зажигания (высоконагретых тел, запальников и т. д.). В этом случае до температуры воспламенения нагревается не вся газовоздушная смесь, а часть ее. Данный способ применяется при сжигании газов в горелках газовых приборов;

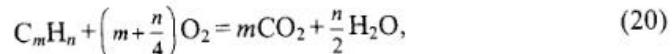
существующим факелом (пламенем) непрерывно в процессе горения.

Для начала реакции горения газообразного топлива следует затратить определенное количество энергии, необходимой для разрыва молекулярных связей и создания новых.

Молекулы газа и воздуха находятся в постоянном хаотическом движении, сопровождающемся столкновениями. Кинетическая энергия молекул пропорциональна абсолютной температуре газов. Энергия столкновения возрастает с повышением абсолютной температуры. При температуре воспламенения сила удара такой молекулы о встречную так велика, что связи между атомами не выдерживают и молекула распадается на атомы. При соединении горючих (углерод, водород) атомов с кислородом выделяется дополнительная энергия, температура молекул повышается и процесс горения приобретает цепной характер, со всеувеличивающейся скоростью до полного соединения кислорода с горючими компонентами газа.

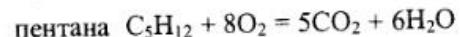
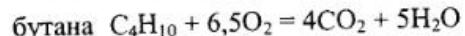
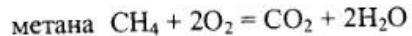
Химическая формула сгорания газового топлива с указанием всего механизма реакции, связанного с возникновением и с исчезновением большого количества свободных атомов, радикалов и других активных частиц, сложна. Поэтому для упрощения пользуются уравнениями, выражающими начальное и конечное состояние реакций горения газа.

Если углеводородные газы обозначить C_mH_n , то уравнение химической реакции горения этих газов в кислороде примет вид



где m — количество атомов углерода в углеводородном газе; n — количество атомов водорода в газе, $\left(m + \frac{n}{4}\right)$ — количество кислорода, необходимое для полного сгорания газа.

В соответствии с формулой напишем уравнения горения горючих газов:



В практических условиях сжигания газа кислород берется не в чистом виде, а входит в состав воздуха.

Так как воздух состоит по объему на 79 % из азота и на 21 % из кислорода, то на каждый объем кислорода требуется $100:21 = 4,76$ объема воздуха или $79:21 = 3,76$ объема азота.

Тогда реакцию горения метана в воздухе можно написать следующим образом: $CH_4 + 2O_2 + 2 \cdot 3,76N_2 = CO_2 + 2H_2O + 7,5N_2$.

Из уравнения видно, что для сжигания 1 м³ метана требуется 2 м³ кислорода и 7,52 м³ азота или $2 + 7,52 = 9,52$ м³ воздуха.

В результате сгорания 1 м³ метана получается 1 м³ углекислого газа, 2 м³ водяных паров и 7,52 м³ азота. В табл. 8 приведены эти данные для наиболее распространенных горючих газов.

Таблица 8. Количество кислорода и воздуха при сжигании некоторых газов

Газы	Для сжигания 1 м ³ газа требуется, м		При сжигании 1 м ³ газа выделяется, м ³				Теплота сгорания Q_r , кДж/м ³
	ислорода	воздуха	углекислого газа	водяных паров	азота	всего	
Водород	0,5	2,38	—	1	1,88	2,88	10 806
Оксид углерода	0,5	2,38	1	—	1,88	2,88	12 637
Метан	2	9,52	1	2	7,52	10,52	35 825
Этан	3,5	16,66	2	3	13,16	18,16	63 797
Пропан	5	23,8	3	4	18,8	15,8	91 310
Бутан	6,5	30,94	4	5	24,44	34,44	118 74

3.3. Условия воспламенения и горения газов

Не всякую холодную газовоздушную смесь можно поджечь внешним источником зажигания. Чтобы смесь воспламенилась и продолжала сгорать, нужны определенные соотношения объемов сжигаемого газа и подаваемого воздуха. Если газа в газовоздушной смеси мало, а воздуха много, то смесь гореть самостоятельно не может. Горение такой смеси через определенное время прекратится, так как выделяющейся теплоты будет недостаточно для нагрева газовоздушной смеси до температуры воспламенения. Если же в смеси недостаточно воздуха, то при воспламенении может сгореть ограниченное количество газа, и выделяемой химической теплоты будет недостаточно для поддержания температуры воспламенения газовоздушной смеси.

Итак, для процесса горения газовоздушной смеси необходимо, чтобы количество газа и воздуха в газовоздушной смеси было в определенных пределах. Эти пределы называются *пределами воспламеняемости* или *пределами взрываемости*. Различают нижний и верхний пределы воспламеняемости. Минимальное содержание газа в газовоздушной смеси, выраженное в объемных процентах, при котором происходит воспламенение, называется *нижним пределом воспламеняемости*. Максимальное содержание газа в газовоздушной смеси, выше которого смесь не воспламеняется без подвода дополнительного тепла, называется *верхним пределом воспламеняемости*.

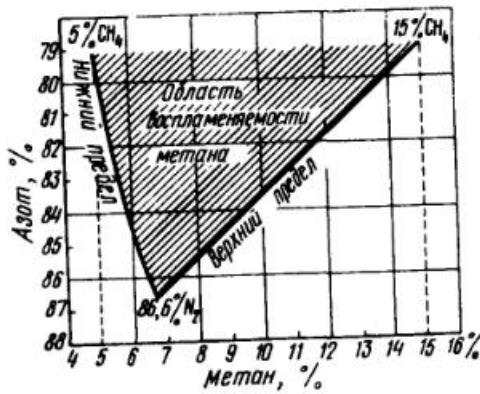


Рис. 3. График изменения пределов воспламенения метана в зависимости от изменения содержания азота в метано-воздушной смеси

нижнего предела воспламеняемости, то она не будет гореть. Если в газовоздушной смеси недостаточно воздуха, то горение протекает не полностью.

Значения пределов воспламеняемости зависят также от давления газовоздушной смеси. При повышении давления диапазон между нижним и верхним пределами воспламеняемости сужается.

Большое влияние на величины пределов взрываемости оказывают инертные примеси в газах. Увеличение содержания в газе балласта (N_2 и CO_2) сужает пределы воспламеняемости, а при повышении содержания балласта выше определенных пределов газовоздушная смесь не воспламеняется при любых соотношениях газа и воздуха. На графике (рис. 3) видны изменения пределов воспламеняемости метана в зависимости от содержания азота в метано-воздушной смеси. При увеличении содержания азота в воздухе до 86,6 % газовоздушная смесь перестает воспламеняться.

Это объясняется тем, что на нагрев столь значительного количества азота до температуры воспламенения требуется значительное количество теплоты. А газовоздушная смесь, содержащая 86,6 % N_2 при сгорании не в состоянии выделить достаточного количества теплоты, поэтому она не воспламеняется и не сгорает.

В табл. 9 приведены данные, показывающие влияние добавки инертных газов на воспламеняемость различных газовоздушных смесей.

Газовоздушная смесь, в которой содержание газа больше верхнего предела воспламеняемости, может гореть при подогреве газовоздушной смеси. Если смесь будет подогреваться, то пределы воспламеняемости расширяются за счет снижения нижнего предела воспламеняемости и повышения верхнего. Если газовоздушную смесь нагреть до температуры ее воспламенения, то она воспламенится и будет гореть при любом соотношении газа и воздуха.

Если в газовоздушной смеси содержится газа меньше, чем требуется для воспламенения, то горение не происходит. Если в газовоздушной смеси недостаточно воздуха, то горение протекает не полностью.

Значения пределов воспламеняемости зависят также от давления газовоздушной смеси. При повышении давления диапазон между нижним и верхним пределами воспламеняемости сужается.

Большое влияние на величины пределов взрываемости оказывают инертные примеси в газах. Увеличение содержания в газе балласта (N_2 и CO_2) сужает пределы воспламеняемости, а при повышении содержания балласта выше определенных пределов газовоздушная смесь не воспламеняется при любых соотношениях газа и воздуха. На графике (рис. 3) видны изменения пределов воспламеняемости метана в зависимости от содержания азота в метано-воздушной смеси. При увеличении содержания азота в воздухе до 86,6 % газовоздушная смесь перестает воспламеняться.

Это объясняется тем, что на нагрев столь значительного количества азота до температуры воспламенения требуется значительное количество теплоты. А газовоздушная смесь, содержащая 86,6 % N_2 при сгорании не в состоянии выделить достаточного количества теплоты, поэтому она не воспламеняется и не сгорает.

В табл. 9 приведены данные, показывающие влияние добавки инертных газов на воспламеняемость различных газовоздушных смесей.

Необходимое количество воздуха для сжигания газов находится в прямой зависимости от их теплоты сгорания и составляет примерно 1,1 м³ воздуха на каждые 4190 кДж (1000 ккал) сжигаемого газа.

Отсюда наименьшее количество воздуха, потребное для полного сжигания газа, называется *теоретическим расходом воздуха* и обозначается L_t , т. е., если низшая теплота сгорания газового топлива равна 33 520 кДж/м³, то теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1 м³ газа составит

$$L_t = \frac{33520}{4190} \cdot 1,1 = 8,8 \text{ м}^3.$$

Таблица 9. Количество объемов инертного газа на 1 объем горючего газа, при котором газовоздушная смесь перестает быть взрывоопасной

Горючие газы	Инертные газы		Горючие газы	Инертные газы	
	углекислый газ	азот		углекислый газ	азот
Оксид углерода	2,2	4,1	Метан	3,3	6
Водород	10,3	16,5	Этиан	7,3	12,8

Однако действительный расход воздуха всегда превышает теоретический. Объясняется это тем, что очень трудно достигнуть полного сгорания газа при теоретических расходах воздуха. Поэтому любая газовая установка для сжигания газа работает с некоторым избытком воздуха.

Итак, действительный расход воздуха составит

$$L_n = \alpha L_t, \quad (21)$$

где L_n — практический расход воздуха; α — коэффициент избытка воздуха.

Коэффициент избытка воздуха всегда больше единицы. Для природного газа он составляет $\alpha = 1,05 \div 1,2$. Коэффициент α показывает, во сколько раз действительный расход воздуха превышает теоретический, принимаемый за единицу. Если $\alpha = 1$, то газовоздушная смесь называется *стехиометрической*.

При $\alpha = 1,2$ сжигание газа производится с избытком воздуха на 20 %. Как правило, сжигание газов должно проходить с минимальным значением α , так как с уменьшением избыточного воздуха уменьшаются потери теплоты с уходящими газами. Нужно тщательно следить

за тем, чтобы значение α было не меньше 1, так как это приводит к неполному сгоранию газов.

Воздух, принимающий участие в горении, бывает первичным и вторичным. Первичным называется воздух, поступающий в горелку для смешения в ней с газом; вторичным — воздух, поступающий в зону горения не в смеси с газом, а отдельно.

3.4. Продукты сгорания газа и контроль за процессом горения

Продуктами сгорания природного газа являются углекислый газ, водяные пары, некоторое количество избыточного кислорода и азот. Избыточный кислород содержится в продуктах горения только в тех случаях, когда горение происходит с избытком воздуха, а азот в продуктах сгорания содержится всегда, так как является составной частью воздуха и не принимает участия в горении. Продуктами неполного сгорания газа могут быть оксид углерода, несгоревшие водород и метан, тяжелые углеводороды, сажа.

Таким образом, чем больше в продуктах сгорания углекислого газа CO_2 , тем меньше будет в них оксида углерода CO , т. е. тем полнее будет сгорание. Исходя из этого введено понятие максимальное содержание $\text{CO}_{2\text{max}}$ в продуктах сгорания. Это количество CO_2 , которое можно было бы получить в сухих продуктах сгорания при полном сгорании газа без избытка воздуха. Количество углекислого газа в продуктах сгорания некоторых газов приведено в табл. 10.

Таблица 10. Количество углекислого газа в продуктах сгорания газа

Газ	Максимальное содержание $\text{CO}_{2\text{max}}$ в продуктах сгорания, %	Газ	Максимальное содержание $\text{CO}_{2\text{max}}$ в продуктах сгорания, %
Сланцевый	16	Природный (саратовский)	11,7
Нефтяной	13,6	Других месторождений	11,6...12
Коксовый	10,2		
Природный (дашавский)	11,8		

Пользуясь данными таблицы и зная процентное содержание CO_2 в продуктах сгорания, можно легко определить количество сгорания га-

за и коэффициент избытка воздуха α . Для этого с помощью газоанализатора следует определить количество CO_2 в продуктах сгорания газа и на полученную величину разделить значение $\text{CO}_{2\text{max}}$, взятое из табл. 10. Так, например, если при сжигании дашавского газа в продуктах его сгорания содержится углекислого газа 10,2 %, коэффициент избытка воздуха в топке равен

$$\alpha = \frac{\text{CO}_{2\text{实}}}{\text{CO}_{2\text{max}}} = \frac{11,8}{10,2} = 1,15.$$

Наиболее совершенный способ контроля поступления воздуха в топку и полноты его сгорания — анализ продуктов сгорания с помощью автоматических газоанализаторов. Газоанализаторы периодически отбирают пробу отходящих газов и определяют содержание в них углекислого газа, а также сумму оксида углерода и несгоревшего водорода $\text{CO} + \text{H}_2$ в объемных процентах. Если показания стрелки по шкале $\text{CO} + \text{H}_2$ равны нулю, это значит, что горение полное и в продуктах сгорания нет оксида углерода и несгоревшего водорода. Если же стрелка отклонилась от нуля вправо, то в продуктах сгорания имеются оксид углерода и несгоревший водород, т. е. происходит неполное сгорание. На другой шкале стрелка газоанализатора должна показывать максимальное содержание CO_2 в продуктах сгорания. Полное горение происходит при максимальном проценте углекислого газа, когда стрелка указателя шкалы $\text{CO} + \text{H}_2$ находится на нуле.

3.5. Скорость распространения газового пламени

Важной характеристикой горения газообразного топлива является скорость распространения пламени в газовоздушной смеси.

Расстояние, на которое сдвигается фронт пламени в единицу времени в заданном направлении относительно неподвижной горючей смеси, есть видимая скорость распространения пламени.

Нормальной скоростью распространения пламени называется *скорость движения фронта пламени в направлении, перпендикулярном поверхности фронта пламени* (рис. 4).

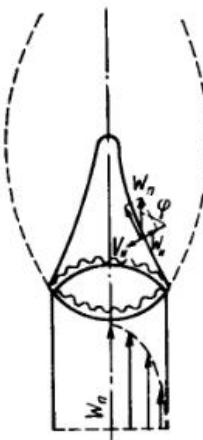


Рис. 4. Фронт горения газовоздушной смеси

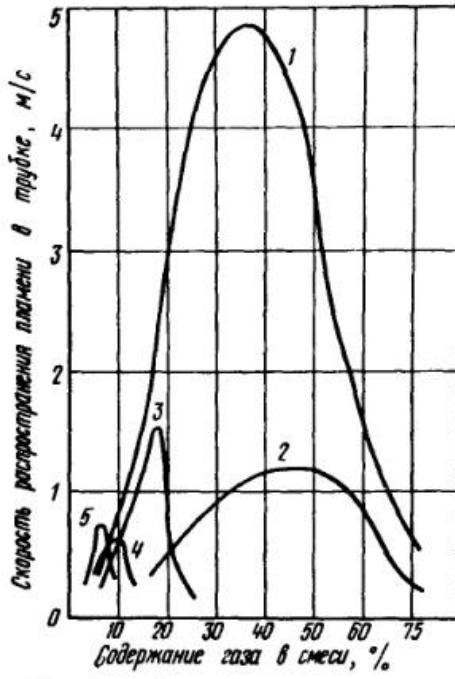


Рис. 5. График зависимости скорости распространения пламени от состава смесей газов с воздухом:

1 — водород, 2 — оксид углерода, 3 — коксовый газ, 4 — метан, 5 — этан

ку, м³/с; $S_{\text{кон}}$ — поверхность конуса или фронта горения, м².

Если радиус основания конуса обозначить через r , а высоту конуса — через h , то получим

$$S_{\text{кон}} = \pi r \sqrt{r^2 + h^2}. \quad (23)$$

Отсюда нормальная скорость распространения пламени будет равна

$$v_n = \frac{V_{\text{см}}}{\pi r \sqrt{r^2 + h^2}}. \quad (24)$$

Эта формула выражает физическую сущность скорости распространения пламени. На практике можно пользоваться эксперимен-

тальными данными (рис. 5). Из графика видно, что наибольшая скорость распространения пламени у водорода (4,83 м/с), а максимальное значение скорости достигается, когда содержание водорода в смеси с воздухом составляет около 38 %. Скорость распространения пламени у метана примерно в 7 раз меньше, чем у водорода (0,67 м/с), и достигает максимума при содержании метана в смеси с воздухом около 10 %.

В табл. 11 приведены скорости распространения пламени, определенные экспериментальным путем в трубке диаметром 25 мм.

С увеличением диаметра трубы скорость распространения пламени увеличивается. Скорость распространения пламени зависит от ряда факторов: характера движения газовоздушной смеси, теплопроводности и состава газа, температуры, содержания в газе различных примесей и т. д.

Таблица 11. Максимальные скорости распространения пламени смесей горючих газов с воздухом

Газ	Количество газа в газовоздушной смеси при максимальной скорости распространения пламени, об. %	Максимальная скорость распространения пламени, м/с	Газ	Количество газа в газовоздушной смеси при максимальной скорости распространения пламени, об. %	Максимальная скорость распространения пламени, м/с
Водород	38,5	4,83	Этилен	7,1	1,42
Оксид углерода	45,0	1,25	Коксовый газ	17,0	1,7
Метан	9,8	0,67	Газ высокотемпературной переработки сланцев	18,5	1,3
Этан	6,5	0,85			
Пропан	4,6	0,82			
Бутан	3,6	0,82			

Например, при сжигании природного газа необходимо учитывать следующие особенности метано-воздушных смесей. Низкая скорость распространения пламени метана препятствует проникновению зоны горения в горелку и облегчает применение для сжигания метана горелок предварительного смешения, работающих на подогретом воздухе.

3.6. Стабилизация газового пламени

Сжигание газа осуществляют в газовых горелках. При устойчивом горении в зоне горения устанавливается динамическое равновесие между стремлением пламени продвинуться навстречу движению газо-воздушной смеси и стремлением потока продвинуть пламя от устья горелки в топку.

Пределами устойчивости работы горелок являются отрыв и прокск пламени в горелку. При большой скорости движения газовоздушной смеси наблюдается полное отделение пламени от горелки и его погасание. Это явление называется отрывом пламени. При уменьшении подачи и скорости газовоздушной смеси стабильное горение нарушается и пламя начинает втягиваться в горелку. Когда горение газовоздушной смеси происходит внутри горелки, возникает прокск пламени.

Итак для поддержания устойчивого горения необходимо обеспечить определенное соотношение между скоростью распространения пламени и скоростью поступления газовоздушной смеси к месту ее горения. На устойчивость пламени оказывает влияние также соотношение объемов газа и воздуха в газовоздушной смеси, причем чем больше газа, тем устойчивее пламя.

При прокске пламени горение газа происходит внутри горелки, что может привести к неполному сгоранию газа и образованию оксида углерода или потуханию пламени. При отрыве пламени газовоздушная смесь поступает в окружающее пространство, что может привести к взрыву газовоздушной смеси и другим опасным последствиям. Поэтому обеспечение стабильного горения газа является важнейшим условием его безопасного использования.

Стабилизацию пламени газовоздушной смеси можно обеспечить с помощью специальных устройств. Необходимыми условиями при этом являются: поддержание скорости выхода газовоздушной смеси в безопасных пределах; поддержание температуры в зоне горения не ниже температуры воспламенения газовоздушной смеси.

Когда в горелку поступает чистый газ, пламя наиболее устойчиво. Объясняется это тем, что в чистом газе пламя не распространяется и прокск пламени не возникает. Однако при резком увеличении скорости выхода газовоздушной смеси может произойти отрыв пламени, но и он менее вероятен, чем при подаче к факелу пламени газовоздушной смеси. При таком способе сжигания газа его подачу можно регулировать в широких пределах.

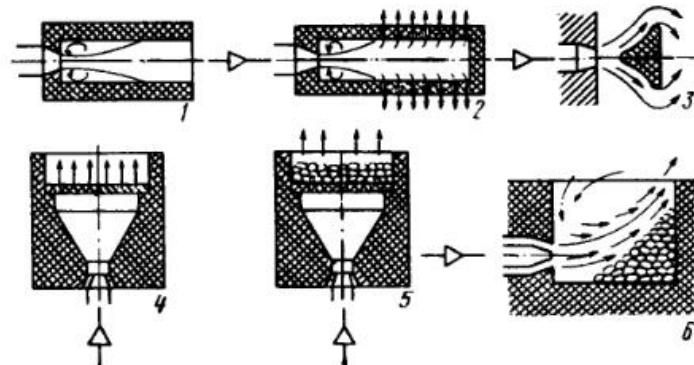


Рис. 6. Устройства для стабилизации пламени газа:

1 — огнеупорный тоннель, 2 — дырчатая горелочная насадка, 3 — рассекающий стабилизатор, 4 — плоская стабилизирующая решетка, 5 — решетка с огнеупорной наброской, 6 — горка из огнеупорного кирпича

Если к факелу подается газовоздушная смесь, содержащая 50...60 % воздуха от теоретически необходимого до полного сжигания газа, то горение такой смеси будет менее устойчивым. Наименее устойчиво горение заранее подготовленных для полного сжигания газа газовоздушных смесей. Итак, чем меньше воздуха содержится в газовоздушной смеси, тем устойчивее процесс его сгорания.

Стабилизация пламени при сжигании полностью подготовленной газовоздушной смеси достигается с помощью специальных устройств (рис. 6). Например, прокск пламени предотвращается, если сузить выходное отверстие для газовоздушной смеси. Увеличивающаяся при этом скорость выхода смеси не позволяет произойти прокску. Пламя не распространяется через узкие щели, так как в них газовоздушная смесь быстро охлаждается. Если выходное отверстие выполнено в виде мелкой решетки, то это тоже предотвращает прокск пламени в горелку. Вероятность прокска пламени можно снизить, если охлаждать выходное отверстие носика горелки. Скорость распространения пламени в этом месте снижается, и температура смеси становится ниже температуры воспламенения.

Отрыв пламени от горелки предотвращают установкой различных устройств. Например, у устья горелки помещают запальники для постоянного поджигания газовоздушной смеси.

Наиболее широкое распространение получила стабилизация горения с помощью огнеупорных тоннелей. Газовоздушная смесь посту-

пает из кратера горелки в цилиндрический тоннель, диаметр которого в 2...3 раза больше диаметра кратера горелки. При резком расширении тоннеля вокруг корневой части создается разрежение, что вызывает обратное движение части раскаленных продуктов горения. За счет этого температура газовоздушной смеси в корне факела повышается и обеспечивается устойчивая зона зажигания.

3.7. Методы сжигания газа

В зависимости от способа образования газовоздушной смеси методы сжигания газа (рис. 7) можно разделить на диффузионный, смешанный и кинетический.

При диффузионном методе сжигания к фронту горения газ поступает под давлением, а необходимый для горения воздух — из окружающего пространства за счет молекулярной или турбулентной диффузии. Смесеобразование здесь протекает одновременно с процессом горения, поэтому скорость процесса горения в основном определяется скоростью смесеобразования.

Процесс горения начинается после образования контакта между газом и воздухом и образованием газовоздушной смеси необходимого состава. К струе газа (см. рис. 7, а) диффундирует воздух, а из струи газа в воздух — газ. Таким образом, вблизи струи газа создается газовоздушная смесь, в результате горения которой образуется зона первичного горения газа 2. Горение основной части газа происходит в зоне 3, а в зоне 4 движутся продукты сгорания.

Выделяемые продукты сгорания осложняют взаимную диффузию газа и воздуха, в результате чего горение протекает медленно с образованием частиц сажи. Этим и объясняется, что диффузионное горение характеризуется значительной длиной и светимостью пламени.

Одно из достоинств диффузионного метода сжигания газа — возможность регулирования процесса горения в широком диапазоне. Процесс смесеобразования легко управляем при применении различных регулировочных элементов. Площадь и длину факела можно регулировать дроблением струи газа на отдельные факелы, изменением диаметра сопла горелки, регулированием давления газа и т. д.

Преимущества диффузионного метода сжигания: высокая устойчивость пламени при изменении тепловых нагрузок, отсутствие пропаек пламени, равномерность температуры по длине пламени. Недостатки этого метода — вероятность термического распада углеводородов.

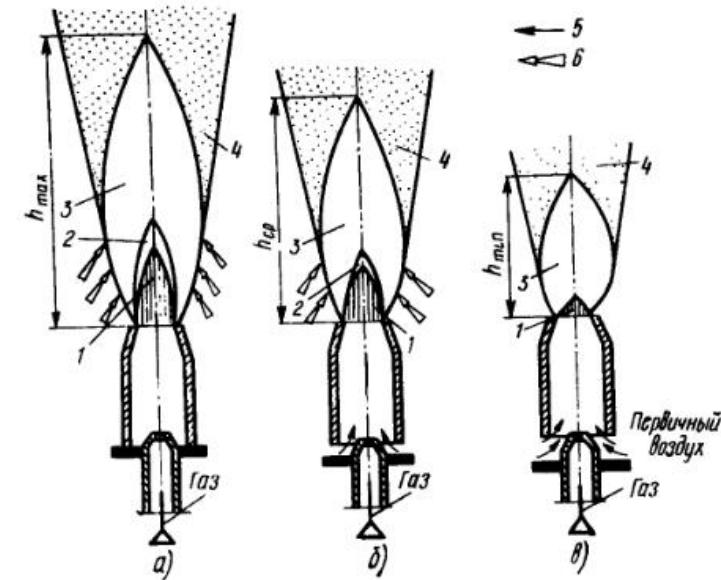


Рис. 7. Методы сжигания газа:

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

дов, потребность в больших топочных объемах, низкая интенсивность горения, вероятность неполного сгорания газа.

При смешанном методе сжигания (см. рис. 7, б) горелка обеспечивает предварительное смешение газа только с частью воздуха, необходимого для полного сгорания газа, остальной воздух поступает из окружающей среды непосредственно к факелу. В этом случае сначала выгорает лишь часть газа, смешанная с первичным воздухом, а оставшаяся часть газа, разбавленная продуктами горения, выгорает после присоединения кислорода вторичного воздуха. В результате факел получается более коротким и менее светящимся, чем при диффузионном горении.

При кинетическом методе сжигания (см. рис. 7, в) к месту горения подается газовоздушная смесь, полностью подготовленная внутри горелки. Газовоздушная смесь сгорает в коротком факеле. Достоинство этого метода сжигания — малая вероятность химического недожога, небольшая длина пламени, высокая теплопроизводительность горелок. Недостаток — необходимость стабилизации газового пламени.

3.8. Эффективность использования газового топлива

Газовое топливо, добываемое с огромными затратами трудовых и материальных ресурсов, часто используется с недостаточно высокой эффективностью. При правильном контроле процесса горения и использования теплоты уходящих газов к. п. д. котлов, работающих на газе, достигает 90...94 %, а при отсутствии должного контроля снижается до 60...70 %. Повышение эффективности использования газа имеет большое народнохозяйственное значение. Одной из актуальных задач, стоящих перед работниками газовых хозяйств, является систематическая работа над повышением к. п. д. использования теплоты.

Для устранения перерасхода газового топлива необходимо осуществлять систематический контроль за его сжиганием. Это дает возможность устранять потери теплоты, вызванные неполнотой сгорания, высокой температурой уходящих газов, большим избытком воздуха. Эффективность использования газового топлива можно определить по методике, разработанной проф. М.Б. Равичем.

Для повышения эффективности использования газа в газоиспользующих установках необходимо быстро и с минимальными затратами труда определять потери теплоты и к. п. д. газоиспользующих установок.

Проверка правильности подсчета объема продуктов горения. Подсчет объема продуктов горения можно легко проверить определением величины P , равной низшей теплотворной способности газа, деленной на объем сухих продуктов горения, т. е.

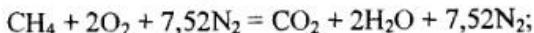
$$P = \frac{Q_n}{V_{CO_2} + V_{N_2}}, \quad (25)$$

где P — отношение низшей теплоты сгорания газа к сумме углекислого газа и азота в продуктах сгорания, кДж/м³; Q_n — низшая теплотворная способность топлива, кДж/м³; V_{CO_2} — объем углекислого газа, полученного в результате сгорания 1 м³ газа, м³; V_{N_2} — объем азота, м³.

Величина P для углеводородных газов должна составлять примерно 4200 кДж/м³. Если P не равно 4200, то необходимо проверить, не возникла ли ошибка при подсчете теплоты сгорания сжигаемого газа или при определении объемов азота N₂ и углекислого газа CO₂.

В условиях правильного горения метана, этана и пропана получим:

для метана



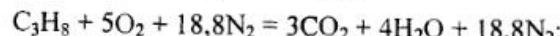
$$P = \frac{Q_n}{V_{CO_2} + V_{N_2}} = \frac{35880}{1+7,25} \approx 4200 \text{ кДж/м}^3;$$

для этана



$$P = \frac{Q_n}{V_{CO_2} + V_{N_2}} = \frac{63797}{2+13,16} \approx 4200 \text{ кДж/м}^3;$$

для пропана



$$P = \frac{91310}{3+18,8} \approx 4200 \text{ кДж/м}^3.$$

Определение теплоты продуктов сгорания природного газа. Располагаемая теплота продуктов горения в процентах к теплоте сгорания природного газа определяется по формуле

$$q_1 = 0,01zt, \quad (26)$$

где t — температура продуктов горения, °С; z — коэффициент, зависящий от температуры продуктов сгорания и содержания в них CO + CO₂ + CH₄ (табл. 12).

Таблица 12. Значение z для природного газа

Содержание в продуктах горения	Температура продуктов горения, °С							
	0—250	0—350	350—500	500—700	700—900	900—1100	1100—1300	1300—1600
11,8	4,13	4,16	4,28	4,37	4,47	4,57	4,67	4,77
11,7	4,15	4,21	4,31	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8
11,6	4,18	4,25	4,33	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83
11,5	4,21	4,28	4,37	4,47	4,57	4,67	4,77	4,86
11,4	4,24	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9
11,3	4,26	4,32	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83	4,93
11,2	4,28	4,34	4,46	4,56	4,66	4,76	4,86	4,96
11,1	4,3	4,37	4,48	4,58	4,68	4,78	4,88	4,98
11	4,35	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5
10,9	4,4	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83	4,93	5,05

Продолжение табл. 12

Содержание в продуктах горения	Температура продуктов горения, °С							
	0—250	0—350	350—500	500—700	700—900	900—1100	1100—1300	1300—1600
10,8	4,43	4,47	4,57	4,67	4,77	4,87	4,97	4,07
10,7	4,45	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5	5,1
10,6	4,48	4,53	4,65	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15
10,5	4,5	4,56	4,67	4,78	4,88	4,98	5,08	5,18
10,4	4,53	4,6	4,7	4,8	4,9	5	5,1	5,2
10,3	4,57	4,63	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15	5,25
10,2	4,6	4,65	4,78	4,88	4,98	5,08	5,18	5,3
10,1	4,63	4,7	4,8	4,9	5	5,1	5,2	5,3
10	4,67	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15	5,25	5,35
9,9	4,7	4,8	4,9	5	5,1	5,2	5,3	5,4
9,8	4,75	4,83	4,93	5,03	5,12	5,23	5,33	5,43
9,7	4,8	4,87	4,97	5,07	5,17	5,27	5,37	5,47
9,6	4,84	4,9	5	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5
9,5	4,88	4,95	5,05	5,15	5,25	5,35	5,45	5,55
9,4	4,93	5	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6
9,3	4,97	5,05	5,15	5,25	5,35	5,45	5,55	5,65
9,2	5,02	5,07	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7
9,1	5,07	5,1	5,25	5,35	5,5	5,6	5,7	5,8
9	5,1	5,15	5,3	5,4	5,55	5,65	5,75	5,85

Предположим, что продукты сгорания природного газа состоят из 11 % CO₂, 14 % O₂ и 87,6 N₂ и имеют температуру 500° С. Тогда, пользуясь выше приведенной формулой (26), получаем:

$q = 0,01 \cdot 4,5 \cdot 500 = 22,5\%$. Величину z , равную 4,5, находим по табл. 12 при $t = 500^{\circ}\text{C}$ и CO₂ = 11 %.

Определение потерь теплоты с уходящими газами. Потери теплоты (%) с уходящими газами с учетом температуры воздуха определяются по формуле

$$q_2 = 0,01z(t - t_b). \quad (27)$$

Пример. Состав уходящих газов: CO₂ — 9 %; CO — 0,2 %; CH₄ — 0,1 %; H₂ — 0,3 %; O₂ — 4,4 %; N₂ — 86 %. Температура уходящих газов 320° С, воздуха 20° С.

По табл. 12 определяем, что при сумме компонентов CO₂ + CO + CH₄ = 9,3 % и температуре 320° С $z = 5,05$.

Тогда потери теплоты с уходящими газами составят $q_2 = 0,01 \cdot (320 - 20)5,05 = 15,15\%$.

Определение потерь теплоты вследствие химической неполноты сгорания газа. Потери теплоты вследствие неполноты сгорания газа определяются по формуле

$$q_3 = \frac{35\text{CO} + 30\text{H}_2 + 100\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4}. \quad (28)$$

Пример. Состав уходящих газов: CO₂ — 9 %; CO — 1 %; CH₄ — 1 %; H₂ — 1 %; O₂ — 3 %; N₂ — 85 %.

$$q_3 = \frac{25 \cdot 1 + 30 \cdot 1 + 100 \cdot 1}{9 + 1 + 1} = \frac{165}{11} = 15\%.$$

Определение коэффициента использования природного газа. Коэффициент (%) использования природного газа определяется по формуле

$$K = 100 - (q_2 + q_3), \quad (29)$$

где q_2 — потери теплоты с уходящими газами; q_3 — то же, вследствие неполноты горения.

Определение к. п. д. установки. Коэффициент полезного действия установки η отличается от коэффициента использования топлива тем, что при подсчете η учитываются также потери теплоты в окружающую среду, т. е.

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_4), \quad (30)$$

где η — к. п. д. установки, %; q_2 — потери теплоты с уходящими газами, %; q_3 — потери теплоты вследствие неполноты горения, %; q_4 — то же, в окружающую среду, %.

Проверка правильности анализа продуктов горения природного газа. Из рассмотренных примеров видно, насколько важное значение имеет правильное определение состава продуктов сгорания газа.

Если в продуктах сгорания газа отсутствуют CO, CH₄ и H₂, т. е. горение правильное, то точность анализа можно определить по табл. 13. Каждому содержанию CO₂ соответствует определенное содержание O₂ и N₂, если же такого соответствия нет, то анализ неточен и его надо повторить.

При неполном горении газа точность анализа (%) продуктов горения определяется по формуле

$$\text{CO}_{2_{\text{max}}} = \frac{(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)100}{100 - 4,76(\text{O}_2 - 0,4\text{CO} - 0,2\text{H}_2 - 1,6\text{CH}_4)}. \quad (31)$$

Пример. Продукты горения газа имеют состав: CO₂—9%; CO—1%; H₂—1%; O₂—5%; N₂—84%.

Таблица 13. Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания природного газа

Содержание, %			Коэффициент избытка воздуха	Содержание, %			Коэффициент избытка воздуха
CO ₂	O ₂	N ₂		CO ₂	O ₂	N ₂	
11,8	0	88,2	1	8,2	6,4	85,4	1,4
11,6	0,4	88	1,02	8	6,8	85,2	1,43
11,4	0,7	87,9	1,03	7,8	7,1	85,1	1,46
11,2	1,1	87,7	1,05	7,6	7,5	84,9	1,5
11	1,4	87,6	1,06	7,4	7,8	84,8	1,53
10,8	1,8	87,4	1,08	7,2	8,2	84,6	1,57
10,6	2,1	87,3	1,1	7	8,5	84,5	1,61
10,4	2,5	87,1	1,12	6,8	8,9	84,3	1,66
10,2	2,8	87	1,14	6,6	9,2	84,2	1,71
10	3,2	86,8	1,16	6,4	9,6	84	1,76
9,8	3,6	86,6	1,18	6,2	10	83,8	1,82
9,6	3,9	86,5	1,2	6	10,3	83,7	1,87
9,4	4,2	86,4	1,22	5,8	10,7	83,5	1,94
9,2	4,6	86,2	1,25	5,6	11	83,4	2

Содержание, %			Коэффициент избытка воздуха	Содержание, %			Коэффициент избытка воздуха
CO ₂	O ₂	N ₂		CO ₂	O ₂	N ₂	
9	5	86	1,28	5,4	11,4	83,2	2,07
8,8	5,3	85,9	1,3	5,2	11,8	83	2,15
8,6	5,7	85,7	1,33	5	12,1	82,9	2,22
8,4	6,1	85,5	1,36				

Подсчитать CO_{2max} и проверить правильность анализа. Подсчитываем CO_{2max} (%) продуктов горения по формуле

$$\text{CO}_{2_{\text{max}}} = \frac{(9+1)100}{100 - 4,76(5-0,4 \cdot 1-0,2 \cdot 1)} = \frac{1000}{79,1} = 12,6.$$

Так как величина CO_{2max} не соответствует характеристикам продуктов горения, то данные анализа надо проверить: CO₂ — содержание CO₂ в сухих продуктах полного сгорания топлива. CO_{2max} — содержание сухих продуктов сгорания метана и большинства природных газов около 11,8%, нефтепромысловых и нефтезаводских газов — 13%, сжиженных газов с преобладающим содержанием пропана C₃H₈ — около 14%.

Определение коэффициента избытка воздуха. При полном сгорании природного газа коэффициент избытка воздуха α можно определить по табл. 13. Например, при содержании в продуктах полного сгорания газа CO₂ — 8% $\alpha = 1,43$. При неполном сгорании газа этот коэффициент может быть меньше единицы. В этом случае α определяется по формуле

$$\alpha = \frac{\text{O}_2 + 2\text{CO}_2 + 1,5\text{CO} - 0,5\text{H}_2}{2(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)}. \quad (32)$$

Пример. Продукты неполного сгорания природного газа имеют состав: CO₂ = 10%; CO = 1%; H₂ = 2%; CH₄ = 4%; N₂ = 83%.

Определить коэффициент избытка воздуха α .

Подставив числовые значения в формулу (32), получим

$$\alpha = \frac{2 \cdot 10 + 1,5 \cdot 1 - 0,5 \cdot 2}{2(10 + 1 + 4)} = 0,7.$$

Определение температуры горения газового топлива. Температурой горения газа называется температура, которую приобретают

полученные при сжигании газа продукты сгорания в результате нагревания их теплотой, выделяемой при горении.

Различают калориметрическую, теоретическую и действительную температуры горения. Максимальную температуру, развивающуюся при горении, в условиях, когда вся выделяющаяся теплота полностью расходуется на нагрев продуктов сгорания, подсчитывают без учета и с учетом диссоциации продуктов сгорания. Если максимальная температура сгорания подсчитывается без учета диссоциации продуктов сгорания, то эта температура называется *калориметрической*. Температура, определяемая с учетом диссоциации продуктов сгорания, называется *расчетной*.

Калориметрическая температура горения зависит от условий сжигания газа, состава газа, его теплоты сгорания, объема продуктов сгорания. Калориметрическую температуру Д.И. Менделеев назвал жаропроизводительностью. Если газ сжигают без избытка воздуха, а температура газа и воздуха 0°C , то калориметрическая температура горения зависит только от состава газа и называется *жаропроизводительностью*.

При температуре горения, превышающей 1700°C , необходимо учитывать расход теплоты на диссоциацию продуктов сгорания, снижающих температуру горения.

При полном сжигании газа без избытка воздуха, если начальная температура газа и воздуха 0°C , расчетная температура горения зависит только от свойства газа и называется *теоретической температурой горения*.

Понятия жаропроизводительность и теоретическая температура горения служат для оценки предельных возможностей нагрева, которые могли бы иметь место в идеальных условиях.

Жаропроизводительность газового топлива определяется по формуле

$$t_{\max} = Q_n / VC, \quad (33)$$

где Q_n — низшая теплота сгорания газа, $\text{kДж}/\text{м}^3$; V — объем продуктов сгорания, м^3 ; C — средняя объемная теплоемкость продуктов сгорания при постоянном давлении в интервале температур от 0 до $t_{\text{теор}}$, равная $1,67 \text{ кДж}/\text{м}^3 \cdot {}^{\circ}\text{C}$.

Пример. Пользуясь формулой, определить максимальную температуру при горении метана.

Низшая теплота сгорания метана по табл. 8 — $35\ 825 \text{ кДж}/\text{м}^3$, объем продуктов сгорания 1 м^3 метана — $10,52 \text{ м}^3$.

Подставляя эти величины в формулу, получаем

$$t_{\max} = \frac{35825}{10,52 \cdot 1,67} = 2047^{\circ}\text{C}.$$

Жаропроизводительность или максимальная температура горения различных газов принимается равной (0°C): оксид углерода — 2370 ; водород — 2235 ; пропан — 2110 ; бутан — 2118 ; природный газ — 2000 ; коксовый газ — 2090 ; доменный газ — 1470 .

Как видно из приведенных данных, различные газы имеют разную величину жаропроизводительности или максимальной температуры горения. Это объясняется тем, что жаропроизводительность топлива прямо пропорциональна его теплоте сгорания и обратно пропорциональна произведению объемов продуктов сгорания на их средневзвешенную теплоемкость.

Действительная температура горения газового топлива является практической величиной, достигаемой в реальных условиях в наиболее высоконагретой зоне горения. Действительная температура меньше калориметрической и теоретической. Она может быть повышена путем предварительного нагрева газа и воздуха, уменьшением избытка воздуха, снижением тепловых потерь газоиспользующих установок.

3.9. Основные направления повышения эффективности использования газового топлива

Эффективность использования газового топлива во многом зависит от правильности его выбора. Так, для высокотемпературных процессов целесообразно использовать газ с малым содержанием балласта и высокой жаропроизводительностью. В этом случае обеспечивается повышение производительности газовых установок и благодаря уменьшению продолжительности процесса сгорания газа и снижению потерь топлива в окружающую среду снижается удельный расход топлива на единицу выпускаемой продукции.

Во многих технологических процессах, связанных с процессами сушки воздухом, применяется промежуточный теплоноситель — водяной пар. Получение водяного пара требует дополнительных источников теплоты, а между тем для сушки с успехом можно применять продукты сгорания газа, тогда отпадает необходимость специальных котельных установок и калориферов для нагрева воздуха паром.

Известно, что при сжигании одного кубического метра газа выделяются два кубических метра водяного пара, уходящего с продуктами

сгорания. Если теплоту конденсации этих водяных паров использовать для нагрева питательной воды, можно повысить к. п. д. котельных установок.

Другим резервом повышения эффективности использования газового топлива является сжигание газа в горелочных устройствах при больших тепловых напряжениях, что позволяет получать большее количество энергии в малом объеме.

Многие технологические процессы протекают при высокой температуре уходящих газов. Эффективность использования газа в этом случае повышается, если использовать теплоту уходящих газов для производства пара, нагрева воды или воздуха. Каждая калория, вносимая в печь с подогретым воздухом, экономит более одной калории теплоты сжигаемого газа.

Однако сооружение специальных рекуператоров хотя и приводит к значительной экономии газа, но требует дополнительных капиталоизложений. Поэтому актуальной задачей является разработка методов снижения температуры уходящих газов и повышения эффективности использования газа, не связанных с применением дополнительного оборудования и капитальных вложений.

Наиболее прогрессивен метод ступенчатого использования теплоты продуктов сгорания, основанный на сочетании работы низкотемпературных, среднетемпературных и высокотемпературных установок. Теплоту уходящих газов, отводимых от котлов и печей, можно использовать для отопления сушильных установок, а теплоту газа конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания газа, отводимых из котлов или сушилок,— для нагрева воды в контактных экономайзерах. Таким образом, продукты сгорания, отводимые из высокотемпературных установок, используются в низкотемпературных процессах для отопления этих установок. К. п. д. ступенчатых установок может быть доведен до 95 %.

Продукты сгорания газа можно с успехом использовать в качестве источника углекислоты и инертных газов. Большой интерес представляет применение углекислоты для ускорения развития растений и повышения урожая. Известно, что органическая масса растений образуется путем фотосинтеза из CO_2 и H_2O .

В атмосфере воздуха содержится около 0,003 % CO_2 по объему и 21 % O_2 . Многие растения до сих пор не приспособились к таким концентрациям CO_2 и O_2 : их фотосинтетический аппарат и сейчас лучше работает при значительно более высоких концентрациях CO_2 (чем 0,03 %) и при более низких (чем 21 %) концентрациях кислорода. По-

этому более высокие показатели роста растений и повышения урожая наблюдаются в искусственных условиях при повышении концентрации CO_2 и снижении концентрации O_2 в окружающем воздухе.

Применение углекислого удобрения в теплицах с доведением содержания CO_2 в воздухе теплиц до 0,3 % позволяет увеличить на 20 % урожай огурцов и других овощей, на 50 % — число цветов и ускорить их развитие, примерно на 100 % повысить зеленую массу табака, чая, герани и других культур.

Обогащение воздуха теплиц углекислотой имеет важное значение, так как с ростом количества теплиц и гидропоники, при которой отсутствует выделение CO_2 из почвы, потребность в углекислотном удобрении значительно возрастает.

Чистые продукты сгорания природного газа можно использовать для хранения в течение длительного срока фруктов и других пищевых продуктов.

Продукты полного сгорания газа можно применять также в качестве инертных газов для изоляции огнеопасных и взрывоопасных материалов от контакта с воздухом, продувки взрывоопасной аппаратуры, газовых коммуникаций.

3.10. Рациональное сжигание газа и защита воздушного бассейна

Задача воздушного бассейна от загрязнений — одна из важнейших проблем современности. Быстро развивающиеся промышленность и транспорт приводят к загрязнению атмосферы газом, дымом, углекислотой, парами хлора, пылью металлургических и других промышленных предприятий. Выхлопные газы автомобилей выбрасываются в атмосферу свинец и оксид углерода. Так, в одном литре этилированного бензина содержится 200...500 мг свинца.

Перевод в крупных городах автомобилей на сжиженный газ во многом способствует очищению воздушного бассейна.

Другой источник загрязнения воздушного бассейна — все возрастающие темпы потребления различного топлива. С ростом его потребления увеличивается количество выбрасываемых в атмосферу токсичных и канцерогенных веществ. Известно, что при сжигании топлива образуются вредные для здоровья человека вещества: сажа, зола, оксид углерода, оксиды азота и др.

Токсичным веществом является оксид азота, один из наиболее опасных загрязнителей воздушного бассейна. Оксид азота образуется

в пламени, в зоне высоких температур, путем соединения азота с кислородом. При температурах 1500...1800° С наблюдается наибольшая концентрация NO. Выбрасываемые в атмосферу горячие газы охлаждаются, и оксид превращается в диоксид азота (NO_2). Они, попадая в организм человека, поглощаются кровью и оказывают вредное действие на органы дыхания. В нашей стране установлены предельно допустимые нормы концентрации оксидов азота в атмосфере населенных пунктов (0,085 мг/м³). Продукты сгорания должны удаляться через дымовые трубы.

При сжигании твердого и жидкого топлива могут образоваться канцерогенные вещества, которые способствуют возникновению раковых заболеваний. Особенно опасна тонкая пыль, адсорбирующая химические вещества воздуха и переносящая их в легкие человека. Сажа, образующаяся в процессах горения и несущая мельчайшие частицы углерода, может быть носителем ароматических веществ, вызывающих различные тяжелые заболевания. В связи с этим перед человечеством стоит важнейшая проблема борьбы с загрязнением воздушного бассейна.

Одним из наиболее эффективных средств борьбы является замена твердого и жидкого топлива природным газом. С каждым годом тысячи промышленных и коммунальных предприятий переводятся на газовое топливо.

Большинством достоинством природного газа является то, что при его сжигании не образуются твердые частицы. Если месторождения природных газов содержат сероводород, то его обязательно удаляют, чтобы исключить возможность образования оксидов серы.

Отечественные газогорелочные устройства обеспечивают полноту сжигания газа и уменьшают концентрацию оксида углерода в продуктах сгорания до допустимых пределов. Существующие методы сжигания газа и концентрации горелок обеспечивают снижение количества образующихся оксидов азота до минимума.

С целью сокращения выбросов вредных веществ в окружающую среду и улучшения очистки отходящих газов от вредных примесей повсеместно совершенствуются технологические процессы и транспортные средства, увеличивается выпуск высокоеффективных газопылевых улавливающих аппаратов, водоочистного оборудования, а также приборов и автоматических станций контроля за состоянием окружающей природной среды.

Контрольные вопросы

1. Перечислите особенности газового топлива.
2. Каковы преимущества природного газа как промышленного топлива?
3. Расскажите о реакции горения метана в воздухе.
4. В чем сущность горения газов?
5. Какие меры принимаются для стабилизации газового пламени?
6. Какие существуют методы сжигания газов?
7. Расскажите, как определяется эффективность использования газового топлива.
8. Назовите основные направления повышения эффективности использования газового топлива.
9. Какие меры принимаются для рационального сжигания газа и защиты воздушного бассейна?

ГЛАВА 4

ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ

4.1. Классификация газовых горелок

Газовой горелкой называется устройство, обеспечивающее устойчивое сжигание газообразного топлива и регулирование процесса горения. Основные функции газовых горелок: подача газа и воздуха к фронту горения газа, смесеобразование, стабилизация фронта воспламенения, обеспечение требуемой интенсивности процесса горения газа.

По методу сжигания газа все горелки можно разделить на три группы:

без предварительного смешения газа с воздухом — диффузионные;

с неполным предварительным смешением газа с воздухом — диффузионно-кинетические;

с полным предварительным смешением газа с воздухом — кинетические.

Кроме того, горелки можно классифицировать по способу подачи воздуха, расположению горелки в топочном пространстве, излучающей способности горелки, давлению газа.

Широкое распространение имеет классификация горелок по способу подачи воздуха. По этому признаку горелки подразделяются на:

бездутьевые, у которых воздух поступает в топку за счет разрежения в ней;

инжекционные, в которых воздух засасывается за счет энергии струи газа;

дутьевые, у которых воздух подается в горелку или топку с помощью вентилятора.

Горелки могут работать при различных давлениях газа: низком — до 5000 Па, среднем — от 5000 Па до 0,3 МПа и высоком — более 0,3 МПа. Наибольшее распространение имеют горелки, работающие на низком и среднем давлениях газа.

Важной характеристикой горелки является ее тепловая мощность, равная произведению теплоты сгорания газа на его часовой расход, т. е.

$$Q_r = Q_u V_q, \quad (34)$$

где Q_r — тепловая мощность горелки, МВт (ккал/ч); Q_u — низшая теплотворная способность газа, кДж/м³; V_q — часовой расход газа горелкой, м³/ч.

Различают максимальную, минимальную и номинальную тепловые мощности газовых горелок. Максимальная тепловая мощность достигается при длительной работе горелки с большим расходом газа и без отрыва пламени. Минимальная тепловая мощность возникает при устойчивой работе горелки при наименьших расходах газа без проскаока пламени. Номинальная тепловая мощность горелки соответствует режиму работы с номинальным расходом газа, т. е. расходу, обеспечивающему наибольший к. п. д. при наибольшей полноте сжигания газа. В паспортах горелок указывают номинальную тепловую мощность.

Максимальная тепловая мощность горелки должна превышать номинальную не более чем на 20 %. Если номинальная тепловая мощность горелки по паспорту 10 000 кДж/ч, то максимальная должна быть 12 000 кДж/ч.

Важной характеристикой горелки является также предел регулирования тепловой мощности, т. е. отношение ее минимальной тепловой мощности к максимальной:

$$n = \frac{Q_{r_{\min}}}{Q_{r_{\max}}}, \quad (35)$$

где n — предел регулирования тепловой мощности. Предел регулирования тепловой мощности колеблется от двух до пяти.

В эксплуатации находится большое количество горелок различных конструкций. Общие требования для всех горелок: обеспечение полноты сгорания газа, устойчивость при изменениях тепловой мощности, надежность в эксплуатации, компактность, удобство при обслуживании.

Рассмотрим следующие типы газовых горелок: диффузионные низкого и среднего давления; инжекционные низкого и среднего давления; с принудительной подачей воздуха низкого и среднего давления; комбинированные низкого и среднего давления.

4.2. Диффузионные горелки

В диффузионные горелки воздух, необходимый для сгорания 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 смешения.

Наиболее простые по конструкции диффузионные горелки (рис. 8) представляют собой трубу с вы сверленными отверстиями. Расстояние между отверстиями выбирается с учетом скорости распространения пламени от одного отверстия к другому. Эти горелки имеют неболь-

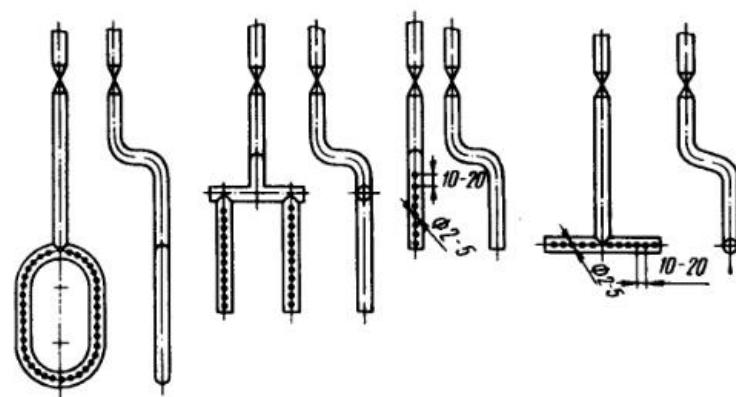


Рис. 8. Диффузионные горелки

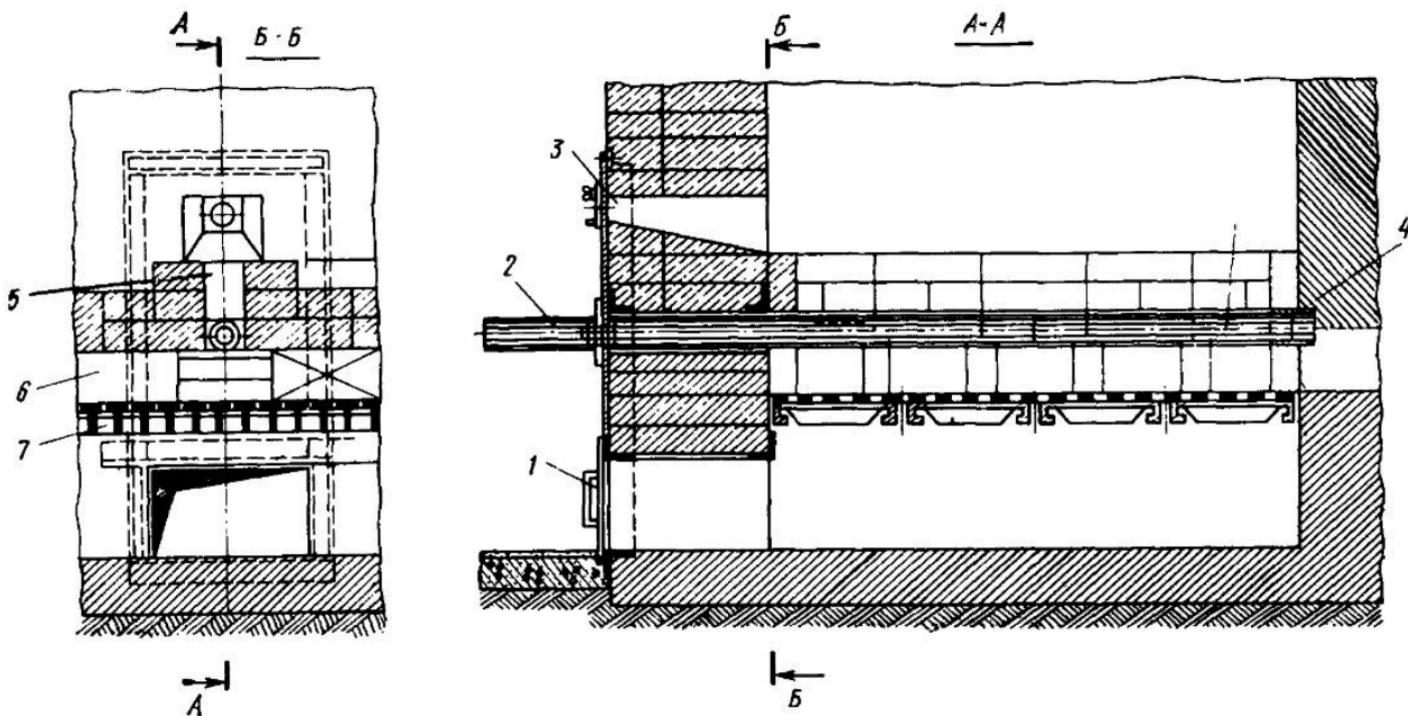


Рис. 9. Подовая диффузионная горелка:

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

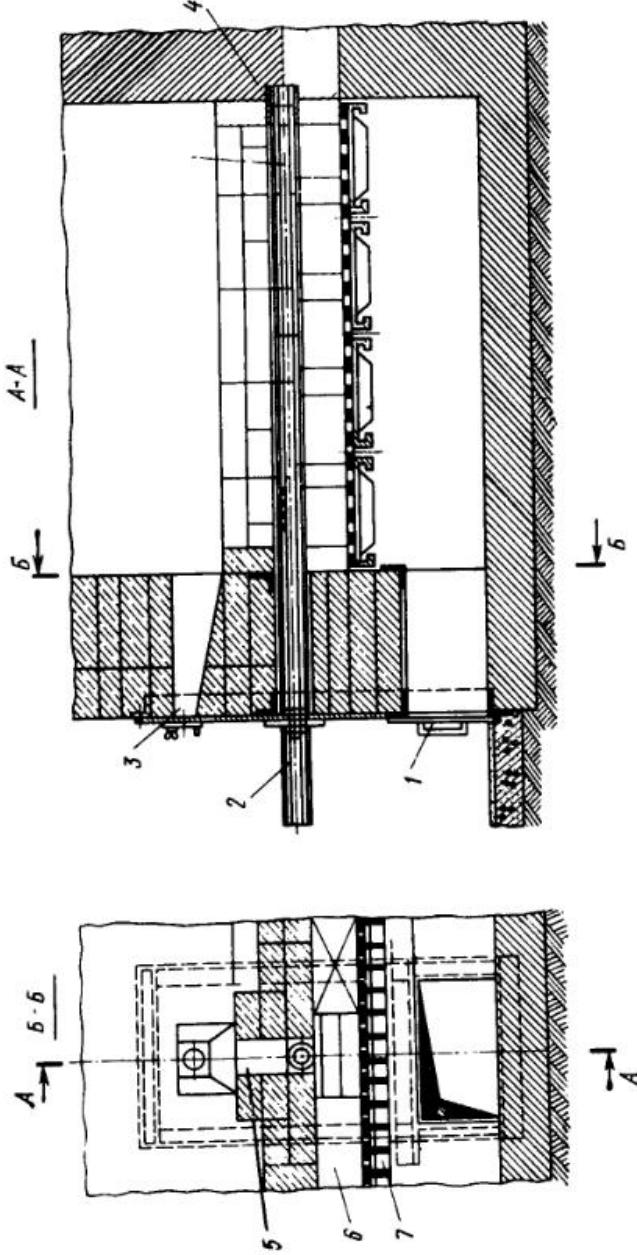


Рис. 9. Подовая диффузионная горелка:
1 — регулятор воздуха, 2 — горелка, 3 — решетка, 4 — смотровое окно, 5 — горизонтальный стакан, 6 — выкладки из кирпича,
7 — колосниковая решетка

шие тепловые мощности и применяются при сжигании природных и низкокалорийных искусственных газов под небольшими водонагревательными устройствами.

К промышленным горелкам диффузионного типа относятся подовые щелевые горелки. Обычно они представляют собой трубу диаметром до 50 мм, в которой просверлены отверстия диаметром до 4 мм в два ряда (рис. 9). Коллектор горелки размещается над колосниковой решеткой в кирпичном канале. Канал представляет собой щель в поде 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 газовоздушной смеси.

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

При раздельной подаче газа и воздуха в диффузионных горелках можно подогревать воздух, что обеспечивает получение высоких температур в топке.

4.3. Инжекционные горелки

Инжекционными называются горелки, в которых образование газовоздушной смеси происходит за счет энергии струи газа. Основной элемент 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.

Горелки с неполной инжекцией воздуха. К фронту горения поступает только часть необходимого для сгорания воздуха, остальной воздух поступает из окружающего пространства. Такие горелки рабо-

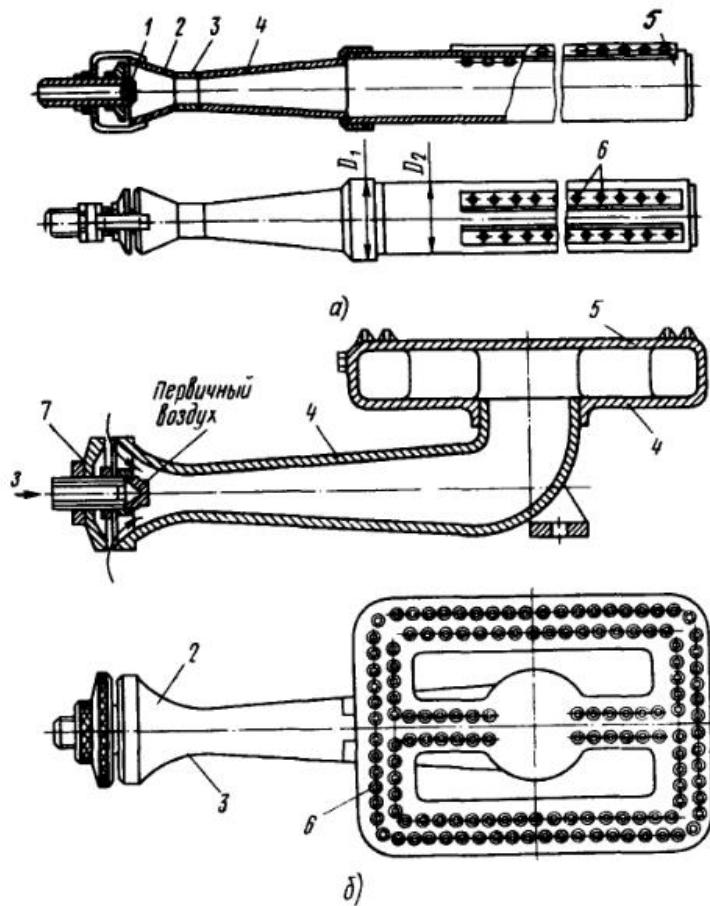


Рис. 10. Инжекционные атмосферные газовые горелки:
а — низкого давления; б — горелка для чугунного котла; 1 — форсунка, 2 — инжектор,
3 — конфузор, 4 — диффузор, 5 — коллектор, 6 — отверстия, 7 — регулятор первичного воздуха

тают при низком давлении газа. Их называют инжекционными горелками низкого давления.

Основными частями инжекционных горелок (рис. 10) являются регулятор первичного воздуха, форсунка, смеситель и коллектор.

Регулятор первичного воздуха 7 представляет собой вращающийся диск или шайбу и регулирует количество первичного воздуха, поступающего в горелку. Форсунка 1 служит для превращения потенци-

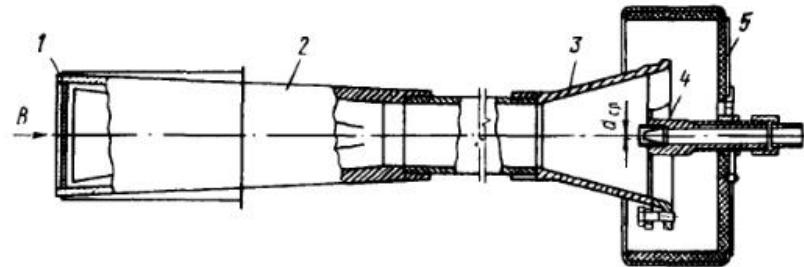


Рис. 11. Инжекционная горелка ИГК:
1 — стабилизатор, 2 — насадок, 3 — конфузор, 4 — форсунка, 5 — регулятор первичного воздуха

альной 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 газовоздушной смеси. В диффузоре 4 происходит окончательное перемешивание газовоздушной смеси и увеличение ее давления за счет снижения скорости.

Из диффузора газовоздушная смесь поступает в коллектор 5, который и распределяет газовоздушную смесь по отверстиям 6. Форма коллектора и расположение отверстий зависят от типа горелок и их назначения.

Распределительный коллектор горелок емкостных водонагревателей имеет форму окружности: у горелок проточных водонагревателей коллектор состоит из параллельно расположенных трубок; у агрегатов, имеющих удлиненную топку, коллектор удлиненной формы; у горелок для чугунного котла (см. рис. 10, б) коллектор в виде прямоугольника с большим числом мелких отверстий.

Инжекционные 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 рабо-

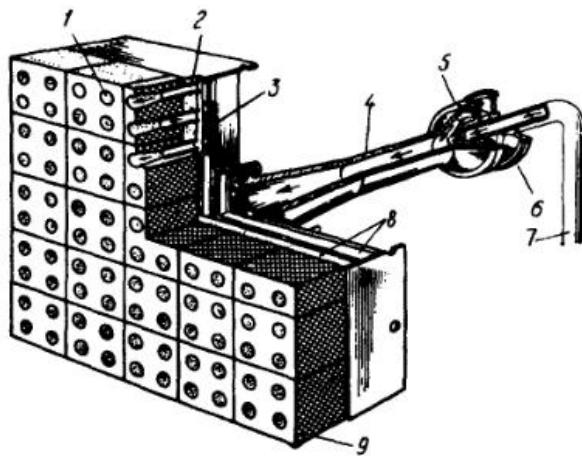


Рис. 12. Беспламенная панельная горелка:
1 — тоннель, 2 — ниппель, 3 — распределительная камера, 4 — инжектор, 5 — сопло, 6 — регулятор воздуха, 7 — подача газа

ты; 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 м³ газа необходимо 10 м³ воздуха, а первичный воздух составляет 4 м³, 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 м³ сжигаемого газа инжектируется 4 м³ воздуха, кратность инжекции 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.

Пределы устойчивой работы инжекционных горелок ограничены возможностями отрыва и проскока пламени. Это значит, что увеличить или уменьшить давление газа перед горелкой можно только в определенных пределах.

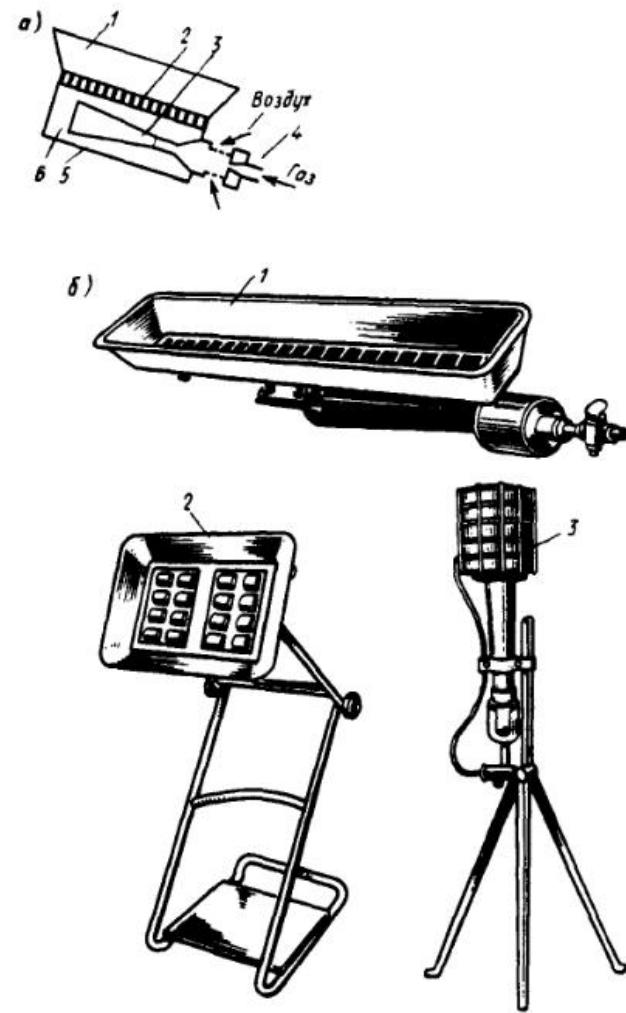


Рис. 13. Горелки инфракрасного излучения:
а — схема горелки: 1 — рефлектор, 2 — керамическая плитка, 3 — смеситель, 4 — сопло, 5 — корпус, 6 — сборная камера; б — общий вид горелок: 1 — ГИИ-1, 2 — ГИИ-8, 3 — ГК-1-38

Горелки полного предварительного смешения газа с воздухом. Инжекция всего воздуха, необходимого для полного сгорания газа,

обеспечивается повышенным давлением газа. Горелки полного смешения газа работают в диапазоне давления от 5000 Па до 0,5 МПа. Их называют инжекционными горелками среднего давления и применяют в основном в отопительных котлах и для обогрева промышленных печей. Тепловая мощность горелок обычно не превышает 2 МВт. Основные трудности повышения их мощности — сложность борьбы с проскоком пламени и громоздкость смесителей.

Эти горелки дают малосветящийся факел, что уменьшает количество радиационной теплоты нагреваемым поверхностям. Для увеличения количества радиационной теплоты эффективно применять в топках котлов и печей твердые тела, которые воспринимают теплоту от продуктов горения, излучают ее на тепловоспринимающие поверхности. Эти тела называются вторичными излучателями. В качестве вторичных излучателей используют огнеупорные стенки тоннелей, стеки топок, а также специальные дырчатые перегородки, установленные на пути движения продуктов горения.

Горелки полного предварительного смешения газа с воздухом подразделяются на два типа: с металлическими стабилизаторами и огнеупорными насадками.

Горелка ИГК — инжекционная горелка конструкции Казанцева (рис. 11) состоит из регулятора первичного воздуха, форсунки, конфузора, смесителя, насадка и пластинчатого стабилизатора.

Регулятор первичного воздуха 5 горелки одновременно выполняет функции глушителя шума, который создается за счет повышенных скоростей движения газовоздушной смеси. Пластинчатый стабилизатор 1 обеспечивает устойчивую работу горелки без отрыва и проскока пламени в широком диапазоне нагрузок. Стабилизатор состоит из стальных пластин толщиной 0,5 мм при расстоянии между ними 1,5 мм. Пластины стабилизатора стягиваются между собой стальными стержнями, которые на пути движения газовоздушной смеси создают зону обратных токов горячих продуктов горения и непрерывно поджигают газовоздушную смесь.

В горелках с огнеупорными насадками природный газ сгорает с образованием малосветящегося пламени. В связи с этим передача теплоты излучением от факела горящего газа оказывается недостаточной. В современных конструкциях газовых горелок значительно повысилась эффективность использования газа. Малая светимость факела газа компенсируется излучением раскаленных огнеупорных материалов при сжигании газа методом беспламенного горения.

Газовоздушная смесь у этих горелок приготовляется с небольшим избытком воздуха и поступает в раскаленные огнеупорные каналы, где она интенсивно нагревается и сгорает. Пламя не выходит из канала, поэтому такой процесс сжигания газа называется беспламенным. Это название условное, так как в каналах пламя имеется.

Газовоздушная смесь подогревается от раскаленных стенок канала. В местах расширения каналов и вблизи от плохо обтекаемых тел создаются зоны задержки горячих продуктов сгорания. Такие зоны являются устойчивыми источниками постоянного подогрева и зажигания газовоздушной смеси. На рис. 12 показана беспламенная панельная горелка. Поступающий в сопло 5 из газопровода 7 газ инжектирует необходимое количество воздуха, регулируемое регулятором первичного воздуха 6. Образовавшаяся газовоздушная смесь через инжектор 4 поступает в распределительную камеру 3, проходит по ниппелям 2 и поступает в керамические тоннели 1. В этих тоннелях происходит сжигание газовоздушной смеси. Распределительная камера 3 от керамических призм 9 теплоизолирована слоем диатомовой крошки, что сокращает теплоотвод из реакционной зоны.

Беспламенное сжигание газа имеет следующие преимущества: полное сгорание газа; возможность сжигания газа при малых избытках воздуха; возможность достижения высоких температур горения; сжигание газа с высоким тепловым напряжением объема горения; передача значительного количества тепла инфракрасными лучами.

Существующие конструкции беспламенных горелок с огнеупорными насадками по конструкции их огневой части подразделяются на горелки с насадками, имеющие каналы неправильной геометрической формы; горелки с насадками, имеющие каналы правильной геометрической формы; горелки, у которых пламя стабилизируется на огнеупорных поверхностях топки.

Наиболее распространены горелки с насадками правильной геометрической формы. Огнеупорные насадки таких горелок состоят из керамических плиток размером 65 x 45 x 12 мм. Беспламенные горелки получили также название горелки инфракрасного излучения.

Все тела являются источниками теплового излучения, возникающего за счет колебательного движения атомов. При излучении тепла энергия вещества превращается в энергию электромагнитных волн, которые распространяются от источника со скоростью, равной скорости света. Эти электромагнитные волны, распространяясь в окружающем пространстве, наталкиваются на различные предметы и легко превращаются в тепловую энергию. Величина ее зависит от темпера-

туры излучающих тел. Каждой температуре соответствует определенный интервал длин волн, излучаемых телом. В данном случае передача теплоты излучением происходит в инфракрасной области спектра. а горелки, работающие по этому принципу, называются инфракрасными излучающими горелками.

Через сопло 4 (рис. 13. а) газ поступает в горелку и инжектирует весь воздух, необходимый для полного сгорания газа. Из горелки газовоздушная смесь поступает в сборную камеру 6 и далее направляется в огневые отверстия керамической плитки 2. Во избежание проскока пламени диаметр огневых отверстий должен быть меньше критической величины и составлять 1,5 мм. Выходящая из огневых камер газовоздушная смесь поджигается при малой скорости вылета газовоздушной смеси, чтобы избежать отрыва пламени.

В дальнейшем скорость вылета газовоздушной смеси можно увеличить (полностью открыть кран), так как керамические плитки нагреваются до 1000° С и отдают часть теплоты газовоздушной смеси, что приводит к увеличению скорости распространения пламени и предотвращению отрыва пламени.

Керамические плитки имеют около 600 огневых цилиндрических каналов, что составляет около 40 % поверхности плиток. Плитки соединяются друг с другом специальной замазкой, состоящей из смеси шамотного порошка с цементом.

Если инфракрасные горелки работают на газе среднего давления, то применяют специальные плитки из жаропрочных пористых материалов. Вместо цилиндрических каналов у них узкие искривленные каналы, которые заканчиваются расширяющимися камерами сгорания.

При сжигании газа в многочисленных каналах различных насадок происходит нагрев их внешних поверхностей до температуры около 1000° С. В результате поверхности приобретают оранжево-красный цвет и становятся источниками инфракрасных лучей, которые поглощаются различными предметами и вызывают их нагрев.

На рис. 13. б показаны наиболее распространенные типы инфракрасных горелок. У горелок ГИИ-1 имеются: 21 керамическая плитка, рефлектор и распределительная коробка. С помощью горелок ГИИ можно обогревать помещения и различное оборудование. Горелки используют и для обогрева открытых площадок (спортивные площадки, кафе, помещения летнего типа и т. д.).

Горелка ГК-1-38 успешно применяется для подогрева строящихся стен и штукатурки, обогрева людей, работающих в зимних условиях. Горелка может работать на природном и сжиженном газах.

4.4. Горелки с принудительной подачей воздуха

У горелок с принудительной подачей воздуха процесс образования газовоздушной смеси начинается в самой горелке и завершается в топке. Газ сгорает коротким и несветящимся пламенем. Воздух, необходимый для сгорания газа, подается в горелку принудительно с помощью вентиляторов. Подача газа и воздуха производится по отдельным трубам.

Горелки с принудительной подачей воздуха часто называют двухпроводными и смесительными, так как в них происходит полное перемешивание газовоздушной смеси.

Наиболее распространенные конструкции этих горелок (рис. 14) работают на низком давлении газа и воздуха. Однако некоторые конструкции можно использовать и при среднем давлении газа.

Горелки предназначены для установки в топках котлов и других агрегатах с небольшим объемом топки, а также в нагревательных и сушильных печах.

Газ давлением до 1200 Па поступает в сопло 1 и выходит из него через восемь отверстий диаметром 4,5 мм. Отверстия расположены под углом 30° к оси горелки. В корпусе 2 горелки устроены специальные лопатки, придающие потоку воздуха вращательное движение. Таким образом, газ в виде мелких струек пересекается в закрученном потоке воздуха, и создается хорошо перемешанная газовоздушная смесь. Горелка заканчивается керамическим тоннелем 4, имеющим запальное отверстие.

Основные достоинства горелок: возможность сжигания большого количества газа; широкий диапазон регулирования производительности горелок; возможность подогрева воздуха и газа до температур, превышающих температуру воспламенения.

В существующих разнообразных конструкциях горелок интенсификация процесса образования газовоздушной смеси достигается следующими способами: расчленением потоков газа и воздуха на мелкие потоки, в которых проходит смесеобразование; подачей газа в виде мелких струек под углом к потоку воздуха; закручиванием потока воздуха различными приспособлениями, встроенными внутрь горелок.

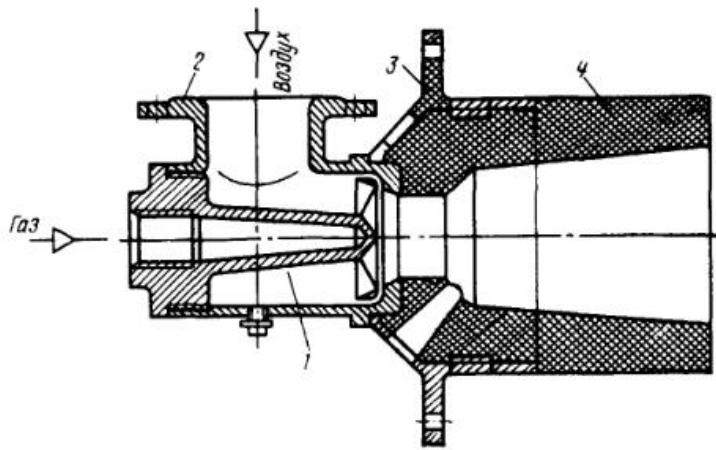


Рис. 14. Горелка с принудительной подачей воздуха низкого давления:
1 — сопло, 2 — корпус, 3 — фронтовая плита, 4 — керамический тоннель

4.5. 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 перейти на другой вид топлива; когда газовое топливо не обеспечивает необходимого температурного режима топки; подача газа на данный объем производится только в определенное время (ночью) для выравнивания суточной неравномерности газопотребления.

Наибольшее распространение получили газомазутные горелки с принудительной подачей воздуха (рис. 15). 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 трубы, заканчивающейся форсункой 1. 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...3 кПа, давление газа до 50 кПа, а давление мазута до 0,1 МПа.

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

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

Рассмотрим принцип действия комбинированной пылегазовой горелки конструкции Мосэнерго (рис. 16). 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 установлена труба с чугунным наконечником 2. В наконечнике 24 косые щели, через которые 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 увеличилась почти в два раза (150 м/с).

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 их перемешивание,

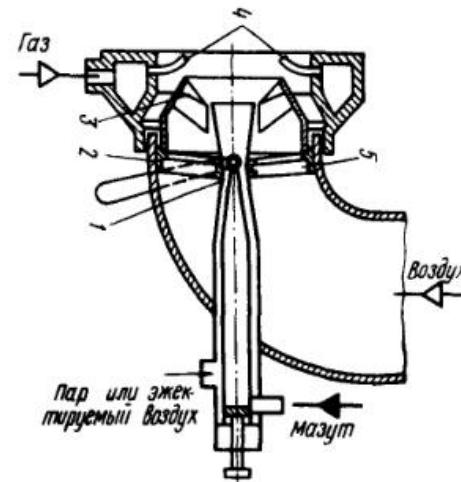


Рис. 15. Комбинированная газомазутная горелка:

1 — мазутная форсунка, 2 — воздушная камера, 3 — захватритель, 4 — трубы выхода газа, 5 — воздушная регулировочная заслонка

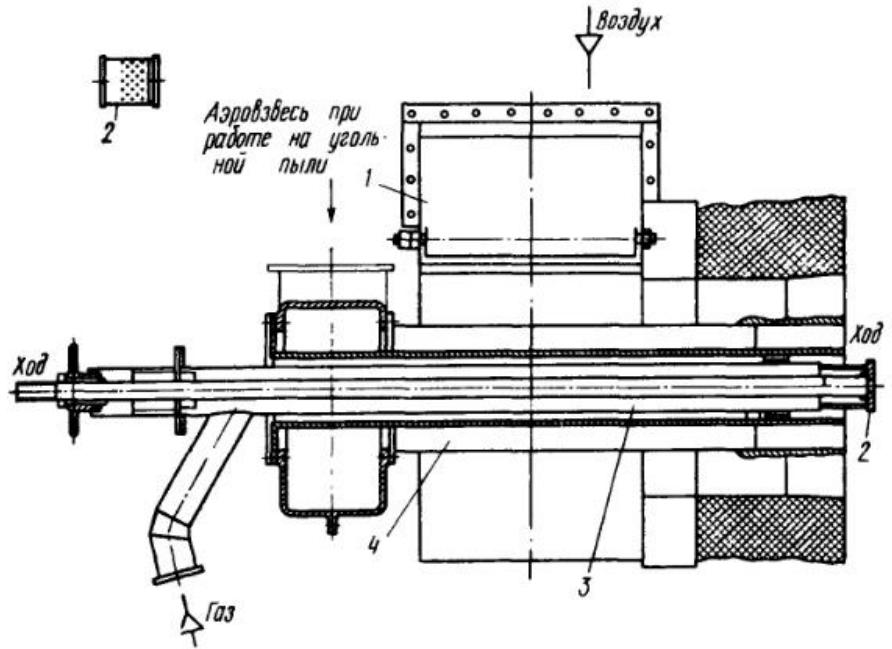


Рис. 16. Комбинированная пылегазовая горелка с центральной подачей газа:
1 — улитка для закручивания воздушного потока, 2 — наконечник газоподводящих труб,
3 — кольцевой канал для подачи газа, 4 — кольцевой канал для подачи смеси первичного воздуха с
угольной пылью

в результате чего газовоздушная смесь сгорает с минимальными потерями.

Горелки блочные газовые БГ-Г (рис. 17). Предназначены для использования в камерах сгорания тепловых агрегатов различного назначения (паровые и водогрейные котлы, печи, асфальтосмесительные установки и т. д.).

В качестве топлива в горелках используют природный газ.

Технические характеристики горелок БГ-Г приведены в таблице 14.

Во входной части корпуса 1 расположен воздухозаборник 14, в котором на оси 13 установлена воздушная заслонка 15 с приводом. Привод воздушной заслонки состоит из электромагнита 17 и системы рычагов, связанных с осью заслонки. К корпусу 1 крепится электродвигатель 25, на вал которого наложен центробежный вентилятор 24.

Таблица 14. Технические характеристики горелок БГ-Г
в зависимости от их номинальной тепловой мощности, МВт

Параметр	0,12	0,25	0,34	0,5	0,65
Тепловая мощность в режиме «малый огонь», МВт	0,08	0,08	0,08	0,24	0,32
Присоединительное давление газа перед горелкой, Па	2000	2000	2500	3500	4500
Номинальное давление в камере сгорания теплового агрегата, Па	200	150	—	—	—
Номинальное разрежение в камере сгорания газа, Па	10	10	10	10	10
Низшая теплота сгорания газа, МДж/м ³ , не менее			31,8		
Низшее число Воббе, МДж/м ³			41,2...54,5		
Температура окружающей среды, °С, не более			40		
Минимальный коэффициент избытка воздуха при номинальной тепловой мощности, не более			1,15		
Допускаемое увеличение минимального коэффициента избытка воздуха (α) в диапазоне рабочего регулирования тепловой мощности, не более			0,2		
Мощность привода вентилятора, кВт, не более	0,18	0,25	0,25	0,37	0,37

К фланцу корпуса крепится смеситель 8, внутри которого установлен газовый насадок 7 с завихрителем 9 и электродами 20, 27 и 28. К торцу смесителя крепится горловина.

Для доступа к газовому насадку и подводящим высоковольтным проводам 6 электродов смеситель с помощью двух быстросъемных пальцев 5 может откidyваться в одну или другую сторону.

Газовый насадок 7 соединен с газовой разводкой 12, на которой установлена в зависимости от типоразмера горелки необходимая газовая арматура. Места соединений газового насадка 7 с газовой разводкой 12 и газовой разводки со смесителем горелки уплотнены уплотнительным кольцом 10 и прокладкой 11.

Управляют работой горелки с пульта управления 18, который крепится к корпусу с помощью кронштейна 16.

Воздух в горелку подается электровентилятором. Количество воздуха, поступающего в зону горения, регулируют воздушной заслонкой 15.

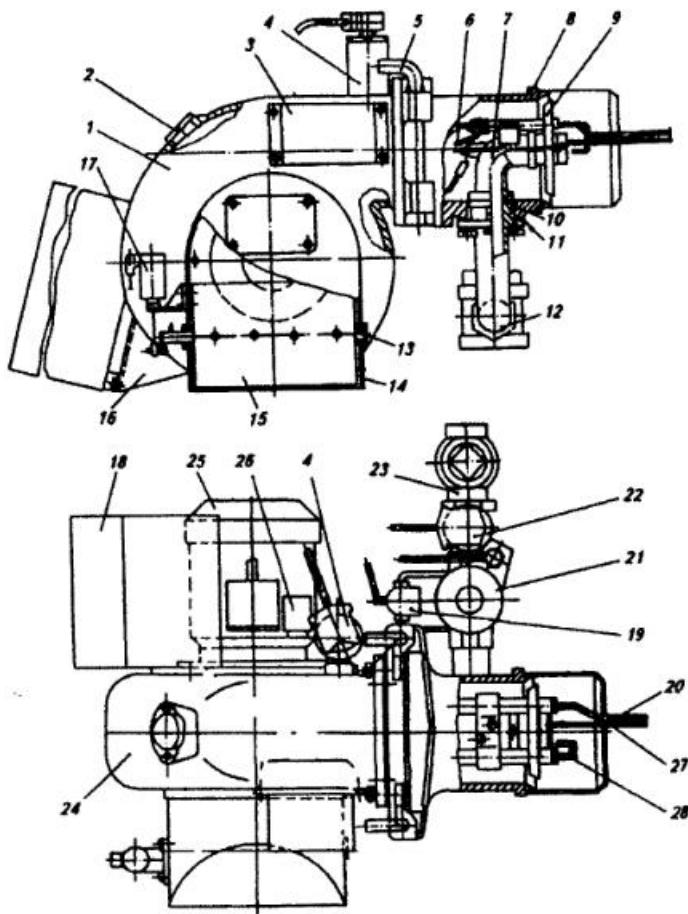


Рис. 17. Горелка блочная газовая БГ-Г:

1 — корпус, 2 — глазок смотровой, 3 — генератор импульсный, 4 — датчик реле давления воздуха, 5 — палец быстросъемный, 6 — провод высоковольтный, 7 — насадок газовый, 8 — переходник (смеситель) с соплом, 9 — завихритель, 10 — кольцо уплотнительное, 11 — прокладка, 12 — разводка газовая, 13 — ось, 14 — воздухосборник, 15 — заслонка воздушная, 16 — кронштейн, 17 — электромагнит, 18 — пульт управления, 19 — клапан электромагнитный, 20 — датчик ионизационный (электрод контрольный), 21 — вентиль газовый, 22 — датчик-реле давления газа, 23 — кран, 24 — вентилятор, 25 — электродвигатель, 26 — реле, 27 — электрод нулевой, 28 — электрод запальный.

При номинальной тепловой мощности горелки электромагнит обесточен и воздушная заслонкакрыта (положение 0 на лимбе воздухосборника). В режиме «малый огонь» на электромагнит подается питание, он срабатывает, и воздушная заслонка, поворачиваясь на оси, перекрывает воздухосборник (положение 3 на лимбе воздухосборника).

Газ поступает по газовой разводке 12 в газовый насадок 7 и через его газораздающие отверстия попадает в поток воздуха, закрученный завихрителем 9. Количество газа, подаваемого на горение, регулируют электромагнитными вентилями.

Газовоздушная смесь поджигается искрой, возникающей между запальным электродом 28 и газовым насадком 7 при подаче тока высокого напряжения от импульсного генератора 3.

Давление газа перед горелкой контролируют датчиком-реле 22, а давление воздуха для горения — датчиком-реле 4. Наличие пламени контролируют блоком контроля пламени, расположенным в пульте управления и получающим импульс от датчика контроля пламени 20. Для наблюдения за горением на корпусе горелки имеется смотровой глазок 2.

Режим продувки. Включают электровентилятор, подающий воздух в горелку. Привод обесточен, заслона 15 полностьюкрыта, подается максимальное количество воздуха для обеспечения продувки. Электромагнитные вентили на газовой разводке обесточены, что препятствует подаче газа в горелку.

Режим розжига. По окончании продувки горелка переходит в режим розжига, на привод подается питание, он поворачивает ось 13 заслонки 15, уменьшая подачу воздуха для обеспечения розжига горелки. Одновременно включается клапан 19 (на горелках БГ-Г-0,5 и БГ-Г-0,65 включаются два электромагнитных вентиля 21), подавая газ в горелку, и импульсный генератор 3, подавая высокое напряжение на запальный электрод 28. Искра, возникающая между газовым насадком 7 и запальным электродом 28, поджигает газовоздушную смесь.

Режим розжига горелки одновременно является режимом «малый огонь».

Режим эксплуатации. При нормальном розжиге с появлением пламени и устойчивом горении дополнительно включается электромагнитный вентиль 21, отключается электромагнит 17, обеспечивая максимальное открытие воздушной заслонки 15. Горелка переходит в режим «большой огонь». Тепловую мощность регулируют с

помощью регулятора температуры (для паровых котлов — давления пара, который при необходимости подает сигнал на пульт управления для изменения расхода газа и воздуха).

Горелка работает в режиме нормальной эксплуатации с трехступенчатым регулированием тепловой мощности.

Горелка БГ-Г-0,12 в зависимости от варианта изготовления работает в режиме трехступенчатого или двухступенчатого регулирования.

4.6. 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.

В существующих газоиспользующих установках применяются системы частичной или комплексной автоматизации.

Современная комплексная газовая автоматика состоит из следующих основных систем: автоматики регулирования, автоматики безопасности, аварийной сигнализации, теплотехнического контроля.

Автоматика регулирования бытовых, коммунальных и промышленных газовых приборов и агрегатов предназначена для управления и регулирования процессом горения газа таким образом, чтобы газовые приборы и агрегаты работали на заданном режиме и обеспечивали оптимальный режим горения газа. Так, у емкостных водонагревателей поддерживается постоянная температура воды в баке, у паровых котлов — постоянное давление пара, у отопительных водогрейных котлов — температура воды в котле.

Автоматика безопасности прекращает подачу газа к горелкам газоиспользующих установок при нарушениях режима работы. При этом контролируются наиболее важные параметры:

наличие пламени в топке. При отсутствии пламени в топке подача газа на горелку немедленно прекращается;

давление газа на подводящем газопроводе. При изменении величины давления газа против установленного минимального и максимального значений подача газа прекращается;

разрежение в топке. При понижении разрежения в топке до минимально допустимого подача газа прекращается;

давление воздуха (при наличии соответствующих горелок). При падении давления воздуха до минимально допустимого подача газа прекращается;

температура воды в кotle. Если температура воды превышает допустимую норму, то подача газа прекращается;

давление пара в кotle. При повышении давления пара сверх установленного подача газа прекращается.

При отключении агрегатов подаются звуковой и световой сигналы. Контролируется также загазованность помещений, где установлены газовые приборы и агрегаты.

Приборы контроля и сигнализации дают возможность устанавливать дистанционное управление газоиспользующими установками.

Приборы теплотехнического контроля помогают обслуживающему персоналу вести технологический процесс на оптимальном режиме.

Степень автоматизации газоиспользующего агрегата зависит от конкретных условий их эксплуатации.

Контрольные вопросы

1. Какие вы знаете газовые горелки? 2. В чем заключается принцип работы диффузионных, инжекционных горелок и горелок с принудительной подачей воздуха? 3. Расскажите о принципе работы комбинированных горелок. 4. Что такое беспламенное сжигание газа? 5. Как осуществляется автоматизация процессов сжигания газа?

ГЛАВА 5

УСТРОЙСТВО ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

5.1. Добыча и транспорт газа по магистральным газопроводам

Природный газ добывают на газовых промыслах, которые состоят из эксплуатационных скважин, промысловых газосборных сетей и головных сооружений подготовки газа к дальнейшей транспортировке.

Скважины бурят быстровращающимися бурами (долотами). В настоящее время получили распространение шарошечные долота, которые напоминают зубчатые колеса. Шарошки, вращаясь вокруг своих осей, дробят и разрушают породу.

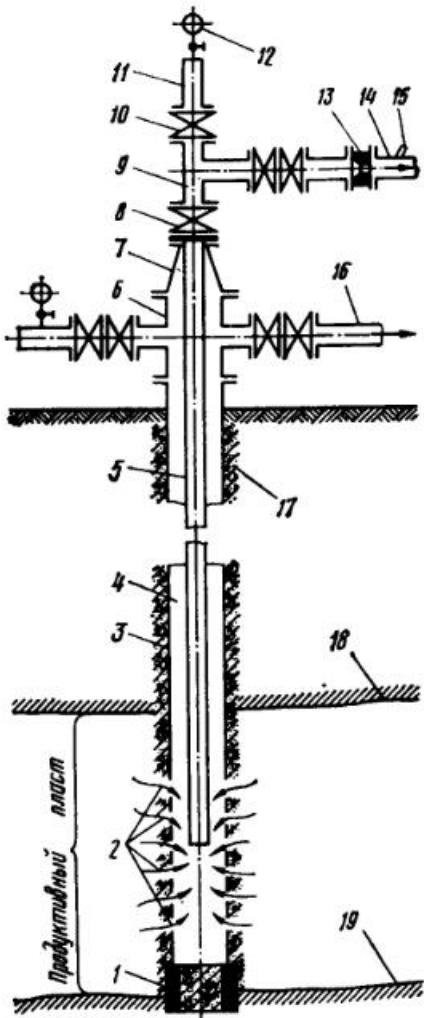


Рис. 18. Схема газовой скважины:

1 — башмак, 2 — перфорация, 3 — колонна обсадных труб, 4 — межтрубное пространство, 5 — колонна фонтанных труб, 6 — крестовина, 7 — переходная катушка, 8 — коренная задвижка, 9 — тройник, 10 — буферная задвижка, 11 — буфер, 12 — манометр, 13 — регулирующий штуцер, 14 — рабочая выкидная струна фонтанных труб, 15 — термометр, 16 — рабочая выкидная струна из межтрубья, 17 — цемент, 18 — кровля, 19 — подошва.

При роторном бурении скважин долото крепится к бурильным трубам. По бурильным трубам с помощью насоса нагнетается промывочный глинистый раствор, который через специальные отверстия в долоте направляется в забой скважины, откуда по зазору между бурильными трубами и стенками скважины поднимается на поверхность, вынося с собой из забоя частицы разрушенной породы. Промывочный раствор, заполняя скважину, герметизирует ее, предохраняя от выброса газа, а глина, входящая в состав раствора, укрепляет стенки скважины.

При турбинном бурении буровой двигатель (турбобур) опускается в скважину и крепится непосредственно над долотом на бурильных трубах. Под действием промывочного раствора, который под большим давлением подается по бурильным трубам, турбобур вращается. В процессе бурения бурильные трубы неподвижны, врачаются только вал турбобура и долото. У промывочного раствора появляется дополнительная и очень важная функция — носителя энергии.

На рис. 18 показана схема газовой скважины. Оборудование скважины состоит из

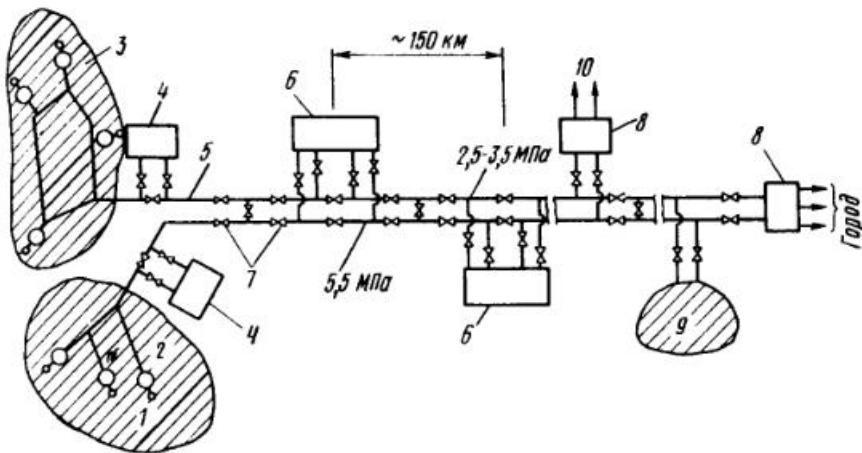


Рис. 19. Принципиальная схема транспорта газа от скважин до городских потребителей:

1 — скважины, 2 — сепараторы, 3 — промысловые газопроводы, 4 — промысловая газораспределительная станция, 5 — магистральный газопровод, 6 — промежуточная компрессорная станция, 7 — линейная запорная арматура, 8 — газораспределительная станция, 9 — подземное хранилище газа, 10 — промежуточный потребитель

надземной и подземной частей. Подземная часть состоит из забоя, колонны обсадных труб и колонны фонтанных труб. Надземная часть представляет собой обвязку устья скважины комплектом запорной арматуры. Колонна обсадных труб 3 предохраняет ствол скважины от обвалов породы и проникновения вод. Зазор между наружными стенками обсадных труб и породой пласта уплотняется цементным раствором. Нижняя часть обсадной колонны опирается на цементный башмак.

Устройство забоя скважины зависит от характера пород, из которых сложен продуктивный пласт. Если продуктивный пласт состоит из крепких пород, то нижняя часть колонны обсадных труб размещается над кровлей продуктивного пласта, и газ поступает в скважину через открытый забой. Если продуктивный пласт состоит из рыхлых пород, то обсадная колонна пропускается через весь продуктивный пласт, а нижняя часть колонны перфорируется — в ней устраивают отверстия для доступа газа в скважину.

При подаче газа на поверхность по стволу скважины возникают большие потери давления. Чтобы уменьшить эти потери, увеличивают диаметры фонтанных труб или ведут добычу газа по обсадной колон-

не: колонну фонтанных труб с фильтром опускают до забоя таким образом, чтобы отверстия фильтра находились против продуктивного пласта.

После окончания бурения газовая скважина обычно заполнена глинистым раствором. Перед отбором газа глинистый раствор заменяют водой, вследствие понижения давления столба жидкости происходит приток газа из пласта в забой скважины.

Подача природного газа от газовых скважин до мест его потребления производится по магистральным газопроводам. Магистральный газопровод представляет собой сложное сооружение, состоящее из газопроводов, установок по очистке и осушке газа, компрессорных и газораспределительных станций и одоризационных установок.

На рис. 19 показана схема транспорта газа от газовых скважин до городских потребителей. Газ из скважин 1 поступает в сепараторы 2, где от него отделяются различные механические и жидкие примеси. Далее по промысловым газопроводам 3 газ поступает в коллекторы и в промысловые газораспределительные станции 4. Здесь газ снова очищается в масляных пылеуловителях, осушается и одорируется.

После такой подготовки газ направляется в магистральный газопровод 5. Для преодоления сил трения и местных сопротивлений в газопроводе и поддержания в нем давления на заданном уровне на трассе газопровода сооружают компрессорные станции 6. На магистральном трубопроводе для облегчения ремонтных работ устанавливают запорную арматуру.

Для транспортирования больших количеств газа по магистральным газопроводам используют трубы диаметром 1220 и 1420 мм, повышают рабочее давление до 7,5 МПа ($75 \text{ кгс}/\text{см}^2$), прокладывают газопроводы в две нити и более.

Режим работы магистрального газопровода предусматривает равномерную подачу газа от газовых промыслов до потребителей газа. Однако потребность в газовом топливе для многих потребителей не равномерна: летом потребность в газе уменьшается, а зимой — возрастает. Для выравнивания сезонной неравномерности потребления газа строят подземные хранилища газа или подключают к газопроводу потребителей, которым в летнее время можно подавать излишки газа, например электростанции. Таких потребителей называют буферными.

На подходе к городу сооружают газораспределительные станции (ГРС), из которых газ после замера его количества и снижения давле-

ния подается в распределительные сети города. Газораспределительная станция является конечным участком магистрального газопровода и является как бы границей между городскими и магистральными газопроводами.

5.2. Системы газоснабжения городов

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

По виду транспортируемого газа: природного, попутного нефтяного, сжиженных углеводородных; искусственного, смешанного.

По давлению газа: низкого, среднего, высокого.

По местоположению относительно земли: подземные (поводные), 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): за колыкованные, тупиковые, смешанные.

По материалу труб: металлические, неметаллические.

В зависимости от максимального рабочего давления газопроводы делятся на газопроводы низкого давления — до 5000 Па; среднего давления — выше 0,005 до 0,3 МПа; высокого давления — выше 0,3 до 1,2 МПа.

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 предназначаются для подачи газа жилым и общественным зданиям, а также коммунально-бытовым потребителям.

Газопроводы среднего давления служат для питания распределительных газопроводов низкого давления через ГРП, а также подают газ в газопроводы промышленных и коммунально-бытовых предприятий (через местные газорегуляторные пункты и установки).

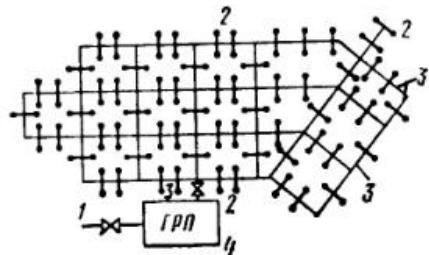


Рис. 20. Схема одноступенчатой системы снабжения газом:

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

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 с подачей различным потребителям газа только по газопроводам одного давления (рис. 20); двухступенчатые с подачей потребителям по газопроводам газа двух давлений — среднего и низкого, высокого и низкого, высокого и среднего (рис. 21); трехступенчатые (рис. 22) с подачей потребителям по газопроводам газа трех давлений — низкого, среднего и высокого (до 0,6 МПа); многоступенчатые с подачей потребителям по газопроводам газа низкого, среднего и высокого (до 0,6 и до 1,2 МПа) давлений.

Многоступенчатая система применяется для газоснабжения крупных городов.

Рассмотрим принципиальную схему газоснабжения крупного города (рис. 23). Источником газоснабжения является магистральный газопровод 1, который подает газ на ГРС 2. На выходе из ГРС давление газа снижается до 2 МПа и направляется в газопровод высокого давления 6, который в виде кольца окружает город. К этому газопроводу через контрольно-регуляторный пункт (КРП) присоединено подземное хранилище газа 11. Подземное хранилище газа, КРП, ГРС и газопроводы высокого давления относятся к системе магистральных газопроводов.

По газопроводам высокого давления поступает газ для городских газорегуляторных пунктов, местных газорегуляторных пунктов крупных предприятий, а также предприятий, 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.

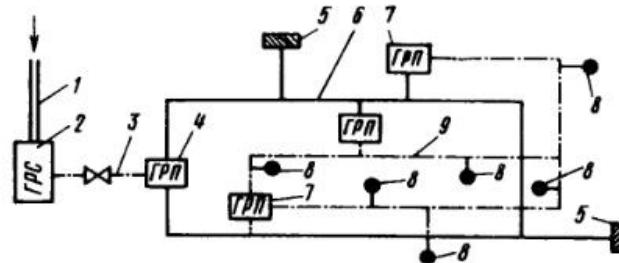


Рис. 21. Схемы двухступенчатой системы снабжения газом:

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

Городские газовые сети начинаются с газопроводов высокого давления 7, которые снабжаются газом от ГРС и КРП.

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 от источника газоснабжения или ГРП давление газа падает. Пита-

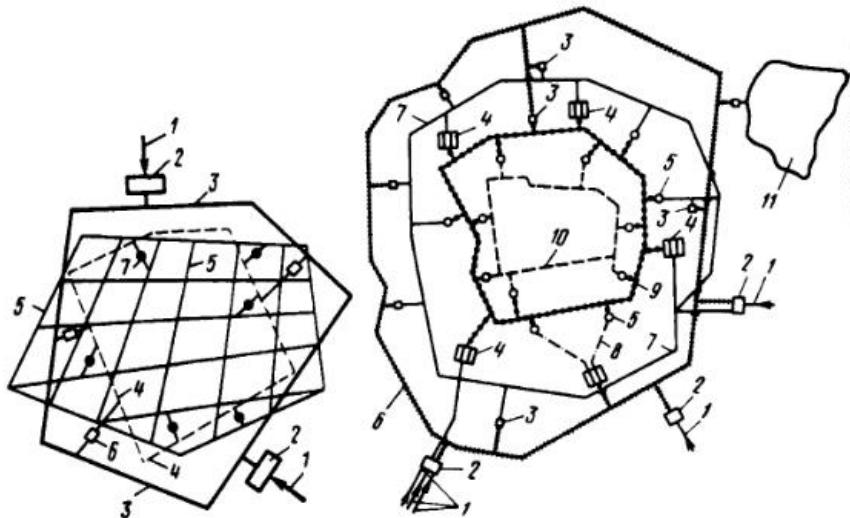


Рис. 22. Схемы трехступенчатой системы снабжения газом:

1 — магистральный газопровод (источник газоснабжения), 2 — газораспределительная станция, 3 — газопровод высокого давления, 4 — газопроводы среднего давления, 5 — газопроводы низкого давления, 6 — газорегуляторные пункты с высокого на среднее давление, 7 — газорегуляторные пункты со среднего на низкое давление

Рис. 23. Принципиальная схема газоснабжения крупного города:

1 — магистральные газопроводы, 2 — газораспределительные станции, 3 — контрольно-регуляторные пункты, 4 — газогольдерные станции, 5 — газорегуляторные пункты, 6 — кольцо газопроводов высокого давления — 2 МПа, 7 — кольцо газопроводов высокого давления — 1,2 МПа, 8 — газопроводы высокого давления — 0,6 МПа, 9 — газопроводы среднего давления — 0,3 МПа, 10 — кольцо газопровода среднего давления — 0,1 МПа, 11 — подземное хранилище газа

ние газом этих сетей происходит только в одном направлении, поэтому возникают затруднения при ремонтных работах. Эти схемы применяются для внутридворовых и дворовых газопроводов в небольших 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 проведение различных ремонтных и эксплуатационных работ. Положительным свойством кольцевых газовых сетей является также то, что при выходе из строя какого-либо газорегуляторного пункта нагрузку по снабжению потребителей газом принимают на себя другие ГРП. Смешанная система га-

зоснабжения состоит из кольцевых газопроводов и присоединяемых к ним тупиковых газопроводов.

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

5.3. Устройство подземных газопроводов

Трассировка газопроводов. Система газоснабжения может быть надежной и экономичной при правильном выборе трасс для прокладки газопроводов. На выбор трассы влияют следующие условия: расстояние до потребителей газа; направление и ширина проездов; вид дорожного покрытия; наличие вдоль трассы различных сооружений и препятствий; рельеф местности; планировка кварталов.

Трассы газопроводов выбирают с учетом транспортирования газа кратчайшим путем.

При утечках 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, так как они непосредственно связаны с жилыми и общественными зданиями. На значительное расстояние может распространяться газ и при попадании в канализационные трубы, хотя они обычно располагаются глубже газопроводов.

Минимально допустимые расстояния между двумя газопроводами, уложенными в одну траншею, 0,4...0,5 м. Удаление от железнодорожных путей должно быть таким, чтобы исключалось воспламенение газа от проходящих поездов и при выполнении ремонтных работ.

На трассировку газопроводов оказывают влияние различные препятствия: реки, водоемы, овраги, шоссейные дороги, железнодорожные пути и т. д.

Для районов города со старой планировкой, когда кварталы имеют сплошную застройку по периметру и состоят из отдельных строений, газопроводы прокладывают по каждому проезду и улице. Пересекаясь между собой, они образуют кольцо. От уличных газопроводов в каждое строение прокладывают вводы. В городских районах с новой планировкой газопроводы располагают внутри кварталов.

При трассировке газопроводов необходимо соблюдать расстояния от газопроводов до других зданий. Например, расстояние по вертика-

ли между газопроводами и такими сооружениями, как водопровод, тепловая сеть, канализация, водостоки при их взаимном пересечении должны быть не менее 0,2 м, а между газопроводом и электрокабелем или телефонным кабелем не менее 0,5 м. Допускается уменьшение расстояние между газопроводом и электрокабелем или кабелем связи при прокладке их в футляре. Расстояние в свету между газопроводом и стенкой футляра при прокладке электрокабеля должно быть не менее 0,25 м, кабеля связи не менее 0,15 м. Концы футляра должны выходить на 2 м в обе стороны от стенок пересекаемого газопровода.

Допускается прокладка двух газопроводов и более в одной траншеи на одном или разных уровнях (ступенями). При этом расстояние между газопроводами в свету следует предусматривать достаточным для монтажа и ремонта трубопроводов.

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:

$$\Delta P = \pm H(\rho_v - \rho_r),$$

где ΔP — изменение давления газа, Па, при изменении высоты положения (гидростатический напор); H — разность геодезических отметок, м; ρ_v , ρ_r — плотности газа и воздуха при нормальных условиях.

Глубина прокладки газопровода зависит от состава транспортируемого газа, почвенно-климатических условий, величины динамических нагрузок. Газопроводы, транспортирующие осущененный газ, могут пролегать в зоне промерзания грунта. Минимальная глубина заложения газопровода должна быть 0,8 м до верха газопровода или футляра. В местах, где не предусматривается движение транспорта, глубину заложения газопроводов допускается уменьшать до 0,6 м.

Прокладка газопроводов, транспортирующих неосущенный газ, должна предусматриваться ниже зоны сезонного промерзания грунта с уклоном к конденсатосборникам не менее 2 %.

Грунт и дорожный покров защищают газопроводы от механических повреждений и служат теплоизоляцией от резких колебаний температуры. Динамические нагрузки, возникающие на газопроводах от интенсивного движения автотранспорта, не должны создавать в трубах опасных напряжений. Напряжения, возникающие в грунте от движущегося транспорта, рассеиваются на глубине 0,7 м при усовершенствованных мостовых и 0,75—0,8 м при бульжном покрове.

При прокладке газопроводов в зоне промерзания грунтов необходимо учитывать свойства грунтов. Отрицательным их свойством является пучение, им обладают пылеватые грунты, которые при замерзании за счет рыхления ледяными кристаллами увеличиваются в объеме. В результате всучивания грунт поднимает газопровод, который, испытывая большие напряжения, может деформироваться и разорваться в стыковых соединениях.

Достоинство подземной прокладки газопроводов — создание относительно постоянного температурного режима. Напряжения, возникающие в газопроводах за счет изменения температуры, находятся в прямой зависимости от разности температуры тела трубы. Величина напряжения может увеличиваться на открытых участках газопроводов. Понятно, насколько важно уменьшение температурных изменений газопроводов за счет правильного выбора глубины их заложения.

При заложении газопровода в грунт следует:

для восприятия и уменьшения напряжений, возникающих под действием температурных изменений, устанавливать на газопроводе компенсирующие устройства (компенсаторы);

при прокладке газопроводов в зонах с повышенными динамическими нагрузками (железнодорожные и трамвайные пути, автомобильные дороги и т. д.) глубину укладки увеличивать и газопроводы закладывать в специальные защитные устройства (футляры);

сварочные работы на газопроводах проводить в самое холодное время дня летом и в самое теплое время дня зимой;

городские газопроводы, транспортирующие влажный газ, прокладывать ниже зоны промерзания грунта с уклоном, обеспечивающим сток образовавшейся влаги в специальные емкости — конденсатосборники.

Вводы газопроводов неосущенного газа в здания и сооружения должны предусматриваться с уклоном в сторону распределительного газопровода. Если по условиям рельефа местности не может быть создан необходимый уклон к распределительному газопроводу, допускается прокладка газопровода с изломом в профиле с установкой конденсатосборника в низшей точке.

Прокладку газопроводов в грунтах с включением строительного мусора и перегноя следует осуществлять с устройством под газопровод основания из мягкого или песчаного грунта толщиной не менее 0,1 см (под выступающими неровностями основания). Засыпать газопровод следует таким же грунтом на полную глубину траншеи. При

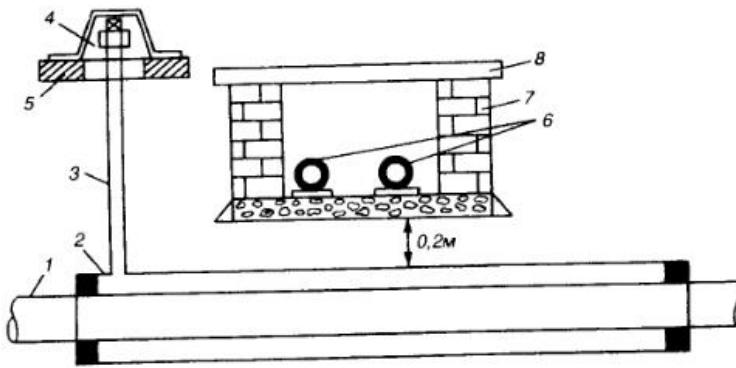


Рис. 24. Пересечение газопровода с каналом теплотрассы:

1 — газопровод, 2 — футляр, 3 — контрольная труба, 4 — ковер, 5 — подушка под ковер, 6 — трубы теплотрассы, 7 — канал теплотрассы, 8 — перекрытие теплотрассы

наличии подземных вод предусматривают мероприятия по предотвращению всплытия газопроводов, если это подтверждается расчетом.

Большое значение имеет качественное состояние дна траншеи. Надежной постелью является песок, поэтому при прокладке газопроводов в скалистых или мерзлых грунтах делают песчаную подушку высотой 20 см. Постель выполняется так, чтобы в процессе эксплуатации не было просадок, которые могут привести к провесам газопровода. Провесы опасны, так как при изгиба в трубах возникают большие напряжения, которые являются причиной разрыва стыков сварных соединений.

Пересечения газопроводов с различными препятствиями.

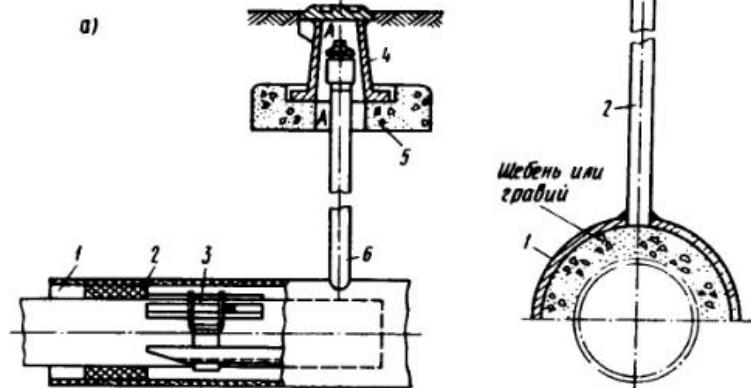
Переходы газопроводов всех давлений через реки, каналы, овраги, железные дороги, автодороги могут быть подводными (дюкерными), подземными или надземными.

При подземном пересечении железнодорожных путей и автострад газопроводы прокладывают в специальные футляры (рис. 24), а концы футляров для герметичности уплотняют просмоленной льняной прядью с заливкой битумом. В этих местах газопроводы прокладывают: общей сети — 2,0 м, при производстве работ открытым способом, 2,5 м — при производстве работ методом прокола. Расстояние берется от подошвы рельса до верха футляра.

В местах пересечения подземными газопроводами каналов коммуникативных коллекторов, каналов различного назначения с проходом

Рис. 25. Контрольная трубка с футляром:

а — устройство конца футляра: 1 — битумная эмаль, 2 — промасленная пенька, 3 — опора, 4 — ковер, 5 — подушка под ковер, 6 — контрольная трубка; б — контрольная трубка: 1 — кожух, 2 — трубка, 3 — подушка под ковер, 4 — ковер, 5 — пробка, 6 — муфта



над или под пересекаемым сооружением следует предусмотреть прокладку газопровода в футляре, выходящем на 2 м в стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений, а также проверку неразрушающими методами контроля всех сварных стыков в пределах пересечения и по 5 м в стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений.

Газопроводы должны иметь отключающие устройства, устанавливаемые на расстоянии не более 1000 м от места пресечения. Причем если газопровод кольцевой, то отключающие устройства ставят с обеих сторон; если тупиковый, то со стороны входа газа. На газопроводах внутри футляра должно быть минимальное количество сварных соединений, которые проверяют физическими методами контроля. Участок газопровода покрывают весьма усиленной изоляцией и укладывают на центрирующих диэлектрических прокладках.

В конце футляра устанавливают контрольную трубку (см. рис. 25), с ее помощью можно обнаружить наличие газа в футляре. Нижняя часть трубки приваривается к футляру, а пространство между футля-

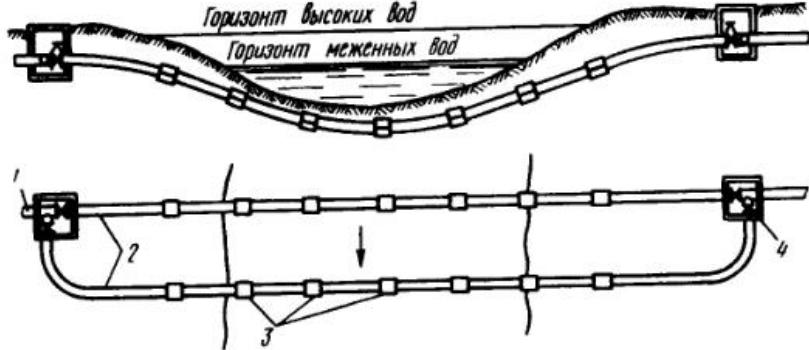


Рис. 26. Подводный переход газопровода:

1 — основной газопровод, 2 — люк, 3 — балластировочные грузы, 4 — колодец с запорными устройствами

ром и газопроводом засыпается мелким гравием или слоем щебня. Конец трубы выводится под ковер и заканчивается пробкой.

Надземные переходы выполняют через водные преграды с неустойчивым руслом и берегами, с высокими скоростями течения воды, а также через глубокие овраги.

В городских условиях переходы через водные преграды, как правило, делают подводными двухниточными (рис. 26). При этом каждая нитка должна обеспечить 75 % расчетного расхода газа. Место устройства перехода через реку выбирается на прямолинейном участке со спокойным течением, с устойчивым руслом и неразмыываемыми пологими берегами.

При пересечении автомобильных дорог I, II, III категорий, трамвайных путей расстояния принимаются 1 м от верха футляра до верха покрытия дорог при производстве работ открытым способом, 1,5 м при производстве работ методом продавливания, горизонтального бурения или щитовой проходки, 2,5 м — при производстве работ методом прокола.

При пересечении железных дорог толщину стенки трубы газопровода берут на 2—3 мм больше расчетной, при этом трубы с утолщенной стенкой прокладываются не менее, чем на 50 м в стороны от конца футляра, глубина засыпки газопровода не менее 2,1 м.

5.4. Трубы и их соединения

Металлические трубы. В подземных и внутридомовых газопроводах, как правило, применяют стальные трубы.

Стальные трубы изготавливают из хорошо сваривающихся низколегированных и малоуглеродистых сталей. Максимальное содержание углерода в стали в стали не должно превышать 0,27 %, серы не более 0,05 %, фосфора не более 0,4 %. Этим требованиям в большой степени удовлетворяют спокойные мартеновские стали.

При выборе стальных труб для газопроводов руководствуются Инструкцией по применению стальных труб для строительства систем газоснабжения.

По способу изготовления стальные трубы подразделяются на сварные — со спиральным или продольным прямым швом и бесшовные — холоднотянутые, холоднокатаные, горячекатаные. Бесшовные трубы диаметром до 150 мм изготавливают холодной протяжкой, а трубы диаметром до 426 мм последовательной горячей прокаткой из стальных заготовок, нагретых до пластического состояния.

Сварные трубы со спиральным швом изготавливают из стальной рулонной ленты шириной 1500 мм путем свертывания ее по спирали на трубных станах с последующей сваркой на специальных машинах.

После изготовления трубы подвергаются гидравлическим испытаниям. Необходимое давление определяют по формуле

$$P_{ii} = 2\delta R/D_b, \quad (37)$$

где P_{ii} — испытательное давление, МПа; δ — толщина стенки трубы, мм; D_b — внутренний диаметр трубы, мм; R — расчетное значение напряжения, МПа, равное 85 % предела текучести.

Размеры труб характеризуются внутренним и наружным диаметрами, толщиной стенки, длиной и условным проходом. Под условным проходом D_y понимают номинальный внутренний диаметр трубы. Этой величиной пользуются при подборе арматуры, фасонных частей и соответствующих расчетах. Величина условного прохода обычно имеет округленные значения: 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50 мм и т. д.

Наружный диаметр труб D_n зависит от толщины стенки трубы и бывает разным для одного условного диаметра.

Внутренний диаметр D_b — величина производная от наружного диаметра толщины стенки.

Масса (кг) труб определяется по уравнению

$$G = 2,47\delta(D_b + \delta)l. \quad (38)$$

Эту формулу применяют при условии, что плотность металла трубы равна $7850 \text{ кг}/\text{м}^3$, внутренний диаметр D_b и толщина стенки b выражены в сантиметрах, длина трубы l — в метрах.

Пример. Определить массу 1 м стальной трубы толщиной стенки 4 мм и внутренним диаметром 100 мм.

Подставляя в формулу (38) соответствующие значения, получаем $G = 2,47 \cdot 0,4(10 + 0,4) = 10,27 \text{ кг}$.

Для подземных газопроводов применяют трубы с минимальным условным диаметром 50 мм и толщиной стенки 3 мм.

Изготовленные на заводах трубы имеют сертификаты (паспорта), в которых указываются: номинальный размер труб, ГОСТ, по которому изготовлены трубы, марка стали, результаты гидравлических и механических испытаний, номер партии труб, отметка ОТК завода о соответствии труб ГОСТу.

Стальные трубы для подземных газопроводов защищают противокоррозионной изоляцией.

Для сооружения подземных газопроводов могут также применяться неметаллические трубы.

Эксплуатация газопроводов из асбестоцементных труб выявила их недостатки, связанные с газопроницаемостью стенок и повышенной хрупкостью, поэтому асбестоцементные трубы не получили широкого распространения.

Чаще всего применяют полипропиленовые и винилластичные трубы.

Неметаллические трубы начали применять около 35 лет назад, сначала на экспериментальных газопроводах. Общая протяженность таких газопроводов по стране к концу 1985 г. не превышала 500 км. Несмотря на незначительную протяженность неметаллических, и в частности, полипропиленовых газопроводов, опыт их применения позволил сделать инженерную оценку по широкому кругу вопросов, связанных с их внедрением. Внедрение полипропиленовых труб в строительство систем газоснабжения сопровождалось проведением научных исследований по прочностным характеристикам труб, влиянию на эти свойства кристалличности материала.

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

системах газораспределительных сетей позволит сэкономить 5—7 т металлических труб на 1 т пластмассовых.

Полипропиленовые газопроводы обладают рядом положительных качеств: коррозионной стойкостью почти во всех кислотах (кроме органических) и щелочах, что делает их почти незаменимыми в условиях животноводческих предприятий; отсутствием необходимости в изоляции и электрохимической защите; стойкостью против биокоррозии; повышенной пропускной способностью на 10—15 % благодаря гладкой внутренней поверхности; снижением трудозатрат при сварочно-монтажных работах.

Вместе с тем необходимо учитывать и особенности полипропиленовых газопроводов, связанные со спецификой материала. Прочность полипропиленовых конструкций при статических и динамических нагрузках ниже, чем прочность конструкций из углеродистых сталей. Предел прочности при одноосном растяжении полипропилена низкой и высокой прочности не превышает $(500—700) \cdot 10^4 \text{ МПа}$, в то время как предел прочности сталей на порядок выше и составляет $(500—600) \cdot 10^5 \text{ МПа}$. Пластмассовые газопроводы могут работать в относительно небольшом интервале температур.

Полипропиленовые трубы со временем стареют. Этот процесс ускоряется под воздействием света, повышенных температур, напряжений и поверхностно-активных сред. Срок службы полипропиленовых труб около 50 лет. Для строительства распределительных газопроводов применяют трубы, изготовленные из полипропилена низкого давления (ПНД).

Основной способ производства полипропиленовых труб — непрерывная шnekовая экструзия. Схема процесса изготовления труб на экструдере такова. Приготовленные гранулы полипропилена засыпают в бункер экструдера, откуда захватывают шнеком и транспортируют через обогревательный цилиндр. Во время прохождения через него материал пластифицируется и в вязко-текучем состоянии продавливается через кольцевой зазор экструзионной головки, образуемый дorkом и мундштуком. Труба, выходящая из экструдера с помощью тянувшего устройства, поступает на калибровку, ее охлаждают водой, нарезают на отрезки заданной длины на пильной установке, или сматывают трубы на катушку. Внедрение автоматизации позволяет контролировать качество подаваемого сырья в бункерные устройства, его температуру, скорость подачи шнеком. Автоматический контроль состояния сырья на первых этапах обеспечивает необходимый режим формирования труб. В настоящее время трубы для газопроводов выпускают из

полиэтилена ПНД с маркировкой ГАЗ, изготовленные в соответствии с ТУ 6-19-352-87, а также трубы специально предназначенные для газопроводов из полиэтилена средней плотности (ПСП), изготовленные по стандартам или ТУ, утвержденным в установленном порядке.

Используются трубы типов С-ГАЗ — для газопроводов низкого и среднего давления и Т-ГАЗ для газопроводов высокого давления II категории (Т — тяжелый тип).

В настоящее время полиэтиленовые трубы классифицируются по ТУ-6-19-352-87 на два типа труб С, Т (средний и тяжелый с наружным диаметром 20—620 мм). Каждый тип труб рассчитан соответственно на рабочее давление 0,25 и 0,40 МПа, которое может быть в отдельных случаях повышенено до 0,30 и 0,6 МПа. Основные размеры труб ПНД приведены в табл. 14. Трубы диаметром 63—160 мм изготавливаются смотанными в бухты, а трубы диаметром 225 мм выпускаются длиной 6 или 12 м.

Таблица 14. Основные размеры труб ПНД

Средний наружный диаметр		Толщина стенок труб типа С		Толщина стенок труб типа Т	
Номинал	Предел отклонения	Номинал	Предел отклонения	Номинал	Предел отклонения
63	1,2	3,6	0,6	5,8	0,8
110	1,9	6,3	0,9	10,0	1,2
160	2,6	9,1	1,2	14,6	1,7
225	2,9	12,8	1,5	20,5	2,3

Условия прокладки полиэтиленовых газопроводов регламентированы СНиП 2.04.08—87 и 3.05.02—88* и их соответствующими изменениями № 1, № 3.

Полиэтиленовые трубы для строительства газопроводов применяются в зависимости от давления и состава газа с учетом некоторых требований, указанных в этих СНиП. В городах и других населенных пунктах, в том числе и для реконструкции подземных стальных газопроводов, разрешается применять полиэтиленовые трубы для газопроводов с давлением газа в них не более 3 кГс/см² (0,3 МПа). Для газопроводов высокого давления до 6 кГс/см² разрешается применение полиэтиленовых труб только на межпоселковых газопроводах (сельского типа). Трубы должны быть длинномерные в бухтах, катушках или на барабанах; если будут применяться трубы мерной длины, то соединение труб должно выполняться муфтами с закладными нагревательями с проверкой всех соединений физическими методами контроля.

Требования по разрыву между полиэтиленовыми газопроводами и другими подземными коммуникациями, а также зданиями и сооружениями регламентированы указанными выше СНиП, т. е. они остаются такими же как и для стальных газопроводов.

Производство монтажных работ. До начала монтажа полиэтиленовых газопроводов должны быть выполнены следующие подготовительные работы; разбивка и планирование трассы газопровода; земляные работы; отбраковка труб; транспортировка труб к месту укладки их в траншею; раскладка труб по трассе; установка сварочного оборудования.

Полиэтиленовые газопроводы прокладывают на глубине не менее 1 м до верха трубы, а для районов с температурой наружного воздуха от -40°C на глубину не менее 1 м 40 см.

Трубы должны прокладываться с уклоном в сторону конденсато-сборника 1:500 или на 1 м длины газопровода подъем должен быть не более 5 см. Если уклон больше, то предусматривают мероприятия по предотвращению размыва траншей.

При укладке труб в траншее под трубы делается постель из песка толщиной не менее 10 см; засыпка также должна выполняться песком на 20 см, потом местным грунтом, если он не песчаный. Для нахождения с помощью приборов газопроводов в земле без их открытия рядом с газопроводом на расстоянии не более 20 см прокладывают алюминиевый или медный провод сечением 2,5—4 мм².

Опознавать трассу газопровода из полиэтиленовых труб за пределами населенного пункта следует путем установки специальных знаков, располагаемых на расстоянии не более 500 м друг от друга и на расстоянии 1 м от оси газопровода справа по ходу газа. На опознавательном знаке должна быть информация: ПЭ — полиэтиленовый газопровод, 06 — давление газа в МПа, ГАЗ — среда, ПК2 — номер ре-тера. Пересечение полиэтиленовых газопроводов с железными дорогами, с автомобильными дорогами I и II категорий, со скоростными дорогами выполняются из стальных труб по нормам стальных газопроводов.

Допускается выполнять пересечения и полиэтиленовыми трубами, при условии, что труба будет проложена в стальном футляре из длинномерных труб без сварных стыков. Трубы должны применяться марки ПСП. При монтаже полиэтиленовых газопроводов трубы соединяют электросваркой. Электросварные полиэтиленовые трубы выпускаются с электросварными раструбами или с ровными торцами.

Использование этих труб требует общих мер предосторожности: трубы с ровными торцами сваривают с использованием муфт. Сварка должна выполняться только при условии, что температура свариваемой поверхности, измеренная в верхней части трубы, находится в пределах от -5 до $+35^{\circ}\text{C}$. Место сварки должно быть защищено от воздействия солнечных лучей, т. е. нужно устанавливать зонты при проведении сварки при высоких температурах на улице. Если в процессе сварки стык по какой-либо причине не был до конца заварен, то этот стык должен быть вырезан и заварен новый. Для присоединения полизиленовых газопроводов к стальным должны использоваться неразъемные соединения «металл—пластмасса», выполненные в заводских условиях. При установке стальных запорных устройств используются также соединения «сталь—пластмасса» заводского изготовления.

Соединение труб. Основной способ соединения стальных труб при сооружении газопроводов — сварка, обеспечивающая прочность, плотность, надежность и безопасность эксплуатации газопроводов.

При этом применяют только такие методы сварки, которые обеспечивают надежную плотность сварного соединения; предел прочности сварного соединения не менее нижнего предела прочности металла трубы; угол загиба не менее 120° при всех видах электродуговой сварки и не менее 100° при газовой и контактной сварках.

Для сооружения распределительных и внутриобъектовых газопроводов наибольшее распространение получила ручная электродуговая и газовая сварка.

Газовая сварка применяется при сварке труб диаметром до 50 мм и толщиной стенок не более 5 мм и осуществляется за счет тепла, выделяющегося при горении ацетилено-кислородной смеси.

Ацетилен для сварки поставляют в специальных баллонах или получают на месте в переносных газогенераторных установках. При использовании газогенераторных установок ацетилен получают разложением карбida кальция в воде. Реакция протекает по уравнению $\text{CaC}_2 + 2\text{H}_2\text{O} = \text{C}_2\text{H}_2 + \text{Ca}(\text{OH})_2$.

На каждый килограмм карбida кальция затрачивается до 10 л воды, при этом образуется примерно 250 л ацетилена. Кислород доставляется к месту производства сварочных работ в баллонах вместимостью до 40 л и давлением 15 МПа. Для снижения давления ацетилена и кислорода применяют специальные редукторы.

На рис. 27 показана схема газовой сварки. Получение ацетилено-кислородной смеси и сжигание ее производятся в ручных свароч-

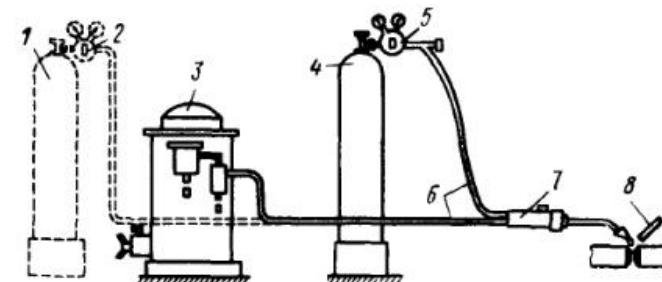


Рис. 27. Схема газовой сварки:

1 — баллон с ацетиленом, 2 — ацетиленовый редуктор, 3 — газогенератор, 4 — баллон с кислородом, 5 — кислородный редуктор, 6 — резинотканевые рукава, 7 — горелка или резак, 8 — проводка

ных горелках 7 со сменными наконечниками. Кислород и газ подаются в горелку по резинотканевым рукавам 6.

При сжигании ацетилено-кислородной смеси температура пламени достигает 3150°C , за счет этого оплавляются кромки соединяемых труб и сварочной проволоки.

Резку металла можно производить резаком. В этом случае вместо ацетилена используют сжиженный и природный газы, бензин. Газовая резка применяется для вырезки дефектных стыков, при врезках в газопроводы отводов, при монтаже фасонных частей газопроводов.

При ручной электродуговой сварке под действием теплоты электрической дуги, образующейся между электродом, подсоединенном к одному полюсу, и свариваемым материалом, подсоединенном к другому полюсу источника тока, оплавляются кромки свариваемых материалов и конец электрода.

Сварка может вестись на постоянном и переменном токе. Источником постоянного тока служат передвижные агрегаты САК, ПАС, имеющие генераторы постоянного тока и приводимые в действие двигателями внутреннего сгорания автомобильного типа. Источником переменного тока служат сварочные трансформаторы.

Ручная электродуговая сварка обеспечивает хорошее качество сварных соединений и широко распространена в городском газовом хозяйстве.

На рис. 28 показаны типы сварных соединений. Наибольшее распространение получило V-образное соединениестык, которое используется в трубах различных диаметров и разных методов сварки

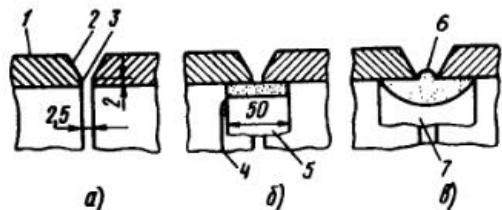


Рис. 28. Типы сварных соединений:

а — сварной V-образный стык; *б* — сварной стык с цилиндрическим подкладным кольцом; *в* — сварной стык с фасонным подкладным кольцом: 1 — газопровод, 2 — скошенная кромка трубы, 3 — притупление кромки, 4 — сварочная прихватка, 5 — цилиндрическое подкладное кольцо, 6 — буртик кольца, 7 — фасонное подкладное кольцо

при толщине стенки более 4 мм. Такое соединение требует тщательной обработки концов свариваемых труб.

Для ускорения процесса сварки и повышения надежности провара шва применяют подкладные кольца (рис. 27, *б*, *в*). Подкладное кольцо, создавая местные сужения, увеличивает сопротивления потоку газа. Поэтому для газопроводов низкого давления, а также других газопроводов диаметром менее 200 мм соединениястык с остающимся подкладным кольцом не рекомендуются.

При неправильной технологии сварочных работ сварочный шов может иметь дефекты (рис. 29). Некоторые из этих дефектов обнаруживаются с помощью внешнего осмотра. К таким дефектам относятся: подрез, чрезмерное или малое усиление шва, наружная трещина, пористость и зашлакованность шва.

Скрытые дефекты сварных швов выявляют физическими методами контроля (просвечиванием). К скрытым дефектам относятся: непровар корня, боковой непровар, прожог, внутренние трещины. Наиболее опасны также дефекты, как трещины, непровар корня шва, боковой непровар шва.

К производству сварочных работ на газопроводах допускаются сварщики, сдавшие соответствующий экзамен и имеющие специальные удостоверения. Каждому сварщику присваивают шифр, который он проставляет на расстоянии 30 мм от сваренных стыков. Качество сварочных работ периодически контролируют. При этом проводятся:

1. Проверка качества применяемых материалов.
2. Пооперационный контроль в процессе сборки сварки стыков. По внешнему виду сварные швы должны иметь слегка выпуклую поверхность и плавный переход к телу трубы. Высота усиления швов

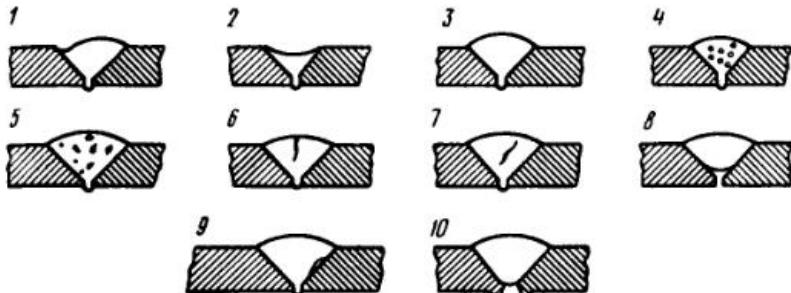


Рис. 29. Дефекты сварных стыков:

1 — подрез, *2* — отсутствие усиления, *3* — чрезмерное усиление, *4* — пористость, *5* — шлаковые включения, *6* — наружная трещина, *7* — внутренняя трещина, *8* — непровар корня шва, *9* — боковой непровар, *10* — прожог

должна составлять 1...3 мм, а ширина не превышать 2,5 толщины стенки труб.

3. Контроль физическими методами (рентгенено- или гамма-графированием и магнитографированием в сочетании с просвечиванием рентгенено- или гамма-лучами). Существуют специальные нормы испытания в зависимости от диаметра и назначения газопроводов, условий их эксплуатации и т. д.

Сварные стыки бракуют при наличии дефектов, установленных физическими методами контроля: трещин любых размеров и направлений; непровара по сечению шва; непровара в корне шва; газовых пор и шлаковых включений шва; скоплений газовых пор в отдельных участках шва.

4. Механические испытания стыков сварных швов подземных, надземных и внутренних газопроводов, сваренных электродуговой или газовой сваркой (независимо от рабочего давления).

Для механических испытаний стыков, сваренных электродуговой, газовой и прессовой сваркой, из стыка вырезаются три образца с неснятым усилием для испытаний на разрыв (растяжение) и не менее трех образцов со снятым усилием для испытаний на изгиб.

Сварные соединения должны иметь предел прочности не менее нижнего предела прочности основного металла трубы; угол загиба не менее 120°.

Результаты испытаний на растяжение и изгиб определяются как среднее арифметическое результатов, полученных при испытании образцов для указанных видов испытаний.

Результаты механических испытаний считаются неудовлетворительными, если среднее арифметическое результатов испытаний на растяжение и изгиб ниже установленных норм; результат испытаний хотя бы одного образца на 10 % ниже установленной нормы.

Механическое испытание сварных соединений труб диаметром менее 65 мм производится на целых стыках на растяжение и сплющивание. При этом половина вырезанных контрольных стыков испытывается на сплющивание и половина — на растяжение.

Результаты испытаний на сплющивание положительны, если величина просвета между сжимающими поверхностями пресса при появлении первой трещины на шве не превышает пять или шесть толщин стенки трубы.

При неудовлетворительных результатах механических испытаний образцов сварного шва при дуговой, газовой и прессовой сварке повторно испытывают удвоенное количество образцов. Если результаты этих испытаний будут неудовлетворительными хотя бы на одном образце, то все стыки, сваренные сварщиком, проверяют физическими методами контроля, а сварщика допускают к работе только после прохождения практики и получения положительных результатов при сварке пробного стыка.

На каждый участок стоящегося газопровода составляют сварочную схему, на которой указывают наименование объекта, номер стыка, расстояние между стыками, шифр сварщика, привязку стыков в характерных точках, стыки, проверенные физическими методами, а также места, в которых вырезаны стыки для механических испытаний.

Помимо сварных соединений на газопроводах применяют разъемные соединения, которые используют в местах установки отключающих устройств, компенсаторов, регуляторов давления, контрольно-измерительных приборов и другой арматуры.

К соединительным частям и деталям газопроводов и газового оборудования относят отводы, тройники, переходы, фланцы, заглушки, муфты, контргайки, сгоны и др.

Отводы бывают гнутые и сварные. Гнутые делают из бесшовных труб диаметром до 400 мм. Сварные отводы изготавливают для газопроводов диаметром более 150 мм. Предпочтительнее использовать гнутые отводы, так как у них меньше сварочных соединений и они создают незначительные сопротивления потоку газа.

Тройники или крестовины применяют для устройства ответвлений от газопровода в одну или две стороны. Они могут быть проходными и переходными. Переходы применяют в тех случаях, когда необ-

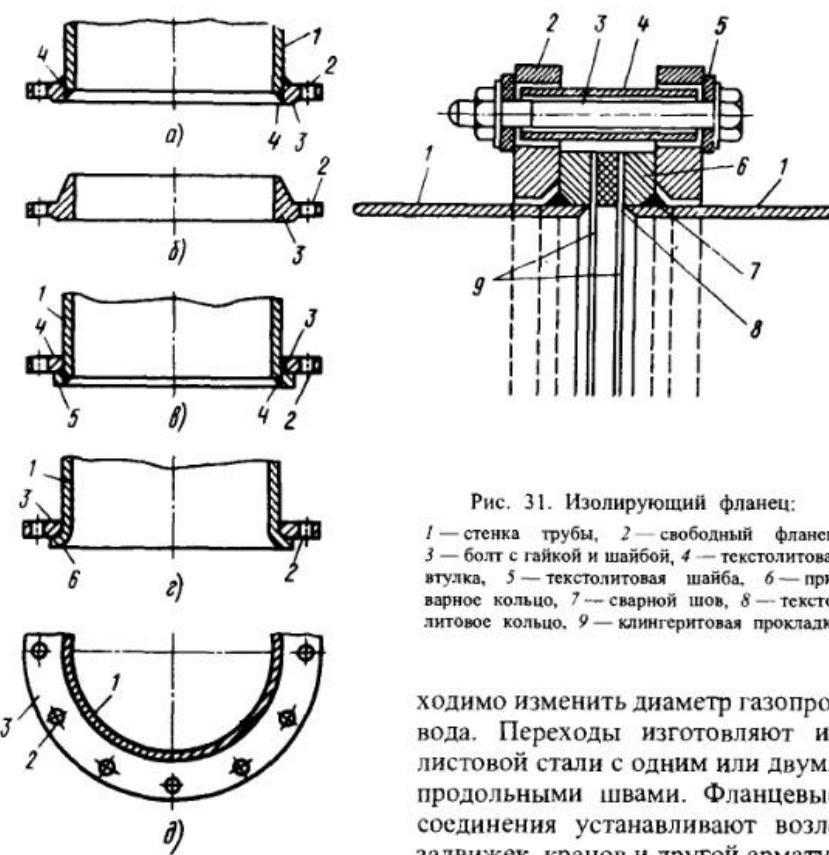


Рис. 30. Стальные фланцы:

- а — плоский приварной;
- б — приварной встык;
- в — свободный на приварном кольце;
- г — свободный на отбортованной трубе;
- д — на приварном кольце и отбортованной трубе: 1 — труба, 2 — отверстие для болтов, 3 — фланец, 4 — сварной шов, 5 — приварное кольцо, 6 — бурт

имеют разделанную кромку под сварку. Свободные фланцы не приваривают к трубам, а опирают на приварное кольцо или бурт отбортованной трубы. Фланцы крепят болтами, количество их зависит от диаметра присоединяемых труб.

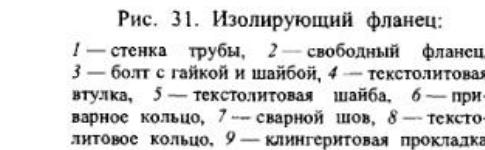


Рис. 31. Изолирующий фланец:

- 1 — стена трубы, 2 — свободный фланец,
- 3 — болт с гайкой и шайбой, 4 — текстолитовая втулка,
- 5 — текстолитовая шайба, 6 — приварное кольцо, 7 — сварной шов, 8 — текстолитовое кольцо, 9 — клингеритовая прокладка

ходимо изменить диаметр газопровода. Переходы изготавливают из листовой стали с одним или двумя продольными швами. Фланцевые соединения устанавливают возле задвижек, кранов и другой арматуры там, где необходимо иметь разъемное соединение. Различают следующие типы стальных фланцев (рис. 30): плоские приварные, встык, свободные на приварном кольце, свободные на отбортованной трубе. Фланцы, приваренные встык, для соединения с трубой

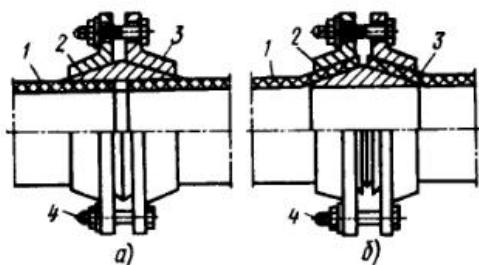


Рис. 32. Универсальное клиновое соединение:
а — конструкция для жестких труб; б — конструкция для полиэтиленовых труб: 1 — соединяемые трубы, 2 — уплотнительное кольцо, 3 — конические фланцы, 4 — соединительные болты

На качество фланцевых соединений влияет подготовка уплотнительных поверхностей, поэтому на каждом фланце делают не менее двух уплотнительных канавок. Герметичность фланцевых соединений обеспечивают различными прокладками толщиной 3...5 мм. Кроме паронита применяют маслобензостойкую резину, алюминий и медь.

Изолирующие фланцы (рис. 31) устанавливают на газопроводах для предотвращения движения буждающих токов из одной части трубопровода в другую. Во фланцевом соединении, состоящем из свободных фланцев на приваренных кольцах, устанавливают диэлектрические прокладки из паронита, текстолита, клингерита и др. Между приварными кольцами помещают текстолит, а для изоляции болтов используют изолирующие гильзы и шайбы.

Для соединения полиэтиленовых труб применяют контактную сварку встык или враструб. Соединяемые поверхности нагревают до 200° С, после чего концы труб сближают и осаживают под давлением. Винилластовые трубы сваривают и склеивают.

Для разъемных соединений пластмассовых труб, а также для их соединения с металлическими газопроводами используют фланцы.

Основным элементом для соединения винилластовых труб является уплотнительное кольцо с фиксирующим буртиком (рис. 32, а). При стягивании болтами фланцы движутся по конусной поверхности уплотнительного кольца и обеспечивают плотность соединения.

При соединении полиэтиленовых труб (рис. 32, б) уплотнительное кольцо из жесткого материала выполняется без буртика. Кольцо вставляется внутрь раструбов на концах полиэтиленовых труб.

5.5. Газовая арматура и оборудование

Газовой арматурой называют различные приспособления и устройства, монтируемые на газопроводах, аппаратах и приборах, с помощью которых осуществляется включение, отключение, изменение ко-

личества, давления или направления газового потока, а также удаление газов.

Требования к выбору газовой арматуры. При выборе газовой арматуры необходимо учитывать следующие свойства металлов и сплавов:

природный газ не воздействует на черные металлы, поэтому газовая арматура может быть изготовлена из стали и чугуна;

из-за более низких механических свойств чугунной арматуры она может применяться при давлениях не более 1,6 МПа;

при выборе чугунной арматуры необходимо создать такие условия, чтобы ее фланцы не работали на изгиб;

при существующих допустимых нормах содержания сероводорода в газе (2 г на каждые 100 м³) последний практически не воздействует на медные сплавы. Поэтому арматура для внутридомового газового оборудования может быть из медных сплавов.

Классификация газовой арматуры. 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.

Вся арматура, применяемая в газовом хозяйстве, стандартизована. По принятому условному обозначению шифр каждого изделия арматуры состоит из четырех частей.

На первом месте стоит номер, обозначающий вид арматуры (табл. 15). На втором — условное обозначение материала, из которого изготовлен корпус арматуры (табл. 16). На третьем — указывается порядковый номер изделия. На четвертом месте — условное обозначение материала уплотнительных колец: бр — бронза или латунь; нж — нержавеющая сталь; р — резина; э — эbonит; бт — баббит; бк — в корпусе и на затворе нет специальных уплотнительных колец.

Например, обозначение крана типа 11Б10бк можно расшифровать так: 11 — вид арматуры (кран), б — материал корпуса (латунь), 10 — порядковый номер изделия, бк — тип уплотнения (без колец).

Большинство видов арматуры состоит из запорного или дроссельного устройства. Эти устройства представляют собой закрытый

крышкой корпус, внутри которого перемещается затвор. Перемещение затвора внутри корпуса относительно его седел изменяет площадь прохода газа, что сопровождается изменением гидравлического сопротивления.

Таблица 15. Условные обозначения видов арматуры

Виды арматуры	Обозначение вида	Виды арматуры	Обозначение вида
Краны для трубопроводов	11	Клапаны обратные поворотные	19
Вентили запорные	14 и 15	Клапаны регулирующие	25
Клапаны обратные подъемные	16	Задвижки запорные	30,31
Клапаны предохранительные	17	Затворы	32

Таблица 16. Условные обозначения материалов корпуса

Материалы корпуса	Обозначение материала	Материалы корпуса	Обозначение материала
Сталь углеродистая	с	Латунь и бронза	б
Сталь кислотостойкая и нержавеющая	иж	Винилласт	вп
Чугун серый	ч	Сталь легированная	лс
Чугун ковкий	кч	Алюминий	а

В запорных устройствах поверхности затвора и седла, соприкасающиеся во время отключения частей газопровода, называют уплотнительными. В дроссельных устройствах поверхности затвора и седла, образующие регулируемый проход для газа, называют дроссельными.

Запорная арматура. К запорной арматуре относятся различные устройства, предназначенные для герметичного отключения отдельных участков газопровода. Они должны обеспечивать герметичность отключения, быстроту открытия и закрытия, удобство в обслуживании и малое гидравлическое сопротивление.

В качестве запорной арматуры на газопроводах применяются задвижки, краны, вентили, гидравлические затворы.

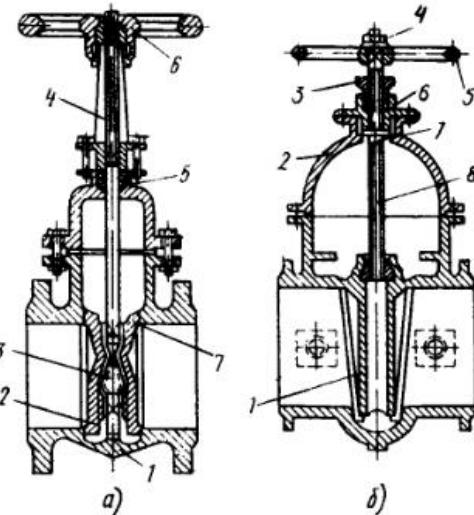
Важное значение имеет правильный выбор соответствующей арматуры. Например, на газопроводах среднего и высокого давления преимущественно устанавливают задвижки, а на газопроводах низко-

го давления помимо задвижек монтируют также гидразатворы. Газопроводы, прокладываемые внутри помещений, должны иметь краны.

Наиболее распространенным видом запорной арматуры являются задвижки (рис. 33), в которых поток газа или полное его прекращение регулируют изменением положения затвора вдоль уплотняющих поверхностей. Это достигается вращением шпинделя. Шпиндель может быть выдвижным или невыдвижным. Невыдвижной шпиндель при вращении маховика помещается вокруг своей оси вместе с маховиком. В зависимости от того, в какую сторону вращается маховик, нарезная втулка затвора перемещается по резьбе на нижней части шпинделя вниз или вверх и соответственно опускает или поднимает затвор задвижки. Задвижки с выдвижным шпинделем обеспечивают перемещение шпинделя и связанного с ним затвора путем вращения резьбовой втулки, закрепленной в центре маховика.

Для газопроводов с давлением до 0,6 МПа используют задвижки из серого чугуна, а для газопроводов с давлением более 0,6 МПа — из стали.

Затворы задвижек могут быть параллельными и клиновыми. У параллельных уплотнительные поверхности расположены параллельно, между ними находится распорный клин. При закрытии задвижки клин упирается в дно затвора и раздвигает диски, которые своими уплотнительными поверхностями создают необходимую плотность. В клиновых затворах боковые поверхности затвора расположены не парал-



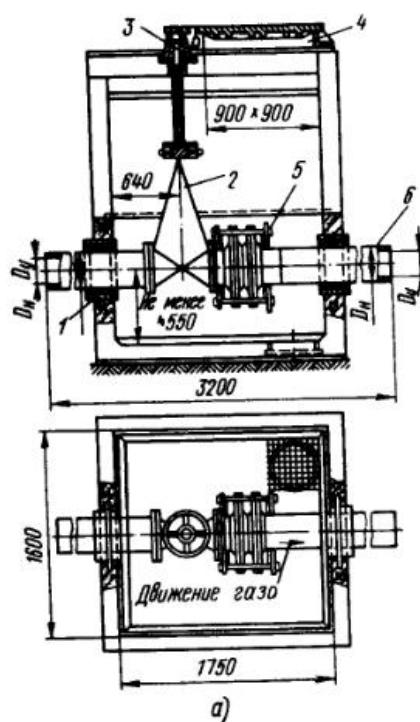


Рис. 34. Устройство газовых колодцев:

a — установка задвижки в колодце:
1 — футляр, 2 — задвижки, 3 — ковер,
4 — люк, 5 — линзовый компенсатор,
6 — газопровод; *б* — устройство мало-
габаритного колодца: 1 — отвод, 2 —
кран, 3 — прокладка, 4 — болт с гайкой,
5 — стена колодца

ельно, а наклонно. Причем эти задвижки могут быть со сплошным затвором и затвором, состоящим из двух дисков. На подземных газопроводах целесообразно устанавливать параллельные задвижки.

Однако задвижки не всегда обеспечивают герметичность отключения, так как часто уплотнительные поверхности и дно задвижки загрязняются. Кроме того, при эксплуатации задвижек неполностью открытым затвором диски истираются и приходят в негодность.

Устранение указанных недостатков связано с большими трудностями. Все отремонтированные и вновь устанавливаемые задвижки необходимо проверять на плотность керосином. Для этого задвижку следует установить в горизонтальное положение и залить сверху керосин, с другой стороны затвор окрашивают мелом. Если задвижка плотная, то на затворе не будет керосиновых пятен.

На подземных газопроводах задвижки монтируют в специальных колодцах (рис. 34) из сборного железобетона или красного кирпича.

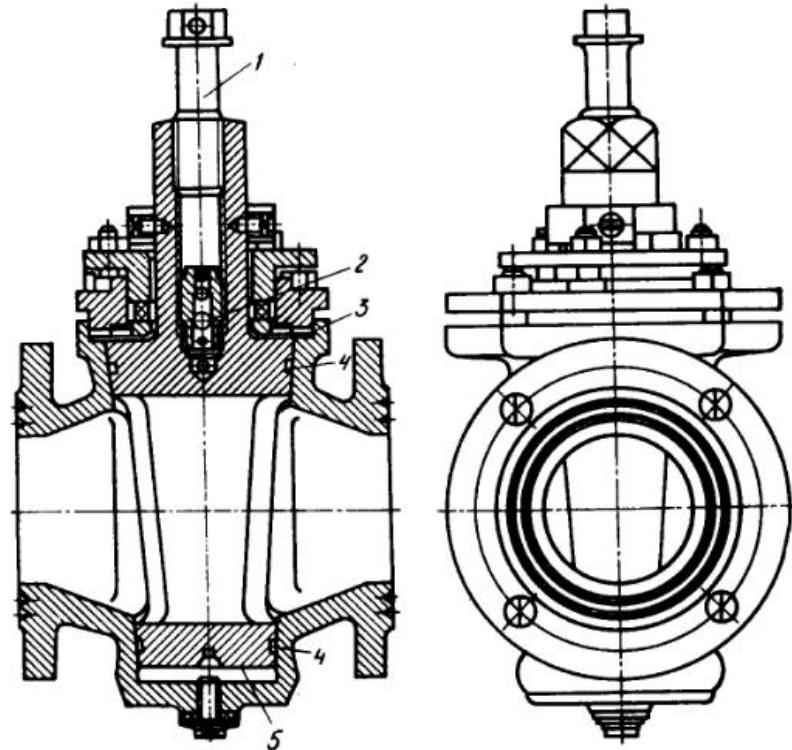


Рис. 35. Чугунный кран со смазкой под давлением:
1 — болт, 2 — шариковый клапан, 3 — прокладка, 4 — каналы, 5 — основание пробки

Перекрытие колодца должно быть съемным для удобства его разборки при производстве ремонтных работ.

Колодцы имеют люки, которые легко открываются для осмотра и производства ремонтных работ. На проезжей части дороги люки устанавливают на уровне дорожного покрытия, а на незамощенных проездах — выше уровня земли на 5 см с устройством вокруг люков отмостки шириной 1 м. Там, где это возможно, рекомендуется управление задвижкой вывести под ковер.

В местах пересечения газопроводами стенок колодца устанавливают футляры, которые для плотности задельывают битумом. Колодцы должны быть водонепроницаемыми. Эффективным средством против

проникновения грунтовых вод является гидроизоляция стенок колодцев. На случай проникновения воды в колодцах устраивают специальные приемки для ее сбора и удаления.

На газопроводах диаметром до 100 мм при транспортировании осущененного газа устраивают малогабаритные колодцы (рис. 33, б) с установкой арматуры в верхней части, что обеспечивает обслуживание арматуры с поверхности земли. В таких колодцах вместо задвижек устанавливают краны.

Удобнее обслуживать краны (рис. 35) с принудительной смазкой. Герметизация в кране достигается за счет введения между уплотняющими поверхностями специальной консистентной смазки под давлением. Заправленная в пустотелый канал верхней части пробки смазка завинчиванием болта 1 нагнетается по каналам 4 в зазор между корпусом и пробкой. Пробка несколько приподнимается вверх, увеличивая зазор и обеспечивая легкость поворота. Шариковый клапан 2 и латунная прокладка 3 предотвращают выдавливание смазки и проникновение газа наружу.

Помимо кранов со смазкой применяют простые поворотные краны, которые подразделяются на натяжные, сальниковые и самоуплотняющиеся. Эти краны устанавливают на надземных и внутриобъектовых газопроводах и вспомогательных линиях (импульсные и продувочные газопроводы, головки конденсатосборников, вводы).

В натяжных кранах взаимное прижатие уплотнительных поверхностей пробки и корпуса достигается навинчиванием натяжной гайки на резьбовой конец пробки, снабженный шайбой.

Для создания натяжения пробки конец ее конической части не должен доходить до шайбы на 2...3 мм, а нижняя часть внутренней поверхности корпуса иметь цилиндрическую выточку. Это дает возможность по мере износа пробки крана опускать ее ниже, натягивая гайку хвостовика, и тем самым обеспечивать плотность.

Гидравлические затворы (рис. 36) являются простым и плотным запорным устройством для подземных газопроводов низкого давления. Преимущества гидрозатвора: отсутствие необходимости в сооружении колодца, надежность и плотность отключения, возможность использования в качестве сборников конденсата.

Как видно из рис. 36, через верхнюю часть горшка проходит трубка диаметром 25 мм; нижняя часть трубки скосена для увеличения ее площади и предотвращения засорения. Трубку выводят под ковер и закрывают дюймовой пробкой. В гидравлических затворах высота стол-

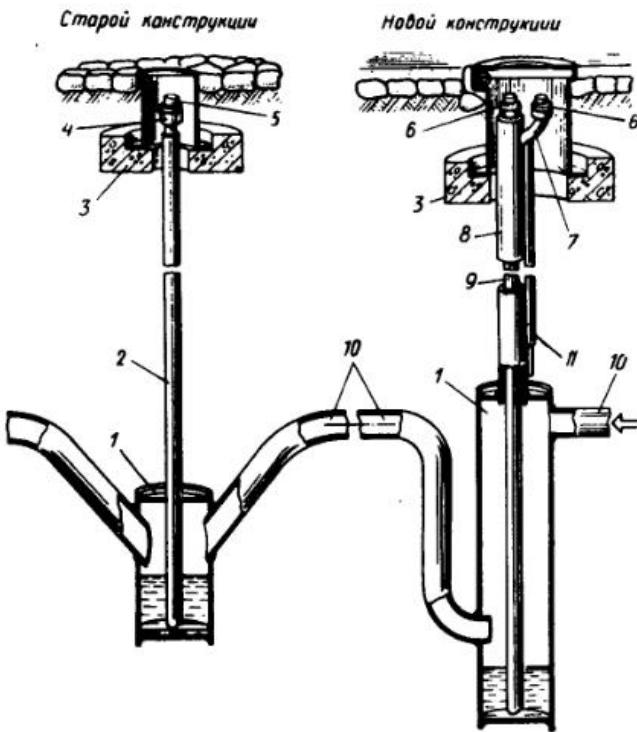


Рис. 36. Гидравлические затворы:

1 — корпус, 2 — трубка, 3 — подушка под ковер железобетонная, 4 — муфта, 5 — пробка, 6 — прокладка, 7 — продувочный патрубок, 8 — кожух, 9 — внутренняя трубка, 10 — газопровод, 11 — электрод заземления

ба воды должна быть на 200 мм больше, чем максимальное рабочее давление газа.

Для отключения подачи газа пробку на стояке отвертывают и заливают в затвор воду или другую жидкость, уровень которой зависит от давления газа. Уровень воды в гидравлическом затворе замеряют металлическим прутком, опущенным через трубку. Для возобновления подачи газа жидкость из гидрозатвора удаляют ручным насосом или мотонасосом.

В гидрозатворе усовершенствованной конструкции установлена дополнительная продувочная трубка диаметром 40 мм, к которой приварен отвод диаметром 20 мм. Трубка для откачки воды проходит через продувочный стояк. Подключение плечей гидрозатвора на разных

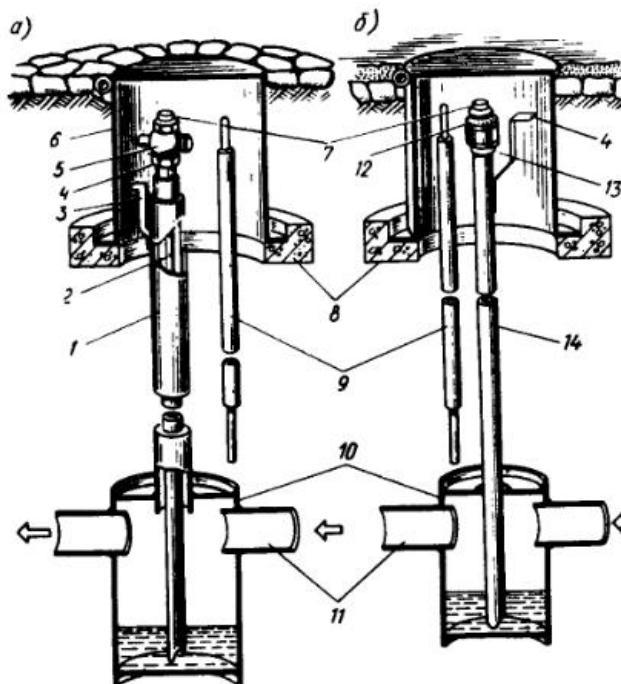


Рис. 37. Конденсатосборники:

а — высокого давления, *б* — низкого давления; 1 — кожух, 2 — внутренняя трубка, 3 — контакт, 4 — контргайка, 5 — краи, 6 — ковер, 7 — пробка, 8 — подушка под ковер железобетонная, 9 — электрод заземления, 10 — корпус конденсатосборника, 11 — газопровод, 12 — прокладка, 13 — муфта, 14 — стояк

уровнях обеспечивает одновременное отключение газопровода и продувку газа. В этом случае достаточно залить водой только нижнюю часть горшка и вывернуть пробку для продувки газа.

Конденсатосборники. Опыт эксплуатации подземных газопроводов показывает, что в них часто обнаруживается вода и конденсат. В составе конденсата преобладает вода, которая выделяется из влажных газов при понижении их температуры. Помимо воды из газа конденсируются тяжелые углеводороды. Иногда в газопроводах обнаруживается вода, оставшаяся в них при производстве строительных работ. Для сбора и удаления конденсата и воды в низких точках газопроводов сооружаются конденсатосборники (рис. 37).

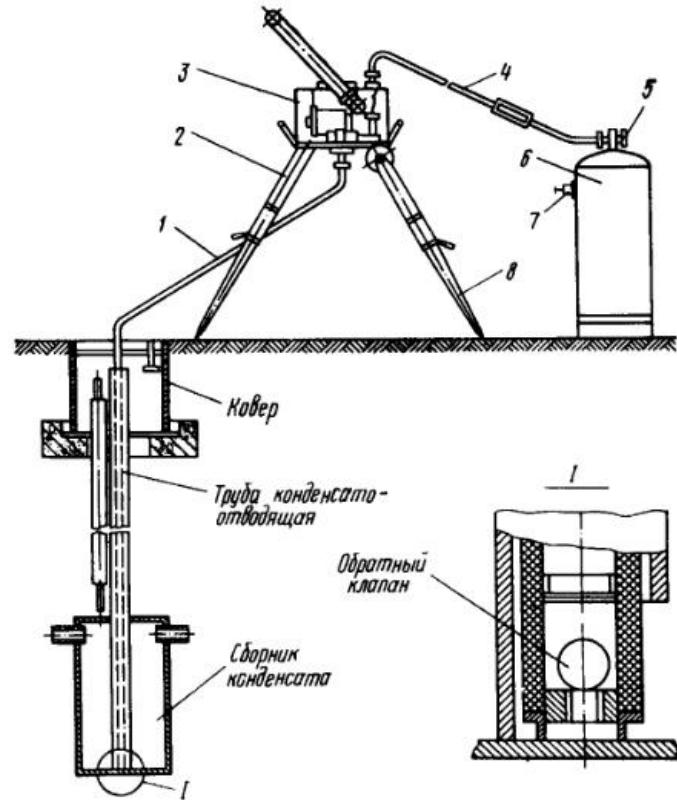


Рис. 38. Схема установки для ручной откачки конденсата (УОКР-04):

1 — всасывающий рукав, 2 — штатив, 3 — насос БКФ-4, 4 — нагнетательный рукав, 5 — кинетили, 6 — баллон, 8 — ножка

В зависимости от влажности транспортируемого газа они могут быть большей емкости — для влажного газа и меньшей — для сухого газа. В зависимости от величины давления газа они разделяются на конденсатосборники низкого, среднего и высокого давления.

Конденсатосборник низкого давления представляет собой емкость, снабженную дюймовой трубкой. Как и у гидрозатвора, эта трубка выведена под ковер и заканчивается муфтой и пробкой. Через трубку удаляют конденсат, продувают газопровод и замеряют давление газа.

Эксплуатация конденсатосборников низкого давления и гидравлических затворов в условиях низких температур представляет определенные трудности.

Во многих газовых хозяйствах внедрена установка для откачки конденсата УОКР-04 (рис. 38), которая входит в состав комплекта аварийно-ремонтной машины. Насос (БКФ-4) 3 крепится к основанию штатива 2 тремя болтами. Штатив состоит из основания, двух складных стоек и четырех убирающихся ножек 8. Для подключения установки у штатива раздвигают до упора стойки и выдвигают ножки. Один конец всасывающего рукава 1 подсоединяют к всасывающему патрубку насоса, другой опускают через стояк до дна конденсатосборника. На конце всасывающего рукава имеется приемный клапан. Насос подсоединяют к баллону через нагнетательный рукав 4, после чего открывают вентили 5 и 7 и качанием ручки приводят установку в действие. Всасывание конденсата происходит через приемный клапан рукава, а нагнетание — через нагнетательный клапан насоса. Нагнетаемая жидкость поступает в баллон по рукаву. В нагнетательном рукаве имеется прозрачная вставка, через которую можно наблюдать за поступлением конденсата в баллон.

Конденсатосборники среднего и высокого давления по конструкции несколько отличаются от конденсатосборников низкого давления. В них имеется дополнительная защитная трубка, а также кран на внутреннем стояке. Отверстие в верхней части стояка служит для выравнивания давления газа в стояке и футляре. Если бы отверстия не было, то конденсат под давлением газа постоянно заполнял бы стояк, что при пониженных температурах вызывает замерзание конденсата и разрыв стояков.

Под действием давления газа происходит автоматическая откачка конденсата.

При закрытом кране газ оказывает противодействие на конденсат, который под действием своей массы опускается вниз. При открытии крана противодействие прекращается и конденсат выходит на поверхность. Чем больше давление газа, тем быстрее и лучше будет опорожняться конденсатосборник.

Компенсаторы. Газопровод длиной в 1 км при нагревании на 1°C удлиняется в среднем на 12 мм. Под действием температурных изменений возникают усилия, которые могут привести к сжатию или растяжению газопроводов. Если газопровод не имеет возможности свободно изменять свою длину, то в стенах газопровода возникнут до-

полнительные напряжения. Эти напряжения можно определить по формуле

$$H = \epsilon Et, \quad (39)$$

где H — напряжение, возникающее в трубе, МПа; ϵ — относительное удлинение трубы на 1°C , равное $12 \cdot 10^{-6}$ м; E — модуль упругости, равный $0,21 \cdot 10^6$ МПа; t — изменение температуры газопровода, 0°C .

После подстановки цифровых величин в формулу получим $H = 12 \times 10^{-6} \cdot 0,21 \cdot 10^6 = 2,5$ МПа.

В процессе эксплуатации наземных газопроводов величина изменения температуры может достигать нескольких десятков градусов, что вызывает напряжения в несколько десятков МПа. Поэтому для предотвращения разрушения газопроводов от температурных усилий необходимо обеспечить его свободное перемещение. Устройствами, обеспечивающими свободное перемещение труб, являются компенсаторы — линзовидные либо П-образные. На подземных газопроводах наибольшее распространение получили линзовидные компенсаторы (рис. 39).

Компенсатор имеет волнистую поверхность, которая меняет свою длину в зависимости от температуры газопровода и предохраняет его от деформаций.

Линзовидные компенсаторы изготавливают сваркой из штампованных полулинз. Для уменьшения гидравлических сопротивлений и предотвращения засорения внутри компенсатора устанавливают направляю-

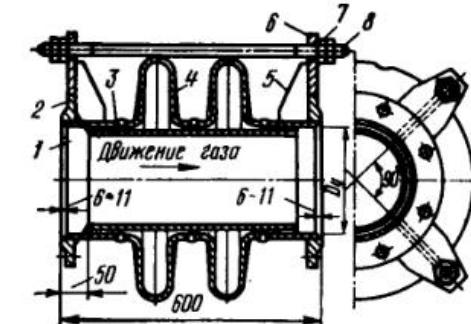


Рис. 39. Линзовидный компенсатор:
1 — патрубок, 2 — фланец, 3 — рубашка, 4 — полулинза,
5 — ребро, 6 — лапа, 7 — гайка, 8 — тяга

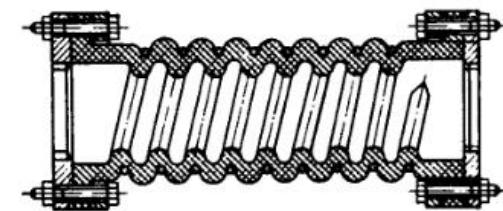


Рис. 40. Резинотканевый компенсатор

щий патрубок, приваренный к внутренней поверхности компенсатора со стороны входа газа. Нижняя часть линз через отверстия в направляющем патрубке заливается битумом для предупреждения скопления и замерзания в них воды. При монтаже компенсатора в зимнее время его необходимо немного растянуть, в летнее — сжать стяжными тягами. После монтажа тяги надо снять.

Компенсаторы при установке их рядом с задвижками или другими видами запорных и регулирующих устройств обеспечивают возможность свободного демонтажа фланцевой арматуры и замены прокладок.

Компенсаторы при наличии чугунной арматуры необходимо устанавливать в колодцах и на газопроводах, проложенных по мостам и эстакадам.

Лиро- и П-образные компенсаторы устанавливают в малогабаритных колодцах и наружных газопроводах.

Большим достоинством обладают резинотканевые компенсаторы (рис. 40). Они способны воспринимать деформации не только в продольном, но и в поперечном направлениях. Это позволяет использовать их для газопроводов, прокладываемых на территориях горных выработок и в районах с явлениями сейсмичности.

5.6. Приемка и ввод газопроводов в эксплуатацию

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 включают представителей: заказчика (председатель комиссии), генерального подрядчика и эксплуатационной организации (предприятия газового хозяйства или газовой службы предприятия). Представителя органов Госгортехнадзора Российской Федерации включают в состав приемочной комиссии при приемке объектов, подконтрольных этим органам.

Генеральный подрядчик на каждый законченный объект системы газоснабжения предъявляет приемочной комиссии в одном экземпляре следующую документацию:

комплект рабочих чертежей на строительство предъявляемого к приемке объекта с надписями, сделанными лицами, ответственными за производство строительно-монтажных работ, о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам или внесенным в них проектной организацией изменениям;

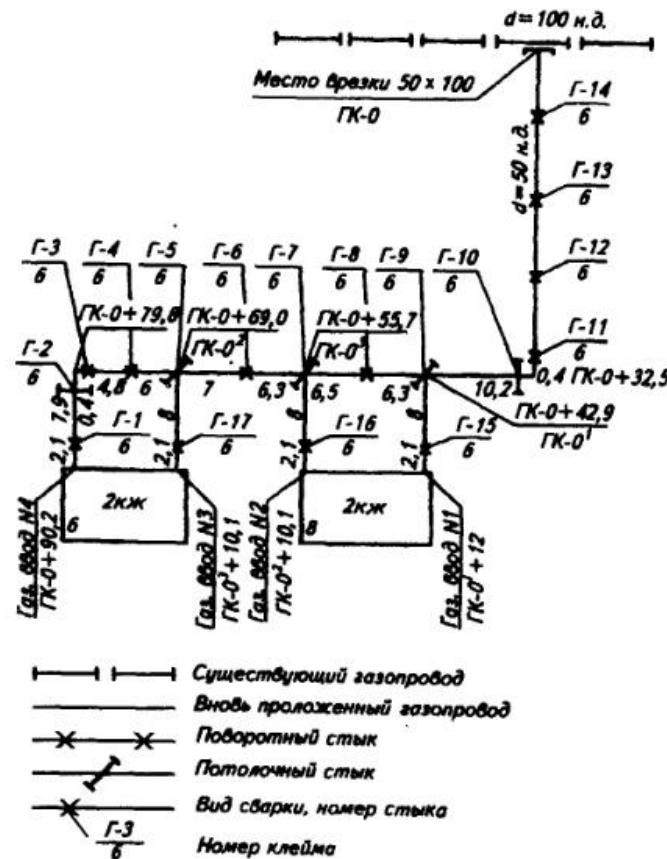


Рис. 41. Схема сварных стыков газопровода

сертификаты заводов-изготовителей (их копии; извлечения из них, заверенные лицом, ответственным за строительство объекта) на трубы, фасонные части, сварочные и изоляционные материалы;

технические паспорта заводов-изготовителей или их копии на оборудование, узлы, соединительные детали, изоляционные покрытия, изолирующие фланцы, арматуру диаметром выше 100 мм, а также другие документы, удостоверяющие качество оборудования (изделий);

строительный паспорт и протоколы проверки качества сварных стыков по формам СНиП 3.05.02—88*.

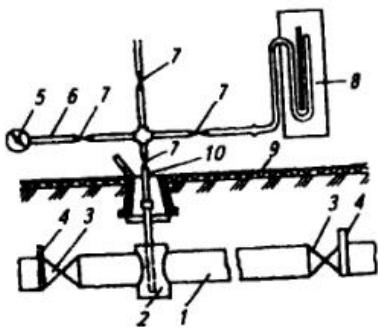


Рис. 42. Схема установки для испытания подземных газопроводов на плотность:

1 — газопровод, 2 — конденсатосборник, 3 — задвижки, 4 — заглушки, 5 — пружинный манометр, 6 — трубопровод от компрессора, 7 — краны, 8 — ртутный манометр, 9 — дорожное покрытие, 10 — продувочная свеча

акт разбивки и передачи трассы для подземного газопровода; журнал учета работ (для подземных газопроводов протяженностью выше 100 м) — по требованию заказчика;

акт приемки предусмотренных проектом установок электрохимической защиты;

схему сварных стыков подземных газопроводов (рис. 41).

Приемочная комиссия должна проверить представленную исполнительную документацию и соответствие смонтированного газопровода этой документации, требованиям СНиП и Правил безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора РФ.

Комиссия имеет право проверить любые участки газопровода: провесы, разборку, просвечивание или вырезку стыков, а также повторное испытание газопроводов.

Если объект принят, то оформляют акт, являющийся разрешением на ввод газопроводов в эксплуатацию.

Важный этап ввода газопроводов в эксплуатацию — их испытание на прочность и герметичность.

Испытание газопроводов на прочность и герметичность. Газопроводы на прочность и герметичность испытывают воздухом. Испытанием на прочность проверяют качество сварных соединений и механическую прочность труб. Для удобства выявления и устранения различных дефектов газопровод присыпают на высоту 20...25 см, места соединений оставляют доступными для осмотра. Стыки сварных соединений газопроводов низкого и среднего давлений не изолируют и не засыпают, за исключением случаев, когда все стыки проверены физическими методами контроля. При испытаниях на прочность газопровод выдерживают под давлением не менее 1 ч, после чего давление снижают до величины, необходимой для испытания на герметичность (табл. 17).

Испытание на герметичность производят после засыпки газопровода и выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой

вой грунта, окружающего газопровод. На рис. 42 показана схема установки для испытания подземных газопроводов на герметичность. Длительность испытания не менее 24 ч. Газопровод считается выдержавшим испытание на герметичность, если фактические падения давления за время испытания не превышают допустимой величины, определяемой по соответствующим формулам. Например, для газопроводов, состоящих только из труб одного диаметра, пользуются формулой (40), а для газопроводов, состоящих из участков труб различных диаметров, — формулой (41).

$$\Delta p_{adm} = 20T/d, \quad \Delta p'_{adm} = 150T/d, \quad (40)$$

где Δp_{adm} — допустимое падение давления, кПа; $\Delta p'_{adm}$ — то же, мм рт. ст.; T — продолжительность испытания, ч; d — внутренний диаметр газопровода, мм.

Если испытываемый газопровод состоит из участков труб разных диаметров $d_1, d_2, d_3, \dots, d_n$, то величину d определяют по формуле

$$d = \frac{d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + \dots + d_n^2 l_n}{d_1 l_1 + d_2 l_2 + \dots + d_n l_n}, \quad (41)$$

где d_1, d_2, \dots, d_n — внутренние диаметры участков газопроводов, мм; l_1, l_2, \dots, l_n — длины участков газопроводов соответствующих диаметров, м.

Фактическое падение давления в газопроводах Δp_f , кПа (мм рт. ст.) за время их испытания на герметичность

$$\Delta p_f = (p_1 + B_1) - (p_2 + B_2), \quad (42)$$

где p_1 и p_2 — избыточное давление в газопроводе в начале и конце испытания по показаниям манометра, кПа (мм рт. ст.); B_1 и B_2 — то же по показаниям барометра, кПа (мм рт. ст.).

Если потеря давления больше допустимой, то газопровод до устранения дефектов в эксплуатацию не принимают. На прочность и герметичность испытывают также газопроводы и арматуру, установленные в ГРП.

Испытание можно проводить в целом или по частям (до и после регулятора давления газа). Если испытание проводится в целом, то нормы испытательных давлений принимаются по давлению газа до регулятора. При испытании ГРП по частям нормы испытательных давлений принимаются отдельно до регулятора давления и после него.

В таблице 17 приведены нормы испытательных давлений на прочность и герметичность для газопроводов и ГРП.

Таблица 17. Нормы испытательных давлений для газопроводов и ГРП

Сооружения	Нормы испытаний					Примечания	
	на прочность		на герметичность				
	испытательное давление, МПа (кгс/см ²)	продолжительность испытания, ч	испытательное давление, МПа (кгс/см ²)	продолжительность испытания, ч	допускаемое падение давления		
<i>Подземные газопроводы</i>							
1. Газопроводы низкого давления до 0,005 МПа (0,05 кгс/см ²) (кроме газопроводов, указанных в поз. 2)	0,6 (6)	1	0,1 (1)	24	Определяется по нормам испытаний	—	
2. Вводы низкого давления до 0,005 МПа (0,05 кгс/см ²) условным диаметром до 100 мм при их раздельном строительстве с уличными газопроводами	0,1 (1)	1	0,1 (1)	1	То же	—	
3. Газопроводы среднего давления свыше 0,005 до 0,3 МПа (свыше 0,05 до 3 кгс/см ²)	0,6 (6)	1	0,3 (3)	24	»	—	
4. Газопроводы высокого давления свыше 0,3 до 0,6 МПа (свыше 3 до 6 кгс/см ²)	0,75 (7,5)	1	0,6 (6)	24	»	—	
5. Газопроводы высокого давления: свыше 0,6 до 1,2 МПа (свыше 6 до 12 кгс/см ²)	1,5 (15)	1	1,2 (12)	24	»	—	
свыше 0,6 до 1,6 МПа (свыше 6 до 16 кгс/см ²) для сжиженных газов	2,0 (20)	1	1,6 (16)	24	»	—	
<i>Надземные газопроводы</i>							
6. Газопроводы низкого давления до 0,005 МПа (0,05 кгс/см ²) (кроме газопроводов, указанных в поз. 7)	0,3 (3)	1	0,1 (1)	0,5	Видимое падение давления по манометру не допускается	—	
7. Вводы низкого давления до 0,005 МПа (0,05 кгс/см ²) условным диаметром до 100 мм при их раздельном строительстве с уличными газопроводами	0,1 (1)	1	0,01 (0,1)	0,5	То же	—	

8. Газопроводы среднего давления свыше 0,005 до 0,3 МПа (свыше 0,05 до 3 кгс/см ²)	0,45 (4,5)	1	0,3 (3)	0,5	Видимое падение давления по манометру не допускается То же	—
9. Газопроводы высокого давления свыше 0,3 до 0,6 МПа (свыше 3 до 6 кгс/см ²)	0,75 (7,5)	1	0,6 (6)	0,5		—
10. Газопроводы высокого давления: свыше 0,6 до 1,2 МПа (свыше 6 до 12 кгс/см ²)	1,5 (15)	1	1,2 (12)	0,5	»	—
свыше 0,6 до 1,6 МПа (свыше 6 до 16 кгс/см ²)	2,0 (20)	1	1,6 (16)	0,5	»	—
<i>Газопроводы и оборудование ГРП</i>						
11. Газопроводы и оборудование низкого давления до 0,005 МПа (0,05 кгс/см ²)	0,3 (3)	1	0,1 (1)	12	1 % испытательного давления	Не распространяется на ГРП шкафного типа, так как они испытываются на заводах-изготовителях
12. Газопроводы и оборудование среднего давления свыше 0,005 до 0,3 МПа (свыше 0,05 до 3 кгс/см ²)	0,45 (4,5)	1	0,3 (3)	12	То же	То же
13. Газопроводы и оборудование высокого давления свыше 0,3 до 0,6 МПа (свыше 3 до 6 кгс/см ²)	0,75 (7,5)	1	0,6 (6)	12	»	»
14. Газопроводы и оборудование высокого давления свыше 0,6 до 1,2 МПа (свыше 6 до 12 кгс/см ²)	1,5 (15)	1	1,2 (12)	12	»	»

Ввод газопроводов в эксплуатацию. До пуска газа в газопроводы необходимо осмотреть газовые сети и ГРП и проверить исправность всего оборудования. Затем все газопроводы подвергают контрольной опрессовке воздухом на давление 20 000 Па (20 кПа). Падение давления не должно превышать 100 Па в 1 ч, после чего приступают к пуску газа. Газопроводы при заполнении газом следует продувать до вытеснения всего воздуха.

Окончание продувки определяют путем анализа отбираемых проб, при этом содержание кислорода в газе не должно превышать 1 %. Во время продувки газопроводов газовоздушная смесь должна выпускаться в места, где исключена возможность попадания ее в здания, а также воспламенения от источников огня.

Контрольные вопросы и задания.

1. Как производится добыча газа из месторождений и его транспортирование по магистральным газопроводам?
2. Какие существуют системы газоснабжения городов?
3. Как выбирают трассу газопроводов и какие существуют правила заложения газопроводов в грунт?
4. Как осуществляется пересечение газопроводов с различными препятствиями?
5. Какие трубы и соединительные части применяют для сооружения газопроводов?
6. Как осуществляют контроль за качеством сварки газопроводов? Какие требования предъявляют к сварным соединениям?
7. Какие сооружения устанавливают на газопроводах?
8. Какие вы знаете типы запорной арматуры и оборудования на газопроводах?
9. Расскажите об устройстве газовых колодцев.
10. Для чего служат конденсатосборники, чем они отличаются от гидрозатворов?
11. Объясните принцип действия компенсаторов.
12. Как применяют газопроводы в эксплуатацию? Как испытывают газопроводы на прочность и герметичность?
13. Как производят пуск газа в газопроводы?
14. Расскажите о продувке газопроводов газом, какие меры безопасности при этом надо соблюдать.

ГЛАВА 6

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

6.1. Режим работы систем газоснабжения

Строительство систем газоснабжения городов и населенных пунктов производится по специально разработанным проектам, в основу которых берется годовое потребление газа различными потребителями. Расчет годового потребления газа каждым потребителем проводится по установленным удельным нормам теплопотребления, преду-

смотренным СНиП. После этого определяют максимальный часовой расход, на который рассчитывают системы газоснабжения городов и населенных пунктов.

Рекомендуется расчетный часовой расход газа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды определять как долю годового расхода газа по формуле

$$Q_{\text{рч}} = K_m \cdot Q_{\text{год}}, \quad (44)$$

где $Q_{\text{рч}}$ — расчетный часовой расход газа, м³; K_m — коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому расходу газа (коэффициент часового максимума); $Q_{\text{год}}$ — годовой расход газа, м³/год.

При этом коэффициент часового максимума расхода газа следует принимать дифференцированно по отдельным районам газоснабжения, сети которых представляют самостоятельные системы.

Значения коэффициентов часового максимума расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды приводятся в зависимости от численности населения, снабженного природным газом, а также для нужд коммунально-бытовых потребителей.

Так коэффициент часового максимума K_m на хозяйственно-бытовые нужды для города, снабженного газом, с числом жителей, равным 500 тыс. человек, составляет $1/300$, а для города со 100-тысячным населением $1/2800$, для предприятия общественного питания $1/2000$ (без учета газа на отопление и вентиляцию).

Расчетный часовой расход газа на технологические и отопительные нужды сельскохозяйственных, коммунально-бытовых и промышленных предприятий определяют по формуле (44) с применением коэффициентов часового максимума с учетом изменений к. п. д. приборов и агрегатов при работе на газообразном топливе.

Значения коэффициентов часового максимума расхода газа для промышленных предприятий рекомендуется устанавливать при проектировании на основании данных о режимах топливопотребления и характере производства для каждого предприятия в отдельности. Расчетные часовые расходы газа на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение следует определять в соответствии с указаниями на проектирование отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, горячего водоснабжения.

Расчетный расход газа на участках распределительных газопроводов низкого давления, имеющих путевые расходы газа, определяют

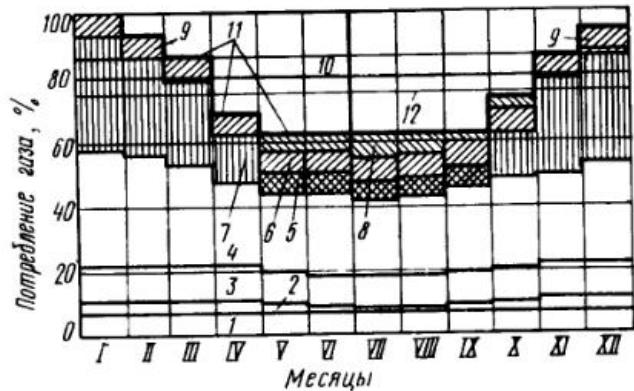


Рис. 43. Годовой график потребления газа:

1 — потребление газа как сырья, 2 — коммунально-бытовое потребление, 3 — потребление промышленными печами, 4 — потребление в котельных для выработки технологического пара, 5 — закачка газа в подземное хранилище, 6, 8 — постоянное и сезонное потребление газа электростанциями, 7 — потребление газа котельными, 9 — отбор газа из подземного хранилища, 10 — неравномерность, покрываемая магистральным газопроводом, 11 — линия подачи газа магистральным газопроводом, 12 — линия подачи газа (средняя)

как сумму транзитного и половину путевого расхода газа на данном участке.

Потребление газа изменяется по часам суток, дням недели, месяцам года. В зависимости от периода, в течение которого потребление принимают постоянным, различают:

сезонную неравномерность, или неравномерность по месяцам года;

суточную неравномерность, или неравномерность по дням недели, месяца или года;

часовую неравномерность, или неравномерность по часам суток.

Неравномерность потребления газа определяется рядом факторов: укладом жизни населения, климатическими условиями, характеристики газового оборудования различных потребителей газа, режимом работы предприятий.

Теоретический расчет влияния этих факторов не представляется возможным, поэтому очень важно накопление, обработка и изучение опытных данных. На рис. 43 показан совмещенный годовой график потребления газа несколькими городами.

Анализ этого графика позволяет сделать следующие выводы:

для различных категорий потребителей газа характерна неравномерность потребления газа;

сезонная неравномерность зависит от отопительной нагрузки, которая во многом определяется температурой наружного воздуха. Максимальный расход газа приходится на зимние месяцы, а летом, когда отопительные котлы не работают, расход газа минимальный;

наиболее равномерно по месяцам потребляют газ промышленные предприятия. Это объясняется тем, что потребность в газе для технологических нужд практически постоянна и не зависит от температуры наружного воздуха. С небольшой неравномерностью потребляют газ промышленные котельные, которыерабатывают пар для технологических нужд и на отопление и вентиляцию зданий;

значительную сезонную неравномерность имеют коммунальные, общественные и бытовые потребители газа. В летние месяцы расход газа у этих потребителей резко сокращается.

Потребление газа в квартирах зимой увеличивается более чем в два раза. Это объясняется тем, что зимой снижается температура водопроводной воды, растет потребность в горячей пище, уменьшается количество отпусков у населения. Из графика (рис. 43) можно сделать вывод, что наибольшие колебания расхода газа по месяцам наблюдаются в тех городах, где потребление газа на отопление и бытовые нужды составляет значительную долю общего расхода. В городах, где большой удельный вес составляет расход газа на технологические нужды промышленности, годовой график более равномерен.

Потребление газа неравномерно не только по месяцам года, но и по дням недели. Суточные колебания определяются режимом работы отдельных предприятий, укладом жизни населения и изменением температуры наружного воздуха.

Анализ статистических данных потребления газа в квартирах показывает, что с понедельника по четверг потребление равномерное, в пятницу расход газа увеличивается и в субботу достигает максимума. По воскресным дням летних месяцев расход газа наименьший за всю неделю, а в зимние месяцы — примерно такой же, как и в первые четыре дня недели. Максимальный расход газа в квартирах наблюдается 31 декабря и в предпраздничные дни.

Распределение расхода газа по часам суток также неравномерно. Наибольшая часовая неравномерность наблюдается у бытовых и коммунальных потребителей.

Данные табл. 18 и график среднесуточного потребления газа (рис. 44) свидетельствуют о том, что бытовое потребление газа характеризуется двумя пиками: утренним и вечерним. Утренние пики приходят-

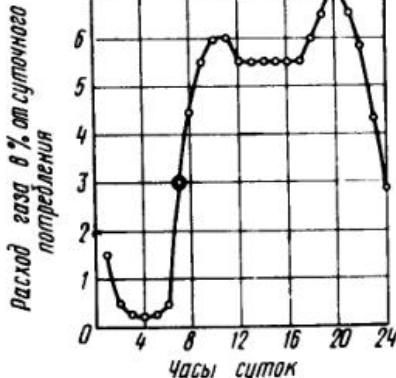


Рис. 44. График среднесуточного газопотребления

ся на 8...11 ч, вечерние — на 18...21 ч. Вечерние пики превышают утренние, в ночное время расход газа значительно снижается по сравнению с дневными.

Знание закономерностей колебаний расхода газа позволяет эксплуатационным организациям для покрытия неравномерностей потребления газа принимать соответствующие меры: использовать подземные хранилища газа; буферные потребители; сжиженный газ для получения пропан-воздушной смеси; аккумулирующие емкости последних участков магистральных газопроводов.

Каждый из перечисленных способов имеет свою область применения. Недостаток газа в зимний период (или сезонная неравномерность) покрывается за счет подземных хранилищ газа. Подземные хранилища газа имеют большие емкости, и хранение газа в них требует сравнительно небольших затрат. Поэтому в нашей стране предусматривается дальнейшее строительство подземных хранилищ газа вблизи промышленных центров. Для покрытия суточной неравномерности отопительной нагрузки служат буферные потребители, которые могут потреблять газ и прекращать или уменьшать расход в периоды увеличенного расхода газа. Буферными потребителями обычно являются крупные электростанции (см. рис. 43) или промышленные предприятия, которые могут переходить с одного вида топлива на другой, например, с газа на мазут.

Для покрытия часовой неравномерности могут быть использованы аккумулирующие емкости последних участков магистральных газопроводов, которые в отличие от промежуточных участков характеризуются неустановившимся движением газа.

Промежуточные участки, имеющие в начале и в конце компрессорные станции, работают практически с одинаковой производительностью.

Конечная компрессорная станция подает потребителям в единицу времени почти постоянное количество газа, расход же газа этими по-

требителями все время изменяется. Наиболее постоянным является такой режим потребления газа, когда средний часовой расход составляет $100:24 = 4,17\%$ суточного расхода.

Таблица 18. Распределение расхода газа по часам суток, %

Потребители газа	Часы суток											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Квартиры крупного города: 31 декабря	4	2	1	0,8	0,8	1,4	3,5	4,5	5	5	5,5	5
	1,5	0,5	0,2	0,2	0,2	0,5	3	4,4	5,5	6	6	5,5
Квартиры крупного города: в обычные дни	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	5	5,25	5,5	5,75	6	6,5	6	5,5	4,75	4,25	4	2,2
Квартиры крупного города: в обычные дни	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	6	6,5	7	6,5	5,8	4,3	2,9

В дневные часы потребление газа больше среднечасового, а вочные меньше среднечасового. Поэтому в ночное время некоторый избыток газа может накапливаться в последнем участке газопровода.

На рис. 45 видно, что при обычной работе последнего участка газопровода перепад давления газа от выхода конечной станции до конца газопровода составляет $4,6 - 1,4 = 3,2$ МПа. К концу накопления газа в газопроводе за ночной период перепад составляет всего $5,3 - 4,5 = 0,8$ МПа.

Таким образом, давление газа в ночное время за счет накопления его в газопроводе растет, а днем за счет выдачи аккумулированного газа производительность газопровода увеличивается.

Учет неравномерности потребления газа позволяет правильно планировать подачу газа от источников газоснабжения, определять режим работы буферных потребителей, а также координировать работу отдельных элементов системы газоснабжения.

Важное значение при этом имеет выбор режимов давления газа в распределительных газопроводах. Гидравлические режимы работы газопроводов среднего и высокого давлений должны приниматься из расчета создания при максимально допустимых перепадах давления

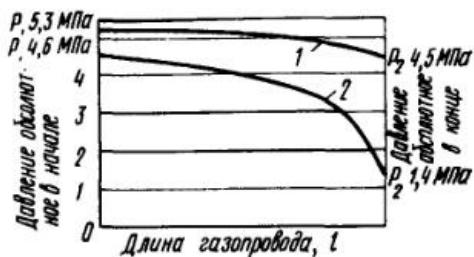


Рис. 45. График изменения давления в последнем участке магистрального газопровода:

1 — изменение давления к концу накопления газа в газопроводе, 2 — изменение давления при установленном движении

газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивость работы газорегуляторных пунктов, а также газогорелочных устройств промышленных и коммунальных потребителей.

Более трудная задача — выбор и поддержание оптимальных режимов в газопроводах низкого давления, к которым непосредственно присоединяются жи-

тельные дома, коммунальные и общественные потребители. Наилучшие условия их работы достигаются при незначительных колебаниях давления газа. На колебание давления газа перед приборами оказывают влияние следующие факторы: метод регулирования выходного давления газа на ГРП, расстояние от газового прибора до ГРП, степень использования расчетного перепада давления газа, время (суток, дня, недели, года), которое обуславливает режим потребления газа, и т. д.

Расчетный (допустимый) перепад давления в газопроводах низкого давления принимается исходя из допустимых колебаний тепловых нагрузок газовых приборов.

Максимальному давлению газа перед приборами будет соответствовать максимальная тепловая нагрузка, а минимальному — минимальная тепловая нагрузка. СНиП разрешают устанавливать величину максимального давления газа в распределительных газопроводах низкого давления (после ГРП) 3000 Па при номинальном давлении газа у приборов 2000 Па.

Минимальная величина давления газа в сетях должна составлять 1200 Па. Таким образом, расчетный перепад для газопроводов низкого давления составит $\Delta H = p_{\max} - p_{\min} = 3000 - 1200 = 1800$ Па.

При этом $\frac{2}{3}$ или 1200 Па, суммарного перепада рекомендуется использовать на уличную сеть и $\frac{1}{3}$, или 600 Па, на дворовую и внутреннюю сеть.

6.2. Техническое обслуживание подземных газопроводов

Все виды работ по техническому обслуживанию газопроводов должны выполняться в соответствии с «Правилами безопасности в газовом хозяйстве», «Правилами технической эксплуатации и требованиями безопасности труда в газовом хозяйстве», в соответствии с производственными инструкциями, разработанными и утвержденными в установленном порядке, в сроки, предусмотренные графиками.

В состав технического обслуживания входят следующие работы: наблюдение за состоянием наружных газопроводов и сооружений на них, включая средства электрозащиты, а также устранение мелких неисправностей, возникающих в процессе эксплуатации; осмотр арматуры, установленной на газопроводе; проверка состояния газопроводов и их изоляции приборами, буровым и шурфовым осмотром или посредством опрессовки; измерение давления газа в газопроводах; измерение электрических потенциалов на газопроводах.

Наблюдение за состоянием наружных газопроводов и сооружений на них должно проводиться путем систематического обхода трасс газопровода. Обход трасс в городах и населенных пунктах должен производиться в сроки, предусмотренные «Правилами безопасности в газовом хозяйстве».

Объем и сроки выполнения работ по обходу трасс газопроводов устанавливаются календарным графиком, утвержденным главным инженером предприятия газового хозяйства. При определении периодичности обхода газопроводов учитываются конкретные местные условия их эксплуатации и прежде всего: техническое состояние газопроводов, продолжительность эксплуатации, давление газа, коррозионные условия, наличие средств электрозащиты и др. Сроки обхода газопроводов периодически пересматриваются с учетом изменения условий их эксплуатации и накопленного опыта.

Обход трасс подземных газопроводов должен осуществляться бригадой слесарей по обслуживанию газопроводов. За каждый бригадой должны быть закреплены определенные участки трасс с прилегающими к ним вводами, разделенные для удобства обслуживания на маршруты (рис. 46). В зависимости от протяженности и взаимного расположения газопроводов разных давлений при составлении маршрутов должна быть учтена возможность совместного обслуживания.

При обходе трасс газопроводов и сооружений на них выполняются следующие работы:

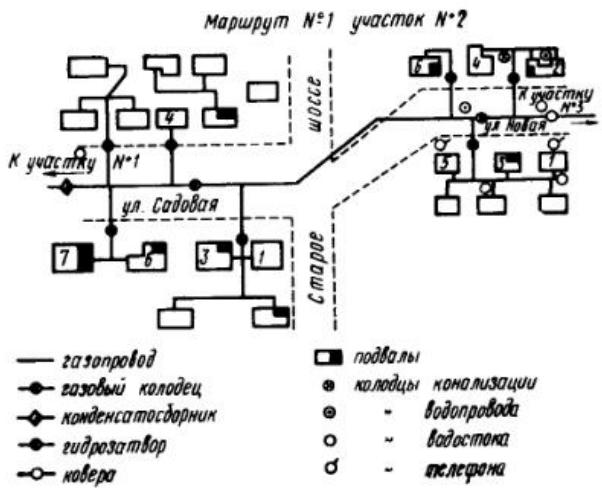


Рис. 46. Маршрутная карта газопровода

систематическая проверка на загазованность колодцев, подвалов, подземных сооружений, контрольных трубок, выявление утечек газа по внешним признакам, контроль состояния настенных указателей; удаление из коверов воды, снега, льда и грязи; проверка конденсатосборников и удаление конденсата из них; наблюдение за дорожными и строительными работами, производимыми вблизи трассы газопроводов.

Во многих газовых хозяйствах обход трасс подземных газопроводов вне территории городов и населенных пунктов, а также при отсутствии на трассах газопроводов других подземных коммуникаций (сооружений) и интенсивного движения транспорта осуществляется одним рабочим.

При обходе газопроводов производят внешний осмотр трасс для определения признаков утечек газа. При значительных утечках из газопроводов газ выходит на поверхность с шипением, а в лужах образуются пузыри. Если трасса покрыта снегом, то на нем при утечках газа могут быть бурые пятна, летом при утечках газа желтеет трава.

Из газопроводов среднего и высокого давлений утечки газа распространяются в грунте со скоростью до 6 м/ч. Газ распространяется на большие расстояния и попадает в различные сооружения и комму-

никации. Поэтому кроме газовых колодцев проверяют: контрольные трубы, колодцы других подземных сооружений, камеры теплосети и подвалы зданий, расположенные на расстоянии до 15 м по обе стороны от оси газопроводов.

В случае обнаружения газа в каком-либо сооружении должны быть осмотрены подвалы домов, первые этажи бесподвальных зданий и другие сооружения в радиусе до 50 м от места обнаружения газа. Наличие газа в подвалах, коллекторах, шахтах, колодцах и других подземных сооружениях должно проверяться газоанализатором. При отборе проб воздуха из колодцев, шахт и других подземных сооружений спускаться в них запрещается.

Анализ воздуха в подвальных помещениях производят газоанализатором взрывозащитного типа, а при отсутствии его — путем отбора пробы воздуха и анализа ее вне здания.

Если в газовых колодцах или других сооружениях обнаружена утечка газа, то эти сооружения необходимо срочно проветрить и сообщить об утечке газа в соответствующую службу. Особую осторожность необходимо проявлять при обнаружении газа в подвалах зданий. При этом проводят следующие мероприятия:

подвалы проветривают и сообщают в аварийную службу о проникновении в них газа;

определяют наличие газа в воздухе квартир вышерасположенных этажей и при необходимости проветривают эти квартиры;

устанавливают наблюдение за изменением концентрации газа в подвале;

предупреждают людей, находящихся в квартирах вышерасположенных этажей, о недопустимости пользования источниками искробразования. При обнаружении утечки газа в подвале здания необходимо срочно принять меры к эвакуации людей из помещения;

принимают меры к отысканию и устранению утечки газа;

после выполнения этих мероприятий определяют возможность нахождения в помещении людей, а также пользования открытым огнем и электроприборами.

Установленная в газовых колодцах арматура не реже одного раза в год должна тщательно осматриваться и проверяться. При этом: очищают колодцы и арматуру от грязи и налетов коррозии; проверяют шпинделы, сальники и состояние компенсаторов; исправность приводного устройства; герметичность соединений задвижки и компенсатора с помощью мыльной эмульсии; спусковые скобы и крышки ко-

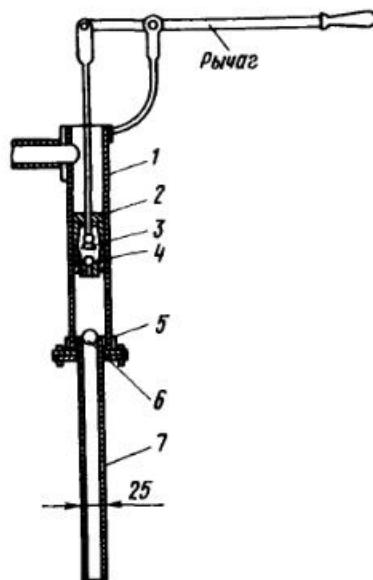


Рис. 47. Ручной насос для откачки конденсата:

1 — корпус, 2 — кожух, 3 — медный поршень, 4—6 — шары, 5 — медное гнездо, 7 — трубка

давления может проникнуть вода или выходить газ.

При каждом обходе трассы следует проверять состояние дорожного покрытия. Если при производстве дорожных работ крышку ковера покрывают асфальтом, находящаяся под ковером арматура может повредиться, в результате чего возникают утечки газа.

Скопившуюся в конденсатосборниках жидкость необходимо удалять. Конденсат из гидрозатворов и конденсатосборников низкого давления можно откачивать насосом с ручным или механическим приводом (рис. 47), а из газопроводов высокого и среднего давлений — давлением газа. Конденсат откачивают в специальную емкость и опорожняют в заранее отведенном месте.

При откачке конденсата нельзя допускать к месту работы посторонних лиц, курить и пользоваться открытым огнем. Работы проводятся в строгом соответствии с утвержденной инструкцией.

Рассмотрим последовательность действий при откачке конденсата из конденсатосборников газопроводов низкого давления:

лодца; наличие привязочных знаков; окрашивают задвижки, компенсаторы и газопроводы.

При обходе трасс газопровода удаляют лед, снег, воду и грязь с поверхности, а также с внутренней части коверов. Во время ремонта дорожного покрытия необходимо следить за сохранностью колодцев и коверов, крышки колодцев и коверов не должны иметь перекосов, оседаний и других неисправностей.

Особое внимание необходимо уделять проверке конденсатосборников и гидравлических затворов. Резьба крана и пробки на трубках гидрозатворов и конденсатосборников должны быть тщательно смазаны тавотом, пробки иметь годометку линяной пряжи. Если пробки не имеют уплотнений, то в осенне-весенний период через пробки в газопроводы низкого

отвертывается пробка на стоянке конденсатосборника; мерной линейкой измеряется уровень конденсата в конденсатосборнике;

всасывающий патрубок ручного насоса опускается в конденсатосборник;

производится откачка конденсата;

по окончании откачки конденсата вынимается всасывающий патрубок насоса и завертывается пробка;

плотность резьбовых соединений проверяется мыльной эмульсией.

Из конденсатосборников среднего и высокого давлений:

проверяется закрытие крана на стоянке конденсатосборника; отворачивается пробка на стояке;

устанавливается емкость для слива конденсата;

в муфту стояка заворачивается труба для отвода конденсата; отводная труба соединяется с емкостью для слива конденсата;

открывается кран на стояке конденсатосборника и конденсат сливаются в специальную емкость;

по окончании откачки закрывается кран на стояке конденсатосборника;

отворачивается отводная труба;

вворачивается пробка в муфту стояка;

проверяется плотность кранов и резьбовых соединений.

Характерные неисправности конденсатосборников — утечки газа из кранов и резьбовых соединений. На практике могут встретиться случаи, когда конденсатосборники и гидрозатворы забиваются песком и грязью. Наиболее эффективный способ их очистки — заполнение смеси водой под определенным давлением для разжижения осадка, который затем удаляют насосом. Если конденсат в стояках замерз, то применяют специальные растворители (метанол, этиловый спирт). Проведенные работы по проверке и обслуживанию газопроводов записывают в журнал установленной формы.

Периодическое обследование газопроводов проводится с целью определения состояния изоляции и тела трубы. В настоящее время при обследовании с использованием современных приборов контроля выполняются следующие работы:

составление маршрутных карт для приборного обследования;

изучение на местности особенностей трасс газопроводов, где будет проводиться приборное обследование. Определение и отметка на маршрутных картах мест, где требуется повышенное внимание опера-

торов, наличия в этой зоне промышленных предприятий, линий электропередач и др.

Проверка технического состояния изоляционных покрытий с помощью аппаратуры АНПИ или ВТР-В с выполнением следующих работ:

уточнение места подключения генератора к газопроводу, подключение генератора, обеспечение контакта с грунтом;

проверка на соответствие частоты генератора и приемника, проверка чувствительности приемника, согласование напряжения генератора с нагрузкой, проверка напряжения источника питания;

уточнение места расположения газопровода и глубины его залегания;

обследование состояния изоляционного покрытия, периодическое уточнение места расположения газопровода;

привязка каждого найденного места повреждения изоляции к ближайшим зданиям;

составление акта проверки изоляционного покрытия и герметичности газопровода, заполнение журнала учета;

проверка герметичности газопровода приборами типа «Варитех», «Универсал» с выполнением проверки на загазованность грунта над газопроводом, газовых колодцев, контрольных трубок, на загазованность колодцев и других подземных коммуникаций, расположенных до 15 м по обе стороны от газопровода; на загазованность местности в радиусе 50 м и определение зоны загазованности, дополнительная проверка грунта на загазованность путем бурения скважины на глубину 2/3 глубины заложения газопровода.

Периодическое приборное обследование газопровода должно проводиться не реже одного раза в пять лет.

Газопроводы, включенные в план ремонта или замены, должны обследоваться не реже одного раза в год.

Внеочередные целевые технические обследования стальных газопроводов должны проводиться при обнаружении неплотности или разрыва сварных стыков, сквозного коррозионного повреждения, при перерывах в работе электрозащитных установок в течение года, более одного месяца — в зонах влияния буждающих токов, более шести месяцев — в остальных случаях.

При техническом обслуживании стальных подземных газопроводов должны проверяться герметичность, качество стальных стыков, подверженность коррозионной опасности, состояние защитного покрытия и металла труб. Порядок обследования и назначение газопро-

вода на капитальный ремонт определяется руководящими документами РД-204. Состояние металла трубы должно определяться во всех шурфах, отываемых в процессе эксплуатации газопровода с целью проведения ремонта изоляции или устранения утечек газа. Качество сварных стыков проверяется, если в процессе эксплуатации на данном газопроводе обнаружены дефекты стыков. Осмотр подземных стальных газопроводов с целью определения состояния защитного покрытия металла трубы (путем вскрытия на газопроводах контрольных шурfov длиной не менее 1,5 м) должен выполняться только в местах выявления повреждений покрытия, а также там, где использование приборов затруднено индустриальными помехами.

Места вскрытия контрольных шурfov, их количество в зонах индустриальных помех определяется главным инженером предприятия газового хозяйства или начальником газовой службы. Для визуального обследования должны выбираться участки, подверженные наибольшей коррозионной опасности, места пересечения газопроводов с другими подземными коммуникациями, конденсатосборники, гидрозатворы. При этом должны вскрываться не менее одного шурфа на каждые 500 м распределительных газопроводов и на каждые 200 м газопроводов-вводов.

Проверку герметичности газопроводов-вводов допускается производить методом бурения скважин с последующим взятием проб прибором. Скважины бурятся у стыков газопровода. При отсутствии схемы расположения стыков, а также на газопроводах-вводах скважины должны буриться через каждые 2 м.

6.3. Замер давления газа в газопроводах

В системах распределения газа имеют место колебания давлений газа перед газовыми приборами. Эти колебания давлений особенно нежелательны для газопроводов низкого давления, так как от них непосредственно снабжаются жилые дома и коммунально-бытовые предприятия.

В связи с этим важное значение имеет правильный выбор и поддержание величины номинального давления газа перед приборами. Снижение колебаний давления позволяет улучшить условия сжигания газа, повысить к. п. д. приборов.

Для проверки режима работы газопроводов и выявления участков с наибольшим перепадом давления проводят замеры давления газа. Для замеров используют газорегуляторные пункты, конденсатосбор-



Рис. 48. Результаты измерения давления газа в газопроводе

ники, вводы в дома или непосредственно газовые приборы. В среднем на каждые 500 м газопровода выбирают одну точку замера. Все работы по замерам давления газа тщательно планируют и проводят по специальной инструкции, которую утверждает главный инженер треста или конторы.

Замер давления газа проводят в часы максимального газопотребления, причем одновременно во всех намечаемых пунктах.

Для изучения режима работы газопроводов проводят замеры давления газа не реже двух раз в год, в период наибольшего расхода (зимой) и наименьшего (летом). По результатам замеров составляют карты давлений в газовых сетях. По этим картам определяют те участки, где имеется наибольший перепад давления газа.

При замерах давления следует пользоваться самопищущими манометрами, регистрирующими изменение давления в течение суток. Различают следующие виды замера давления: маршрутная схема давлений; районная съемка; съемка давления по всему городу.

Маршрутную съемку давлений применяют на тупиковых газопроводах для определения характера изменения давления газа по длине газопровода и выявления мест закупорок. На рис. 48 приведены результаты измерения давлений по маршруту 1...9 тупикового газопровода. При первом замере падение давления от начального до конечного участка газопровода составляет 750 Па. На первых трех четвертых протяженности газопровода теряется около 0,5 общего перепада давления, а вторая половина перепада давления приходится на последнюю четверть длины газопровода. При транспортировке газа гидравлический уклон (перепад давлений) увеличивается по параболической кривой. Эта закономерность выражается формулой

$$P_x = \sqrt{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2) \cdot \frac{x}{l}}, \quad (45)$$

где P_1 — начальное давление газа; P_2 — конечное давление; P_x — давление в промежуточной произвольной точке газопровода; l — длина газопровода; x — длина газопровода до точки x .

При этом средний гидравлический уклон равен

$$i_{cp} = \frac{P_1 - P_2}{l}, \quad (46)$$

если $x = 0$, то $P_x = P_1$ (начало газопровода); если $x = l$, то $P_x = P_2$ (конец газопровода).

Формула (45) выражает характер изменения давления в действующем газопроводе. В начальных участках газопровода это давление падает медленно, но чем дальше, тем сильнее. Непрерывное увеличение интенсивности падения давления в газопроводе, т. е. увеличение гидравлического уклона, объясняется тем, что с понижением давления плотность газа уменьшается. Это приводит к повышению сопротивления трения (увеличению гидравлического уклона). На основе закона изменения давления в действующем газопроводе выведена формула для определения среднего давления в нем:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right), \quad (47)$$

Среднее давление, определяемое по этой формуле, больше среднедневного арифметического, так как давление в газопроводе изменяется не по прямой, а по выпуклой кривой.

Как видно из рис. 48, при втором замере общее падение давления составляет 1440 Па, а на участке 6 — 7 перепад составляет 880 Па. Следовательно, на этом участке имеется закупорка, что приводит к ухудшению режима газоснабжения последующих участков газопровода.

Для выявления закупорок на закольцованных газопроводах производят районную съемку давлений. Это помогает определять радиус действия газорегуляторных пунктов и принимать практические меры для улучшения режимов газоснабжения отдельных районов.

Для совершенствования режима газоснабжения города производят единовременный замер давления по всему городу. По результатам этих замеров определяют оптимальный режим работы газорегуляторных пунктов и намечают конкретные меры по устранению выявленных недостатков.

Для улучшения режима газоснабжения проводятся следующие мероприятия: изменяют выходные давления газа на газорегуляторных пунктах, питающих эти газопроводы; заменяют отдельные участки газопроводов на большие диаметры для увеличения их пропускной способности; кольцуют газовые сети; ликвидируют обнаруженные закупорки.

6.4. Устранение закупорок на газопроводах

Опыт эксплуатации подземных газопроводов показывает, что встречаются следующие виды закупорок: водяные, ледяные, смоляные или нафталиновые, закупорки посторонними предметами.

Водяные закупорки. В газах нефтяных, нефтегазовых и чисто газовых месторождений всегда имеется некоторое количество воды. Вода в газах является чрезвычайно вредной примесью.

При соответствующих величинах температуры и давления газ в присутствии капельной влаги образует гидраты углеводородов; наличие воды снижает теплоту сгорания газа.

Главная помеха при эксплуатации газопроводов — образование гидратов. Эффективным способом предупреждения образования гидратов является осушка газа непосредственно в начале газопровода. Эти работы обычно проводят до подачи газа в магистральные газопроводы.

Несмотря на то что газ до подачи в городские газовые сети тщательно очищают и осушают, в газе содержится некоторое количество влаги. При определенных условиях влага конденсируется и происходит процесс ее накопления в газопроводах. Этую влагу необходимо периодически удалять из газопроводов через специально сооруженные конденсатосборники. При несвоевременной откачке конденсата конденсатосборники переполняются и подача газа может прекратиться.

Наличие водяных закупорок характеризуется пульсацией давления газа в газопровод. Это объясняется тем, что из-за уменьшения проходного сечения газопровода уменьшается количество проходящего газа, давление перед закупоркой увеличивается, а после закупорки уменьшается.

Газ проходит до тех пор, пока его давление достаточно, чтобы преодолеть сопротивление, создаваемое водяной пробкой.

Из конденсатосборников необходимо откачать воду, если откачка результатов не дает, то наиболее вероятно, что на газопроводе имеютсь прогибы. Они часто возникают на участках, где газопровод переко-

пан поперечными котлованами. Ликвидация закупорок в прогибах связана со значительными трудностями, так как приходится раскапывать газопровод. После установления места прогиба приступают к просверливанию газопровода и спуску воды. После спуска воды необходимо исправить прогиб или установить конденсатосборник.

Ледяные пробки могут образоваться в зоне мерзлого грунта или в тех случаях, когда заполненный водой участок газопровода зимой оказался открытым.

Ледяные пробки возникают при транспортировке влажного газа через неутепленные места газопроводов (в местах раскопок, наружных газопроводах и т. д.). В этом случае конденсирующиеся водяные пары выпадают в виде инея и постепенно уменьшают проходное сечение газопровода.

Ликвидируют ледяные закупорки путем прогрева отдельных участков газопровода паром или электротоком. Образовавшаяся в результате подогрева вода должна удаляться из газопроводов.

Смоляные или нафталиновые пробки. Эти пробки встречаются на газопроводах, транспортирующих различные виды искусственных газов. Закупорки состоят из смолы и нафталина, а также из различных взвешенных частиц, выпадающих на стенах газопровода. Они образуются на открытых участках газопроводов. Смоляные и нафталиновые закупорки можно ликвидировать, пропуская ерш, а также прогревая газопровод.

Пропуск ерша применяется редко, так как он связан с трудоемкими операциями отключения и разрезания отдельных участков газопровода. При прогревании газопровода разжиженную массу необходимо сразу же удалить через ближайшие конденсатосборники.

Закупорки посторонними предметами. В период строительства из-за небрежности в газопроводах могут остаться строительный мусор, куски дерева, инструмент. В процессе эксплуатации вокруг этих предметов скапливаются переносимые газом мелкие вещества — песок, окалина и т. д. По мере накопления этих веществ и с увеличением расхода газа образуются закупорки. Их устраниют с помощью ерша или вырезают отдельные участки газопровода. Работы эти очень трудоемки и связаны с отключением подачи газа. Во избежание подобных закупорок необходимо очищать газопроводы во время строительно-монтажных работ и перед вводом в эксплуатацию продувать их воздухом.

6.5. Поиски утечек газа и их устранение

Утечка газа из газопроводов и сооружений на них наиболее вероятна: в стыковых соединениях газопроводов; в местах установки конденсатосборников и гидрозатворов; в сальниковых уплотнениях арматуры; в местах газопроводов, поврежденных коррозией; в местах с заводским или монтажным браком труб или арматуры; в местах, поврежденных случайно при производстве аварийно-поисковых или строительно-монтажных работ; в местах установки арматуры, не обеспеченной компенсационными устройствами; в местах соединений и трещинах неметаллических труб.

Как показывает практика, около 3 % утечек газа из конденсатосборников и гидрозатворов приходится на соединительные муфты и сварныестыки, около 10 % утечек газа происходит из-за небрежно завернутых глухих пробок в муфты кранов конденсатосборников и более 30 % утечек газа приходится на стояки конденсатосборников и гидрозатворов. Механические повреждения газопроводов и сооружений на них в 20 % случаев вызваны небрежной работой строительных организаций, проводящих раскопку траншей, котлованов и др.

Наибольшее количество утечек газа приходится на те участки и сооружения газопроводов, которые менее защищены от внешних нагрузок или построены из труб малых диаметров.

Методы поиска утечек газа бывают качественные и количественные. Методы качественного определения предусматривают распознавание самого факта утечек газа без оценки их величины.

Наиболее распространены следующие методы качественного определения утечек газа:

одоризация газа — приданье специфического запаха, помогающее обнаружить присутствие газа в помещениях, в грунте и в других местах даже при малой концентрации;

проверка мест предполагаемой утечки газа на газопроводах с помощью бурового осмотра;

проверка мест предполагаемой утечки газа на газопроводах с помощью мыльной эмульсии;

применение различных газовых анализаторов и индикаторов (приборные методы);

проверка на загазованность подземных коммуникаций и подвалов, расположенных вдоль трассы газопроводов.

Методы количественного определения утечек газа предусматривают измерение количества газа, проникающего в окружающее про-

странство через неплотности на проверяемом участке газопровода. Количественное определение утечек газа связано с отключением отдельных участков газопровода, что на практике не всегда возможно из-за недостаточной герметичности отключающих устройств.

Можно выделить три основных этапа поиска утечек газа: установление факта утечки газа и уточнение ее признаков; установление возможной причины утечки газа; выполнение проверочных операций по выявлению места утечки газа.

Поиск утечек газа сопровождается различными трудоемкими операциями по раскопке и разборке отдельных участков газопровода. Сначала необходимо выявить признаки, свидетельствующие о наличии утечки газа. Потом установить возможные причины утечек газа: разрыв стыков, коррозия на теле трубы, механические повреждения, неплотности во фланцевых соединениях. Затем следует проверка исправности отдельных элементов газопровода.

Сложность поиска утечек газа из подземного газопровода обусловлена недоступностью газопровода для визуального наблюдения и значительной его протяженностью, что делает возможным его сплошную проверку. Поэтому поиск утечек газа требует хорошего знания устройства газопровода, наиболее вероятных мест утечек газа, признаков, характеризующих отдельные неисправности, и т. д.

До последнего времени наиболее распространенным методом качественного определения мест утечек газа из подземных газопроводов являлся буровой осмотр газопроводов.

Перед началом буровых работ необходимо пригласить представителей организаций, имеющих вблизи газопровода подземные сооружения, для уточнения места их расположения и принятия мер по безопасному выполнению работ. Затем все колодцы и коллекторы подземных сооружений, расположенные вдоль трассы, где будут вестись работы, тщательно проверить и проветрить.

После определения участка газопровода, на котором будет проводиться буровой осмотр и выполнение их подготовительных работ, приступают к бурению скважин. Скважины бурят через каждые 2 м. Диаметры скважин 20...30 мм, а глубина зависит от расстояния до верха трубы. Если бурение ведется в мерзлом грунте, то глубина скважин должна быть равна глубине промерзания грунта, а в летнее время — глубине укладки газопровода.

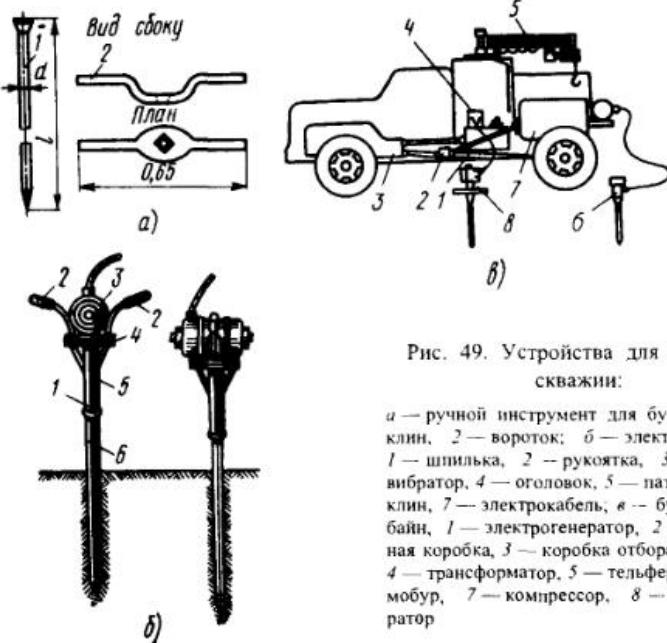


Рис. 49. Устройства для бурения скважин:

а — ручной инструмент для бурения; 1 — клин, 2 — вороток; 3 — электровибратор; 4 — шпилька, 5 — рукоятка, 6 — электровибратор; б — буровой комбайн, 1 — электрогенератор, 2 — раздаточная коробка, 3 — коробка отбора мощности, 4 — трансформатор, 5 — тельфер, 6 — пневмомотор, 7 — компрессор, 8 — электровибратор

В летних условиях глубину скважин можно уменьшить. Скважины необходимо располагать в шахматном порядке по обе стороны от оси газопровода на расстоянии 0,5 м от стенки газопровода. Несоблюдение этих условий может привести к повреждению газопровода.

В настоящее время скважины бурят специальными пневматическими бурами, электровибраторами, электробурами, перфораторами, а также вручную. При ручном способе бурения применяют различные клинья, которые забивают в землю кувалдами и извлекают воротом (рис. 49, а). Если буровые работы ведутся в мерзлом грунте, то клинья необходимо нагревать. В зимних условиях при извлечении клиньев из скважины можно получить ожоги от паров, образовавшихся в процессе соприкосновения раскаленных клиньев с мерзлым грунтом. Поэтому работы должны вестись при строгом соблюдении правил техники безопасности. Работающие должны быть в спецодежде и защитных очках, во время производства работ не следует становиться друг против друга, так как кувалда может отлететь и нанести травму.

Из механических приспособлений для бурения чаще всего используют электровибратор (рис. 49, б), с его помощью скважина бурится за 1 мин. Удобнее бурить им скважины в мягких грунтах. При бурении

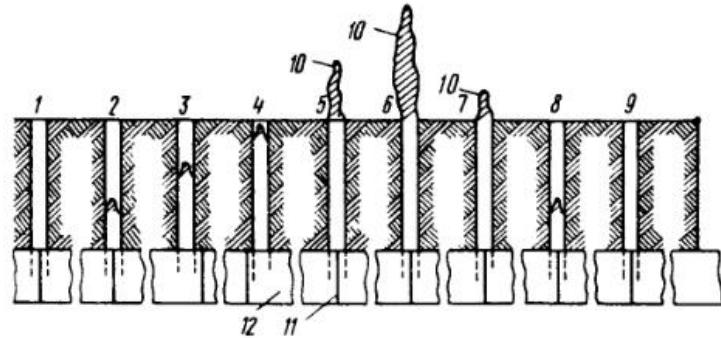


Рис. 50. Схема опробования буровых скважин огнем:
1..9 — буровые скважины, 10 — пламя, 11 — сварочный шов, 12 — газопровод

скважин в плотных грунтах возникает ряд неудобств по извлечению клиньев, поэтому процесс выемки клиньев из скважин механизирован.

На рис. 48, в показана установка электровибратора на буровом комбайне. Во время производства бурения по трассе газопровода со стороны движения транспорта необходимо выставить предупредительные знаки.

При бурении скважин в дорожном покрытии необходимо проявлять особую осторожность, так как резкое изменение сопротивления грунта может привести к отдаче электробура и нанести травму работающему.

После бурения скважин приступают к проверке наличия газа в них с помощью газоанализаторов. Для этой цели применяют огонь, если скважины расположены на расстоянии более 3 м от зданий, колодцев и других сооружений. Чтобы избежать ожогов рук, огонь следует сначала поднести на расстояние вытянутой руки и только после этого опустить в скважину.

На рис. 50 дана схема опробования скважин огнем. В скважинах 1 и 9 газ не воспламеняется. В скважинах 2, 3, 8 при поджигании газ всыхивает внутри и гаснет. В скважине 4 газ воспламенился, но пламя не выходит за ее пределы. В скважинах 5, 6, 7 газ горит над поверхностью земли устойчивым пламенем, причем в скважине 6 пламя наиболее устойчивое и высокое. Место повреждения газопроводов находится обычно в непосредственной близости от скважин с наибольшей высотой пламени. Однако в городах с многочисленными подземными

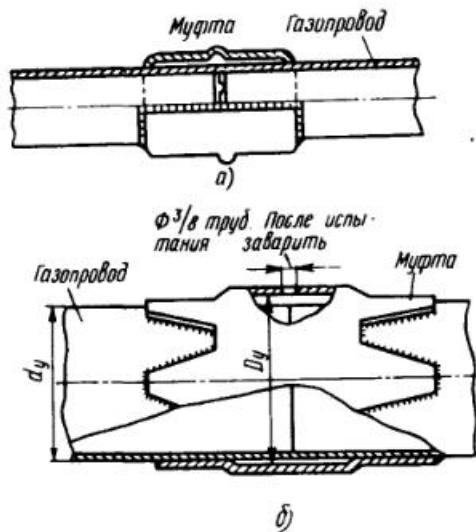


Рис. 51 Ремонтные муфты:
а — с гофрой; б — лепестковая

коммуникациями (телефонные колодцы, теплотехника, водосток и т. д.) буровой осмотр не всегда дает удовлетворительные результаты.

Когда трасса газопровода проходит вдоль телефонной канализации, каналы могут быть загазованы на значительных расстояниях. В этих случаях сначала необходимо проветрить телефонную канализацию. До бурового осмотра провести ряд подготовительных работ. Сначала открыть телефонные колодцы, а затем мятой белой глиной замазать все отверстия, выходящие в колодец. Далее

просмотреть в ближайших колодцах, с какой стороны продолжает поступать газ, и установить направление его поступления. Для этого следует перейти к другим колодцам, замазывая в них отверстия до тех пор, пока поиск не приведет к ограничению интервала вероятного места повреждения газопровода и на этом интервале трассы газопровода приступить к буровому осмотру.

По результатам бурового осмотра определяется наиболее точное место утечек газа из газопровода. На участках скважин с наибольшей концентрацией газа приступают к раскопке шурфа.

Процесс бурового осмотра связан с большими неудобствами и затратами, поэтому ведутся поиски методов определения мест утечек газа без производства буровых работ.

В соответствии с действующими правилами безопасности вместо бурового осмотра плотность дворовых газопроводов можно проверить опресовкой воздухом по инструкциям, разработанным соответствующими эксплуатационными организациями.

Способ устранения утечек зависит от вида повреждения и величины давления газа в газопроводе.

Разрыв стыков газопроводов ликвидируют путем сварки катушки длиной не менее 200 мм или наваркой усиливательных муфт.

Если работы ведутся на газопроводах высокого и среднего давления, то можно временно установить ремонтные муфты (рис. 51). Для этого на стык монтируют металлический бандаж, надевают разъемную муфту и приваривают. Плотность приваренной муфты проверяют опресовкой воздухом через пробку, которая затем заваривается. Такие муфты применяют и в тех случаях, когда на стыках имеются сквозные отверстия. Во всех случаях категорически запрещается подварка стыков.

На стыки с трещинами должны навариваться лепестковые муфты, а на стыки с такими дефектами, как шлаковые включения, непровар, — усиливательные лепестковые муфты или муфты с гофрой. Наварка муфт проводится по специальной инструкции.

Если на газопроводе появились продольные трещины размером более 0,8 м, то необходимо сначала отключить подачу газа и только потом сваривать катушки требуемой длины. После этого сварные соединения испытывают на плотность, и отключенный участок газопровода продувают газом. Неплотности в арматуре устраниют, заменяя отдельные детали, прокладки, подтягивая болты фланцевых соединений и заменяя сальниковую набивку.

6.6. Современные приборные методы контроля за техническим состоянием подземных газопроводов

В последние годы используют приборные методы контроля за техническим состоянием подземных газопроводов. Утечки газа из подземных газопроводов обнаруживают лазерные установки: «Искатель-1» для магистральных газопроводов на базе автомобиля ГАЗ-66 и «Детектор метана лазерный ДМП-У2» на базе автомобиля УАЗ-452В.

Положительно зарекомендовала себя лазерная газоаналитическая система ЛГА, разработанная Киевским институтом ВНИИАП. Работа газоаналитической системы основана на измерении поглощения метаном инфракрасного излучения. Газопроводы, проложенные по проезжей части улиц, обследуются со скоростью 10 км/ч. Высокую эффективность при определении мест повреждения изоляции газопроводов показывают приборы АНПИ и ВТР-У.

При обнаружении и локализации утечек применяют приборы, использующие пламенно-ионизационный метод анализа газа. Высокая

чувствительность этих приборов позволяет обнаруживать утечку газа из газопроводов, проложенных под твердым покрытием.

В газовых хозяйствах применяются также приборы, выпускаемые за рубежом.

Современные методы приборного контроля за техническим состоянием подземных газопроводов очень эффективны. Они способствуют дальнейшему повышению качества и обеспечению безопасной эксплуатации газопроводов.

Рассмотрим устройство и принцип работы наиболее распространенных приборов контроля за техническим состоянием подземных газопроводов.

Лазерная передвижная лаборатория. Передвижная лаборатория с использованием лазерной газоаналитической системы ЛГА, предназначеннной для обнаружения места утечки газа из подземных газопроводов, смонтирована на автомобиле УАЗ-452. Кузов автомобиля разделен перегородкой на два отсека: агрегатный и приборный. Верхняя часть перегородки, разделяющая кабину водителя и кузов, снята. Боковые стенки, потолок и пол приборного отсека покрыты теплоизоляционным и облицовочным материалом. В приборном отсеке установлены анализатор ЛАГ, воздухозаборник, выносное пробоотборное устройство, кресло и два ящика, в которые укладывают газоанализатор и другие контрольно-измерительные приборы. В агрегатном отсеке находятся бензиновый электроагрегат, побудитель расхода и огнетушитель.

В передней части автомобиля на раме установлен кронштейн для крепления пробоотборных устройств, которые гибким шлангом соединяются с системой ЛАГ и с побудителем расхода. Приборный и агрегатный отсеки вентилируются через жалюзи и отверстия в боковых стенах кузова.

В приборном отсеке имеется радиостанция, обеспечивающая связь с диспетчерской службой газового хозяйства. Принцип работы лаборатории основан на измерении поглощения инфракрасного излучения метаном. В качестве источника излучения используется лазер (квантовый генератор), излучающий на длине волн 3,39 мкм. Применение лазера обеспечивает высокую избирательность системы ЛГА.

Анализ проводят следующим образом: через пробоотборное устройство и устройство пробоподготовки с помощью побудителя расхода засасывают пробу воздуха в измерительную кювету. При этом излучение лазера разделяется на два луча — опорный и измерительный. Измерительный луч, прежде чем попасть на фотоприемник, проходит

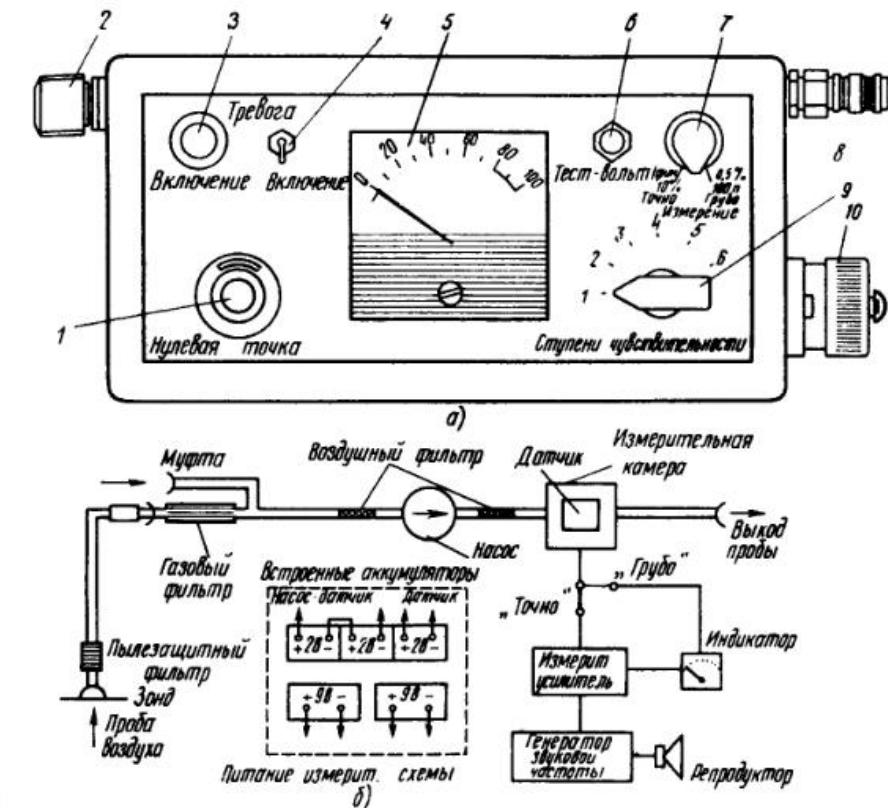


Рис. 52. Переносной индикатор утечки газа «Универсал»:

а — общий вид прибора: 1 — прецизионный потенциометр, 2—8 — муфты, 3 — кнопка включения, 4 — тумблер включения звуковой сигнализации, 5 — стрелочный индикатор, 6 — кипичный выключатель, 7 — переключатель диапазонов, 9 — переключатель чувствительности, 10 — шести контактный разъем; б — функциональная схема прибора

через измерительную кювету. Поглощение пробой излучения измерительного луча пропорционально концентрации метана в пробе. С фотоприемника сигналы поступают в измерительный блок, в котором происходит преобразование и сравнение опорного и измерительного сигналов.

Переносной индикатор утечки газа «Универсал». Предназначен для обнаружения мест утечек газа из подземных газопроводов, а также неплотностей резьбовых фланцевых и сварных соединений наружных газопроводов. Индикатор не во взрывобезопасном исполне-

нии, поэтому включение его в помещениях с взрывоопасной концентрацией газа не допускается. Работа прибора основана на принципе отсасывания воздуха с поверхности грунта, вдоль которого проложен газопровод. При наличии утечки из подземного газопровода газ дифундирует к поверхности грунта воронкообразно. Вследствие этого концентрация газа над местом повреждения (в центральной части «воронки») будет выше, чем на периферии зоны его распространения.

На рис. 52 приведены общий вид и функциональная схема прибора. Прибор смонтирован в металлическом корпусе прямоугольной формы. Два штифта на боковых стенках корпуса обеспечивают закрепление наплечных ремней. На лицевой панели прибора имеются: стрелочный индикатор 5 со шкалой 100 усл. ед. На шкале между отметками деления 80 и 100 имеется сплошная линия, служащая для контроля степени зарядки аккумуляторов; кнопка 3 включения прибора; тумблер «Тревога» 4 для включения звуковой сигнализации; прецизионный потенциометр 1 установки нуля прибора (нулевая точка); кнопочный выключатель «Тест-вольт» 6 для контроля рабочего напряжения аккумуляторов; переключатель диапазонов 7 «Грубо» — «Точно»; переключатель чувствительности 9 на шесть ступеней чувствительности; быстродействующая муфта 2 для подключения пробозаборного шланга при работе в режиме измерений «Грубо».

В стене имеется отверстие, через которое проба воздуха выходит в атмосферу.

Торцевая муфта 8 служит для подключения пробозаборного шланга при работе в диапазоне измерений «Точно»; щестиконтактный разъем 10 служит для подключения зарядного устройства. Внутри прибора обе муфты соединены с гильзой, в которую засыпается специальный фильтрующий материал со стороны торцевой муфты. В нерабочем состоянии прибора обе муфты находятся в закрытом состоянии, что обеспечивает герметичность газовоздушной системы прибора; отверстия обеспечивают подход к потенциометрам грубой регулировки нуля прибора.

Прибор «Универсал» имеет ряд конструктивных особенностей, которые необходимо учитывать при его применении.

Специальный газовый фильтр служит для осущенния и разделения газов на входе в прибор. Селективные свойства фильтра ухудшаются при насыщении его влагой и другими продуктами (выхлопными газами автомашин, испарением бензина, масел). Поэтому при работе с прибором необходимо применять методы и приемы, уменьшающие насыщение влагой фильтрующего материала.

Пылезащитный фильтр расположен у зонда прибора и представляет собой пластмассовый цилиндр, заполненный гофрированной бумагой. При загрязнении фильтра его можно промыть теплой водой или заменить. Для защиты насоса и измерительной камеры от пыли и влаги перед ними установлена фильтровальная вата, при загрязнении ее легко заменить.

Электрическая схема прибора питается от двух групп встроенных аккумуляторов. Три аккумулятора напряжением по ± 2 В обеспечивают питание насоса, чувствительного датчика и выходной ступени «генератора» звуковой частоты. Два аккумулятора напряжением по ± 9 В служат для питания измерительного усилителя и части схемы звуковой сигнализации. Необходимо периодически контролировать величину рабочего напряжения. Для этого нужно нажать на кнопку «Тест-вольт», при этом стрелка индикатора должна находиться в пределах сектора шкалы между 80 и 100 делениями. В противном случае аккумуляторы нуждаются в подзарядке. Для зарядки аккумулятора служит зарядное устройство, обеспечивающее одновременную зарядку всех аккумуляторов. Для этого необходимо соединить разъем выпрямителя с гнездом на приборе и включить шнур питания в сеть напряжением 220 В. Продолжительность зарядки не более 12 ч. После окончания зарядки аккумуляторов необходимо проверить величину всех рабочих напряжений.

Звуковая сигнализация в виде сигнала в наушниках или репродукторе служит дополнительным средством индикации факта наличия в пробе воздуха следов газа. Звуковая сигнализация включается тумблером «Тревога» и должна применяться в необходимых случаях, так как чрезмерное использование ее приводит к быстрой разрядке аккумуляторов.

Встроенный насос производительностью до 4 л/ч служит для всасывания пробы воздуха. Насос связан с измерительной камерой и муфтами прибора системой полихлоридных шлангов. При проверке работы насоса и газовоздушной системы необходимо обратить внимание на направление всасывания воздуха насосом. Если насос работает на прокачивание воздуха в обратном направлении, следует шланги на штуцерах насоса поменять местами. В нормальном режиме воздух должен засасываться со стороны автоматических муфт.

Прибор может работать в режимах «Грубо» и «Точно». При работе в режиме «Грубо» стрелка индикатора в исходном состоянии находится в левом крайнем положении шкалы. Переключатель «Ступени чувствительности» и регулятор установки нуля при этом не действуют.

Таким образом, фиксация утечки и оценка ее величины производятся по относительному отклонению стрелки индикатора, т. е. точного измерения концентрации газа в пробе прибор не обеспечивает.

В режиме «Точно» чувствительность прибора может изменяться в 6 диапазонах. Это достигается с помощью переключателя «Ступени чувствительности». При этом в зависимости от предполагаемой концентрации газа выбирается чувствительность от 1 до 6. При необходимости более точного определения концентрации газа в пробе следует пользоваться газоанализатором.

Для подготовки прибора к работе в диапазонах 1...6 необходимо с помощью прецизионного регулятора установить нуль индикатора. Последовательность действий при регулировке нуля такая:

установить переключатель «Ступени чувствительности» в положение 6;

подсоединить всасывающий шланг к торцовой муфте прибора;
нажать на кнопку включения и включить прибор;

через 5 мин ручкой регулятора «Нулевая точка» установить стрелку индикатора на нулевую отметку;

последовательно переключая диапазоны с 6 до 1, установить стрелку в нулевое положение.

Принцип работы прибора заключается в следующем. Проба воздуха с помощью встроенного насоса подается в измерительную камеру с чувствительным датчиком. Если в пробе воздуха имеются следы газа, то проводимость чувствительного элемента изменится, и возникающий при этом электрический сигнал под действием усилителя усиливается, что фиксируется стрелочным индикатором. Одновременно, как это показано на рис. 51, б, возможна звуковая индикация в виде сигнала в репродукторе.

При подготовке прибора к работе необходимо:

подсоединить заборный шланг к торцовой муфте;
включить прибор и проверить величину напряжения аккумуляторов;

установить переключатель режимов в положение «Точно», а переключатель «Ступени чувствительности» на диапазон 6;

обеспечить поступление в прибор чистого воздуха, регулятором «Нулевая точка» проверить установку нуля во всех диапазонах до 1 и устойчивость положения стрелки в нулевом положении;

проверить плотность газовоздушной системы;

проверить действие звуковой сигнализации. Для этого включить тумблер «Тревога» и рукой «Нулевая точка» установить стрелку индикатора на середину шкалы;

выключить звуковую сигнализацию и прибор.

До начала работ необходимо уточнить место прокладки газопровода, при этом отмечаются места, где требуется повышенное внимание оператора. Зона загазованности грунта определяется путем медленного перемещения тележки со специальным заборником (около 2 км/ч) вдоль трассы газопровода и фиксации показаний стрелочного индикатора. При обходе трассы необходимо проверить также загазованность газовых колодцев, контрольных трубок и других сооружений, расположенных на 15 м в обе стороны от газопровода. Особое внимание обращается на места возможного выхода газа на поверхность.

Рекомендуется такая последовательность действий;

уточнение места прокладки газопровода и выбор начальной точки обхода трассы;

включение прибора и проверка его работоспособности;

установка переключателя режимов в положение «Точно», а переключателя диапазонов чувствительности в положение 1. Включение (при необходимости) звуковой сигнализации;

обход трассы, внимательное наблюдение за работой прибора;

при отклонении стрелки индикатора оператор фиксирует место, отходит назад на несколько метров и обеспечивает продувку прибора чистым воздухом до восстановления нуля индикатора;

установив переключатель диапазонов в положение 2, оператор передвигает тележку к месту фиксации показания индикатора.

Если нарастание сигнала повторится, то изменения позиции чувствительности (3, 4, 5, 6) и повторяя предыдущие действия, необходимо определить максимальное устойчивое положение прибора;

путем круговых перемещений тележки в данной зоне и изменения диапазонов чувствительности вплоть до 1 определить зону загазованности грунта;

после обнаружения зоны загазованности, являющейся следствием предполагаемой утечки газа из газопровода, необходимо проверить ближайшие сооружения (подвалы, колодцы) для определения степени загазованности. Для этих целей можно использовать газоанализаторы типа ПГФ;

в зоне загазованности определить локальную зону максимальных показаний прибора;

для обнаружения места повреждения газопровода в зоне предполагаемой утечки газа пробурить отверстия через 20 см на глубину, превышающую толщину дорожного покрытия. Опуская заборный шланг в эти отверстия, определить место наибольшей концентрации газа;

путем анализа результатов работ устанавливается предполагаемое место повреждения газопровода и принимается решение на вскрытие траншеи и производство ремонтных работ.

Для обнаружения утечки газа из соединений наружных газопроводов и газовой арматуры рекомендуется следующий режим работы:

установить переключатель режимов в положение «Точно»;

установить переключатель диапазонов чувствительности в положение 6;

пробозаборный шланг включить на торцовую муфту;

специальный газовый фильтр не засыпать.

Места утечки газа устанавливают, перемещая пробозаборный шланг вдоль предполагаемого места повреждения газопровода или арматуры. Для обнаружения утечки газа в труднодоступных местах рекомендуется изготовить стержневые пробозаборники из медных, латунных или пластмассовых трубок. Форму и размер наконечников выбирают в зависимости от конкретных условий работы.

Аппаратура для нахождения мест повреждений изоляции газопроводов (АНПИ). Аппаратура АНПИ разработана Саратовским институтом Гипронигаз. Она предназначена для нахождения мест сквозных повреждений изоляции строящихся и эксплуатируемых подземных металлических газопроводов, уложенных под различными видами дорожных покрытий, без вскрытия грунта. Аппаратура может быть использована также для определения месторасположения и глубины прокладки газопроводов и силового электрического кабеля под нагрузкой. Максимальный радиус действия аппаратуры при проверке изоляции газопроводов: для эксплуатируемого — 500 м и для строящегося — 2000 м, при этом точность определения места повреждения составляет 0,5 м.

Аппаратура успешно зарекомендовала себя при работе на открытом воздухе при относительной влажности не более 80 % и при температуре от -20 до $+30^{\circ}\text{C}$. Проверяемый газопровод при минусовых температурах должен находиться в талом грунте, толщина промерзания грунта не должна превышать 10 см.

Аппаратура состоит из генератора, приемника и аккумуляторных батарей. Генератор вмонтирован в переносной металлический корпус, в котором имеется отсек для приемника. Питание генератора осуществляется от аккумуляторной батареи, находящейся в деревянном ящике.

Приемник вместе с источником питания смонтирован в отдельном металлическом корпусе и представляет собой избирательный усилитель с высокомомным входом. В приемнике имеется звуковая и визуальная индикация принимаемого сигнала. Принцип работы аппаратуры при определении мест повреждения изоляции состоит в регистрации характера изменений потенциалов вдоль газопровода. Потенциалы образуются при прохождении переменного тока частотой около 1000 Гц от генератора по цепи: генератор — газопровод — земля — генератор. Определение трассы газопровода и глубины его заложения основано на индуктивном методе. Суть этого метода заключается в процессе улавливания магнитного поля над трассой газопровода, по которому протекает ток частотой 1000 Гц.

6.7. Ремонтные работы на газопроводах

Важное значение в бесперебойной работе подземных газопроводов имеет их ремонт.

Ремонтные работы представляют собой совокупность мер по поддержанию газопроводов и других сооружений в состоянии технической готовности и по сохранению этими сооружениями необходимых эксплуатационных качеств. Основное внимание работников газовых хозяйств должно быть сосредоточено на предупреждении аварий и поддержании газопроводов и оборудования в хорошем состоянии. Это достигается с помощью системы планово-предупредительного ремонта, который представляет собой комплекс периодически осуществляемых организационно-технических мероприятий по надзору и уходу за сооружениями, по проверкам оборудования и производству всех видов ремонта. Система планово-предупредительного ремонта предусматривает выполнение профилактических работ, текущего и капитального ремонта.

К профилактическим работам относятся периодические осмотры, а также устранение мелких неисправностей, выявленных в процессе осмотра.

Текущий ремонт заключается в устраниении небольших неисправностей и повреждений газопроводов и сооружений, а также в проведении ревизий отдельного оборудования.

В процессе капитального ремонта заменяются изношенные узлы и детали, разбирается оборудование, заменяются отдельные участки газопровода. При капитальном ремонте устраняется износ и восстанавливается первоначальное состояние газопроводов и оборудования. Своевременное и качественное проведение ремонтных работ способствует улучшению использования газопроводов и сооружений и обеспечивает бесперебойное снабжение потребителей газом.

Текущий ремонт. Все работы по текущему ремонту можно подразделить на две группы: профилактический ремонт, выявляемый в процессе эксплуатации и планируемый заранее по объему и времени его выполнения; непредвиденный ремонт; выполняемый в срочном порядке. Непредвиденный текущий ремонт заключается в срочном исправлении повреждений, которые не могут быть заранее обнаружены и устранены при профилактическом ремонте.

К текущему ремонту относятся следующие работы:

устранение мелких дефектов и утечек газа на арматуре, ремонт разрывов стыков вваркой катушек, ремонт отдельных мест повреждений изоляции;

усиление сварных стыков на газопроводах с давлением газа до 0,3 МПа путем установления на стык муфт с гофрами, усиление сварных стыков лепестковыми муфтами на газопроводах с давлением газа выше 0,3 МПа, ремонт стыков газопроводов с давлением до 0,3 МПа путем наварки лепестковых муфт;

устранение провеса газопроводов, снежно-ледяных и кристалло-гидратных закупорок, удаление конденсата путем заливки растворителя в газопровод, обогрева места ледяной закупорки паром, шурвки газопровода проволокой;

устранение закупорок, не подлежащих растворению, путем вырезки окон в газопроводах, демонтажа отдельных участков газопровода, продувки газопровода сжертым газом;

окраска надземных газопроводов, приведение в порядок настенных указателей, закрепление опор и креплений надземных газопроводов;

очистка колодцев от грязи, проверка состояния крышек колодцев, устранение перекосов и других неисправностей, проверка и закрепление лестниц и скоб;

ремонт стенок колодцев, восстановление отмостки, уплотнение крышек газовых колодцев;

проверка, осмотр и чистка задвижек и компенсаторов, смазка червяка задвижки, проверка и набивка сальника, проверка исправности приводного устройства, плотности соединений задвижек и компенсаторов, их окраска;

устранение перекосов крышек и коверов, проверка плотности резьбовых соединений, смазка резьбы пробок и кранов, устранение повреждений оголовков и стояков конденсатосборников, гидрозатворов и контрольных трубок; наращивание (или обрезка) выводных трубок конденсатосборников, гидрозатворов и контрольных трубок;

растворение льда в стояках конденсатосборников и гидрозатворов специальными растворителями с последующим удалением конденсата;

очистка конденсатосборников от грязи путем подачи через стояк воды с последующим удалением осадка насосом; замена неисправных деталей конденсатосборников и гидрозатворов.

Капитальный ремонт. При капитальном ремонте подземных газопроводов выполняются следующие работы:

все виды работ, выполняемых при текущем ремонте;

замена изоляции газопроводов, восстановление стенки трубы с заменой изоляции, наложение заплат, вырезка и врезка новой катушки, замена отдельных участков труб;

ремонт кладки колодцев с разборкой и заменой перекрытия, ремонт гидроизоляции и оштукатуривание колодцев, смена лестниц и ходовых скоб, наращивание высоты колодцев;

вынос отдельных участков газопроводов на фасады зданий;

разборка задвижек и смена износившихся деталей, шабровка, расочка или замена уплотнительных колец, смазка;

замена износившихся задвижек;

демонтаж или замена конденсатосборников и гидрозатворов, ремонт и замена коверов;

прокладка отдельных участков газопроводов.

Механические повреждения газопроводов и сооружений на них. Наибольшее количество механических повреждений приходится на газовые вводы. Это объясняется тем, что большинство строительно-монтажных и других работ, при производстве которых повреждаются газопроводы, ведется вблизи зданий.

Чаще всего возникают такие механические повреждения:

раздавливание и разрыв газопроводов малых диаметров при осадке сооружений, пересекающих газопроводы (коллекторы теплосети, колодцы водопровода и канализации);

обрыв ввода при осадке грунта, которым засыпались пазухи возле фундамента вновь выстроенного здания;

отрыв ввода от распределительного газопровода или разрыв ввода при раскопке траншей экскаваторами;

случайные пробоины тела трубы пиками отбойных молотков при разработке мерзлого или плотно слежавшегося грунта;

обрыв гидрозатвора на вводе при обвале незакрепленной стенки рядом раскопанной траншеи;

коррозионные повреждения газопроводов.

Повреждения газопроводов сопровождаются значительными утечками газа и проникновением его в подвалы зданий и другие подземные коммуникации и сооружения. Особая опасность возникает при проникновении газа в подвальные помещения зданий. Если место проникновения газа установлено, необходимо вдоль фундамента на глубину около 1 м выкопать траншею, чтобы прекратить доступ газа через фундамент и дать ему выход в атмосферу.

Механические повреждения встречаются также на распределительных газопроводах в основном из-за нарушения правил производства строительно-монтажных работ. Распределительные газопроводы имеют большое количество устройств (конденсатосборники, отключающие приборы, установленные в колодцах, контрольные трубы и пункты и т. д.), повреждение которых может привести к серьезным авариям.

Крышки коверов ломаются чаще всего в тех местах, где коверы установлены не в одной плоскости с дорожным покровом. Проломы чугунных крышек часто приводят к повреждению арматуры. Стальные крышки продавливаются и в результате изгибаются. Поврежденная арматура может стать причиной пожаров, так как вытекающий газ воспламеняется от искр, вылетающих из выхлопных патрубков транспорта, или других источников огня.

В тех местах, где газопроводы проложены вблизи трамвайных путей или под трассой движения троллейбусов, возникает вибрационное колебание дорожного покрытия. Колебания, передаваясь на газопроводы, могут стать причиной разрыва стыков. Особенно опасны вибрационные колебания для газопроводов, проложенных под мостами, по которым проходят трамвайные и троллейбусные линии. Опасны для сварных стыков и ударные нагрузки. На практике имели место случаи

разрыва стыков при забивке свай вблизи газопроводов и трамбовке грунта над газопроводом различными ударными механизмами.

Наибольшая опасность возникает при производстве строительных работ экскаваторами или бульдозерами вблизи газопроводов. Характерными повреждениями, возникающими при небрежной работе этих механизмов, являются: пробоины в стенах газопровода зубьями ковша экскаватора, смятие труб и повреждение изоляции, обрыв отключающих устройств, обрыв труб и т. д. Большинство таких повреждений можно предотвратить, если строительные организации до начала работ получат от соответствующих представителей газового хозяйства письменное уведомление установленной формы о порядке производства работ вблизи газопровода с указанием мер предосторожности и эскиз с привязками и глубиной прокладки газопровода. Правила безопасности предусматривают, что при производстве земляных работ вблизи газопроводов ударные механизмы для рыхления грунта можно применять на расстоянии не ближе чем 3 м от газопровода.

Ремонт запорных устройств. Характерные неисправности запорных устройств: утечка газа в сальниках и во фланцевых соединениях.

В процессе эксплуатации задвижек и кранов возникают такие неисправности, как: отрыв фланца, поломка нажимной буксы сальника, поломка крышки сальника самосмазывающего крана, трещины в корпусе задвижек. Утечки газа, вызванные этими неисправностями, чрезвычайно опасны и могут вызвать серьезные аварии.

Утечки во фланцевых соединениях устраняют подтягиванием болтов или сменой прокладок. Перед установкой новых прокладок фланцы очищают от суртика, белил и прокладок. Работы проводят при низком давлении газа с соблюдением мер безопасности.

Утечки газа в сальниках устраниют подтягиванием сальника или сменой сальниковой набивки. Большинство утечек связано с тем, что сальник набит не специальной набивкой, а обычновенной паклей, смазанной тавотом или солидолом. Такая набивка не долговечна. Многое зависит и от равномерного натяжения нажимной буксы с помощью насадочных болтов. Односторонняя перетяжка болтов может вызвать надлом фланца буксы и привести к утечке газа. Необходимо следить за тем, чтобы сальник не был сильно затянут, так как это может привести к изгибу шпинделя и выходу из строя задвижки.

Если задвижка закрыта не полностью и для закрытия или открытия требуется большое усилие, то следует проверить шпиндель задвижки, который может оказаться погнутым. В этом случае заменяют шпиндель или полностью задвижку.

Могут быть случаи, когда задвижка легко закрывается, шпиндель исправен, но отключение негерметичное. Это следствие того, что задвижки эксплуатировались с неполностью открытыми запорными дисками и под действием различных примесей в газе часть дисков износилась и задвижка потеряла герметичность. Характерные повреждения чугунных задвижек — различного рода трещины во фланцах и в корпусе. Такие задвижки не ремонтируют, а заменяют.

Для замены задвижки на разъединяемых участках газопровода необходимо отключить электрозащиту, если она имеется, и установить перемычку для предотвращения искрообразования от действия ближайших токов. Если перемычку установить нельзя, то работы, связанные с разъединением газопровода, следует проводить после продувки газопровода воздухом. Новую чугунную задвижку устанавливают вместе с компенсатором. При этом гайки на стяжных болтах освобождают, чтобы обеспечить работу компенсаторов.

Перед установкой компенсатора проводят его предварительную растяжку или сжатие с учетом температуры окружающего воздуха. Характерная неисправность компенсаторов — утечка газа из фланцевых соединений, возникающая вследствие периодически повторяющихся растягивающих и сжимающих усилий, которые приводят к ослаблению болтовых креплений фланцев и могут вызвать срыв резьбы у болтов.

Ремонт конденсатосборников и гидрозатворов. Наибольшее количество утечек газа из конденсатосборников и гидрозатворов приходится на резьбовые соединения и краны. Наиболее слабым местом являются стояки конденсатосборников. Если стояки изготовлены из шовных труб, то при нарезке резьбы, сварке и обрезке трубы продольный шов стояка дает трещины, что сопровождается интенсивным выходом газа в окружающее пространство.

Трещины продольного шва стояка могут образоваться и в результате изгиба стояка под действием динамических нагрузок, передаваемых при просадке ковера от движущегося транспорта. При осмотрах трассы и арматуры необходимо обращать внимание на то, чтобы верхняя часть стояка не была зажата в горловине основания ковера. Для этого периодически внутренняя полость ковера должна очищаться от снега, льда и грязи.

Стояки конденсатосборников и весь конденсатосборник могут подвергаться коррозии, что приводит к утечкам газа. Характерными признаками наличия отверстия в конденсатосборниках являются: выделение пены при откачке конденсата, загрязнение конденсата окру-

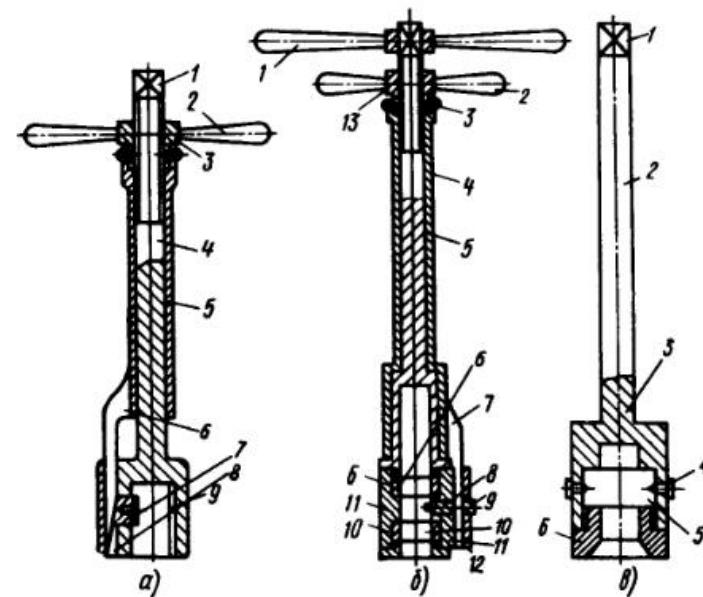


Рис. 53. Набор инструмента для ремонта конденсатосборников низкого давления:

а — торцовый ключ; 1 — квадрат для воротка, 2 — рукоятка подачи, 3 — гайка подачи, 4 — шпиндель, 5 — трубка подачи, 6 — клин, 7 — сухарь, 8 — головка ключа, 9 — ребро;
б — труборез: 1 — вороток, 2 — рукоятка подачи, 3 — стопор гайки, 4 — трубка подачи, 5 — шпиндель, 6 — кольцо скольжения, 7 — клин, 8 — режущий ролик, 9 — державка ролика, 10 — кольцо скольжения, 11 — головка, 12 — гайка направляющая, 13 — гайка подачи;
в — торцовый клупп: 1 — квадрат для воротка, 2 — штанга, 3 — корпус клуппа; 4 — стопорный болт, 5 — гнездо для плашки, 6 — направляющая гайка

жающим грунтом, трудность откачки конденсата, отсутствие вакуума при работе насоса.

Конденсатосборники и гидрозатворы, поврежденные коррозией, не ремонтируют, а заменяют новыми.

Ремонт стояков связан с трудоемкими операциями по вскрытию дорожного покрытия, раскопке грунта, снятию ковера и т. д.

На рис. 53 показан набор инструмента для ремонта стояков конденсатосборников низкого давления.

С помощью торцового ключа (см. рис. 53, а) снимают муфты. Для этого ключ надевают головкой на муфту, поворотом рукоятки опускают клин и плотно прижимают им сухарь к муфте. Ключ вращают с помощью воротка, надеваемого на квадратную головку шпинделя. Далее приступают к обрезке стояка, для чего применяют труборез.

Режущей частью трубореза (см. рис. 53, б) является ролик. Перед установкой трубореза на стояк необходимо вращением рукоятки подачи установить клин в крайнее верхнее положение, вследствие чего под действием пружины режущий ролик выходит из пустотелой полости головки. Перед обрезкой стояк предварительно очищают от изоляции.

Труборез вращается с помощью воротка. Вращением рукоятки опускают клин и создают нажим ролика на стояк. Для разметки стояка на определенную длину используют стержень-ограничитель, имеющий нарезку с одного конца. Перемещением гайки по резьбе стержня устанавливают длину отрезаемой трубы. Для нарезки резьбы на стояке используют торцовый клупп (см. рис. 53, в). Для этого плашку вставляют в гнездо корпуса клуппа и зажимают ее направляющей гайкой. Для наращивания стояков гидрозатворов и конденсатосборников производят раскопку и снятие ковера.

В конденсатосборниках высокого давления часто наблюдаются утечки газа из неплотных кранов. Недостаточной герметичностью отличаются пробковые краны, когда они плохо притерты или гайка на хвостовике не обеспечивает достаточного натяжения. Для предотвращения утечки газа через неплотный кран в свободную муфту крана ввертывают глухую пробку, которая при пользовании краном вывертывается. При небрежном выполнении этих операций также могут возникнуть утечки газа.

После окончания работ вносят соответствующие корректизы в техническую документацию. Капитально отремонтированные газопроводы и сооружения принимаются специальной комиссией, которая составляет акт приемки объекта с указанием объема выполненных работ и их качества.

Основные направления улучшения качества производства работ: механизация ремонтных работ; организация мастерских по ремонту оборудования; внедрение прогрессивных методов ведения ремонтных работ; централизация изготовления узлов, деталей и трубных заготовок; внедрение научной организации труда.

6.8. Подготовка систем газоснабжения к работе в зимних условиях

Подготовка систем газоснабжения к работе в зимних условиях является важнейшим элементом обеспечения их безаварийной эксплуатации и бесперебойного газоснабжения городов и других населенных

пунктов. Каждое предприятие газового хозяйства разрабатывает план организационно-технических мероприятий.

Основными мероприятиями по подготовке систем газоснабжения к работе в зимних условиях являются следующие.

1. Очистка газовых колодцев от воды и грязи, проверка состояния запорной арматуры и конденсаторов, их окраска, обновление настенных указателей. Проверка наличия отверстий в крышках колодцев подземных коммуникаций.

2. Разработка и согласование с предприятиями, потребляющими газовое топливо, графиков ограничения и очередности подачи газа в осенне-зимний период. Разработка и согласование планов взаимодействия с соответствующими службами (пожарной охраной со службой МЧС, скорой помощью, милицией и др.) в период аварий в системах газоснабжения.

3. Обеспечение противопожарной безопасности.

4. Проверка готовности к зиме газовых хозяйств и ведомственных газовых служб. Проведение семинара-совещания с ответственными за газовое хозяйство представителями ведомств по вопросам обеспечения безопасной эксплуатации систем газоснабжения.

5. Завершение работ по проверке технического состояния подземных газопроводов с помощью приборных методов или опрессовки газопроводов.

6. Уточнение маршрутных карт, нанесение места отбора проб воздуха в подвалах зданий.

7. Проверка состояния насосов для откачки конденсата: создание необходимого запаса метанола для устранения закупорок.

8. Проведение ремонта и наладки установок защиты газопроводов от коррозий.

9. Проверка состояния систем газоснабжения коммунально-бытовых предприятий, отопительных котельных и других предприятий с сезонным потреблением газа. Контроль за своевременным представлением актов о проверке и прочистке дымоходов и вентиляционных каналов.

10. Проведение переосвидетельствования емкостей групповых резервуарных установок. Ревизия подземных газопроводов, обвязки резервуаров по жидкой фазе, всех групповых установок, установки дополнительных контрольных трубок под сварными стыками, обвязок жидкой фазы, проверка контрольных трубок на проходимость.