А. И. ГОЛЬЯНОВ

ГАЗОВЫЕ СЕТИ И ГАЗОХРАНИЛИЩА

Рекомендовано Министерством образования Республики Башкортостан в качестве учебника для студентов вузов и слушателей институтов повышения квалификации, обучающихся по специальности 090700 "Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ"

Инв № 131885

Уфа • Монография • 2004

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 7

Глава 1. Основные сведения о газораспределительных сетях. Свойства газов 11

1.1. Основные сведения о газораспределительных сетях и хранилищах газа 11

1.2. Горючие газы, используемые для газоснабжения 18

1.3. Основные физические свойства газа 20

Глава 2. Гидравлический расчет газораспределительных сетей 30

2.1. Потребители газа. Режим потребления газа 30

2.2. Расчетные расходы газа 33

2.2.1. Годовые расходы газа 33

2.2.2. Расчетные часовые расходы газа 39

2.3. Гидравлический расчет простых газопроводов 42

2.3.1. Газопроводы высокого и среднего давления 42

2.3.2. Газопроводы низкого давления 44

2.4. Гидравлический расчет газопроводов низкого давления 46

2.4.1. Расчетные схемы газораспределительных сетей 46

2.4.2. Вывод расчетной формулы для случая равномерно распределенного отбора газа по длине горизонтального газопровода 49

2.4.3. Гидравлический расчет распределительных газопроводов при сосредоточенных отборах 50

2.4.4. Определение области применения различных расчетных схем распределительных газопроводов 52

2.4.5. Определение расчетных расходов газа по участкам сети .. 53

2.4.6. Приведение путевых расходов к узловым 54

2.4.7. Расчетные перепады давления 55

2.5. Гидравлический расчет наклонных газопроводов 56

2.6. Методы расчета тупиковой газораспределительной сети 56

2.6.1. Традиционный (старый) метод расчета тупиковой сети .. 57

2.6.2. Некоторые неопределенности при расчете тупиковой сети по традиционному методу 60

2.6.3. Метод оптимальных диаметров 61

2.6.3.1. Последовательное соединение участков сети 64

2.6.3.2. Простое разветвление участков сети 67

2.6.4. Комбинированный метод расчета тупиковой газораспределительной сети 70

2.6.5. Сравнительный анализ методик распределения расчетного перепада давления 70

2.7. Метод "предельной выгоды" 72

2.8. Гидравлический расчет кольцевых газораспределительных сетей . 75
2.8.1. Методика расчета кольцевых сетей 75
2.8.2. Методика гидравлической увязки кольцевой сети 76

Глава 3. Регуляторы давления 83
3.1. Регулирование давления газа. Классификация регуляторов давления 83
3.2. Конструктивные особенности регуляторов давления газа 89
3.3. Расчет пропускной способности регуляторов давления 102

Глава 4. Газорегуляторные станции 113
4.1. Размещение газорегуляторных пунктов и установок 113
4.2. Устройство газорегуляторных пунктов 116
4.3. Газораспределительные станции 120
4.3.1. Классификация и структура ГРС 120
4.3.2. Защита потребителей от повышенного и пониженного давления в сетях 123
4.3.3. Подогрев газа на ГРС 126

Глава 5. Гидравлический режим газовых сетей 128
5.1. Режим работы газовых приборов 128
5.2. Гидравлический режим газовой сети низкого давления 130
5.3. Сезонное регулирование давления газа на выходе ГРП 132

Глава 6. Наружные газопроводы. Трубы и основная арматура для газовых сетей 136
6.1. Наружные газопроводы газораспределительных сетей 136
6.1.1. Трассировка газопроводов 136
6.1.2. Пересечения газопроводов с различными препятствиями 139
6.2. Трубы и их соединения 142
6.3. Газовая арматура и оборудование 146
6.4. Приемка и ввод газопроводов в эксплуатацию 158

Глава 7. Внутренние устройства газоснабжения 161
7.1. Устройство внутренних газопроводов 161
7.2. Бытовые газовые приборы 163
7.2.1. Бытовые газовые плиты 164
7.2.2. Газовые плиты предприятий общественного питания 166
7.2.3. Аппараты горячего водоснабжения 167
7.2.4. Аппараты емкостные газовые бытовые типа АГВ 168
7.2.5. Аппараты отопительные газовые с водяным контуром бытовые типа АОГВ 169
7.2.6. Комбинированные аппараты типа АКГВ 170
7.2.7. Печные газовые горелки 171

Глава 8. Хранилища природного газа и газозаправочные станции 173
8.1. Методы компенсации сезонных, суточных и часовых колебаний потребления газа 173
8.2. Аккумулирующая способность магистрального газопровода ... 174
8.3. Подземные хранилища газа 176
8.4. Газонаполнительные станции сжатого природного газа 183

Глава 9. Общие сведения о сжиженных углеводородных газах 190
9.1. Основные понятия о СУГ 190
9.2. Источники получения СУГ 191
9.3. Состав сжиженных углеводородных газов 192
9.4. Свойства СУГ. Смеси газов 192
9.5. Диаграмма состояния индивидуальных углеводородов 197

Глава 10. Транспорт сжиженных углеводородных газов 201
10.1. Перевозка СУГ в железнодорожных цистернах 202
10.2. Перевозка сжиженных газов в автомобильных цистернах 210
10.3. Перевозка сжиженного газа автотранспортом в баллонах и "скользящих" резервуарах 211
10.4. Перевозка сжиженных углеводородных газов по морю 214
10.5. Перевозка сжиженных углеводородных газов речным транспортом 227
10.6. Транспортировка сжиженных углеводородных газов по трубопроводам 230

Глава 11. Хранение сжиженных углеводородных газов 233
11.1. Определение объемов хранилищ сжиженных углеводородных газов 233
11.2. Хранение сжиженных углеводородных газов под давлением в металлических резервуарах 237
11.3. Шахтные хранилища сжиженных углеводородных газов 245
11.4. Подземные хранилища сжиженных углеводородных газов в отложениях каменной соли 247
11.5. Изотермическое хранение сжиженных углеводородных газов в стальных и железобетонных резервуарах 251
11.6. Подземные ледопородные хранилища сжиженных углеводородных газов 260

Глава 12. Кустовые базы и газонаполнительные станции 264
12.1. Устройство кустовой базы (газонаполнительной станции) сжиженного углеводородного газа 264
12.1.1. Назначение и организационная структура кустовой базы (газонаполнительной станции) 264

12.1.2. Принцип работы кустовой базы (газонаполнительной станции) 268
12.2. Анализ методов перемещения сжиженных углеводородных газов 271
12.3. Заправка автомобилей сжиженными углеводородными газами 278

Глава 13. Резервуарные и баллонные установки газоснабжения 281
13.1. *Регазификация сжиженных углеводородных газов* 281
13.2. Конструктивные особенности испарителей сжиженных углеводородных газов 285
13.3. Резервуарные и баллонные установки с естественным и искусственным испарением 292
13.4. Использование газовоздушных смесей для газоснабжения 296

Список литературы 301

ВВЕДЕНИЕ

В нашей стране создан 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 настоящее время во многих звеньях общественного производства в качестве энергоносителя широко применяется природный газ, который стал значительным фактором технического прогресса — увеличения выпуска промышленной и сельскохозяйственной продукции, роста производительности общественного труда и снижения удельных расходов топлива. 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 газопроводов, увеличится их пропускная способность, широкое применение получат автоматизированные газоперекачивающие агрегаты. Значительно расширится область применения природного газа в промышленности, сельском хозяйстве и в быту.

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. Пер-

вый 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, называли "светильным".

В начале XX в., после того как для освещения стали использовать керосин, газ начали применять для отопления и приготовления пищи. В 1913 г. производство искусственного газа в России составило 17 млн. $м^3$, по существу не было газовой промышленности. 1915 г. — в Москве было газифицировано 3000 квартир, в С.-Петербурге — 10000 квартир.

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. $м^3$. В 1923 г. в Баку был построен первый газобензиновый завод. В 1940 г. добыча природного газа составляла более 400 млн. $м^3$.

Первый газопровод был построен в 1940–1941 гг. от Дашавских промыслов до 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 Куйбышева протяженностью 160 км, в 1946 г.— первый дальний газопровод Саратов–Москва протяженностью 840 км и диаметром 325 мм, по которому подавали в Москву 0,5 млрд. $м^3$ природного газа ежегодно.

Газовая промышленность является одной из наиболее динамичных, бурно развивающихся отраслей народного хозяйства. Так, добыча газа в 1976 г. составила 289, в 1980 — 435, в 1985 — 643, в 1990 г. — 854 млрд. $м^3$.

При этом удельный вес газа в суммарном производстве топливно-энергетических ресурсов оставался примерно одинаковым – на уровне 38 %, а к началу нового тысячелетия увеличился до 45–50 %.

Одной из ведущих подотраслей газовой промышленности является газопроводный транспорт. Увеличение протяженности магистральных газопроводов, их разветвленность, обусловливающая охват газопотреблением большой территории России, значительное число взаимосвязанных объектов, включенных в газотранспортную систему, позволяет говорить о том, что в России успешно функционирует Единая Система Газоснабжения (ЕСГ).

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. Начинается строительство газотранспортной магистрали с полуострова Ямал.

В настоящее время сетевой и сжиженный газ в Российской Федерации получают около 1100 городов, 1800 рабочих поселков и около 100000 сельских населенных пунктов.

Общая протяженность действующих на территории России газопроводов — отводов высокого давления увеличилась против 1975 г. в целом в 1,9 раза, а на селе — в 3,1 раза.

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

Проделаны значительные работы по серийному выпуску высококачественных плит, автоматизированных водонагревателей, отопительных 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.

В настоящее время газ стал основным видом топлива в быту, коммунальном хозяйстве и промышленности. К 1990 г. в России было газифицировано около 30 млн. квартир, или 85 % жилого фонда.

В большом количестве природный газ используется в теплоэнергетике, на долю которой приходится 55 % потребляемого в стране природного газа, в том числе на электростанциях — 26, в отопительных котельных — 15 и в промышленных котельных — 14 %.

ГЛАВА 1

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ. СВОЙСТВА ГАЗОВ

1.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ И ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА

Система газоснабжения городов и населенных пунктов состоит из источников газоснабжения, газораспределительной сети и внутреннего оборудования.

Источники — магистральные газопроводы и отводы от них, станции подземного хранения газа (СПХГ) и газораздаточные станции сжиженных газов.

Газовая распределительная сеть представляет собой систему газопроводов и оборудования, служащих для транспорта и распределения внутри города (населенного пункта, промышленного объекта).

Внутреннее газовое оборудование жилых домов, коммунальных и промышленных предприятий включает внутридомовые и промышленные газопроводы, а также газовые приборы и установки для сжигания газа.

Современные распределительные системы газоснабжения представляют собой (в зависимости от объекта) сложный комплекс сооружений, состоящих из следующих основных элементов:

1) газовых сетей высокого, среднего и низкого давления;
2) газораспределительных станций (ГРС);
3) газорегуляторных пунктов (ГРП) и установок (ГРУ).

Газопроводы систем газоснабжения классифицируют следующим образом:

По виду транспортируемого газа: природного газа, попутного нефтяного газа, СУГ (C_3 и C_4), искусственного газа, сжиженного газа.

По давлению газа: высокого, среднего и низкого давления.

По местоположению относительно отметки земли: подземные (подводные), надземные (надводные).

По расположению в системе планирования городов и населенных пунктов: наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, межпоселковые); внутренние (внутрицеховые).

По назначению: в системе газоснабжения: городские магистральные; распределительные; вводы; вводные газопроводы; импульсные; продувочные.

По принципу построения (распределительные газопроводы): кольцевые; тупиковые; смешанные.

По материалу труб: металлические (стальные, медные); неметаллические (пластмассовые, асбестоцементные и др.).

В соответствии с п. 4.3. СНиП 42.01–2002 газопроводы систем газоснабжения в зависимости от давления транспортируемого газа подразделяют на:

газопроводы **высокого давления I категории** — при рабочем давлении газа свыше 0,6 МПа (6 кг/см^2) до 1,2 МПа (12 кг/см^2) включительно для природного газа и газовоздушных смесей и до 1,6 МПа (16 кг/см^2) для сжиженных углеводородных газов (СУГ);

газопроводы **высокого давления II категории** — при рабочем давлении газа свыше 0,3 МПа (3 кг/см^2) до 0,6 МПа (6 кг/см^2);

газопроводы **среднего давления** — при рабочем давлении газа свыше 0,005 МПа (500 мм вод. ст.) до 0,3 МПа (3 кг/см^2);

газопроводы **низкого давления** при рабочем давлении до 0,005 МПа (0,05 кг/см^2) включительно.

Пункт 3 СНиП 42.01–2002 устанавливает следующие термины и определения.

Газораспределительная система — имущественный производственный комплекс, состоящий из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям.

Газораспределительная сеть — система наружных газопроводов от источника до ввода газа потребителям, а также сооружения и технические устройства на них.

Источник газораспределения — элемент системы газоснабжения (например, газораспределительная станция — ГРС), служащий для подачи газа в газораспределительную сеть.

Наружный газопровод — подземный, наземный и (или) надземный газопровод, проложенный вне зданий до наружной конструкции здания.

Внутренний газопровод — газопровод, проложенный от наружной конструкции здания до места подключения расположенного внутри зданий газоиспользующего оборудования.

Газоиспользующее оборудование — оборудование, использующее газ в качестве топлива.

Газовое оборудование — технические изделия полной заводской готовности (компенсаторы, конденсатосборники, арматура трубопроводная запорная и т. д.), используемые в качестве составных элементов газопроводов.

Охранная зона газопровода — территория с особыми условиями использования, устанавливаемая вдоль трасс газопроводов и вокруг других объектов газораспределительной сети в целях обеспечения нормальных условий ее эксплуатации и исключения возможности ее повреждения.

В соответствии с п. 4.4. СНиП 42.01–2002 давление газа в газопроводах, прокладываемых внутри зданий, следует принимать не более значений, приведенных в табл. 1.1.

Для тепловых установок промышленных предприятий и отдельно стоящих котельных допускается использование газа с давлением до 1,2 МПа, если такое давление требуется по условиям технологии производства.

Допускается использование газа с давлением до 0,6 МПа в котельных, расположенных в пристройках к производственным зданиям.

Давление газа перед бытовыми газовыми приборами следует принимать в соответствии с паспортными данными приборов, но не более указанного табл. 1.1.

Газопроводы низкого давления служат для подачи газа в жилые, общественные здания и на предприятия бытового обслуживания.

Таблица 1.1

Давление газа в газопроводах, прокладываемых внутри зданий

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

Газопроводы среднего и высокого (I категории) давления служат для питания городских распределительных сетей низкого и среднего давления через ГРП, а также для подачи газа в газопроводы промышленных и коммунальных предприятий.

Городские газопроводы высокого (II категории) давления являются основными для газоснабжения крупных городов. По ним газ подают через ГРП в сети среднего и высокого давления, а также промышленным предприятиям, нуждающимся в газе высокого давления.

Связь между газопроводами различного давления осуществляется через ГРС и ГРП.

Современная схема городской системы газоснабжения имеет ярко выраженную иерархичность в построении, связанную с клас-

сификацией газопроводов по давлению. Верхний уровень составляют газопроводы высокого давления. Они составляют главный стержень городской газовой сети. Сеть высокого давления должна быть резервированная, т. е. закольцованная. Сеть высокого давления гидравлически соединяется с остальной частью системы через регуляторы давления, оснащенные предохранительными устройствами, предотвращающими повышение давления после регуляторов.

Газопроводы крупных населенных пунктов (в том числе и городские) можно разделить на три группы:

1) распределительные — для подачи газа к промышленным потребителям, коммунальным предприятиям и в районы жилых домов. Эти газопроводы могут быть высокого, среднего и низкого давления, кольцевые и тупиковые;

2) абонентские ответвления, подающие газ от распределительных сетей к отдельным потребителям;

3) внутридомовые газопроводы.

Для поселков и небольших городов рекомендуется одноступенчатая система газоснабжения.

Для средних городов принимают двухступенчатую систему газоснабжения. Газ от ГРС по сети среднего или высокого давления подают к крупным потребителям и к газорегуляторным пунктам, а от последних — в распределительную сеть города.

Для крупных городов рекомендуется трехступенчатая система газоснабжения. Для крупных и средних городов газовые сети необходимо проектировать кольцевыми, а для мелких городов и поселков, как высокая ступень давления, так и низкая, может быть запроектирована тупиковой. Окончательный вариант применяется после технико-экономического обоснования.

Для крупных городов и центров промышленных районов целесообразно применять дополнительное кольцо с давлением до 2,5 МПа, с помощью которого газ из магистрального газопровода распределяют вокруг города и подают в городские сети высокого давления и в магистрали к промышленным районам, городам-спутникам и в подземные хранилища газа.

Принципиальная схема распределительной системы газоснабжения крупного города приведена на рис. 1.1.

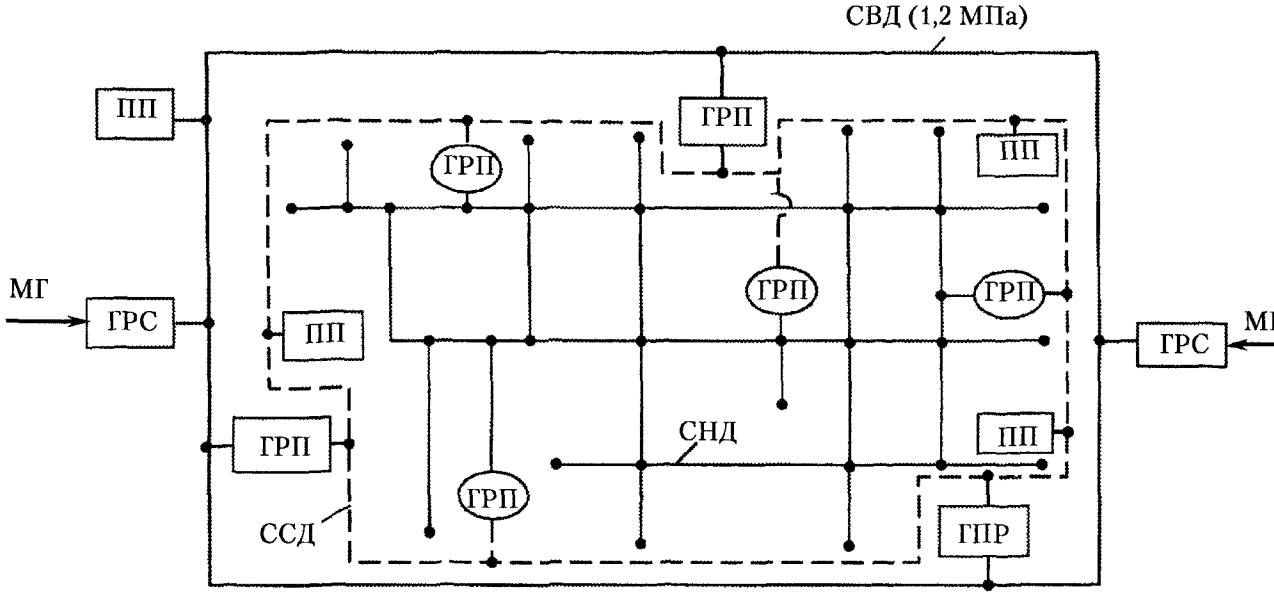


Рис. 1.1. Многоступенчатая система газоснабжения крупного города:
СВД — сеть высокого давления; ССД — сеть среднего давления; СНД — сеть низкого давления; ПП — промышленное предприятие; МГ — магистральный газопровод

для покрытия часовой неравномерности потребления газа в течение суток.

Для приема, хранения и поставки потребителям сжиженных углеводородных газов строят раздаточные станции и кустовые базы. Для хранения больших объемов сжиженных газов сооружают подземные хранилища в искусственных или естественных выработках в плотных непроницаемых породах.

1.2. ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Для газоснабжения используются природные и искусственные газы.

По ГОСТ 5542–87 содержание вредных примесей **в граммах на 100 м^3 газа** не должно превышать: сероводорода — 2, аммиака — 2, цианистых соединений в пересчете на синильную кислоту (HCN) — 5, смолы и пыли — 0,1, нафталина — 10 (летом) и 5 (зимой).

Содержание влаги не должно превышать количеств, насыщающих газ при температуре 20 °С (зимой) и 35 °С (летом). Если газ транспортируют на большие расстояния, то его осушают.

Природные газы представляют собой смесь углеводородов метанового ряда.

Природные газы можно подразделить на три группы.

1) газы чисто газовых месторождений. Состоят в основном из метана, являются сухими или **тощими** (не более 50 г/м^3 пропана и выше). Характеристики природных газов некоторых северных месторождений приведены в табл. 1.2.

2) попутные газы нефтяных месторождений. Это смесь сухого газа, пропан-бутановой фракции и газового бензина — **жирные** газы, содержащие большое количество тяжелых углеводородов (обычно более 150 г/м^3).

3) газы конденсатных месторождений. Это смесь сухого газа и конденсата. Пары конденсата представляют собой смесь паров тяжелых углеводородов, содержащих C_5 и выше (бензин, лигроин, керосин).

Сухие газы легче воздуха, а жирные — обычно тяжелее.

Таблица 1.2

Характеристики природных газов некоторых северных месторождений России

Месторождение	Состав газа (по объему), %								Плотность (при 0 °С и 0,1013 МПа), кг/м^3	Низшая теплота сгорания, кДж/(кг · К)
	Метан CH_4	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	Бутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Диоксид углерода CO_2	Азот N_2	Сероводород H_2S		
Уренгойское	98,8	0,70	—	—	0,010	0,290	0,980	Отс.	0,729	35509
Ямбургское	98,6	0,60	—	—	0,010	0,190	1,120	То же	0,714	35430
Медвежье	99,2	0,120	—	—	0,010	0,010	0,600	»	0,722	35685
Бованенковское	99,0	0,028	0,007	0,003	—	0,063	0,855	Следы	0,723	35534
Заполярное	98,4	0,070	0,010	—	0,010	0,200	1,500	Отс.	0,728	35375
Тазовское	98,6	0,100	0,030	0,020	0,010	0,200	1,000	То же	0,727	35509
Губкинское	98,7	0,130	0,010	0,005	0,010	0,150	1,300	»	0,730	35521
Комсомольское	97,2	0,120	0,010	—	0,010	0,100	2,560	»	0,735	35004
Вынгапуровское	95,1	0,320	—	—	—	0,190	4,300	»	0,745	31328
Юбилейное	98,4	0,070	0,010	—	—	0,100	1,100	»	0,729	35360
Мессояхское	97,6	0,100	0,030	0,010	0,010	0,060	1,600	»	0,724	35138
Березовское	94,1	1,200	0,300	0,100	0,060	0,500	3,000	»	0,755	35277
Вуктыльское	81,8	8,800	2,600	0,940	0,300	0,300	5,100	»	0,859	38828

Теплотворная способность газов чисто газовых месторождений — 31000–38000 кДж/м^3, а попутных газов нефтяных месторождений — 38000–63000 кДж/м^3.

Искусственные газы. При термической обработке твердых топлив в зависимости от способа переработки получают газы *сухой перегонки* и *генераторные газы.*

Сухая перегонка — процесс разложения твердого топлива без доступа воздуха. Получают газ, смолу и коксовый остаток (температура процесса 900–1100 °С).

Примерный состав коксового газа, %: H_2 — 5; CH_4 — 24; C_nH_m — 2; CO — 8; CO_2 — 2,4; O_2 — 0,6; N_2 — 4.

Теплотворная способность — 16000–18000 кДж/м^3, плотность — 0,45–0,5 кг/м^3.

Газификация — процесс термохимической переработки топлива. В результате реакции углерода топлива с кислородом и водяным паром образуются горючие газы: оксид углерода и водород. Одновременно с процессом газификации протекает частичная сухая перегонка топлива.

Продуктами газификации топлива являются горючий газ, зола и шлаки (в газогенераторах). При подаче в газогенератор паровоздушной смеси получают генераторный газ, называемый смешанным, примерный состав которого в %: H_2 — 14,0; CH_4 — 1,0; CO — 28,0; CO_2 — 6,0; O_2 — 0,2; H_2S — 0,2; N_2 — 50,6.

Теплотворная способность генераторного газа — 5500 кДж/м^3, плотность — 1,15 кг/м^3.

1.3. ОСНОВНЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

При расчете некоторых свойств газов, а также производительности и пропускной способности газопроводов различают следующие **условия состояния** газа:

— **нормальные условия:** температура — 0 °С, давление — 0,101325 МПа (760 мм рт. ст.);

— **стандартные условия 20 °С:** температура — 20 °С, давление — 0,101325 МПа (760 мм рт. ст.);

— **стандартные условия 15 °С:** температура — 15 °С, давле-

ние – 0,101325 МПа (760 мм рт. ст.).

Например, **плотность воздуха** при различных условиях равна:

$\rho_{В0}$ = 1,293 кг/м^3 (0 °С, 760 мм рт. ст.);

$\rho_{В20}$ = 1,206 кг/м^3 (20 °С, 760 мм рт. ст.);

$\rho_{В15}$ = 1,225 кг/м^3 (15 °С, 760 мм рт. ст.).

В расчетах достаточно часто пользуются понятием **относительной плотности**, т. е. отношением плотности газа к плотности воздуха при одних и тех же условиях

$$\Delta = \rho / \rho_В. \qquad (1.1)$$

Плотность газа при нормальных условиях может быть определена по его **молярной массе** M

$$\rho = M/22{,}41, \qquad (1.2)$$

где M – молярная масса, кг/кмоль;

22,41 – объем, который занимает 1 кмоль газа при нормальных условиях, м^3/кмоль.

Приведение плотности, объема и расхода газа к стандартным условиям выполняется по следующим зависимостям:

$$\rho_{ст} = \rho \frac{p Z_{ст} T_{ст}}{p_{ст} Z T}, \qquad (1.3)$$

$$V_{ст} = V \frac{p Z_{ст} T_{ст}}{p_{ст} Z T}, \qquad (1.4)$$

$$Q_{ст} = Q \frac{p Z_{ст} T_{ст}}{p_{ст} Z T}, \qquad (1.5)$$

где p и $p_{ст}$ – абсолютные давления;

T и $T_{ст}$ – абсолютные температуры газа;

Z и $Z_{ст}$ – коэффициенты сжимаемости газа соответственно при двух состояниях.

Плотность смеси газов подчиняется закону аддитивности

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^{n} \rho_i a_i, \tag{1.6}$$

где a_i — молярная (мольная ≅ объемная) концентрация;

ρ_i — плотность i-го компонента (табл. 1.3).

Газовая постоянная зависит от состава газовой смеси и определяется (в н · м/(кг · К)) по формуле

$$R = \overline{R}/M, \tag{1.7}$$

где $\overline{R}$ — универсальная газовая постоянная,

$$\overline{R} = 8314{,}3 \text{ н} \cdot \text{м}/(\text{кмоль} \cdot \text{К}) = 8{,}3143 \text{ кДж}/(\text{кмоль} \cdot \text{К})$$

Средние **псевдокритические температура и давление** смеси также подчиняются закону аддитивности:

$$T_{пк} = \sum_{i=1}^{n} T_{кр\,i} \cdot a_i, \tag{1.8}$$

$$p_{пк} = \sum_{i=1}^{n} p_{кр\,i} \cdot a_i, \tag{1.9}$$

где $T_{кр\,i}$ и $p_{кр\,i}$ — абсолютные критические температура и давление компонентов смеси.

Критическим давлением называется такое давление, при котором и выше которого повышением температуры нельзя испарить жидкость.

Критическая температура — это такая температура, при которой и выше которой при повышении давления нельзя сконденсировать пар.

В соответствии с нормами технологического проектирования [28] псевдокритические параметры природного газа могут быть определены по известной плотности $\rho_{ст}$ газовой смеси

Таблица 1.3

Физические свойства компонентов, входящих в состав природных газов

Параметр	Метан CH_4	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	*н*-Бутан C_4H_{10}	Изобутан C_4H_{10}	*н*-Пентан C_5H_{12}
Молярная масса, кг/кмоль	16,04	30,07	44,09	58,12	58,12	72,15
Плотность, кг/м^3:						
при 0 °С и 0,1013 МПа	0,717	1,356	2,010	2,307	2,673	3,457
при 20 °С и 0,1013 МПа	0,669	1,264	1,872	2,519	2,491	3,228
Вязкость:						
динамическая $\mu \cdot 10^{-7}$, Па · с:						
при 0 °С и 0,1013 МПа	1,020	0,880	0,770	0,690	—	—
при 20 °С и 0,1013 МПа	1,102	0,940	0,820	0,760	—	—
кинематическая ν 10^6, м^2/с:						
при 0 °С и 0,1013 МПа	14,24	6,35	3,70	2,45	2,86	2,18
при 20 °С и 0,1013 МПа	16,18	7,28	4,26	2,95	—	—
Критические параметры газа:						
температура, К	190,68	305,75	370,00	425,17	408,05	460,90
давление, МПа	4,52	4,88	4,34	3,75	3,62	3,29
Газовая постоянная, Дж/(кг · К)	518,57	276,64	188,68	143,08	143,08	115,23
Теплота сгорания, кДж/м^3 (при 0 °С и 0,1013 МПа):						
высшая	39830	70370	100920	133890	131800	158360
низшая	35880	64430	92930	123680	121750	146230
Теплоемкость c_p, кДж/(кг · К), при 0 °С	2,167	1,650	1,430	1,590	1,590	1,600

Продолжение табл. 1.3

Параметр	Азот N_2	Водород H_2	Оксид углерода CO	Диоксид углерода CO_2	Воздух (без CO_2)	Сероводород H_2S
Молярная масса, кг/кмоль	28,02	2,016	44,01	64,07	28,96	34,02
Плотность, кг/м^3:						
при 0 °С и 0,1013 МПа	1,2505	0,0899	1,2500	1,9768	1,2928	1,5392
при 20 °С и 0,1013 МПа	1,1651	0,0837	1,1651	1,8423	1,2050	1,4338
Вязкость:						
динамическая $\mu \cdot 10^{-7}$, Па · с						
при 0 °С и 0,1013 МПа	1,71	—	—	1,40	1,745	1,23
при 20 °С и 0,1013 МПа	1,84	—	—	1,65	1,822	—
кинематическая $\nu \cdot 10^6$, м^2/с						
при 0 °С и 0,1013 МПа	—	—	—	—	—	—
при 20 °С и 0,1013 МПа	—	—	—	—	—	—
Критические параметры газа:						
температура, К	126,26	33,30	133,00	304,26	132,65	373,60
давление, МПа	3,45	1,32	3,44	7,28	3,777	8,89
Газовая постоянная, Дж/(кг · К)	296,75	4124,7	296,94	188,97	292,70	115,23
Теплота сгорания, кДж/м^3 (при 0 °С и 0,1013 МПа):						
высшая	—	12762	12636	—	—	25708
низшая	—	10798	10649	—	—	23698
Теплоемкость c_p, кДж/(кг · К), при 0 °С	1,058	—	—	0,816	1,005	0,993

$$p_{\text{пк}} = 0{,}1737\left(26{,}831 - \rho_{\text{ст}}\right), \qquad (1.10)$$

$$T_{\text{пк}} = 155{,}24\left(0{,}564 + \rho_{\text{ст}}\right), \qquad (1.11)$$

где $\rho_{\text{ст}}$ — плотность газа (в кг/м^3) при стандартных (20 °С) условиях; псевдокритическое давление газа рассчитано в МПа, а псевдокритическая температура — в К.

Сжимаемость газа учитывает отклонение газов от законов идеального газа. Сжимаемость газа характеризуется коэффициентом сжимаемости Z, который определяется экспериментально. При отсутствии экспериментальных данных коэффициент сжимаемости определяют по номограммам в зависимости от приведенных температуры и давления ($T_{пр}$, $p_{пр}$) газа или в зависимости от давления, температуры и относительной плотности по воздуху, а также по формулам, рекомендованным в отраслевых нормах проектирования [28]

$$Z = 1 - \frac{0{,}0241 p_{пр}}{\tau}, \tag{1.12}$$

где

$$\tau = 1 - 1{,}68T_{пр} + 0{,}78T_{пр}^2 + 0{,}0107T_{пр}^3,$$

$$p_{пр} = p / p_{пк}, \tag{1.13}$$

$$T_{пр} = T / T_{пк}. \tag{1.14}$$

Влажность газов. Практически все газы содержат водяные пары, т. е. имеют некоторую влажность. Влажность природных газов обусловлена пластовыми условиями. В магистральных и распределительных газопроводах транспортируемый газ может насыщаться влагой, оставшейся в газопроводе после гидравлических испытаний. Присутствие сконденсированных водяных паров и кислых газов может вызвать коррозию трубопроводов и оборудования. При некоторых условиях (температуре и давлении) при наличии капельной влаги в газе могут образовываться кристаллогидраты.

Содержание влаги в газе характеризуется абсолютной и относительной влажностью.

Абсолютная влажность d (в г/м^3 или кг/кг) характеризует содержание водяных паров соответственно в единице объема или единице массы газа. Влагосодержание природных газов зависит от состава газа, температуры и давления и определяется по номограмме (рис. 1.2).

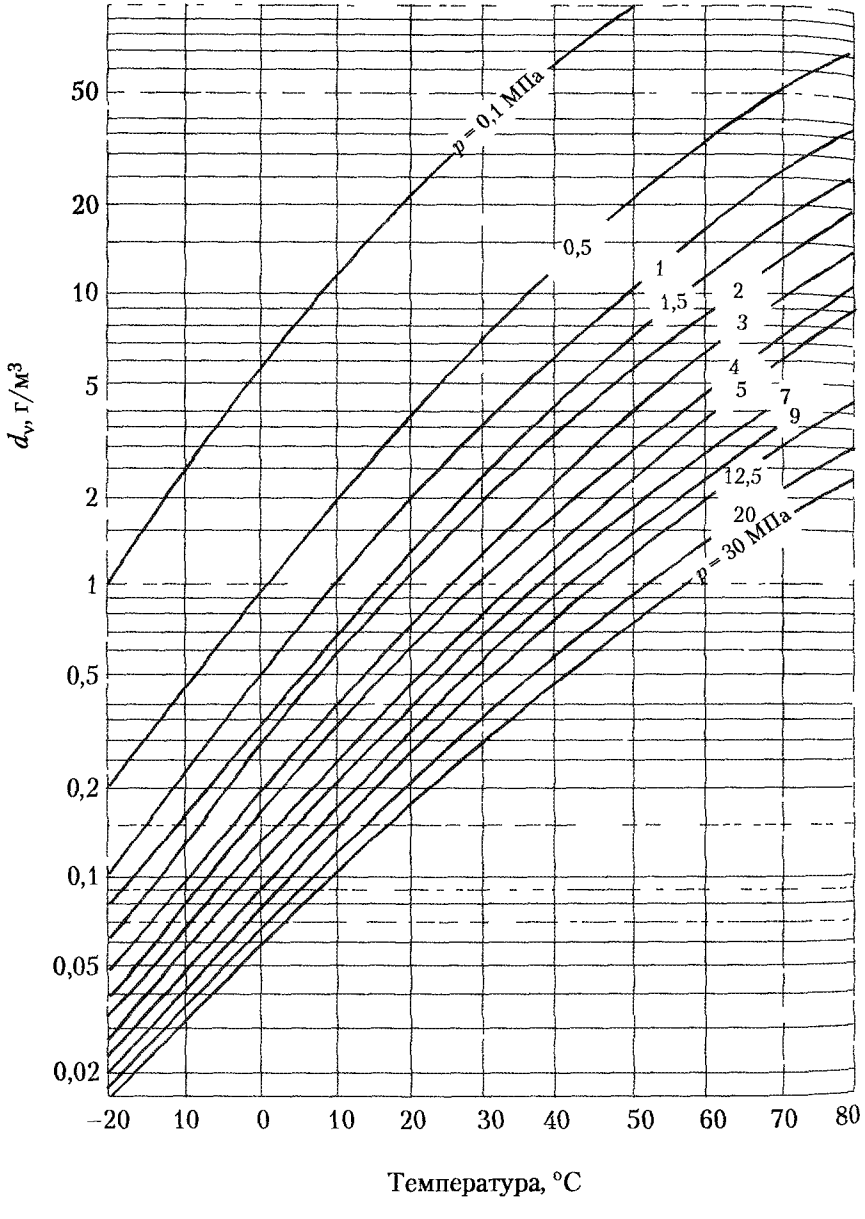


Рис. 1.2. Диаграмма влагосодержания насыщенного природного газа

Относительная влажность газа — отношение фактического количества водяных паров в единице объема газа к максимально возможному количеству при определенных давлении и температуре:

$$\varphi = m_{\text{п}}/m_T = p_{\text{п}}/p_T, \qquad (1.15)$$

где $m_{\text{п}}$ — количество водяного пара в единице объема пара;

m_T — максимально возможное количество водяного пара, которое может находиться в газе без конденсации при данных давлении и температуре;

$p_{\text{п}}$ — парциальное давление водяного пара в газовой смеси;

p_T — давление насыщенного водяного пара при температуре T.

Температура, при которой газ становится насыщенным при определенном давлении, называется **точкой росы**.

При подготовке к транспорту газ должен быть осушен так, чтобы точка росы была на 5–7 градусов ниже минимальной температуры охлаждения газа в газопроводе (табл. 1.4).

Таблица 1.4

Требования к влажности транспортируемого газа

Параметр	Значение параметра	
Климатическая зона по ГОСТ 16350–86	А	В
Точка росы по влаге и тяжелым углеводородам при p =5,5 МПа, К, не более:		
в зимний период (1.X–30.IV)	263	240
в летний период (1.V–30.IX)	270	258

Примечания. 1. А — умеренная и жаркая климатическая зона; В — холодная климатическая зона.

2. Для обеих зон содержание механических примесей не более 0,1 г/100 м^3, сероводорода не более 2 г/100 м^3, кислорода не более 1 %.

Вязкость газа характеризуется коэффициентом динамической (абсолютной) вязкости μ (в Па · с) и определяется по формуле

$$\mu = 5{,}1 \cdot 10^{-6}\left[1 + \rho_{ст}\left(1{,}1 - 1{,}25\rho_{ст}\right)\right] \times$$
$$\times\left[0{,}037 + T_{пр}\left(1 - 0{,}104T_{пр}\right)\right] \cdot \left[1 + \frac{p_{пр}^2}{30\left(T_{пр} - 1\right)}\right]. \qquad (1.16)$$

Теплоемкость реальных газов зависит от состава газа, температуры и давления. Изобарная теплоемкость природных газов (в кДж/(кг · К) с содержанием метана более 85 % в отраслевых нормах проектирования определяется из соотношения

$$c_p = 1{,}695 + 1{,}838 \cdot 10^{-6}T + 1{,}96 \cdot 10^{6}(p - 0{,}1)/T^3. \qquad (1.17)$$

Эффект Джоуля–Томсона. При снижении давления по длине газопровода и при дросселировании газа на ГРС наблюдается снижение температуры. Это явление учитывается коэффициентом Джоуля–Томсона (в К/МПа), для определения которого в отраслевых нормах проектирования рекомендуется аппроксимация (для природных газов с содержанием метана более 85 %)

$$D_i = \frac{1}{c_p}\left(0{,}98 \cdot 10^6/T^3 - 0{,}5\right), \qquad (1.18)$$

где c_p — средняя изобарная теплоемкость газа, определяемая для средних значений давления и температуры в процессе дросселирования.

Теплотворная способность (теплота сгорания) — тепло, выделяемое при сгорании единицы объема (или массы) газа при определенных условиях. Различают высшую и низшую теплотворную способность топлива. В большинстве энергетических установок (газотурбинные установки, печи и т. п.), предназначенных для использования или преобразования тепловой энергии, можно рассчитывать лишь на низшую теплоту сгорания топлива из-за невозможности воспользоваться теплотой, выделяющейся при конденсации паров воды как продукта сгорания топлива. Более идеальной, в этом смысле, является стоящая на горящей газовой плите большая "потеющая" кастрюля с пока еще негорячей водой.

Теплота сгорания природных газов определяется по правилу аддитивности с учетом теплоты сгорания индивидуальных компонентов и их молярной (объемной) доли в составе природного газа:

$$Q_{\text{н}}^{\text{c}} = \sum_{i=1}^{n} Q_{\text{н}i} a_i^{\text{c}}, \tag{1.19}$$

где a_i^{c} — молярная доля i-го компонента в составе сухого (индекс с) газа;

$Q_{\text{н}i}$ — низшая теплота сгорания i-го компонента (в кДж/м^3).

Влажность природных газов влияет на их теплотворную способность. Пересчет молярной доли компонентов, плотности и теплоты сгорания рабочего состава газа (индекс р) с учетом влажности производят по формулам:

$$a_i^{\text{p}} = K \cdot a_i^{\text{c}}, \quad a_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{p}} = \frac{d}{0{,}804} K, \tag{1.20}$$

$$\rho^{\text{p}} = \left(\rho^{\text{c}} + d\right) K, \tag{1.21}$$

$$Q_{\text{н}}^{\text{p}} = Q_{\text{н}}^{\text{c}} \cdot K, \tag{1.22}$$

где K определяется по формуле

$$K = \frac{0{,}804}{0{,}804 + d} \tag{1.23}$$

В приведенных выше формулах d — влагосодержание газа, выражаемое в кг на м^3 сухого газа при 0 °С и 0,101325 МПа.

ГЛАВА 2

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

2.1. ПОТРЕБИТЕЛИ ГАЗА. РЕЖИМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА

Количество газа, расходуемого различными категориями потребителей города или поселка, является основой для разработки проекта газоснабжения. Расходы газа в значительной мере определяют выбор схемы системы, ее размеры, пропускную способность, металлоемкость и стоимость.

Методика определения расходов зависит от характера потребителей газа. Всех потребителей можно разделить на следующие основные категории:

— бытовые потребители газа (потребление газа в квартирах жилых домов);

— коммунально-общественные предприятия (потребление газа на предприятиях бытового обслуживания населения, общественного питания и торговли, в учреждениях здравоохранения, на предприятиях по производству хлеба и кондитерских изделий и в прочих учреждениях);

— теплоэлектростанции и котельные (потребление газа электростанциями, потребление газа на отопление и вентиляцию зданий);

— промышленные предприятия (потребление газа на технологические нужды промышленных и сельскохозяйственных предприятий).

Все категории потребителей расходуют газ во времени неравномерно. Неравномерность связана с сезонными климатическими изменениями, сезонным изменением производительности промышленных потребителей, режимом работы промышленных

предприятий в течение недели и суток, со сложившимся режимом работы и отдыха, с укладом жизни населения, характеристикой газового оборудования зданий и промышленных цехов. Регулировать неравномерность посредством воздействия на отмеченные выше причины возможно лишь в весьма ограниченных пределах. Поэтому неравномерность необходимо изучать и учитывать при проектировании распределительных систем газоснабжения.

Различают следующие виды неравномерности потребления газа:

– неравномерность по месяцам года (сезонная неравномерность);

– неравномерность по дням недели (суточная неравномерность);

– неравномерность по часам суток (часовая неравномерность).

Сезонная неравномерность вызвана дополнительным расходом топлива в зимнее (холодное) время, а также некоторым сокращением его потребления на коммунально-бытовые нужды летом.

Суточная неравномерность в отдельные дни недели вызвана укладом жизни населения, режимом работы предприятий и изменением температуры наружного воздуха.

Часовая неравномерность вызвана неравномерностью потребления в течение суток. Наибольшая часовая неравномерность наблюдается у бытовых и коммунальных потребителей. Режим потребления предприятий определяется количеством рабочих смен.

Годовой график потребления газа городов строят на основании годовых графиков всех категорий потребителей.

По годовому графику можно составлять баланс газа, планировать его подачу потребителям, определять число буферных потребителей, рассчитывать объем подземных хранилищ и планировать проведение ремонтных работ на газопроводах.

Недельный график характеризуется колебаниями потребления газа по отдельным дням недели и месяца, которые определяются следующими факторами: укладом жизни населения и режимом работы предприятий (отопительная нагрузка здесь не рассматривается)

Городские распределительные газопроводы рассчитывают на максимальные часовые расходы газа, которые можно определить, располагая достаточно надежными сведениями о часовых колебаниях потребления газа. Построение суточных графиков (рис. 2.1) необходимо также для правильной эксплуатации газовых сетей и установок и расчета аккумулирующей емкости, необходимой для выравнивания суточного графика.

Большое влияние на режим потребления газа в квартирах (бытовое потребление) оказывают климатические условия. Понижение наружной температуры вызывает увеличение потребления газа. Это объясняется тем, что в зимние месяцы температура водопроводной воды значительно снижается и на ее нагрев расходуется больше тепла. Кроме того, зимой больше тепла необходимо для приготовления пищи. Летом же численность населения городов несколько уменьшается, так как некоторая его часть выезжает за город.



Рис. 2.1. Суточный график потребления газа городом

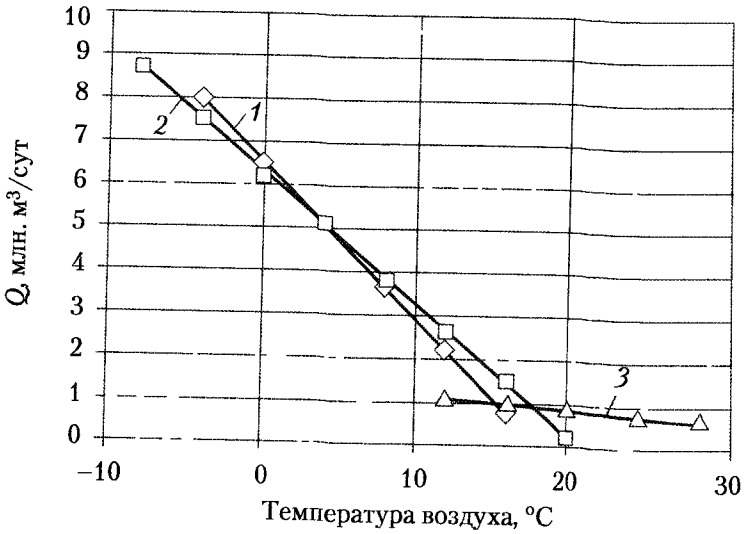


Рис. 2.2. Изменение потребления газа в зависимости от температуры воздуха:
1 — для первого полугодия; *2* — для второго полугодия; *3* — для летних месяцев

Режим потребления газа на отопление и вентиляцию зданий также зависит от климатических условий того района, где расположен город или промышленный узел. Количество потребляемого газа определяется наружной температурой (рис . 2.2).

2.2. РАСЧЕТНЫЕ РАСХОДЫ ГАЗА

2.2.1. Годовые расходы газа

Годовые расходы газа для каждой категории потребителей следует определять на конец расчетного периода с учетом перспективы развития объектов, потребителей газа. Продолжительность расчетного периода 10–20 лет.

Годовые расходы газа для жилых домов, предприятий бытового обслуживания, общественного питания, предприятий по про-

изводству хлеба и учреждений здравоохранения можно принимать по нормам расхода теплоты, приведенным в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Нормы расхода газа для потребителей

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж (тыс. ккал)
1. Жилые дома		
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения при газоснабжении:		
природным газом	На одного человека в год	2800 (660)
СУГ	То же	2540 (610)
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения) при газоснабжении:		
природным газом	»	8000 (1900)
СУГ	»	7300 (1750)
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя при газоснабжении:		
природным газом	»	4600 (1100)
СУГ	»	4240 (1050)
2. Предприятия бытового обслуживания населения		
Фабрики-прачечные:		
на стирку белья в механизированных прачечных	На 1 т сухого белья	8800 (2100)
на стирку белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами	То же	12600 (3000)
на стирку белья в механизированных прачечных, включая сушку и глаженье	»	18 800 (4500)
Дезкамеры:		
на дезинфекцию белья в паровых камерах	»	2240 (535)
на дезинфекцию белья и одежды в горячевоздушных камерах	»	1260 (300)

Продолжение табл. 2.1

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж (тыс. ккал)
Бани:		
мытье без ванн	На одну помывку	40 (9,5)
мытье в ваннах	То же	50 (12)
3. Предприятия общественного питания		
Столовые, рестораны, кафе:		
на приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности предприятия	На один обед	4,2 (1)
на приготовление завтраков или ужинов	На один завтрак или ужин	2,1 (0,5)
4. Учреждения здравоохранения		
Больницы, родильные дома:		
на приготовление пищи	На одну койку в год	3200 (760)
на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	То же	9200 (2200)
5. Предприятия по производству хлеба и кондитерских изделий		
Хлебозаводы, комбинаты, пекарни:		
на выпечку хлеба формового	На 1 т изделий	2500 (600)
на выпечку хлеба подового, батонов, булок, сдобы	То же	5450 (1300)
на выпечку кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья, пряников и т. п.)	»	7750 (1850)

Примечания. 1. Нормы расхода теплоты на жилые дома, приведенные в таблице, учитывают расход теплоты на стирку белья в домашних условиях.

2. При применении газа для лабораторных нужд школ, вузов, техникумов и других специальных учебных заведений норму расхода теплоты следует принимать в размере 50 МДж (12 тыс. ккал) в год на одного учащегося.

Допускается при составлении генеральных планов городов и других населенных пунктов принимать укрупненные показатели потребления газа, м^3/год на одного человека при теплоте сгорания 34 МДж/м^3 (8000 ккал/м^3):

— при наличии централизованного горячего водоснабжения — 100;

— при горячем водоснабжении от газовых водонагревателей — 250;

— при отсутствии всяких видов горячего водоснабжения — 125 (165 — в сельской местности).

Годовые расходы газа на нужды предприятий торговли и бытового обслуживания непроизводственного характера и т. п. следует принимать в размере до 5 % суммарного расхода теплоты на жилые дома (по табл. 2.1).

Годовые расходы на нужды промышленности определяют по нормам технологического расхода газа с учетом перспектив развития.

Годовые расходы газа на приготовление кормов и подогрев воды для животных можно принимать по табл. 2.2.

Годовые и расчетные часовые расходы теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение следует принимать в соответствии с указаниями СНиП 2.04.01–85 (отопление), СНиП 2.04.05–85 (вентиляция и кондиционирование воздуха) и СНиП 2.04.07–76 (тепловые сети).

Таблица 2.2

Годовые расходы газа на приготовление кормов и подогрев воды для животных

Назначение расходуемого газа	Расход газа	Нормы расхода теплоты на нужды животных, МДж (тыс. ккал)
Приготовление кормов для животных с учетом запаривания грубых кормов и корне-, клубнеплодов	На одну лошадь	1700 (400)
	На одну корову	8400 (2000)
	На одну свинью	4200 (1000)
[illegible]	[illegible]	[illegible]

Годовой расход тепла (в кДж) на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий вычисляют по формуле

$$Q_{о\,в} = \left[24(1+K)\frac{t_{вн} - t_{ср\,о}}{t_{вн} - t_{р\,о}} + ZK_1K\frac{t_{вн} - t_{ср\,о}}{t_{вн} - t_{р\,в}} \right] \cdot \frac{qFn_0}{\eta_0}, \qquad (2.1)$$

где $t_{вн}$ — температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, принимается по табл. 2.3, °С;

$t_{р.о}$ — расчетная наружная температура для проектирования отопления (СНиП 2.04.01–85);

$t_{р.в}$ — расчетная наружная температура для проектирования вентиляции (СНиП 2.04.07–85);

$t_{ср.о}$ — средняя температура наружного воздуха за отопительный сезон, °С;

K, K_1 — коэффициенты, учитывающие расход теплоты на отопление и вентиляцию общественных зданий; при отсутствии данных соответственно принимают равными 0,25 и 0,40;

Z — среднее число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток; при отсутствии данных принимают равным 16 ч;

n_0 — продолжительность отопительного периода, сут;

Таблица 2.3

Температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий

Тип здания	$t_{вн}$, °С
Жилые здания, гостиницы, общежития, административные здания	18
Учебные заведения, школы, предприятия общественного питания, клубы и дома культуры	16
Театры, магазины, прачечные, пожарные депо	15
Кинотеатры	14
Гаражи	10
Детские ясли и сады, поликлиники, амбулатории, диспансеры и больницы	20
Бани	25

Примечание. Если нет указаний о назначении общественных зданий, то во всех зданиях принимается $t_{вн}$ = +18 °С.

F — жилая площадь отапливаемых зданий, м^2;

η_0 — к. п. д. отопительной системы; для котельных η = 0,8–0,85, для отопительных печей η = 0,7–0,75;

q — укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты для отопления жилых зданий на 1 м^2 жилой площади, кДж/(ч · м^2):

$t_{р.о}$, °С	0	–10	–20	–30	–40
q, кДж/(ч · м^2)	335	461	544	625	670

Годовой расход газа (в кДж) на централизованное горячее водоснабжение от котельных определяется по формуле

$$Q_{г\,в} = 24 q_{г\,в} N \left[n_0 + (350 - n_0) \frac{60 - t_{х\,л}}{60 - t_{х\,з}} \beta \right] \cdot \frac{1}{\eta_{г\,о}}, \qquad (2.2)$$

где $q_{г.в}$ — укрупненный показатель среднечасового расхода теплоты на горячее водоснабжение, кДж/(ч · чел), с учетом общественных зданий района газоснабжения:

Средние за отопительные периоды нормы расхода воды на горячее водоснабжение, л на одного человека в сутки	80	90	100	110	120	130
$q_{г.в}$, кДж/(ч · чел)	1050	1150	1260	1360	1470	1570

N — число жителей, пользующихся горячим водоснабжением;

β — коэффициент для учета снижения расхода горячей воды в летний период (при отсутствии данных принимают равным 0,8; для курортных и южных городов — 1,0);

$t_{х.з}$, $t_{х.л}$ — температура водопроводной воды в отопительный и летний сезон, °С (при отсутствии данных принимают соответственно 5 и 15 °С);

$\eta_{г.о}$ — к. п. д. котельной, равный 0,80–0,85.

2.2.2. Расчетные часовые расходы газа

Системы газоснабжения городов и других населенных пунктов рассчитывают на максимальный часовой расход газа.

Максимальный расчетный часовой расход газа Q_d^h, м^3/ч (в пересчете на нормальные условия 0 °С и 760 мм рт. ст.) на хозяйственно-бытовые и производственные нужды следует определять как долю годового расхода по формуле

$$Q_d^h = K_{\max}^h Q_y, \tag{2.3}$$

где $K_{\max}^h$ — коэффициент часового максимума (коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому расходу газа);

Q_y — годовой расход газа, м^3/год.

Коэффициент часового максимума для учета характера потребления газа потребителем рассчитывается по максимальным значениям коэффициентов неравномерности газопотребления (сезонным, суточным и часовым)

$$K_{\max}^h = \frac{k_{\max}^{\text{сез}} \cdot k_{\max}^{\text{сут}} \cdot k_{\max}^{\text{час}}}{\tau}, \tag{2.4}$$

где $k_{\max}^{\text{сез}}, k_{\max}^{\text{сут}}, k_{\max}^{\text{час}}$ — максимальные коэффициенты неравномерности газопотребления по месяцам в течение года, по суткам в течение недели и часам в течение суток соответственно;

τ — число часов в году.

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

Значения коэффициентов часового максимума расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды в зависимости от численности населения, снабжаемого газом, приведены ниже:

Число жителей, снабжаемых газом, тыс. чел	*Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления),* K^h_{max}
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300
30	1/2400
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800
300	1/3000
500	1/3300
750	1/3500
1000	1/3700
2000 и более	1/4700

Значения коэффициентов часового максимума расхода газа для бань, прачечных, предприятий общественного питания и предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий представлены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Значения коэффициентов часового максимума расхода газа

Предприятия	K^h_{max}
Бани	1/2700
Прачечные	1/2900
Общественного питания	1/2000
По производству хлеба и кондитерских изделий	1/6000

Примечание. Для бань и прачечных коэффициенты часового максимума расхода газа приведены с учетом расхода газа на отопление и вентиляцию.

Расчетный часовой расход газа для предприятий различных отраслей промышленности и предприятий бытового обслуживания (за исключением предприятий, приведенных выше) следует определять по данным топливопотребления (с учетом изменения к. п. д. при переходе на газовое топливо) или исходя из годового расхода газа с учетом коэффициентов часового максимума по отрасли промышленности.

Таблица 2.5

Значение коэффициента одновременности K_{sim} для жилых домов

Число квартир	Коэффициент одновременности K_{sim} в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита 4-конфорочная	Плита 2-конфорочная	Плита 4-конфорочная и газовый проточный водонагреватель	Плита 2-конфорочная и газовый проточный водонагреватель
1	1	1	0,700	0,750
2	0,650	0,840	0,560	0,640
3	0,450	0,730	0,480	0,520
4	0,350	0,590	0,430	0,390
5	0,290	0,480	0,400	0,375
6	0,280	0,410	0,392	0,360
7	0,270	0,360	0,370	0,345
8	0,265	0,320	0,360	0,335
9	0,258	0,289	0,345	0,320
10	0,254	0,263	0,340	0,315
15	0,240	0,242	0,300	0,275
20	0,235	0,230	0,280	0,260
30	0,231	0,218	0,250	0,235
40	0,227	0,213	0,230	0,205
50	0,223	0,210	0,215	0,193
60	0,220	0,207	0,203	0,186
70	0,217	0,205	0,195	0,180
80	0,214	0,204	0,192	1,075
90	0,212	0,203	0,187	0,171
100	0,210	0,202	0,185	0,163
400	0,180	0,170	0,150	0,135

Примечания. 1. Для квартир, в которых устанавливают несколько однотипных газовых приборов, коэффициент одновременности следует принимать, как для такого же числа квартир с этими газовыми приборами.

2. Значение коэффициента одновременности для емкостных водонагревателей, отопительных котлов или отопительных печей рекомендуется принимать равным 0,85 независимо от количества квартир.

Для отдельных жилых домов и общественных зданий расчетный часовой расход газа Q_d^h, м^3/ч, следует определять по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия по формуле

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^{m} K_{\text{sim}} q_{\text{nom}} n_i, \qquad (2.5)$$

где $\sum_{i=1}^{m}$ — сумма произведений величин K_{sim}, q_{nom} и n_i от i до m;

K_{sim} — коэффициент одновременности, значение которого можно принимать для жилых домов по табл. 2.5;

q_{nom} — номинальный расход газа прибором или группой приборов, м^3/ч, по техническому паспорту.

2.3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОСТЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Режимы работы трубопроводов для транспортировки и распределения природного газа могут быть:

— по изменению температуры — **изотермическими**, когда температура газа в каждой точке газопровода и в каждый момент времени постоянная, и **неизотермическими**.

— по изменению пропускной способности — **стационарными**, когда пропускная способность газопровода в любой точке по длине газопровода и в каждый момент времени постоянна, и **неустановившимися**.

Режимы системы газоснабжения из-за малых колебаний температуры на линейных участках газопроводов относят к изотермическим. Эффект дросселирования учитывают только при анализе процессов в замерных и регулирующих устройствах при больших перепадах давления. Для задач проектирования и анализа ряда разнообразных технологических ситуаций используют изотермические стационарные модели трубопроводного транспорта и распределения природного газа.

2.3.1. Газопроводы высокого и среднего давления

Установившееся движение газа в газопроводах высокого и среднего давления описывается системой уравнений

1. Уравнение движение (Бернулли)

$$\frac{dp}{\rho}+\alpha\frac{d\left(W^2\right)}{2}+g\cdot dZ+\lambda\frac{W^2}{2}\cdot\frac{dx}{D}=0.$$

2. Уравнение баланса количества газа

$$M=\rho WF=\text{const}.$$

3. Уравнение состояния

$$p=\rho ZRT.$$

Пренебрегая вторым и третьим членами первого уравнения, получим

$$p_1^2-p_2^2=\frac{\lambda M^2ZRT}{F^2D}, \tag{2.6}$$

$$M=F\sqrt{\frac{\left(p_1^2-p_2^2\right)D}{\lambda ZRTl}} \tag{2.7}$$

Гидравлический расчет газопроводов высокого и среднего давления по всей области турбулентного режима движения газа (Re > 4000) можно производить по формуле

$$\frac{p_1^2-p_2^2}{l}=1{,}4\cdot10^5\left(\frac{n}{D}+1922\frac{\nu d}{Q}\right)^{0{,}25}\cdot\frac{Q^2}{D^5}\cdot\rho, \tag{2.8}$$

где p_1 — абсолютное давление газа в начале газопровода, МПа;

p_2 — то же в конце газопровода, МПа;

l — расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;

n — эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы принимается равной, см: для стальных труб — 0,01; для полиэтиленовых труб — 0,002;

ν — коэффициент кинематической вязкости, м^2/с (при температуре 0 °С и давлении 0,101325 МПа);

ρ — плотность газа, кг/м^3 (при температуре 0 °С и давлении 0,101325 МПа);

Q — расход газа, м^3/ч (при температуре 0 °С и давлении 0,101325 МПа).

2.3.2. Газопроводы низкого давления

В настоящее время газопроводы низкого давления эксплуатируют с максимальным избыточным давлением, не превышающим 5000 Па. При этом расчетный перепад газа от ГРП или другого регулирующего устройства до наиболее удаленного газоиспользующего агрегата не должен превышать 1800 Па.

Если принять изотермический режим газопровода с температурой T_0, то для низких давлений в газопроводах можно положить $Z_0 \cong 1$.

Из уравнения состояния

$$\rho = \frac{p}{Z_0 R T_0},$$

$$d\rho = \frac{dp}{Z_0 R T_0},$$

откуда

$$\delta\rho = \frac{d\rho}{\rho} = \frac{dp}{p}.$$

Максимальное изменение давления газа в газопроводе низкого давления dp = 1800 Па при среднем давлении

$$p_{ср} = \frac{(101325+5000)+(101325+3200)}{2} = 105425 \text{ Па}.$$

Тогда

$$\delta\rho = \frac{1800}{105425} \approx 0{,}018, \text{ т. е. порядка 1,8 \%}.$$

С учетом того, что относительное изменение плотности невелико и не превышает 2 %, в гидравлических расчетах газопроводов низкого давления плотность газа принимают постоянной величиной и расчеты ведут по обычным формулам гидравлики для несжимаемой жидкости.

Падение давления в газопроводах низкого давления определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса

$$\mathrm{Re} = 0{,}0354\frac{Q}{D\nu} \tag{2.9}$$

В зависимости от значения Re падение давления в газопроводах определяют по следующим формулам:

для ламинарного режима движения газа при $\mathrm{Re} \le 2000$

$$H = 1{,}132 \cdot 10^6 \frac{Q}{D^4}\nu\rho l, \tag{2.10}$$

для критического режима движения газа при Re = 2000–4000

$$H = 0{,}516\ \frac{Q^{2\,333}}{D^{5\,333}\nu^{0\,333}}, \tag{2.11}$$

для турбулентного режима движения газа при Re > 4000

$$H = 69\left(\frac{n}{D} + 1922\ \frac{\nu D}{Q}\right)^{0\,25} \cdot \frac{Q^2}{D^5}\rho l, \tag{2.12}$$

где H — падение давления, Па;

Q, D, ν, ρ, l, n — обозначения те же, что и в формулах для высокого и среднего давления

Падение давления в местных сопротивлениях (колена, тройники, запорная арматура и др.) допускается учитывать путем увеличения расчетной длины газопровода на 5–10 %.

Для наружных надземных и внутренних газопроводов расчетную длину газопроводов следует определять по формуле

$$l = l_1 \sum \zeta \cdot ld, \tag{2.13}$$

где l_1 – действительная длина газопровода, м;

$\sum \zeta$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода длиной l_1;

ld – эквивалентная длина прямолинейного участка газопровода, м, потери давления на котором равны потерям давления в местном сопротивлении со значением коэффициента $\zeta = 1$.

Эквивалентную длину газопровода следует определять в зависимости от режима движения газа в газопроводе по следующим формулам:

для ламинарного режима движения газа

$$ld = 5{,}5 \cdot 10^{-6} \frac{Q}{\nu}; \tag{2.14}$$

для критического режима движения газа

$$ld = 12{,}15 \frac{D^{1{,}333} \nu^{0{,}333}}{Q^{0{,}333}}, \tag{2.15}$$

для всей области турбулентного режима движения газа

$$ld = \frac{D}{11\left(\frac{n}{D} + 1922 \cdot \frac{\nu D}{Q}\right)^{0{,}25}} \tag{2.16}$$

2.4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

2.4.1. Расчетные схемы газораспределительных сетей

Рассматривая схемы уличных распределительных газопроводов, можно выделить два характерных случая:

1. На рассматриваемом участке газопровода имеется несколько отводов, расходы по которым характеризуются некоторой величиной Q_i (рис. 2.3). Если протяженность участка *AB* достаточно велика, а величины отборов Q_i соизмеримы с величиной транзитного расхода Q_T, то в ряде случаев целесообразно разбить участок *AB* на несколько и, принимая на каждом участке *A*-1, 1–2, ..., *i*-*B* расход постоянным по длине, определять диаметр для каждого из этих участков.

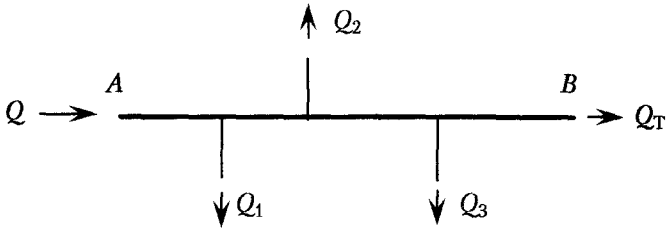


Рис. 2.3. Расчетная схема распределительного газопровода с сосредоточенными отборами газа

2. На рассматриваемом участке имеется много отводов (отборов) или длина расчетного участка относительно мала (рис. 2.4).

Тогда расчетные диаметры каждого участка будут отличаться друг от друга на незначительную величину. При выборе стандартных диаметров мы вынуждены будем принять один единственный, постоянный для всего участка *AB*. В таком случае целесообразно изменить расчетную схему, несколько идеализировав ее, но значительно сократив при этом расчеты.

При этом величина удельного расхода *q* будет определяться как

$$q = \frac{\sum Q_i}{l} = \frac{Q_П}{l},$$

где $Q_П$ — путевой расход газа на расчетном участке.

Итак, для примера, мы можем иметь сложную расчетную схему, где на отдельных участках распределение отборов будет соответствовать схеме *2*, а на других участках–схеме *1*, а в узлах *3*, *4*, *5* и *6* имеются узловые расходы газа.

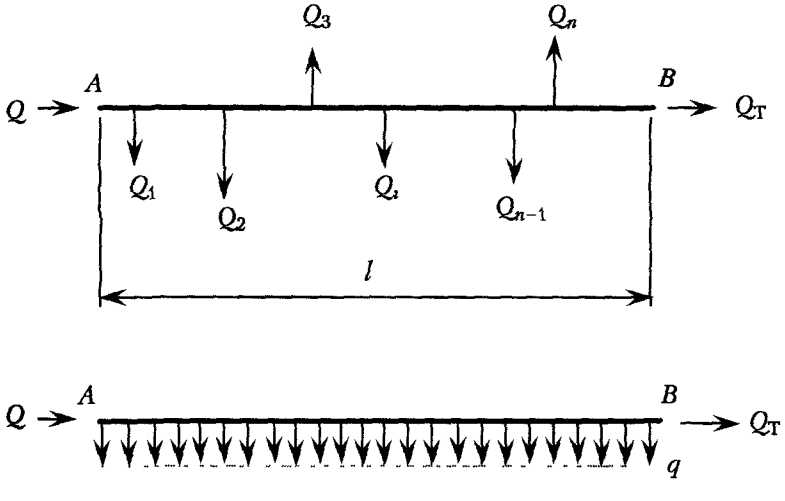


Рис. 2.4. Расчетная схема газопровода с равномерно распределенными отборами газа по длине

На участках 1–2, 2–4 и 4–6 расход будет постоянным по длине, а на участках 2–3 и 4–5 — переменным по длине.



Рис. 2.5. Общий случай отборов газа в газораспределительной сети

2.4.2. Вывод расчетной формулы для случая равномерно распределенного отбора газа по длине горизонтального газопровода

В соответствии с принятыми обозначениями имеем

$$Q_{\text{П}} = ql;$$

$$Q(x) = Q_{\text{Т}}(l - x) \qquad W(x) = \frac{Q_{\text{Т}} + q(l + x)}{F}.$$

Воспользуемся обобщенной формулой для λ:

$$\lambda = \frac{A}{\text{Re}^m}, \qquad \text{Re} = \frac{D}{\nu} \cdot \frac{Q(x)}{F}.$$

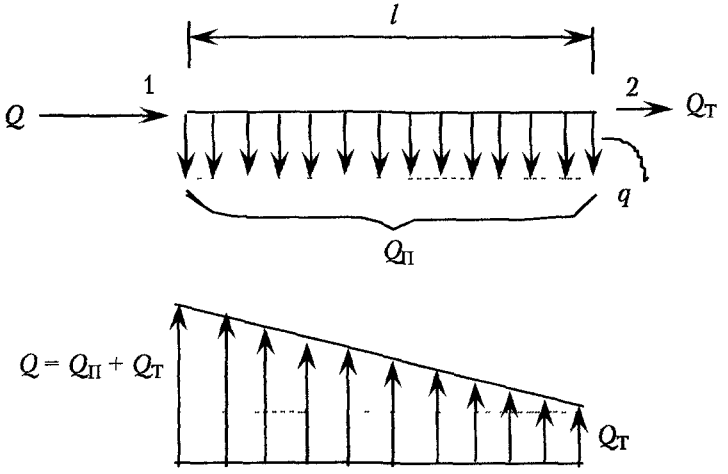


Рис. 2.6. Участок газопровода с равномерно распределенными отборами газа

По формуле Дарси-Вейсбаха

$$dp = -\lambda \frac{w^2}{2} \cdot \frac{\rho}{D} dx;$$

$$\lambda = \frac{A}{\left(\frac{D}{\nu}\cdot\frac{Q_T + q(l-x)}{F}\right)^m} = \frac{A\nu^m F^m}{D^m}(Q_T + q(l-x))^m;$$

$$p_1 - p_2 = -\frac{AF^m\nu^m}{D^m}\cdot\frac{1}{F^2}\cdot\frac{3}{2D}\int_0^l [Q_T + q(l-x)]^{2-m}\,dx;$$

$$p_1 - p_2 = -\frac{A\rho\nu^m}{2F^{2-m}D^{1+m}}\left(\frac{1}{-q}\right)\int_0^l [Q_T + q(l-x)]^{2-m}\,d[Q_T + q(l-x)];$$

$$p_1 - p_2 = \frac{A\nu^m\rho l}{2F^{2-m}D^{1+m}Q_П}\cdot\frac{1}{(3-m)}\Big|[Q_T + q(l-x)]^{3-m}\Big|_l^0;$$

$$p_1 - p_2 = \frac{A\nu^m\rho l}{2(3-m)F^{2-m}D^{1+m}}\left(\frac{(Q_1 + Q_П)^{3-m} - Q_T^{3-m}}{Q_П}\right).$$

Если $Q_T = 0$, то *для равномерно распределенного расхода по длине*

$$(p_1 - p_2)_{расп} = \frac{A\nu^m\rho l}{2(3-m)F^{2-m}D^{1+m}}\cdot Q_П^{2-m} \qquad (*)$$

2.4.3. Гидравлический расчет распределительных газопроводов при сосредоточенных отборах

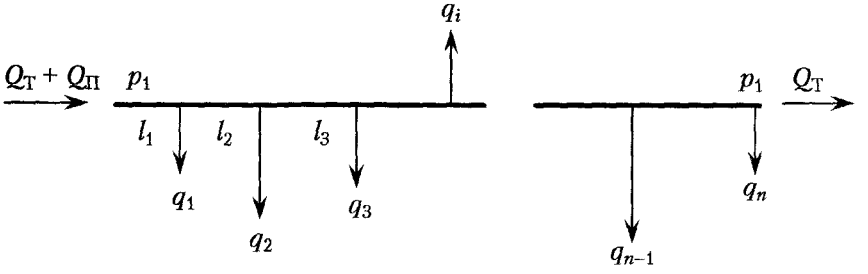


Рис. 2.7. Газопровод с сосредоточенными отборами газа

Путевой отбор

$$Q_{\text{П}} = \sum_{i=1}^{n} q_i.$$

Определим перепады давления на каждом участке:

Первый участок $p_1 - p_{1x} = \lambda_1 \dfrac{(Q_{\text{Т}} + Q_{\text{П}})^2}{2F_1^2 D_1}$.

Второй участок $p_{1x} - p_{2x} = \lambda_2 \dfrac{(Q_{\text{Т}} + Q_{\text{П}} - q_1)^2}{2F_2^2 D_2}$.

. . . . . .

n-й участок $p_{(n-1)x} - p_2 = \lambda_n \dfrac{(Q_{\text{Г}} + Q_{\text{П}} - \sum_{i=1}^{n-1} q_i)^2 \rho l_n}{2F_n^2 D_n}$

$$p_1 - p_2 = \frac{\rho}{2} \sum_{i=1}^{n} \lambda_i \frac{(Q_{\text{Т}} + Q_{\text{П}} - \sum_{i=1}^{n-1} q_i)^2 l_i}{F_i^2 D_i}.$$

Если

$$Q_{\text{Т}} = 0, \; D_1 = D_2 = \ldots = D_i = \ldots D_n = D,$$
$$l_1 = l_2 = \ldots = l_i = \ldots l_n = \frac{l}{n},$$

то для случая *сосредоточенных отборов газа по длине участка*

$$(p_1 - p_2)_{\text{соср}} = \frac{A Q_{\text{П}}^{2-m} \nu^m \rho l}{2n^{3-m} F^{2-m} D^{1+m}} (1^{2-m} + 2^{2-m} + \ldots + n^{2-m}). \qquad (**)$$

2.4.4. Определение области применения различных расчетных схем распределительных газопроводов

Гидравлический расчет газопроводов низкого давления с путевым отбором газа можно производить по формулам, которые предполагают либо непрерывное распределение отборов газа (формула(*)), либо распределение сосредоточенных отборов (формула (**)). Гидравлический расчет по формулам для сосредоточенных отборов является всегда правильным, но весьма громоздким. Для обоснования выбора расчетной схемы (непрерывный или сосредоточенный отбор) распределительного газопровода низкого давления рассмотрим участок газопровода длиной l. На этом участке на одинаковом расстоянии друг от друга расположены n отводов, по которым отбирается одинаковое количество газа ($q_1 = q_2 = ... = q_n$). Общее количество газа, подаваемого в начале участка, составляет (транзитный расход $Q_T = 0$)

$$Q_{\text{П}} = \sum_{i=1}^{n} q_i.$$

Определим перепад давления на рассматриваемом участке двумя способами: для сосредоточенных и для равномерно распределенных отборов.

Перепады давления, рассчитанные по формулам (*) и (**), будут отличаться друг от друга на некоторую величину

$$(p_1 - p_2)_{\text{соср}} - (p_1 - p_2)_{\text{расп}} = \Delta p =$$

$$= \frac{A Q_{\text{П}}^{2-m} \nu^m \rho l}{2F^{2-m} D^{1+m}} \left[\frac{1^{2-m} + 2^{2-m} + ... + n^{2-m}}{n^{3-m}} - \frac{1}{3-m} \right].$$

Относительная погрешность расчета по приближенной формуле (*) для равномерно распределенных отборов газа по длине по сравнению с более корректной формулой (**) составит

$$\delta_{\text{расп}} = \frac{\Delta p}{(p_1 - p_2)_{\text{соср}}} = 1 - \frac{n^{3-m}}{(3-m) \cdot (1^{2-m} + 2^{2-m} + ... + n^{2-m})}.$$

Для ламинарного давления ($m = 1$)

$$\delta_{\text{расп}} = \frac{1}{n+1} \quad (\text{при } n = 10 \ \ \delta_{\text{расп}} = 9\ \%).$$

Для турбулентного режима при квадратичном законе сопротивления ($m = 0$)

$$\delta_{\text{расп}} = 1 - \frac{2n^2}{(n+1)(2n+1)} = \frac{3n+1}{(n+1)(2n+1)}$$

(при $n = 5$ $\delta = 24\ \%$; при $n = 10$ $\delta = 13\ \%$).

2.4.5. Определение расчетных расходов газа по участкам сети

Формулы (*) и (**) достаточно громоздки и неудобны для практического использования.

Введено понятие **расчетного расхода** — некоторого эквивалентного расхода, постоянного по всей длине участка, который создает перепад давления, равный перепаду, создаваемому переменным по длине расходом газа.

При расчетном расходе перепад давления будет определен как

$$p_1 - p_2 = \frac{A Q_{\text{р}}^{2-m} \nu^m \rho l}{2F^{2-m} D^{1+m}}.$$

Равный ему перепад при равномерно распределенных отборах по длине

$$p_1 - p_2 = \frac{A \nu^m \rho l}{2(3-m) F^{2-m} D^{1+m}} \left(\frac{(Q_{\text{Т}} + Q_{\text{П}})^{3-m} - Q_{\text{Т}}^{3-m}}{Q_{\text{П}}} \right)$$

Приравнивая правые части этих уравнений, определим величину расчетного расхода

$$Q_{\text{р}} = \left[\frac{1}{3-m} \cdot \frac{(Q_{\text{Т}} + Q_{\text{П}})^{3-m} - Q_{\text{Т}}^{3-m}}{Q_{\text{П}}} \right]^{1/2-m}.$$

При ламинарном режиме ($m = 1$) $Q_р = Q_Т + 0{,}5Q_П$.

При турбулентном режиме ($m = 0$) $Q_р = \sqrt{Q_Т^2 + Q_Т Q_П + Q_П^2/3}$.

При отсутствии транзитного расхода $(Q_Т = 0)$:

при $m = 1$ $Q_р = 0{,}5Q_П$,

при $m = 0$ $Q_р = 0{,}557Q_П$.

В соответствии со СНиП 2.04.08–87* (справочное приложение 5*) расчетный расход газа на участках распределительных наружных газопроводов низкого давления, имеющих путевые расходы газа, следует определять **как сумму транзитного и 0,5 путевого расхода газа** на данном участке

$$Q_р = Q_Т + 0{,}5Q_П. \qquad (2.17)$$

2.4.6. Приведение путевых расходов к узловым

Использование понятия расчетного расхода газа на участке газораспределительной сети сводится к замене реальной схемы с путевыми распределенными отборами (и переменными расходами) на некоторую эквивалентную схему, в которой расход на каждом участке неизменен по всей длине рассматриваемого участка.

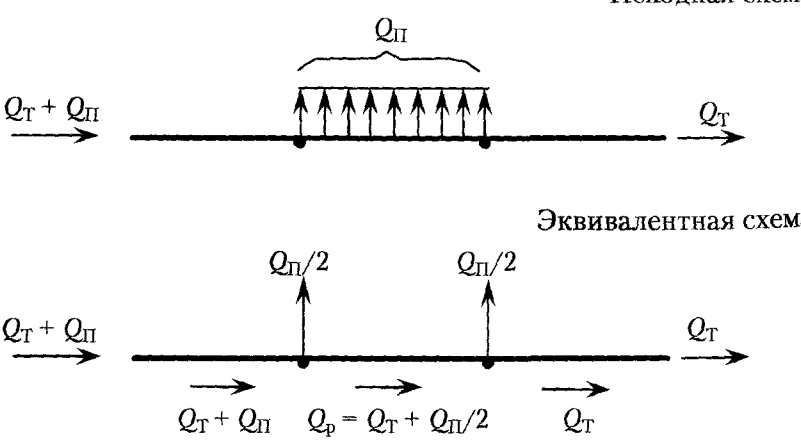


Рис. 2.8. Пример приведения путевых расходов к узловым

2.4.7. Расчетные перепады давления

Гидравлический расчет газопроводов следует выполнять, как правило, на электронно-вычислительной машине с оптимальным распределением расчетной потери давления между участками сети.

При невозможности или нецелесообразности выполнения расчета на ЭВМ (отсутствие соответствующей программы, отдельные участки газопроводов и т. п.) гидравлический расчет допускается производить по приведенным выше формулам или по номограммам, составленным по этим формулам.

Расчетные потери давления в газопроводах высокого и среднего давления следует принимать в пределах давления, принятого для газопровода.

Расчетные потери давления в распределительных газопроводах низкого давления следует принимать **не более 1800 Па.**

Распределение величины потери давления между уличными, дворовыми и внутренними газопроводами следует принимать по следующим нормам:

Суммарная потеря давления газа от ГРП или другого регулирующего устройства до наиболее удаленного прибора, даПа	180
В том числе в газопроводах:	
уличных и внутриквартальных	120
дворовых и внутренних	60

Значения расчетной потери давления газа при проектировании газопроводов всех уровней давления для промышленных, сельскохо-зяйственных и бытовых предприятий и учреждений коммунального хозяйства принимают в зависимости от давления газа в месте подключения с учетом технических характеристик принимаемых к установке газовых горелок, устройств автоматики безопасности и автоматики регулирования технологического режима тепловых агрегатов.

2.5. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ НАКЛОННЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Городские распределительные газопроводы не всегда являются строго горизонтальными. Наличие разности отметок начальной и конечной точки газопровода может оказать заметное влияние на величину расхода газа, особенно для газопроводов низкого давления с малым допустимым расчетным перепадом давления.

Напомним уравнение Бернулли

$$\frac{dp}{\rho}+\alpha\frac{d(W^2)}{2}+gdZ+\lambda\frac{W^2}{2}\cdot\frac{dx}{D}=0.$$

При ρ = const

$$p_1-p_2=-\int_{P_1}^{P_2}dp=\int_0^l\lambda\frac{W^2}{2D}dx+\rho g\int_{Z_1}^{Z_2}dZ+\alpha\rho\int_{W_1}^{W_2}d\left(\frac{W^2}{2}\right).$$

С учетом местных сопротивлений

$$p_1-p_2=\int_0^l\lambda\frac{W^2}{2D}dx+\rho g(Z_2-Z_1)-\alpha\rho\frac{W_1^2-W_2^2}{2}+\rho\sum_{i=1}^{n}\zeta_i\frac{W^2}{2}.$$

Для простого газопровода при отсутствии отбора газа по длине ($W_2 = W_1$) и расчетном расходе $Q_р$ с учетом потерь давления на местных сопротивлениях $\Delta p_м$

$$p_1-p_2=A\frac{Q_р^{2-m}\nu^m\rho l}{2F^{2-m}D^{1+m}}+\rho g(Z_2-Z_1)+\Delta p_м. \qquad (2.18)$$

2.6. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ТУПИКОВОЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Расчет газораспределительной сети сводится к расчету диаметров участков сети и давления в узловых точках.

При расчете диаметров определяющей операцией является распределение расчетного перепада давления по участкам сети.

Выбор расчетного перепада на участке при зафиксированном расходе газа однозначно определяет диаметр участка газовой сети.

В мировой практике различают три метода распределения расчетного перепада давления по участкам тупиковой газораспределительной сети:

– старый (или традиционный) метод;
– метод оптимальных диаметров;
– комбинированный метод.

2.6.1. Традиционный (старый) метод расчета тупиковой сети

Метод основан на принципе равномерного расчетного перепада давления по участкам сети. Указанный принцип заключается в том, что при расчете диаметров участков сети используются соотношения:

для высокого (среднего) давления:

$$\frac{p_{\text{Н}}^2 - p_{\text{К}}^2}{l} = A_{\text{В}} = \text{const};$$

для низкого давления:

$$\frac{H}{l} = A_{\text{Н}} = \text{const},$$

где $l = \sum_{i=1}^{N} l_i$ – расчетная длина приоритетного направления, состоящего из N участков:

$l_i = (1{,}05–1{,}10) l_{\text{ф}i}$ – расчетная длина i-го участка. В соответствии со СНиП 2.04.08–87* падение давления в местных сопротивлениях (колена, тройники, запорная арматура и др.) допускается учитывать путем увеличения фактической длины участков газопровода $l_{\text{ф}i}$ на 5–10 %.

Тогда расчетный перепад на i-м участке определится из соотношения

$$p_{i-1}^2 - p_i^2 = A_{\text{В}} l_i$$

или

$$H_{i-1} - H_i = A_{\text{Н}} l_i.$$

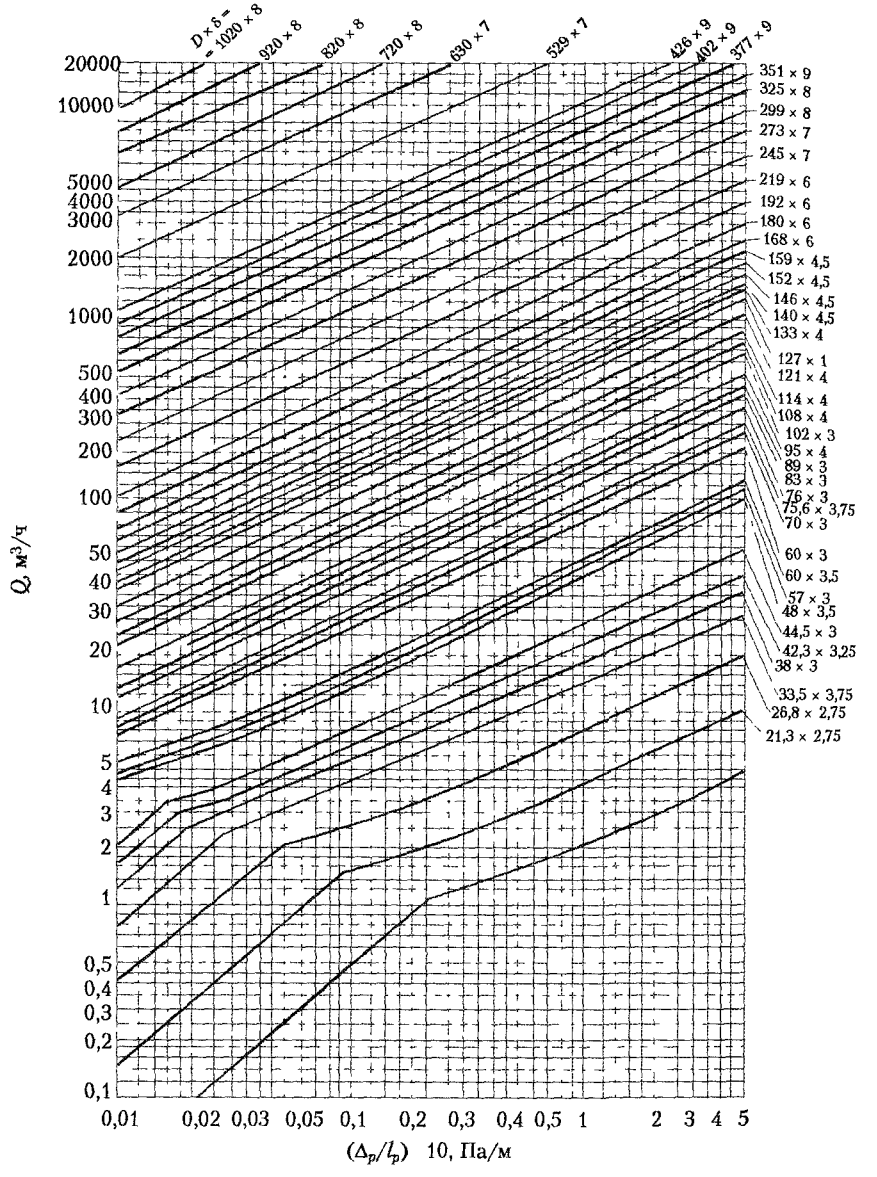


Рис. 2.9. Номограмма для определения потерь давления в газопроводах низкого давления. Природный газ: $\rho = 0{,}73$ кг/м^3, $\nu = 14{,}3 \cdot 10^{-6}$ м^2/с (при 0 °С и 101,3 кПа)

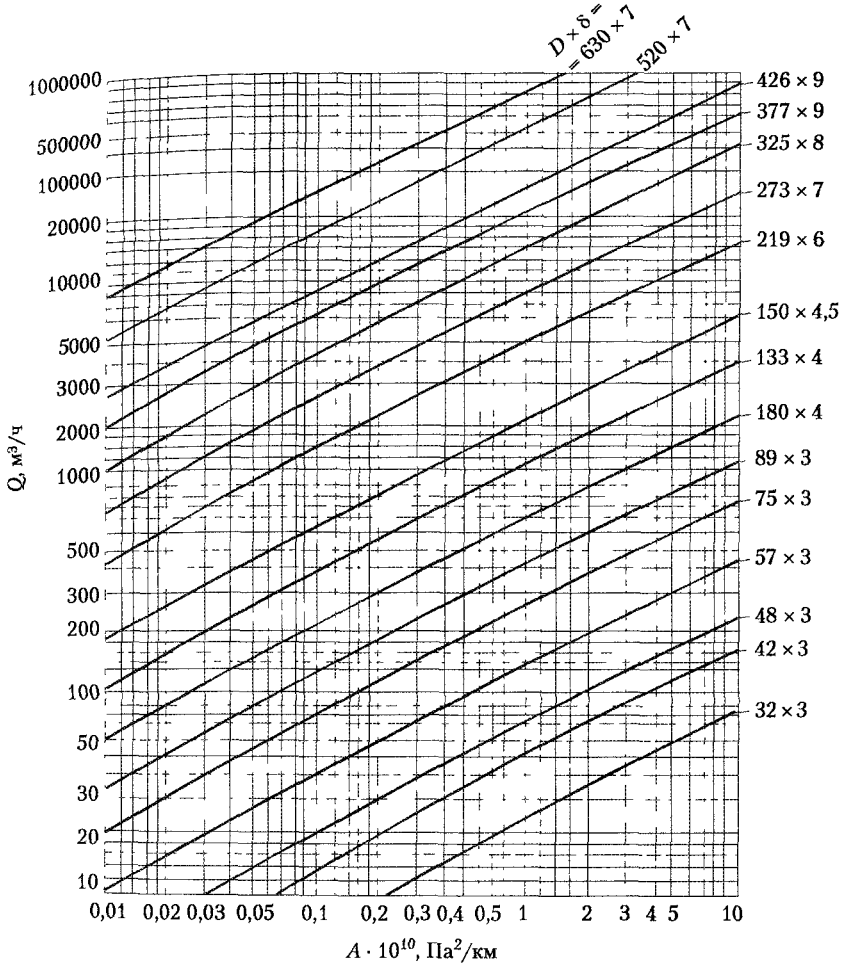


Рис. 2.10. Номограмма для определения потерь давления в газопроводах высокого и среднего давления. Природный газ: $\rho = 0{,}73$ кг/м^3, $\nu = 14{,}3 \cdot 10^{-6}$ м^2/с (при 0 °С и 101,3 кПа)

Дальнейшая процедура расчета состоит в проведении последовательных операций определения теоретического диаметра участка, выбора ближайшего стандартного диаметра, расчета перепада давления на каждом участке с учетом реального внутрен-

него диаметра трубы, оценке суммарного перепада давления и последующей, при необходимости, корректировке диаметра одного из участков с целью приведения суммарного перепада давления в соответствие с допустимым расчетным перепадом. С учетом указанной процедуры и остаточного давления в узлах переходят к расчету диаметров вспомогательных направлений.

Для упрощения ручных расчетов широко используются номограммы (рис. 2.9 и 2.10).

2.6.2. Некоторые неопределенности при расчете тупиковой сети по традиционному методу

При первом же знакомстве с традиционным методом расчета возникает ВОПРОС 1: **Почему принято условие постоянства удельного перепада давления A = const?**

В ответ можно лишь предположить, что это была одна из самых простых возможностей избежать неопределенности при выборе стандартных диаметров участков сети. Ведь условие A = const однозначно распределяет суммарный допустимый перепад давления между участками сети.

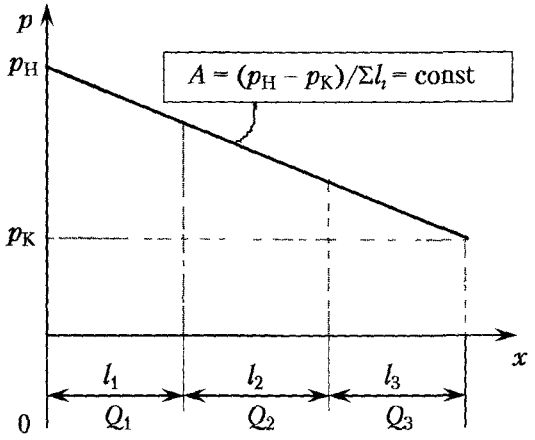


Рис. 2.11. Распределение расчетного перепада давления при традиционном методе расчета

При этом не может быть никакой речи об оптимальности распределения этого перепада давления с точки зрения, например, минимальных затрат на строительство сети.

Рассмотрим порядок расчета.

1. При заданных начальном и конечном давлениях (или суммарном перепаде давления) для главного направления определяют суммарную расчетную длину направления, а затем значение A для выбранного направления. Напрашивается ВОПРОС 2: **Какое из направлений считать главным? Каков критерий выбора (протяженность, загруженность по расходу)?**

2. По известной теперь величине A и расходу газа с помощью номограммы определяют расчетные значения диаметров для всех участков заданного направления.

3. Назначают стандартные диаметры на участках направления. Возникает ВОПРОС 3: **Как, основываясь на теоретическом расчетном диаметре, выбрать стандартный диаметр** (округлить в большую сторону, округлить в меньшую сторону, принять ближайшее стандартное значение диаметра)?

4. По известному расходу и выбранному стандартному диаметру с помощью номограммы определяют фактическое значение A.

5. По фактическому значению A и расчетной длине участка определяют перепад давления на участке сети.

6. С учетом потерь давления на участках направления определяют давление в узлах и конечное давление.

7. Проверяют степень отличия расчетного конечного давления от заданного. В случае большой разницы возникает ВОПРОС 4: **На каком из участков следует изменять диаметр, чтобы расчетное конечное давление соответствовало заданному? Каков критерий выбора?**

8. Переходят к расчету ответвлений, взяв за начальное давление давление в узле ответвления.

2.6.3. Метод оптимальных диаметров

При постановке и решении любой оптимизационной задачи требуется четко выделить критерий (критерии оптимальности), назначив при этом целевую функцию.

В рассматриваемом случае в качестве критерия оптимальности выбраны **минимальные затраты на строительство** тупиковой газораспределительной сети (стоимость труб и работ по строительству). Следовательно, целевая функция Ф будет выражать зависимость стоимости строительства $S_i(D_i)$ от выбранных диаметров каждого из N участков сети.

$$\Phi = \sum_{i=1}^{N} S_i(D_i) \Rightarrow \min.$$

При этом, независимо от выбранного диаметра на i-м участке сети, суммарный перепад давления от начальной точки сети до конечной точки каждого из ответвлений должен быть постоянным.

Для сети низкого давления это условие будет иметь вид

$$H = \sum_{j=1}^{M} H_j(D_j) \Rightarrow \text{const}.$$

Для сети высокого и среднего давления

$$p_{\text{Н}}^2 - p_{\text{К}}^2 = \sum_{j=1}^{M} \Delta p_j^2 \Rightarrow \text{const}$$

В результате мы должны получить некий закон оптимального распределения заданного перепада давления между участками сети.

Рассмотрим **исходные предпосылки и допущения**, принятые при разработке метода.

Затраты на строительство

Анализ стоимостных показателей газораспределительных сетей показывает, что удельная стоимость строительства распределительного газопровода (в руб/м) может быть с достаточной степенью точности описана соотношением

$$s = a + bD, \qquad (2.19)$$

где коэффициенты a и b будут зависеть от способа прокладки, материала труб, условий строительства (местности) и других показателей, не зависящих от диаметра газопровода.

Следовательно, целевая функция запишется как

$$\Phi = \sum_{i=1}^{N} l_i (a + bD_i) \Rightarrow \min$$

Перепад давления (потери на трение)

Вспомним рекомендации СНиП 2.04.08–87* по выполнению гидравлического расчета газопроводов.

Для высокого и среднего давления по всей области турбулентного режима движения газа (Re > 4000)

$$\frac{p_1^2 - p_2^2}{l} = 1{,}4 \cdot 10^{-5} \left(\frac{n}{D} + 1922 \frac{\nu d}{Q} \right)^{0{,}25} \cdot \frac{Q^2}{D^5} \rho$$

В случае низкого давления для турбулентного режима движения газа при Re > 4000

$$H = 69 \left(\frac{n}{D} + 1922 \frac{\nu D}{Q} \right)^{0{,}25} \cdot \frac{Q^2}{D^5} \rho l$$

Упростим эти зависимости для случая стальных труб при n = 0,01 см и:

– квадратичном режиме для высокого и среднего давления;

– режиме гидравлически гладких труб для низкого давления:

$$(p_{\text{Н}}^2 - p_{\text{К}}^2) = 0{,}4427 \cdot 10^{-5} \rho \frac{Q^2}{D^{5{,}25}} l,$$

$$H = 457{,}04 \nu^{0{,}25} \rho \frac{Q^{1{,}75}}{D^{4{,}75}} l$$

Анализ этих зависимостей показывает, что, исходя из их общей структуры, они имеют общий вид

$$H = K_1 \frac{Q^{\alpha}}{D^{\beta}} l, \qquad (2.20)$$

где коэффициенты K_1, α и β зависят от давления (высокое (среднее) или низкое), а разница квадратов давлений в случае высокого давления представлена общим символом H.

Тогда условие постоянства общего перепада давления в сети запишется как

$$H = \sum_{j=1}^{M} H_j = \text{const},$$

где M — число участков сети на рассматриваемом направлении.

На основе необходимого условия экстремума функции нескольких переменных полной дифференциал этой функции должен быть равен нулю

$$d\Phi\,(D_1, D_2, ..., D_M) = 0,$$

$$dH\,(D_1, D_2, ..., D_M) = 0.$$

Исходя из конфигурации разветвленной газораспределительной сети можно рассматривать два случая соединения участков:

— последовательное;

— разветвление.

2.6.3.1. Последовательное соединение участков сети

Для простоты рассмотрим схему последовательного соединения двух участков сети (рис. 2.12).

Запишем потери давления для участков сети

$$H_1 = K_1 \frac{Q_1^{\alpha}}{D_1^{\beta}} l_1; \quad H_2 = K_1 \frac{Q_2^{\alpha}}{D_2^{\beta}} l_2.$$

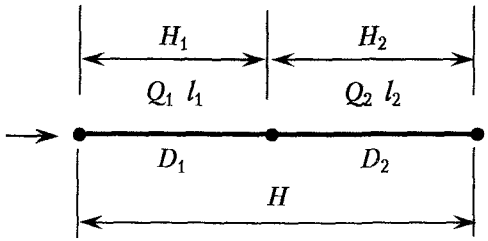


Рис. 2.12. Последовательное соединение двух участков газопровода

Суммарные потери составят

$$H = H_1 + H_2 = K_1\left(\frac{Q_1^{\alpha}}{D_1^{\beta}} l_1 + \frac{Q_2^{\alpha}}{D_2^{\beta}} l_2\right) = \text{const}, \tag{2.21}$$

откуда

$$dH = -K_1\beta\left(\frac{Q_1^{\alpha} dD_1}{D_1^{\beta+1}} l_1 + \frac{Q_2^{\alpha} dD_2}{D_2^{\beta+1}} l_2\right) = 0 \tag{2.22}$$

Целевая функция для рассматриваемого случая запишется как

$$\Phi = l_1(a + bD_1) + l_2(a + bD_2),$$

откуда

$$d\Phi = b(l_1 dD_1 + l_2 dD_2) = 0,$$

$$dD_2 = -\frac{l_1}{l_2} dD_1$$

Подставим последнее выражение в соотношение (2.22) и при условии $K_1\beta \neq 0$ получим

$$\frac{l_1 Q_1^{\alpha}}{D_1^{\beta+1}} dD_1 - \frac{l_2 Q_2^{\alpha}}{D_2^{\beta+1}} \frac{l_1}{l_2} dD_1 = 0.$$

Учитывая, что $l_1 \cdot dD_1 \neq 0$, можно получить

$$\frac{Q_1^{\alpha}}{D_1^{\beta+1}} = \frac{Q_2^{\alpha}}{D_2^{\beta+1}} \tag{2.23}$$

или

$$\frac{Q_1}{D_1^{(\beta+1)/\alpha}} = \frac{Q_2}{D_2^{(\beta+1)/\alpha}}, \tag{2.24}$$

или

$$\frac{D_1}{Q_1^{\alpha/(\beta+1)}} = \frac{D_2}{Q_2^{\alpha/(\beta+1)}} \tag{2.25}$$

Проделаем замену

$$H = K_1 \frac{Q^{\alpha}}{D^{\beta}} l \frac{D}{D}, \quad H = K_1 \frac{Q^{\alpha}}{D^{\beta+1}} lD,$$

откуда

$$\frac{Q^{\alpha}}{D^{\beta+1}} = \frac{1}{K_1} \cdot \frac{H}{lD} \tag{2.26}$$

С учетом (2.26) из соотношения (2.23) можно получить

$$\frac{H_1}{l_1 D_1} = \frac{H_2}{l_2 D_2}, \tag{2.27}$$

а из (2.25)

$$D_2 = D_1 \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^{\alpha/(\beta+1)}. \tag{2.28}$$

Из соотношений (2.27) и (2.28) имеем

$$\frac{H_1}{l_1 D_1} = \frac{H_2}{l_2 D_1 \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^{\alpha/(\beta+1)}}$$

или

$$\frac{H_1}{l_1 Q_1^{\alpha/(\beta+1)}} = \frac{H_2}{l_2 Q_2^{\alpha/(\beta+1)}}. \tag{2.29}$$

Введем обозначение

$$a_i = l_i Q^{\alpha/(\beta+1)} \tag{2.30}$$

и назовем эту величину **характеристика участка сети.**

Тогда соотношение (2.29) запишется как

$$\frac{H_1}{a_1} = \frac{H_2}{a_2}. \tag{2.31}$$

Исходя из известных соотношений можно продолжить

$$\frac{H_1}{a_1}=\frac{H_2}{a_2}=\frac{H_1+H_2}{a_1+a_2}=\frac{H}{A}, \qquad (2.32)$$

где $H = H_1 + H_2$ — суммарные потери давления в сети;

$A = a_1 + a_2$ — характеристика сети, состоящей из двух последовательно соединенных участков.

Из соотношения (2.32) при заданном расчетном перепаде давления в сети H и вычисленных значениях характеристик участков a_i и суммарной характеристики сети A легко получается распределение заданного перепада давления между последовательно соединенными участками

$$H_1 = H\frac{a_1}{A},$$

$$H_2 = H\frac{a_2}{A}.$$

При известных значениях длины участка и расчетного расхода это позволяет однозначно определить диаметры участков.

2.6.3.2. Простое разветвление участков сети

Рассмотрим случай простого разветвления участков сети, состоящей из трех участков (ствола и двух ветвей).

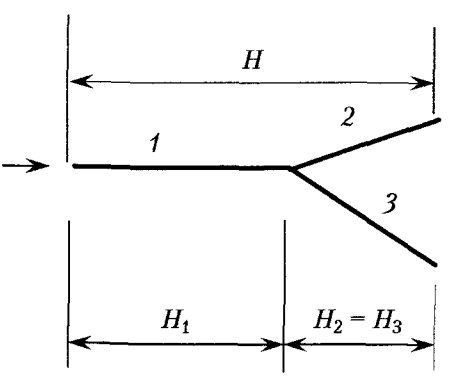


Рис. 2.13. Расчетная схема для простого разветвления

Целевая функция запишется как

$$\Phi = b\left(l_1 D_1 + l_2 D_2 + l_3 D_3\right) + a\left(l_1 + l_2 + l_3\right),$$

откуда

$$l_1 dD_1 + l_2 dD_2 + l_3 dD_3 = 0. \tag{2.33}$$

Потери давления на трение

$$H = H_1 + H_2,$$

$$H = H_1 + H_3.$$

С учетом уравнения для потерь давления можно записать

$$\frac{Q_1^{\alpha}}{D_1^{\beta}} l_1 + \frac{Q_2^{\alpha}}{D_2^{\beta}} l_2 = \frac{Q_1^{\alpha}}{D_1^{\beta}} + \frac{Q_3^{\alpha}}{D_3^{\beta}}.$$

Взяв полный дифференциал dH и приравняв ее к нулю, получим

$$\frac{Q_1^{\alpha} l_1 dD_1}{D_1^{\beta+1}} + \frac{Q_2^{\alpha} l_2 dD_2}{D_2^{\beta+1}} = 0,$$

откуда

$$l_2 dD_2 = -l_1 dD_1 \left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)^{\alpha} \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^{\beta+1} \tag{2.34}$$

$$\frac{Q_1^{\alpha} l_1 dD_1}{D_1^{\beta+1}} + \frac{Q_3^{\alpha} l_3 dD_3}{D_3^{\beta+1}} = 0,$$

откуда

$$l_3 dD_3 = -l_1 dD_1 \left(\frac{Q_1}{Q_3}\right)^{\alpha} \left(\frac{D_3}{D_1}\right)^{\beta+1} \tag{2.35}$$

Подставив значения (2.34) и (2.35) в уравнение (2.33), получим

$$l_1 dD_1 \left[1 - \left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)^{\alpha} \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^{\beta+1} - \left(\frac{Q_1}{Q_3}\right)^{\alpha} \left(\frac{D_3}{D_1}\right)^{\beta+1}\right] = 0. \tag{2.36}$$

Так как $l_1 \cdot dD_1 \neq 0$, то из (2.36) можно получить

$$\frac{D_1^{\beta+1}}{Q_1^{\alpha}} = \frac{D_2^{\beta+1}}{Q_2^{\alpha}} + \frac{D_3^{\beta+1}}{Q_3^{\alpha}}. \qquad (2.37)$$

Выполним некоторые промежуточные преобразования:

Из $H = K_1 \frac{Q^{\alpha}}{D^{\beta}} l$ имеем $D = \left(\frac{K_1 Q^{\alpha} l}{H} \right)^{1/\beta}$.

Тогда

$$\frac{D^{\beta+1}}{Q^{\alpha}} = K_0 \frac{l^{(\beta+1)/\beta} Q^{\alpha(\beta+1)/\beta}}{Q^{\alpha} H^{(\beta+1)/\beta}} = K_0 \frac{\left(l Q^{\alpha/(\beta+1)} \right)^{(\beta+1)/\beta}}{H^{(\beta+1)/\beta}}.$$

С учетом $a = l Q^{\alpha/(\beta+1)}$ можно записать для i-го участка:

$$\frac{D_i^{\beta+1}}{Q_i^{\alpha}} = K_0 \frac{a_i^{(\beta+1)/\beta}}{H_i^{(\beta+1)/\beta}}. \qquad (2.38)$$

Подставив значения (2.38) в (2.37), получим

$$\frac{a_1^{(\beta+1)/\beta}}{H_1^{(\beta+1)/\beta}} = \frac{a_2^{(\beta+1)/\beta}}{H_2^{(\beta+1)/\beta}} + \frac{a_3^{(\beta+1)/\beta}}{H_3^{(\beta+1)/\beta}}. \qquad (2.39)$$

Обозначим $(\beta+1)/\beta = \gamma$. Учитывая, что $H_2 = H_3$, из (2.39) получим

$$\frac{H_1}{a_1} = \frac{H_2}{\left(a_2^{\gamma} + a_3^{\gamma} \right)^{1/\gamma}} = \frac{H_1 + H_2}{a_1 + \left(a_2^{\gamma} + a_3^{\gamma} \right)^{1/\gamma}} = \frac{H}{A}, \qquad (2.40)$$

где $A = a_1 + \left(a_2^{\gamma} + a_3^{\gamma} \right)^{1/\gamma}$ — характеристика рассмотренной сети.

Значения коэффициентов α, β, γ представлены в табл. 2.6.

Таблица 2.6

Значения коэффициентов при расчете оптимальных диаметров тупиковой газораспределительной сети

Коэффициенты	По СНиП 2.04.08–87*		Gaz de France для всех категорий сетей
	Сети высокого и среднего давления	Сети низкого давления	
α	2	1,75	2
β	5,25	4,75	5
$\alpha/(\beta + 1)$	0,32	0,30	1/3
$\gamma = (\beta + 1)/\beta$	1,19	1,21	6/5
$1/\gamma$	0,84	0,83	5/6

2.6.4. Комбинированный метод расчета тупиковой газораспределительной сети

Комбинированный метод расчета тупиковой газораспределительной сети заключается в том, что распределение расчетного перепада давления ведут поочередно методом оптимальных диаметров, начиная с главного направления при последовательном соединении участков и переходя к второстепенным направлениям с использованием остаточного перепада давления.

2.6.5. Сравнительный анализ методик распределения расчетного перепада давления

Старый или традиционный метод расчета приводит к постоянному гидравлическому уклону вдоль основного направления движения газа для теоретических диаметров или к некоторой ломаной, приближающейся к прямой линии гидравлического уклона. Применение этого метода не приводит к минимизации затрат на строительство сети, а равномерное распределение перепада давления является лишь ориентиром для проектировщиков.

Метод оптимальных диаметров может быть использован для тупиковой газораспределительной сети любой конфигурации. При этом оптимизацию ведут одновременно по всем направлениям и тупиковым отводам.

Линия гидравлического уклона при использовании этого метода будет отличаться от таковой, рассчитанной по старому методу.

Рассмотрим соотношение (2.29)

$$\frac{H_1}{l_1 Q_1^{\alpha/(\beta+1)}} = \frac{H_2}{l_2 Q_2^{\alpha/(\beta+1)}}.$$

Представим его в следующем виде

$$\frac{H_{1\,\text{опт}}}{l_1} = \frac{H_{2\,\text{опт}}}{l_2\left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^{\alpha/(\beta+1)}} = \frac{H}{l_1 + l_2\left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^{\alpha/(\beta+1)}}. \qquad (2.41)$$

При расчете по старому (традиционному) методу

$$\frac{H_{1\,\text{ст}}}{l_1} = \frac{H_{2\,\text{ст}}}{l_2} = \frac{H}{l_1 + l_2}. \qquad (2.42)$$

Представим соотношения (2.41) и (2.42) на одном графике.

Сравнение показывает, что при использовании метода оптимальных диаметров линия гидравлических уклонов представляет собой ломаную линию, всегда располагающуюся ниже линии гидравлических уклонов при традиционном решении.

Отсюда можно сделать следующие практические выводы, которые необходимо учитывать при традиционном методе решения:

1. Если после выбора стандартных диаметров конечное давление в конце расчетного направления оказалось существенно больше минимально допустимого, то можно уменьшить диаметры на начальных участках рассматриваемого направления.

2. Если после выбора стандартных диаметров конечное давление в конце расчетного направления оказалось меньше минимально допустимого, то следует увеличивать диаметры

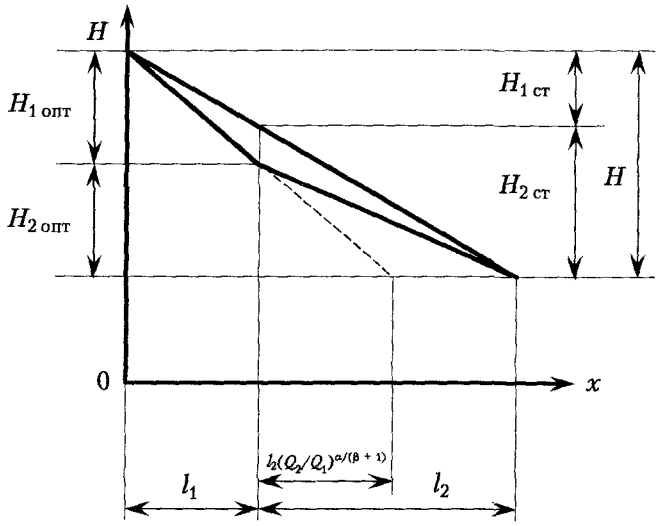


Рис. 2.14. Сравнение распределения расчетного перепада давления между участками сети при различных методах расчета

на участках, расположенных ближе к концу рассматриваемого направления.

2.7. МЕТОД "ПРЕДЕЛЬНОЙ ВЫГОДЫ"

В работе [16] для решения задачи коррекции диаметров был рекомендован метод "utilité marginale", или метод "предельной выгоды, суть которого заключается в следующем.

Очень часто при расчете диаметров участков тупиковой газораспределительной сети с применением того или иного метода потери давления по одному или нескольким направлениям могут отличаться как в большую, так и в меньшую сторону от расчетного перепада давления. При этом возникает задача выбора участка, на котором необходимо либо увеличить, либо уменьшить диаметр до следующего стандартного.

Вводят понятие параметра U ("utilité marginale"), который вычисляют по формуле

$$U = -\frac{\Delta H}{\Delta S}, \tag{2.43}$$

где ΔH — величина приращения потерь давления, положительная при переходе с большего диаметра на меньший и отрицательная при переходе с меньшего диаметра на больший;

ΔS — величина приращения стоимости строительства рассматриваемого участка газопровода, отрицательная при переходе с большего диаметра на меньший и положительная при переходе с меньшего диаметра на больший.

При этом могут иметь место два случая:

1) перепад давления по направлению превышает расчетный перепад давления. Возникает необходимость увеличения диаметра на одном или нескольких участках. При этом желательно выбрать такой участок, при увеличении диаметра которого при наименьшем увеличении стоимости строительства будет быстро достигнут эффект снижения потерь давления. Другими словами, следует искать участок, для которого

$$\left.\begin{array}{l}\Delta S \Rightarrow \min \\ -\Delta H \Rightarrow \max\end{array}\right\} U = -\frac{\Delta H}{\Delta S} \Rightarrow \max.$$

Отсюда следует вывод, что в случае необходимости увеличения диаметра наименьший ущерб может быть достигнут коррекцией в большую сторону диаметра участка, для которого параметр U является наибольшим на рассматриваемом направлении;

2) на рассматриваемом направлении имеет место недоиспользование расчетного перепада давления. Появляется возможность уменьшения диаметра на каком-то участке. При этом, естественно, экономическая выгода от уменьшения диаметра должна быть как можно большей, а увеличение потерь давления минимальным с тем, чтобы можно было продолжить уменьшение диаметра на том же или на другом участке, увеличивая при этом экономическую выгоду от уменьшения диаметра. Другими словами, во втором случае следует искать участок, для которого

$$U = -\frac{\Delta H}{\Delta S} \Rightarrow \min.$$

Отсюда следует, что в случае возможности уменьшения диаметра наибольшей выгоды можно достичь коррекцией диаметра участка, для которого параметр U является минимальным на рассматриваемом направлении.

С целью сокращения объема вычислений вместо введения массива стоимости строительства 1 м длины газопровода для употребляемых стандартных диаметров может быть принята зависимость (2.19), с учетом которой стоимость участка сети может быть определена как

$$S = l(a + bD)$$

С учетом этого выражения, а также обобщенной формулы (2.20)

$$H = K_1 \frac{Q^{\alpha}}{D^{\beta}} l$$

можно значительно упростить расчет и оценку параметра U при применении метода "предельной выгоды".

Действительно, можно записать

$$U = -\frac{\Delta H}{\Delta S} \cong -\frac{\partial H / \partial D}{\partial S / \partial D}$$

Используя описанные выше зависимости, можно показать, что для расчета и оценки параметра U достаточно использовать аналитическое выражение вида

$$U_i \Rightarrow Q_i^{\alpha} / D_i^{\beta+1}, \qquad (2.44)$$

где коэффициенты α и β для различных рабочих давлений определены в табл. 2.6.

2.8. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОЛЬЦЕВЫХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

2.8.1. Методика расчета кольцевых сетей

В практике проектирования применяют следующую методику расчета кольцевых сетей:

1) на основании известных количеств потребляемого газа и заданной схемы газопроводов вычисляют сосредоточенные и удельные путевые расходы для всех контуров питания потребителей;

2) определяют путевые расходы для всех участков сети;

3) задают начальное распределение потоков в сети. Здесь отметим лишь главные принципы решения этой задачи. Как уже отмечалось, в основе распределения потоков лежат требования надежности, которые определяют выбор направлений движения газа по участкам сети, а также транзитные расходы.

Из закольцованной сети выбирают главные замкнутые контуры, по которым направляют основные транзитные расходы. По участкам, представляющим внутренние пересечения этих контуров, транзитные потоки не направляют. Головные участки, примыкающие к точкам питания, должны быть взаимозаменяемыми, а их расчетные расходы примерно одинаковыми. Точки питания главных контуров выбирают так, чтобы потоки газа двигались к потребителям кратчайшим путем, а точки их встречи располагались диаметрально противоположно точкам питания. Такой принцип построения системы выдержать удается не всегда, особенно для несимметричных схем. Целесообразно, чтобы один из контуров объединял точки питания сети;

4) определяют расчетные расходы газа для всех участков сети;

5) исходя из заданного перепада давления в сети прежде всего подбирают диаметры главных контуров. Каждое кольцо этих контуров проектируют с постоянным диаметром или с диаметрами, близкими по размерам, проверяя при этом полноту использования расчетного перепада от точки питания до точки встречи потоков. Остальные участки рассчитывают на полное использование заданного перепада в сети по $\Delta p/l = \text{const}$. Потери давления на

местных сопротивлениях обычно оценивают примерно в 10 % линейных потерь. Выбор диаметров является результатом предварительного гидравлического расчета.

При предварительном расчете не удается удовлетворить второму закону сетей, т. е. для отдельных замкнутых контуров алгебраическая сумма потерь давления не будет равна нулю. В связи с этим возникает необходимость в гидравлической увязке сети;

6) производят окончательный расчет сети, т. е. ее гидравлическую увязку, в результате чего получают окончательное распределение потоков. При этом для всех замкнутых контуров сети алгебраическая сумма потерь давления будет равна нулю.

2.8.2. Методика гидравлической увязки кольцевой сети

Рассмотрим методику гидравлической увязки кольцевой сети. Предположим, что требуется рассчитать кольцевой газопровод, изображенный на рис. 2.15. В процессе предварительного расчета были определены диаметры для всех участков сети, однако алгебраические суммы потерь давления как для первого, так и для второго колец оказались не равными нулю. Таким образом, после предварительного расчета первое кольцо имеет гидравлическую невязку Δp_I, а второе — Δp_{II}.

Предположим, что все участки сети работают в области гид-

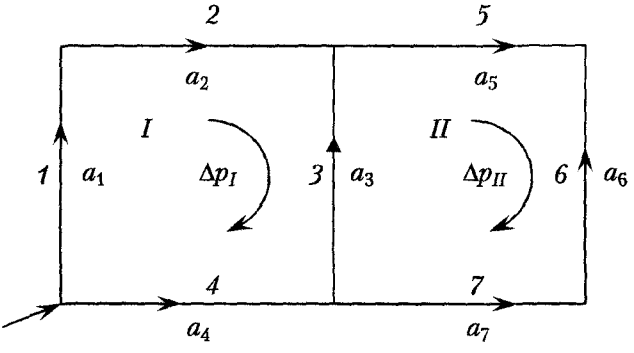


Рис. 2.15. Схема кольцевой сети

равлически гладких труб, а потери давления в них определяются уравнением

$$\Delta p = aQ^{1,75}.$$

Таким образом, в результате предварительного расчета можно записать следующие уравнения:

$$(\Delta p_1 + \Delta p_2) - (\Delta p_3 + \Delta p_4) = \sum_I \Delta p = \Delta p_I;$$

$$(\Delta p_3 + \Delta p_5) - (\Delta p_6 + \Delta p_7) = \sum_{II} \Delta p = \Delta p_{II};$$

или

$$\left.\begin{aligned} a_1 Q_1^{1,75} + a_2 Q_2^{1,75} - a_3 Q_3^{1,75} - a_4 Q_4^{1,75} &= \Delta p_I \\ a_3 Q_3^{1,75} + a_5 Q_5^{1,75} - a_6 Q_6^{1,75} - a_7 Q_7^{1,75} &= \Delta p_{II} \end{aligned}\right\} \qquad (2.45)$$

Для того чтобы сеть с принятыми диаметрами удовлетворяла второму закону Кирхгофа, нужно произвести такое перераспределение транзитных расходов, в результате которого гидравлические невязки во всех кольцах превратятся в нуль или окажутся за пределами точности расчета. Чтобы не нарушить равновесие расходов в узлах (первый закон сетей), пользуются следующим приемом: вводят круговые поправочные расходы во все элементарные кольца. Величины этих расходов принимают такими, чтобы ликвидировать невязки в кольцах. Основы этого метода разработаны проф. В. Г. Лобачевым и Х. Кроссом.

Рассмотрим методику увязки сети, построенную на принципе последовательных приближений.

Предположим, что в кольца *I* и *II* рассматриваемого примера введены поправочные расходы ΔQ_I и ΔQ_{II}, в результате чего невязка в кольцах превратилась в нуль. При этом предполагаем, что введение поправочных расходов не изменяет гидравлического режима работы отдельных участков. Таким образом, уравнения (2.45) примут вид:

$$\left.\begin{aligned} &a_1(Q_1+\Delta Q_I)^{1,75}+a_2(Q_2+\Delta Q_I)^{1,75}-a_3(Q_3-\Delta Q_I+\Delta Q_{II})^{1,75}- \\ &\qquad -a_4(Q_4-\Delta Q_I)^{1,75}=0; \\ &a_3(Q_3+\Delta Q_{II}-\Delta Q_I)^{1,75}+a_5(Q_5+\Delta Q_{II})^{1,75}-a_6(Q_6-\Delta Q_{II})^{1,75}- \\ &\qquad -a_7(Q_7-\Delta Q_{II})^{1,75}=0 \end{aligned}\right\} \quad (2.46)$$

Выражения типа $(Q \pm \Delta Q)^{1,75}$ раскладываем в ряд Маклорена и, ввиду малости ΔQ по отношению к Q, ограничиваемся только первыми двумя членами. Такое допущение обеспечивает достаточную точность расчета поправочных расходов только при относительно малых их значениях:

$$\begin{aligned} (Q\pm\Delta Q)^{1,75}&=Q^{1,75}\pm 1,75Q^{0,75}\Delta Q. \\ (Q\pm\Delta Q_I\mp\Delta Q_{II})^{1,75}&=Q^{1,75}\pm 1,75Q^{0,75}\Delta Q_I\mp 1,75Q^{1,75}\Delta Q_{II}. \end{aligned} \quad (2.47)$$

Если подставить уравнения (2.47) в уравнения (2.46) и произвести группировку отдельных членов, то можно получить следующие выражения:

$$\begin{aligned} &\left(a_1Q_1^{1,75}+a_2Q_2^{1,75}-a_3Q_3^{1,75}-a_4Q_4^{1,75}\right)+ \\ &+1,75\left(a_1Q_1^{0,75}+a_2Q_2^{0,75}+a_3Q_3^{0,75}+a_4Q_4^{0,75}\right)\Delta Q_I- \\ &\qquad -1,75a_3Q_3^{0,75}\Delta Q_{II}=0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &\left(a_3Q_3^{1,75}+a_5Q_5^{1,75}-a_6Q_6^{1,75}-a_7Q_7^{1,75}\right)+ \\ &+1,75\left(a_3Q_3^{0,75}+a_5Q_5^{0,75}+a_6Q_6^{0,75}+a_7Q_7^{0,75}\right)\Delta Q_{II}- \\ &\qquad -1,75a_3Q_3^{0,75}\Delta Q_I=0 \end{aligned}$$

Выражения в первых скобках представляют собой невязки в кольцах и соответственно равны $\sum_I \Delta p$ и $\sum_{II} \Delta p$ — см. уравнения (2.43).

Выражения во вторых скобках можно представить в виде

$$\sum aQ^{1,75} = \sum \frac{aQ^{1,75}}{Q} = \sum \frac{\Delta p}{Q}.$$

Учитывая изложенное, получим:

$$\begin{aligned} &\sum_{I} \Delta p + 1,75 \sum_{I} \frac{\Delta p}{Q} \Delta Q_I - 1,75 \frac{\Delta p_3}{Q_3} \Delta Q_{II} = 0; \\ &\sum_{II} \Delta p + 1,75 \sum_{II} \frac{\Delta p}{Q} \Delta Q_{II} - 1,75 \frac{\Delta p_3}{Q_3} \Delta Q_I = 0. \end{aligned} \qquad (2.48)$$

Уравнения (2.48) представляют собой систему уравнений первой степени, решив которую можно определить поправочные расходы. Число уравнений равно числу неизвестных. Для решения этой системы удобнее всего воспользоваться методом последовательных приближений.

Порядок решения следующий:

$$\begin{aligned} \Delta Q_I &= -\frac{\sum_{I} \Delta p}{1,75 \sum_{I} \frac{\Delta p}{Q}} + \frac{\frac{\Delta p_3}{Q_3}}{\sum_{I} \frac{\Delta p}{Q}} \Delta Q_{II}; \\ \Delta Q_{II} &= -\frac{\sum_{II} \Delta p}{1,75 \sum_{II} \frac{\Delta p}{Q}} + \frac{\frac{\Delta p_3}{Q_3}}{\sum_{II} \frac{\Delta P}{Q}} \Delta Q_I. \end{aligned} \qquad (2.49)$$

Первый член уравнений (2.49) представляет собой часть поправки, полученную без учета влияния поправочных расходов соседних колец, а второй член учитывает влияние поправочных расходов в соседних кольцах на рассчитываемое кольцо. Первый член уравнений является первым приближением решения.

Или в общем виде для любого кольца первое приближение решения равно:

$$\Delta Q' = -\frac{\sum \Delta p}{1{,}75\sum \frac{\Delta p}{Q}}. \qquad (2.50)$$

Каждое последующее приближение будет состоять из предыдущего приближения плюс дополнительный член, уточняющий решение. Это уточнение, считая, что каждое кольцо имеет несколько общих участков с соседними кольцами, представляют в виде

$$\Delta Q'' = \frac{\sum \Delta Q'_{с\,к}\left(\frac{\Delta p}{Q}\right)_{у\,с\,к}}{\sum \frac{\Delta p}{Q}} \qquad (2.51)$$

По уравнению (2.51) вычисляют $\left(\frac{\Delta p}{Q}\right)_{у\,с\,к}$ для участков, имеющих соседние кольца, а $\Delta Q'_{с.к}$ является первым приближенным значением поправочных расходов в этих соседних кольцах. Если же полученный по уравнению (2.51) дополнительный член решения $\Delta Q''_{с\,к}$ подставить в это уравнение вместо $\Delta Q_{с\,к}$, то получится третий член решения $\Delta Q'''$. Таким образом, решение можно представить в виде двух членов $\Delta Q = \Delta Q' + \Delta Q''$, в виде трех членов $\Delta Q = \Delta Q' + \Delta Q'' + \Delta Q'''$ и, наконец, в виде бесконечного ряда. Особенность этой методики заключается в том, что сначала находят первые приближения решений сразу для всех уравнений, затем, используя эти приближения, рассчитывают уточнения опять сразу для всех уравнений и т. д. При таком методе решение системы уравнений облегчается и получается достаточно точным.

Для практических целей при расчете кольцевых газопроводов можно ограничиться вторым приближением решения, т. е. поправочным расходом, состоящим из двух членов, где первый член $\Delta Q'$ учитывает невязку в своем кольце, а второй $\Delta Q''$ — невязку в соседних кольцах, т. е.

$$\Delta Q = \Delta Q' + \Delta Q''. \qquad (2.52)$$

При определении знака поправочного расхода необходимо учитывать следующее:

— выражения типа $\frac{\Delta p}{Q}$ или $\left(\frac{\Delta p}{Q}\right)_{у с к}$ всегда положительные;

— знак выражения $\Sigma\Delta p$ определяют расчетом (считая, например, направление движения газа по часовой стрелке положительным);

— знак $\Delta Q'$ противоположен знаку $\Sigma\Delta p$.

После расчета круговых поправочных расходов для всех колец определяют поправочные расходы и новые расчетные расходы для всех участков. Для участков, не имеющих соседних колец, поправочные расходы будут равны: $\Delta Q_{уч} = \Delta Q_к$, а новые расчетные расходы

$$Q_{нов.расч} = Q + \Delta Q_{уч}.$$

Для участков, имеющих соседние кольца, поправочные расходы будут равны:

$$Q_{уч} = Q_к - \Delta Q_{с\,к},$$

а новые расчетные расходы

$$Q_{нов\ расч} = Q + \Delta Q_{уч} = \Delta Q_к - \Delta Q_{с.к},$$

где $Q_к$ — поправочный расход в кольце;

$Q_{с.к}$ — поправочный расход в соседнем кольце, который прибавляют к расходу на участке с обратным знаком.

Для газопроводов среднего и высокого давления формула гидравлического сопротивления имеет вид

$$p_Н^2 - p_К^2 = aQ^2, \qquad (2.53)$$

где $p_Н^2 - p_К^2$ — разность квадратов давлений в начале и конце участка газопровода. В дальнейшем эту разность будем обозначать $\delta p = p_Н^2 - p_К^2$,

a — сопротивление трубы;

Q — расход газа.

Используя методику, аналогичную примененной для газопроводов низкого давления, можно получить следующую формулу для определения круговых поправочных расходов при среднем или высоком давлении газа:

$$\Delta Q = \Delta Q' + \Delta Q'',$$

или

$$\Delta Q = -\frac{\sum \delta p}{2\sum \frac{\delta p}{Q}} + \frac{\sum \Delta Q'_{\text{с к}} \left(\frac{\delta p}{Q}\right)_{\text{у с к}}}{\sum \frac{\delta p}{Q}}. \qquad (2.54)$$

Правило знаков остается то же.

ГЛАВА 3

РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ

3.1. РЕГУЛИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА. КЛАССИФИКАЦИЯ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ

Управление гидравлическим режимом работы системы газоснабжения осуществляют с помощью регуляторов давления, с помощью которых автоматически поддерживают постоянное давление в точке отбора импульса независимо от интенсивности потребления газа. При регулировании давления происходит снижение начального, более высокого, до конечного (более низкого).

Автоматический регулятор давления состоит из регулирующего и реагирующего устройства. Основной частью реагирующего устройства является чувствительный элемент (мембрана), а основной частью регулирующего устройства — регулирующий орган (у регуляторов давления дроссельный орган). Чувствительный элемент и регулирующий орган соединяют между собой исполнительной связью.

На рис. 3.1 показаны схема регулятора давления и условно газовая сеть, которая является объектом регулирования. Давление до регулятора обозначено через p_1, давление после регулятора — через p_2. Регулируемым параметром является давление p_2. При установившейся работе системы количество газа в газовой сети M остается постоянным, а приток газа $M_п$ равен количеству отбираемого газа, т. е. его стоку $M_с$. Следовательно, условием равновесия системы является равенство $M_п = M_с$, при этом регулируемый параметр сохраняет постоянное значение $p_2 = \text{const}$. Если равновесие притока и стока будет нарушено, например, вследствие изменения режима потребления, т. е. $M_п \neq M_с$, тогда будет изменяться и регулируемое давление p_2.

Регулятор давления будет находиться в равновесии, если ал-

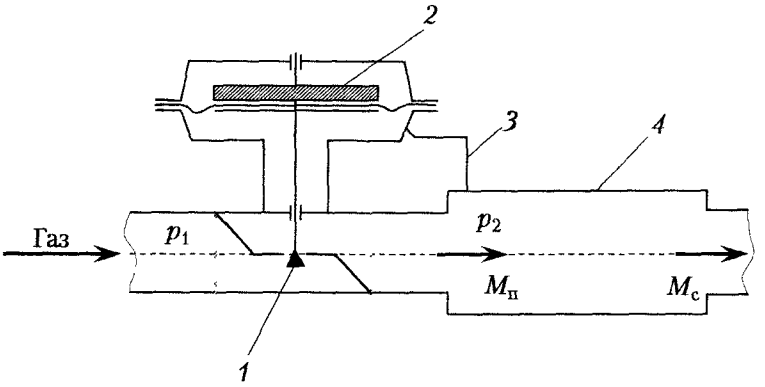


Рис. 3.1. Схема регулятора давления:
1 — регулирующий (дроссельный) орган; *2* — мембранно-грузовой привод; *3* — импульсная трубка; *4* — объект регулирования — газовая сеть

гебраическая сумма сил, действующих на клапан, равна нулю (т. е. силы, действующие на клапан, сбалансированы $\Sigma N_i = 0$). В этом случае регулятор будет пропускать в объект постоянное количество газа $M_п = \text{const}$. Если баланс сил нарушается, т. е. $\Sigma N_i \neq 0$, то клапан перемещается в сторону действия больших сил, изменяя приток газа $M_п$.

Таким образом, равновесие объекта обеспечивают условием $M_п = M_с$, а равновесие регулятора — условием $\Sigma N_i = 0$.

Рассмотрев условия равновесия объекта и регулятора, проследим процесс регулирования во времени.

Предположим, что объект и регулятор находятся в равновесии. В момент τ_0 (рис. 3.2) резко увеличилось потребление газа (включился крупный потребитель, $M_с$ стало больше $M_п$). Равновесие объекта нарушилось, отбор газа стал больше его поступления в сеть, давление p_2 и в сети понизилось. С уменьшением давления p_2 нарушился баланс сил, действующих на клапан, и под действием груза клапан стал опускаться, увеличивая приток газа в сеть (см. кривые изменения притока и давления газа p_2 за четверть периода $\tau_1 - \tau_0$ на рис. 3.2).

К моменту τ_1 приток стал равным стоку и объект снова пришел в равновесие. Но за время $\tau_1 - \tau_0$ сток газа был больше его

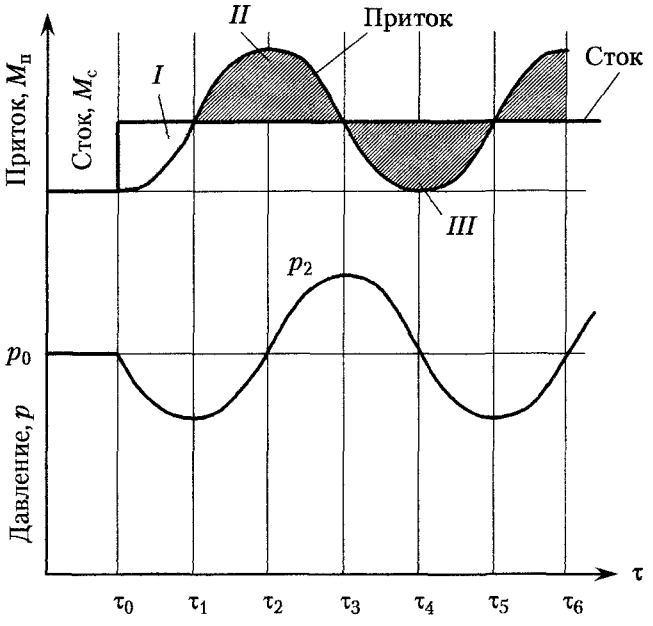


Рис. 3.2. График астатического регулирования при отсутствии самовыравнивания

притока, и количество газа в сети все время уменьшалось, а давление p_2 падало.

Количество газа, отобранного из трубопровода за время $\tau_1 - \tau_0$, равно площади I (см. рис. 3.2). В момент τ_1 давление газа p_2 перестает падать, но остается ниже давления p_{02}, на которое настроен регулятор и при котором он находится в равновесии. Поэтому несмотря на то что объект пришел в равновесие, регулятор продолжает работать: его клапан открывается, приток газа увеличивается и становится больше стока. В результате регулятор выводит объект из равновесия. За вторую четверть периода $\tau_2 - \tau_1$ приток все время превосходит сток, количество газа в газопроводе увеличивается и его давление растет. Наконец, в момент τ_2 убыль газа за первую четверть периода полностью компенсирована его дополнительной подачей и давление газа p_2 становится равным

давлению, на которое настроен регулятор. Регулятор приходит в равновесие, но в этот момент приток больше стока ($M_п > M_с$), объект не находится в равновесии, давление газа p_2 превышает давление настройки регулятора и объект выводит его из равновесия. Клапан регулятора изменяет направление движения на обратное и начинает закрываться.

С момента τ_2 процесс регулирования повторяется, но в противоположном направлении. Таким образом, если регулятор настроен на определенное давление p_{02} и действующий импульс на регулятор пропорционален отклонению p_2 от p_{02}, процесс регулирования представляет собой периодический незатухающий процесс.

Регуляторы, работающие по рассмотренному принципу, называются **астатическими**. Эти регуляторы после возмущения приводят регулируемое давление к заданному значению независимо от величины нагрузки и положения регулирующего органа. Таким образом, равновесие системы при астатическом регулировании может наступить только при заданном значении регулируемого параметра, причем регулирующий орган может занимать любое положение.

Зона нечувствительности, люфты, трение в сочленениях и другие конструктивные недостатки регуляторов могут привести к тому, что колебательный процесс регулирования станет расходящимся, а регулирование — неустойчивым. Для стабилизации процесса, т. е. превращения его в затухающий, в регулятор вводят стабилизирующие устройства, в частности, жесткую обратную связь. Такое регулирование называют **статическим**.

Регуляторы этого типа характеризуются тем, что значение регулируемого давления при равновесии системы зависит не только от задания (настройки регулятора), но и от нагрузки или от положения регулирующего органа. Каждому значению регулируемого параметра соответствует одно определенное положение регулирующего органа. При статическом регулировании равновесное значение регулируемого давления всегда отличается от заданной величины, и только при номинальной нагрузке фактическое давление становится равным номинальному значению. Таким образом, статические регуляторы характеризуются неравномерностью, под которой понимают величину изменения регулируемого парамет-

ра, необходимую для перестановки регулирующего органа из одного крайнего положения в другое.

Если груз у регулятора заменить пружиной, как это показано на рис. 3.3, то регулятор станет статическим, а пружина будет стабилизирующим устройством.

Усилие, развиваемое пружиной, пропорционально ее деформации. Когда клапан находится в крайнем верхнем положении (закрыт, $M_п = 0$), пружина приобретает наибольшую степень сжатия и p_2 становится максимальным. При полностью открытом клапане ($M_п = M^{макс}$) p_2 уменьшается до минимального значения (рис. 3.4, *б*).

Рассмотрим процесс регулирования, протекающий во времени. Предположим, что до времени τ_0 система (объект — регулятор) находилась в равновесии. В момент τ_0 резко возрос сток газа. Давление в объекте стало падать (см. рис. 3.4, *а*), но с увеличением расхода понизилось также и давление, на которое настроен регулятор (см. рис. 3.4, *б*), и в момент *2* объект и регулятор снова вошли в равновесие. Таким образом, переходный процесс превратился из колебательного в апериодический. Статическая характеристика, изображенная на рис. 3.4, *б*, является очень крутой, а ее неравномерность Δp составляет большую величину.

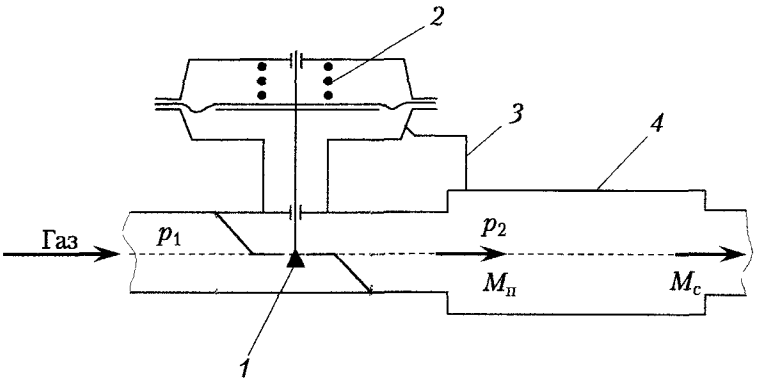


Рис. 3.3. Статический регулятор давления:
1 — регулирующий (дроссельный) орган; *2* — мембранно-пружинный привод; *3* — импульсная трубка; *4* — объект регулирования — газовая сеть

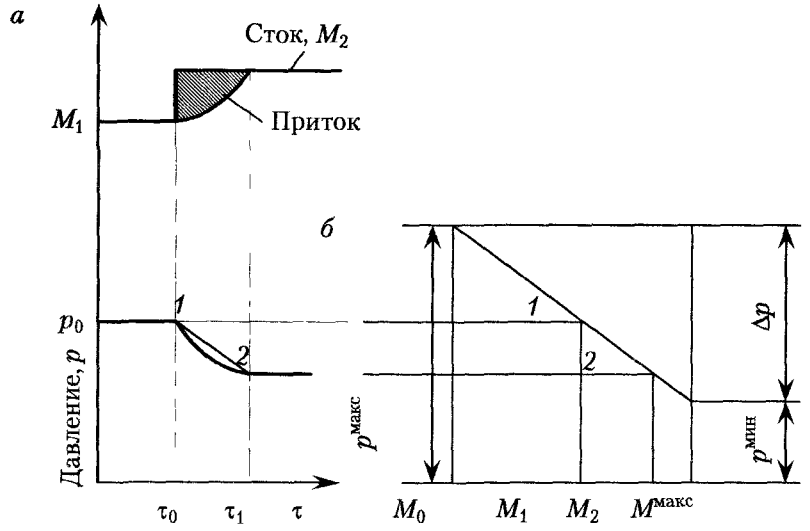


Рис. 3.4. График статического регулирования при отсутствии самовыравнивания:
а — график регулирования; *б* — статическая характеристика регулятора

Обычно регуляторы конструируют с небольшой неравномерностью. В таком случае процесс регулирования будет не апериодическим, а колебательным (затухающим).

Регуляторы давления бывают: **прямого** и **непрямого** действия, а также промежуточного типа.

У регуляторов прямого действия регулирующий орган (клапан) перемещается усилием, возникающим в его чувствительном элементе (мембране) без использования энергии от постороннего источника. У таких регуляторов силовой элемент привода является одновременно и чувствительным элементом. Регуляторы прямого действия не имеют усилителей. Они просты по конструкции, надежны в работе и нашли широкое применение в системах газоснабжения.

У регуляторов непрямого действия усилие, возникающее в чувствительном элементе, приводит в действие управляющий

элемент, который открывает доступ энергии постороннего источника (сжатого воздуха, газа и др.) в сервомотор, а последний развивает усилие, необходимое для перемещения регулирующего органа. Регуляторы этого типа всегда содержат один или несколько усилителей.

Регуляторы промежуточного типа имеют усилители, но для перестановки регулирующего органа используют энергию регулируемой среды.

Если давление газа регулируется после регулятора, то регулятор называется "после себя"; если регулируется давление до регулятора, то регулятор называется "до себя". Для регулирования давления газа в городских системах газоснабжения применяют регуляторы "после себя".

3.2. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

Для поддержания давления на заданном уровне на ГРС устанавливают автоматические регуляторы. По способу действия их делят на регуляторы прямого и непрямого действия.

Регуляторы состоят из регулирующего клапана, чувствительного и управляющего элементов. Конструкция регуляторов давления газа должна отвечать следующим требованиям:

— регуляторы давления должны обеспечивать устойчивость процесса регулирования, при котором выходное давление совершает затухающие или незатухающие колебания с постоянной малой амплитудой, и обладать определенной степенью неравномерности (отношение разности между максимальным и минимальным выходным давлением к среднему), зависящей от конструктивных особенностей, определяющих их статическую характеристику;

— колебания регулируемого выходного давления газа (после регулятора) не должны превышать ±10 % без перенастройки при изменении расхода газа во всем диапазоне регулирования, а колебания входного давления (до регулятора) — на ±25 %;

— минимальный регулируемый расход газа для односедель-

ных клапанов должен быть не более 2 %, а для двухседельных клапанов не более 4 % максимального расхода;

— относительная нерегулируемая протечка газа через закрытые затворы двухседельных клапанов допускается не более 0,1 % максимального расхода, для односедельного клапана протечка не допускается;

— регуляторы давления необходимо поставлять со сменными пружинами или грузами, обеспечивающими настройку выходного давления в пределах заданного диапазона, и, по требованию заказчика, со сменными клапанами и седлами, допускающими изменение настройки регулятора по пропускной способности в пределах заданного диапазона;

— регуляторы должны быть по возможности просты и надежны в эксплуатации (указанным требованиям в основном отвечают регуляторы прямого действия, получившие наибольшее распространение, хотя по точности регулирования они уступают регуляторам непрямого действия).

Основной регулятор давления следует выбирать по максимальному расчетному расходу газа потребителями и требуемому перепаду давления при редуцировании. Пропускную способность регулятора давления следует принимать на 15–20 % больше максимального расчетного расхода газа.

На ГРС часто применяют **регуляторы давления прямого действия типа РД**. Они просты в обслуживании и надежны в эксплуатации. Регулятор давления прямого действия представляет собой дроссельное устройство, приводимое в движение мембраной, находящейся под воздействием регулируемого давления. Всякое изменение регулируемого давления газа вызывает перемещение мембраны, а вместе с ней и изменение проходного сечения дроссельного устройства, что влечет за собой уменьшение или увеличение количества газа, протекающего через регулятор.

Таким образом обеспечивается постоянство давления на заданном уровне. Регуляторы этого типа изготавливают в следующих модификациях, различающихся условным диаметром: РД-50-64, РД-80-64, РД-100-64, РД-150-64 и др.

Регуляторы пригодны для одноступенчатого редуцирования с подогревом газа в теплообменниках. Устройство регулятора

представлено на рис. 3.5. Регулятор состоит из двух основных частей: дроссельного устройства (регулирующего клапана) и мембранного привода. Мембранный привод состоит из резиновой мембраны *8* с двумя дисками *7*. Мембрана жестко соединена штоком *6* с клапаном *3*. Мембрана разделяет мембранный привод на две камеры — надмембранную и подмембранную. В надмембранную камеру подводят газ с постоянным заданным давлением, подмембранная камера сообщается с трубопроводом выходной стороны регулятора. Газ отбирается из трубопровода со стороны высокого давления, которое снижается при помощи редуктора до заданной величины. Дроссельное устройство регулятора, разгруженное

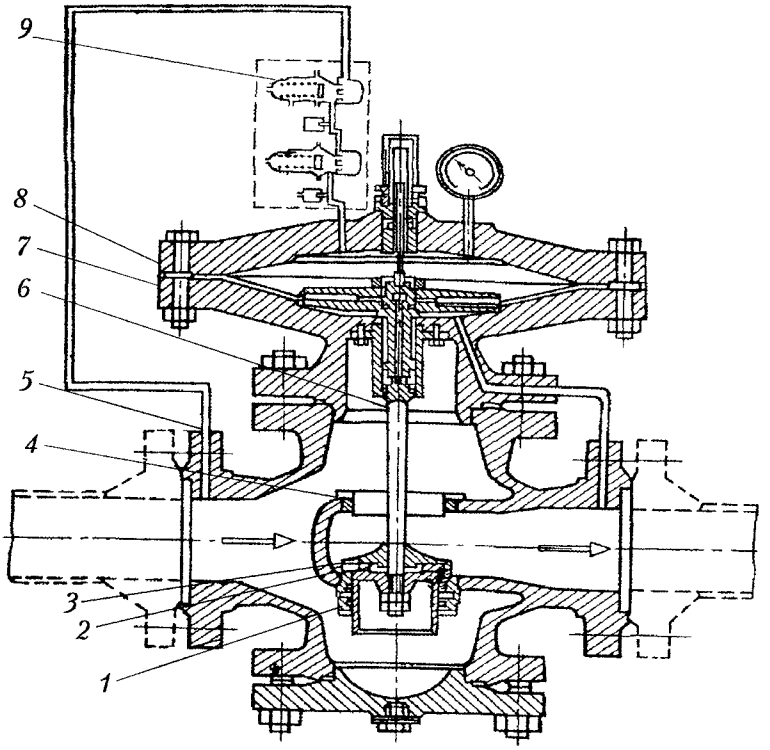


Рис. 3.5. Регулятор давления газа прямого действия типа РД

высоким давлением, состоит из корпуса *5*, седел *1* и *4* и клапана *3*. Последний снабжен резиновым уплотнителем *2*, обеспечивающим герметичное перекрытие проходного сечения клапана в случае прекращения расхода газа при работе регулятора. В дроссельном устройстве газ проходит через кольцевой зазор, образующийся между седлом *4* и клапаном *3*. Мембранный привод *7* и нижнюю крышку регулятора крепят к корпусу *5* при помощи шпилек с гайками. Процесс регулирования давления протекает следующим образом. При повышении или понижении регулируемого давления нарушается равновесие сил на мембране, которая будет перемещаться, изменяя положение клапана до тех пор, пока не наступит равновесие сил, действующих на мембрану снизу и сверху. Таким образом, в зависимости от положения клапана будет изменяться количество протекающего через регулятор газа, благодаря чему и поддерживается заданное давление на выходе. Чтобы получить на выходе регулятора иное давление, необходимо установить соответствующее постоянное давление в надмембранной камере (камере задания), используя задатчик давления *9*.

Регуляторы типа РД монтируют мембранным приводом вверх (рис. 3.6) между двумя отключающими кранами или задвижками *1*. Расстояние между регулятором и входным краном должно быть не менее пяти диаметров, а между регулятором и выходным краном — не менее 10 диаметров трубы. Давление задания регулятора *6* поддерживают редуктором *3*. Газ к редуктору поступает от входного трубопровода. Давление после редуктора контролируют манометром *4*, который устанавливают на крыше мембранного привода. Выходное давление после регулятора контролируют манометром *5*, установленным на импульсном трубопроводе. Газ поступает в редуктор, предварительно пройдя осушитель *2*. Регулятор типа РД работает бесперебойно в течение 3–6 мес без наблюдения и ухода. В качестве задатчика давления можно использовать пружинную нагрузку.

Регуляторы давления прямого действия с пружинной нагрузкой разработаны и выпускаются как с односедельным, так и с двухседельным дросселирующими органами. Такие регуляторы просты по конструкции и надежны в работе, поэтому находят применение на различных газорегуляторных пунктах (рис. 3.7).

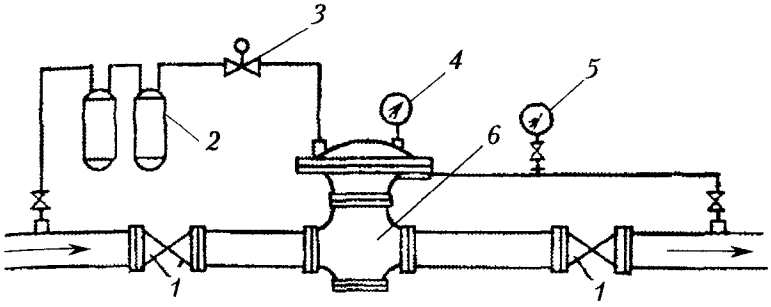


Рис. 3.6. Схема установки регулятора типа РД

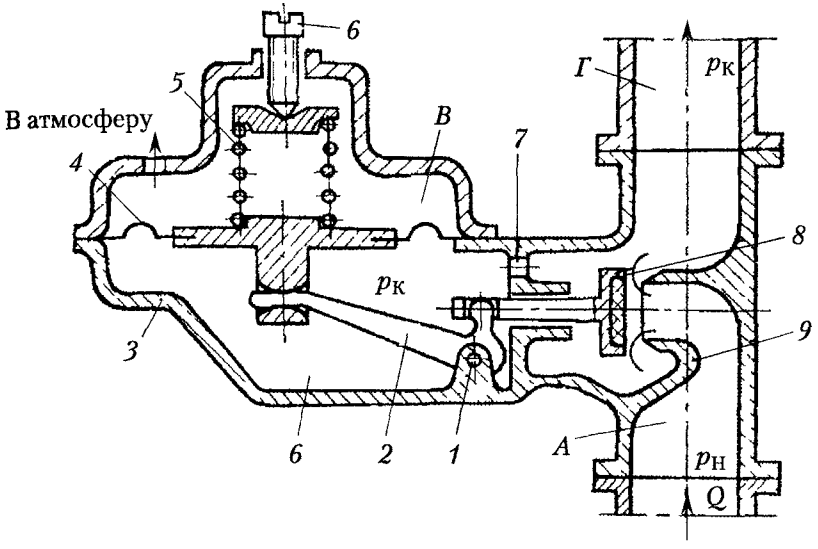


Рис. 3.7. Принципиальная схема регулятора давления прямого действия с пружинной нагрузкой и односедельным затвором

Передача усилия от мембраны на затвор осуществляется посредством рычажной передачи с рычагом *2* на оси *1*.

Регулятор работает следующим образом. Когда усилие на мембране *4* от действия выходного давления $p_К$ больше усилия

пружины *5*, т. е. выходное давление $p_К$ больше заданного, устанавливаемого регулировочным винтом задатчика давления *6*, мембрана *4* прогибается вверх, прикрывая затвор *8*. При этом расход газа через регулятор уменьшается, что приводит к снижению давления $p_К$. При равенстве этих усилий на мембране *4* перемещение затвора прекращается и устанавливается требуемый расход газа через регулятор. Если давление $p_К$ становится меньше заданного, пружина *5* приоткрывает затвор, что приводит к увеличению расхода газа через регулятор и соответствующему повышению давления $p_К$. При достижении равенства усилия от действия давления $p_К$ и усилия пружины затвор установится в определенном положении относительно седла затвора *9*, обеспечивая пропуск необходимого расхода газа, при котором выходное давление $p_К$ станет равным заданному настройкой пружины *5*. Мембрана и затвор делят корпус регулятора *3* на четыре камеры: *А*, *Б*, *В* и *Г*, при этом камера *А* находится под входным давлением, *Б* и *Г* — соединены между собой каналом *7* и имеют выходное давление, *В* — соединена с атмосферой.

Все большее распространение на ГРС получают **прямоточные регуляторы типа РДПР-3** (рис. 3.8). Регуляторы давления этого типа устанавливают только на прямолинейном участке газопровода между двумя запорными устройствами таким образом, чтобы направление стрелки на табличке регулятора совпадало с направлением потока газа с обеспечением полной герметичности фланцевых соединений исполнительного устройства с газопроводом. Регулятор состоит: из прямоточного регулирующего органа; мембранного привода, имеющего мембрану *1*, заключенную между правым *2* и левым *4* фланцами; диска мембраны *15* и задающего устройства в виде герметичной емкости *13*, снабженной перепускным запорным клапаном *7*. Прямоточный регулирующий орган имеет подвижной затвор *5* и неподвижное седло *6*, укрепленное на ребрах с уплотнительной прокладкой *14*. Перепускной запорный клапан *7* предназначен для впуска, выпуска и плотного запирания газа в емкости *13*. Он состоит из корпуса *8*, плунжера *10* с каналами для прохода газа, колпака *9*, рукоятки управления *12* и манометра *11*. При необходимости повышения давления $p_{зад}$ рукоятка *12* переводится в верхнее положение, при переводе вниз давление

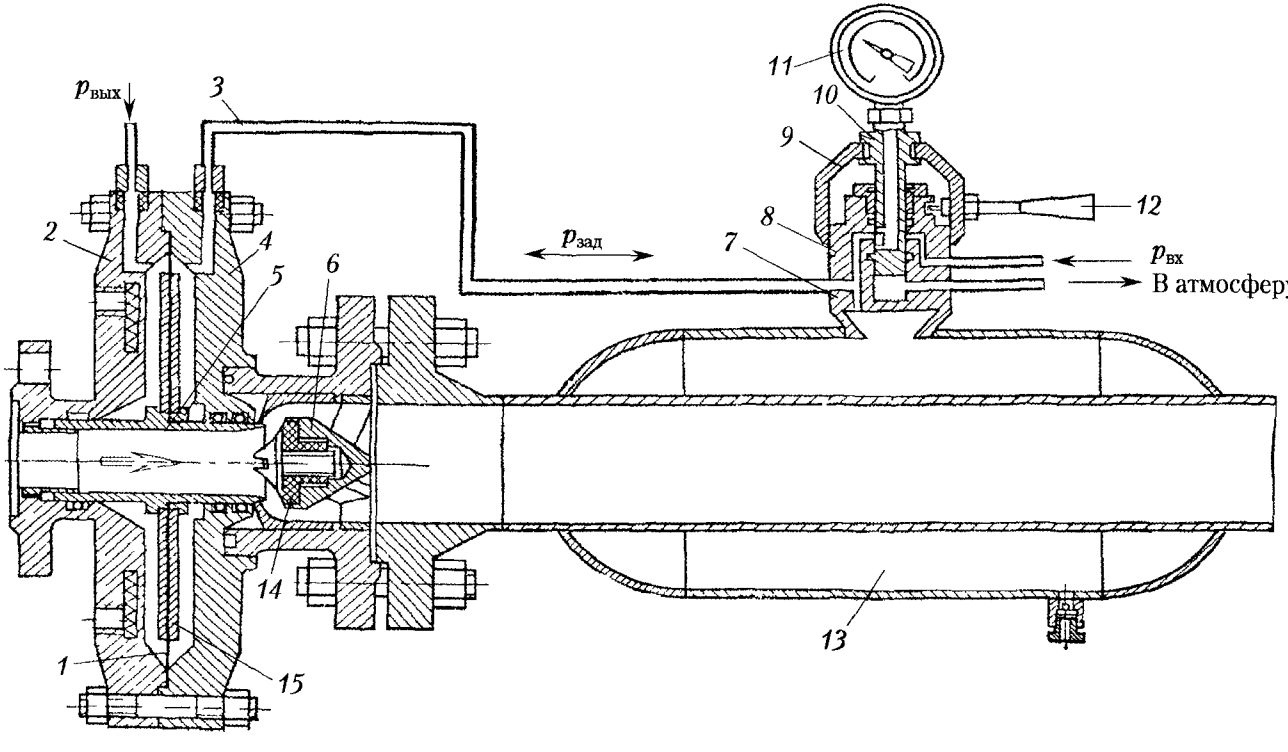


Рис. 3.8. Регулятор давления РДПР-3

$p_{зад}$ снижается. В среднем фиксированном положении рукоятки газ в емкости *13* плотно заперт при фиксированном $p_{зад}$.

Принцип действия регулятора заключается в поддержании равновесия сил, действующих на мембрану *1* привода регулятора. Изменение соотношения этих сил меняет положение регулирующего органа до восстановления их равновесия. Силы, действующие на мембрану регулятора, создаются давлением $p_{зад}$ газа, проходящего по трубопроводу обвязки *3* из емкости задающего устройства, и давлением $p_К$ газа с выхода ГРС. При равенстве выходного и задающего давлений мембрана *1* находится в среднем положении, регулирующий орган — в положении, обеспечивающем заданный расход газа. В случае уменьшения выходного давления сила, действующая на мембрану *1* со стороны давления задания, становится больше силы, действующей со стороны выходного давления, и затвор *5* переместится в сторону камеры выходного давления, вследствие чего проходное сечение между затвором *6* и седлом *5* увеличивается. Давление за регулятором повышается. При увеличении регулируемого давления выше заданного силы, действующие на мембрану со стороны камеры выходного давления, становятся больше силы, действующей со стороны давления задания, и затвор перекрывает проходное сечение регулирующего органа.

Регуляторы непрямого действия типа РДУ состоят (рис. 3.9) из исполнительного устройства *3*, усилителя рассогласования *1*, редуктора перепада давления *2*. Исполнительные устройства регуляторов всех типоразмеров конструктивно подобны и отличаются друг от друга только размерами, усилитель и редуктор перепада давления одинаковы.

Прямоточные регуляторы давления непрямого действия с эластичной цилиндрической манжетой выгодно отличаются от других регуляторов высокой надежностью и точностью регулирования давления, малыми вибрациями дросселирующего органа и низким уровнем шумов (рис. 3.10).

Регулятор давления газа с эластичной манжетой работает следующим образом. В исходном состоянии при отсутствии давления газа на входе регулятора камера *А* отделена от камеры *Г* исполнительным устройством *1* с перегородкой *15* и эластичной манжетой *16*. При подаче давления $p_Н$ на вход регулятора манже-

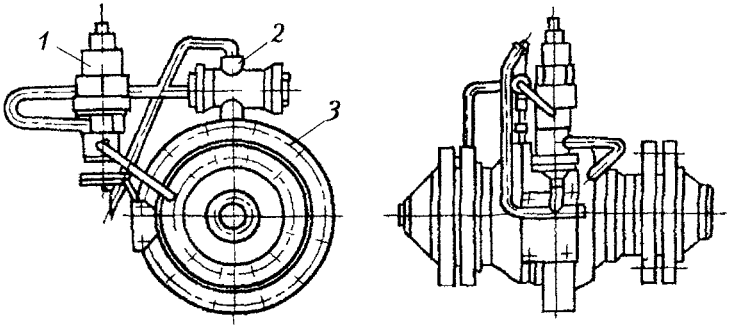


Рис. 3.9. Общий вид регулятора давления газа типа РДУ

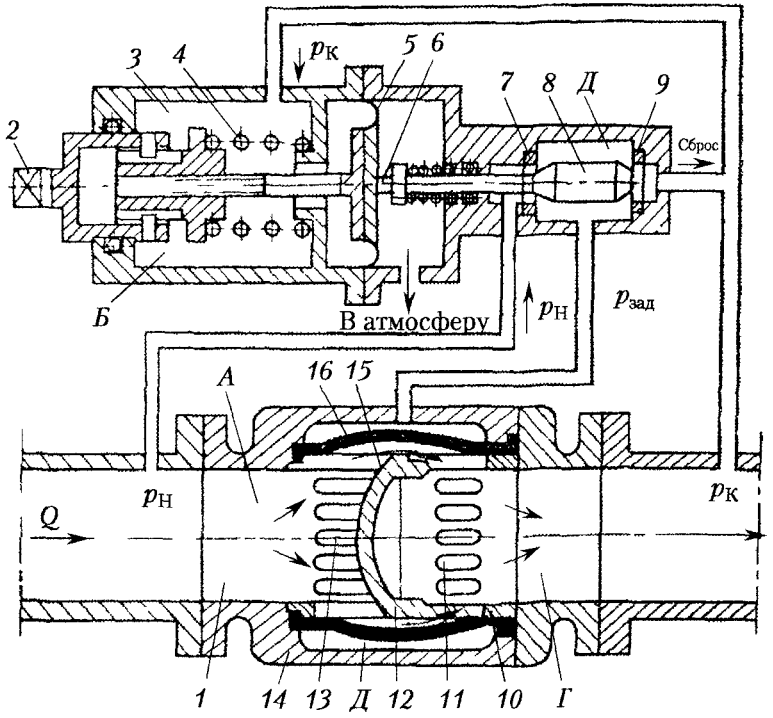


Рис. 3.10. Принципиальная схема прямоточного регулятора давления непрямого действия с эластичной цилиндрической манжетой

та *16* под действием этого давления отжимается до крайнего открытого положения, при котором кольцевой зазор между выступом *12* и манжетой наибольший. Через образовавшийся зазор газ со входа поступает в выходную линию, в результате чего давление в ней интенсивно возрастает. Это давление поступает помимо нагрузки регулятора также в камеру *Б* пилота *3* и воздействует на мембрану *5*.

После того как давление $p_К$ в выходной линии возрастет настолько, что усилие на мембране *5* превысит усилие пружины *4*, мембрана *5* начнет с помощью подвижного штока *6* перемещаться по направлению к клапану *8*. При этом открывается входное седло клапана *7*. Давление $p_Н$ из входной линии регулятора через открытое седло *7* проходит в межкамерную камеру *В* пилота: управляющее давление $p_{зад}$ поступает в управляющую камеру *Д* исполнительного устройства. Управляющее давление по мере увеличения уменьшает зазор между манжетой *16* и выступом *12* цилиндра *10* и ограничивает поступление газа в выходную линию регулятора. Процесс нарастания давления в выходной линии стабилизируется, когда наступит такое состояние элементов устройства, при котором усилие, развиваемое мембраной *5* пилота под воздействием выходного давления $p_К$, будет равно усилию пружины *4*, а управляющее давление $p_{зад}$ в камере *Д* исполнительного устройства станет таким, что количество газа, проходящего через кольцевой зазор под манжетой *16*, будет равно количеству газа, потребляемого нагрузкой регулятора (*потребителями*). В случае изменения отбора газа потребителями изменяется выходное давление $p_К$. Это приводит к перемещению мембраны *5* пилота *3*, изменению степени открытия входного *7* и сбросного *9* седел пилота, изменению управляющего давления $p_{зад}$ в камере *Д* исполнительного устройства и соответственно к изменению кольцевого зазора под его манжетой. В результате будет восстановлено заданное значение выходного давления $p_К$. Так, при увеличении отбора газа потребителями выходное давление $p_К$ снижается, управляющее давление $p_{зад}$ также снижается, а рабочий зазор в исполнительном устройстве увеличивается. Необходимое значение выходного давления регулятора определяется натяжением рабочей пружины *4* пилота. Натяжение пружины *4*, соответствующее заданному значению выходного давления $p_К$ регулятора, устанавливается с помощью

регулировочного винта *2*. Причем при уменьшении рабочей длины пружины *4* выходное давление регулятора увеличивается, и наоборот. По условиям работы рассматриваемого регулятора значение управляющего давления должно лежать в пределах $p_К \le p_{зад} \le p_Н$.

Достоинством рассматриваемого регулятора является то, что управляющее устройство (пилот) при своей работе не имеет постоянного сброса газа в атмосферу, так как сброс питающего газа из пилота производится в выходной трубопровод регулятора с выходным давлением $p_К$, более низким, чем $p_Н$.

Регуляторы давления РДУК-2, разработанные институтом Мосгазопроект, состоят из следующих основных элементов (рис. 3.11): регулирующего клапана с мембранным приводом,

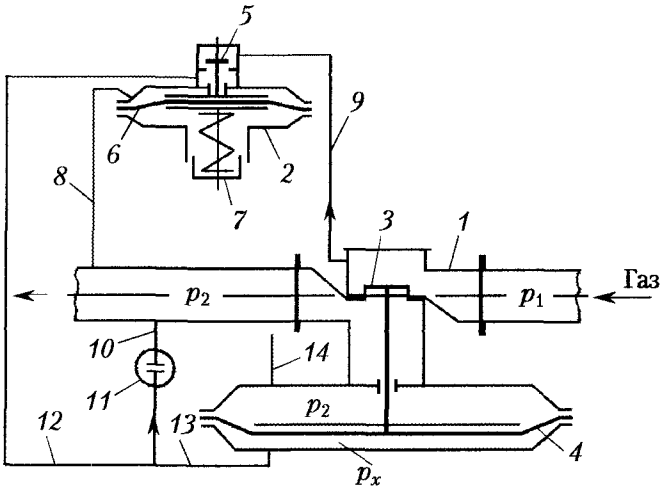


Рис. 3.11. Схема регулятора давления РДУК-2:
1 — исполнительный механизм; *2* — регулятор управления (пилот); *3* и *4* — клапан и мембрана исполнительного механизма; *5* и *6* — клапан и мембрана регулятора управления; *7* — винт для настройки регулятора управления; *8* — импульсная трубка; *9* — трубка для подачи газа начального давления; *10* — трубка для сброса газа после регулятора управления; *11* — дроссель; *12* — трубка, соединяющая командный прибор с дросселем; *13* — трубка, передающая командное давление p_x исполнительному механизму; *14* — трубка, соединяющая надмембранную зону исполнительного механизма с газопроводом после регулятора

представляющего собой исполнительный механизм; регулятора управления; дросселей и соединительных трубок.

Регулятор работает следующим образом. Газ высокого или среднего давления из надклапанной камеры исполнительного механизма *1* поступает в регулятор управления *2*. Пройдя клапан *5* регулятора управления, газ движется по трубке *12*, проходит через дроссель *11* и поступает в газопровод после регулирующего клапана. Клапан *5* регулятора управления *2*, дроссель *11* и трубки 9, *12* и *10* представляют собой исполнительное устройство дроссельного типа. Газ поступает в регулятор управления с давлением p_1, после дросселя переменного сечения (клапан *5*) давление становится равным p_x, а после дросселя постоянного сечения *11* — равным p_2. Давлением p_x регулируется работа исполнительного механизма и в зависимости от положения клапана *5* давление p_x может меняться от давления p_2 (клапан *5* открыт) до максимальной величины (клапан *5* полностью открыт), зависящей от отношения площади открытого клапана *5* к сечению дросселя *11*. Таким образом, импульс конечного давления, воспринимаемый командным прибором, усиливается дроссельным устройством, трансформируется в командное давление p_x и передается в трубку *13* в подмембранную зону исполнительного механизма, перемещая соответствующим образом регулирующий клапан. В результате этого перестановочная сила, развиваемая мембраной, изменяется и клапан *3* перемещается в соответствии с изменившимся расходом газа. Например, если расход газа уменьшился, давление газа за регулятором увеличилось, то клапан регулятора управления, соединенный с газопроводом импульсной трубкой *8*, прикроется, давление p_x в подмембранной полости исполнительного механизма уменьшится, регулирующий клапан *3* опустится и давление после регулятора снизится. Надмембранная зона исполнительного механизма соединена трубкой *14* с газопроводом после регулятора, поэтому в ней всегда поддерживается конечное давление.

На рис. 3.12 показана конструкция регулятора давления РДУК-2. Газ высокого давления до поступления в регулятор управления при движении из камеры *А* в камеру *Е* проходит через фильтр, что улучшает условия работы регулятора управления.

После регулятора управления газ по трубке *4* поступает в под-

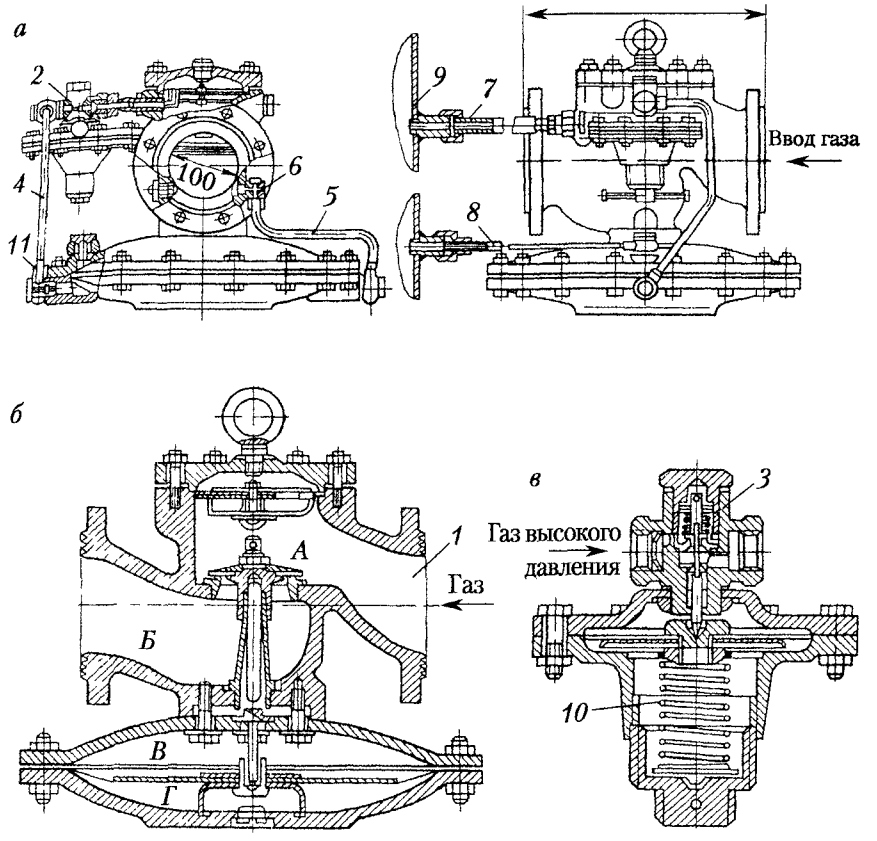


Рис. 3.12. Регулятор давления РДУК-2:
а — регулятор давления с регулятором управления; *б* — разрез регулятора давления РДУК-2; *в* — регулятор управления КН-2; *1* — исполнительный механизм регуляторов; *2* — регулятор управления; *4, 5, 8* — соединительные трубки; *6, 11* — дроссели; *7* — импульсная трубка; *9* — газопровод после регулятора; *10* — регулировочная пружина

мембранную зону *Г* исполнительного механизма и далее по трубке *5* выбрасывается в камеру *Б* после регулирующего клапана, предварительно пройдя через дроссель усилительного устройства *6*. На пути движения газа перед исполнительным механизмом уста-

навливают дроссель *11*, с помощью которого ограничивают верхний предел давления в камере *Г*. Мембрана исполнительного механизма по периферии зажата между корпусом и крышкой мембранной коробки, а в центре — между плоским и чашеобразным дисками. Чашеобразный диск опирается в проточку, имеющуюся в крышке. Это обеспечивает центрирование мембраны между ее зажимом. Настройка регулятора на заданное давление производится пружиной *10*.

Регуляторы РДУК рассчитаны на выходное давление до 1,2 МПа. Давление газа на выходе из регулятора зависит от применяемого регулятора управления. Если используется регулятор управления КН-2, то конечное давление может изменяться от 0,0005 до 0,06 МПа. Если регулирующий клапан комплектуется с командным прибором КВ-2, то конечное давление может быть от 0,05 до 0,6 МПа. Пропускная способность регуляторов РДУК при плотности газа 0,73 кг/м^3, перепаде давления на клапане $\Delta = 0{,}1$ МПа и конечном давлении $p_2 = 3000$ кПа в зависимости от диаметра колеблется от 900 до 12500 м^3/ч.

3.3. РАСЧЕТ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ

При движении через дроссельный орган поток газа преодолевает гидравлическое сопротивление, в результате чего уменьшается его статическое давление. Потери давления вызываются неоднократным изменением направления движения сужением потока при проходе через седло клапана и трением. При небольшом перепаде давления на клапане изменением плотности газа можно пренебречь и рассматривать его как несжимаемую жидкость. В этом случае перепад давления полностью определяется гидравлическим сопротивлением дроссельного органа, а коэффициент гидравлического сопротивления открытого клапана данной конструкции при турбулентном режиме является величиной постоянной.

Если перепад давления значительный, то следует учитывать изменение плотности газа. С уменьшением давления объем газа будет увеличиваться и на его проталкивание необходимо затрачи-

вать дополнительную энергию. С изменением давления изменится также температура газа, что приведет к теплообмену между потоком газа и ограничивающими его стенками.

Таким образом, движение газа через дроссельный орган представляет весьма сложный физический процесс и при расчете пропускной способности клапанов приходится исходить из упрощенной физической модели.

Обычно при расчете пропускной способности регулирующего клапана проводят аналогию между движением газа через него и истечением из отверстия. Эта аналогия весьма приближенная по следующим причинам. Во-первых, многие клапаны выпускают с площадью прохода в седле, равной площади присоединительного патрубка. Во-вторых, при истечении из отверстия газ попадает в неограниченный объем, а при движении через регулирующий дроссельный орган — в трубопровод. В связи с этим в результате стабилизации потока давление в трубопроводе возрастает. Наконец, несмотря на то что основной перепад давления, а следовательно, и основное гидравлическое сопротивление регулятора приходятся на регулирующий орган, определенная часть давления теряется в корпусе и при полностью открытом клапане может составлять значительную долю общего перепада давления.

Отмеченные отклонения действительного движения газа через дроссельный орган от истечения из отверстия компенсируются экспериментальным коэффициентом, вводимым в расчетную зависимость. В этом случае точность расчета будет зависеть от того, насколько удачно выбран метод корректировки расчета, основанный на эксперименте. Вместе с тем расчет регулирующего клапана по формуле истечения позволяет исходя из теоретических соображений приближенно определить коэффициент, учитывающий расширение газа.

При малых перепадах давления на регуляторах пренебрегают сжимаемостью газа. Если $\frac{\Delta p}{p_1} \le 0{,}08$, то ошибка не будет превышать 2,5 %.

При $\frac{\Delta p}{p_1} > 0{,}08$ следует учитывать сжимаемость газа, где Δp — перепад давлений на регуляторе, а p_1 — давление газа до регулятора.

Определим пропускную способность регулятора с помощью коэффициента гидравлического сопротивления ζ по известной формуле

$$\Delta p = \zeta \frac{W^2}{2} \rho, \tag{3.1}$$

где W — скорость движения газа через дроссельный орган;

ρ — плотность газа.

Заменяя скорость через расход и решая относительно него уравнение, получим

$$Q = \frac{F_y}{\sqrt{\zeta}} \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}, \tag{3.2}$$

где F_y — площадь сечения присоединительных патрубков регулирующего органа (или площадь условного прохода), к которой отнесены все потери как в клапане, так и в корпусе;

ζ — коэффициент гидравлического сопротивления регулирующего органа, отнесенный к площади условного прохода. Если принять размерности величин, обычно используемые при расчете пропускной способности регуляторов, т. е. Q, м^3/ч; F_y, см^2; Δp, МПа; ρ, кг/м^3, получим следующую рабочую формулу (формула (3.2) написана в системе СИ):

$$Q = 509 \frac{F}{\sqrt{\zeta}} \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}}. \tag{3.3}$$

При расчете регулирующих клапанов часто используют понятие коэффициента пропускной способности k_v, понимая под ним количество воды в м^3 (ρ = 1000 кг/м^3), которое проходит за 1 ч через клапан при перепаде давления на нем 0,0981 МПа. Если в формулу (3.3) подставить эти значения, то получим соотношение

$$Q = k_v = \frac{5{,}04 F_y}{\sqrt{\zeta}}. \tag{3.4}$$

Коэффициент пропускной способности регулирующего дроссельного органа зависит от его проходного сечения и коэффициента местного сопротивления. Таким образом, зная для регулятора давления или регулирующего клапана k_v, можно по формуле (3.4) определить ζ и, наоборот, зная коэффициент местного сопротивления, можно рассчитать k_v.

Коэффициент сопротивления зависит от отношения площади прохода в седле клапана к площади присоединительного патрубка, от конструкции регулирующего клапана и корпуса, а при малых расходах — и от числа Re. Для регуляторов с односедельными клапанами отношение площадей принимают

$$\frac{f}{F_y}=\left(\frac{d}{D_y}\right)^2=0{,}02-0{,}5,$$

где f и d — площадь и диаметр проходного сечения седла клапана; F_y и D_y — площадь и диаметр условного прохода.

Для регулятора с двухседельными клапанами отношение f/F примерно равно 0,7–2, где f — сумма площадей проходных сечений обоих седел клапана.

Часто коэффициент сопротивления ζ_c относят к проходному сечению седла клапана. Он связан с коэффициентом ζ соотношением, получаемым из уравнения (3.2):

$$\frac{F_y}{\sqrt{\zeta}}=\frac{f}{\sqrt{\zeta_c}} \text{ или } \frac{\zeta}{\zeta_c}=\left(\frac{F_y}{f}\right)^2=\left(\frac{D_y}{d}\right)^4 \qquad (3.5)$$

Для большинства распространенных конструкций регуляторов, применяемых на ГРП, коэффициент сопротивления открытых клапанов ζ_c колеблется в пределах $\zeta_c = 2–7$.

Если все потери в регуляторе учитывать коэффициентом расхода α, отнесенным к проходному сечению седла, тогда будет иметь место следующее соотношение:

$$W=\alpha\sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}=\frac{1}{\sqrt{\zeta_c}}\sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}. \qquad (3.6)$$

Отсюда

$$\alpha = \frac{1}{\sqrt{\zeta_c}}. \tag{3.7}$$

Если перепад давления на клапане большой $\left(\frac{\Delta p}{p_1} > 0{,}08\right)$ и входное давление высокое, то при расчете пропускной способности дроссельных органов необходимо учитывать изменение плотности газа и отклонения от законов идеального газа. В этом случае, как отмечалось выше, используют приближенную физическую модель явления, рассматривая движение газа через клапан как истечение из отверстия, и расход определяют из выражения

$$Q_o = Wf\frac{\rho_2}{\rho_0}, \tag{3.8}$$

где Q_o — объемный расход газа при нормальных условиях;

W — скорость истечения;

ρ_2 и ρ_0 — плотность газа при условиях истечения газа после отверстия и при нормальных условиях.

Скорость истечения определяют по известному уравнению

$$W = \alpha\sqrt{\frac{2k}{k-1}\cdot\frac{p_1}{\rho_1}\left[1-\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]}. \tag{3.9}$$

Здесь индексы 1, 2 соответствуют условиям до истечения, т. е. до регулятора.

Подставим формулу (3.9) в (3.10) и произведем преобразования с учетом формул (3.5) и (3.7):

$$Q = \alpha f\frac{\rho_2}{\rho_0}\sqrt{\frac{2p_1}{\rho_1}}\sqrt{\frac{k}{k-1}\left[1-\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]}\cdot\sqrt{\frac{\frac{p_1-p_2}{p_1}}{\frac{p_1-p_2}{p_1}}} =$$

$$= \frac{\sqrt{2}\cdot F}{\sqrt{\zeta}} \sqrt{\frac{p_1}{\rho_0}\cdot\frac{\rho_1}{\rho_0}} \sqrt{\frac{\Delta p}{p_1}} \sqrt{\frac{k}{k-1}\cdot\frac{\left[1-\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]}{1-\frac{p_2}{p_1}}\cdot\frac{\rho_2}{\rho_1}}$$

Считая движение газа адиабатным (еще одно допущение), заменим отношение плотностей отношением давлений:

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{1}{k}}.$$

Кроме того, используем уравнение состояния

$$p = Z\rho RT; \quad \frac{\rho_1}{\rho_0} = \frac{p_1}{p_0}\cdot\frac{T_0}{T_1}\cdot\frac{1}{Z_1},$$

где $Z_0 = 1$.

Учитывая приведенные соотношения, преобразуем уравнение расхода

$$Q_o = \frac{\sqrt{2}\cdot F_y}{\sqrt{\zeta}} \sqrt{\frac{T_1}{\rho_0}} \sqrt{\frac{p_1\Delta p}{\rho_0 T_1 Z_1}} \sqrt{\frac{k}{k-1}\cdot\frac{\left[\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]}{1-\frac{p_2}{p_1}}}$$

Если в приведенное уравнение подставить значения $\rho_0 = 101300$ Па, $T_0 = 273$ К, а также применить формулу (7.12), где F_y выражено в см^2, то получим расчетную зависимость

$$Q_o = 1{,}46\cdot 10^{-6} k_c \varepsilon \sqrt{\frac{p_1\Delta p}{\rho_0 T_1 Z_1}}, \qquad (3.10)$$

где ε определено соотношением

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{k}{k-1} \cdot \frac{\left[\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k+1}{k}}\right]}{1-\frac{p_2}{p_1}}}. \qquad (3.11)$$

Коэффициент ε учитывает изменение плотности газа при движении через дроссельный орган.

Если принять размерности: Q_o в м^3/ч, а p_1 и Δp в МПа, то получим следующую формулу для расчета пропускной способности регулятора:

$$Q_o = 5260 k_v \varepsilon \sqrt{\frac{p_1 \cdot \Delta p}{\rho_0 T_1 Z_1}}. \qquad (3.12)$$

При расчете пропускной способности регулятора по уравнению (3.12), считая k_v постоянным, неточность исходной модели необходимо компенсировать коэффициентом ε. Поэтому в расчетах целесообразно использовать не теоретическую зависимость (3.11), а экспериментальную, т. е.

$$\varepsilon = 1 - 0{,}46\frac{\Delta p}{p_1}. \qquad (3.13)$$

Уравнение (3.13) получено при испытаниях регулирующих клапанов на сжатом воздухе, поэтому при использовании этого уравнения для других газов его следует скорректировать. Это, с некоторым приближением, можно сделать, пересчитав значение ε, определяемого по формуле (3.13), на другой показатель адиабаты путем умножения на поправочный коэффициент:

$$\chi = \varepsilon_{газ}/\varepsilon_{воз}. \qquad (3.14)$$

Здесь $\varepsilon_{газ}$ и $\varepsilon_{воз}$ определяют по формуле (3.11) при показателях адиабаты для воздуха (k = 1,4) и для газа. На рис. 3.13 приведены пересчитанные зависимости коэффициента для газов с различными k.

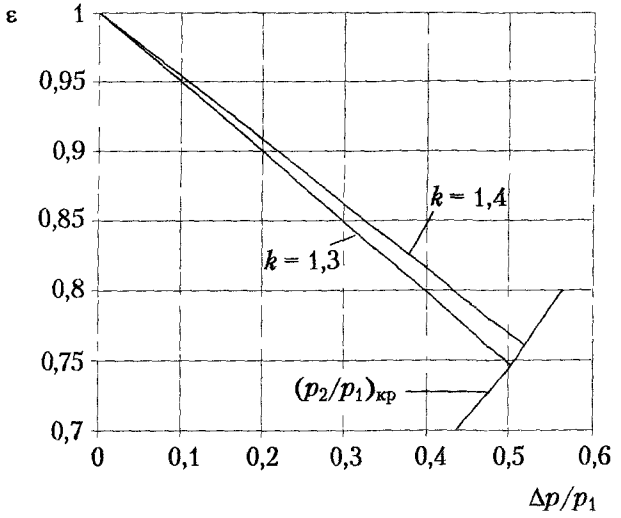


Рис. 3.13. Значения коэффициента ε в зависимости от $\Delta p/p_1$ (k – показатель адиабаты)

Величиной ε, определенной по рис. 3.13, и следует пользоваться при расчете пропускной способности регулятора давления или регулирующего клапана.

При критическом или большем перепаде давлений, т. е. когда соблюдается неравенство

$$\frac{p_2}{p_1} \le \left(\frac{p_2}{p_1}\right)_{кр}, \qquad (3.15)$$

пропускную способность регулятора определяют по формуле (3.12) при подстановке в нее критического отношения давлений. Это является следствием того, что сверхзвуковая скорость при движении газа через дроссельный орган получена быть не может. Коэффициент ε определяют также при $(p_2/p_1)_{кр}$ по рис. 3.13. Расчетная зависимость будет иметь следующий вид:

$$Q_o = 5260 k_v \varepsilon_{кр} p_1 \sqrt{\frac{\left(\frac{\Delta p}{p_1}\right)_{кр}}{\rho_0 T_1 Z_1}}, \qquad (3.16)$$

где

$$\left(\frac{\Delta p}{p_1}\right)_{кр} = 1 - \left(\frac{p_2}{p_1}\right)_{кр}$$

Как показали эксперименты, для клапанов, работающих на воздухе, критическое отношение давления $\left(\frac{p_2}{p_1}\right)_{кр} = 0{,}48$ Теоретическое значение $\left(\frac{p_2}{p_1}\right)_{кр} = 0{,}528$ Рассматривая отношение $\frac{0{,}48}{0{,}528} = 0{,}91$ как поправку к формуле для расчета $\left(\frac{p_2}{p_1}\right)_{кр}$, получаем следующее уравнение, по которому можно рассчитать критическое отношение давлений для газа любого состава:

$$\left(\frac{p_2}{p_1}\right)_{кр} = 0{,}91\left(\frac{2}{k-1}\right)^{\frac{k}{k-1}} \qquad (3.17)$$

Для природного газа (k = 1,3) критическое отношение давлений равно: $\left(\frac{p_2}{p_1}\right)_{кр} = 0{,}5$

Дроссельные органы регуляторов давления рассчитывают исходя из максимальной производительности и минимально возможного перепада давления. Такое сочетание производительности и давления возможно, но оно в то же время самое невыгодное. Проходное сечение затвора регулятора рекомендуется выбрать так, чтобы максимальная производительность была обеспечена при перемещении затвора не более чем на 0,9 полного хода. Для этого дроссельный орган регулятора нужно рассчитывать на производительность, которая превышает максимальную на 15–20 %. Таким образом, регулятор подбирают на расчетную пропускную способность

$$Q_р = (1{,}15 - 1{,}2)Q^{макс},$$

где $Q^{макс}$ — максимальная производительность.

При определении расчетного перепада давления следует учитывать потери энергии на трение в трубопроводах газорегуляторного пункта на запорной и предохранительной арматуре, в фильтре и устройствах, измеряющих расход газа. Расчетный перепад определяют по выражению

$$\Delta p = p_1^{мин} - p_2 - \Delta p_{пот},$$

где $p_1^{мин}$ — минимальное давление газа перед регуляторной станцией;

p_2 — регулируемое давление газа после регулятора;

$\Delta p_{пот}$ — суммарные потери давления в газорегуляторной станции, исключая потери в регуляторе давления.

В табл. 3.1 приведены значения коэффициентов k_v для расчета пропускной способности основных типов регуляторов.

Таблица 3.1

Коэффициент пропускной способности k_v регуляторов давления

Тип регулятора	Коэффициент k_v	Тип регулятора	Коэффициент k_v
РД-20-5	0,52	РДУК-2-50/35	27
РД-25-6,5	0,9	РДУК-2-100/50	38
РД-32-5	0,52	РДУК-2-100-70	108
РД-32-6,5	0,9	РДУК-2-200/105	200
РД-32-9,5	1,9	РДУК-2-200/140	300
РД-50-13	3,7	РД-50-64	22
РД-50-19	7,9	РД-80-64	66
РД-50-25	13,7	РД-100-64	110
РД-32-М-10	1,4	РД-150-64	314
Р-32М-6	0,8	РД-200-64	424
РД-32М-4	0,52		
РД-50М-25	11		
РД-50М-20	9		
РД-50М-15	5,8		
РД-50М-11	3,3		
РД-50М-8	1,7		

Если известна пропускная способность регулятора при работе на газе определенного состава и при известных начальном и конечном давлениях (табличные данные), то можно определить его производительность при использовании другого газа и работе на другом режиме.

Преобразовав предыдущее уравнение, можно получить следующую формулу пересчета:

$$Q_o = 5260 k_v \varepsilon \sqrt{\frac{p_1}{p_2}} \frac{1}{\sqrt{T_1 Z_1}} \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\rho_0}} = A \sqrt{\frac{\Delta p \; p_2}{\rho_0}} \qquad (3.18)$$

Коэффициент A изменяется мало и приближенно его можно считать постоянным; тогда формула пересчета примет вид

$$Q = Q^{\mathrm{T}} \sqrt{\frac{\rho_0^{\mathrm{T}} \Delta p \; p_2}{\Delta p^{\mathrm{T}} p_2^{\mathrm{T}} \rho_0}} \qquad (3.19)$$

Здесь параметры с индексом Т относятся к табличным данным. Если при новых условиях работы перепад давления на регуляторе будет равен или больше критического, т. е. $\frac{p_2}{p_1} \le \left(\frac{p_2}{p_1}\right)_{\text{кр}}$, то в формуле (3.19) отношения $\Delta p/p_1$ и p_2/p_1 нужно заменить критическими отношениями.

Если принять $\left(\frac{p_2}{p_1}\right)_{\text{кр}} = 0{,}5$, то формула пересчета будет иметь вид

$$Q = 0{,}5 Q^{\mathrm{T}} p_1 \sqrt{\frac{\rho_0^{\mathrm{T}}}{\Delta p^{\mathrm{T}} p_2^{\mathrm{T}} \rho_0}} \qquad (3.20)$$

ГЛАВА 4

ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ СТАНЦИИ

4.1. РАЗМЕЩЕНИЕ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТОВ И УСТАНОВОК

Для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в системах газоснабжения предусматривают газорегуляторные пункты (ГРП) и газорегуляторные установки (ГРУ).

ГРП в зависимости от назначения и технической целесообразности размещают:

— в пристроях к зданиям;

— в шкафах на наружных стенах газифицируемых зданий или на отдельно стоящих опорах из негорючих материалов;

— на покрытиях газифицируемых производственных зданий I и II степени огнестойкости с негорючим утеплителем;

— на открытых огражденных площадках под навесом на территории промышленных предприятий, если климатические условия позволяют обеспечить нормальную (в соответствии с паспортными данными) работу технологического оборудования и контрольно-измерительных приборов.

При этом запрещается предусматривать ГРП встроенными или пристроенными к жилым и общественным зданиям (кроме зданий производственного характера), а также размещать их в подвальных и цокольных помещениях зданий любого назначения.

Отдельно стоящие ГРП (включая шкафные, устанавливаемые на опорах) в населенных пунктах рекомендуется размещать в зоне зеленых насаждений, внутри жилых кварталов на расстоянии не менее указанного в табл. 4.1. ГРП на территории промышленных предприятий и других предприятий производственного характера следует размещать в соответствии с требованиями

Таблица 4.1

Расстояние от отдельно стоящих ГРП до зданий и сооружений

Давление газа на вводе в ГРП, МПа (кгс/см^2)	Расстояние в свету от отдельно стоящих ГРП (по горизонтали), м, до			
	зданий и сооружений	железнодорожных и трамвайных путей (до ближайшего рельса)	автомобильных дорог (до обочины)	воздушных линий электропередачи
До 0,6 (6)	10	10	5	Не менее 1,5 высоты опоры
Свыше 0,6 (6) до 1,2 (12)	15	15	8	То же

Примечание. Расстояние следует принимать от наружных стен здания или шкафа ГРП, а при расположении оборудования на открытой площадке – от края ограждения.

СНиП II-89–80*. Расстояние от ГРП до зданий, к которым допускается пристраивать или встраивать ГРП, не регламентируется.

Допускается вынос из ГРП части оборудования (задвижек, фильтров и т. п.), если позволяют климатические условия. Оборудование, размещенное вне ГРП, должно иметь ограждение, примыкающее к зданию ГРП или общее с ограждением ГРП.

ГРП с выходным давлением не более 0,6 МПа можно пристраивать к производственным зданиям не ниже I и II степени огнестойкости с помещениями категорий Г и Д, а также к отдельно стоящим зданиям газифицируемых котельных, бань, прачечных, предприятий химчистки и других аналогичных объектов.

ГРП с выходным давлением свыше 0,6 МПа допускается пристраивать к производственным зданиям, в том числе котельным не ниже I и II степени огнестойкости с помещениями категорий Г и Д, в которых использование газа указанного давления необходимо по условиям технологии.

Встроенные ГРП допускается предусматривать с входным давлением газа не более 0,6 МПа.

Шкафные ГРП можно устраивать на наружных стенах газифицируемых зданий не ниже III степени огнестойкости (кроме

стен из панелей с металлической обшивкой и сгораемым утеплителем) промышленных (в том числе котельных), сельскохозяйственных предприятий, предприятий бытового обслуживания производственного характера при давлении газа на входе ГРП до 0,6 МПа.

При установке шкафного ГРП на стене здания расстояние от шкафа до окна, двери и других проемов по горизонтали должно быть не менее 3 м при давлении газа на входе до 0,3 МПа и не менее 5 м при давлении на входе от 0,3 до 0,6 МПа; расстояние по вертикали от шкафа до оконных проемов должно быть не менее 5 м.

Отдельно стоящие здания ГРП должны быть одноэтажными, I и II степени огнестойкости с совмещенной кровлей. Швы сопряжения кирпичных стен и фундаментов всех помещений ГРП должны быть перевязаны.

Стены, разделяющие помещения ГРП, должны быть противопожарными I типа и газонепроницаемыми. Разделяющие стены из кирпича должны быть оштукатурены с двух сторон.

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

Помещения для регуляторов отдельно стоящих, пристроенных и встроенных ГРП должны отвечать требованиям, установленным СНиП 31-03–2001 и СНиП 21-01–97* для помещений категории А.

При устройстве в ГРП местного отопления отопительную установку следует размещать в изолированном, имеющем самостоятельный выход помещении, отделенном от технологического глухими непроницаемыми и противопожарными стенами с пределом огнестойкости не менее 2,5 ч.

Труба подводки газа к отопительной установке и трубы системы отопления при проходе через стену помещения регуляторов должны иметь сальниковые или другие уплотнения.

Для обогрева шкафных ГРП допускается использование газовых горелок при условии обеспечения взрыво- и пожаробезопасности.

Во всех помещениях ГРП должно быть предусмотрено естественное и искусственное освещение и естественная постоянно действующая вентиляция, обеспечивающая не менее 3-кратного воздухообмена в 1 ч.

ГРУ предусматривают с входным давлением газа не более 0,6 МПа с устройством не более двух линий редуцирования.

ГРУ предусматривают в газифицируемых зданиях, как правило, вблизи от ввода газопровода непосредственно в помещениях котельных и цехов, где находятся газоиспользующие агрегаты или в смежных помещениях, соединенных с ними открытыми проемами и имеющих не менее чем 3-кратный воздухообмен в 1 ч. Размещение ГРУ в помещениях категорий А, Б и В не допускается.

Подача газа от ГРУ к потребителям, расположенным в других отдельно стоящих зданиях, не допускается.

Допускается подача газа от одной ГРУ к тепловым агрегатам, расположенным в других помещениях одного здания, при условии, что эти агрегаты работают на одинаковых режимах давления газа, и в помещении, где находятся агрегаты, обеспечен круглосуточный доступ обслуживающего персонала газовой службы.

4.2. УСТРОЙСТВО ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТОВ

Газорегуляторные пункты (ГРП) и газорегуляторные установки (ГРУ) являются автоматическими устройствами для выполнения следующих функций:

— снижение давления газа, поступающего из газопровода, до заданной величины;

— поддержание заданного давления на выходе независимо от потребления газа и его давления перед регуляторными пунктами и установками;

— прекращение подачи газа при повышении или понижении давления после регуляторных пунктов и установок сверх заданных пределов;

— очистка газа от механических примесей;

— учет количества газа (объектовые ГРП и ГРУ).

ГРП могут быть сетевыми, питающими городскую газораспределительную сеть низкого и среднего давления, и объектовыми, подающими газ необходимого давления промышленным и коммунальным потребителям.

Основные составляющие ГРП следующие: узел регулирования

давления газа с предохранительно-запорным клапаном и обводным газопроводом (байпасом), предохранительный сбросный клапан, контрольно-измерительные приборы, продувочные трубопроводы.

Газ высокого или среднего давления входит в ГРП и поступает в узел регулирования, в котором по ходу движения газа располагают: входное отключающее устройство для отключения основной линии; фильтр для очистки газа от различных механических примесей; предохранительный запорный клапан, автоматически отключающий подачу газа потребителям в случае выхода из строя регулятора давления газа; регулятор, который снижает давление газа независимо от расхода газа потребителями; выходное отключающее устройство (рис. 4.1).

Выходное давление из ГРП контролируется предохранительным запорным клапаном (ПЗК) и предохранительным сбросным клапаном (ПСК). ПЗК контролирует верхний и нижний пределы

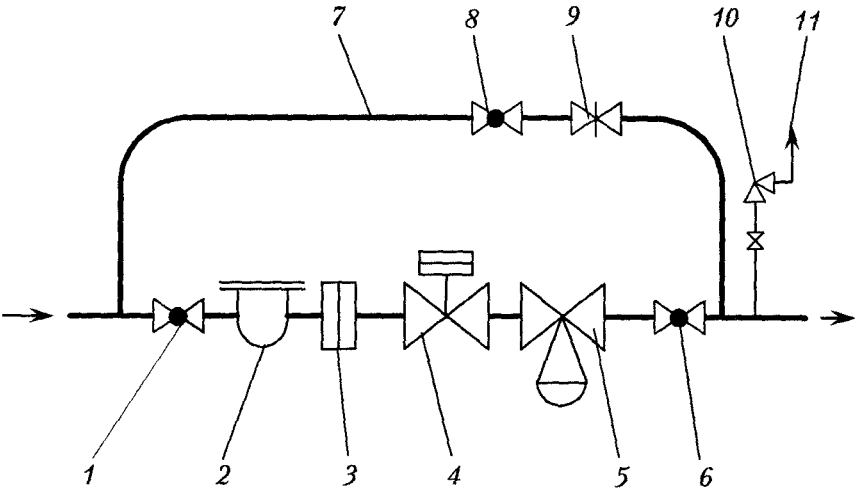


Рис. 4.1. Принципиальная схема ГРП:
1 — входное отключающее устройство на основной линии; *2* — фильтр; *3* — диафрагма; *4* — предохранительный запорный клапан; *5* — регулятор давления; *6* — выходное отключающее устройство; *7* — байпас; 8 — герметизирующее устройство (кран) на байпасе; *9* — задвижка на байпасе для регулирования давления; *10* — предохранительный сбросный клапан; *11* — свеча

давления газа, а ПСК — только верхний. ПСК настраивается на меньшее давление, чем ПЗК, поэтому он срабатывает первым.

Если отказал регулятор давления, клапан ПСК сработал, а давление в сетях продолжает расти, то сработает ПЗК. Он перекроет газопровод перед регулятором давления и прекратит подачу газа потребителям. ПЗК сработает и при недопустимом снижении давления газа, которое может произойти при аварии на газопроводе. При устранении аварии ПЗК приводится в рабочее состояние не автоматически, а только обслуживающим персоналом.

Клапан ПСК настраивают на давление, превышающее регулируемое на 15 %. Верхний предел настройки ПЗК принимают на 25 % выше регулируемого давления после ГРП. Нижний предел – минимально допустимое давление газа в сети.

Для бесперебойного снабжения потребителей газом при выходе из строя регулятора давления, замене, осмотре или ремонте оборудования предусмотрен обводной газопровод (байпас) Регулирование давления газа на байпасе производят вручную. Для этого на байпасе устанавливают последовательно кран и задвижку.

Кран работает в положениях "открыто"–"закрыто" и не может быть использован для регулирования давления. Ручное регулирование давления осуществляют с помощью задвижки.

На ГРП может быть несколько линий редуцирования, число которых зависит от расчетного расхода газа и режима его потребления. При наличии двух и более линий байпас обычно не монтируют, а во время ремонта одной из них газ поступает через другие линии. В ГРП с входным давлением более 0,6 МПа и пропускной способностью более 5000 $м^3/ч$ устройство резервной линии редуцирования вместо байпаса обязательно.

ГРП могут быть одно- или двухступенчатыми. В одноступенчатом ГРП входное давление газа редуцируют до выходного в одном регуляторе, в двухступенчатом — двумя последовательно установленными регуляторами. При этом регулятор первой ступени компонуют с фильтром и ПЗК, регулятор второй ступени может не быть снабжен фильтром. Одноступенчатые схемы ГРП обычно применяют при разности между входным и выходным давлением до 0,6 МПа, при большем перепаде предпочтительнее двухступенчатые схемы редуцирования.

На сетевых ГРП обычно учет газа не производят.

Газорегуляторные пункты выполняют по типовым проектам на базе универсальных регуляторов давления, используемых в промышленности.

Для очистки газа на газорегуляторных пунктах устанавливают волосяные и сетчатые фильтры. При условных диаметрах больше 50 мм применяют волосяные фильтры, а при диаметрах 50 мм и менее — сетчатые.

Волосяные фильтры выпускают двух модификаций с максимальным давлением до 0,6 и до 1,2 МПа. Перепад давления на кассете фильтра не должен превышать 10 кПа. Если он будет больше, то необходима очистка фильтра. В условиях эксплуатации перепад давления на фильтре обычно не превышает 3000–5000 Па. Перепад давления контролируют дифманометром ДСП-780 Н.

При перепаде давления на фильтре 5000 Па, избыточном давлении перед ним 0,6 МПа и плотности газа 0,73 кг/м^3 пропускная способность его в зависимости от диаметра при нормальных условиях составляет:

D_y, мм	50	100	200
Q, м^3/ч	6000	14750	38600

Если фильтр используется в условиях, отличных от указанных, тогда его пропускную способность определяют по формуле

$$Q = Q\sqrt{\frac{\Delta p \;\; p_2 \rho_0^{\mathrm{T}}}{\Delta p_{\mathrm{T}} \;\; p_2^{\mathrm{T}} \rho_0}},$$

где Δp — перепад давления на фильтре;

p_2 — давление на входе в фильтр;

ρ_0 — плотность газа.

Параметры с индексом "Т" относят к паспортным для данного фильтра при определенных условиях его работы.

Пропускную способность фильтров выбирают из условия, что скорость газа в корпусе не будет превышать 1 м/с.

Сетчатые фильтры применяют в шкафных газорегуляторных пунктах (ШРП) на более низкие пропускные способности.

4.3. ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ

4.3.1. Классификация и структура ГРС

Газ из магистральных газопроводов поступает в городские, поселковые и промышленные системы газоснабжения через газораспределительные станции, которые являются конечными участками магистрального газопровода и являются как бы границей между городскими и магистральными газопроводами.

На газораспределительной станции давление газа снижают до величины, необходимой для потребителя, и поддерживают его постоянным. Все оборудование ГРС рассчитывают на рабочее давление 7,5 и 5,5 МПа, т. е. на максимально возможное давление газа в магистральном газопроводе.

В состав газораспределительной станции входят:

а) **узлы:**

переключения станции;

очистки газа;

предотвращения гидратообразования;

редуцирования газа;

подогрева газа;

коммерческого измерения расхода газа;

одоризации газа (при необходимости);

автономного энергопитания;

отбора газа на собственные нужды;

б) **системы:**

контроля и автоматики;

связи и телемеханики;

электроосвещения, молниезащиты, защиты от статического электричества;

электрохимзащиты;

отопления и вентиляции;

охранной сигнализации;

контроля загазованности.

В зависимости от производительности, исполнения, количества выходных коллекторов газораспределительные станции условно делят на три большие группы: ГРС малой, средней и боль-

шой производительности (рис. 4.2).

К станциям малой производительности (1,0–50,0 тыс. м^3/ч) относят несколько типов АГРС, изготовленных разными заводами; все технологическое оборудование размещается в нескольких металлических шкафах. Из этого ряда АГРС наибольшее распространение получили станции типа АГРС-1/3, "Энергия-1", "Энергия-3", "Ташкент-1" и "Ташкент-2".

К станциям средней производительности (50,0–160,0 тыс. м^3/ч) относят БК-ГРС, выполненные в блочно-комплектном исполнении, с одной или двумя выходными линиями к потребителям. Часть технологического оборудования размещают на открытой площадке (узлы очистки, одоризации, подогреватели), другую часть, а также регуляторное оборудование, КИПиА, систему отопления — в блок-боксах. Из этого ряда станций наибольшее распространение получили БК-ГРС-I-30, БК-ГРС-II-70, БК-ГРС-I-150.

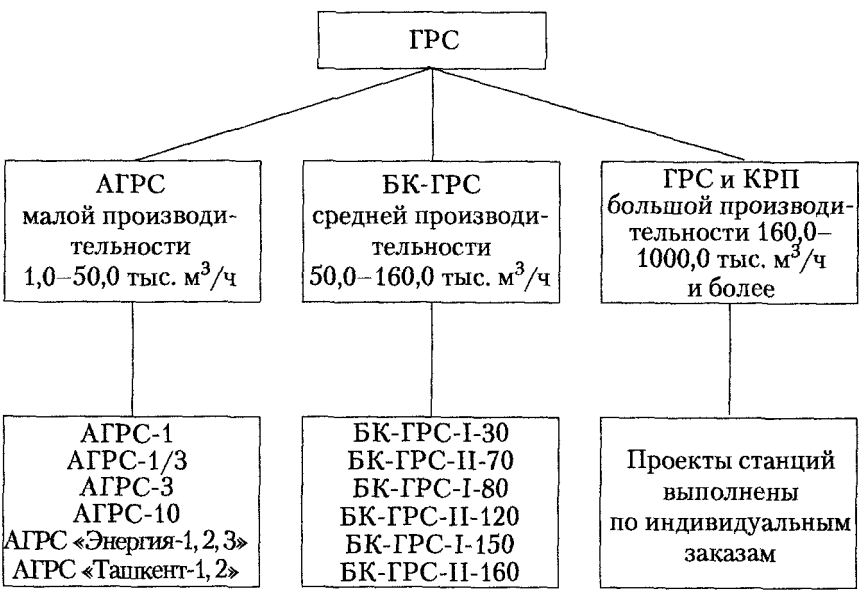


Рис. 4.2. Классификация типов ГРС, эксплуатируемых на объектах газовой промышленности

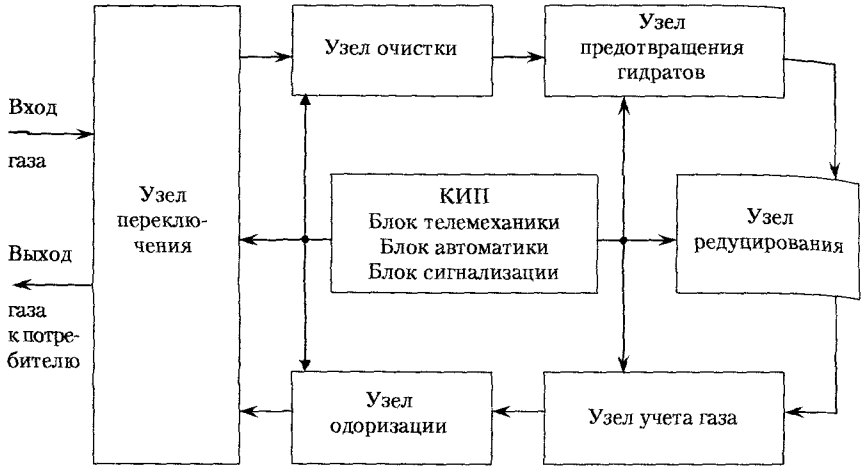


Рис. 4.3. Структурная схема ГРС с одним потребителем

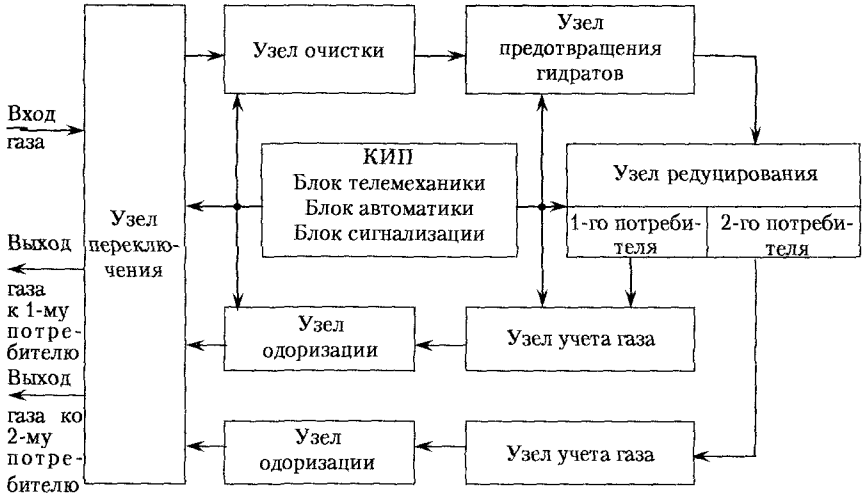


Рис. 4.4. Структурная схема ГРС с двумя потребителями

К станциям большой производительности (от 160,0 до 1000,0 тыс. $м^3/ч$ и более) относят станции, построенные по индивидуальным проектам, как правило, это ГРС и контрольно-распределительные пункты (КРП), подающие или распределяющие газ для крупных промышленных объектов и районов.

Несмотря на такое разнообразие типов газораспределительных станций, структурная схема ГРС с одним потребителем газа может быть сведена к схеме, показанной на рис. 4.3, а структурная схема ГРС с двумя потребителями газа – к схеме, показанной на рис. 4.4.

Для автоматического предотвращения выхода регулируемого давления за допустимые пределы, т. е. для предотвращения недопустимого повышения или понижения давления в сетях потребителей, на ГРС предусматривают автоматические системы защиты. Большинство таких систем построено с использованием следующих двух принципов.

4.3.2. Защита потребителей от повышенного и пониженного давления в сетях

1. Система с перестройкой режимов работы регуляторов давления.

В этих системах предусматривают наличие рабочих и резервной ниток регулирования. На каждой нитке устанавливают регулирующий и контрольный клапаны. При нормальном режиме на рабочих нитках контрольные клапаны открыты, так как настроены на давление, несколько превышающее (10 %) номинальное. Клапаны резервной нитки настроены на давление несколько меньше номинального, поэтому они закрыты. Следовательно, система работает по принципу облегченного резерва, когда резерв находится в неполном рабочем режиме.

При аварийном открытии рабочего регулирующего клапана и росте выходного давления в работу включится контрольный клапан. Он предотвратит недопустимое повышение давления и будет поддерживать его постоянным.

При аварийном закрывании регулирующего клапана и понижении давления в работу включится резервная нитка и прекратится снижение давления газа.

2. Следующий принцип защиты заключается в установке на каждой нитке редуцирования крана с пневмоприводом и программным управлением. При повышении регулируемого давления кран выключает нитку с отказавшим регулирующим клапаном, а понижение давления предотвращает включающаяся в работу резервная нитка.

Если на одной из рабочих ниток регулирующий клапан закроется (в результате аварии), то тогда при большом потреблении газа начнет снижаться регулируемое давление и защита включит резервную нитку.

При любых автоматических переключениях контрольных клапанов и кранов с пневмоприводом подается сигнал оператору, а при надомном обслуживании световой и звуковой сигнал поступает в дом оператора.

В качестве примера рассмотрим автоматизированную газораспределительную станцию АГРС-3. Она состоит из пяти металлических шкафов, в которых размещены следующие блоки: переключения, редуцирования, одоризации, подогревателя газа, сигнализации.

В технологической схеме АГРС-3 (рис. 4.5) очистка газа предусмотрена на входе станции висциновым фильтром, подогрев газа осуществляется подогревателем ПГА-5, редуцирование газа производится регулятором прямого действия типа РД-40-64, учет расхода газа — камерной диафрагмой в комплекте с дифманометром ДМПК-100, оснащенным интегратором ПИК-1, управление кранами — системой "Защита-2", сигнализация — устройством дистанционной сигнализации УСГ-3М, газ одорируется на выходе станции универсальным автоматическим одоризатором типа УОГ-1.

Техническая характеристика АГРС-3

Давление газа, МПа:	
на входе	1,2–5,5
на выходе	0,3–1,2
Производительность	
при $p_{вх}$ = 1,2 МПа и $p_{вых}$ = 0,3 МПа	2750
при $p_{вх}$ = 5,5 МПа и $p_{вых}$ = 1,2 МПа	11200
Погрешность регулирования выходного давления до 0,6 МПа, %	±10

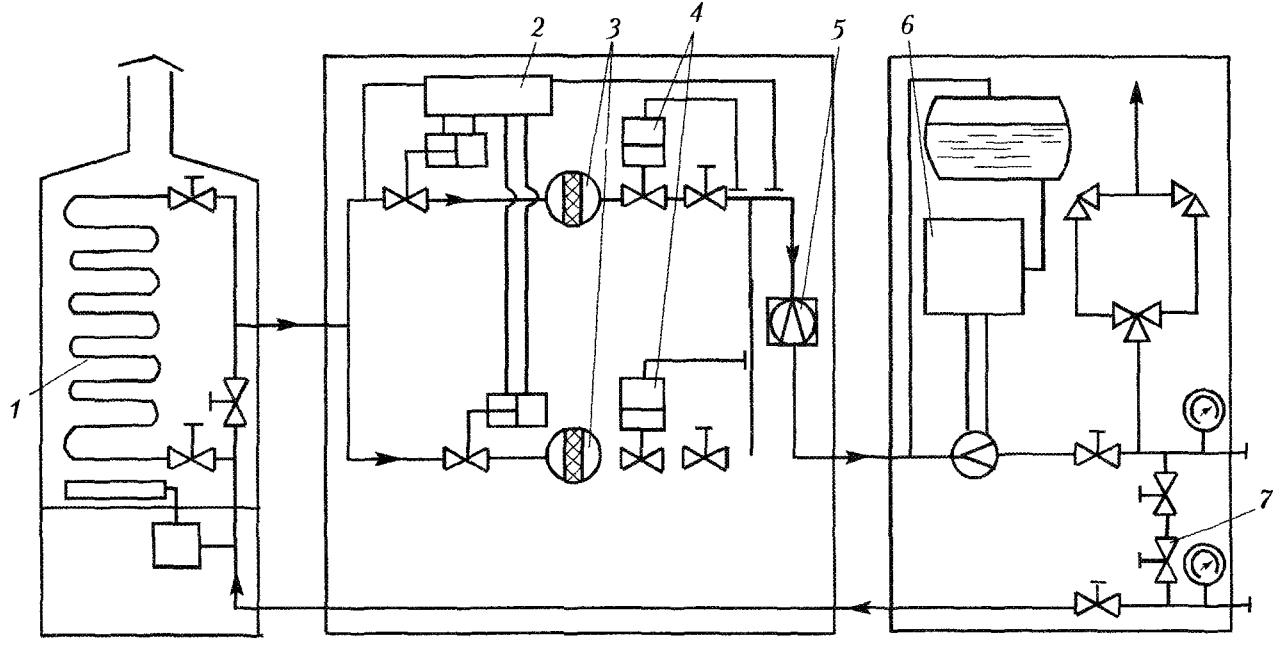


Рис. 4.5. Технологическая схема АГРС-3:
1 — подогреватель газа ПГА-5; *2* — блок управления кранами системой «Защита-2»; *3* — фильтры висциновые; *4* — регулятор давления газа; *5* — узел замера газа (ДМПК-ПИК-100); *6* — одоризатор газа УОГ-1; *7* — обводная линия (байпас)

Температура газа на выходе, °С ..... от –10 до +20
Температура окружающего воздуха, °С ..... от –40 до +50
Температура нагрева газа в подогревателе
при максимальном расходе, °С ..... до 15
Расход топливного газа на подогреватель, м^3/ч 4,2
Диаметр газопровода, мм:
входного 159
выходного 219

4.3.3. Подогрев газа на ГРС

Чтобы исключить образование кристаллогидратов при дросселировании, газ нагревают в теплообменниках, используя в качестве теплоносителя горячую воду, или в специальных подогревателях газа.

При определенных значениях температуры и давления в газе, насыщенном влагой, образуются кристаллогидраты. Зоной их образования является область, расположенная левее равновесных кривых. Если газ не насыщен влагой, т. е. в нем отсутствует капельная влага, то кристаллогидраты образовываться не будут. Для исключения гидратообразования газ подогревают до такой температуры, чтобы влагосодержание насыщенного газа при дросселировании не опускалось ниже влагосодержания газа, поступающего на ГРС. В этом случае при дросселировании влага не будет выпадать из газа. Действительную температуру подогрева принимают несколько больше полученной из расчета. При расчете используют зависимость влагосодержания насыщенного природного газа от давления и температуры (рис. 4.6).

В рассмотренном на рис. 4.6 примере газ поступает на ГРС с давлением 4000 кПа и температурой 0 °С. Газ поступает в насыщенном состоянии с влагосодержанием 0,165 г/м^3. Для природного газа в области значений давления и температуры, которые имеют место при редуцировании на ГРС, среднее значение дифференциального дроссельного эффекта Джоуля–Томсона принимают равным D_i = 5,5 град/МПа. При дросселировании с начального давления 4,0 МПа до конечного 0,5 МПа температура газа будет снижаться (табл. 4.2).

Из рис. 4.6 видно, что при подогреве газа с 0 до 4 °С самое

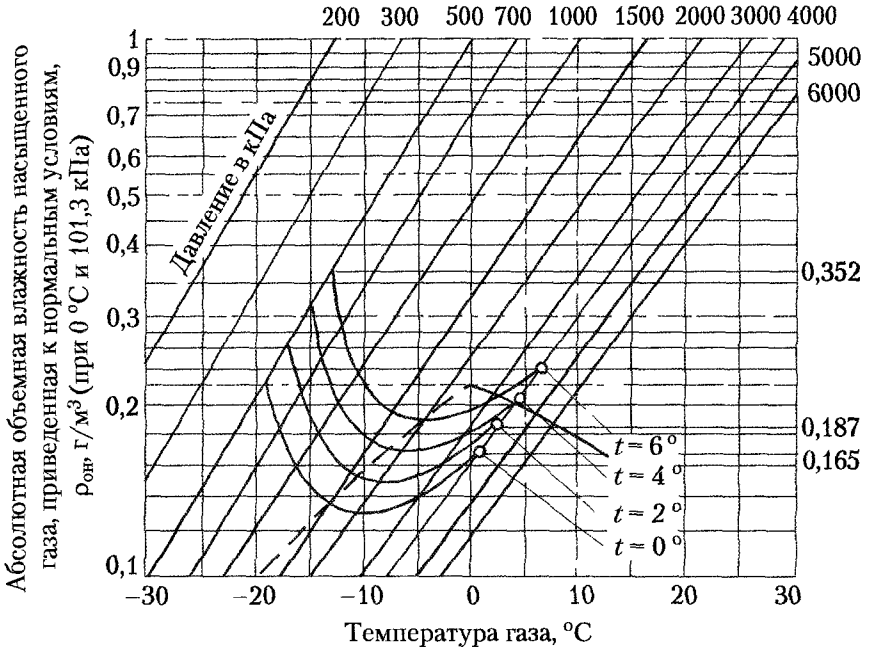


Рис. 4.6. Определение необходимого нагрева газа на ГРС

Таблица 4.2

Промежуточные значения давления и температуры

Давление, МПа (абс.)	Температура газа, °С			
4,0	0	2	4	6
3,0	−5,5	−3,5	−1,5	0,5
2,0	−11	−9	−7	−5
1,5	−13,75	−11,75	−9,75	−7,75
1,0	−16,5	−14,5	−12,5	−10,5
0,5	−19,25	−17,25	−15,25	−13,25

нижнее значение влагосодержания на кривой дросселирования не выше влагосодержания насыщенного газа, поступившего на ГРС. Поэтому газ следует нагреть до 5–6 °С.

ГЛАВА 5

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

5.1. РЕЖИМ РАБОТЫ ГАЗОВЫХ ПРИБОРОВ

К городским сетям низкого давления потребителей присоединяют, как правило, непосредственно. Колебания давления у потребителей зависят от:

1) величины расчетного перепада давления и степени его использования на пути движения газа от точки питания до газоиспользующей установки;

2) режима работы газоиспользующих установок;

3) метода регулирования давления в точке питания сети.

Нормальная работа газоиспользующих установок может быть обеспечена только при условии стабильного давления газа перед ними, чего достигают правильным подбором исходных данных для гидравлического расчета сети и способа регулирования начального давления.

При разработке городской системы газоснабжения на стадии технического проекта разрабатывают распределительную сеть, а на стадии рабочих чертежей — абонентские ответвления. Распределительную сеть проектируют на расчетный перепад давления Δp_c (1200 Па), а абонентские ответвления, включая внутридомовые газопроводы, — на $\Delta p_{от}$ (600 Па).

В таком случае суммарный расчетный перепад ($\Delta p_р = \Delta p_c + \Delta p_{от}$) будет использован полностью только у абонентов, присоединенных к концевым точкам. Давление газа перед такими абонентами будет минимальным ($p_П = p_{min} = p_Н - \Delta p_р$). При нулевой нагрузке давление перед потребителями будет максимальным и равным давлению газа на выходе из ГРП ($p_П = p_{max} = p_Н$).

Таким образом, при непосредственном присоединении газоиспользующих установок к сети максимально возможные колеба-

ния давления перед ними будут равны расчетному перепаду давления $\Delta p_р$ (1800 Па).

Как сложились эти величины и каково будет номинальное давление перед газоиспользующим агрегатом низкого давления?

Производительность установки зависит от давления газа перед ней. При этом работу газового прибора можно описать уравнением

$$p_П = aQ^2, \tag{5.1}$$

где a — сопротивление газоиспользующего прибора.

При номинальном давлении перед газовым прибором расход газа будет номинальным, обеспечивающим наилучшее сгорание топлива с наилучшим к. п. д.

$$p_0 = aQ_{ном}{}^2. \tag{5.2}$$

При изменении *давления* $p_П$ *перед прибором* расход будет изменяться.

Газовые приборы спроектированы и устроены таким образом, что при максимальном расчетном расходе газа $Q_{max} \cong 1{,}2Q_{ном}$ газовый прибор будет работать без отрыва пламени с достаточным к. п. д.

Тогда из уравнения (5.1) следует, что максимальное давление перед газовым прибором будет определено как

$$p_{max} = a(1{,}2Q_{ном})^2$$

или

$$p_{max} \cong 1{,}5p_0.$$

Газовые приборы должны обеспечивать устойчивое горение без затухания пламени и при расходе на 20 % меньше номинального, тогда

$$p_{min} = a(0{,}8Q_{ном})^2$$

или

$$p_{min} \cong 0{,}6p_0.$$

Тогда номинальное давление, на которое ведут расчет газовых приборов, равно

$$p_0 = \frac{p_{\max}}{1,5} = \frac{p_{\min}}{0,6}$$

или

$$p_0 = \frac{3000}{1,5} = \frac{1200}{0,6} = 2000 \text{ Па}.$$

5.2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ГАЗОВОЙ СЕТИ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

Рассмотрим изменение давления газа у потребителя при изменении расхода в сети от 0 до $Q_{\max}$.

Потери давления в сети можно выразить уравнением

$$\Delta p = a_1 Q^{1,75}. \tag{5.3}$$

При максимальном расчетном расходе в сети $Q = Q_{\max}$ суммарные потери давления в сети должны быть равны расчетному перепаду давления

$$\Delta p_{\text{р}} = a_1 Q_{\max}^{1,75}.$$

С учетом (5.3) можно записать

$$\frac{\Delta p}{\Delta p_{\text{р}}} = \left(\frac{Q}{Q_{\max}} \right)^{1,75} = x^{1,75}$$

или

$$\Delta p = x^{1,75} \Delta p_{\text{р}}, \tag{5.4}$$

где x — степень использования расчетного расхода газа.

Давление газа у потребителя будет определено как разница между начальным давлением в сети и потерями давления

$$p_{\text{П}} = p_{\text{Н}} - \Delta p_{\text{р}} x^{1,75}. \tag{5.5}$$

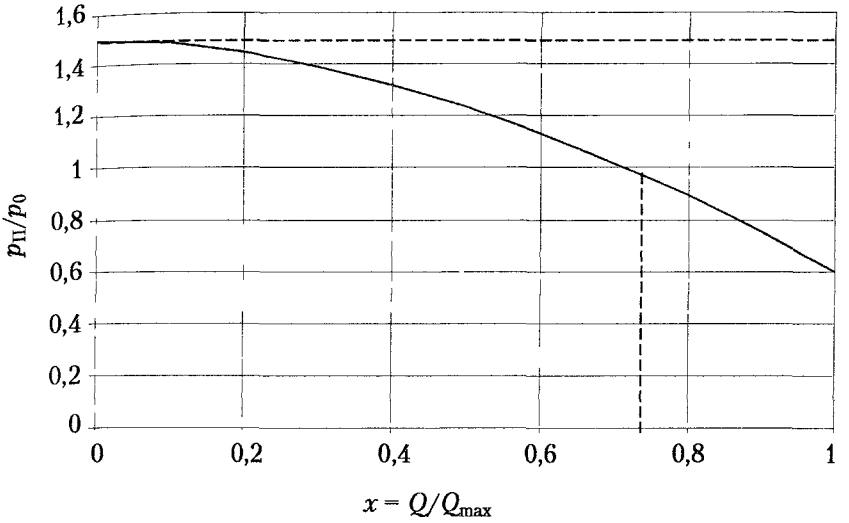


Рис. 5.1. Зависимость давления в сети от степени использования расчетного расхода

Разделив (5.5) на p_0 с учетом, что $p_{max} = p_Н = 3000$ Па, а $p_0 = 2000$ Па, будем иметь

$$\frac{p_П}{p_0} = \frac{p_Н}{p_0} - \frac{\Delta p_р}{p_0} x^{1,75}$$

или

$$\frac{p_П}{p_0} = 1,5 - 0,9x^{1,75}. \qquad (5.6)$$

При $x = 0,715$ давление у потребителя равно номинальному.

Из рис. 5.1 следует, что большую долю времени газовые приборы работают с недогрузкой и очень редко в номинальном режиме.

Избежать этого можно, изменяя давление на выходе ГРП посезонно.

5.3. СЕЗОННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА НА ВЫХОДЕ ГРП

Для того чтобы сократить время работы газовых приборов с перегрузкой целесообразно в весенние, летние и осенние месяцы снижать начальное давление газа в сети.

Величину давления, на которое следует настраивать регуляторы в данный месяц, определяют из условия поддержания минимального давления у потребителя при максимальной нагрузке в этот месяц. Максимальную нагрузку для каждого месяца рассчитывают из уравнения

$$Q_{\text{ч м}}^{\text{макс}} = k_{\text{м г}} k_{\text{с н}}^{\text{макс}} k_{\text{ч с}}^{\text{макс}} \frac{Q_{\text{г}}}{8760}, \qquad (5.7)$$

где $Q_{\text{ч.м}}^{\text{макс}}$ — максимальная часовая нагрузка в течение месяца;

$Q_{\text{г}}$ — годовое потребление газа;

$k_{\text{м г}}$ — месячный коэффициент неравномерности;

$k_{\text{с н}}^{\text{макс}}, k_{\text{ч с}}^{\text{макс}}$ — максимальные коэффициенты суточной неравномерности за неделю и часовой неравномерности за сутки.

Порядок определения начального давления в сети для различных месяцев года можно принять следующий.

1. По заданным значениям коэффициентов месячной неравномерности $k_{\text{м г}}$ вычисляют относительные максимальные нагрузки для всех месяцев $x_{\text{мес}}^{\text{макс}}$, используя выражение

$$x_{\text{мес}}^{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{ч м}}^{\text{макс}}}{Q_{\text{ч г}}^{\text{макс}}} = \frac{k_{\text{м г}}}{k_{\text{м г}}^{\text{макс}}}$$

2. Для полученных значений $x_{\text{мес}}^{\text{макс}}$ вычисляют перепады давления в сети

$$\Delta p = \Delta p_{\text{р}} \cdot (x_{\text{мес}}^{\text{макс}})^{1,75}.$$

3. Определяют давление настройки регуляторов для каждого месяца

$$p_{\text{Н}} = p_{\text{П мин}} + \Delta p.$$

Применение рекомендуемой методики рассмотрим на примере.

Пример. Определить давление ежемесячной настройки регуляторов для следующих значений коэффициентов месячной неравномерности (табл. 5.1).

Минимальное давление перед потребителем принять $p_{\text{П мин}} = 1200$ Па.

Решение. Расчетный перепад давления при номинальном давлении $p_0 = 2000$ Па

$$\Delta p_{\text{р}} = 0{,}9 \cdot 2000 = 1800 \text{ Па}.$$

Определяем максимальные перепады давления газа в сети для каждого месяца:

$$x_{\text{мес}}^{\text{макс}} = \frac{k_{\text{м г}}}{1{,}26},$$

$$\Delta p = 1800 (x_{\text{мес}}^{\text{макс}})^{1\,75}$$

Расчеты сводим в табл. 5.2.

Таблица 5.1

Значения коэффициентов $k_{\text{м.г}}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$k_{\text{м г}}$	1,26	1,26	1,20	1,12	0,99	0,82	0,67	0,68	0,83	0,94	1,08	1,14

Таблица 5.2

Значения ежемесячных перепадов давления

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$x_{\text{мес}}^{\text{макс}}$	1	1	0,953	0,890	0,785	0,651	0,532	0,540	0,658	0,745	0,858	0,905
$(x_{\text{мес}}^{\text{макс}})^{1\,75}$	1	1	0,917	0,816	0,654	0,469	0,331	0,340	0,470	0,496	0,765	0,840
Δp, Па	1800	1800	1650	1468	1177	844	596	612	846	893	1377	1512

Таблица 5 3

Давления настройки регуляторов

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$p_{Н}$, Па ($p_{П\,мин}$ = = 1200 Па)	3000	3000	2850	2668	2377	2044	1796	1812	2046	2093	2577	2712
$p_{Н}$, Па ($p_{П\,мин}$ = = 1800 Па)							2396	2412				
$p_{Н}$, Па ($p_{П\,мин}$ = = 1600 Па)						2444			2446	2493		

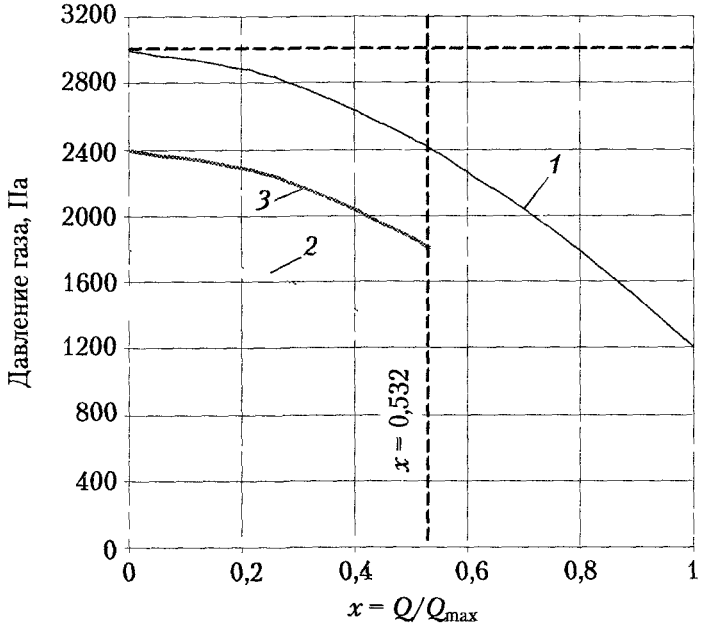


Рис. 5.2. Изменение давления при сезонном регулировании начального давления:

1 — кривая изменения давления у потребителя в январе при $p_{П\,мин}$ = 1200 Па;
2 — изменение давления у потребителя в июле при $p_{П\,мин}$ = 1200 Па;
3 — изменение давления у потребителя в июле при $p_{П\,мин}$ = 1800 Па

Определяем давление настройки регуляторов по формуле

$$p_{\text{Н}} = 1200 + \Delta p.$$

Рассчитанные значения давления сводим в табл. 5.3.

Анализ показывает, что в июле и августе требование $p_{\text{П мин}} = 1200$ Па приводит к низким и достаточно далеким от номинального значениям давления. Поэтому для этих месяцев можно допустить $p_{\text{П мин}} = 1800$ Па. Тогда в достаточно широком диапазоне расходов газа давление перед газовыми приборами будет приближено к номинальному (рис. 5.2).

ГЛАВА 6

НАРУЖНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ. ТРУБЫ И ОСНОВНАЯ АРМАТУРА ДЛЯ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

6.1. НАРУЖНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

6.1.1. 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.

Прокладку наружных газопроводов на территории населенных пунктов следует предусматривать, как правило, подземной в соответствии с требованиями СНиП 2.07.01–86*. Надземная и наземная прокладка наружных газопроводов допускается внутри жилых кварталов и дворов, а также на других отдельных участках трассы.

На территории промышленных предприятий прокладку наружных газопроводов следует осуществлять, как правило, надземно в соответствии с требованиями СНиП II-89–80*.

Трассы газопроводов выбирают с учетом транспортирования газа кратчайшим путем.

Минимально допустимое расстояние между двумя газопроводами, уложенными в одну траншею, составляет 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 расстояние от газопроводов до других зданий. Например, расстояние по вертикали 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 расстояния 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 и более газопроводов в одной траншее на одном или разных уровнях (ступенями) При этом расстояние между газопроводами в свету следует предусматривать достаточным для монтажа и ремонта трубопроводов.

Глубина прокладки газопровода зависит от состава транспортируемого газа, почвенно-климатических условий, величины динамических нагрузок. Газопроводы, транспортирующие осушенный 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.

Прокладку газопроводов, транспортирующих неосушенный газ, необходимо предусматривать 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 булыжном 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 вспучивания 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 неосушенного газа в здания и сооружения следует предусматривать 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 осуществляют с устройством под газопровод основания из мягкого или песчаного грунта толщиной не менее 0,1 см (под выступающими неровностями основания). Засыпают газопровод таким же грунтом на полную глубину траншеи. При наличии подземных вод предусматривают мероприятия по предотвращению всплытия газопроводов, если это подтверждается расчетом.

Надземные газопроводы следует прокладывать на отдельно стоящих опорах, этажерках и колоннах из негорючих материалов или по стенам зданий. Высоту прокладки надземных газопроводов необходимо принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89–80*. Расстояние между опорами надземных газопроводов следует определять в соответствии с требованиями СНиП 2.06.12–86.

6.1.2. Пересечения газопроводов с различными препятствиями

Переходы газопроводов всех уровней давления 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. 6.1), 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 берут от подошвы рельса до верха футляра

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

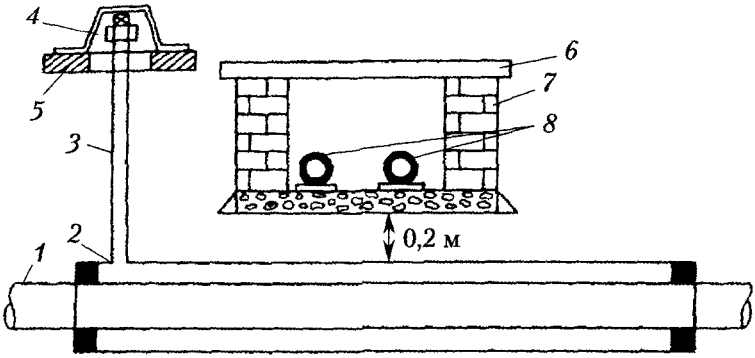


Рис. 6.1. Пересечение газопровода с каналом теплотрассы:
1 — газопровод; *2* — футляр; *3* — контрольная трубка; *4* — ковер; *5* — подушка под ковер; *6* — перекрытие теплотрассы; *7* — канал теплотрассы; *8* — трубы теплотрассы

с проходом 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 пересечения. 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 (рис. 6.2), с ее помощью можно обнаружить наличие газа в футляре. Нижнюю часть трубки приваривают к футляру, а пространство между футляром и газопроводом засыпают мелким гравием или слоем щебня. Конец трубки выводят под ковер и заканчивают пробкой.

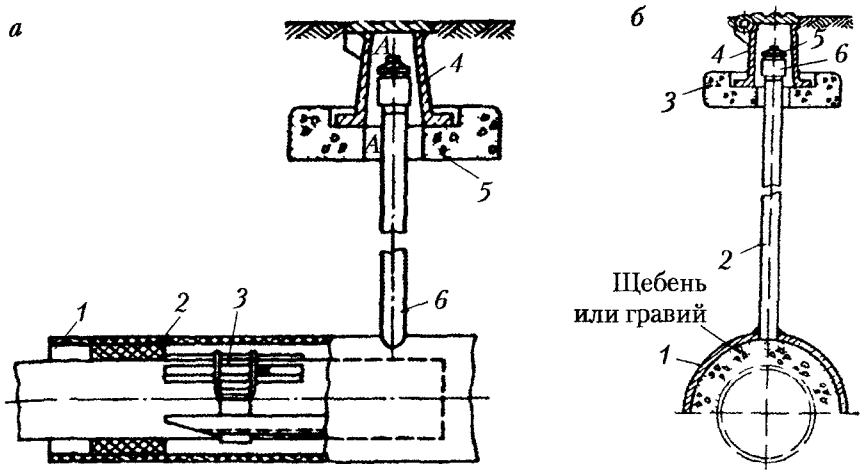


Рис. 6.2. Контрольная трубка с футляром:
а — устройство конца футляра: *1* — битумная эмаль; *2* — промасленная пенька; *3* — опора; *4* — ковер; *5* — подушка под ковер; *6* — контрольная трубка; *б* — контрольная трубка: *1* — кожух; *2* — трубка; *3* — подушка под ковер; *4* — ковер; *5* — пробка; *6* — муфта

В городских условиях переходы через водные преграды, как правило, делают подводными и двухниточными. При этом каждую нитку рассчитывают на 75 % расхода газа. Место устройства перехода через реку выбирают на прямолинейном участке со спокойным течением, с устойчивым руслом и неразмываемыми пологими берегами.

При пересечении автомобильных дорог I, II, III категорий, трамвайных путей расстояние принимают равным 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 прокладывают не менее, чем на 50 м в стороны от конца футляра, глубина засыпки газопровода должна быть не менее 2,1 м.

6.2. 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 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 подразделяют 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.

Размеры труб характеризуют внутренним и наружным диаметрами, толщиной стенки, длиной и условным проходом. Под условным проходом D_y понимают номинальный наружный 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.

Внутренний диаметр — величина производная от наружного диаметра толщины стенки и бывает разным для одного условного диаметра.

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 указывают: номинальный размер труб, ГОСТ, по которому изготовлены трубы, марку стали, результаты гидравлических и механических испытаний, номер партии труб и ставят отметку ОТК завода о соответствии труб ГОСТу.

Стальные трубы для подземных газопроводов защищают про-

тивокоррозионной изоляцией.

Для сооружения подземных газопроводов можно также применять неметаллические трубы.

Эксплуатация газопроводов из **асбестоцементных** труб выявила их недостатки, связанные с газопроницаемостью стенок и повышенной хрупкостью, поэтому асбестоцементные трубы не получили широкого распространения. Однако при транспортировке влажных газов герметичность стенок обеспечивается.

Чаще всего применяют **полиэтиленовые** и **винипластовые** 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, полиэтиленовых газопроводов, опыт их применения позволил сделать инженерную оценку по широкому кругу вопросов, связанных с их внедрением. Внедрение полиэтиленовых труб в строительство систем газоснабжения сопровождалось проведением научных исследований по изучению прочностных характеристик труб, влияния на эти свойства кристалличности материала.

Внедрение полиэтиленовых труб — одно из актуальных направлений повышения эффективности капитального строительства за счет снижения его материало- и трудоемкости. Из 1 т металлических труб диаметром 100 мм можно проложить трубопровод длиной до 80 м, а из 1 т полиэтиленовых труб наружным диаметром 110 мм можно смонтировать трубопровод длиной более 1 км. Замена металлических труб в системах газораспределительных сетей позволит сэкономить 5–7 т металлических труб на 1 т пластмассовых.

Полиэтиленовые газопроводы обладают рядом положительных качеств:

— коррозионной стойкостью почти во всех кислотах (кроме органических) и щелочах, что делает их почти незаменимыми в условиях животноводческих предприятий; стойкостью против биокоррозии;

— отсутствием необходимости в изоляции и электрохимической защите;

— повышенной пропускной способностью на 10–15 % благодаря гладкой внутренней поверхности;

— снижением трудозатрат при сварочно-монтажных работах.

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

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

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 классифицируют 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 0,4 МПа, которое может быть в отдельных случаях повышено до 0,3 и 0,6 МПа. Основные размеры труб ПНД приведены в табл. 6.1. Трубы диаметром 63–160 мм изготавливают смотанными в бухты, а трубы диаметром 225 мм выпускают длиной 6 или 12 м.

Таблица 6.1

Основные размеры труб ПНД

Средний наружный диаметр, мм		Толщина стенок труб типа С, мм		Толщина стенок труб типа Т, мм	
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 42-01–2001.

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 0,3 МПа (3 кГс/см^2). Для газопроводов высокого давления до 0,6 МПа 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 необходимо выполнять муфтами с закладными нагревателями 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.

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 труб; 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 сгорании ацетиленово-кислородной смеси.

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

Изолирующие фланцы устанавливают на газопроводах для предотвращения движения блуждающих токов из одной части трубопровода в другую. Во фланцевом соединении, состоящем из свободных фланцев на приварных 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 в раструб. Соединяемые поверхности нагревают до 200 °С, после чего концы труб сближают и осаживают под давлением. Винипластовые трубы сваривают или склеивают.

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

6.3. ГАЗОВАЯ АРМАТУРА И ОБОРУДОВАНИЕ

Газовой арматурой называют различные приспособления и устройства, монтируемые на газопроводах, аппаратах и приборах, с помощью которых осуществляют включение, отключение,

изменение количества, 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 газовую арматуру можно изготавливать из стали и чугуна;

— из-за более низких механических свойств чугунную арматуру можно применять при давлении 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 $м^3$) 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 подразделяют 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, стандартизирована. По принятому условному обозначению шифр каждого изделия арматуры состоит из четырех частей.

На первом месте стоит номер, обозначающий вид арматуры (табл. 6.2). На втором — условное обозначение материала, из которого изготовлен корпус арматуры (табл. 6.3). На третьем — указывается порядковый номер изделия. На четвертом месте — условное обозначение материала уплотнительных колец: бр — бронза или латунь; нж — нержавеющая сталь; р — резина; э — эбонит; бт — баббит; бк — в корпусе и на затворе нет специальных уплотнительных колец.

Таблица 6.2

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 и 31
Клапаны предохранительные	17	Затворы	32

Таблица 6.3

Условные обозначения материалов корпуса

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

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.

Запорная арматура. К запорной арматуре относят различные устройства, предназначенные для герметичного отключения отдельных участков газопровода. Кроме того, они необходимы для

обеспечения быстроты открытия и закрытия, удобства в обслуживании и малого гидравлического сопротивления.

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

Важное значение имеет правильный выбор соответствующей арматуры. Например, на газопроводах среднего и высокого давления преимущественно устанавливают задвижки и краны, а на газопроводах низкого давления помимо задвижек монтируют также гидрозатворы. На газопроводах, прокладываемых внутри помещений, в качестве запорной арматуры используют краны.

Наиболее распространенным видом запорной арматуры являются задвижки (рис. 6.3), в которых поток газа или полное его

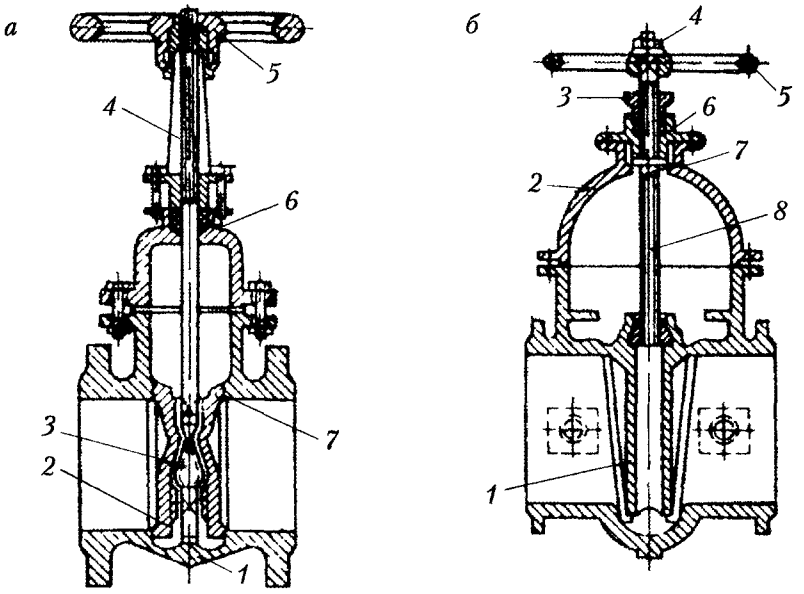


Рис. 6.3. Задвижки:
а — параллельная с выдвижным шпинделем: *1* — корпус; *2* — запорные диски; *3* — клин; *4* — шпиндель; *5* — маховик; *6* — сальниковая набивка; *7* — уплотняющие поверхности корпуса; *б* — клиновая с невыдвижным шпинделем: *1* — клин; *2* — крышка; *3* — втулка; *4* — гайка; *5* — маховик; *6* — сальник; *7* — буртик; *8* — шпиндель

прекращение регулируют изменением положения затвора вдоль уплотняющих поверхностей. Это достигается вращением шпинделя, который может быть выдвижным или невыдвижным. Невыдвижной шпиндель при вращении маховика вращается 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 задвижки и раздвигает диски, которые своими уплотнительными поверхностями создают необходимую плотность. В клиновых затворах боковые поверхности затвора расположены не параллельно, 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 не полностью 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 из сборного железобетона или красного кирпича.

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

В местах пересечения газопроводами стенок колодца устанавливают футляры, которые для плотности заделывают битумом. Колодцы должны быть водонепроницаемыми.

Удобнее обслуживать краны (рис. 6.4) 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 при завинчивании 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.

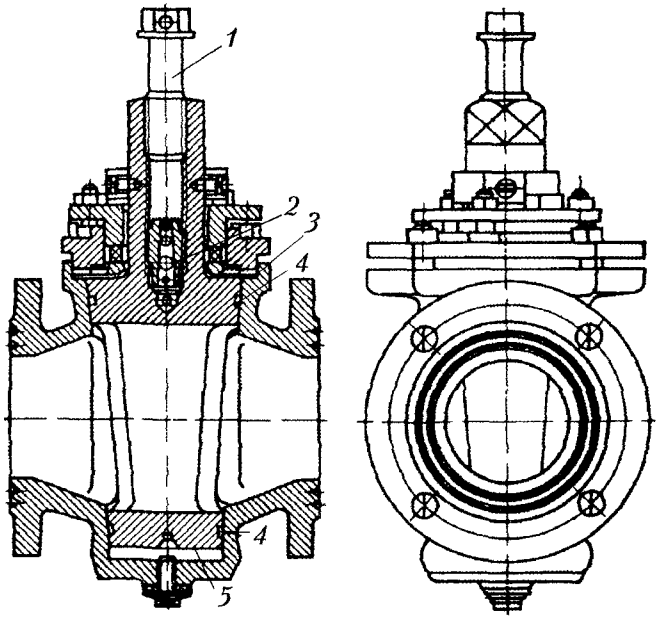


Рис. 6.4. Чугунный кран со смазкой под давлением:
1 — болт; *2* — шариковый клапан; *3* — прокладка; *4* — каналы; *5* — основание пробки

Помимо кранов со смазкой применяют простые поворотные краны, которые подразделяют 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.

Гидравлические затворы (рис. 6.5) являются простым и плотным запорным устройством для подземных газопроводов низкого давления. Преимущества гидрозатвора: отсутствие необходимо-

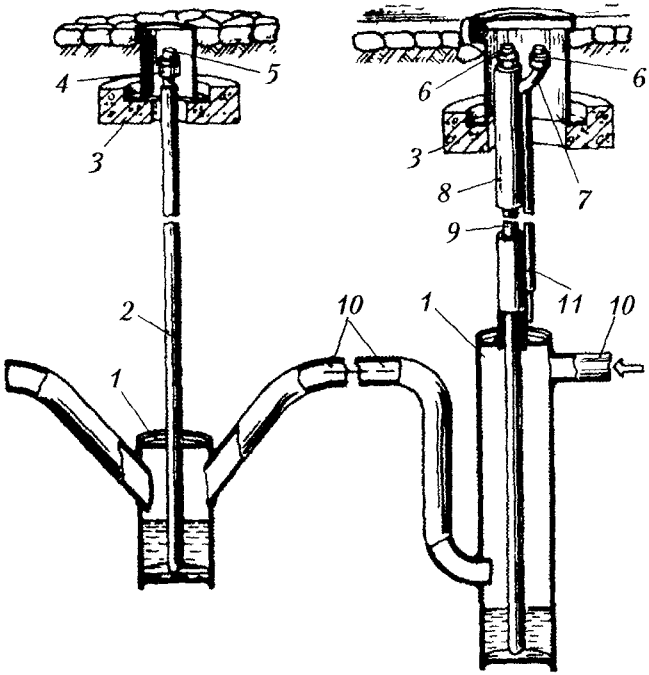


Рис. 6.5. Гидравлические затворы:
1 — корпус; *2* — трубка; *3* — подушка под ковер железобетонная; *4* — муфта; *5* — пробка; *6* — прокладка; *7* — продувочный патрубок; *8* — кожух; *9* — внутренняя трубка; *10* — газопровод; *11* — электрод заземления

сти в сооружении колодца, надежность и плотность отключения, возможность использования в качестве сборников конденсата.

Как видно из рис. 6.5, через верхнюю часть горшка проходит трубка диаметром 25 мм; нижняя часть трубки скошена для увеличения ее площади и предотвращения засорения. Трубку выводят под ковер и закрывают дюймовой пробкой. В гидравлических затворах высота столба 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 прутиком, 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 уровнях обеспечивает одновременное отключение газопровода и продувку газа. В этом случае достаточно залить водой только нижнюю часть горшка и вывернуть пробку для продувки газа.

На газопроводах часто применяют шаровые краны, которые имеют все преимущества кранов с коническими пробками. Их конструкция исключает возможность заедания шара-пробки в гнезде корпуса. Уплотнительный контакт сохраняется по окружности вокруг прохода в случаях неизбежной технологической разности углов корпуса и пробки за счет перепада давления, Пробка и корпус крана благодаря сферической форме имеют меньшие габаритные размеры и массу, а также большую прочность и жесткость. Шаровые краны менее чувствительны к неточностям изготовления и обеспечивают лучшую герметичность. Изготовление их менее трудоемко.

Конструкция шарового крана с ручным приводом типа КЩ приведена на рис. 6.6. Такой кран, который размещают в корпусе *1*, имеет поворотный затвор *2*, уплотняемый двумя седлами *3*. Поворот затвора осуществляют с помощью шпинделя *4*. Шпиндель

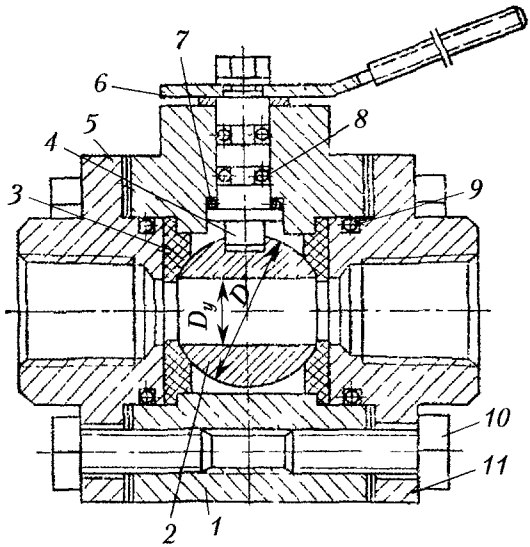


Рис. 6.6. Шаровой кран с ручным приводом для трубопроводов небольших диаметров

уплотняют резиновыми кольцами *7* и *8*. Поворот шпинделя *4* с затвором *2* осуществляют рукояткой *6*. Корпус *1* с обеих сторон закрывают фланцами *5* и *11*, уплотняемыми резиновыми кольцами *9*. Соединение фланцев с корпусом обеспечивают болтами *10*, уплотнения крана — уплотнительными кольцами, изготовленными из фторопласта-4, полиэтилена, капрона и др.

Усилие на уплотняющих кольцах создается действием давления среды на пробку крана. Наибольшее распространение имеет шаровой кран с плавающей пробкой. Давление в нем можно создавать вследствие разности давлений до и после затвора, а также с помощью затяжки крышки натяжными болтами.

Выпускают также краны с плавающими кольцами. В них давление на уплотнительные кольца частично воспринимается подшипниками.

Конденсатосборники. Опыт эксплуатации подземных газопроводов показывает, что в них часто обнаруживают воду и кон-

денсат. В составе конденсата преобладает вода, которая выделяется из влажных газов при понижении их температуры. Помимо воды из газа конденсируются тяжелые углеводороды. Иногда в газопроводах обнаруживают воду, оставшуюся в них при производстве строительных работ. Для сбора и удаления конденсата и воды в низких точках газопроводов сооружают конденсатосборники (рис. 6.7).

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 их разделяют на конденсатосборники низкого, среднего и высокого давления.

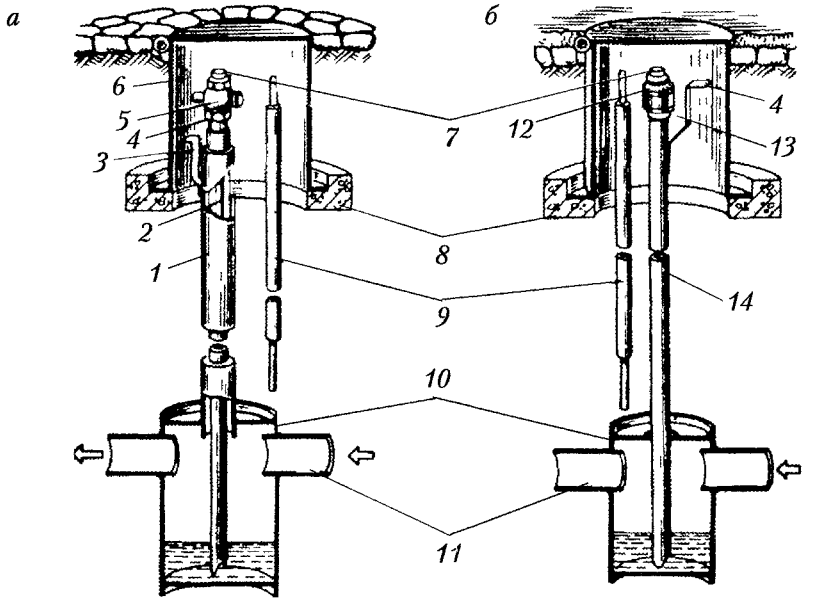


Рис. 6.7. Конденсатосборники:
а — высокого давления; *б* — низкого давления; *1* — кожух; *2* — внутренняя трубка; *3* — контакт; *4* — контргайка; *5* — кран; *6* — ковер; *7* — пробка; *8* — подушка под ковер железобетонная; *9* — электрод заземления; *10* — корпус конденсатосборника; *11* — газопровод; *12* — прокладка; *13* — муфта; *14* — стояк

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.

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 открывании 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 °С 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 стенках газопровода возникнут дополнительные напряжения. 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 — линзовые лиро- и П-образные. На подземных газопроводах наибольшее распространение получили линзовые компенсаторы (рис. 6.8).

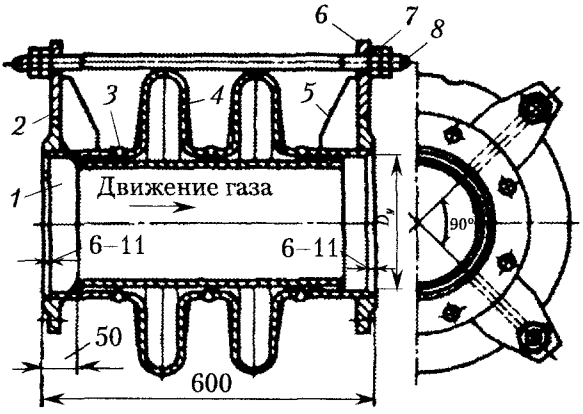


Рис. 6.8. Линзовый компенсатор:
1 — патрубок; *2* — фланец; *3* — рубашка; *4–5* — ребро; *6* — лапа; *7* — гайка; *8* — тяга

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

Линзовые компенсаторы изготовляют сваркой из штампованных полулинз. Для уменьшения гидравлических сопротивлений и предотвращения засорения внутри компенсатора устанавливают направляющий патрубок, приваренный к внутренней поверхности компенсатора со стороны входа газа. Нижнюю часть линз через отверстия в направляющем патрубке заливают 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.

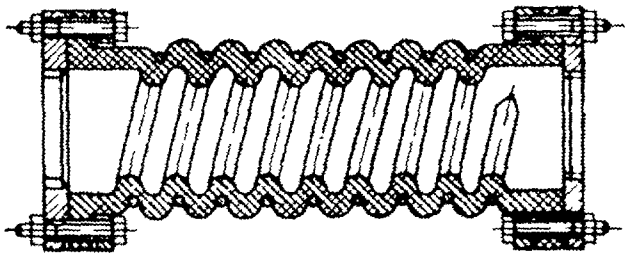


Рис. 6.9. Резинотканевый компенсатор

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

Резинотканевые компенсаторы (рис. 6.9) 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.

6.4. ПРИЕМКА И ВВОД ГАЗОПРОВОДОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Приемку законченного строительством объекта системы газоснабжения, сооруженного в соответствии с проектом и требованиями СНиП 42-01–2001, должна производить приемочная комиссия. 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;

— 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 свыше 100 мм, а также другие документы, удостоверяющие качество оборудования (изделий);

— строительный паспорт и протоколы проверки качества сварных стыков по формам СНиП 42-01–2001;

— акт разбивки и передачи трассы для подземного газопровода;

— журнал учета работ (для подземных газопроводов протяженностью свыше 100 м) — по требованию заказчика;

— акт приемки предусмотренных проектом установок электрохимической защиты;

— схему сварных стыков подземных газопроводов

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: провести 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 выявле-

ния 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 не менее 1 ч под давлением, после чего давление снижают до величины, необходимой для испытания на герметичность.

Испытание на герметичность производят после засыпки газопровода и выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта, окружающего газопровод. 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.

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 проводят в целом, то нормы испытательных давлений принимают по давлению газа до регулятора. При испытании ГРП по частям нормы испытательных давлений принимаются отдельно до регулятора давления и после него.

ГЛАВА 7

ВНУТРЕННИЕ УСТРОЙСТВА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

7.1. УСТРОЙСТВО ВНУТРЕННИХ ГАЗОПРОВОДОВ

Жилые здания, коммунально-бытовые и промышленные предприятия снабжают газом от газопроводов низкого или среднего давления через ГРП. Схема газоснабжения включает ответвления от распределительного газопровода, ввод к потребителю газа, вводный газопровод в кожухе через стену здания, внутренние газопроводы.

Проект газификации дома включает в себя поэтажный план дома и схему газовой сети (рис. 7.1). На поэтажный план наносят внутренние газовые сети и места установки газовых стояков с обозначением их диаметров. На схеме обозначают все внутренние газопроводы от вводов до отпусков на газовые приборы с указанием места расположения отключающих устройств.

Газопроводы вводят в жилые и общественные здания через нежилые помещения, доступные для осмотра труб. На **вводе** газопровода в здания устанавливают отключающее устройство, которое монтируют снаружи здания. Место установки должно быть доступно для обслуживания и быстрого отключения газопровода.

Участки **вводных газопроводов**, пересекающие стены и перегородки, следует заключать в стальные футляры. В пределах футляра газопровод не должен иметь стыковых соединений, а пространство между ним и футляром необходимо заделывать просмоленной паклей, резиновыми втулками или другим эластичным материалом.

Разводящие газопроводы прокладывают по верху стен первого этажа.

Газовые стояки представляют собой вертикально расположенный газопровод, проходящий через все этажи. Стояки про-

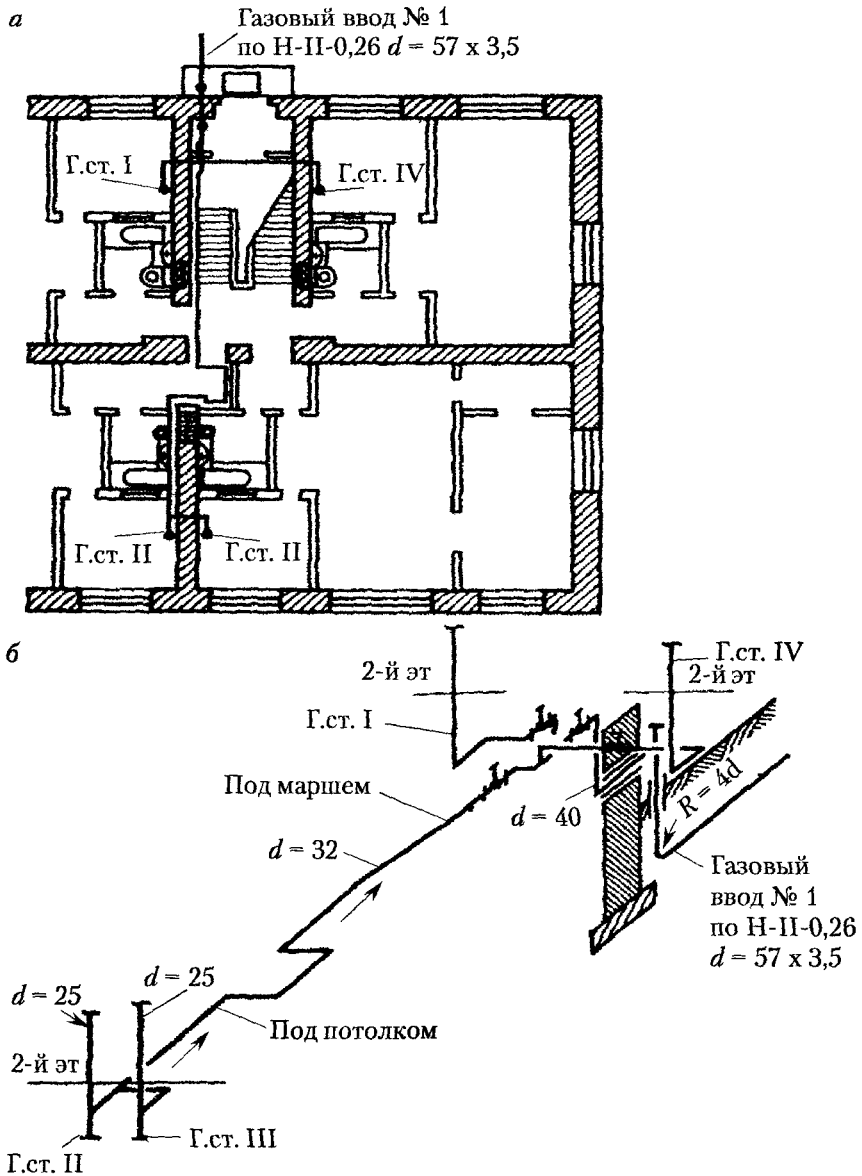


Рис. 7.1. Поэтажный план и схема газовой сети дома:
а — поэтажный план; *б* — схема

кладывают в кухнях, лестничных клетках или коридорах. Нельзя прокладывать стояки в жилых помещениях, ванных комнатах и санитарных узлах. Стояки следует прокладывать через перекрытия внутри футляров, которые заделывают под перекрытием заподлицо, а сверху оставляют выступающими не менее чем на 3 см.

Газопроводы в зданиях выполняют из стальных труб и прокладывают открыто. При соответствующем обосновании допускают скрытую проводку в бороздах стен, которые закрывают щитами с отверстиями для вентиляции.

Все соединения квартирной разводки выполняют сварными, за исключением мест присоединения приборов и кранов, их выполняют на резьбе.

Установку отключающих устройств на газопроводах, прокладываемых в жилых и общественных зданиях (за исключением предприятий общественного питания и предприятий бытового обслуживания производственного характера) следует предусматривать: для отключения стояков, обслуживающих более пяти этажей; перед счетчиками (если для отключения счетчика нельзя использовать отключающее устройство на вводе); перед каждым газовым прибором, печью или установкой; на ответвлениях к отопительным печам или приборам.

7.2. БЫТОВЫЕ ГАЗОВЫЕ ПРИБОРЫ

В жилых домах устанавливают газовые плиты различной конструкции, емкостные и проточные водонагреватели, газовые малометражные котлы и газифицированные отопительные печи. Реже можно встретить газовые камины и калориферы, газовые холодильники. В общественных зданиях и коммунально-бытовых предприятиях устанавливают также газовые плиты ресторанного типа, пищеварочные котлы, газовые кипятильники и др.

Газовые приборы характеризуют следующими показателями: номинальной тепловой нагрузкой (в Вт); коэффициентом полезного действия (в %); расходом газа (в $м^3/ч$); давлением газа перед прибором (в кПа); содержанием оксида углерода в продуктах сгорания газа (в %).

Тепловая нагрузка газового прибора $Q_п$ — полученное при сжигании газа в единицу времени количество теплоты

$$Q_п = B_г Q_н,$$

где $B_г$ — расход газа, м^3/ч;

$Q_н$ — низшая теплота сгорания газа, приведенная к нормальным условиям, кДж/м^3.

Теплопроизводительность газового прибора $Q_т$ — количество теплоты, воспринятое нагреваемым телом в единицу времени (в Вт),

$$Q = mc(T_2 - T_1),$$

где m — масса нагреваемого тела, кг;

c — удельная массовая теплоемкость нагреваемого тела, кДж/кг (кг · К);

T_1, T_2 — температура тела до начала нагрева и после его окончания, К.

Коэффициент полезного действия (к. п. д) газового прибора — отношение теплопроизводительности к тепловой нагрузке газового прибора

$$\eta = \frac{Q_т}{Q} \cdot 100.$$

Для бытовых газовых плит к. п. д. должен быть не менее 56 %, для водонагревателей — не менее 80 %.

Номинальной нагрузкой прибора считается нагрузка, при которой получают наибольшую полноту сгорания газа при максимальном к. п. д. прибора. Номинальная теплопроизводительность определяется при номинальной нагрузке.

При номинальной тепловой нагрузке прибора содержание оксида углерода в продуктах сгорания газовых плит не должно превышать 0,01 %.

7.2.1. Бытовые газовые плиты

Плиты различают напольные и настольные (переносные). Настольные плиты не имеют духового шкафа, их называют таганами.

В эксплуатации находятся плиты четырех-, трех- и двухконфорочные.

По исполнению плиты выпускают обычной и повышенной комфортности.

Плиты изготовляют для работы на природном газе с номинальным давлением 1300, 2000 Па и на сжиженном газе — 3000 Па (табл. 7.1). Газовые плиты рассчитаны на сжигание с теплотой сгорания (в кДж/м^3) природного газа — 35530, сжиженного газа — 96140.

Газовые плиты повышенной комфортности имеют освещение духовки, горелку стола повышенной мощности, краны горелок стола с фиксированным положением "малое пламя", устройство для регулирования горизонтального положения стола. Кроме того, они могут быть оборудованы горелкой стола пониженной мощности, электророзжигом горелок стола и духовки, жарочной горелкой духовки, вертелом с электрическим или ручным приводом, терморегулятором, автоматикой контроля горелок.

Конструкция горелок газовых плит одинакова для всех типов плит и обеспечивает горение газа без проскока и отрыва пламени при изменении тепловой мощности горелок стола от 0,25 до 1,2, а горелок духовки от 0,3 до 1,2 от номинального значения. Мощность основной горелки духовки должна обеспечивать нагрев духовки до температуры: на 250 °С превышающей температуру помещений, не более чем за 20 мин; до максимальной температуры не ниже 290 °С; до минимальной — не выше 165 °С (ГОСТ 10978–85).

Таблица 7.1

Номинальные диаметры (в мм) сопел горелок газовых плит

Характеристика горелок	Природный газ		Сжиженный газ
	Давление газа, Па		
	1300	2000	3000
Мощность горелки, кВт:			
пониженная 0,7	0,73	0,65	0,48
нормальная 1,9	1,25	1,1	0,75
повышенная 2,8	1,48	1,33	0,93
Мощность основной горелки духовки 3,9 кВт	1,78	1,65	1,1

Основным разработчиком газовых плит и другой газовой аппаратуры является Донецкое научно-производственное объединение по разработке и выпуску газовой аппаратуры (ДНПО "Газоаппарат").

Тольяттинским политехническим институтом установлена эффективность применения рециркуляции продуктов сгорания в горелках бытовых газовых плит для снижения содержания оксидов азота и углерода в продуктах сгорания, что позволяет улучшить санитарно-гигиенические условия газифицированных помещений.

7.2.2. Газовые плиты предприятий общественного питания

Для предприятий общественного питания выпускают секционные газовые плиты с жарочным шкафом типа ПГС-2МА. По заявке заказчика плиту ПГС-2МА можно поставлять с водогрейным устройством для получения при работе плиты горячей воды с температурой 70–80 °С для технологических и санитарных нужд, а также комплектовать в двухсекционные блоки с общей сплошной жарочной поверхностью.

Дымоход плиты, установленный в середине верхней части каркаса плиты, разделен на три канала, обеспечивающих раздельную вытяжку продуктов сгорания от горелок настила и жарочного шкафа. Дымоход оборудован заслонками для регулирования тяги. На плите установлены инжекционные горелки. Расположенные под плитным настилом горелки имеют регулировочную шайбу первичного воздуха, а горелка жарочного шкафа снабжена заслонкой для регулирования вторичного воздуха и шайбой для регулирования первичного воздуха.

Плита ПГС-2МА оборудована приборами автоматики безопасности типа АБ (АРБ-18). Клапан-отсекатель автоматики отключает подачу газа к горелкам при погасании пламени запальника и падении давления газа.

Техническая характеристика плиты ПГС-2МА

Площадь жарочного настила, м^2	0,84
Число жарочных шкафов	1

Номинальное давление газа перед горелкой, Па:
природного 1300
сжиженного 3000
Тепловая мощность горелок, кВт:
жарочного настила 18,2
жарочного шкафа 15
Средняя номинальная температура
жарочного настила, °С 400
Время разогрева настила до номинальной
температуры, мин 60
Средняя температура жарочного шкафа
при номинальном расходе газа, °С 350
Разрежение в дымоходе, Па 10

7.2.3. Аппараты горячего водоснабжения

Водонагреватели проточные газовые изготавливают в соответствии с ГОСТ 19910–74. Проточные водонагреватели снабжают автоматикой безопасности, обеспечивающей доступ газа к запальной и основной горелкам при наличии запального пламени

Таблица 7.2

Техническая характеристика проточных газовых водонагревателей типа ВПГ

Показатель	Типы водонагревателей		
	ВПГ-20	ВПГ-23	ВПГ-29
Тепловая мощность основной горелки, кВт	20	23	29
Номинальный расход природного газа, $м^3/ч$ с числом Воббе от 41460 до 57780 $кДж/м^3$	2,34–1,81	2,58–2,12	2,94
Коэффициент полезного действия, %, не менее	82	82	83
Расход воды при нагреве на 45 °С, $лм^3/мин$, не менее	5,4	6,1	7,6
Давление воды перед аппаратом, МПа:			
минимальное		0,05	
номинальное		0,15	
максимальное		0,60	
Разрежение в дымоходе для нормальной работы аппарата, Па		2	
Объемная доля оксида углерода в продуктах сгорания, %, не более		0,05	

и протока воды, отключение запальной и основной горелки при отсутствии разрежения в дымоходе (табл. 7.2).

Основными узлами проточных водонагревателей являются газовая горелка инжекционного типа, теплообменник с огневой камерой, блок автоматики, система отвода продуктов сгорания.

Наряду с выпускаемыми унифицированными моделями ВПГ в эксплуатации находятся и другие, снятые с производства типы водонагревателей: КГ — колонка газовая; КГИ-56 — усовершенствованная модель КГ; ВВК-3 и ВВК-5 — водогрейная ванная колонка, ГВА-1 и ГВА-3 — газовый водонагреватель автоматический; Л-1 и Л-3 — водонагреватели завода "Ленгазаппарат".

7.2.4. Аппараты емкостные газовые бытовые типа АГВ

Аппараты газовые водонагревательные АГВ-80 и АГВ-120 предназначены для местного отопления помещений и горячего водоснабжения (ГОСТ 11032–80). Они работают по принципу нагрева воды в емкости без принудительной циркуляции. Емкостные водонагреватели оборудованы системой отвода продуктов сгорания в дымоход, газогорелочным устройством и автоматикой регулирования, отключающей газ при нагревании воды до заданной температуры. Термоэлемент терморегулятора введен внутрь бака. На газопроводе установлен электромагнитный клапан, который срабатывает при погасании запального пламени и прекращении тяги в дымоходе (от датчика тяги).

В крышку аппарата АГВ-80 встроен предохранительный клапан, представляющий собой цилиндр с колпачком, под которым помещена мембрана из медной фольги толщины 0,04–0,05 мм. В центре мембраны имеется отверстие, залитое сплавом Вуда (температура плавления 105 °С. При давлении в баке более 600 кПа мембрана разрывается, а при перегреве воды свыше предельной температуры расплавляется сплав Вуда. Герметичность системы восстанавливают, заменяя мембрану. В крышке бака устанавливают термометр.

Аппарат АГВ-120 принципиально повторяет конструкцию АГВ-80. Он отличается большей тепловой мощностью и блоком

автоматики регулирования, элементами которой являются сильфонный терморегулятор и заполненный керосином термобаллон.

Техническая характеристика аппаратов типа АГВ

Аппарат	АГВ-80	АГВ-120
Тепловая мощность, кВт	7	14
Теплопроизводительность, кВт	5,7	11,3
Вместимость бака, дм^3	80	120
Площадь отапливаемых помещений, м^3	до 60	85–100

Примечание. Время нагрева воды до 90 °С – 60–70 мин; диапазон регулирования нагрева воды – 40–90 °С.

7.2.5. Аппараты отопительные газовые с водяным контуром бытовые типа АОГВ

Аппараты АОГВ являются развитием моделей емкостных водонагревателей типа АГВ (табл. 7.3). Они предназначены для местного водяного отопления жилых помещений с номинальным давлением природного газа 1300 Па. Применение подогретой аппаратом воды для приготовления пищи не разрешается.

Система отопления – с верхней разводкой магистрали горячей воды и нижней разводкой обратной магистрали. Циркуляция воды в системе естественная.

Таблица 7.3

Техническая характеристика аппаратов типа АОГВ

Показатель	АОГВ-11,6 (2216)	АОГВ-17,5 (2216-01)	АОГВ-23,2 (2216-02)	АОГВ-29 (2216-03)
Площадь отапливаемого помещения, м^2	80	12,0	160	200
Тепловая мощность, кВт	11,6	17,5	23,2	29
Расход природного газа, м^3/ч	1,17	1,76	2,34	2,93

Примечания. 1. Коэффициент полезного действия – не менее 83 %.
2. Диапазон регулирования температуры воды – 5–90 °С.
3. Объемная доля оксида углерода в продуктах сгорания – не более 0,04 %.
4. Минимальное разрежение в дымоходе 3 Па.

Основные узлы аппарата АОГВ: котел-теплообменник, топочное устройство с основной и запальной горелками, стабилизатор тяги, автоматика безопасности и регулирования [13].

Терморегулятор закрывает клапан, отсекающий доступ газа к основной горелке в случае, если температура воды достигла заданного значения. Аппарат переходит на режим "малого горения". При понижении температуры на 5–10 °С от заданной терморегулятор автоматически открывает газ на основную горелку. Аппараты выпускают с терморегулятором, настроенным на максимальную температуру нагрева воды 90 °С. При этом ручка терморегулятора установлена против отметки шкалы "ГОР". Во втором крайнем положении ручки против отметки "ХОЛ" температура воды на выходе из водонагревателя будет поддерживаться на уровне 75 °С.

Настройка терморегулятора на температуру воды свыше 95 °С не допускается. При необходимости снизить температуру воды на выходе аппарата ниже 75 °С следует уменьшить расход газа на основную горелку прикрытием крана.

В случае падения давления газа, погасания пламени запальника или отсутствия тяги в дымоходе электромагнитный клапан перекрывает поступление газа к запальной и основной горелкам.

По окончании отопительного сезона по рекомендации завода-изготовителя необходимо промыть систему отопления раствором щелочи (0,5 кг кальцинированной соды на 10 л воды). Для этого заполненную раствором систему нужно выдержать в течение двух суток, затем раствор слить и промыть систему водой. На летнее время систему отопления оставляют заполненной водой.

7.2.6. Комбинированные аппараты типа АКГВ

Аппараты комбинированные газовые с водяным контуром (АКГВ) предназначены для отопления помещений и горячего водоснабжения. Аппарат снабжен тягостабилизирующим устройством, датчиком тяги, блоком автоматики безопасности и регулирования, основной и запальной горелками, теплообменником и змеевиком в верхней его части (табл. 7.4).

Таблица 7.4

Техническая характеристика аппаратов АКГВ

Показатель	АКГВ-11,6 (2215)	АКГВ-23,2 (2213)
Площадь отапливаемых помещений, $м^2$	≤ 80	≤ 160
Тепловая мощность основной горелки, кВт	11,6	23,2
Расход природного газа, $м^3/ч$	1,17	2,36
Объемная доля оксида углерода в продуктах сгорания, %, не более	0,04	0,05

Примечания. 1. Коэффициент полезного действия (в %), не менее: в режиме отопления — 82; в режиме горячего водоснабжения — 75.
2. Диапазон регулирования температуры воды в теплообменнике — 50–90 °С.

В летнее время аппарат может быть использован только для горячего водоснабжения. Нагрев воды автоматический — по мере открывания водоразборного крана.

7.2.7. Печные газовые горелки

Печные газовые горелки устанавливают в бытовых отопительных печах при переводе их на сжигание газа.

Саратовский ГипроНИИгаз разработал для печей горелочное устройство УГОП-НП-9 с теплоотдачей до 6 кВт. Устройство применяют в печах без шиберов, оборудованных тягостабилизаторами, с режимами непрерывной и периодической топки.

В устройство УГОП-НП-9 входят: основная и запальная горелки, тягостабилизатор, датчики контроля тяги, горения, электромагнитный клапан. Основная и запальная горелки — инжекционного типа. Основная горелка имеет специальную насадку, которая обеспечивает предварительный подогрев горючей смеси в горелке и ее двухстадийное сжигание, а следовательно, высокий к п. д. печи и минимальное содержание вредных примесей.

Автоматика безопасности обеспечивает прекращение подачи газа к основной горелке при срыве пламени с запальной горелки

или отсутствии газа в газопроводе, а также при отсутствии или недостатке тяги в топке и дымоходе печи. Устройство имеет два режима работы — нормальный, когда работают основная и запальная горелки, и пониженный, когда работает только запальная горелка. При работе на пониженном режиме кран основной горелки должен быть закрыт.

Техническая характеристика горелочных устройств УГОП-НП-9

Тепловая мощность горелок, кВт:
основной и запальной 9
запальной 2,5
Номинальное давление природного газа, кПа 1,3; 2
Содержание оксида углерода в сухих неразбавленных продуктах сгорания, %, не более 0,05
Время отключения при прекращении подачи газа, отсутствии пламени на запальнике или тяги, с, не более 60

Отопительные печи могут быть также оборудованы другими типами горелочных устройств и приборами автоматики безопасности.

ГЛАВА 8

ХРАНИЛИЩА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ГАЗОЗАПРАВОЧНЫЕ СТАНЦИИ

8.1. МЕТОДЫ КОМПЕНСАЦИИ СЕЗОННЫХ, СУТОЧНЫХ И ЧАСОВЫХ КОЛЕБАНИЙ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА

Потребление газа бытовыми, коммунальными и промышленными потребителями носит неравномерный характер.

Сезонные колебания потребления газа вызываются увеличением расхода газа на отопление в зимнее время.

Суточные колебания расхода газа по дням недели происходят в результате увеличения потребления газа в воскресенье, праздничные дни, а также из-за изменения расхода газа на отопительные нужды.

Часовая неравномерность расхода газа по часам суток вызывается: уменьшением потребления газа на бытовые нужды в ночное время; значительным сокращением потребления газа на промышленные нужды из-за сменности их работы; неравномерностью потребления газа объектами коммунального хозяйства в течение суток.

В качестве способов покрытия пика неравномерности потребления можно отметить следующие:

— подземное хранение газа;

— использование буферных потребителей;

— использование баз сжиженного газа (пропана и бутана) для получения пропан-воздушной смеси в часы пик;

— использование баз сжиженного природного газа (метана);

— создание резерва пропускной способности магистральных газопроводов и газовых промыслов;

— использование аккумулирующей емкости последних участков магистральных газопроводов;

— использование аккумулирующей способности самого магистрального газопровода на всей его протяженности;

Для каждого из этих способов имеется определенная область, в которой газ используется наиболее эффективно.

Для покрытия **сезонной** неравномерности потребления используют подземные хранилища. При резких понижениях температуры воздуха в отопительный период эффективен перевод крупных буферных потребителей на альтернативное топливо. Вблизи городов можно также сооружать подземные хранилища для сжиженных газов. Часовая неравномерность потребления газа компенсируется с использованием аккумулирующей способности последних участков газопроводов, отводов магистральных газопроводов к крупным потребителям и промышленным районам. Значительная часть неравномерности расхода газа компенсируется за счет аккумулирующей способности разветвленной газораспределительной сети высокого давления в сельской местности.

Для хранения газа в газообразном состоянии можно применять газгольдеры. Газгольдерные станции, служащие для выравнивания часовой неравномерности потребления газа, в настоящее время не строят ввиду их высокой стоимости и большой металлоемкости.

8.2. АККУМУЛИРУЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Работа конечного участка магистрального газопровода от компрессорной станции (КС) до ГРС характеризуется нестационарным режимом (постоянно изменяется отбор газа). В ночное время потребление газа меньше подачи, и газ накапливается в газопроводе. Накапливание газа вызывает повышение давления в газопроводе, и количество газа, которое может аккумулировать последний участок газопровода, зависит от максимально возможного давления в нем. При достижении максимально допустимого давления в газопроводе дальнейшее накопление газа прекращается, т. е. аккумулирующая способность газопровода исчерпывается. Если отбор газа не станет больше или равным его поступле-

нию, необходимо уменьшить подачу КС. В дневное время потребление газа превышает подачу, газ, аккумулированный в последнем участке газопровода, поступает в город и давление его падает.

Режим движения газа в конечном участке характеризуется нестационарностью процесса. Нестационарный режим движения газа наблюдается даже в тот момент, когда количество поступающего газа становится равным потреблению. Для стабилизации режима необходимо какое-то время, т. е. давление газа в конечном участке газопровода устанавливается не сразу. Поскольку потребление газа изменяется непрерывно, то стабильная кривая давления не устанавливается и, следовательно, в конечном участке газопровода режим нестационарный. Можно определить аккумулирующую способность приблизительно по следующим расчетным режимам конечного участка газопровода. В момент, когда нагрузка соответствует среднечасовому расходу, режим стационарный, в остальные моменты (накопление и отбор газа) режимы нестационарные. Аккумулирующий объем магистрального газопровода, определенный по приближенной методике, оказывается на 10–15 % меньше действительного.

Для определения количества газа, которое способен аккумулировать газопровод, необходимо определить количество его в газопроводе при режимах, соответствующих моменту окончания накопления газа в газопроводе, и при режимах, соответствующих моменту, когда потребление газа уменьшается и становится равным среднечасовой подаче (т. е. моменту начала накопления газа). Разница между количествами газа, находящегося в газопроводе в первом и во втором случаях, равна аккумулирующей способности газопровода.

Оценку аккумулирующего объема газопровода $Q_{ак}$ (при $T_0 = 273{,}15$ К и $p_0 = 0{,}1$ МПа) можно определить из уравнений стационарного режима газопровода

$$Q_{ак} = \frac{\pi D^2}{4} l \frac{T_0}{T} \cdot \frac{1}{Z} \cdot \frac{p_{ср\,max} - p_{ср\,min}}{p_0}, \qquad (8.1)$$

где $p_{ср\,max}$ и $p_{ср\,min}$ — средние давления в газопроводе, соответственно относящиеся к режимам с максимальным и минимальным давлением.

Среднее давление в газопроводе находят как

$$p_{\text{ср}} = \frac{1}{l}\int_0^l p(x)dx, \tag{8.2}$$

где

$$p(x) = \sqrt{p_{\text{н}}^2 - \left(p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2\right)\frac{x}{l}}. \tag{8.3}$$

После интегрирования (8.2) с учетом (8.3) получим

$$p_{\text{ср}} = \frac{2}{3}\cdot\frac{p_{\text{н}}^3 - p_{\text{к}}^3}{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2} = \frac{2}{3}\left(p_{\text{н}} + \frac{p_{\text{н}}^2}{p_{\text{н}} + p_{\text{к}}}\right). \tag{8.4}$$

8.3. ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА

Для подземного хранения газа используют естественные пористые и проницаемые коллекторы, а также непористые и непроницаемые породы. Подземное хранение газа является наиболее приемлемым и основным средством аккумулирования значительных объемов газа и регулирования подачи газа в соответствии с сезонной неравномерностью газопотребления.

В процессе подземного хранения газа могут быть решены следующие основные задачи:

— удовлетворение спроса на газ в период наибольшего газопотребления (пиковые нагрузки), связанного с отопительной нагрузкой в зимнее время;

— уменьшение капитальных вложений в магистральный газопровод и компрессорные станции;

— обеспечение благоприятных условий для наиболее экономичного режима работы источников газа и магистрального газопровода с постоянной пропускной способностью;

— создание необходимых запасов газа в определенных районах страны.

Наилучшими с точки зрения экономики и аккумулирующей способности являются хранилища, созданные в истощенных газо-

вых и нефтяных месторождениях, так как отпадает необходимость детального изучения этого уже эксплуатируемого ранее месторождения и сооружения большего числа эксплуатационных скважин. Циклической эксплуатацией такого хранилища является промышленное заполнение его газом.

Сооружение подземных хранилищ в водоносных пластах связано с детальным изучением самого пласта и разведывательно-промышленной закачкой газа после строительства большого числа новых скважин.

На стадии планового задания на строительство магистрального газопровода рассматривается вопрос о наиболее приемлемых способах обеспечения равномерной работы газопровода независимо от сезонной неравномерности газопотребления. В связи с этим решается вопрос о необходимости, возможности и целесообразности строительства подземного хранилища газа. Решение этого вопроса связано с определением графика потребления газа по месяцам, неделям, суткам и часам. На основании этих данных определяется объем газа, необходимый для выравнивания сезонной неравномерности газопотребления, который может быть определен тремя методами:

— по числу градусной недостаточности и температуре и количеству тепла, необходимого на один градусо-день недостатка температуры;

— по нормам расхода газа на отопление по всем категориям потребителей;

— по коэффициентам месячной неравномерности газопотребления.

Наиболее надежным способом определения активной емкости подземного хранилища газа является определение ее по коэффициентам месячной неравномерности. При отсутствии данных о годовом потреблении газа для ориентировочных расчетов активной емкости газохранилища используют формулу

$$Q_{\text{а}} = Q_{\text{г от}}\alpha\beta + Q_{\text{г и о}}\eta, \qquad (8.5)$$

где $Q_{\text{г.от}}$ — годовое потребление газа на отопление;

$Q_{\text{г.и о}}$ — годовая потребность в газе за исключением отопления;

α — коэффициент, учитывающий, что не весь газ, идущий на отопление, входит в активный объем газохранилища (α = 0,4–0,8);

β — коэффициент, учитывающий изменения климата в рассматриваемом районе (β = 1,2–1,5);

η — коэффициент, учитывающий повышение расхода газа на технологические нужды зимой (η = 1,01–1,02).

Производительность газохранилища определяется графиком годового потребления газа. При этом максимальная производительность

$$q_{\max} = (1{,}5 - 2{,}0)Q_{\text{а}} / n_0,$$

где n_0 — число дней отбора газа из газохранилища.

При определении общего объема газохранилища необходимо учитывать наличие буферного (остаточного) газа, постоянно находящегося в хранилище в период его эксплуатации, количество которого зависит от режима работы подземного хранилища газа.

При газовом режиме эксплуатации, когда во время работы вода в хранилище не поступает, объем буферного газа можно определить по формуле

$$Q_{\text{б}} = \frac{\Omega Z_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \cdot \frac{p_{\min\,\text{б}}}{Z_{\text{б}}}, \qquad (8.6)$$

где $Q_{\text{б}}$ — объем буферного газа, приведенный к стандартному давлению $p_{\text{ст}}$ и пластовой температуре $T_{\text{пл}}$;

Ω — объем парового пространства газонасыщенного коллектора;

$p_{\min\,\text{б}}$ — минимальное (буферное) рабочее давление в конце периода отбора газа;

$Z_{\text{б}}$ — коэффициент сжимаемости природного газа при $p_{\min\,\text{б}}$ и $T_{\text{пл}}$;

$Z_{\text{ст}} = 1$.

С учетом технических и экономических факторов объем буферного газа лежит в пределах 60–120 % от объема газа, подлежащего хранению.

Максимально допустимое давление в хранилище определяется по формуле

$$p_{\max д} \le p_{б г} = \eta_г p_{г с}, \tag{8.7}$$

где $p_{б г}$ — боковое горное давление;

$\eta_г$ — коэффициент, зависящий от угла внутреннего трения φ горной породы;

$p_{г с}$ — гидростатическое давление;

$p_{г с} = \rho_{ср} g H_0$;

$\rho_{ср}$ — средняя плотность пород, $\rho_{ср} = 2650$ кг/м^3;

H_0 — общая мощность пород разреза под кровлей газохранилища.

Для пластичных пород

$$\eta_г = \frac{1{,}73 - \operatorname{tg}\varphi}{1{,}73 + 2\operatorname{tg}\varphi} \tag{8.8}$$

При наличии глинистой покрышки мощностью более 3 м максимально допустимое давление можно определить по формуле

$$p_{max д} = \eta_0 \rho_в g H_0, \tag{8.9}$$

где η_0 — коэффициент, зависящий от степени надежности покрышки, доброкачественности цементажа и технологии хранения газа, $\eta_0 = 1{,}3–1{,}5$;

$\rho_в$ — плотность воды.

Закачка газа происходит при переменном давлении и расходе закачиваемого газа. Компрессорные станции на ПХГ с компрессорными закачкой и отбором должны иметь большой диапазон регулирования подачи — от 5 % в период первоначального заполнения до 100 % при проектной приемистости коллектора. Диапазон рабочих давлений КС определяется пластовым давлением, давлением в подводящем газопроводе и потерями давления в пласте, скважинах и шлейфах. В зависимости от степени подвижности пластовых вод режим пласта приближается к газовому (для истощенных месторождений) или к водонапорному. Высокое давление закачки увеличивает эффективность ПХГ. Следует учитывать, что давление в призабойной зоне в период хранения может значительно падать.

Закачиваемый в сводовую часть куполообразной структуры

газ образует там газовый "пузырь", а вода оттесняется к краям структуры. При вытеснении воду из пласта можно удалить через разгрузочные скважины, а при оттеснении — перемещать по водоносной системе. Кровля может быть представлена плотными пластичными глинами или крепкими известняками и доломитами при отсутствии трещин и разломов, что при толщине кровли 5–15 м на глубине 300–1000 м достаточно для предотвращения утечек газа. Наиболее экономичным считают ПХГ на глубине 300–600 м. В настоящее время ПХГ стремятся создать при каждом крупном районе потребления газа.

Технологическая схема подземного хранилища газа должна позволять производить сбор, замер количества, распределение и обработку газа при отборе и закачке его в хранилище. Перед закачкой в хранилище газ подвергают компримированию до необходимого давления (12–15 МПа). Применяемые технологические схемы ПХГ отличаются в основном только способами очистки газа при закачке в пласт. Когда используют поршневые компрессорные агрегаты, при сжатии газ нагревается и загрязняется парами компрессорного масла. При попадании масла на забой скважины уменьшается сечение поровых каналов и снижается фазовая проницаемость для закачиваемого газа, что приводит к увеличению давления закачки и уменьшению расхода газа. Поэтому газ перед закачкой необходимо очищать от примесей компрессорного масла. При применении многоступенчатых центробежных компрессоров очистка газа от масла не требуется. Для уменьшения дополнительных температурных напряжений в металлической фонтанной арматуре, обсадной колонне и другом оборудовании скважины нагретый газ охлаждается.

В процессе хранения газ обогащается парами воды. При отборе его из хранилища с потоком газа выносятся твердые примеси (частицы глины, песка и др.). Поскольку газ должен поступать в газопровод очищенным, необходимо производить очистку и осушку газа.

Рассмотрим технологическую схему подземного хранилища газа (рис. 8.1). В состав подземного хранилища входят компрессорные цехи, блоки очистки газа и газораспределительные пункты (ГРП). На газораспределительных пунктах выполняют инди-

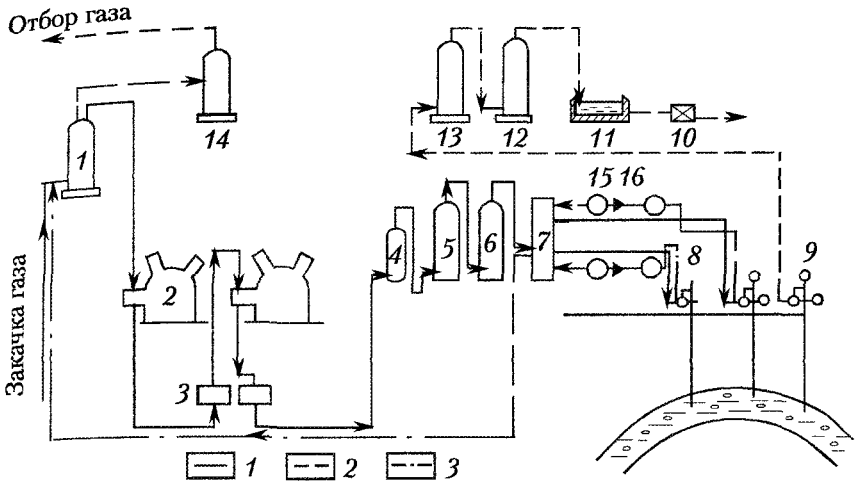


Рис. 8.1. Технологическая схема закачки и отбора газа из подземного хранилища в водоносном пласте:
1 — закачка газа; *2* — откачка воды; *3* — отбор газа

видуальный замер закачиваемого и отбираемого газа из скважин, а также очистку газа при отборе. Очистку газа осуществляют в газовых сепараторах, которые устанавливают на открытых площадках. Расходомеры и клапаны на каждой скважине монтируют в специальном помещении. При закачке газ с давлением 2–2,5 МПа подают по отводу из магистрального газопровода, очищают в системе пылеочистки *1* и направляют в компрессорный цех *2* на компримирование до давления 12–15 МПа. Поскольку при сжатии его температура резко возрастает, то газ охлаждают в воздушных холодильниках *3* или градирнях. После этого газ поступает на очистку от компрессорного масла. Очистку производят в несколько ступеней: циклонные сепараторы *4* (обычно две ступени), угольные адсорберы *5* и, наконец, керамические фильтры *6*. В первой ступени циклонных сепараторов улавливают сконденсированные тяжелые углеводороды и масло, во второй ступени — сконденсированные легкие углеводороды и скоагулированные ча-

стицы масла. В угольных адсорберах улавливают более мелкие частицы масла (диаметром 20–30 мкм).

В качестве сорбента используют активированный уголь в виде цилиндриков диаметром 3–4 мм и длиной 8 мм. Сорбент регенерируют паром. Тонкую очистку от масляной пыли проводят в керамических фильтрах, состоящих из трубок, изготовленных из фильтрующих материалов, один конец которых закрыт. Газ, пройдя все стадии очистки, содержит 0,4–0,5 г компрессорного масла на 1000 м^3 газа. Необходимость в этих процессах вызвана опасностью забивания газовых трактов гидратами при положительных температурах (288 К) и уменьшением проницаемости поровых каналов у забоя скважины за счет попадания в них частиц масла, что приводит к необходимости увеличения давления закачки и одновременно к уменьшению производительности при росте энергозатрат. Поэтому целесообразно применение поршневых компрессоров без смазки цилиндров, т. е. тех же газомотокомпрессоров или компрессоров с электроприводом, но оборудованных фторопластовыми кольцами с графитовым наполнением, или с использованием центробежных нагнетателей высокого давления с приводом от газотурбинных двигателей. После очистки от масла и охлаждения газ по газосборному коллектору поступает на ГРП *7*, где направляется по отдельным шлейфам в скважины ПХГ *8* с предварительным замером количества закачиваемого газа в каждую нагнетательно-эксплуатационную скважину и накапливается в пористых структурах, оттесняя воду в случае водоносных пластов к краям структуры. Для ускорения процесса оттеснения воды и в случае геологических особенностей структуры целесообразно отбирать воду с краев структуры по разгрузочным скважинам *9* и закачивать ее после дегазации через поглотительные скважины в другие горизонты. ПХГ в истощенных залежах в результате депрессии давления также подвержены обводнению, но здесь обводнение может играть положительную роль, так как уменьшает буферный объем газа в ПХГ. Поэтому в процессе эксплуатации свойства коллектора систематически исследуют через газовые и наблюдательные скважины. В процессе хранения газ насыщается парами воды, поэтому при его выдаче, происходящей со снижением температуры газа, и его охлаждении, в шлейфах необходимо

вводить в скважины *8* и шлейфы ингибиторы гидратообразования. При отборе газ из эксплуатационных скважин поступает на ГРП по индивидуальным шлейфам. Уменьшают давление газа с помощью редуцирующих штуцеров *16*. Газ из скважин, поступающий на ГРП по индивидуальным шлейфам, выносит с собой песок и влагу, которые отделяются в сепараторах первой ступени *17*, установленных до штуцера по ходу движения газа, и в сепараторах второй ступени *15*, установленных после штуцера. После сепараторов газ подают на установку осушки *14*, откуда направляют в магистральный газопровод при температуре точки росы. Осушку таза производят диэтиленгликолем. В ПХГ, расположенном в водоносном пласте, вытесненную воду при закачке газа сначала направляют в трапы высокого *13* и низкого *12* давления и далее насосом *10* в бассейн *11*, откуда закачивают через поглотительные скважины в более удаленные пласты.

8.4. ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ СЖАТОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Природный газ можно использовать как моторное топливо. Опыт его использования в автомобильном транспорте, авиации показал, что несмотря на более низкую теплотворную способность природного газа по сравнению с жидкими топливами, мощность двигателя снижается незначительно (в пределах 5–7 %) за счет большей полноты сгорания природного газа. Следует отметить положительную сторону природного газа как моторного топлива — уменьшение загрязнения окружающей среды продуктами сгорания.

Создана широкая сеть автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) природного газа. Тип АГНКС и ее производительность зависят от условий и места ее размещения, от объема и стабильности потока машин в месте размещения станции, а также от моделей машин в обслуживаемых автохозяйствах. При размещении, определении типа и производительности станции важно обеспечить минимальные затраты как по времени на пробег автомобиля к месту заправки и простой его в ожидании

заправки, так и на подводку к станции питающего газопровода и других внешних инженерных сетей и коммуникаций.

По месту расположения АГНКС размещают непосредственно в автотранспортных предприятиях, на кольцевых автомагистралях вблизи от города, в районах ПХГ, на КС магистральных газопроводов и газовых промыслов. На основе технико-экономического анализа в промышленности сооружают или выпускают станции следующих типов: стационарные АГНКС производительностью 5–50 тыс. $м^3$/сут (основной тип), передвижные АГНКС производительностью 1000–4000 $м^3$ за рейс, гаражные АГНКС производительностью до 10 тыс. $м^3$/сут.

Стационарные АГНКС оборудуют компрессорными установками производительностью 500–1000 $м^3$/ч, и заправка любого автомобиля происходит не более чем за 10 мин. Гаражные АГНКС предназначены для медленной, в течение нескольких часов (т. е. за время нахождения в гараже) заправки группы автомобилей (50–100 автомашин). Два компрессора АГНКС имеют часовую подачу 250 и 500 $м^3$/ч. Суточная подача составляет 5000 и 10000 $м^3$/сут. Передвижные АГНКС применяют для заправки автомобилей в полевых условиях и местах стоянки автомобилей на магистральных шоссе.

Параметры компримирования определяются условиями на всасывании и требуемым давлением нагнетания. Анализ давления в сетях газоснабжения и магистральных газопроводах показывает, что давление на всасывании колеблется от 0,4 до 0,5 МПа, а давление нагнетания должно составлять 24,7 МПа (максимальное давление в аккумуляторах — избыточное). Следовательно, степень сжатия компрессора необходимо регулировать в пределах 5–64, что, конечно, в одной модификации машины неосуществимо. Для обеспечения всего диапазона давления всасывания необходимо создавать несколько модификаций компрессора со следующими условиями всасывания: 0,4–0,6 МПа; 1–1,2 МПа; 2,5–3,5 МПа.

Природный газ, используемый как моторное топливо, следует тщательно очищать от механических примесей, осушать до такой степени, при которой исключается замерзание топливных коммуникаций и выпадение гидратов в них. Поэтому в состав АГНКС входят фильтрующее и сепарационное оборудование, осушитель-

ные устройства и система стабилизации давления (аккумуляторы). АГНКС оснащают устройствами замера поступающего и отпускаемого газа. Можно использовать схемы с двумя и более ступенями компримирования газа при заправке автомобильных баллонов.

При применении двухступенчатой заправки обеспечивается снижение энергозатрат на 10–20 %, а трехступенчатой — на 15–27 %. Это объясняется тем, что часть газа сжимается до более низкого давления, а при заполнении автомобильных баллонов этот газ меньше нагревается. Схема АГНКС с двухступенчатой заправкой изображена на рис. 8.2. Закачку газа осуществляют в два аккумулятора *8* и *9* от компрессора или группы компрессоров *4*. В каждом аккумуляторе поддерживают свое давление, а баллоны автомобилей заправляют вначале из аккумулятора низкого давления, затем — высокого.

Рассмотрим особенности типовых АГНКС.

Стационарная АГНКС на 500 заправок в сутки

АГНКС комплектуют технологическим оборудованием двух видов: оборудованием для производства и хранения газомоторного топлива, размещенным в производственно-технологическом корпусе и вне его на площадке, а также оборудованием для раздачи газа, установленным на автозаправочной площадке.

Техническая характеристика стационарной АГНКС

Производительность (заправка 100 м^3), заправок/сут	500
Потребляемая мощность одним компрессором, кВт	125
Число компрессоров	5 (1 резервный)
Число газозаправочных колонок	8
Объем аккумуляторов газа (два аккумулятора), м^3	18
Численность персонала (трехсменная работа) при различном теплоснабжении:	
автономном	20
централизованном	15
Площадь территории, га	0,67
Коэффициент загрузки компрессоров	0,5
Списочное число обслуживаемых автомобилей	1122

Технологический цикл заправки с учетом всех операций и освобождения бокса для грузового автомобиля составляет 10–

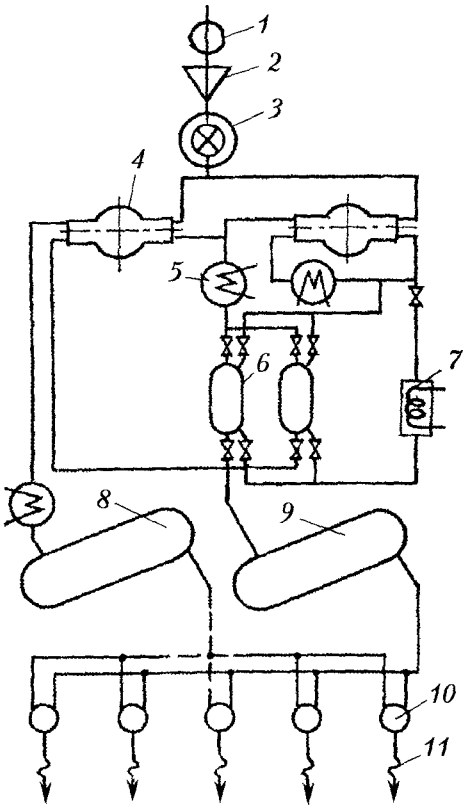


Рис. 8.2. Схема АГНКС:
1 — расходомер; *2* — фильтр; *3* — сепаратор; *4* — группа компрессоров; *5* — межступенчатые и концевые холодильники; *6* — адсорбер для газа; *7* — подогреватель газа регенерации; *8* — аккумулятор высокого давления; *9* — аккумулятор низкого давления; *10* — трехходовой кран; *11* — заправочный шланг

12 мин, а легкового — 6–8 мин. Для охраны окружающей среды технологией АГНКС предусмотрено снижение до минимума выбросов газа через свечи рассеивания. При нарушениях технологического процесса и в аварийных ситуациях системой автоматики обеспечивается отключение компрессоров и подводящего газопровода. Основное технологическое оборудование устанавливают в производственно-технологическом корпусе, в котором размещают компрессорное отделение, отделение охлаждения воды с насосным оборудованием, воздушную компрессорную, вентиляционную камеру, щитовую, КТП, отделение запорно-регулирующей арматуры, механическую мастерскую и операторскую.

Малогабаритная гаражная АГНКС

Гаражная АГНКС состоит из автоматизированной компрессорной станции (один и более блоков с КС, размещенными в контейнерах) и рампы с постами заправки автомобилей. Компрессорные установки работают в автоматическом режиме. В особых случаях возможно ручное управление. Станцию обслуживает один оператор. Газ, поступающий через кран *1* из городской сети, очищается в фильтрах *2*, затем компримируется в компрессоре *3* и поступает через аккумуляторы газа *4*, краны *5* и рампу *6* в баллоны автомобилей (рис. 8.3). Как правило, компрессорами закачивают газ в баллоны автомобиля непосредственно до давления 20 МПа. Аккумуляторы газа выполняют при этом роль гасителей пульсации, и их можно дополнительно использовать для "быстрой" заправки одного–двух автомобилей при возникновении экстренной необходимости. АГНКС снабжена предохранительными клапанами *7* и свечой *8*.

АГНКС монтируют без стационарного фундамента на стандартных железобетонных плитах.

Для заполнения баллонов до давления 20 МПа принципиально можно применять три режима работы: прямую перекачку в баллоны; закачку в аккумуляторную емкость с последующим опорожнением ее в баллоны автомобилей (режим с накоплением);

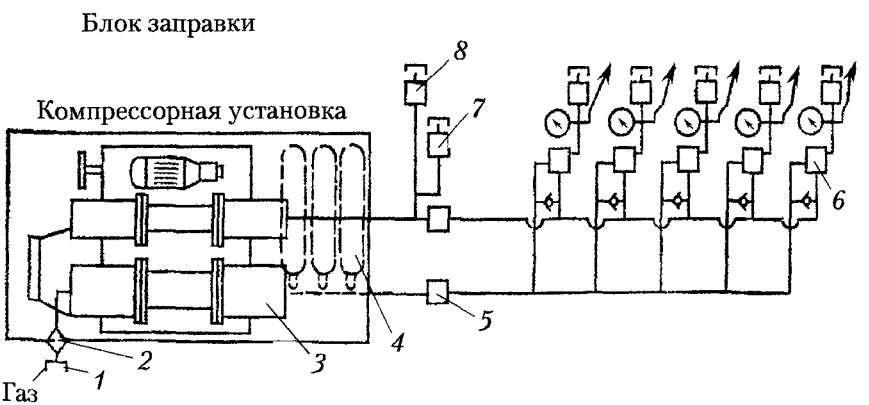


Рис. 8.3. Принципиальная технологическая схема гаражной АГНКС

непрерывную подачу в аккумуляторную емкость газа в количестве, компенсирующем в основном расход из нее газа для заправки автомобилей (буферный режим). Прямая закачка газа, исключая несовершенство газозаправочных колонок, является наиболее экономичным способом заправки, так как при этом затрачивается ровно столько работы, сколько нужно для заполнения баллонов. Этот режим совершенно неприемлем на стационарных АГНКС для массовой заправки автомобилей из-за значительной продолжительности наполнения. Автозаправочная рампа обычно имеет 5–10 постов. Каждый пост оснащен трехходовым краном и гибким шлангом с заправочной головкой. Линия раздачи газа снабжена предохранительным клапаном.

Передвижные автогазозаправщики (ПАГЗ)

ПАГЗ представляет собой автопоезд, составленный из автомобиля тягача и прицепа (или полуприцепа), на котором находится газобаллонная установка с системой заправки автомобилей и самого автозаправщика. Газобаллонная установка состоит, как правило, из трех секций баллонов для ступенчатой заправки бескомпрессорным способом. Наибольшее давление в баллоне 32 МПа, вместимость 400 л. Общее число баллонов для автопоезда с тягачом КамАЗ-5410 составляет 14 (объем 2490 м^3), тягачом МАЗ-6422 — 33 (объем газа 4693 м^3). Число заправочных устройств — 2. Заправка ПАГЗ происходит на стационарных АГНКС со специального заправочного блока, оснащенного дополнительным компрессором (с 22 до 32 МПа). Общий недостаток рассматриваемых ПАГЗ — значительное количество остаточного газа (до 50 %) в газовых баллонах заправщика, который нельзя использовать для заправки баллонов автомобилей.

Используемый для повышения степени опорожнения баллонов компрессорный способ требует специальных компрессорных установок, трубной обвязки. Рекомендуется для повышения использования запаса газа при одновременном повышении степени заполнения автомобильных баллонов использовать эжекторный способ путем последовательного подключения к баллонам ПАГЗ эжекторов с регулируемым отношением площади сечения активного и пассивного сопел в пределах 0,2–5.

Во всех основных схемах заправки автомобилей используют двух- и более ступенчатую заправку. Ее применение обусловливается следующим. При заправке из одного аккумулятора газа, где давление создают путем закачки газа компрессорами, могут наблюдаться два недостатка: перерасход энергии на компримирование газа и недозаправка газобаллонных установок автомобилей. Сущность первого эффекта состоит в том, что весь газ сжимается до давления, превышающего максимальное давление в баллонах, установленных на автомобиле, в то время как для заполнения газобаллонной установки только последняя порция газа должна сжиматься до рабочего давления. Весь остальной газ требуется сжимать до более низкого давления. Недозаправка возможна вследствие перегрева газа. Вначале заправки наблюдается влияние дроссель-эффекта при заправке, из-за чего температура газа в баллоне при резком расширении газа снижается до 203–213 К. Однако далее при уменьшении перепада давления дроссельный эффект снижается, температура между стенкой баллона и газом за счет интенсивного теплообмена вследствие торможения струи постепенно возрастает и в конце заправки теплосодержание газа в баллоне становится выше теплосодержания единицы газа в аккумуляторе, что и является источником перегрева газа.

Экспериментальными исследованиями показано, что при заправке имеет место перегрев газа относительно температуры заправляемого газа на величину от 10 до 55 К, что приводит к недозаправке до 10 %. При заправке автомобилей в несколько ступеней, вначале из аккумулятора с меньшим давлением, затем с большим давлением компенсируются недостатки прямой заправки из одного аккумулятора. Например, применение двухступенчатой заправки с давлением в первом аккумуляторе 13–14 МПа и во втором – 22 МПа позволяет уменьшить затраты энергии на 27–30 % и практически ликвидировать недозаправку автомобилей.

ГЛАВА 9

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗАХ

9.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О СУГ

На практике и в технической литературе **сжиженными углеводородными газами** принято называть низшие углеводороды, которые в чистом виде или в виде смесей при сравнительно небольшом давлении и температуре окружающей среды переходят в жидкое состояние. К таким углеводородам относят пропан — C_3H_8, бутан — C_4H_{10} (изобутан и *н*-бутан), пропилен — C_3H_6, бутилен — C_4H_8. Для удобства хранения и транспортировки эффективно сжижать метан, этан и этилен Сжижение, хранение и транспортировку метана, этана и этилена осуществляют обычно под давлением, близким к атмосферному, но при отрицательных температурах (от –161 до – 90 °С).

Разделение сжиженных газов на **сжиженные углеводородные газы** (СУГ) и **сжиженный природный газ** (СПГ — метан) чисто условно.

Алканы (C_nH_{2n+2}) — насыщенные углеводороды открытого строения.

Пропан и бутан в нормальных условиях находятся в газообразном состоянии. Пентан — летучая жидкость.

Алканы являются достаточно сильными наркотиками, но их действие ослабляется слабым растворением в крови. Поэтому при обычных условиях они являются физиологически индифферентными. Они вызывают удушье только при очень сильных концентрациях из-за уменьшения содержания кислорода.

Этилен, пропилен, бутилен — ненасыщенные углеводороды открытого строения — алкены (C_nH_{2n}).

Основные достоинства СУГ — жидкость при транспортировке и хранении и газ — при использовании и сжигании.

9.2. ИСТОЧНИКИ ПОЛУЧЕНИЯ СУГ

Основными источниками для производства СУГ являются:
— попутные газы нефтяных месторождений;
— газы стабилизации нефти;
— жирные природные газы газоконденсатных месторождений;
— газы нефтепереработки.

Попутные газы и газы стабилизации нефти получают при добыче нефти. Обычно в верхней части нефтяных залежей находится газовая шапка, газ которой частично растворен в нефти.

Газы от нефти отделяют в трапе-разделителе и затем на газоперерабатывающей установке методом абсорбции извлекают все легкосжимаемые газы.

Жирные газы газоконденсатных месторождений содержат и более тяжелые компоненты C_5–C_8, которые необходимо отделять от метана и этана на установках низкотемпературной сепарации, так как при повышении давления в магистральном газопроводе они выпадают в виде конденсата, что может привести к уменьшению эффективного диаметра трубопровода.

Нефтезаводские газы — являются одним из важных источников производства СУГ. Их доля составляет до 50 % от всего производства СУГ. Количество сжиженных газов (в % мас.), полученных из 1 т нефти, зависит от технологической схемы нефтепереработки:

Каталитический крекинг нефти	8–12
Термический риформинг нефти	15–20
Крекинг в газовой фазе нефти	20–25
Двухфазный крекинг нефти	10–12
Термический крекинг газойля	9–10
Термический риформинг лигроина	25–26
Каталитический крекинг газойля	14–15

9.3. СОСТАВ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Во избежание повышенной упругости паров сжиженный газ не должен содержать значительных количеств *этана*, а для недопустимого снижения упругости паров — значительных количеств *пентана*.

Состав СУГ, используемых для коммунально-бытового газоснабжения, должен соответствовать нормам (ГОСТ 20488–75. СУГ для коммунально-бытового и промышленного потребления).

Таблица 9.1

Состав СУГ по ГОСТ 20488–75

Показатель	Марка сжиженных газов		
	СПБТЗ	СПБТЛ	БТ
Компонентный состав, %:			
сумма метана, этана, этилена, не более	4	6	6
сумма пропана и пропилена, не менее	75	Не нормируется	
сумма бутанов и бутиленов:			
не менее	Не норм.	—	60
не более	Не норм.	60	—
жидкий остаток (C_5 и выше) при $t = 20$ °С	1	2	2
Давление насыщенных паров избыточное, МПА			
при +45 °С, не более	1,6	1,6	1,6
при −20 °С, не менее	0,16	—	—
Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более	0,015	0,015	0,015
в том числе сероводорода, %, не более	0,003	0,003	0,003
Содержание свободной воды	Отсутствует		

Примечания. СПБТЗ — смесь пропана-бутана техническая зимняя;
СПБТЛ — смесь пропана-бутана техническая летняя;
БТ — бутан технический.

9.4. СВОЙСТВА СУГ. СМЕСИ ГАЗОВ

Основные физико-химические свойства газов приведены в табл. 9.2.

Таблица 9.2

Некоторые физико-химические свойства углеводородов, входящих в состав технических СУГ

Газ	Химическая формула	R, Дж/(кг · К)	Критические параметры			$\rho_г$, кг/м^3	$\rho_ж$, кг/м^3	$p_у$, МПа (абс.) при 0 °С
			$t_{кр}$, °С	$p_{кр}$, МПа (абс.)	$\rho_{кр}$, кг/см^2	0 °С; 101,3 кПа		
Метан	CH_4	518,04	–82,5	4,58	162	0,7168	416	—
Этан	C_2H_6	271,18	32,3	4,82	210	1,356	546	2,39
Пропан	C_3H_8	184,92	96,84	4,21	226	2,0037	528	0,47
н-Бутан	C_4H_{10}	140,4	152,0	3,75	225	2,703	601	0,115
Изобутан	C_4H_{10}	140,4	134,98	3,6	—	2,668	582	0,16
н-Пентан	C_5H_{12}	113,01	196,8	3,33	232	3,457	646	—
Этилен	C_2H_4	261,26	9,9	5,03	220	1,26	566	4,21
Пропилен	C_3H_6	193,77	91,94	4,524	4,524	1,915	609	0,6

Плотность сжиженного газа существенно зависит от температуры. Для технических расчетов плотность сжиженных газов можно определять по формуле

$$\rho_T = \rho_{T_0} + \alpha(T - T_0).$$

В табл. 9.3 даны значения параметров, входящих в эту формулу, и диапазоны температур их применения для расчета плотности сжиженного газа.

Плотность смеси сжиженных газов определяется по формуле

$$\rho_{см} = \frac{1}{\frac{x_1}{\rho_1} + \frac{x_2}{\rho_2} + \ldots + \frac{x_i}{\rho_i} + \ldots + \frac{x_n}{\rho_n}},$$

где $\rho_{см}$ — плотность смеси СУГ;

$x_1, x_2, \ldots, x_n$ — концентрация компонентов сжиженного газа (в долях массовых);

$\rho_1, \rho_2, \ldots, \rho_n$ — плотность компонентов, входящих в состав сжиженного газа.

Таблица 9.3

Значения величин ρ_{T0} и α для расчета плотности сжиженных углеводородных газов (при T_0 = 273 К)

Газ	ρ_{T_0}, кг/м^3	α_3 кг/(м^3 · К)	Температура T, К
Этилен	345,5	3,076	233–280
Пропан	529,7	1,354	205–301
Пропилен	543,5	1,477	233–313
н-Бутан	601,1	1,068	227–331
Изобутан	581,0	1,145	223–289
н-Бутилен	638,6	1,160	223–289
Изобутилен	618,1	1.096	203–273
н-Пентан	645,5	0,950	150–332
Пропан промышленный	533,8	1,730	273–328
Бутан промышленный	603,6	1,210	273–328
Конденсат углеводородный	602,8	1,160	273–328

По общепринятым данным в практике плотность остатка углеводородов C_5 и выше, входящих в состав сжиженного газа, принимают 700 кг/м^3.

Удельный объем сжиженных газов — величина, обратная плотности.

$$v = \frac{1}{\rho}$$

Следует отметить, что жидкая фаза сжиженного газа резко увеличивает свой объем при повышении температуры, что необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации сосудов для сжиженных газов. Изменение объема жидкой фазы сжиженного газа определяется по формуле

$$V_{ж2} = V_{ж1}[1 + \beta(t_2 - t_1)],$$

где $V_{ж2}$ — объем жидкости при температуре t_2;

$V_{ж1}$ — объем жидкости при температуре t_1;

β — коэффициент объемного расширения, который зависит от природы газа и пределов изменения температуры (табл. 9.4).

Таблица 9.4

Значения β для расчета изменения объема жидкой фазы сжиженных углеводородных газов

Газ	Диапазон изменения температуры, °С	
	от –20 до +10	от +10 до +40
Пропан	0,00290	0,00372
Бутан	0,00209	0,00220

Вязкость сжиженного газа определяется величиной динамического коэффициента вязкости сжиженного газа.

Для приближенных расчетов вязкость смеси можно определить по формуле

$$\frac{1}{\mu_{см}} = \sum_{i=1}^{n} \frac{x_i}{\mu_i}.$$

Упругость насыщенных паров сжиженных углеводородных газов проявляется, когда система жидкая фаза–газ находится в равновесии; при этом пары над жидкостью называют насыщенными, а давление, которое они оказывают на стенки сосуда, называют упругостью паров при данной температуре.

Точное определение упругости насыщенных паров очень важно для процессов получения, хранения и транспорта сжиженных углеводородных газов. Давление насыщенных паров является основной величиной для расчета резервуаров, танкеров и баллонов сжиженного газа, испарительной способности установок, а также состава газа в зависимости от климатических и сезонных условий.

При расчете трубопроводов для сжиженных газов необходимо, чтобы давление по длине превышало упругость насыщенных паров во избежание газовых полостей в трубопроводе. Что может привести к резкому сокращению его пропускной способности. Необходимо так подбирать состав сжиженного газа, чтобы при низких температурах его упругость паров была достаточна для работы регуляторов, т. е. была не менее 0,15 МПа.

Общее давление, создаваемое смесью газов или паров, согласно **закону Дальтона**, является суммой парциальных давлений газов или паров, входящих в состав этой смеси

$$p_{см} = \sum_{i=1}^{n} p_i,$$

где

$$p_i = y_i p_{см},$$

y_i — молярная доля компонента в паровой фазе.

По **закону Рауля** парциальное давление определяется упругостью паров каждого компонента p_{Si} при данной температуре и молярной доле каждого компонента в жидкой фазе x_i

$$p_i = x_i p_{Si}.$$

С учетом равновесия системы можно записать

$$x_i p_{Si} = y_i p_{см} \text{ или } \frac{p_{Si}}{p_{см}} = \frac{y_i}{x_i} = k,$$

где k — константа фазового равновесия.

Скрытая теплота превращения характеризует количество выделенного или поглощенного тепла при фазовых переходах. При определенной температуре вещество может быть переведено из твердого состояния в жидкое или из жидкого в газообразное (процессы кипения и испарения).

Испарением называют процесс парообразования, происходящий на свободной поверхности жидкости.

Кипением называется процесс интенсивного испарения не только с поверхности, но и со всего объема жидкости.

Теплота испарения находится в функциональной зависимости от абсолютной температуры. Наиболее простой метод ее расчета основывается на правиле Трутона, согласно которому мольная энтропия испарения (теплота превращения) при атмосферном давлении одинакова для всех жидкостей:

$$\frac{r_0}{T_{кип}} = 88 \text{ кДж/(кмоль} \cdot \text{К)}.$$

При расчете мольной теплоты испарения для произвольной температуры может быть использована формула Ватсона:

$$r = r_0 \frac{1 - T_{\text{пр}}}{1 - T_{\text{пр кип}}},$$

где $T_{\text{пр.кип}}$ — приведенная температура кипения.

Энтальпия (теплосодержание) насыщенной жидкой фазы — это количество тепла, необходимое для нагрева 1 кг или 1 м^3 жидкости от 0 К до заданной температуры при постоянном давлении. Теплосодержание насыщенной жидкости равняется сумме теплоты нагрева и скрытой теплоты плавления.

Теплосодержание насыщенного пара — это количество тепла, необходимого для повышения 1 кг или 1м^3 насыщенного пара от 0 К до заданной температуры при заданном давлении. Оно является суммой теплосодержания насыщенной жидкости и скрытой теплоты парообразования.

9.5. ДИАГРАММА СОСТОЯНИЯ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Диаграмма состояния — это графики зависимости между давлением, температурой, удельным объемом, теплоемкостью, теплосодержанием для сжиженных газов, полученные экспериментально, так как эти зависимости не подчиняются законам идеальных газов. Диаграммы состояния включают две фазы существования вещества — жидкую и газообразную.

Линии, разделяющие параметры, которые соответствуют двум различным фазам, называют пограничными кривыми. Чаще всего диаграммы состояния строят в системах координат T–s (температура–энтропия) и p–i (давление–энтальпия).

С помощью диаграмм состояния с достаточной для практических расчетов точностью можно проследить за изменением параметров углеводородов при следующих процессах:

— охлаждение или подогрев;
— конденсация или испарение;
— адиабатическое испарение или сжатие;
— дросселирование и др.

При расчетах применяют главным образом p–i-диаграммы (рис. 9.1, 9.2).

На сетку диаграммы нанесены следующие точки и линии:

– точка критического состояния К данного углеводорода;

– кривая ПКЖ делит диаграмму на три части (зона I слева от линии КЖ характеризует жидкую фазу, зона II внутри кривой ПКЖ – парожидкостную смесь и зона III справа от кривой ПК – газовую фазу); кривая ЖК показывает состояние насыщенной жидкости при различных давлениях, кривая ПК – состояние насыщенного пара при различных давлениях;

– кривая КХ внутри зоны III показывает степень сухости пара Х;

– линия изотерм ТЕМЛ (участок ЕМ горизонтален, так как при кипении жидкой фазы наблюдается постоянное давление и температура, а при температурах выше критических линией изотерм является кривая Т'Е');

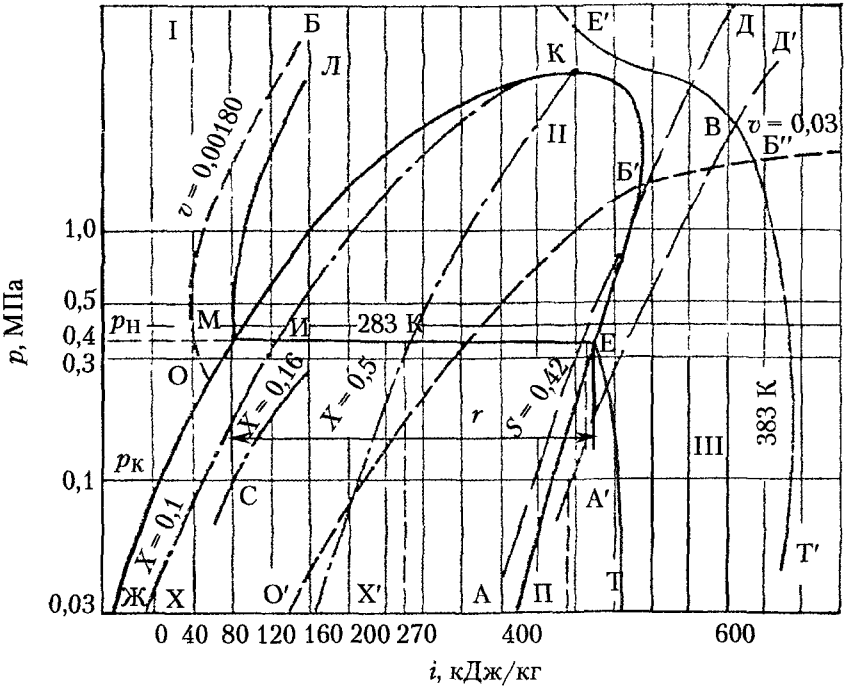


Рис. 9.1. Схема построения диаграммы состояния газа

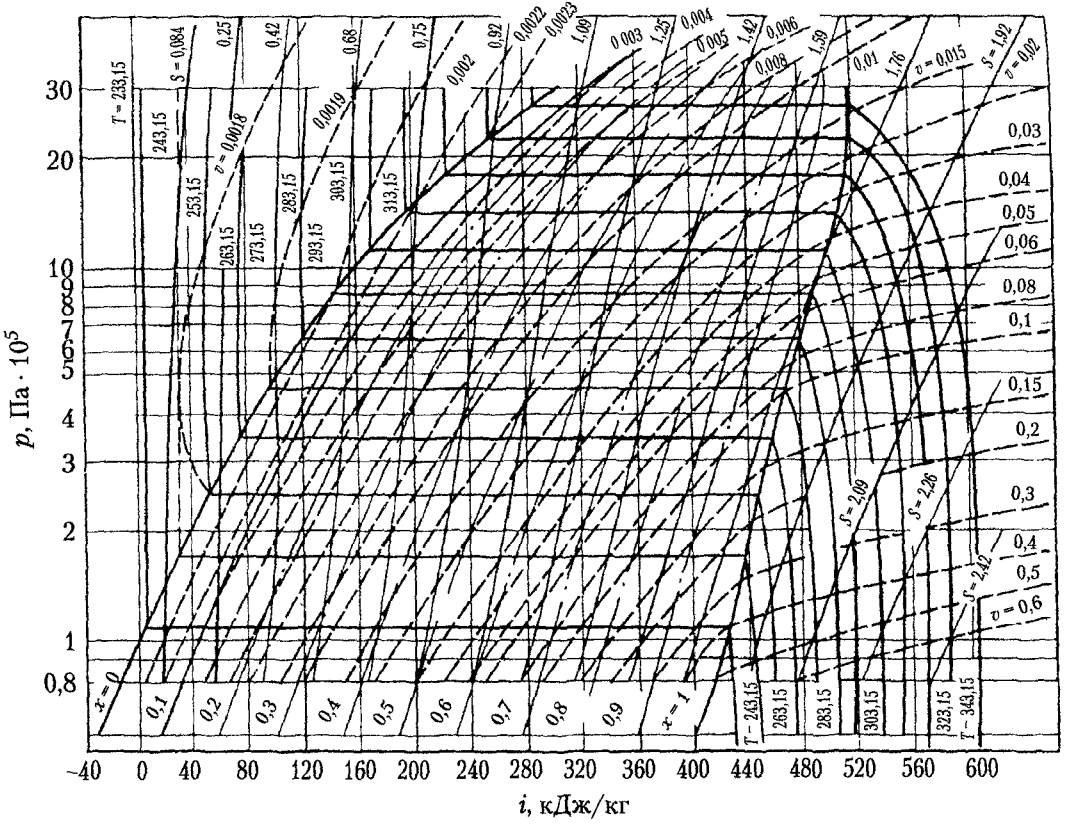


Рис. 9.2. Диаграмма состояния пропана

— линии постоянных удельных объемов v в области жидкой фазы ОБ, в области парожидкостной смеси О'Б' и в области газовой фазы Б'Б'' (удельный объем жидкой фазы определяется точкой О на линии КЖ, паровой фазы — точкой Б' на линии КП);

— линии постоянной энтропии АД и А'Д' (адиабаты).

При пересчетах по диаграмме можно определить:

— давление жидкой и паровой фаз в замкнутом объеме при заданной температуре путем определения точки пересечения Е изотермы Т с кривой сухого пара КП или насыщенной жидкости КЖ (точка М). Если изотерма не пересекает область II, то это означает, что газ не перейдет в жидкое состояние при этой температуре, тогда давление определяют по точке пересечения изотермы Т'Е' изохорой Б'Б'';

— удельный объем насыщенной жидкости или пара при данном давлении или данной температуре определяют по точке пересечения заданной изобары или изотермы с кривыми КЖ и КП (удельный объем газовой фазы для данной температуры и данного давления определяют в точке пересечения соответствующих изобар и изотерм);

— теплосодержание газа i, парожидкостной смеси $i_{\text{П}}$ или жидкой фазы $i_{\text{Ж}}$ определяется по оси абсцисс при заданном давлении и заданной температуре в точке пересечения изобар с изотермами кривыми КП и КЖ или линиями постоянной сухости пара;

— теплота парообразования r при заданном давлении определяется разностью теплосодержания точек пересечения данной изобары с кривыми КП (точка Е) и КЖ (точка М) ($r = i_{\text{Е}} - i_{\text{М}}$);

— степень сухости пара определяется точкой пересечения изобар и кривой постоянной сухости при заданном теплосодержании (точка И).

С помощью диаграмм можно анализировать следующие тепловые процессы:

— дросселирование жидкой фазы от давления $p_{\text{Н}}$ до $p_{\text{К}}$ отображается прямой линией МС (процесс без подвода или отвода тепла). Пересечение кривой сухости с изобарой $p_{\text{К}}$ дает значения количества пара при дросселировании;

— сжатие газа при помощи адиабаты. Теоретическая работа сжатия определяется разностью теплосодержания в начальной В и конечной А' точках, например $\Delta i = i_{\text{В}} - i_{\text{А}'}$.

ГЛАВА 10

ТРАНСПОРТ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

От места производства до потребителей СУГ доставляют **в сосудах под давлением** или **в изотермических емкостях**, а также **по трубопроводам**.

Виды транспорта, используемого для перевозки сжиженных углеводородных газов, классифицируют следующим образом:

1. Железнодорожные цистерны (или вагоны для перевозки баллонов).
2. Автомобильные цистерны (или специальные машины для перевозки баллонов или "скользящих" емкостей).
3. Морские и речные суда.
4. Самолеты и вертолеты.

Крупные промышленные потребители СУГ обычно расположены рядом с ГПЗ или НПЗ и получают газ по трубопроводам.

СУГ, предназначенные для бытовых потребителей, для автотранспорта и мелких промышленных потребителей, отпускают через систему газонаполнительных станций (ГНС) и кустовые базы (КБ), которые в свою очередь снабжают по трубопроводам, железнодорожными цистернами, автомобильными цистернами или танкерами.

С ГНС или КБ сжиженные газы доставляют потребителям в основном автотранспортом или непосредственно или через промежуточные склады (районные пункты РП), организуемые для газоснабжения отдаленных зон района обслуживания.

Производительность ГНС — от 3 до 12 тыс. т/год. Производительность КБ — от 25 до 100 тыс. т/год. Назначением кустовых баз служит также экспорт и импорт сжиженных газов. В этом случае транспортировку сжиженных газов осуществляют в основном по морю на специальных судах-танкерах.

10.1. ПЕРЕВОЗКА СУГ В ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЦИСТЕРНАХ

Для перевозки сжиженных газов по сети железных дорог используют железнодорожные цистерны специальной конструкции.

Пропан перевозят в стальных цистернах вместимостью 51 или 54 м^3 с полной загрузкой 85 %, что составляет соответственно 43 и 46 м^3 (рис. 10.1).

Кроме пропановых цистерн имеются бутановые с вместимостью резервуара 60 м^3 при полезной нагрузке 54 м^3.

В настоящее время начали использовать железнодорожные цистерны с полным объемом 98,3 м^3 и полезным 83,5 м^3.

Цистерна представляет собой сварной цилиндрический резервуар со сферическими днищами *2*, расположенный на четырехосной железнодорожной тележке *1*. Крепление резервуара к раме осуществляют стяжными болтами *5*.

Резервуар снабжен люком диаметром 450 мм, на крышке которого расположена арматура. Люк вместе с арматурой закрывается предохранительным колпаком *3* диаметром 685 мм и высотой 340 мм. Для обслуживания арматуры вокруг колпака сделана площадка с поручнями *4* и стремянками *6* по обе стороны цистерны.

На крышке люка размещены сливо-наливная и предохранительная арматура и арматура для контроля сливо-наливных операций. В центре крышки люка смонтирован пружинный предохранительный клапан *7* диаметром 32 мм (рис. 10.2), предназначенный для сброса паров сжиженного газа в атмосферу в случае, если в цистерне повысится давление сверх допустимого (для пропана — 20, для бутана — 8 кг/см^2).

По обе стороны предохранительного клапана по продольной оси цистерны установлены два сливо-наливных вентиля *4* и *9* диаметром 40 мм, которые через скоростные клапаны автоматически прекращают выход сжиженного газа в случае обрыва шланга и соединены с трубами, доходящими почти до дна цистерны.

Для отбора из цистерны или подачи в нее паров сжиженного газа служит угловой вентиль *6* диаметром 40 мм, соединенный через скоростной клапан с паровым пространством цистерны.

Для контроля за правильностью заполнения сжиженным

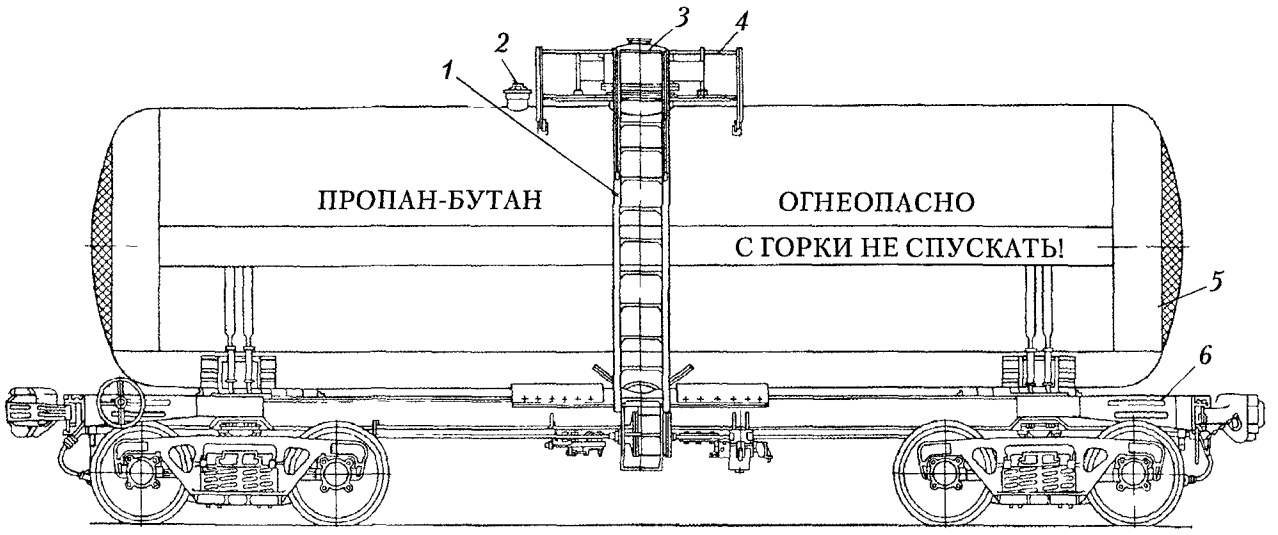


Рис. 10.1. Железнодорожный вагон-цистерна для перевозки сжиженных углеводородных газов:
1 — лестницы; *2* — узел манометродержателя; *3* — предохранительный колпак; *4* — площадка с поручнями; *5* — сосуд со сферическими днищами; *6* — четырехосная платформа

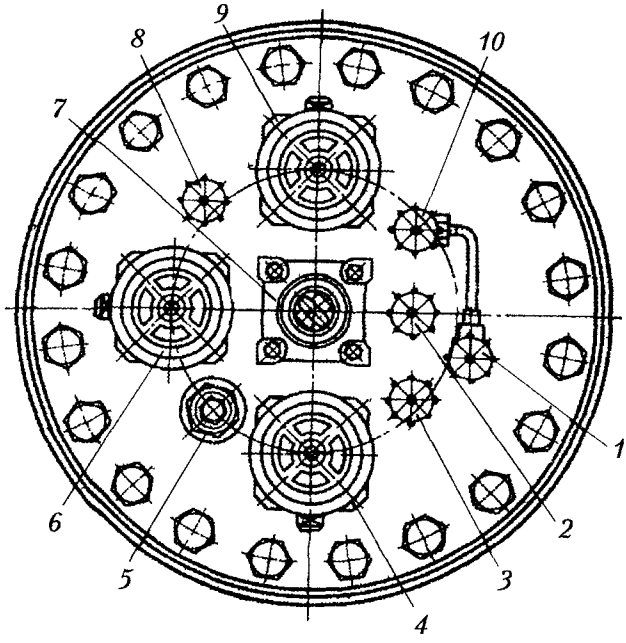


Рис. 10.2. Расположение арматуры на крышке люка железнодорожной цистерны:
1, 10 — вентили для контроля опорожнения; *2, 3* — вентили для контроля уровня наполнения; *4, 9* — угловые вентили для наполнения и слива сжиженного газа; *5* — карман для термометра; *6* — угловой вентиль для отбора (подачи паровой фазы сжиженного газа); *7* — предохранительный клапан; *8* — вентиль для удаления воды

газом служат вентили *2* и *3*, заканчивающиеся внутри цистерны трубками на уровне максимального наполнения. При этом трубка вентиля *2*, маховик которого окрашен в зеленый цвет, заканчивается на уровне максимально допустимого заполнения сосуда цистерны сжиженным газом, а трубка вентиля *3*, маховик которого окрашен в красный цвет, — на 50 мм выше. Таким образом, вентиль *2* является вентилем-сигналом, а слой жидкости в 50 мм (находящийся между концами трубок *2* и *3*) представляет собой допустимое контролируемое переполнение железнодорожной цистерны сжиженными газами.

Контроль за опорожнением цистерны осуществляют вентилем *10*, трубка которого установлена на уровне нижней плоскости сливо-наливных трубок. При этом вентиль *1* предназначен для удаления столба жидкости из трубки вентиля *10* после его закрытия.

Термометр для замера температуры сжиженных газов помещают в кармане *5*, представляющем собой трубку длиной 2550 мм. Конец этой трубки, опущенный в цистерну, заварен, а верхний конец, ввинченный во фланец люка, открыт.

Вентиль *8* диаметром 12 мм служит для удаления из сосуда цистерны отстоявшейся воды и тяжелых неиспаряющихся остатков сжиженных газов. Конец трубки этого вентиля заканчивается на расстоянии 5 мм от низа цистерны (рис. 10.3, 10.4).

Цистерна должна быть окрашена в светло-серый цвет, на ней должны быть сделаны соответствующие надписи.

Низ сосуда цистерны по всей его длине на высоту 400 мм окрашивают в черный цвет. Вдоль оси сосуда наносят красным цветом отличительную полосу шириной 300 мм.

Расчет сосудов железнодорожных цистерн на прочность производят с учетом действия нагрузок от упругости паров жидкости при температуре плюс 55 °С и давления жидкости в результате толчка и торможения цистерны.

При температуре +55 °С упругость паров (давление насыщения) для пропана составляет 19,6 кг/см^2 (1,933 МПа), для *н*-бутана — 5,6 кг/см^2 (0,549 МПа) и для изобутана — 7,7 кг/см^2 (0,755 МПа). Давление, создаваемое в сосуде цистерны при толчке и торможении, определяют из соотношений:

а) при толчке — $p_{уд\,1}$

$$p_{уд1} = \rho_ж l \cdot 10^{-4}, \qquad (10.1)$$

б) при торможении — $p_{уд\,2}$

$$p_{уд2} = \frac{\rho_ж l v_0}{gt}, \qquad (10.2)$$

где $\rho_ж$ — плотность жидкости, кг/м^3;

l — длина емкости, м;

v_0 — скорость цистерны в момент начала торможения, м/с;

t — время торможения, с;

g — ускорение свободного падения, м/с^2.

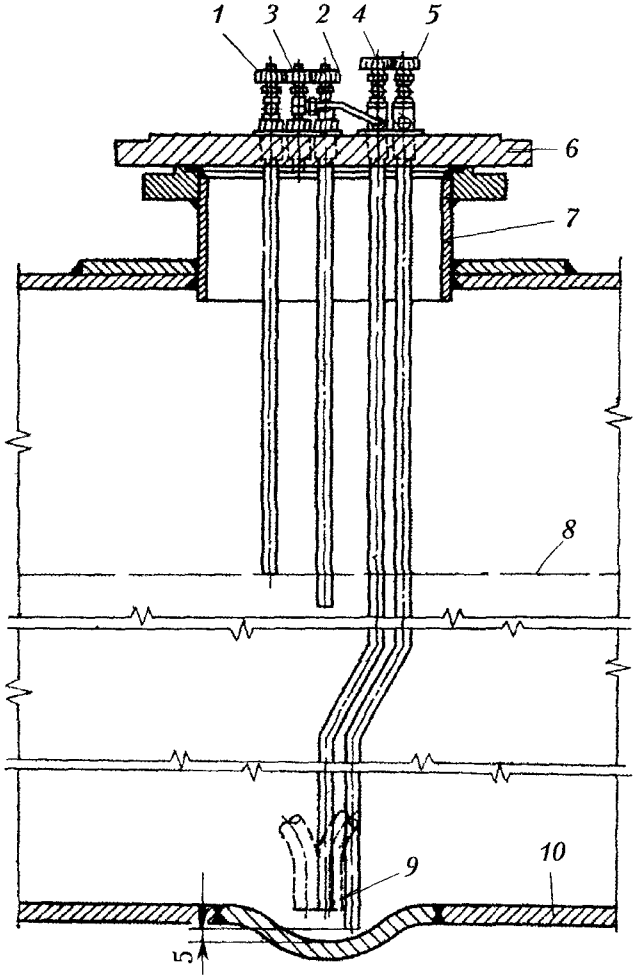


Рис. 10.3. Схема расположения вентилей контроля за уровнем сжиженного газа в железнодорожной цистерне:
1 — сигнальный вентиль; *2* — вентиль контроля максимального наполнения; *3, 4* — вентили контроля за опорожнением сосуда цистерны; *5* — вентиль слива воды из сосуда цистерны (дренажный вентиль); *6* — крышка люка; *7* — люк; *8* — предельный уровень налива сжиженного газа, *9* — нижний уровень сливо-наливных труб, *10* — низ сосуда цистерны

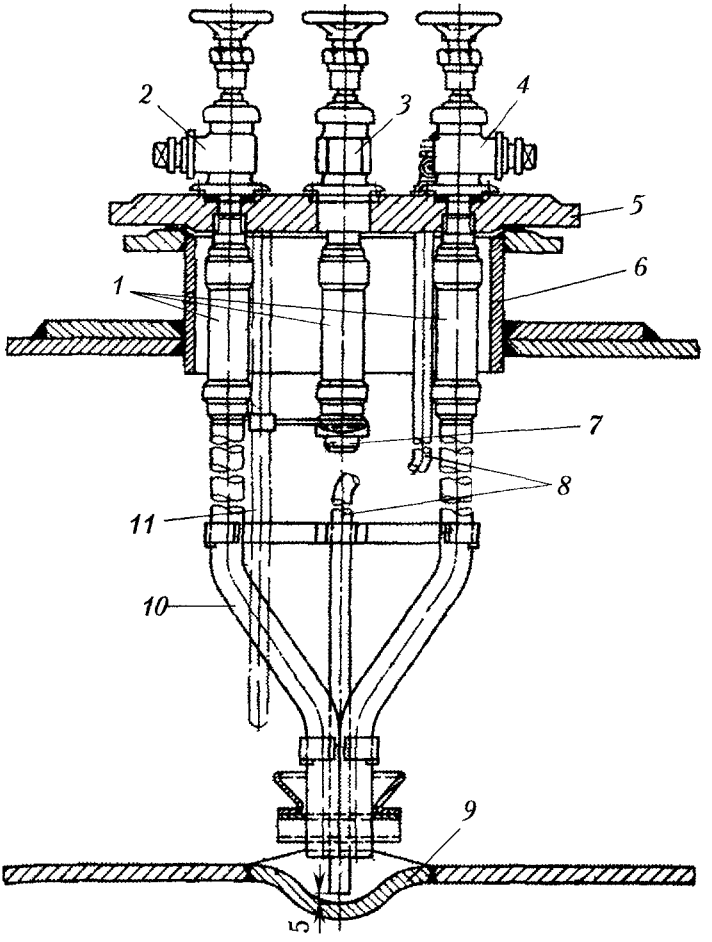


Рис. 10.4. Схема расположения сливо-наливных и уравнительных вентилей на крышке люка железнодорожной цистерны:
1 — скоростные клапаны; *2, 4* — сливо-наливные угловые вентили; *3* — угловой вентиль отбора (подачи) паровой фазы сжиженного газа; *5* — крышка люка; *6* — люк; *7* — труба для отбора (подачи) паров сжиженного газа; *8* — сливо-наливные трубы; *9* — низ сосуда цистерны; 10 — трубка для слива воды из сосуда цистерны; 11 — карман для термометра

Расчетное давление p для сосуда цистерны выбирают по большему из уравнений

$$p = p_S^{55} + p_{уд1}, \tag{10.3}$$

$$p = p_S^{55} + p_{уд2}, \tag{10.4}$$

где p_S^{55} — давление насыщенных паров сжиженного газа при температуре +55 °С.

По расчетному давлению определяют толщину стенки. Расчет ведут, как и для стационарных сосудов.

В табл. 10.1 приведены технические характеристики железнодорожных цистерн.

За рубежом в настоящее время строят и эксплуатируют железнодорожные цистерны безрамной конструкции с объемом котла более 100 м^3 (табл. 10.2).

Для налива в железнодорожные цистерны сжиженного газа и его слива заводы-поставщики имеют наливные эстакады, а газо-

Таблица 10.1

Техническая характеристика специальных цистерн для перевозки сжиженных углеводородных газов

Показатель	Цистерна		
	пропановая	бутановая	безрамная
Емкость резервуара цистерны, м^3	54	60	98,3
Полезная вместимость резервуара, м^3	46	54	83,5
Допустимое давление, кг/см^2	20	8	18
Диаметр емкости (внутренний), м	2,60	2,81	3,00
Длина, м	10,65	10,65	14,50
Масса тары, т	39	35,6	43
Ширина вагоно-цистерны, м	3,00	3,00	3,26
Давление гидравлического испытания, кг/см^2	30	12	27
Длина рамы цистерны, м	12,10	12,1	15,7
Толщина стенки резервуара цистерны, мм	26	16	18
Толщина стенки днища, мм	32	24	18
Конструктивная скорость, км/ч	120	120	120

Таблица 10.2

Техническая характеристика цистерн, применяемых за рубежом

Показатель	ФРГ	США	Франция
Емкость котла, $м^3$	100	113	228
Длина котла, м	16,3	18,6	20
Диаметр котла, м	3,00	3,00	3,00
Толщина стенки обечайки, мм	13,6	23,8	19
Число осей	4	4	8
Марка стали	Н-Б-55	Т-1	—
Конструкция	Рамная	Безрамная	Безрамная

наполнительные станции — приемно-сливные. Стояки имеют линии паровой и жидкой фаз продукта и, как правило, располагаются по обе стороны эстакады. Наливные (сливные) стояки оборудуют гибкими резинотканевыми напорными рукавами для присоединения к цистернам. Для налива каждого продукта подведен индивидуальный коллектор, в результате чего можно одновременно производить налив разных видов сжиженного газа, например пропана, *н*-бутана и изобутана

Установлены следующие нормы времени налива сжиженного газа в железнодорожные цистерны: на пропан и пропан-бутановую смесь — 5 ч, на *н*-бутан и изобутан — 3 ч.

Началом налива считается время подачи железнодорожных цистерн на наливную эстакаду.

Перевозка сжиженных газов по железной дороге в крытых вагонах

Доставку СУГ потребителям осуществляют в специальных цистернах и в крытых вагонах, груженных баллонами. Такой вид транспорта применяют при снабжении газом бытовых потребителей, расположенных в районах, удаленных от кустовых баз и газонаполнительных станций на значительное расстояние. В некоторых случаях доставка сжиженного газа в баллонах по железной дороге экономически эффективнее, чем доставка газа автотранспортом. В каждом конкретном случае выбирают оптимальный вариант путем сравнения приведенных затрат.

По железной дороге баллоны со сжиженным газом (вместимостью обычно 27 и 50 л) перевозят в двух- и четырехосных крытых вагонах. Баллоны должны быть полностью исправны и снабжены двумя защитными резиновыми кольцами толщиной не менее 25 мм.

10.2. ПЕРЕВОЗКА СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ В АВТОМОБИЛЬНЫХ ЦИСТЕРНАХ

В практике газоснабжения для перевозки сжиженных газов на небольшие расстояния (до 300 км) используют автоцистерны. Автомобильные цистерны, как и железнодорожные, состоят из горизонтального цилиндрического сосуда, в заднее днище которого вварен люк с приборами. В зависимости от предназначения и конструкции автоцистерны бывают транспортные и раздаточные.

Транспортные автоцистерны предназначены для перевозки больших количеств сжиженных газов с заводов-производителей до кустовых баз и газонаполнительных станций или до крупных потребителей и групповых установок со сливом газа в резервуары.

Раздаточные автоцистерны служат для доставки сжиженного газа потребителям с разливом в баллоны или в емкости газобаллонных установок автомобилей. Поэтому они снабжены полным комплектом оборудования для разлива (насос, счетчик-расходомер, раздаточная рамка). В табл. 10.3. приведены характеристики автомобильных цистерн (транспортных и раздаточных) отечественного производства.

Автомобильные цистерны АЦЖГ-4-164 и АЦЖГ-5-130 являются одними из первых транспортных и раздаточных автомобильных цистерн отечественного производства.

Резервуар автоцистерны выполняют в виде горизонтально расположенного цилиндрического сосуда со сферическими днищами, закрепленного на шасси автомобиля на четырех опорах. В верхней передней части резервуара устанавливают пружинный предохранительный клапан. В центре заднего днища располагают люк для внутреннего осмотра резервуара. Крышку люка выполняют в виде фланца с вваренным в него вогнутым днищем, в полости

которого размещают термометр, манометр и аварийный вентиль контроля уровня заполнения резервуара. Указатель уровня, выполненный по типу обычных водомерных трубок, представляет собой стеклянную трубку с пазами для наблюдения. Защитная трубка обеспечивает сохранность указателя уровня, а на случай аварийного разрыва уровнемерной стеклянной трубки указатель снабжают автоматическими шариковыми клапанами и запорными игольчатыми вентилями.

В нижней части цистерны по обеим сторонам располагают шесть вентилей диаметром 32 мм, связанные с трубопроводными коммуникациями по схеме, позволяющей наполнять и сливать сжиженный газ. Автоцистерну снабжают четырьмя гибкими дюритовыми шлангами с условным диаметром 40 мм для подсоединения к заправочной колонке или заполненной емкости.

Резервуар автоцистерны закрывают кожухом из листовой стали толщиной 1,5 мм с зазором 20 мм для защиты от непосредственного воздействия солнечных лучей.

Если на автоцистерне установить насос типа С5/150, ее можно использовать как раздаточную. Привод на насос осуществляется через коробку отбора мощности от двигателя автомобиля.

С целью увеличения объемов перевозки сжиженного газа автоцистернами на дальние расстояния, а также снижения стоимости перевозки газа научно-исследовательскими и проектными институтами разработаны новые конструкции автомобильных цистерн повышенной грузоподъемности.

Наиболее удачна конструкция автомобильной цистерны — полуприцепа АЦ-15-377С с полезным геометрическим объемом 15 м^3, разработанная ГипроНИИГаз на базе седельного автотягача "УРАЛ-337С".

Время наполнения автоцистерны объемом 5,1 м^3 — 20–30 мин, а цистерны 15 м^3 — 50–80 мин.

10.3. ПЕРЕВОЗКА СЖИЖЕННОГО ГАЗА АВТОТРАНСПОРТОМ В БАЛЛОНАХ И "СКОЛЬЗЯЩИХ" РЕЗЕРВУАРАХ

Индивидуальные потребители, расположенные вблизи кустовых баз или газонаполнительных станций (до 30–50 км), получа-

ют сжиженные газы непосредственно с КБ или ГНС в баллонах. Баллоны доставляют бортовыми автомобилями или специальными автомобилями, приспособленными для перевозки баллонов.

Специальные автомобили предназначены для перевозки баллонов вместимостью 50 или 55 л в ячейках кузова. Кузов такой машины представляет собой клетку, сваренную из металлических труб и уголков. Кузов укрепляют на шасси автомобиля. Баллоны укладывают в ячейки горизонтально к середине кузова, а для облегчения погрузки и разгрузки баллонов их можно укладывать в ячейки на подвижные ролики, обтянутые резиновыми трубками, смягчающими удары. Баллоны в ячейках запирают специальной штангой. Кузов автомобиля сверху покрывают теневым кожухом, который предохраняет баллоны от прямых солнечных лучей.

Для сжиженных углеводородных газов используют баллоны вместимостью 5; 12; 27; 40; 50; 55 и 80 л. Наибольшее распространение получили баллоны вместимостью 5, 27 и 50 л.

В ЮжНИИГипрогаз разработан ряд специальных автомобилей и автопоездов для транспортировки сжиженных газов в баллонах вместимостью 27 л (самый распространенный тип в Европейских странах).

При больших расстояниях от индивидуальных потребителей до КБ и ГНС непосредственная доставка сжиженных газов становится нерациональной. В таких случаях организуют промежуточные пункты обмена баллонов (ПОБ). Баллоны, заправленные на КБ и ГНС, доставляют на такие промежуточные пункты в большегрузных автомобилях.

На промежуточных пунктах доставленные с КБ и ГКС в автоцистернах сжиженные газы можно разливать в баллоны.

В последнее время доставку СУГ отдаленным от КБ и ГНС производственным и коммунально-бытовым хозяйствам осуществляют в резервуарах вместимостью от 0,5 до 3,5 т, получивших название "**скользящие**".

Для газоснабжения различных потребителей применяют съемные резервуары РС-1600, разработанные в ГипроНИИгаз (Саратов).

Резервуар представляет собой сварной сосуд, состоящий из цилиндрической обечайки и двух эллиптических днищ, изготовленных из листовой малоуглеродистой стали.

Техническая характеристика резервуара РС-1600

Толщина стенки обечайки, мм 8
Толщина эллиптических днищ, мм 10
Рабочее давление, МПа 18
Гидравлическое испытание, МПа 23
Вместимость, л 1597
Габаритные размеры, мм ..... 3300 × 820 × 1130
Количество груза (пропана), кг 680
Масса резервуара с пропаном, кг 1350

Внизу к корпусу приваривают четыре опоры для горизонтальной установки, в центре корпуса — бобышки с нарезными отверстиями для установки арматуры и приборов.

Установленные на резервуаре арматура и приборы предназначены для наполнения сжиженным газом, для контроля за давлением, расходом и наполнением, а также для редуцирования газа. Для защиты резервуара от чрезмерного повышенного давления устанавливают предохранительный клапан. Имеется штуцер для слива остатков жидкости. Арматуру и приборы закрывают предохранительным кожухом.

Производительность резервуара зависит от величины его смоченной поверхности, температуры наружного воздуха и от состава сжиженного газа. Ниже приведена производительность резервуара РС-1600 в зависимости от температуры в условиях 12-часовой работы при минимальном заполнении (25 % объема):

Производительность резервуара для пропана, кг/ч	*Температура °С*
2,7	–30
6,6	–20
10,4	–10
14,0	0
17,5	+10
21,8	+20

10.4. ПЕРЕВОЗКА СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ПО МОРЮ

Важнейшей проблемой международной торговли сжиженными газами как сырьем для химической промышленности и топливом является способ доставки их из районов добычи в районы потребления. Страны, не имеющие собственных значительных месторождений газа и разделенные морскими бассейнами, например Япония, страны Западной Европы и другие, вынуждены прибегать к услугам морского транспорта. В некоторых случаях морские перевозки сжиженных газов и в пределах одной страны являются наиболее целесообразным и экономичным видом транспорта. Проблема доставки сжиженных газов морем стала особенно актуальной в последние годы в связи с бурным ростом потребления газов в областях, достаточно удаленных от мест добычи.

Первые сведения о перевозках сжиженных газов по морю относят к 1929–1931 гг., когда некоторые европейские и американские компании начали переоборудовать суда под танкеры для транспортировки сжиженных газов.

Первое судно для транспортировки бутана "Агнита" было построено в Англии в 1931 г. В 1940-х гг. со стапелей сошли танкеры: греческий "Медгаз" в 1944 г. и японский "Тоо Со Мару" в 1945 г.

Широкое развитие морские перевозки сжиженных газов получили после Второй мировой войны. В Западной Европе танкеры для сжиженных углеводородных газов появились в 1953 г. Первым специально спроектированным газовозом явилось построенное в 1953 г. в Швеции для датских судовладельцев судно "Размус Толстрап". С этого времени начался быстрый рост морского транспорта сжиженных углеводородных газов.

Развитие морского транспорта природного газа (содержание метана до 98 %), который может находиться в сжиженном состоянии лишь в условиях глубокого охлаждения (до −162 °С), началось значительно позже, чем перевозки морем СУГ. Исследования по выявлению возможности транспортировки сжиженного природного газа на судах начались в 1950 г., когда американскими

специалистами был разработан проект перевозки СПГ на специальных баржах по реке Миссисипи из Луизианы к холодильникам скотобоен в Чикаго. В 1954 г. были построены первые две баржи. Однако разрешение на их эксплуатацию получено не было, и их в течение почти пяти лет использовали для проведения экспериментов и испытаний по программе, включающей морские перевозки сжиженного природного газа.

Первое судно для перевозки СПГ морем "Метан Пионер" с грузом около 2000 т сжиженного газа на борту вышло в рейс из США в Англию в начале 1959 г. После успешного завершения опытных рейсов началось широкое строительство танкеров для перевозки СПГ морем во Франции, Англии и других странах.

В Советском Союзе перевозки сжиженных углеводородных газов морем начались в декабре 1960 г. на танкере "Фрунзе", переоборудованном для одновременной перевозки нефтепродуктов и аммиака. Позднее в составе Новороссийского пароходства стали работать газовозы "Кегумс" и "Краслава", построенные по заказу Советского Союза в Японии в 1965 г. Каждое судно перевозило в четырех сферических резервуарах примерно по 1000 т сжиженного пропана и бутана.

В последующие годы число танкеров, используемых для морских перевозок сжиженных газов, увеличивается. Мировой флот танкеров-газовозов уже в 1968 г. исчислялся цифрой 216 с суммарной вместимостью 1025 тыс. $м^3$.

Существуют три типа судов для транспорта сжиженных углеводородных газов.

1. Танкеры с резервуарами под давлением. Резервуары этих танкеров рассчитывают на максимальную упругость паров продукта при +45 °С, что составляет около 16 $кгс/см^2$.

2. Танкеры с теплоизолированными резервуарами под пониженным давлением (полуизотермические). Сжиженный газ транспортируется при промежуточном охлаждении (от −5 до +5 °С) и пониженном давлении (3–6 $кгс/см^2$).

3. Танкеры с теплоизолированными резервуарами под давлением, близким к атмосферному (изотермические). В изотермических танкерах сжиженные газы транспортируют при давлении, близком к атмосферному, и низкой отрицательной температуре

(–40 °С для пропана, аммиака; –103 °С – для этилена и –161°С – для сжиженного природного газа).

По форме устанавливаемых на танкере резервуаров газовозы могут быть разделены на танкеры, оборудованные сферическими, цилиндрическими и прямоугольными резервуарами.

Танкеры с резервуарами под давлением. Масса грузовых резервуаров значительно превышает массу аналогичных устройств при других способах перевозки сжиженных газов, что соответственно увеличивает резервы и стоимость судна. Грузоподъемность резервуаров – до 2000 м^3. Производительность налива-слива – 30–200 т/ч. Применяются танкеры при сравнительно небольших грузопотоках и отсутствии специального оборудования на береговых базах и танкерах.

Полуизотермические танкеры характеризуются универсальностью приема с береговых баз сжиженного газа при разнообразных температурных параметрах. В связи с уменьшением массы грузовых резервуаров и возможностью придания им прямоугольной формы уменьшаются размеры танкера и улучшается использование объема резервуаров. Вместимость резервуаров – 2000–13000 м^3. Производительность налива-слива – 100–420 т/ч. Применяются эти танкеры при значительных грузооборотах и при наличии соответствующего оборудования на береговых базах и танкерах.

Изотермические танкеры являются наиболее совершенными, они позволяют увеличить производительность налива-слива и соответственно пропускную способность береговых баз и оборачиваемость флота. Вместимость резервуаров свыше 10000 м^3. Производительность налива-слива – 500–1000 т/ч и более. Характеризуются большими размерами и применяются при значительных грузооборотах.

Выбор способа транспортировки газа зависит от целого ряда технических и экономических факторов, связанных не только с размерами и конструкцией судна, но и с условиями хранения сжиженного газа на берегу.

Опыт эксплуатации газовозов выявил несоответствие между типами газовозов и способами хранения газа на берегу. Так, в случае хранения сжиженного газа на берегу при положительной тем-

пературе и высоком давлении суда, перевозящие газ в теплоизолированных резервуарах при пониженном давлении, оказываются в невыгодном положении. Чтобы погрузить газ на эти суда, необходимо с помощью береговой или судовой холодильной установки привести температуру и давление газа, хранящегося на берегу, в соответствие с условиями перевозки его на судне. Это вызывает увеличение времени простоя и энергозатрат по сравнению с судами, перевозящими сжиженный газ в резервуарах высокого давления.

Полуизотермические танкеры имеют ряд преимуществ перед танкерами, перевозящими газ в резервуарах высокого давления. Так как плотность сжиженного газа увеличивается с понижением его температуры, объем резервуаров у полуизотермических танкеров при заданной грузоподъемности будет меньше. При уменьшении расчетного давления газа можно снизить массу резервуаров. Резервуар для пропана вместимостью 1000 м^3, рассчитанный на перевозку сжиженного газа под давлением, весит около 300 т. Полуизотермический резервуар такой же вместимости с температурой газа +5 °С и при пониженном давлении весит 120 т, и стоимость его примерно на 40 % меньше. Кроме того, на полуизотермических газовозах лучше используется объем трюма, так как теплоизолированным резервуарам, находящимся при пониженном давлении, можно придавать форму, в наибольшей степени соответствующую обводам судна.

Для изотермических танкеров указанные показатели выше, чем для полуизотермических. Однако перевозка газа в изотермических танкерах требует оборудования портов отправления и приема низкотемпературными резервуарами для хранения сжиженного газа и теплоизолированными трубопроводами для его перекачки. Затраты на такое оборудование эффективны при больших грузопотоках сжиженного газа.

Конструкция танкера зависит от способа транспортировки сжиженного газа, который, в свою очередь, диктует выбор типа резервуаров, устанавливаемых на газовозе.

При перевозке газа под давлением и в полуизотермическом состоянии применяют цилиндрические вертикальные, горизонтальные и сферические резервуары, а в случае транспортировки газа в изотермическом состоянии обычно используют прямо-

угольные резервуары, так как они позволяют лучше использовать подпалубный объем судна. При одной и той же вместимости (2000 м^3) на судне размещается значительно меньшее количество горизонтальных цилиндрических или сферических резервуаров, чем вертикальных.

Уменьшение изолируемой поверхности приводит к уменьшению расхода дорогостоящей теплоизоляции и к снижению стоимости всего танкера в целом. Вертикальные цилиндрические резервуары характеризуются удобством размещения и установки их на судне, простотой монтажа трубопроводов и арматуры. Крепление вертикальных резервуаров не вызывает затруднений, для установки же горизонтальных резервуаров требуется большее число опор, поэтому на танкерах, перевозящих сжиженный газ под повышенным давлением, используют в основном вертикальные цилиндрические резервуары (рис. 10.5), а при полуизотермическом способе перевозки — горизонтальные цилиндрические и сферические резервуары (рис. 10.6).

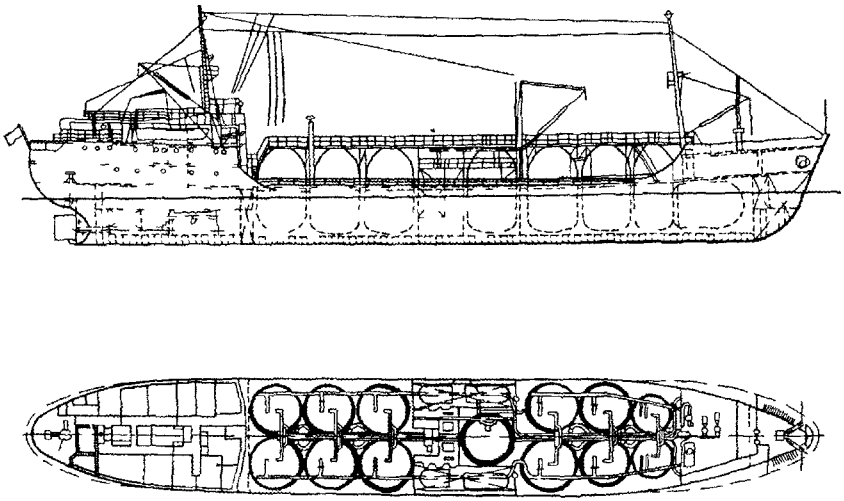


Рис. 10.5. Танкер для перевозки сжиженных углеводородных газов под повышенным давлением в цилиндрических вертикальных резервуарах

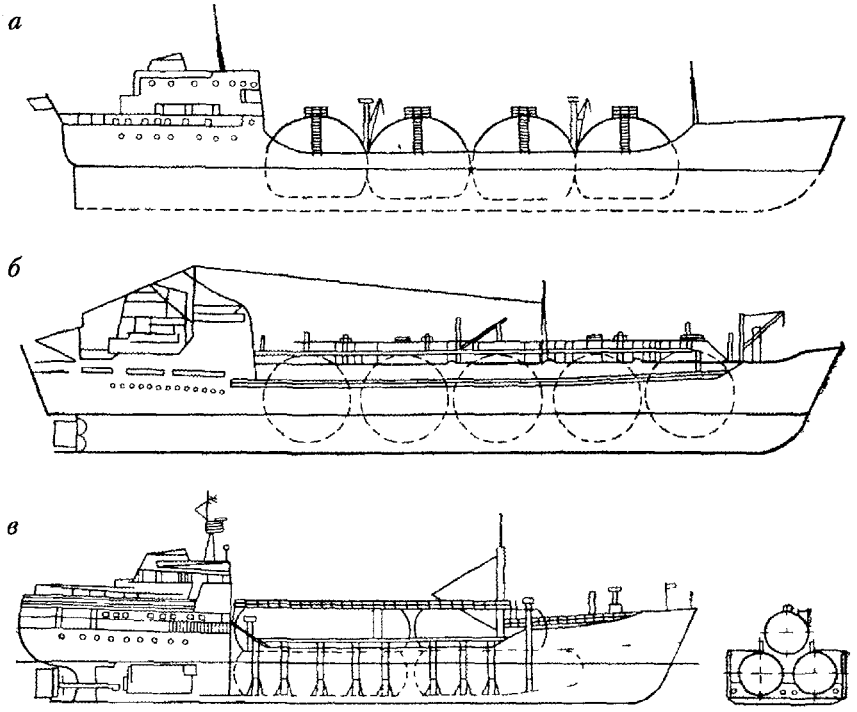


Рис. 10.6. Полуизотермические танкеры для перевозки сжиженных углеводородных газов:
а — со сферическими резервуарами, установленными на грузовой палубе;
б — со сферическими резервуарами, установленными в грузовых трюмах;
в — с цилиндрическими резервуарами, установленными в грузовых трюмах и на верхней палубе

Расчет резервуаров на прочность производят по выбранному расчетному давлению с учетом давления, возникающего в результате ударов сжиженного газа в стенки резервуаров. Удары могут возникать в результате резкой остановки танкера и при резонансе между колебаниями сжиженного газа в резервуаре и колебаниями самого судна.

Первые танкеры с резервуарами высокого давления рассчитывали при $p_0 = 25$ кгс/см^2 для перевозки сжиженного углеводо-

родного газа при температуре до +65 °С. Эти расчеты оказались завышенными, и в настоящее время нормами предусматривается максимальная температура перевозки сжиженных газов +45 °С, при которой давление паров пропана достигает 17,5 кгс/см^3.

Для уменьшения давления, возникающего в результате колебаний транспортируемого сжиженного газа и достигающего значительных величин в длинных горизонтальных цилиндрических резервуарах, их обычно оборудуют несколькими поперечными перегородками, а иногда для уменьшения свободной поверхности жидкости устанавливают и продольную перегородку.

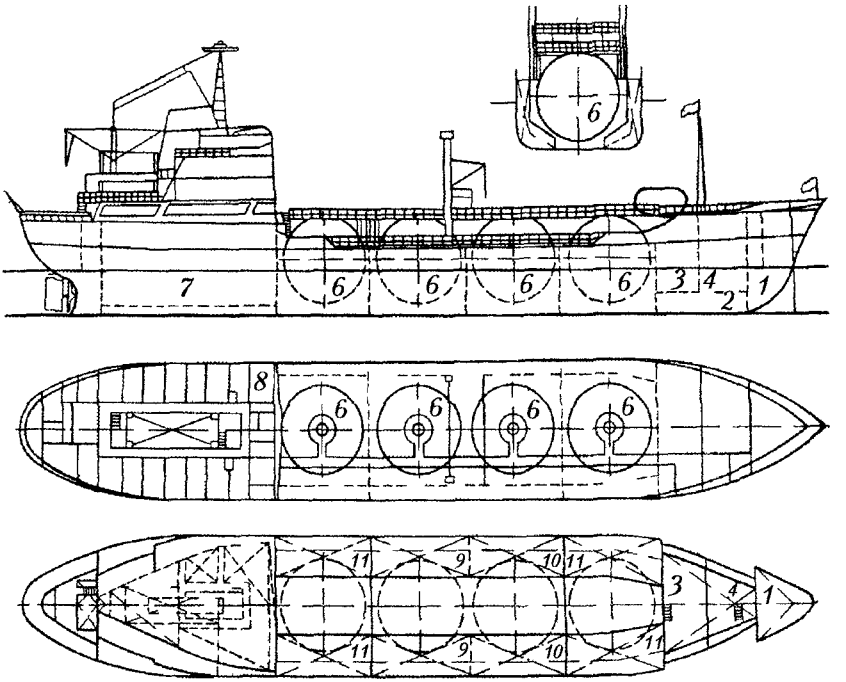


Рис. 10.7. Советский газовоз "Кегумс":
1 — форпик; *2* — диптанк; *3* — насосно-компрессорное отделение; *4* — отделение приводных двигателей; *5* — промежуточный резервуар; *6* — грузовые резервуары; *7* — машинное отделение; *8* — станция углекислотного пожаротушения; *9* — топливные цистерны; *10* — топливно-балластные цистерны; *11* — ахтерпик

Фундаменты резервуаров необходимо проектировать с учетом дополнительных динамических нагрузок, направленных вертикально вниз и принимаемых равными в оконечностях танкера полуторной массе резервуара с грузом, а в средней части танкера — одинарной массе резервуара с грузом.

На резервуарах и технологических коммуникациях танкеров *устанавливают арматуру и приборы, аналогичные применяющимся* при хранении сжиженных газов.

Типы и конструкция теплоизоляции резервуаров полуизотермических и изотермических танкеров также аналогичны применяющимся при низкотемпературном хранении сжиженных газов.

Первым в мире газовозом, предназначенным для перевозки сжиженных газов полуизотермическим способом, является французский танкер "Декарт" — одновинтовое однопалубное двухтрюмное судно с баком и ютом с двойным дном по всей длине, в котором находятся пресная вода, топливо и балласт.

Сжиженный газ (пропан, бутан) перевозили в восьми цилиндрических горизонтальных резервуарах, из которых шесть были установлены в грузовых трюмах, а два — на верхней палубе. Два нижних кормовых и верхние резервуары предназначены для перевозки бутана и рассчитаны на рабочее давление 9 кгс/см^2. Остальные рассчитаны на перевозку бутана и пропана. При перевозке пропана резервуары охлаждали холодильной установкой, состоящей из трех компрессоров, причем в качестве хладоагента использовали сжиженный пропан. Разгрузку газовоза осуществляли с помощью двух центробежных насосов производительностью по 85 м^3/ч и компрессора, установленных в специальном помещении в носовой части судна.

Газовоз "Декарт" был оборудован автоматической системой обнаружения утечки газа, которая при помощи звуковой и световой сигнализаций оповещала команду о появлении газа в трюмах или помещении для электродвигателей. Главным двигателем судна служил 12-цилиндровый четырехтактный реверсивный дизель 12РА2 мощностью 1000 л. с. (максимальная мощность 1200 л. с.). Экипаж судна — 12 человек.

На **полуизотермических танкерах** применяются различные системы охлаждения:

— конденсация газовой фазы в конденсаторах рассолом (рис. 10.8, *а*);

— охлаждение с помощью помещенных в жидкую фазу змеевиков, по которым пропускают рассол;

— использование рабочих компрессоров для охлаждения, причем в этих случаях хладоагентом является сам продукт (рис. 10.8, *б*).

Холодильные установки танкера во всех случаях обеспечивают следующие операции:

— доведение температуры сжиженного газа, отбираемого из резервуаров берегового хранилища, до температуры, определенной для одного резервуара танкера;

— поддержание в процессе транспортировки постоянной температуры продукта в резервуарах танкера или понижение температуры, если продукт должен быть слит в порту назначения в резервуары с более низкой температурой хранения.

Температурный режим рассчитывают на то, чтобы не нарушились пределы ударной вязкости стали, из которой изготовлены резервуары.

На полуизотермических танкерах применяют не только холодильные установки, но и установки подогрева сжиженных газов

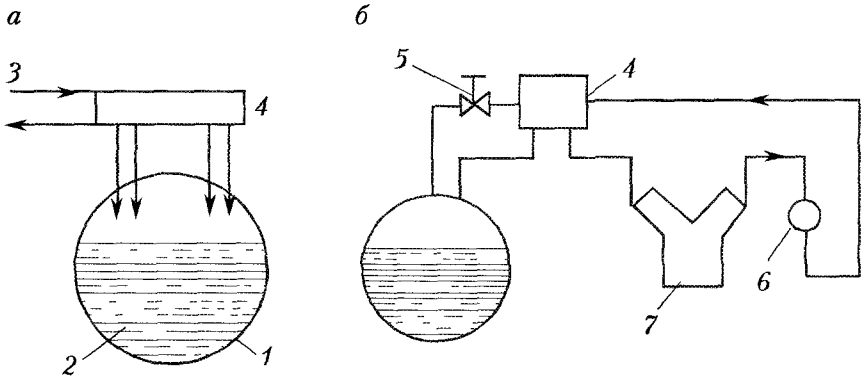


Рис. 10.8. Принципиальная схема системы охлаждения сжиженных газов на морском танкере:
1 — резервуар; *2* — сжиженный газ; *3* — рассол; *4* — теплообменник; *5* — дроссельный вентиль; *6* — конденсатор; *7* — компрессор

для того, чтобы избежать понижения температуры **сжиженного** газа ниже минус 1 °С в зимнее время.

Изотермические танкеры, как уже отмечалось, характеризуются большой грузоподъемностью и производительностью грузовых работ. Первый крупный изотермический танкер "Гошу Мару", построенный в Японии в 1961 г., был предназначен для одновременной перевозки примерно 5000 т сжиженного углеводородного газа и 38000 т нефти. Грузовое пространство судна было разделено двумя продольными и 11 поперечными плоскими переборками на 36 прямоугольных танков, причем в пяти центральных танках установлены изолированные пенополиуретаном резервуары для сжиженного газа, изготовленные из никелевой стали. Главным двигателем судна служил 8-цилиндровый дизель "Бурмейстер и Вайн" типа 84-УТВ мощностью 14300 *л. с.* при частоте вращения 104 об/мин. Танкер совершал рейсы со скоростью 29 км/ч, протяженностью 33000 км при вместимости топливных цистерн 3220 м^3. Экипаж судна состоял из 60 человек.

Одним из самых больших танкеров для перевозки сжиженных углеводородных газов в те годы являлся шведский газовоз "Поль Эндакот", построенный в 1964 г. Он мог одновременно перевозить четыре вида различных сжиженных газов общей массой более 14 тыс. т. Длина танкера — 180 м, скорость — свыше 30 км/ч. Этот танкер был способен совершать плавание во льдах. Для сжиженных газов на танкере были смонтированы пять основных стальных емкостей, изолированных пенополиуретановым материалом. Газ в емкостях хранился при атмосферном давлении, что позволяет использовать более легкую сталь для резервуаров по сравнению с другими конструкциями. Стоимость перевозки единицы массы сжиженного газа значительно ниже, чем в танкерах, где газ перевозится в емкостях под давлением. На верхней палубе были расположены четыре горизонтальные емкости на 1200 м^3 сжиженного газа каждая. В носовой части танкера имелись два цилиндрических резервуара, содержащих сжиженный газ под давлением, который служил для охлаждения основных емкостей перед их загрузкой и выгрузкой. Скорость загрузки и выгрузки танкера — 1000 т/ч сжиженного углеводородного газа.

Технология производства грузовых работ на каждом из пере-

численных типов танкеров (с резервуарами под давлением, полуизотермических, изотермических) различна и зависит не только от типа газовоза, но и от условий хранения сжиженного углеводородного газа на берегу.

Грузовая система танкеров, перевозящих сжиженный газ в резервуарах высокого давления, состоит из жидкостных и паровых трубопроводов, насосов, компрессоров и промежуточного резервуара.

При хранении сжиженного газа на берегу в резервуарах под повышенным давлением погрузка газовозов осуществляется следующим образом.

Из промежуточного резервуара пары газа отсасывают компрессорами и сжимают до давления, равного или несколько превышающего давление в береговых резервуарах. Возникающий перепад давления заставляет сжиженный газ вытекать из берегового хранилища, затем насосами его подают в грузовые резервуары танкера. Паровую подушку, поддерживающую в судовых грузовых резервуарах давление, по мере поступления сжиженного газа с берега отводят в промежуточный резервуар. Производительность налива на танкере этим способом составляет 100–150 т/ч.

Полуизотермические танкеры наливают так же, как и газовозы, перевозящие сжиженный газ только под давлением, т. е. при условии создания перепада давления между грузовыми резервуарами судна и береговыми резервуарами. В грузовую технологическую схему полуизотермических танкеров включены установки повторного сжижения газа, образовавшегося вследствие нагрева грузовых резервуаров. Согласно предписаниям классификационных обществ суточная производительность компрессоров должна обеспечить сжижение всего испаряющегося газа.

Производительность налива этих танкеров находится в пределах 250–500 т/ч. Подачу сжиженного газа на изотермический танкер производят обычно береговыми средствами со скоростью до 1000 т/ч и выше, загрузку танкеров сжиженными газами — через насосную станцию, расположенную на базе.

Загрузочные трубопроводы соединяют с трубопроводами танкера при помощи гибких шлангов и шлангоподъемного оборудования, установленного на причале.

Погрузочные работы всех типов танкеров производят в следующей последовательности.

Перед началом работ по заполнению танкера ответственное лицо — диспетчер оформляет наряд на газоопасную работу.

Бригада операторов товарного цеха базы подсоединяет наливные шланги к танкеру. До подсоединения шлангов сбрасывают давление с трубопроводов жидкой и паровой фаз путем отсоса компрессорами через перемычку по паровому трубопроводу до нуля. Убедившись по манометру, что давление сброшено, приступают к снятию заглушки у фланца шланга или переходника для подсоединения шланга. Поднимают шланг лебедкой танкера и производят подсоединение к переходнику жидкой фазы танкера, аналогично подсоединяют шланг паровой фазы. Одновременно с подсоединением шланги заземляют.

После затяжки всех шпилек фланцевых соединений открывают байпас и спрессовывают их на плотность паровой фазой по паровому трубопроводу. Убедившись, что пропуска газа во фланцевых соединениях нет, приступают к заполнению танкера.

В процессе грузовых работ за количеством поступающего сжиженного газа устанавливают постоянный контроль, который осуществляют как на базе, так и непосредственно на судне.

При наливе танкера диспетчер базы совместно с представителем танкера из вентиля на жидкостной линии производят отбор арбитражных проб в баллончики вместимостью не более 320 г. Наполненные баллончики пломбируют пломбой базы и судна. Для каждого коносамента наполняют по четыре баллончика, из которых два передают на судно и два оставляют на базе. Арбитражные пробы хранят на базе в течение двух месяцев.

Количество погруженного продукта на танкер определяется согласно данным судна, после чего диспетчер оформляет соответствующие документы (сертификат количества, паспорт качества и т. д.)

После окончания грузовых работ снижают давление в заправочных шлангах до нуля. Убедившись по манометру в отсутствии давления в шлангах, бригада операторов товарного цеха базы (предварительно закрыв соответствующие задвижки, установив заглушки на фланцах) лебедкой опускает их на причал.

При перегрузке и перевозке сжиженных газов предъявляются жесткие меры предосторожности, определяемые "Требованиями техники безопасности и производственной санитарии при перевозке сжиженных газов".

Причал, на котором производят грузовые операции со сжиженными газами, должен отвечать следующим требованиям. Расстояние от причала до ближайших зданий и сооружений — не менее 100 м.

Необходим телефон общего пользования и взрывобезопасная система освещения (прожекторы) на расстоянии не менее 50 м от места стоянки танкера.

При производстве грузовых работ остальное электрическое освещение должно быть выключено.

Привальные бруски на причале должны быть деревянными, без металлических шин и выступающих металлических штырей, причалы должны иметь мягкие кранцы.

Причал должен быть укомплектован первичными средствами пожаротушения. Во время подсоединения и отсоединения шлангов устанавливают дежурство пожарной машины на причале.

Опасная зона должна быть огорожена временным ограждением с надписями: "Не курить!", "Посторонним вход воспрещен".

Во время стоянки газовоза у причала с морской стороны выставляют временные буи с красными флагами или огнями на расстоянии не менее 50 м от причала. Запрещается посещение всякими плавсредствами зоны, огражденной буями.

Незанятая на грузовых работах часть судового экипажа должна находиться на берегу вне опасной зоны.

Суда, проходящие на расстоянии 500 м от стоящего под сливом–наливом газовоза, должны иметь малый ход.

Дежурный диспетчер порта (береговой базы) обязан не позднее чем за 1 ч до прибытия танкера известить об этом пожарную охрану, указав название судна, род груза и номер причала.

Причал, на котором производят грузовые операции, должен круглосуточно находиться под наблюдением пожарной охраны со всеми необходимыми средствами пожаротушения.

Запрещается: работа портовых механизмов и агрегатов; разведение огня, производство сварочных работ; проезд автомобилей

и других транспортных и перегрузочных средств; погрузка и выгрузка сжиженных газов во время грозы.

Руководитель работ по перегрузке сжиженных газов на берегу обязан:

— обеспечить готовность оборудования, инструмента и береговой бригады к производству перегрузочных работ;

— согласовать со вторым штурманом и механиком танкера порядок и схему грузовых работ;

— обеспечить надежное заземление трубопроводов и шлангов;

— руководить работами по ликвидации аварий на берегу во время перегрузки сжиженного газа.

При возникновении пожара на судне либо в опасной зоне во время грузовых работ необходимо:

— объявить тревогу и действовать по расписанию "Пожарная тревога";

— прекратить перегрузочные операции.

По окончании налива танкер-газовоз должен выйти на внешний рейд. Груженому судну стоянка у причала не разрешается.

10.5. ПЕРЕВОЗКА СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ РЕЧНЫМ ТРАНСПОРТОМ

В настоящее время для снабжения сжиженным газом некоторых районов нашей страны используют речной транспорт. Сжиженный газ от места поставки к потребителю перевозят водным путем на баржах, груженных баллонами или резервуарами типа РС-1600. Для этой цели применяют сухогрузные баржи грузоподъемностью 100, 200 и 300 т, которые транспортируют катерами типа Т 63 мощностью 150 л. с., а также самоходные баржи грузоподъемностью 60 т. По периметру площадки баржи под погрузку баллонов и резервуаров приваривают стойки из металлических труб диаметров 57 мм, толщиной не менее 5 мм на расстоянии 2 м друг от друга и 0,6–1 м от края баржи. К стойкам по периметру погрузочной площадки проволочными хомутами укрепляют доски толщиной 50 мм. На высоте 1,5–2 м от палубы до верха по пери-

метру стойки соединяют стальными стяжками (полосовыми 4 × 200 мм или круглыми диаметром 12 мм) при помощи сварки. Из этой же стали приваривают диагональные и угловые связи.

Площадку палубы, на которую грузят баллоны и резервуары, выстилают досками толщиной 15–50 мм, с просветом между досками 150 мм, без крепления. По бортам палубы для прохода обслуживающего персонала делают дощатый настил.

Скорость буксировки барж с грузом зависит от скорости течения реки и фактически составляет: по течению — 12–15 км/ч, против течения — 8–10 км/ч на реках Обь и Иртыш.

Для приема барж сооружают специальные причалы. При отсутствии причала для разгрузки барж оборудуют естественные берега, и в этом случае при разгрузке резервуаров применяют плавучие краны, которые за счет большого вылета стрелы (до 30 м) обеспечивают одновременно погрузку резервуаров на автомобили. В качестве причала используют также аппорель (паром для переправы механизмов и транспортных средств, укомплектованный откидным трапом). Выгрузку баллонов и резервуаров производят с носовой части баржи в сторону кормы, снятие брезента, отвязку баллонов и резервуаров — партиями от стойки к стойке.

Доставка сжиженного газа водным путем является наиболее экономичным видом транспорта.

По данным треста Союзтюменгаз стоимость доставки газа из г. Тюмени на Север Тюменской области в баллонах и резервуарах 1 т сжиженного газа на 1 км речного пути в баллонах составила 3,1 коп., в резервуарах — 2,7 коп. (в ценах 1975 г.).

Можно снизить стоимость доставки сжиженного газа речным транспортом на 20 %, применив в качестве тары под газ резервуары объемом 100 и 200 м^3. Резервуары устанавливают на баржах грузоподъемностью 200 и 300 т. Затем резервуары заполняют сжиженным газом, после чего водным путем транспортируют в пункт назначения, где при помощи находящегося на берегу насосно-компрессорного оборудования сжиженный газ перекачивают в мелкие резервуары типа РС-1600. Перевозки сжиженных углеводородных газов речным транспортом в Советском Союзе были начаты в 1966 г. За рубежом этот вид транспорта относительно развит и широко используется. Впервые перевозку СУГ на

речных судах стали осуществлять в США. Обычно там для этого используют речные баржи с цилиндрическими резервуарами высокого давления или с изотермическими низкотемпературными емкостями, содержащими газ при давлении, близком к атмосферному. В качестве примера можно привести американский речной толкаемый состав из трех наливных барж, который может перевозить до 2500 т сжиженных нефтяных газов (пропан, бутан, аммиак) при низкой температуре. Головная баржа состава имеет длину 89,37 м, средняя — 85,40 м и кормовая — 85,71 м. В каждой барже по два цилиндрических изотермических резервуара длиной 74,42 м, диаметром 5,49 м, общей вместимостью 800 $м^3$. В резервуарах можно поддерживать температуру до минус 51 °С В качестве теплоизоляционного материала применяют блоки пеностекла размером 60,9 × 15,2 × 15,2 см, а стыки и пазы между ними заполняют специальной мастикой, стойкой к низким температурам. Блоки заключают в кожух из стальной нержавеющей ленты, покрытой поливиниловой краской и сеткой из стекловолокна.

В начале 1960-х годов перевозку сжиженных углеводородных газов стали практиковать и на реках Западной Европы. В некоторых странах начали строить суда с применением металлов повышенной антикоррозионной стойкости (алюминий, нержавеющие стали) и стойких синтетических покрытий.

Во Франции впервые в Западной Европе в 1966 г транспортная фирма "Сожестран" начала эксплуатировать на р. Сене речной толкаемый состав, перевозящий пропан и бутан под высоким давлением. Перевозки сжиженных газов осуществляли на 210-километровом участке от нефтеперерабатывающего завода в Пти-Куроне до газораспределительной станции фирмы "Манюгаль" в Нантере. Толкаемый состав включал в себя буксир-толкач "Вижилян" и две наливные баржи "Нантер" и "Марсель" и имел общую грузоподъемность до 4100 т. Наливная баржа "Нантер" была приспособлена для одновременной перевозки сжиженных газов и легких нефтепродуктов, ее длина — 72 м, ширина — 11,44 м, осадка — 2,40 м. Баржа была разделена на восемь отсеков, внутри которых были установлены по одному резервуару высокого давления (всего на барже имелось четыре резервуара вместимостью по 125 $м^3$, рассчитанных на давление 5 $кгс/см^2$ для бутана и четыре

резервуара такой же вместимости, но под давлением 18 кгс/см^2 — для пропана). В оставшееся пространство отсеков заливали газойль, легкий мазут или бензин. Полная грузоподъемность баржи составляла 1000 м^3 сжиженных газов и 1350 т нефтепродуктов.

При этом баржу "Марсель" использовали только для перевозки подогретого мазута.

Налив сжиженных газов в баржу у причала завода производили через верх насосом, а слив осуществляли путем выдавливания жидкой фазы бутана или пропана парами этих же газов, подаваемых компрессором из резервуаров берегового хранилища (производительность слива — 200 м^3/ч).

Толкаемые составы имеют ряд преимуществ по сравнению с самоходными баржами:

— непрерывность использования дорогостоящего оборудования (в данном случае — буксира-толкача). Буксир может поставить баржи под разгрузку или погрузку и сразу же брать другие, готовые к отправке. Некоторое количество лишних барж можно также использовать как не очень дорогое средство временного хранения сжиженных газов, что делает ненужной в некоторых случаях промежуточную перевалку СУГ с одного вида транспорта на другой через газонаполнительные станции;

— возможность увеличить грузоподъемность транспортной единицы, что нельзя сделать в отношении самоходных барж из-за непригодности судов больших размеров к плаванию на узких реках.

Ленгипроречтранс разработал проект переоборудования судов для перевозок сжиженного газа.

10.6. ТРАНСПОРТИРОВКА СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ПО ТРУБОПРОВОДАМ

Сжиженные газы транспортируют по трубопроводам при доставке их с заводов-изготовителей крупным потребителям, в основном предприятиям нефтехимии.

Технологическая схема трубопроводов сжиженных углеводо-

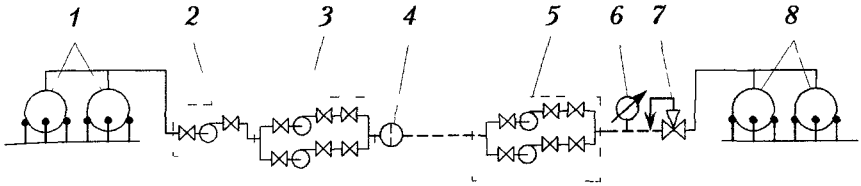


Рис. 10.9. Технологическая схема магистрального трубопровода для сжиженного углеводородного газа:
1 — резервуары головной насосной станции; *2* — подпорные насосы головной насосной станции; *3* — основные насосы головной насосной станции; *4* — пункт замера; *5* — промежуточная насосная станция; *6* — манометр для контроля давления; *7* — регулятор давления (до себя); *8* — резервуары хранения на конечном пункте (на кустовой базе или на газонаполнительной станции)

родных газов (рис. 10.9) не отличается существенно от схемы обычных нефтепродуктопроводов.

Головная насосная станция (ГНС) может быть расположена непосредственно на территории завода или может быть отдельно стоящей в комплексе с резервуарным парком На головной насосной станции сооружают резервуары для хранения запаса газа и насосную станцию с подпорными, основными и резервными насосами. Через определенные расстояния (определяемые расчетным путем) на магистральном трубопроводе размещают промежуточные насосные станции (ПНС). Их оборудуют основными и резервными насосами.

Сжиженный газ из резервуаров *1* подпорными насосами *2* направляют в основную насосную, откуда с помощью основных насосов *3* через пункт замера *4* — в магистральный трубопровод.

Сжиженные газы могут легко переходить в газообразное состояние, заполнять часть сечения потока, что может привести к резкому повышению потерь давления на трение и, как следствие, к снижению пропускной способности трубопровода. Кроме того, при прохождении газожидкостной смеси через насос возможны кавитационные явления. Опасной точкой трубопровода СУГ является верхняя точка профиля трассы трубопровода, так как здесь

наиболее возможно испарение жидкой фазы. Для обеспечения однофазного течения жидкости в конце трубопровода устанавливают регулятор давления (до себя) 7, с помощью которого можно обеспечить требуемое давление в контрольном сечении трубопровода независимо от производительности трубопровода.

По магистральным трубопроводам сжиженные газы (пропан, бутан) можно перекачивать как совместно с другими нефтепродуктами (бензинами), так и без них по специальным пропан-бутановым трубопроводам. При последовательной перекачке бензина, бутана, пропана и пропан-бутановых смесей по одному и тому же трубопроводу смешение этих продуктов незначительно.

На разветвленных трубопроводных системах необходимо точно определять время появления "головы" партии продукта на приемном пункте для переключения приемных емкостей. При этом следует учитывать изменение объема партии из-за изменения температуры и давления по длине трубопровода.

ГЛАВА 11

ХРАНЕНИЕ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

11.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ ХРАНИЛИЩ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

В связи с непрерывным ростом производства и потребления сжиженных газов требуется увеличение общего объема хранилищ и усовершенствование способов хранения. Хранилища сжиженных газов необходимы на газо- и нефтеперерабатывающих заводах, установках стабилизации нефти, газоприемораздаточных и газонаполнительных станциях, на химических предприятиях, для нормальной эксплуатации трубопроводов сжиженного газа и регулирования сезонной неравномерности газопотребления. Мелкие емкости сжиженного газа используют для коммунально-бытовых нужд, в сельской местности и на транспорте. Без хранилищ сжиженного газа невозможна непрерывная и надежная работа транспортно-распределительной системы газоснабжения. Это объясняется неравномерностью производства и потребления сжиженных газов. Работа транспорта становится оптимальной только при равномерной нагрузке в течение года. Для обеспечения таких условий работы транспорта с учетом создания резервов на случай аварий в отдельных звеньях транспортной системы необходимо иметь крупные хранилища сжиженных газов. Для обеспечения бесперебойного производства, транспорта и потребления сжиженных газов необходимо иметь не менее 0,5–0,55 $м^3$ резервной вместимости на 1 т годовой производительности.

Хранилища для сжиженных углеводородных газов по своему назначению можно разделить на следующие основные группы.

Группа А — хранилища, находящиеся на газо- и нефтеперерабатывающих заводах. Объем резервуарного парка таких храни-

лищ определяют по формуле

$$V_A = \frac{M_г \tau}{365 \rho k_з},$$

где $M_г$ — годовой объем производства сжиженного углеводородного газа;

τ — время хранения, сут (2–20), определяется в зависимости от принятого для промышленного предприятия норматива;

ρ — плотность хранимого продукта;

$k_з$ — коэффициент заполнения резервуаров хранилищ.

Группа Б — хранилища на перевалочных кустовых и портовых базах сжиженного углеводородного газа, резервуарные парки газонаполнительных станций (ГНС). Необходимую емкость резервуарного парка следует определять в зависимости от суточной производительности хранилища, степени заполнения резервуаров и количества резервируемого для хранения сжиженного углеводородного газа. Количество резервируемого газа целесообразно рассчитывать в зависимости от времени работы хранилища без поступления газа $\tau_р$. Величину $\tau_р$ определяют по формуле

$$\tau_р = \frac{l}{V_{тр}} + \tau_{пр} + \tau_з,$$

где l — расстояние от завода-поставщика сжиженного углеводородного газа до хранилища;

$V_{тр}$ — нормативная скорость доставки грузов (для железной дороги при перегонной отправке принимается 330 км/сут);

$\tau_{пр}$ — время, затрачиваемое на операции, связанные с отправлением и прибытием продукта (принимается 1 сут);

$\tau_з$ — время, на которое следует предусматривать эксплуатационный запас сжиженных газов в хранилище (в зависимости от местных условий принимается 3–5 сут).

Группа В — хранилища у потребителей (крупные промышленные предприятия, населенные пункты). Необходимый объем этих хранилищ рассчитывают из годовой потребности и характера

потребления сжиженного углеводородного газа.

Группа Г — хранилища для сглаживания неравномерности потребления газа. Они обеспечивают бесперебойную и непрерывную подачу газа при колебаниях (сезонных, суточных, часовых) его потребления. Объем хранилищ $V_г$ для сглаживания неравномерности с применением сжиженного природного газа определяют по формуле

$$V_г = \frac{МП}{100\varphi},$$

где $М$ — годовое потребление газа;

$П$ — величина пиковой нагрузки (в % от всего потребляемого газа);

φ — количество паровой фазы, получаемой при регазификации из 1 м^3 сжиженного природного газа.

В некоторых случаях для сглаживания неравномерности газопотребления эффективнее применять сжиженные газы (пропан, бутан). При этом объем необходимого количества резервного сжиженного газа становится меньше, так как его теплота сгорания примерно в 3 раза больше теплоты сгорания метана.

Объем хранилищ для регулирования неравномерности газопотребления $V_г$ с применением пропан-бутановых смесей определяют по формуле

$$V_г = \frac{Q_г V_{гп}}{Q_{гс}},$$

где $Q_г$ — теплота сгорания природного газа;

$V_{гп}$ — объем хранилища природного газа;

$Q_{гс}$ — теплота сгорания газовоздушной смеси сжиженного газа (пропан, бутан).

Способность сжиженных газов переходить в жидкое состояние при нормальной температуре и невысоком давлении значительно облегчает их хранение. Условия хранения сжиженных газов и их смесей в емкостях определяются физико-химическими и термодинамическими свойствами сжиженных газов.

В зависимости от давления и температуры, при которых хранятся сжиженные газы, существуют два основных способа хранения:

1. **При температуре окружающей среды *T* и повышенном давлении**, равном давлению насыщенных паров продуктов хранения при этой температуре. В этом случае расчетное давление резервуара соответствует давлению паров продукта над жидкостью при абсолютной максимальной температуре окружающей среды, характерной для района строительства. Для хранения сжиженных углеводородных газов под давлением применяют стальные резервуары, подземные хранилища шахтного типа и хранилища в соляных пластах.

2. **При постоянном давлении $p_{хр}$**, значительно меньшем давления насыщенных паров продукта хранения при окружающей температуре ($p_{хр} < 1$ МПа) (изотермическое хранение). Температура в хранилище $T_{хр}$ будет постоянна и равна температуре насыщенных паров продукта хранения при $p_{хр}$. Обычно $p_{хр}$ близко к атмосферному ($p_{хр} \cong 0{,}105–0{,}11$ МПа) и для большинства СУГ $T_{хр} \leq 273$ К. Например, температура кипения (в К) при атмосферном давлении жидкого изобутана составляет 283, бутана — 272,5, пропилена — 226, пропана — 231, этилена — 170, этана — 164,5, метана — 114.

Изотермическое хранение сжиженных углеводородных газов осуществляется в емкостях следующих типов:

— стальные теплоизолированные резервуары, они бывают цилиндрическими и сферическими; сферические резервуары применяют для хранения сжиженных газов при пониженных давлениях (0,5–0,55 МПа) — промежуточных между принятыми в изотермических резервуарах и обычных резервуарах высокого давления; стальные изотермические хранилища сжиженных газов могут быть как в наземном, так и в заглубленном исполнении;

— железобетонные теплоизолированные резервуары;

— подземные ледопородные резервуары.

В стальных цилиндрических резервуарах под давлением упругости паров сжиженные газы целесообразно хранить на распределительных базах при объемах хранилища до 2000 м^3. При объемах хранилища от 2000 до 100000 м^3 используют изотермические резервуары с промежуточным хладоносителем, а для хранения

большего объема газа целесообразно сооружать резервуары в соляных пластах и горных выработках.

Хранение сжиженного метана возможно только в низкотемпературных хранилищах. Использование для этих целей изотермических стальных, железобетонных и подземных ледопородных емкостей находит все большее применение. Это объясняется высокой эффективностью таких резервуаров

Очень эффективны методы хранения сжиженных газов в подземных и изотермических резервуарах. Для них требуется меньшее количество металла, меньше площади, и они менее пожаро- и взрывоопасны.

11.2. ХРАНЕНИЕ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ПОД ДАВЛЕНИЕМ В МЕТАЛЛИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРАХ

Стальные резервуары бывают цилиндрические и сферические, а в зависимости от монтажа — наземные, подземные и с засыпкой (рис 11.1).

В первом случае внешняя среда обусловливает температурный режим хранимого сжиженного газа. изменение температуры воздуха вызывает соответствующие изменения температуры сжиженного газа. Разница в температурах сжиженного газа и атмосферы незначительная — порядка 1–2 К. Максимальная температура сжиженного газа в наземных резервуарах определяется максимальной температурой воздуха в летний период.

При заглублении резервуаров температура газа мало зависит от колебаний температуры воздуха и больше зависит от температуры окружающей среды. Давление сжиженного углеводородного газа в резервуарах изменяется в зависимости от температуры хранимого в них продукта. Максимальное давление в резервуаре обусловливается упругостью насыщенных паров при максимальной температуре внешней среды. Максимальную температуру в надземных резервуарах и транспортных емкостях для территории России принимают порядка 328 К. При этой температуре упругость насыщенных паров пропана 1,92 МПа, *н*-бутана 0,62 МПа

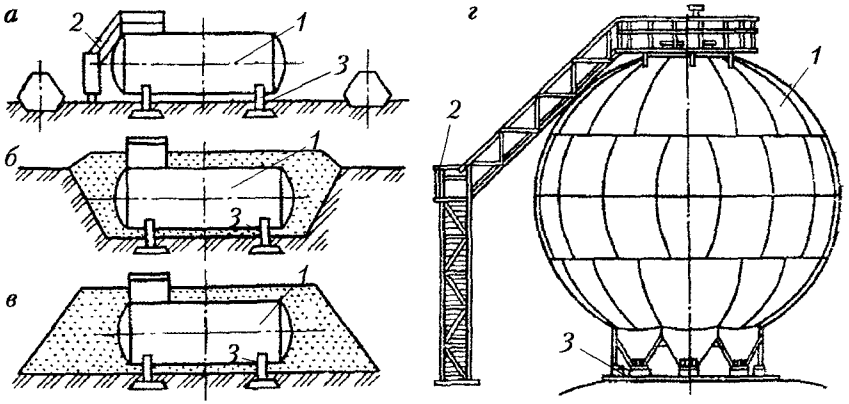


Рис. 11.1. Стальные резервуары:
а — цилиндрический наземный; *б* — цилиндрический подземный; *в* — цилиндрический с засыпкой; *г* — шаровой; *1* — резервуар; *2* — площадка для обслуживания; *3* — опоры

и изобутана 0,8 МПа. Минимальная температура в надземных резервуарах для территории России может достигать 233 К. При этой температуре упругость паров пропана составляет 0,114 МПа, бутана — 0,04 МПа, т. е. в резервуаре для хранения бутана может наблюдаться вакуум. На глубине 1–1,5 м $t_{max} \cong 293–298$ К, что обусловливает давление упругих паров пропана 0,95 МПа, *н*-бутана — 0,265 МПа и изобутана — 0,35 МПа. В зимне-весенний период года $t_{min} = 271$ К, тогда давление упругих паров пропана — 0,45 МПа, *н*-бутана — 0,11 МПа и изобутана — 0,15 МПа. Таким образом, при хранении сжиженных углеводородных газов при переменной температуре давление в резервуаре колеблется в значительных пределах. Для хранения СУГ при повышенном давлении затрачивается много металла, а также требуется оснащать резервуары арматурой высокого давления при повышенных эксплуатационных расходах. Резервуары под высоким давлением имеют сравнительно небольшой объем и являются весьма пожаро- и взрывоопасными. Поэтому к устройству складов сжиженных газов, оборудованных этими резервуарами, предъявляются повышенные требования по технике безопасности. Недостаток этих резервуаров — их большая стоимость и металлоемкость (около

320 кг металла на 1 м^3 объема для СУГ). Хранение продуктов значительно усложняется, если необходимо хранить газы (например, этилен), которые при нормальной температуре технологически трудно перевести из газообразного состояния в жидкое.

Сжиженные газы хранят в цилиндрических и шаровых резервуарах. Вместимость цилиндрического резервуара должна быть не более 200 м^3 для СУГ и 250 т для аммиака, вместимость шарового резервуара для СУГ, входящих в состав газонаполнительных станций, — не более 600 м^3, для СУГ, хранящихся на сырьевых и товарных складах нефтехимических предприятий, — не более 2000 м^3. Вместимость шарового резервуара для хранения аммиака не должна превышать 2000 т при $p_{хр}$ до 1 МПа, 950 т при $p_{хр}$ от 1 до 1,6 МПа и 500 т при $p_{хр}$ от 1,6 до 2 МПа включительно.

Металлические (стальные) резервуары для сжиженных газов изготавливают четырех типов:

— цилиндрические передвижные объемом 600, 1000 и 1600 л для наземной установки;

— цилиндрические стационарные объемом 2,5, 5 и 10 м^3 для подземной установки;

— цилиндрические стационарные объемом 25, 50, 100, 160 и 200 м^3 для наземной и подземной установок;

— шаровые объемом 300, 600, 900, 2000 и 4000 м^3 для наземной установки.

Резервуары для сжиженных газов изготавливают из стали ВСт.3, спокойной, предназначенной для хранения продуктов при температуре стенки емкости до 243 К и не выше 323 К и из стали 16ГС для хранения продуктов с температурой стенки не выше 323 К и не ниже 233 К. Основные характеристики цилиндрических резервуаров даны в табл. 11.1.

На газобензиновых, нефтеперерабатывающих, химических и других заводах, а также на крупных базах хранения и распределения сжиженных газов применяют шаровые резервуары, на изготовление которых расходуется меньше металла на единицу объема. Сферический резервуар объемом 600 м^3 при толщине стенки 22 мм и диаметром 10,5 м, рассчитанный на рабочее давление $6 \cdot 10^5$ Па, весит 70 т. Основные характеристики сферических резервуаров даны в табл. 11.2.

Таблица 11.1

Основные характеристики цилиндрических резервуаров для сжиженных углеводородных газов

Показатель	Условная вместимость, $м^3$					
	25	50	100	160	175	200
Вместимость, $м^3$:						
действительная	27,8	49,8/49,8	93,3/93,3	152,3/154,3	175	192,6/192,6
полезная	23,2	41,6/44,8	77,8/83,4	128,9/139,2	146,2	160,6/173,5
Внутренний диаметр, м	2,0	2,4/2,4	3,0/3,0	3,2/3,2	3,0	3,4/3,4
Общая длина, м	9,1	11,3/11,3	13,6/13,6	19,7/19,7	25,5	21,8/21,8
Длина цилиндрической части, м	8,0	10,0/10,0	12,0/12,0	18,0/18,0	23,8	20,0/20,0
Расстояние между опорами, м	5,5	6,6/6,6	8,0/8,0	11,5/11,5	15,1	12,8/12,8
Наибольшее рабочее давление, $кг/см^2$	18	18/7	18/7	18/7	16	18/7
Толщина стенки, мм:						
Ст. 3 (спокойная)						
корпус	24	28/14	34/16	36/18	22	38/18
днище	24	28/16	34/16	36/18	28	38/18
Ст. 3Н						
корпус	20	24/15	28/14	30/14	—	32/16
днище	20	24/12	28/16	30/20	—	32/20
Расстояние между штуцерами, м	1,1	1,4/1,4	1,1/1,1	1,4/1,4	0,9	1,1/1,1
Расстояние между штуцером и люком, м	1,4	1,4/1,4	1,4/1,4	1,7/1,7	3,15	1,4/1,4
Общая масса, т						
Ст. 3 (спокойная)	11,7	20,2/10,4	37,2/19,1	60,1/31,9	44,6	73,9/55,8
Ст. 3Н	9,7	17,4/9,2	30,5/16,8	50,4/25,5	—	62,7/32,4
Удельный расход металла (Ст. 3) на 1 $м^3$, т	0,420	0,405/0,209	0,399/0,205	0,395/0,200	0,255	0,384/0,168

Примечание. В числителе приведены данные для пропановых резервуаров, в знаменателе — для бутановых.

Таблица 11.2

Характеристика сферических резервуаров

Номинальная вместимость, $м^3$	Внутренний диаметр, м	Внутреннее давление, 10^5 Па	Марка стали	Толщина стенки, мм	Масса одного резервуара, т	Число стоек
300	9	2,5	09Г2С(М)	12	24	6
600	10,6	2,5	09Г2С(М)	12	33,3	8
600	10,5	6	09Г2С(М)	16	43,3	8
600	10,5	10	09Г2С(М)	22	60	8-9
600	10,5	10	09Г2С(М)	34	94,6	8
600	10,5	18	12Г2СМФ	25	69,5	8
900	12	18	ООГ2С(М)	38	140	8
900	12	18	12Г2СМФ	28	101,5	8
2000	16	2,5	09Г2С(М)	16	101,2	12
2000	16	6	09Г2С(М)	22	143	10
4000	20	2,5	09Г2С(М)	20	218	16
4000	20	6	09Г2С(М)	28	305	14

Наземные резервуары для защиты от действия солнечных лучей окрашивают в светлый цвет и оборудуют теневыми кожухами или располагают под навесами. Подземные резервуары покрывают противокоррозионной изоляцией и засыпают песком.

Каждую емкость оборудуют люками. Люк-лаз имеет диаметр 0,45 м, а люк вентиляции — 0,2 м. От люка-лаза внутрь горизонтального резервуара устанавливают стремянку для спуска по ней рабочего во время осмотра емкости. Штуцер для спуска воды необходимо оборудовать незамерзающим клапаном.

Резервуары базы хранения оборудуют следующими КИП и арматурой: указателями уровня жидкой фазы, указателями явления паровой фазы, предохранительными клапанами, термометрами для замера температуры жидкой фазы, люками-лазами и вентиляционным люком, устройствами для продувки резервуара паром или инертным газом и удаления из него воды, тяжелых остатков, устройством для отбора проб жидкой и паровой фазы. Кроме того, на наполнительно-расходном трубопроводе резервуара устанавливают скоростной клапан, автоматически отключаю-

щий трубопровод при его разрыве или другой аварии на нем, приводящей к выбросу из резервуара большого количества сжиженного газа. Если к резервуару подводят отдельный наполнительный трубопровод, то на нем необходимо установить обратный клапан, предотвращающий возможность выхода жидкой фазы.

Для оперативного определения уровня сжиженного углеводородного газа в резервуаре используют указатели уровня (уровнемеры). Применяют уровнемеры следующих типов: с постоянными трубками, с мерным стеклом, с поворотной или скользящей трубкой, поплавковые, магнитные, электронные, радиоактивные и др. Уровнемеры используют также для оценки учета количества газа. Наиболее распространен уровнемер с постоянными трубками, погруженными внутрь резервуара на разную глубину, одна из них — трубка предельного уровня. Во время заполнения резервуара вентиль на трубке предельного уровня каждые 3–5 мин открывают полностью и жидкость наливается до тех пор, пока из трубки не появится туманообразная струя жидкости. Считается, что жидкая фаза не должна полностью занимать объем надземного резервуара при температуре 55 °С, а подземного резервуара — при температуре 41 °С. Практически степень заполнения принимают для наземных резервуаров $\varphi = 0{,}85$, для подземных резервуаров $\varphi = 0{,}9$. Остальные трубки ставят через 25 % заполнения или через 10 % заполнения.

Цилиндрические резервуары на прочность рассчитывают по давлению, которое определяют по компоненту сжиженного углеводородного газа с большей упругостью паров, если его количество в смеси превышает 5 %, при абсолютной максимальной температуре окружающей среды для определенного района строительства.

Резервуары, предусматриваемые для районов со средней температурой наиболее холодной пятидневки до 233 К включительно, изготавливают из стали с гарантируемой ударной вязкостью при этой температуре не менее 0,3 МПа · м.

Подземные резервуары рассчитывают на рабочее давление, соответствующее давлению насыщенных паров сжиженного газа при максимальной температуре грунта в летнее время, но не ниже 298 К. Толщину стенки цилиндрической части резервуара определяют по формуле

$$\delta_{ц} = \frac{pD_{вн}}{2k_c\sigma} + S_к,$$

где p — расчетное давление;

$D_{вн}$ — внутренний диаметр резервуара;

k_c — коэффициент прочности сварного шва;

σ — расчетное напряжение стали;

$S_к$ — запас толщины на коррозию, который принимается для наземных резервуаров 0,1 см, для подземных резервуаров — 0,3 см.

Толщину стенок эллиптических днищ цилиндрических резервуаров определяют из соотношения

$$\delta_{дн} = \frac{pD}{2k_c\sigma} \cdot \frac{20r/R+4}{20r/R+1} + S_к,$$

где R — радиус закругления;

r — радиус сферы.

Наполнительные, сливные и парофазные патрубки резервуаров обвязывают общими трубопроводами (коллекторами). Парофазный коллектор используют для выравнивания давления или для создания избыточного давления в резервуарах при их опорожнении. Технологическая схема хранилища сжиженного газа высокого давления изображена на рис. 11.2. В ней предусмотрено выполнение следующих операций:

— слив сжиженного газа из железнодорожных цистерн в резервуары хранения;

— хранение запасов сжиженного газа, заполнение сжиженным газом подвижных емкостей — баллонов, цистерн;

— если имеется регазификационная установка — обеспечение возможности подачи сжиженного газа на установку регазификации и далее в газораспределительную сеть.

В данной схеме парофазный объем железнодорожных цистерн используют для создания дополнительного давления при подаче компрессором *15* паров пропана и бутана, забираемых из парофазного объема резервуаров хранилища и подаваемых по технологическим трубопроводам *12* и *9*. Слив сжиженных газов из

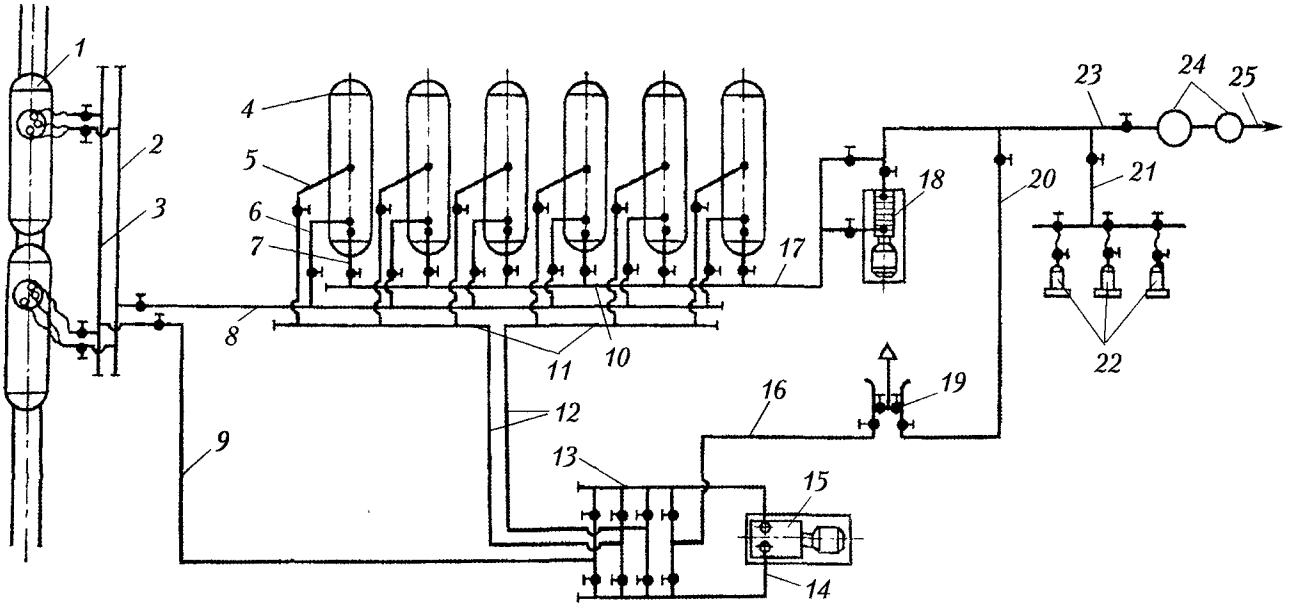


Рис. 11.2. Технологическая схема хранилища сжиженного углеводородного газа высокого давления

железнодорожных цистерн происходит через коллектор сливных устройств *2* по трубопроводу *8*. Наземные резервуары для защиты от действия солнечных лучей окрашивают в светлый цвет и оборудуют теневыми кожухами или располагают под навесами. Подземные резервуары покрывают противокоррозионной изоляцией и засыпают песком.

Перепад давления в цистерне и резервуаре может достигать $(1{,}5–2) \cdot 10^5$ Па, что обеспечивает слив из цистерн в течение 3 ч. Слив производят при температуре СУГ, находящегося в цистерне, которая близка к температуре окружающего воздуха.

При выдаче сжиженные газы по трубопроводу *17* подают на вход насосных агрегатов *18* и далее на налив передвижных автоцистерн *19* — по трубопроводу *20*, для налива баллонов *22* — по трубопроводу *21*, на установку регазификации *24* — по трубопроводу *23*. Пары сжиженных газов от автоцистерн по трубопроводу *16* поступают на компрессор *15* и далее в паровое пространство резервуара *4*.

11.3. ШАХТНЫЕ ХРАНИЛИЩА СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Шахтные хранилища представляют собой отдельные тоннели или систему взаимосвязанных горизонтальных выработок, имеющих уклон 0,002 в направлении, где установлен откачивающий насос. Хранение сжиженных газов и нефтепродуктов практически осуществимо в таких подземных емкостях шахтного типа, которые находятся в мощных устойчивых отложениях естественно непроницаемых пород или пород, поддающихся герметизации с помощью сравнительно несложных инженерных мероприятий. В частности, герметичность подземных емкостей можно обеспечить подпором подземных вод с подвижной и неподвижной водяной подушками. Горные породы считают пригодными для сооружения хранилищ углеводородного сырья, если они не фильтруют хранимый продукт, не содержат включений, влияющих на кондицию хранимого продукта, устойчивы против горного давления.

В зависимости от объема хранилища, количества одновремен-

но хранимых видов продуктов, горно-геологических и горнотехнических факторов подземные хранилища углеводородного сырья сооружают камерного типа с замкнутой системой выработок-емкостей, камерного типа с обособленными выработками-емкостями, ячеистого типа.

Подземная часть хранилищ углеводородного сырья шахтного типа состоит из системы горных выработок: вскрывающих выработок вспомогательного назначения и непосредственно выработок-емкостей. Вертикальные выработки в период строительства хранилища используют для спуска и подъема людей, грузов, извлечения породы, вентиляции, прокладки водоотводящих труб, кабелей и т. д.

Основными задачами при сооружении шахтных хранилищ являются герметизация резервуара и его теплоизоляция. Для герметизации подают инертный газ под давлением до тех пор, пока не прекратится поступление воды в резервуар. Затем распылением продукта создают отрицательную температуру, при которой образуется ледяная оболочка. Для герметизации шахтных хранилищ используют кремнийорганические соединения типа силикон, эмульсии из водорастворимых полимеров в сочетании со смолистыми цементами. Песчаники герметизируют покрытиями из латекса, неопрена с силиконовой смолой и другими добавками. Наносят также специальные полимерные пленки или используют алюминиевые листы. Изоляцию напыляют или в виде панелей наклеивают на внутреннюю поверхность резервуара.

В основу технологических схем эксплуатации подземных хранилищ шахтного типа положено использование насосных или самотечных способов заполнения и насосных или безнасосных способов опорожнения подземных емкостей. В технологических схемах хранилищ, эксплуатирующихся с подпором подземными водами, дополнительно предусматривают системы для отбора подземных вод погружными насосами.

При отборе сжиженного газа путем выдавливания жидкой фазы его пары, находящиеся в наземном резервуаре, закачивают в подземную емкость. По мере закачки паров жидкую фазу из подземной емкости выдавливают на поверхность в наземный резервуар, откуда перекачивают к месту раздачи обычными насосами.

Преимущество этого метода заключается в том, что в подземной емкости находятся только приемные и расходные трубы. Недостатком является нарушение стабильности температурного режима хранилища.

11.4. ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ КАМЕННОЙ СОЛИ

В соляных пластах достаточно большой мощности на глубине, обеспечивающей гидростатическое давление, превышающее давление хранимого продукта, через буровые скважины путем размыва (выщелачивания) сооружают полости-резервуары. Такие резервуары занимают обычно большой объем: от 1 тыс. $м^3$ до 1,5 млн. $м^3$. Каменная соль имеет предел прочности 25–30 МПа и не влияет на качество сжиженных углеводородных газов. При увеличении давления каменная соль резко повышает свои пластические свойства, особенно при смачивании. Капиллярные трещины в кристаллах закрываются, и это приводит к значительному повышению предела прочности на растяжение. Выбор методов и схем создания подземных емкостей зависит от мощности пласта, структурных особенностей, условий залегания, физико-химических характеристик соляного тела, содержания и характера распределения в нем нерастворимых включений. Залежи каменной соли могут иметь строение: пластовое, пластово-линзообразное, купольное и штоковое. Характер литологического состава соленосной толщи и содержание в ней нерастворимых примесей являются определяющими факторами выбора способа сооружения камер подземных хранилищ.

Размыв соли осуществляют по двум схемам: закачкой пресной воды и выдавливанием на поверхность рассола (циркуляционный метод); струями воды, разбрызгиваемыми при атмосферном или повышенном давлении в емкости специальным оросителем (струйный метод или орошение), при этом рассол откачивают из размываемой камеры погружным насосом, а также выдавливают сжатым воздухом или газом.

Циркуляционный метод сооружения емкостей состоит в подаче по одной рабочей колонне на забой скважины воды, которая, размывая соляной пласт, создает подземную камеру и насыщается солью.

Насыщенный соляной раствор по другой колонне труб выводят на поверхность. Создание подземной камеры заданной конфигурации возможно только путем управляемого выщелачивания. Процессом выщелачивания управляют при помощи жидкого или газообразного нерастворителя, предохраняющего подземную полость от произвольного размыва. Принципиальная схема сооружения емкости показана на рис. 11.3.

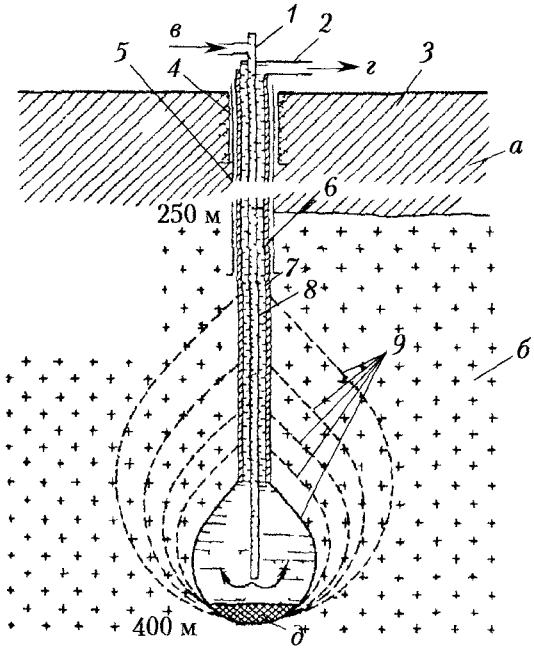


Рис. 11.3. Принципиальная схема выщелачивания подземной полости циркуляционным способом:
1 — труба для подачи воды; *2* — труба для отвода соляного раствора; *3* — породы кровли; *4* — заделка цементным раствором; *5* — обсадная труба; *6* — наружная рабочая колонна; *7* — нерастворитель; *8* — внутренняя рабочая колонна; *9* — границы последовательного развития подземной камеры; *а* — грунт кровли; *б* — соляной пласт; *в* — пресная вода; *г* — рассол; *д* — нерастворимые отложения

В качестве жидкого нерастворителя обычно используют нефтепродукты или сжиженные углеводородные газы, а в качестве газообразного — воздух или азот. Нерастворитель подают в межтрубное пространство обсадной трубы и внешней рабочей колонны.

Многие месторождения каменной соли имеют пласты мощностью 5–20 м. При сооружении подземных емкостей в таких пластах проходят наклонно-горизонтальные скважины и образуют протяженные выработки-емкости галерейного типа, расположенные вдоль простирания пласта. Несмотря на то что стоимость проходки наклонных и горизонтальных скважин выше, чем вертикальных, возможность создания крупных хранилищ делает этот способ экономичным.

Схема размыва емкости галерейного типа изображена на рис. 11.4.

Горизонтальное бурение скважины осуществляют для размыва больших, вытянутых по горизонтали емкостей. Для обеспечения прочности и устойчивости подземной емкости в кровле и почве оставляют защитные целики соли толщиной 2–3 м. Чтобы обеспечить сохранность целика соли ниже камеры, горизонтальную часть камеры бурят выше подошвы пласта. Верхний защит-

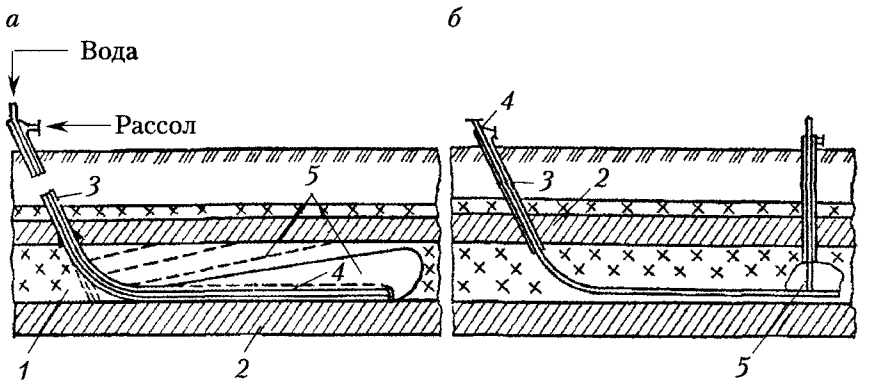


Рис. 11.4. Схема емкости галерейного типа:
а — через одну скважину; *б* — через две скважины; *1* — пласт соли; *2* — вмещающие породы; *3* — обсадные трубы для отбора рассола; *4* — водоподающая колонна; *5* — камера, образованная размывом (первая захватка)

ный целик можно создать при размыве. Для размыва подземных емкостей галерейного типа используют двухколонные системы без применения нерастворителя.

Струйный метод размыва подземных емкостей, основанный на использовании гидродинамических свойств водяных струй при растворении соли, значительно интенсифицирует процесс и повышает надежность управления формообразованием емкости. Размыв осуществляют методом орошения стенок камеры струями воды (рис. 11.5). Воду подают через серию насадок, расположенных на внешней рабочей колонне в скважине в пределах интервала глубины заложения емкости. Колонне придают медленное вращательное движение, благодаря которому каждая струя воды равномерно растворяет соль по всей окружности камеры. Количество рассола примерно соответствует объему подаваемой на размыв воды. На поверхность земли рассол можно подавать гидроэлеватором, эрлифтом, погружным электронасосом или вытеснять сжатым воздухом.

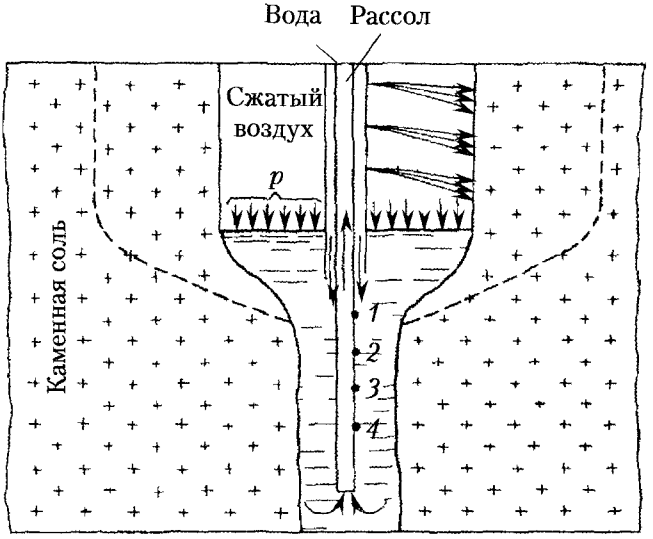


Рис. 11.5. Схема струйного метода размыва подземных емкостей с отбором рассола сжатым воздухом:
1, 2, 3, 4 — отверстия диаметром 5–10 мм

Применение механических мешалок и перемешивающих устройств, приводимых в движение энергией поступающей в камеру воды, оказалось нецелесообразным из-за больших объемов камер. Положительные результаты получены при использовании высоковольтных искровых разрядов, при этом достигалось увеличение концентраций в 1,3–2,7 раза. При исследовании явления было установлено, что основной причиной интенсификации процесса растворения являются акустические колебания, возбуждаемые в жидкости электрическими разрядами. Поэтому были использованы более простые источники акустического излучения — ультразвуковые и гидродинамические излучатели.

Положительный эффект получен при использовании пульсационного или колебательного движения жидкости, что достигается термодинамическим частичным или полным перекрытием потока воды. Для этого используют многоступенчатую гидравлическую турбину осевого типа, приводимую во вращение водой, поступающей в скважину под давлением. Чередование совмещения и несовмещения отверстий ротора и статора приводит к возникновению пульсации давления жидкости. При использовании частоты пульсации 10–60 Гц для подземной емкости объемом 10000 м^3 время размыва может быть сокращено с 554 до 294 сут.

Существуют различные методы определения формы и объема подземных емкостей, из которых наиболее надежным следует считать метод ультразвуковой локации.

11.5. ИЗОТЕРМИЧЕСКОЕ ХРАНЕНИЕ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В СТАЛЬНЫХ И ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

Хранение СУГ в низкотемпературных изотермических (стальных, железобетонных, ледопородных) емкостях получило широкое применение. Это объясняется высокой эффективностью таких резервуаров. Отметим, что хранить сжиженный метан или природный газ можно только в низкотемпературных хранилищах (рис. 11.6). Изотермическое хранение сжиженных углеводородных газов при давлении, незначительно отличающемся от давле-

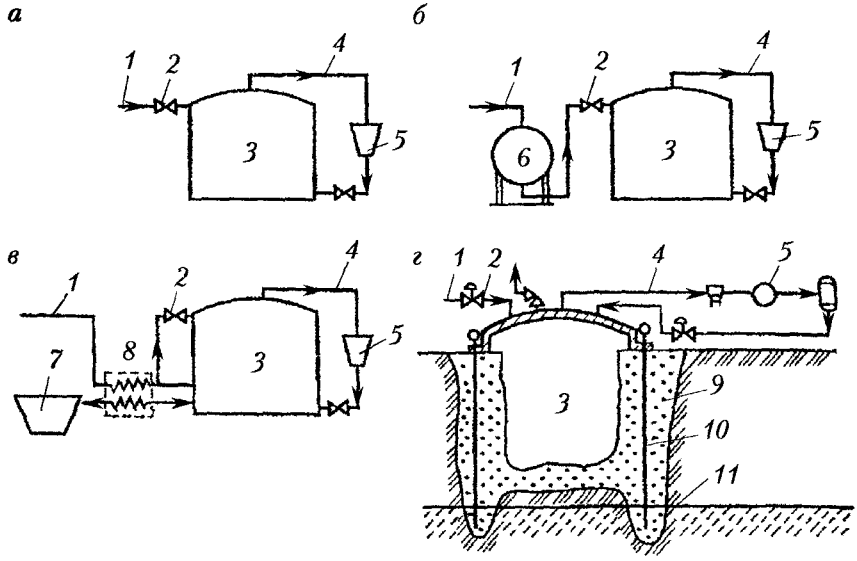


Рис. 11.6. Изотермические резервуары:
а — с холодильной установкой; *б* — с буферными емкостями; *в* — с промежуточным хладоагентом; *г* — ледопородный; *1* — сливной трубопровод; *2* — дроссельное устройство; *3* — резервуар; *4* — трубопровод паровой фазы; *5* — компрессорная холодильная установка; *6* — буферная емкость, *7* — емкость для промежуточного хладоагента; *8* — теплообменник; *9* — льдогрунтовая оболочка, *10* — морозильные колонки; *11* — водонепроницаемый слой подстилающих пород

ния внешней среды, имеет преимущества вследствие меньших затрат металла, меньшей территории, занимаемой хранилищем, и большей безопасности хранения. Постоянное низкое давление сохраняется путем откачки паров сжиженных углеводородных газов для использования в газораспределительной сети или повторного сжижения паров. Температура хранения жидкого пропана при изменении давления от 2000 до 15000 Па по сравнению с атмосферным колеблется в пределах 2 °С, *н*-бутана — в пределах 4 °С, изобутана — в пределах 12 °С.

Толщину стенки хранилища определяют из условия искусственного охлаждения сжиженного газа, подлежащего хранению, до

температуры, при которой давление его насыщенных паров будет близко к атмосферному давлению. В таких условиях достаточно, чтобы стенки внутреннего сосуда хранилища выдерживали как гидростатическое давление продукта, так и незначительное дополнительное давление. При таком суммарном давлении разрешается применение тонкостенного хранилища.

Для хранения сжиженных газов применяют различные емкости, рассчитанные на гидростатическое давление продукта в них при полностью заполненном резервуаре плюс избыточное давление паров продукта, необходимое для осуществления нормальной работы компрессорно-холодильного оборудования. Максимальное рабочее давление в таком резервуаре составляет 0,005–0,01 МПа. Небольшое избыточное давление в резервуаре (до 5000 Па) необходимо для того, чтобы при любых возможных барометрических колебаниях давление в резервуаре не могло стать ниже атмосферного.

Большое преимущество хранения газа в изотермических резервуарах — их независимость от местных геологических условий. В то же время при сооружении подземных хранилищ природного газа, используемых с указанной целью, в настоящее время приходится изыскивать специальные геологические структуры (выработанные и водоносные пласты и пр.). Поэтому хранилища СУГ могут быть созданы практически в любом месте, где это представляется технологически необходимым и экономически выгодным.

Металлические теплоизолированные резервуары

Большое распространение при сооружении хранилищ СУГ получили металлические резервуары. Это объясняется хорошей изученностью работы листовых конструкций в области криогенных температур и их надежностью, наличием стали и алюминиевых сплавов, отвечающих требованиям работы при температуре 111 К, возможностью контроля сварных соединений и испытания конструкций в целом, а также наличием эффективных теплоизоляционных материалов и отработанных методик по определению скорости испарения продукта. К преимуществам металлических резервуаров следует отнести возможность их строительства, независимо от мест расположения, а также то, что благодаря надежной

герметичности резервуара можно гарантировать отсутствие утечек и образование взрывоопасных смесей. Построенные наземные металлические резервуары имеют объем от 160 до 5500 м^3. Увеличение объема резервуаров приводит, как правило, к более экономичным решениям. Однако из соображений безопасности устанавливают пределы ограничения объема и высоты резервуара. Разработаны проекты металлических резервуаров объемом до 125000 м^3.

Наземные низкотемпературные резервуары начали использовать раньше резервуаров других типов, этим и объясняется их широкое распространение (более 80 %). Чаще они цилиндрической формы, так как сферические более сложны в изготовлении. Изотермический резервуар должен удовлетворять следующим требованиям:

— материал для его изготовления должен обладать хорошими механическими свойствами при низкой температуре;

— конструкция его должна быть удобной для монтажа, прочной и надежной в эксплуатации;

— потери сжиженного газа при испарении вследствие теплопритока должны быть небольшими, что способствует длительному и безопасному хранению;

— стоимость изготовления должна быть невысокой.

Потери сжиженного газа могут быть оценены с помощью коэффициента потерь, который показывает долю испарившегося газа из полностью заполненного сжиженным газом резервуара в течение 24 ч. Коэффициент потерь на испарение не должен превышать 0,05 %.

Наземный низкотемпературный резервуар состоит из перекрытия, стен, фундамента, герметизирующей оболочки и теплоизоляции (рис. 11.7). Наземный резервуар обычно состоит из двух самостоятельных оболочек: внутренней (несущей и герметизирующей) и наружной, играющей роль защитного кожуха. Внутреннюю оболочку изготавливают из алюминиево-магниевого сплава или легированной стали.

Так как стоимость ее велика, то иногда в качестве несущей конструкции применяют стенку из предварительно напряженного бетона, а тонкая металлическая оболочка лишь герметизирует пространство. В качестве несущих можно применять также раз-

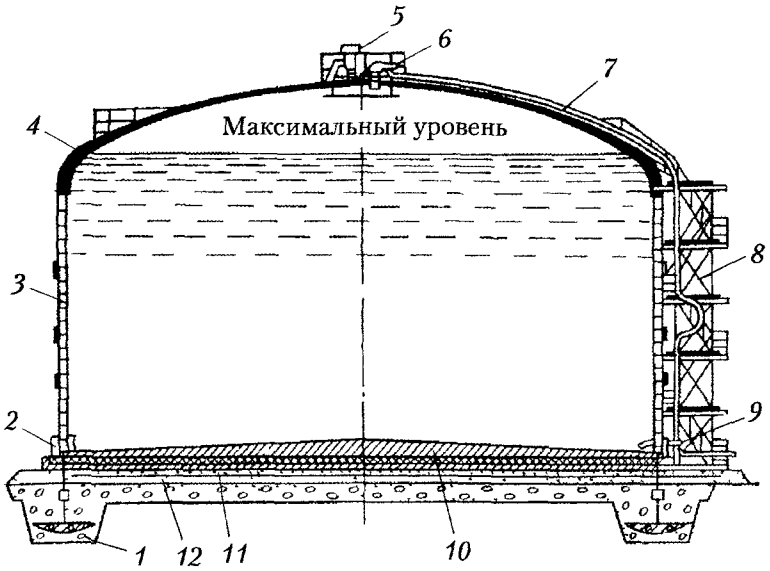


Рис. 11.7. Стальной изотермический резервуар объемом 5800 м^3:
1 — анкерное устройство; *2* — оболочка резервуара; *3* — тепловая изоляция; *4* — кровля; *5* — дыхательный клапан; *6* — предохранительный клапан; 7 — подающий трубопровод; *8* — лестница; *9* — трубопровод отбора жидкого газа; *10* — днище резервуара; *11* — блоки из пеностекла; *12* — система обогрева

личные мембранные конструкции из элементов в форме дуг окружностей и эллипсов, опирающихся на ребра жесткости, а также вертикальные трубы, сваренные между собой с помощью вставок из листового или профильного металла. Для мембран используют и другие материалы, например эластичные пластмассы, наружную оболочку выполняют из обычной стали.

Основание наземного резервуара бывает двух типов: опирающееся непосредственно на грунт или же на плиту, уложенную на забитых в грунт сваях. При укладке на грунт необходима теплоизоляция, так как при промерзании грунта может возникнуть его пучение и деформация резервуара. Теплоизоляцией служат довольно дорогие твердые пористые силикатные материалы типа пеностекла, бетоны с легкими наполнителями, различные крупно-

зернистые материалы (гравий, керамзит), пространство между которыми заполняют минеральной шерстью или перлитом. Второй метод позволяет уменьшить промерзание грунта, так как воздух является довольно хорошим теплоизолятором. Однако в этом случае необходима надежная изоляция дна для снижения теплопотерь. Между железобетонной плитой основания и стальным дном укладывают бетонные блоки с вертикальными трубчатыми отверстиями. В них и в пространство между блоками помещают рыхлую теплоизоляцию, например вспученный перлит. Блоки служат несущими конструкциями. Иногда используют блоки из перлитобетона, которые являются и изолирующими. В качестве несущих применяют также различные деревянные конструкции, одновременно служащие хорошими теплоизоляторами.

Перекрытие резервуара представляет собой двухсменный купол с помещенной между оболочками теплоизоляцией. Для снижения теплопотерь в пространство между оболочками пропускают сухой азот, который также осушает теплоизоляцию. Перекрытие обычно не имеет опор, но в некоторых конструкциях предусматривают центральную опору, которую при монтаже резервуара можно использовать для установки мостового крана. Еще одним интересным решением является перекрытие понтонного типа, плавающее на поверхности сжиженного газа. Паровая фаза по специальным каналам поступает в углубление, откуда ее подают в холодильные установки. Понтон изготавливают из металла или пластмассы.

При проектировании и сооружении низкотемпературных резервуаров возникает ряд задач: выбор материала для резервуара, теплоизоляция резервуара, сооружение фундамента под резервуар, безопасная эксплуатация хранилища жидкого газа. Для сооружения самого резервуара требуются материалы (металлы), обеспечивающие необходимые механические свойства в условиях низкой температуры. Для изготовления емкости, работающей при минимальной температуре 173 К, применяют углеродистую сталь, содержащую 3,5 % никеля, с пределом текучести не менее 840 МПа; при 73 К — углеродистую сталь, содержащую 9 % никеля, с пределом текучести температур от 153 до 173 К, необходимой вязкостью обладают стали с содержанием 5–6 % никеля.

Для сооружения внутренней оболочки изотермических резервуаров широко используют алюминиевые сплавы. Они обладают достаточной прочностью, высокой теплопроводностью (в 5 раз больше теплопроводности других металлов), незначительной плотностью и высокой коррозионной устойчивостью, а также легко поддаются механической обработке и сварке. Внешнюю защитную оболочку газгольдера выполняют из углеродной стали; она должна быть герметична и защищать теплоизоляцию от увлажнения. Для этого листы оболочки, толщина которых 6–8 мм, следует сваривать с двух сторон, поэтому расстояния между наружной и внутренней оболочками газгольдера принимают не менее 750 мм. Очень важно правильно выбрать и теплоизоляцию резервуара. Основное требование, предъявляемое к теплоизоляции, низкая теплопроводность. В настоящее время резервуары с двойной стенкой обычно теплоизолируют перлитом, засыпанным в пространство между стенками. Одностенные резервуары изолируют блоками пеностекла или непосредственным напылением пенополиуретана.

При сооружении стальных низкотемпературных резервуаров большое значение имеет их правильная опора на грунт. Глубина промерзания грунтов под резервуарами зависит от температуры хранимого сжиженного газа и грунта, диаметра резервуара, коэффициентов теплопередачи изоляции и теплопроводности грунта. Крупнозернистые грунты (гравий, песок) не чувствительны к промерзанию. При замерзании они увеличивают свой объем приблизительно на 9 %. При отсутствии систем капилляров такие грунты не способны подсасывать дополнительную влагу из соседних пластов, и, даже несмотря на образование ледяных линз, вспучивания, как правило, не наблюдается. Связанные грунты (суглинки, илы, глины, а также гравий и песок в плотной смеси с суглинками) чувствительны к действию холода. Из-за разветвленной капиллярной системы влага подтягивается к ядру замерзания из соседних пластов, что ведет к вспучиванию грунта, при котором возможен подъем и потеря устойчивости даже очень тяжелых сооружений. Прежде чем рассчитывать основание, определяют, необходимо ли предотвратить проникновение холода в грунт, находящийся под основанием. Иногда предусматривают систему

обогрева под днищем резервуара или специальную конструкцию фундамента с вентиляционными каналами. В резервуаре без изоляции днища глубина промерзания

$$H_{\text{пр}} = R/\text{tg}\left[\frac{\pi T_{\text{гр}}}{2\left(T_{\text{гр}} - T_{\text{хр}}\right)}\right],$$

где R — радиус резервуара;

$T_{\text{гр}}$ — температура грунта (для умеренного климата принимается 283 К);

$T_{\text{хр}}$ — температура хранящегося сжиженного газа.

Так, например, для резервуара диаметром 20 м глубина промерзания при хранении сжиженного природного газа достигает 110 м.

Теплоизоляция днища резервуара предотвращает непосредственное проникание холода в грунт. В этом случае глубина промерзания значительно меньше

$$H_{\text{пр}} = R/\text{tg}\left[\frac{\pi T_{\text{гр}}}{2\left(T_{\text{гр}} - T_{\text{из}}\right)}\right],$$

где $T_{\text{из}}$ — температура на уровне изоляции.

Изотермические резервуары для сжиженных газов необходимо оснащать средствами контроля и автоматизации, с помощью которых обеспечивается измерение необходимых параметров (расхода и поступления продукта, давления, температуры и уровня); сигнализация о давлении и уровне, а также поддержание заданного эксплуатационного режима, защита резервуара от переполнения, повышения уровня, вакуума и измерение напряжений в корпусе хранилища. На трубопроводах для входа и выхода продукта из резервуара следует устанавливать соответствующие счетчики-расходомеры. Резервуар необходимо снабжать уровнемером, позволяющим в любой момент времени определить уровень жидкости в сосуде. Данные о давлении паров передаются на щит операторной, где постоянно регистрируются записывающим прибором. Температура внутри резервуара должна измеряться

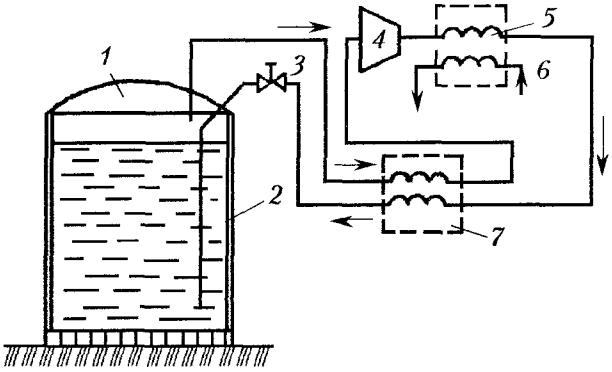


Рис. 11.8. Схема поддержания низкотемпературного режима сжиженного газа в резервуаре

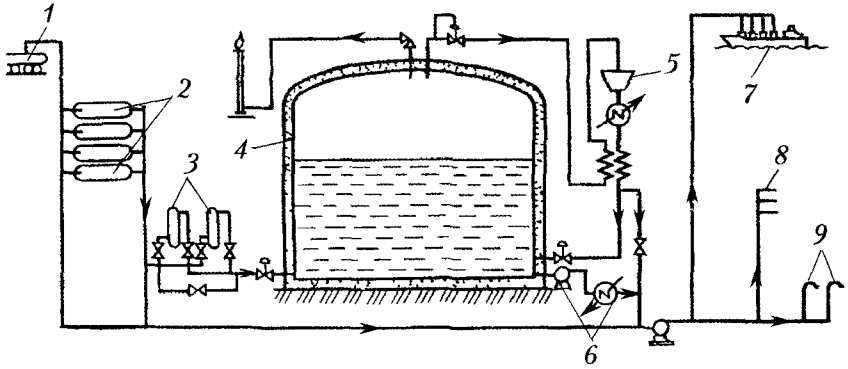


Рис. 11.9. Технологическая схема перевалочной базы СУГ с изотермическим хранилищем с буферными емкостями:
1 — слив СУГ из железнодорожных цистерн; *2* — буферные емкости; *3* — блок осушки; *4* — изотермический резервуар; *5* — компрессорно-холодильная установка; *6* — слив и подогрев СУГ; *7* — залив СУГ в танкер; *8* — заправка баллонов, *9* — налив автоцистерн

постоянно с выводом показаний на щит операторной Изотермический резервуар снабжают следующими технологическими трубопроводами· для поступления жидкости, удаления жидкости, удаления паров хранимого продукта, поступления продувочного

азота или другого инертного газа в межстенное пространство либо во внутренний сосуд резервуара, поступления паров хранимого продукта для гашения вакуума. Все вводы в резервуар и выводы из него следует снабжать компрессорами температурных напряжений, рассчитанными на работу в условиях максимально возможной разности температур хранимого продукта и окружающей среды.

Схема изотермического хранилища с использованием в качестве холодильного агента самого сжиженного углеводородного газа изображена на рис. 11.8. Испаряющийся из теплоизолированного резервуара *1* пар через теплообменник *7* поступает в компрессор *4*, где сжимается до 0,5–1,2 МПа (в зависимости от термодинамических свойств хранимого газа), затем в холодильнике-конденсаторе *5* охлаждается водой *6* и конденсируется при неизменном давлении. Сконденсированный сжиженный углеводородный газ *2* дополнительно переохлаждается встречным потоком газа в теплообменнике *7*, дросселируется в вентиле *3* до давления, соответствующего режиму хранения и поступает снова в резервуар *1*.

11.6. ПОДЗЕМНЫЕ ЛЕДОПОРОДНЫЕ ХРАНИЛИЩА СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Хранение сжиженного газа возможно и в замороженном грунте при давлении до 2,5 кПа. Проектирование ледопородного резервуара производят на основе данных инженерно-геологических и гидрогеологических изысканий. Сооружение допускается в рыхлых водонасыщенных (коэффициент водонасыщения больше 0,8), однородных по литологии и выдержанных по мощности грунтах, подстилаемых водоупором, при условии, что скорость движения грунтовых вод не превышает 2,5 м/сут, а также в слабообводненных (коэффициент водонасыщенности меньше 0,8) грунтах без прочных структурных связей при условии их искусственного обводнения.

Подземный ледопородный резервуар представляет собой емкость, стенки и днище которой выполнены из замороженных горных пород, а перекрытие — из традиционных строительных материалов: стали, алюминиевых сплавов или бетона (рис. 11.10).

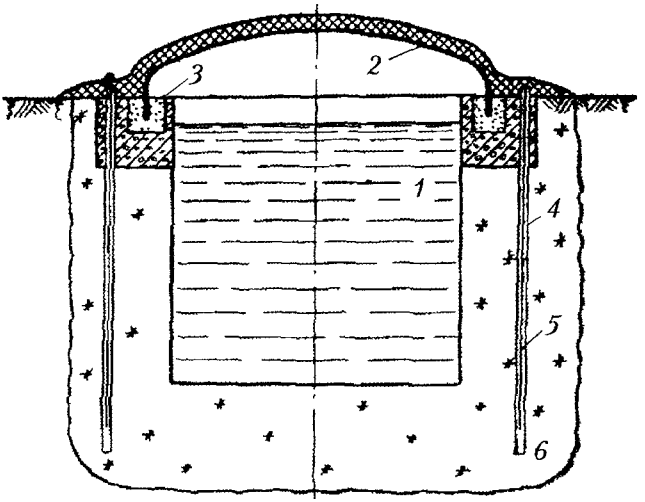


Рис. 11.10. Общий вид низкотемпературного ледопородного резервуара: *1* — емкость; *2* — перекрытие; *3* — узел примыкания перекрытия к ледопородной оболочке; *4* — скважины; *5* — замораживающие колонки; *6* — ледопородная оболочка

Ледопородный резервуар сооружают в следующей последовательности. Вокруг будущего резервуара по окружности бурят скважины *4* на 3–5 м ниже глубины залегания водоупора. Затем монтируют узел примыкания *3* перекрытия к ледопородной оболочке, который обычно представляет собой железобетонное кольцо.

В пробуренные скважины опускают замораживающие колонки *5*, по которым пропускают теплоноситель, что приводит к замораживанию горных пород вокруг колонок и созданию ледопородной оболочки *6*, сопряженной с водоупором. Под защитой ледопородного ограждения и водоупора, противостоящих гидростатическому и горному давлениям, вынимают талый грунт и образуют емкость *1*. Вместе с выемкой грунта на площадке рядом с сооружаемым резервуаром производят сборку перекрытия из предварительно заготовленных элементов. Затем перекрытие перемещают целиком или по частям на опорное железобетонное кольцо. В отдельных случаях опорой перекрытия могут служить замораживающие колонки.

Для герметичного соединения перекрытия с опорой его приваривают по периметру к закладной кольцевой обечайке, вмонтированной в опорное кольцо. Перекрытие теплоизолируют, устанавливают погружные насосы, трубопроводы, арматуру, контрольно-измерительные приборы. В резервуар заливают сжиженный газ при давлении 200–500 мм вод. ст. и при соответствующей отрицательной температуре. Методы сооружения ледопородных резервуаров определяются их объемом, конструкцией и геологическим разрезом площадки, на которой их будут строить.

Сооружение подземных ледопородных резервуаров возможно в любых грунтах. Однако наиболее приемлемыми являются песчано-гравийные грунты с влагонасыщенностью 60–90 % при наличии в них не более 20 % мелкодисперсных глинистых частиц.

Одним из основных требований, предъявляемых к ледопородным резервуарам, является создание трещиностойкой, непроницаемой для газа ледопородной оболочки. Подземные низкотемпературные резервуары сооружают, как правило, с применением предварительного замораживания пород. Предварительное замораживание пород необходимо вести согласно "Техническим условиям на производство работ по искусственному замораживанию грунтов при строительстве метрополитенов и тоннелей" (ТУ-111–56).

Предварительное замораживание горных пород необходимо для обеспечения:

— водонепроницаемости и прочности ледопородной оболочки, способной воспринять на себя полное горное давление и технические нагрузки;

— сохранности проектного направления и габаритов выработок, а также прилегающих к выработке наземных и подземных коммуникаций;

— максимальной скорости строительства.

Так как ледопородная оболочка низкотемпературного резервуара работает как несущая конструкция, которая должна быть прочной и устойчивой, наиболее ответственным является выбор толщины ледопородной оболочки. На основании принятой толщины ледопородной оболочки осуществляют все теплотехнические и технологические расчеты замораживания, выбирают конструкцию перекрытия.

Завышение толщины оболочки ведет к значительному увеличению стоимости и срока строительства подземного резервуара. Толщина ледопородной оболочки зависит от многих факторов и, в первую очередь, от внешнего давления, прочностных и деформационных характеристик замороженных пород, величины и времени обнажения ледопородного ограждения, температурного режима замороженных пород и выработки, ее размеров. Учесть влияние всех этих факторов одной зависимостью не представляется возможным, так как большинство из них является функцией многих переменных. Прочностные и деформационные свойства замороженных пород зависят от гранулометрического состава, температуры замораживания, фазового состава воды, условий миграции влаги, режима замораживания, продолжительности действия нагрузки.

ГЛАВА 12

КУСТОВЫЕ БАЗЫ И ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ

12.1. УСТРОЙСТВО КУСТОВОЙ БАЗЫ (ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ) СЖИЖЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА

12.1.1. Назначение и организационная структура кустовой базы (газонаполнительной станции)

Кустовые базы (КБ) и газонаполнительные станции (ГНС) сжиженного углеводородного газа — это стационарные хранилища для приема от поставщиков, хранения и налива (в баллоны, емкости и автомобильные цистерны) сжиженного углеводородного газа. Кустовые базы обеспечивают сжиженным углеводородным газом определенный экономический район (область, край, республику). Помимо этого они осуществляют транзитную передачу сжиженных углеводородных газов небольшим ГНС, не имеющим собственных подъездных железнодорожных путей, крупным промышленным и сельским потребителям и т. п. Газонаполнительные станции — объекты городского газового хозяйства для обеспечения газом отдельного населенного пункта или нескольких таких пунктов, расположенных близко друг от друга.

Кустовая база сжиженных газов имеет следующую организационную структуру.

Цех слива-налива сжиженных углеводородных газов. Его назначение — прием от поставщиков железнодорожных цистерн со сжиженными углеводородными газами, слив газа из них в резервуары парка хранения, подача сжиженных углеводородных газов из резервуаров парка хранения в наполнительный цех.

В состав цеха входят сливо-наливная железнодорожная эстакада и подъездные железнодорожные пути, насосно-компрессорное отделение и парк хранения сжиженных углеводородных газов.

Наполнительный цех. Здесь осуществляют налив сжиженного углеводородного газа в баллоны и автоцистерны, отпуск их потребителям, ремонт баллонов и заправку газобаллонных автомашин. В состав цеха входят наполнительное отделение, отделение слива тяжелых неиспарившихся остатков газа из баллонов и их дегазации, отделение ремонта баллонов, погрузочно-разгрузочные площадки, колонки для наполнения автоцистерн и заправки газобаллонных автомашин

Ремонтно-механический цех. В нем проводят профилактические мероприятия и ремонт с целью обеспечения безопасности и бесперебойной работы КБ, следят за исправностью ремонтных машин, оборудования Рабочие цеха участвуют в ликвидации аварий во всех цехах и службах КБ. В ведении цеха находятся ремонтно-механическая мастерская, машины, оборудование и механизмы для выполнения ремонтных работ.

Служба энерговодоснабжения. Основные задачи этой службы — бесперебойное обеспечение электроэнергией, водой и теплом (отопление) служб КБ и удаление с ее территории сточных вод, содержание в технически исправном состоянии оборудования и коммуникаций. К службе энерговодоснабжения относят все электрооборудование, сети и электроизмерительные приборы, мастерскую по ремонту электрооборудования, котельную и теплосети, водонасосную и сети водопроводов, градирню, резервуары для воды, установку по очистке и смягчению воды, установку по очистке сточных вод и сети канализации. В отдельных случаях службу энерговодоснабжения можно разделить на несколько служб.

Служба связи обеспечивает бесперебойную прямую связь КБ со станцией железной дороги и городской телефонной станцией, а также местную телефонную связь на территории КБ и с квартирами ответственных работников кустовой базы. В ведении службы находятся сети и оборудование местной и внешней связи.

Транспортная служба. Основные задачи ее — обеспечение бесперебойных перевозок сжиженных углеводородных газов потребителям и содержание в технически исправном состоянии

транспортных средств и оборудования гаража. В ведении службы находятся гараж, автомашины, открытая стоянка и мойка для автомашин.

Служба автоматики и КИП предназначена для обеспечения технически исправного состояния и бесперебойной работы имеющихся на КБ устройств автоматики, сигнализации и КИП. В ее ведении находятся мастерская для ремонта приборов и приборы для контрольных поверок.

Химическая лаборатория. Основные задачи лаборатории — выполнение химических анализов сжиженных углеводородных газов, смазочных масел, воды, определение степени одоризации газов, постоянный контроль за загазованностью помещений КБ, а также резервуаров и колодцев (канализации и др.) при выполнении ремонтных работ. В ведении лаборатории находятся приборы, оборудование и реактивы для выполнения химических анализов.

Ремонтно-строительная служба осуществляет надзор за технически правильным содержанием производственных зданий и сооружений КБ и их ремонт, поддерживает в надлежащем состоянии дороги на территории КБ, выполняет работы по благоустройству площадки КБ. В ведении службы находятся плотницко-столярная мастерская, материалы и инструменты для выполнения ремонтно-строительных работ и работ по благоустройству площадки КБ.

Газоспасательная служба. Основные задачи добровольных газоспасательных дружин (ДГСД) — наблюдение за выполнением правил и инструкций по технике безопасности, противопожарных правил и мероприятий, участие в ликвидации аварий и спасении пострадавших. В ведении этой службы находятся индивидуальные спасательные средства, применяемые при ликвидации аварий.

Станции и базы сжиженных углеводородных газов располагают преимущественно вне черты города и других населенных пунктов на специально отведенных спланированных площадках, желательно с подветренной стороны господствующих ветров, чтобы возможные выделения газов не попадали в зону жилых, общественных и производственных зданий и сооружений. Площадки для КБ и ГНС планируют с уклоном для отвода ливневых вод в открытый коллектор, так как пары сжиженных углеводородных

газов, которые значительно тяжелее воздуха, скапливаются в закрытых канализационных коллекторах.

Территорию КБ или ГНС ограждают железобетонным забором высотой 2 м. Производственную зону отделяют от вспомогательной легкой оградой. Подъезды и подходы к зданиям и сооружениям асфальтируют, а остальные участки озеленяют.

Площадки для КБ и ГНС располагают на открытой местности, чтобы пары сжиженных углеводородных газов, выделяющиеся при утечках, быстро смешивались с воздухом, не образовывая взрывоопасных смесей.

Учитывая, что сжиженный углеводородный газ тяжелее воздуха, резервуары для его хранения располагают на более низких, чем ближайшие жилые и общественные здания и сооружения, отметках. Резервуары для хранения сжиженного углеводородного газа на КБ и ГНС размещают с учетом определенных разрывов от зданий и сооружений.

В производственной зоне находятся:

— железнодорожный двухпутный тупик со сливными устройствами (при получении сжиженного углеводородного газа по железной дороге), ввод трубопровода с отключающими устройствами, расходомерами, фильтрами и прочим оборудованием (при поступлении сжиженного газа по трубопроводу), причал со сливными устройствами (при доставке сжиженного газа морским или речным путем);

— база хранения сжиженных углеводородных газов, состоящая из надземных или подземных емкостей;

— насосно-компрессорное отделение и установки, необходимые для перемещения сжиженных углеводородных газов;

— блок производственных помещений;

— колонки для наполнения автоцистерн и газобаллонных автомашин.

На территории вспомогательной зоны размещают:

— блок вспомогательных помещений;

— гараж с открытой стоянкой автомашин;

— резервуар для хранения воды на случай пожара, склад горючих и смазочных материалов, сооружения для водоснабжения и канализации.

12.1.2. Принцип работы кустовой базы (газонаполнительной станции)

Сжиженные углеводородные газы поступают на площадку КБ в железнодорожных цистернах и через стояки сливной эстакады — в резервуары парка хранения. Слив сжиженных углеводородных газов осуществляют при помощи компрессоров, работающих как тепловые машины, которые повышают температуру и упругость насыщенных паров сжиженных газов в опорожняемых железнодорожных цистернах и снижают температуру и упругость насыщенных паров сжиженных углеводородных газов в резервуарах парка хранения.

Из резервуаров парка хранения сжиженные углеводородные газы насосами подают в наполнительный цех для заполнения баллонов на автоматизированных карусельных агрегатах или весовых установках, оборудованных отсекателями налива, или на специальные колонки для заполнения автоцистерн и заправки газобаллонных автомашин. Этими же насосами осуществляют перекачку сжиженного углеводородного газа из одного резервуара в другой для компаундирования, а также перекачку газа по трубопроводу на другие предприятия.

В наполнительном цехе тяжелые неиспарившиеся остатки сливают из баллонов по двум схемам:

— баллоны устанавливают в специальные станки, заполняют их парами сжиженных углеводородных газов, опрокидывают вниз вентилями и подключают к сливной линии при одновременном удалении паровой фазы из емкостей для тяжелых неиспарившихся остатков;

— баллоны устанавливают на сливную карусель и отсасывают из них тяжелые неиспарившиеся остатки вакуум-насосом.

На КС и ГНС наибольшее распространение получили насосно-компрессорные схемы перемещения сжиженных углеводородных газов.

Прием и хранение сжиженного углеводородного газа, наполнение им баллонов и автоцистерн предусматривают при наличии хранилищ сжиженного газа, подъездного железнодорожного тупика с эстакадой для слива из железнодорожных цистерн сжи-

женного газа в емкости хранилища, насосно-компрессорного отделения, цеха наполнения баллонов и автоцистерн сжиженного газа. Высокая упругость паров сжиженных углеводородных газов и различие температур в разных точках приемо-раздаточной системы создают условия для работы при непрерывно меняющемся давлении. Все основные сооружения станции объединяют жидкостными коллекторами и трубопроводами паровой фазы, соединяющими разгружаемые и заполняемые емкости, что обеспечивает необходимый режим работы всей системы и отдельных ее элементов, разделение жидкой и паровой фаз сжиженного газа. Для наполнения емкостей хранилища коллектор жидкой фазы соединяют трубопроводом с жидкостным коллектором эстакады слива железнодорожных цистерн и двумя трубопроводами с напорным коллектором насосов, а последний — с коллектором колонок для налива автоцистерн и коллектором для наполнения баллонов. Расходный коллектор жидкой фазы емкостей хранилища объединяют двумя трубопроводами со всасывающим коллектором насосов, который, в свою очередь, трубопроводом связывают с емкостью для слива тяжелых остатков, сжиженного газа, не испарившихся из баллонов потребителей. Все трубопроводы жидкой фазы, связанные между собой, образуют единую жидкостную систему.

Коллектор паровой фазы емкостей хранилища двумя трубопроводами связан со всасывающим и напорным коллекторами компрессоров, которые соединены с коллектором паровой фазы эстакады слива железнодорожных цистерн. Всасывающий и напорный коллекторы компрессоров связаны также с коллекторами паровой фазы колонок для наполнения автоцистерн. Такая обвязка трубопроводов создает не только единую транспортную систему паровой фазы, но и позволяет использовать эти трубопроводы в качестве всасывающих и напорных. С помощью компрессоров паровую фазу можно забирать из любой емкости или секции хранилища и подавать ее в другие емкости, железнодорожные и автомобильные цистерны и наоборот.

Использование указанных коммуникаций трубопроводов жидкой и паровой фаз с размещенными на них запорными органами позволяет проводить следующие операции: опорожнение железнодорожных цистерн, наполнение и опорожнение емкостей

хранилища, наполнение баллонов и автоцистерн, перекачку в специальные емкости слитых из баллонов тяжелых неиспарившихся остатков и перемещение сжиженного газа из одних емкостей в другие.

Слив сжиженного газа из железнодорожных цистерн в емкости хранилища осуществляют перетоком за счет повышения давления паров в парофазном объеме железнодорожных цистерн при одновременном снижении давления паров в емкостях. Автоцистерны и баллоны можно наполнять за счет создания в расходных емкостях повышенного давления путем подачи в них компрессором паров, отбираемых из других емкостей (прямой переток).

При подаче насосами многократная циркуляция в них жидкой фазы недопустима, так как это приводит к ее перегреву, образованию паровых пробок и нарушению работы насосов. В схеме предусмотрен автоматический сброс избытков жидкой фазы через предохранительный перепускной клапан в напорные трубопроводы, а через них — в емкости хранилища.

Передачу сжиженного углеводородного газа из одних резервуаров хранилища в другие можно проводить перекачкой жидкой фазы насосами или с помощью компрессоров аналогично опорожнению железнодорожных цистерн.

Поскольку трубопроводы паровой фазы работают при переменных температуре и давлении, то в них может образовываться конденсат (жидкая фаза), который попадает в цилиндры компрессоров. Для предотвращения этого недопустимого явления в схеме предусмотрена установка сборников конденсата на трубопроводах паровой фазы.

Безопасность работы станции обеспечивают установкой на оборудовании и трубопроводах запорной предохранительной арматуры и контрольно-измерительных приборов. На всех участках трубопроводов сжиженного газа, ограниченных запорными устройствами, устанавливают предохранительные клапаны. На трубопроводах паровой фазы, идущих ко всасывающему и напорному коллекторам компрессоров, ставят конденсатосборники, предотвращающие попадание жидкости в цилиндры компрессоров. В качестве основной запорной арматуры применяют фланцевые краны типа КСР, а в качестве предохранительной арматуры — стальные предохранительные пружинные клапаны.

12.2. Анализ методов перемещения сжиженных углеводородных газов

На кустовых базах, газонаполнительных и газоприемораздаточных станциях (ГПРС) операции, связанные с приемом, хранением, перемещением и раздачей сжиженных газов, являются основными технологическими операциями. Их можно осуществлять путем использования гидростатического напора жидкости между освобождаемым и приемным резервуарами, насосами, компрессорами, нагревом верхнего слоя жидкости в освобождаемом резервуаре и охлаждением жидкости в наполняемом резервуаре, созданием избыточного давления газа в паровом пространстве освобождаемого резервуара путем закачки в него инертного газа. Наряду с этим в настоящее время используются комбинированные методы перемещения: насосно-компрессорный, насосно-испарительный и перемещение насосами с помощью инжекторов.

Использование гидростатического напора. Слив сжиженных углеводородных газов осуществляют за счет разности уровней жидкости в опорожняемом и наполняемом резервуарах следующим образом. Опорожняемый и наполняемый резервуары соединяют по линиям паровой и жидкой фаз, давление в резервуарах выравнивают, и сжиженный пропан-бутан переливается за счет гидростатического напора столба жидкости.

Для обеспечения достаточной скорости слива при одинаковых давлениях в емкостях необходимо, чтобы за счет гидростатического напора создавался перепад давления не менее 0,7–1 кгс/см^2. При сливе пропан-бутановых смесей эта величина будет составлять 13–20 м. Если паровые пространства резервуаров не соединены уравнительной линией, то в наиболее худших условиях, когда температура в транспортной цистерне будет на 10–15 °С ниже, чем в стационарной емкости, необходимо, чтобы разность геометрических уровней резервуаров компенсировала и эту предельно возможную разность температур и соответствующий ей перепад давления.

Преимущества перемещения газа за счет разностей уровней следующие — исключительная простота конструктивного оформления, отсутствие механических агрегатов, надежность работы

всех устройств, готовность схемы к работе в любое время, вне зависимости от наличия посторонних источников энергии.

Недостатки: возможность использования этого метода только в местностях с гористым рельефом, увеличенные размеры площадки, большие потери газа при отправлении его в виде остатков паров в цистернах, продолжительный слив. Поэтому указанный метод, несмотря на свою простоту, не может быть широко развит на практике.

Использование сжатого газа. При наличии вблизи КБ, ГНС или ГПРС источника инертного газа необходимого давления выгодным методом перемещения сжиженного газа из резервуара в резервуар является закачка инертного газа в паровое пространство освобождаемого резервуара. Причем инертный газ можно подавать через регулятор давления или компрессором.

Если температура в сливаемой и наполняемой емкостях одинакова, то парциальное давление инертного газа в сливаемой емкости должно только компенсировать гидравлические потери в системе слива, составляющие 1,5–2,0 кгс/см^2.

По окончании слива смесь паров и газа необходимо выпустить в атмосферу или, если эта смесь горючая, — в городской газопровод.

Для перемещения сжиженного газа по рассмотренному методу необходимо учитывать растворимость в нем инертного газа. В качестве основных побудителей перемещения рекомендуются газы: технический азот, двуокись углерода и природный газ. При все более увеличивающейся плотности газопроводной сети наиболее выгодным для этих целей мог бы быть природный газ, состоящий на 98,5 % из метана. Следует отметить, что растворимость метана в углеводородном газе незначительна. Наличие же в природном газе значительного количества этана, хорошо растворяющегося в пропане и бутане, особенно в зимнее время, может привести к переходу этана в жидкость и к увеличению упругости паров сжиженного газа в емкости (баллоне) выше допустимых норм при последующем нагреве баллона до нормальной температуры. Поэтому при сливе содержание этана в природном газе не допускается выше 3–5 %.

Использование природного газа на обычных насосно-комп-

рессорных ГПРС также выгодно, поскольку из-за высокой упругости и отсутствия конденсации паров природного газа резко сокращается расход подаваемого газа на вытеснение сжиженного. К недостаткам следует отнести большие потери сжиженных газов при выходе их в атмосферу и необходимость снабжения сжатым газом.

Выбор оптимальных режимов проводят с учетом производительности и технологических особенностей КБ, ГНС и ГПРС. Принципиальная технологическая схема слива и налива сжиженных газов заключается в том, что парциальное давление природного газа в опорожняемом сосуде поддерживается постоянным. При этом природный газ из магистрального газопровода под давлением $p_{гп} > 1{,}7$ МПа через узел редуцирования поступает в паровое пространство опорожняемой емкости (железнодорожной цистерны, автоцистерны) и создает там давление, необходимое для вытеснения жидкости в резервуары базы хранения или непосредственно в наполнительное отделение Используемый в системе дифференциальный регулятор давления автоматически поддерживает парциальное давление природного газа, превышающее упругость паров в опорожняемом сосуде на 0,2–0,5 МПа. Для ускорения процесса слива парциальное давление газа-вытеснителя может быть увеличено. Как показали результаты исследований, с увеличением парциального давления метана возрастает поток его в пропан-бутан и заметно сокращается время сливо-наливных операций. Однако повышение парциального давления сжатого газа вызывает рост его концентрации в газонасыщенном слое и при температуре 318 К способно вызывать увеличение давления в сосуде до 2,5–2,8 МПа, что значительно превышает рабочее (1,7 МПа). При малых значениях парциального давления метана доля некондиционного продукта в сжиженных газах опорожняемого резервуара уменьшается. При этом заметно снижается производительность КБ, ГНС и ГПРС по наполнению баллонов сжиженными газами.

Перемещение сжиженных углеводородных газов созданием разности температур в опорожняемом и наполняемом сосудах (нагревается сжиженный газ в освобождаемом резервуаре и охлаждается в наполняемом резервуаре). Из-за трудности осуще-

ствления широкого применения этот метод не нашел, так как нужно прогревать всю массу сжиженного газа.

Подогреватель выполняют в виде змеевика и обогревают водой или паром.

Для создания разности температур можно охлаждать сжиженный газ в наполненном резервуаре. Для этого жидкий газ пропускают через специальный теплообменник, охлаждаемый холодной водой или охлаждающим раствором. Охлаждать наполняемый резервуар можно также интенсивным испарением газа с отводом паров в газовые сети или в атмосферу. Испускания паров сжиженного газа в атмосферу следует избегать.

Для поддержания перепада давления 1,5–2 кг/см^2 необходимо создать перепад температуры для пропана 5–12 °С. Особенно выгодно применять данную схему, когда доставку сжиженного газа осуществляют по магистральному газопроводу и есть источник тепловых отходов (горячая вода, пар).

Перемещение сжиженных газов насосами. Перемещение сжиженных газов с помощью насосов является довольно интересным с точки зрения надежности, удобства, простоты, малых энергетических затрат и капитальных вложений, однако для этого необходимы специальные самовсасывающие насосы или насосы, которые всегда находились бы под действием гидростатического напора столба жидкости. Кстати, железнодорожные цистерны только с верхним сливом сжиженного газа затрудняют применение чисто насосной схемы слива.

Для надежной работы насосов необходимо разработать такую технологическую схему, чтобы непосредственно у входного патрубка насоса жидкость имела некоторый запас удельной энергии (напора) сверх упругости паров. Только в этом случае будет обеспечена бескавитационная работа насоса. В соответствии с этим сеть должна обладать некоторым кавитационным запасом, превосходящим допустимый кавитационный запас насоса $\Delta h_{доп}$.

При перекачке насыщенной жидкости пропан-бутан давление на свободную поверхность ее в резервуаре равно упругости паров, поэтому бескавитационную работу насосов возможно обеспечить лишь тогда, когда геодезическая высота всасывания или уровень жидкости в резервуаре больше или равны потерям напора в пода-

ющем трубопроводе плюс допустимый кавитационный запас насоса и 0,5 м:

$$\Delta h = \Delta h_{доп} + h_{тр} + 0{,}5$$

Перемещение сжиженных газов насосно-инжекторным способом. Схема перемещения сжиженного газа насосно-инжекторным способом представлена на рис. 12.1.

Инжектор работает с помощью жидкости (до 40–60 %), подаваемой насосом *4*. В схему включен напорный сосуд *2*, который служит для постоянного залива жидкостью всасывающего патрубка насоса и сепарации паровой и жидкостной фаз после инжектора. Данная схема имеет замкнутое кольцо циркуляции сжиженного газа по пути: резервуар–инжектор–напорный сосуд–насос–наполнительная рампа (другой резервуар, куда перекачивается жидкость)–резервуар. В этой схеме насос работает в области относительно постоянного и поэтому устойчивого режима, независимо от интенсивности отбора сжиженного газа на рампе.

Перемещение сжиженных газов компрессором. Компрессором отсасывают паровую (газовую) фазу из заполняемого резервуара и нагнетают ее в паровое пространство опорожняемой емко-

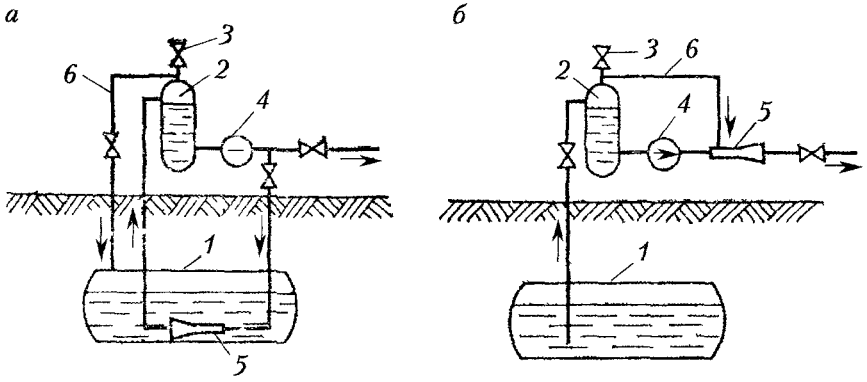


Рис. 12.1. Насосно-инжекторная технологическая схема с расположением инжектора в подземном резервуаре (*а*) или вне его (*б*):
1 – резервуар; *2* – сепаратор-газоотделитель; *3* – вентиль для запуска; *4* – насос; *5* – инжектор; *6* – линия для сброса паров

сти. Таким образом создается перепад давления и сжиженный газ перекачивается в емкость с меньшим давлением. Нагнетаемые компрессором пары сжиженного газа с повышенной температурой, соприкасаясь с поверхностью, подогревают верхний слой жидкости и способствуют испарению и дополнительному повышению давления в опорожняемой емкости. Отсасывание паров из заполняемого резервуара усиливает испарение и охлаждение жидкости, что тоже ускоряет процесс перемещения. Для эффективного ведения процесса слива необходимо поддерживать перепад давления между резервуарами в пределах от 0,15 до 0,3 МПа.

Преимущества компрессорного способа перемещения сжиженных газов следующие:

– конструктивная простота схемы;

– полнота опорожнения емкостей;

– возможность регулирования скорости слива изменением перепада давления в емкостях;

– высокая производительность (0,3–1,00 $м^3$/мин).

Недостатками компрессорного способа перемещения сжиженных газов являются:

– большой расход энергии;

– наличие в эксплуатации сложного агрегата;

– необходимость в трубопроводах паровой и жидкой фаз.

Перемещение сжиженных газов с помощью насосов и компрессоров. На КБСГ, ГНС и ГНП главным образом применяют насосно-компрессорные технологические схемы, при работе по которым все сливо-наливные операции осуществляют с помощью насосов и компрессоров. Слив сжиженного газа из железнодорожных цистерн, заполнение автоцистерн, удаление остаточных паров из опорожненных резервуаров производят компрессорами, заполнение баллонов сжиженным газом – насосами и компрессорами. Компрессоры создают в опорожняемом резервуаре давление, превышающее упругость паров сливаемой жидкости, что является необходимым условием нормальной работы насосов. Достоинствами насосно-компрессорной технологической схемы являются высокая производительность, надежность, полное опорожнение резервуара, широта технологического диапазона. К недостаткам следует отнести большие эксплуатационные расходы

по ремонту и содержанию технологического оборудования.

Перемещение сжиженных газов с помощью насосов и испарителей. В районах Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока, где преобладают низкие среднегодовые температуры, в зимний период упругость паров пропан-бутана в резервуарах меньше 0,15 МПа, т. е. избыточное давление меньше 0,05 МПа. При этом отбирать пары из резервуаров базы хранения компрессором невозможно, так как снижается давление. Перемещение сжиженных газов в этих случаях осуществляют с помощью испарителей. При работе по рассматриваемой технологической схеме резервуары хранилища и испарители соединяют трубопроводами по жидкой и паровой фазам. Повышения давления в паровом пространстве опорожняемого резервуара достигают с помощью испарителей объемного или проточного типа. При этом пары сжиженных газов перегреваются за счет теплоты, принесенной извне.

Механизм операций слива с помощью объемных испарителей следующий. Смесью пропан-бутан наполняют один из испарителей, линию жидкой фазы от резервуаров отключают, подают теплоноситель. Сжиженный газ в теплообменнике (объемном испарителе) подогревается, упругость паров повышается, затем пары с высокой упругостью поступают в опорожняемый резервуар, в котором создается повышенное давление, за счет чего и производится слив пропан-бутана.

В насосно-испарительной технологической схеме повышение давления в паровом пространстве опорожняемого резервуара достигается с помощью испарителей объемного типа.

Они создают подпор, обеспечивающий нормальную работу насоса. Схема с использованием объемных испарителей применяется на КБ и ГНС большой производительности. На ГНС малой производительности и на ГРПС слив сжиженного газа производят с помощью проточных испарителей (рис. 12.2).

Опорожняемый резервуар по жидкой и паровой фазам соединяют с испарителем трубопроводами. Теплоноситель подводят к испарителю, где происходит испарение сжиженного газа и перегрев паров. Перегретые пары из испарителя поступают в опорожняемый резервуар. Подачу теплоносителя регулируют в зависимости от давления в опорожняемом резервуаре. Повышение дав-

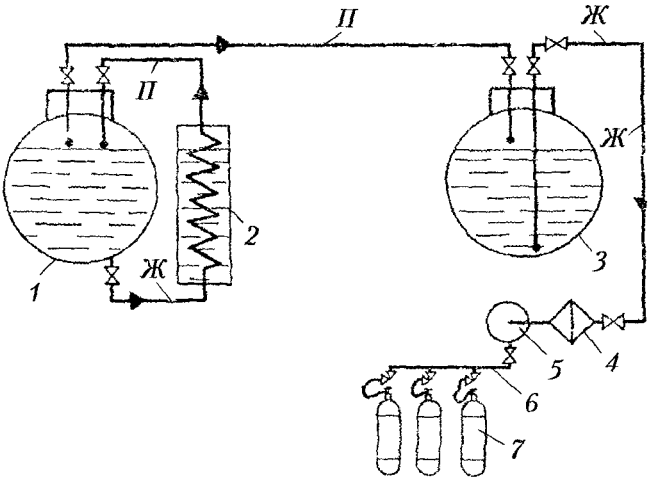


Рис. 12.2. Насосно-испарительная технологическая схема:
1, 3 — резервуары; *2* — проточный испаритель; *4* — фильтр; *5* — насос; *6* — наполнительная рампа; *7* — баллоны; *Ж* — трубопровод жидкой фазы; *П* — то же, паровой

ления в резервуаре способствует нормальной работе насоса при сливе сжиженного газа и наполнении им баллонов.

12.3. ЗАПРАВКА АВТОМОБИЛЕЙ СЖИЖЕННЫМИ УГЛЕВОДОРОДНЫМИ ГАЗАМИ

Автогазозаправочные станции (АГЗС) служат для заправки газобаллонных автомобилей сжиженным газовым топливом (табл. 12.1).

АГЗС (рис. 12.3) включает в себя хранилище сжиженного газа из четырех резервуаров, насосно-компрессорное отделение, колонки для перекачки газа из автоцистерн в резервуары станции, колонки для заправки газом газобаллонных автомобилей, систему автоматической сигнализации опасности, сантехнические, электрические и другие системы.

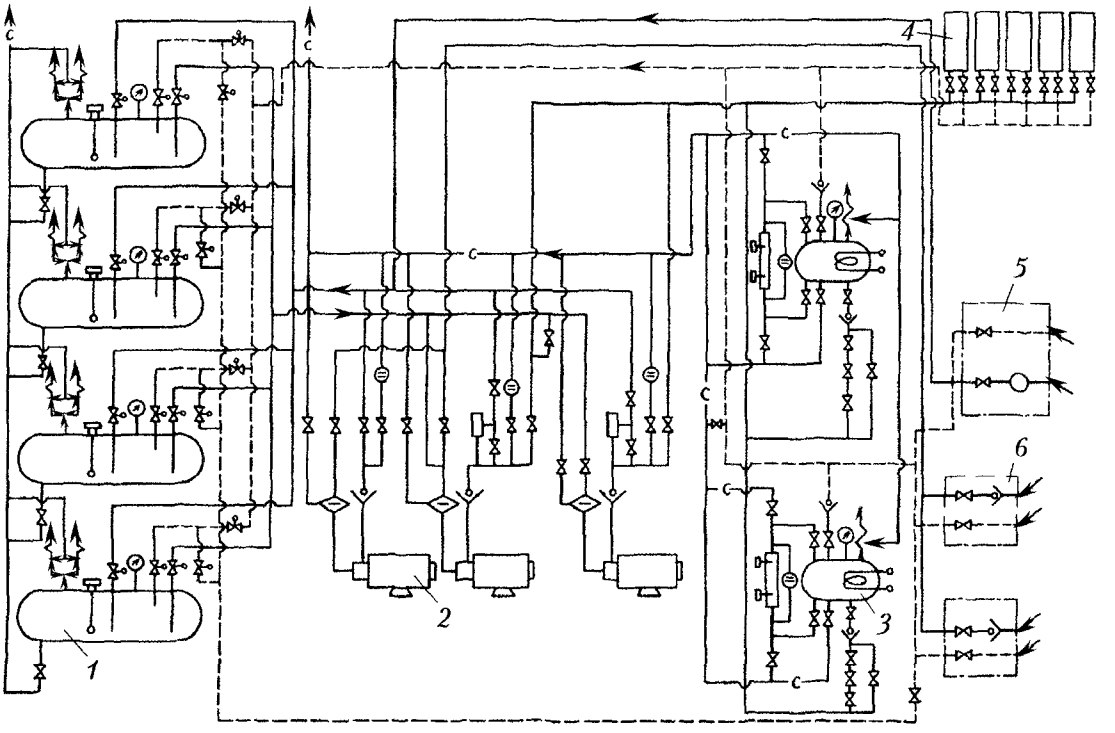


Рис. 12.3. Принципиальная технологическая схема АГЗС-БКИ-600:
1 — резервуар; *2* — насосы; *3* — испарители; *4* — колонки для наполнения СУГ автомобильных баллонов; *5* — колонки для слива СУГ из баллонов; *6* — колонки для слива СУГ из автоцистерн

Таблица 12.1

Техническая характеристика АГЗС

Показатель	Проект	
	503–136	3895
Номинальная производительность, заправок/сут	600	750
Средняя заправочная доза, л	200	200
Площадь земельного участка, $м^2$	5500	6400
Число резервуаров для газа вместимостью, $м^3$		
25	4	4
5	1	1
Число колонок:		
слива газа из автоцистерн	2	2
для заправки автомобилей	4	4
Число компрессоров	2	2
Максимальное давление в трубопроводе, МПа	1,6	1,6

При размещении оборудования АГЗС следует обеспечить следующие требования

Максимальный объем группы резервуаров со сжиженным газом АГЗС, расположенной на ее территории, не должен превышать 100 $м^3$, а объем одного резервуара — 25 $м^3$ (СНиП II-37–76).

На АГЗС применяют компрессоры АВ-22, АУ-45 и насосы С5/140, 1,5ХГ-3-2,8.

Минимальное расстояние от резервуаров с газами составляет: до здания насосно-компрессорного отделения и установок испарения и смешивания газов — 10 м, до колонок для заправки и перекачивания газов — 20 м.

ГЛАВА 13

РЕЗЕРВУАРНЫЕ И БАЛЛОННЫЕ УСТАНОВКИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

13.1. РЕГАЗИФИКАЦИЯ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Сжиженные углеводородные газы для подачи в газораспределительные сети или непосредственно в газовые приборы подвергаются регазификации. Под регазификацией понимают обратный процесс перехода углеводородов из жидкого состояния в газообразное путем испарения или кипения жидкой фазы и дальнейший перегрев полученных насыщенных паров. Для непрерывного протекания процесса регазификации необходим непрерывный приток теплоты к жидкой и паровой фазам. Отбор паров осуществляют через регулятор давления. Минимальное давление в испарителе обусловливается потерей давления в регуляторе и распределительном газопроводе с учетом номинального давления газовых приборов. Так, для пропана минимальное давление в испарителе при давлении за регулятором 2500–3000 Па может быть в пределах 0,2–1 МПа, что соответствует температуре жидкой фазы для пропана от 248 до 303 К. При этой температуре теплоносителем может быть любая жидкость или газ, имеющие более высокую температуру.

Различают естественную и искусственную регазификацию сжиженных углеводородных газов. Естественное испарение сжиженных углеводородных газов происходит обычно в тех же резервуарах и баллонах, где хранится газ. В качестве теплоносителя могут быть использованы воздушная окружающая среда или грунт. Минимальная испаряющая способность резервуаров, расположенных на открытом воздухе, наблюдается в ночные часы или в наиболее холодные сутки года, минимальная испаряющая спо-

собность заглубленных резервуаров — в весенние месяцы. Минимальное количество испаряемого газа оценивают на основе многолетних замеров температуры воздуха или грунта. При естественном испарении вначале испаряются легкие, затем тяжелые компоненты смеси сжиженных углеводородов. Потребитель получает газ переменного состава и теплоты сгорания, а в резервуаре могут накапливаться тяжелые неиспаряющиеся остатки. В северных районах установки с естественным испарением монтируют в отапливаемых помещениях с одинаковой периодичной температурой, поэтому в этом случае испарение будет происходить более равномерно. При испарении или кипении сжиженных углеводородных газов в специальных теплообменниках путем подачи "горячего" теплоносителя количество испаряемого газа возрастает. Такой метод регазификации называется искусственным. В качестве теплоносителя широко используют водяной пар или горячую воду, а также продукты сгорания газа. Может быть использован также электрический метод подогрева. К регазификационным установкам сжиженного углеводородного газа с естественным испарением относят: баллонные установки сжиженного газа, резервуарные установки с естественным испарением, регазификационные и резервуарные установки с искусственным испарением, установки для получения газовоздушных смесей, регазификационные установки большой производительности.

Естественная регазификация

Производительность установок с естественным испарением зависит от состава сжиженных углеводородных газов, температуры окружающей среды, параметров теплообмена, степени заполнения резервуаров газом, числа и характера взаимного расположения резервуаров, а также от режима отбора газа из резервуаров. При расчете газобаллонных установок необходимо учитывать также повышенную влажность воздуха, так как в зависимости от запотевания резервуара изменяются параметры теплообмена. Это приводит к увеличению интенсивности испарения жидкой фазы, так как теплопередача жидкости значительно выше теплопередачи воздуха. Такое же явление наблюдается при омывании резервуаров или баллонов дождем. Зимой при обмерзании резервуара

теплопередача ухудшается, так как слой инея является своего рода изоляцией, $\lambda_{ин} = 0{,}105$ Вт/(м · К). При обледенении резервуара тепловой приток увеличивается, $\lambda_{л} = 2{,}5$ Вт/(м · К). Режимы работы подземных резервуаров имеют свою специфику, обусловленную процессами теплообмена между грунтом и резервуаром с учетом влияния температуры поверхности грунта. Тепловые потоки для резервуаров, находящихся на определенной глубине, изменяются в зависимости от времени года. При работе резервуаров на бытовое газоснабжение газ ночью практически не отбирается, и теплота грунта идет на нагревание жидкой фазы в резервуаре. Поэтому ночью наблюдается наиболее высокая температура жидкости в резервуаре. Днем и вечером расход газа превышает среднечасовой. Процесс испарения газа происходит большей частью за счет теплоты, которая аккумулируется системой. Разность в подводе теплоты к резервуару в период максимального и минимального отборов паров должна соответствовать количеству аккумулируемой теплоты. Таким образом, необходимое для испарения дополнительное количество газа компенсируется снижением внутренней энергии, накопленной в ночные часы.

Состав жидкой фазы влияет на давление насыщенных паров смеси в резервуаре или, в конечном счете, на допустимое снижение давления при отборе первой фазы. При большом снижении давления наблюдается сильное испарение жидкости, так как при понижении температуры жидкости увеличивается перепад температур, а следовательно, и тепловой поток. Минимальное абсолютное давление в резервуаре с учетом нормальной работы регуляторов, установленных на резервуарах, не может быть ниже 0,14–0,15 МПа. При определении расчетной производительности подземного резервуара необходимо брать наихудшие температурные условия в грунте. Допустимое снижение уровня сжиженного углеводородного газа в резервуаре определяется минимальным тепловым потоком из грунта, остаточным составом жидкой фазы и экономическими соображениями (например, закономерностями завоза сжиженных углеводородных газов). В среднем считается, что допустимая степень заполнения не меньше 30 %. Длительность непрерывной работы резервуаров зависит от вида потребителя газа.

Во время перерывов в отборе паров жидкой фазы резервуар и окружающий грунт нагреваются. Следует отметить, что при хранении смеси сжиженных углеводородных газов по мере отбора паров газа увеличивается содержание более тяжелых углеводородов. Упругость паров, остающихся в резервуаре, по мере отбора снижается: чем больше содержание более тяжелых углеводородов, тем ниже упругость насыщенных паров газа в резервуаре.

В некоторых случаях может быть использован способ естественного испарения газа в подводящих трубопроводах и регуляторах. Сжиженный углеводородный газ в жидком состоянии поступает в газоиспользующую систему под принудительным давлением, равным давлению в резервуаре, через регулятор давления. В регуляторе давление газа снижается, часть его испаряется. Другая часть газа испаряется после регулятора на участке трубопровода. Температура газа снижается и зависит от степени испарения. Испарение прекращается при установлении равновесия между давлением паров и давлением жидкости за регулятором, что может происходить при малых расходах газа. Состав паров испаряющихся газов тот же, что и в резервуаре.

Искусственная регазификация

Зависимость естественной регазификации от окружающей среды и от потребления газа, а также недостаточная производительность установок вынуждают использовать способы искусственной регазификации сжиженных углеводородных газов. Преимущества установок с искусственной регазификацией состоят в большей производительности, не зависящей от внешних условий, в постоянстве состава испаряемого газа и в соответствии его с составом жидкой фазы, хранящейся в резервуаре, а также в независимости от степени заполнения хранилища и в возможности использования смесей газа с большим содержанием более легких углеводородов. Однако для установок искусственной регазификации, для которых необходима непрерывная подача от внешнего источника, отмечается сложность их обслуживания и необходимость установки систем автоматики. Кроме того, в этих установках наблюдается конденсация паров СУГ в газораспределительных сетях. Общим для установок искусственной регазификации является генера-

ция пара в движущемся потоке. Конструктивно испарительные теплообменники бывают рекуперативного типа со змеевиковым нагревателем, вертикальные, кожухотрубные, трубчатые с вертикальным или горизонтальным кожухом, пленочные и форсуночные.

В некоторых случаях целесообразно использовать в качестве топлива непосредственно жидкую фазу, транспортируя ее до горелочных устройств по трубопроводам. В этом случае нет необходимости регазификации сжиженных углеводородных газов. В зависимости от конструкции горелок практически возможен любой расход газа независимо от теплоподвода с учетом любой неравномерности потребления, а также более равномерный расход всех компонентов газа из резервуара. Разработаны специальные конструкции горелок типа инжекционных, форсунок и др. Однако этот метод имеет ограниченное применение из-за возможного перегрева жидкости во время остановки или прекращения работы оборудования, вскипания газа в трубопроводе, перехода однофазного потока в двухфазный и т. д.

13.2. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ИСПАРИТЕЛЕЙ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Конструктивно испарители сжиженных углеводородных газов делят на испарители прямого и непрямого подогрева. В первом случае жидкая фаза получает теплоту через стенки непосредственно от горячего теплоносителя. К этому типу относят змеевиковые, трубчатые, пленочные, форсуночные, электрические и огневые испарители. В испарителях непрямого подогрева используется теплота от промежуточного теплоносителя между подогревателями и стенкой испарителя. В качестве теплоносителя в основном применяется горячая вода или водяной пар.

Змеевиковый испаритель (рис. 13.1) представляет собой вертикальный цилиндрический резервуар диаметром 309 мм и высотой 780 мм, внутри которого находится змеевиковый теплообменник из труб размером 28 × 3 мм, что обеспечивает производительность 100 кг/ч. Сжиженный углеводородный газ поступает в патрубок нижнего днища *12* и попадает в испарительное отделение.

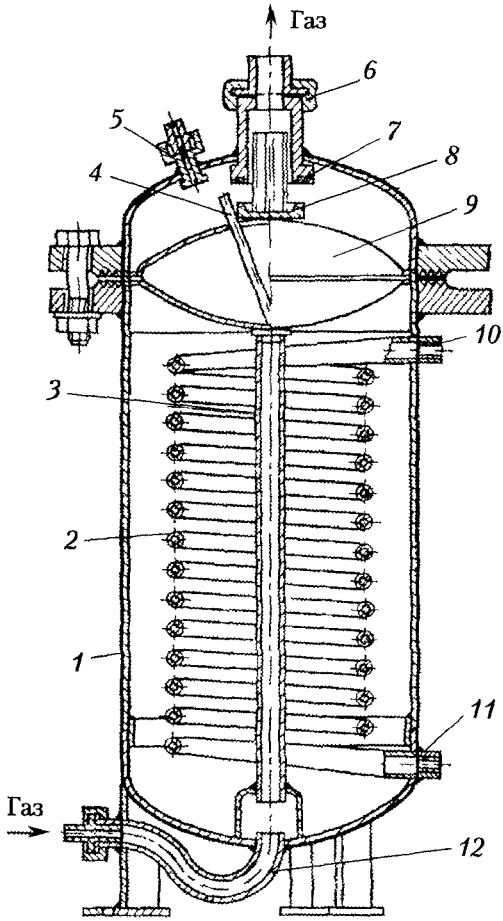


Рис. 13.1. Испаритель сжиженного углеводородного газа с погруженным змеевиковым теплообменником:
1 — вертикальный цилиндрический кожух; *2* — змеевиковый теплообменник; *3* — трубка, направляющая вертикальный ход поплавка; *4* — уравнительная парофазная трубка поплавка; *5* — патрубок предохранительного пружинного клапана; *6* — патрубок выхода насыщенных паров пропан-бутана; *7* — седло предохранительного клапана; *8* — золотник предохранительного клапана; *9* — поплавковый регулятор предельного уровня сжиженного углеводородного газа: *10* — патрубок входа теплоносителя; *11* — патрубок выхода теплоносителя; *12* — патрубок входа сжиженного углеводородного газа

По змеевику *2* подают горячую воду с температурой 353 К. Внутри испарителя, выше змеевика, находится поплавок *9* с клапаном *8*, который при подъеме вверх плотно закрывает выходное отверстие парофазного патрубка *6*. При изменении расхода газа жидкая фаза меняет уровень: при малом расходе наблюдается меньшая высота жидкой фазы и меньшее испарение газа, но больший его перегрев и большее давление. При отборе газа давление в испарителе меньше, чем давление в резервуаре. При большом расходе газа уровень жидкости повышается, заливает весь змеевик. После выяснения причин увеличенного расхода обслуживающий персонал включает испаритель в работу.

Трубчатый испаритель состоит из труб, собранных при помощи трубных решеток в кожухе. Вертикальный кожухообразный испаритель сжиженного углеводородного газа с плавающей головкой изображен на рис. 13.2. Сжиженный углеводородный газ поступает в межтрубное пространство испарителя через штуцер *17* и поплавковый регулятор предельного уровня за счет избыточного давления в резервуаре. Теплоноситель (водяной пар) поступает сверху по патрубку *13* в пучок труб *6*, проходит через трубки и уходит снизу через выходной патрубок *18* и конденсационный горшок.

Теплообменник работает по принципу противотока. Образующиеся насыщенные пары проходят через верхнюю часть межтрубного пространства испарителя, перегреваются и через выходной штуцер поступают на регулятор давления и далее к потребителю Для наблюдения за количеством жидкой фазы в испарителе имеется уровнемерное стекло. При изменении отбора газа изменяется уровень жидкой фазы.

В качестве теплоносителя используют водяной пар, который поступает в верхнюю камеру.

Для предотвращения перелива жидкой фазы и попадания ее в регулятор давления и далее в трубопровод установлен регулятор предельного уровня на высоте 1/3 высоты теплообменных трубок *6*.

В этом случае при интенсивном кипении жидкой фазы брызги попадают на трубки теплообменника и испаряются. Для пропан-бутана внутритрубное пространство и крышку перегревателя рассчитывают на рабочее давление 1,6 МПа. Разработан ряд труб-

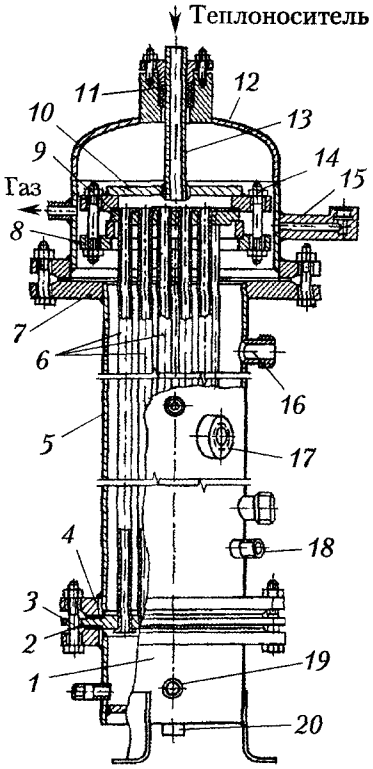


Рис. 13.2. Вертикальный кожухотрубный испаритель сжиженного углеводородного газа с плавающей головкой:
1 — днище; *2* — уплотнительные прокладки фланцевых соединений; *3* — нижняя неподвижная трубная решетка; *4* — фланцевое соединение днища с кожухом; *5* — кожух; *6* — трубный теплообменный пучок; *7* — фланцевое соединение крышки с кожухом; *8* — фланцевое соединение камеры плавающей головки; *9* — разрезное прижимное кольцо; *10* — плавающая головка трубного пучка; *11* — сальниковое уплотнение патрубка теплоносителя в крышке испарителя; *12* — крышка; *13* — патрубок для подачи теплоносителя во внутритрубное пространство теплообменного пучка; *14* — верхняя подвижная трубная решетка; *15* — патрубок для предохранительного выпускного клапана; *16* — патрубок для присоединения контрольного уровнемерного вентиля; *17* — патрубок для присоединения поплавкового регулятора предельного уровня сжиженного углеводородного газа; *18* — возврат СУГ в резервуар; *19* — патрубок отвода теплоносителя; *20* — дренажный патрубок

чатых испарителей горизонтального и вертикального типов с пучками труб U-образной формы.

Проходя через теплообменник, пар конденсируется, и из нижней камеры отводят конденсат. По отношению к теплоносителю необходимо иметь в виду, что при использовании в испарителе воды с температурой 80 °С удельный тепловой поток значительно превышает удельный тепловой поток с паровым подогревом за счет того, что коэффициент теплопередачи испарителей с водяным теплоносителем 460–580 Вт/(м^2 · ч · К), а с паровым теплоносителем 230–290 Вт/(м^2 · ч · К).

Однако расход воды значительно превышает расход пара, и для ее подачи необходим насос, что приводит к целесообразности использования водяного пара. При наличии недорогих источников теплой воды, во многих случаях являющейся отходом технологических производств, целесообразно использовать водяной подогрев.

Пленочный испаритель (рис. 13.3) весьма компактен. Он состоит из корпуса *4* и рубашки *6*, в пространство между которыми подают водяной пар. Сжиженный углеводородный газ поступает по вертикальной трубке *10* к оросителю *3*, откуда попадает на теплоотстойники.

Образовавшиеся пары поступают через специальные отверстия в выходной патрубок *13*. Теплоноситель подают в верхний штуцер рубашки *11* и отводят через нижний штуцер *7*. К днищу испарителя приваривают трубу для отвода неиспарившихся остатков *8*. Испаритель быстро выходит на рабочий режим, безопасен в работе.

Форсуночный испаритель состоит из двух обечаек — внутренней и внешней. Между ними по кольцевому пространству циркулирует теплоноситель — горячая вода или водяной пар. Жидкую фазу впрыскивают во внутреннюю трубу через форсунку. При интенсивном перемешивании капель жидкой фазы с нагретыми парами и испарении на горячей стенке происходит регазификация сжиженного углеводородного газа. Коэффициент теплоотдачи в этом случае достигает 750 Вт/(м^2 · ч · К). Перегрев полученных паров осуществляют в спиральном перегревателе на выходе испарителя змеевикового типа. Уровень жидкой фазы контролируют

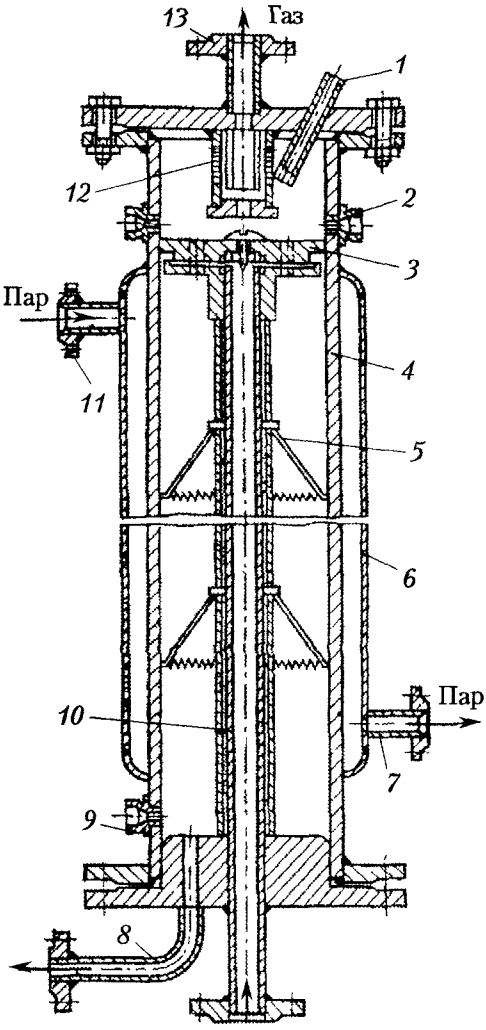


Рис. 13.3. Испаритель пленочного типа:
1 — штуцер для установки термометра; *2* — штуцер для установки манометра; *3* — ороситель; *4* — корпус; *5* — каплеотбойник; *6* — рубашка; *7* — отводной штуцер; *8* — труба для слива неиспарившихся остатков; *9* — штуцер для установки уровня; *10* — вертикальная труба; *11* — штуцер для подачи теплоносителя; *12* — сепаратор; *13* — патрубок

поплавковым регулятором, с помощью которого при предельном уровне прекращают подачу жидкой фазы в испаритель.

Электрический регазификатор (рис. 13.4) сжиженного углеводородного газа состоит из резервуара *1*, изготовляемого по типовому проекту, взрывозащищенной коробки *6* с электронагревателя *2*, приборов автоматики регулирования и контроля *4*, электрического манометра *5* и электрошкафа *3*. Электронагреватель *2* опускают в резервуар *1*.

Испарение сжиженного углеводородного газа происходит за счет теплоты электронагревателя, который включается или выключается в зависимости от расхода паровой фазы газа. При давлении, равном верхнему заданному пределу, или при весьма малом расходе электронагреватель отключен, при понижении давления вследствие увеличения расходов газа он включается в работу с помощью электроконтактного манометра. Таким образом, путем поддержания давления в определенных заданных пределах, значения которых устанавливают в зависимости от режима работы газораспределительной сети, достигают заданную производительность установки.

В огневом испарителе в качестве теплоносителя используют высокотемпературные дымовые газы или раскаленные твердые

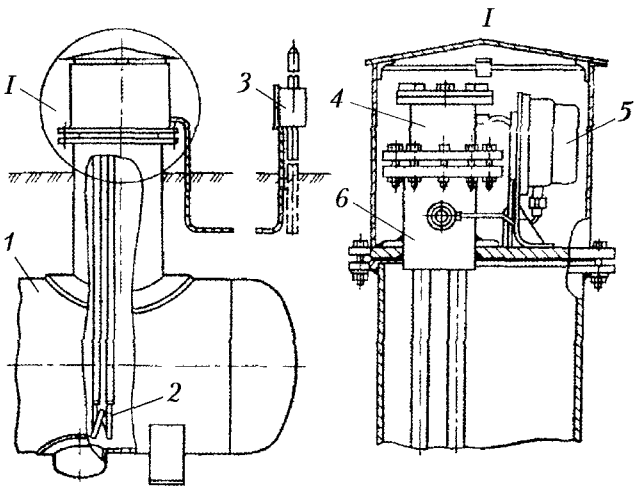


Рис. 13.4. Электрический регазификатор

тела. Для того чтобы языки пламени не касались непосредственно стенок теплообменника (основное требование для огневых испарителей) ставят специальные искрогасители и отбойные экраны. Все испарители должны отвечать "Правилам устройств и установок и освидетельствования сосудов, работающих под давлением". На корпусе испарителя необходимо указывать:

— завод-изготовитель, заводской номер и дату выпуска;

— тип и назначение испарителя;

— предельно допустимую производительность, рабочее давление;

— наружную и внутреннюю поверхность испарения;

— регистрационный номер инспекции котлонадзора РФ.

Испарительные установки следует оборудовать регулирующей, предохранительной и контрольно-измерительной аппаратурой, исключающей замерзание используемой в качестве теплоносителя жидкости, выход жидкой фазы из испарительной установки в газопровод паровой фазы, повышение давления газа и жидкой фазы выше принятого для расходных резервуаров. Испарительные установки размещают на открытых площадках или в помещениях, при этом уровень поля не должен быть ниже планировочной отметки земли. Если испарители размещают вне помещений, то предусматривают тепловую изоляцию корпуса. При групповом размещении испарителей расстояния между ними принимают не менее 1 м.

13.3. РЕЗЕРВУАРНЫЕ И БАЛЛОННЫЕ УСТАНОВКИ С ЕСТЕСТВЕННЫМ И ИСКУССТВЕННЫМ ИСПАРЕНИЕМ

Регазификационная резервуарная установка с естественным испарением состоит из одной или нескольких емкостей, соединенных между собой уравнительными парофазными и жидкостными трубопроводами. Резервуары оборудуют арматурой для заполнения их сжиженным углеводородным газом, замера уровня жидкой фазы, предохранительными клапанами, газопроводами высокого давления и регуляторами низкого давления газа. Резервуары можно устанавливать на земле или под землей. Они могут быть

стационарными, когда сжиженный углеводородный газ доставляется автомашинами, и передвижными, когда налив груза осуществляется на газораздаточных станциях. Резервуары являются как емкостями для хранения сжиженных углеводородных газов, так и теплообменными установками для естественного испарения. В начале отбора паров СУГ имеет температуру, близкую к температуре окружающей среды, и соответствующее этой температуре давление насыщенных паров. Теплообмен между резервуаром и окружающей средой отсутствует. Снижение давления происходит до минимального, определяемого режимом работы газораспределительной сети с учетом падения давления на регуляторах, установленных на резервуарах. При установлении этого давления испарение сжиженных углеводородных газов за счет уменьшения энтальпии прекращается и наступает стационарный режим теплового притока из окружающей среды, обусловленный разностью температур резервуара и окружающей среды. При уменьшении отбора газа наблюдается как уменьшение теплового притока от среды, так и увеличение энтальпии сжиженных углеводородных газов. Производительность наземных резервуарных установок является переменной величиной. Наземные резервуары устанавливают на фундаменты. Объем их достигает 1600 л. Они наиболее пригодны для использования в теплых районах страны. Их применяют также при работе установок, функционирующих в летний период. Подземные резервуары имеют цилиндрическую форму. Резервуары устанавливают в котловане на фундаментах на 600 мм ниже верхней образующей поверхности земли. Наружная поверхность резервуаров покрыта слоем битумной изоляции. Для защиты от статического электричества их заземляют. Применяют преимущественно подземные групповые резервуарные установки, которые включают в себя несколько резервуаров, соединенных между собой трубопроводами жидкой и паровой фаз. В типовых проектах обычно рассматривают групповые установки, состоящие из 2–4 резервуаров объемом 2,5–50 м^3. Максимальный объем одного резервуара не более 5, 10, 25 и 50 м^3 при подземном расположении резервуаров с общим объемом хранения соответственно до 20, 50, 100 и 300 м^3. Для увеличения испарительной способности групповой установки в некоторых случаях устанавливают резер-

вуары с большой поверхностью теплообмена (например, трубчатый резервуар). Резервуары групповой установки соединяют с учетом выключения на профилактический ремонт части резервуаров.

На рис. 13.5 изображена схема подземной четырехрезервуарной установки.

Заполнение резервуаров *1* сжиженным углеводородным газом производят по общему надземному трубопроводу-коллектору *3*. Парофазный коллектор *5* также выполняют надземным. Каждый резервуар оборудуют уровнемерными и грязеотводной дренажной трубками и предохранительными клапанами, установленными в арматурном блоке *2*. Регуляторы давления, предохранительные клапаны и прочее оборудование размещают на некотором расстоянии от резервуаров в специальном защитном кожухе *4*. Пары СУГ подают потребителям по газопроводу *6*.

Следует отметить, что при групповой установке подземных резервуаров существенно сказывается тепловая интерференция тепловых полей резервуаров. Так, при установке 10 резервуаров в две линии с расстоянием между линиями 2,1 м производительность групповой установки в 7 раз больше производительности

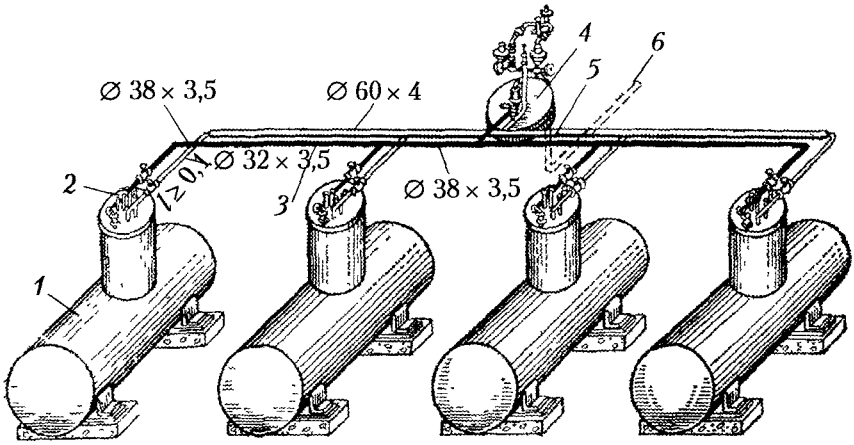


Рис. 13.5. Подземная четырехрезервуарная установка с надземным жидкостным трубопроводом

одиночных резервуаров. С другой стороны, расположение резервуаров должно быть компактным, поэтому в некоторых случаях устанавливают тепловую экранизацию резервуаров.

Простейшая баллонная установка состоит из баллона, поддерживающего постоянное давление выходящих паров, и подводящего трубопровода. Процесс испарения в баллонных установках аналогичен рассмотренному.

Баллонные установки исполняют в виде: индивидуальных с одним баллоном, вместимостью 50 и 27 л с монтажом внутри здания; индивидуальных с двумя баллонами, устанавливаемыми вне здания в специальном металлическом шкафу; групповых на 4, 6, 8, 10 и более баллонов, размещенных в шкафах, под кожухами в специальных отапливаемых помещениях для снабжения газом жилых домов и промышленных объектов. В состав групповой баллонной установки входят баллоны для сжиженных углеводородных газов, коллектор высокого давления, регулятор давления газа (редуктор) или автоматический регулятор-переключатель, общее отключающее устройство, показывающий манометр, предохранительный сбросной клапан и соединительные трубопроводы. Групповые баллонные установки рекомендуется устанавливать непосредственно у глухих несгораемых стен зданий, в шкафах или с защитными кожухами. Для газоснабжения жилого дома допускается размещать не более трех групповых установок на расстоянии не менее 15 м одна от другой. Шкафы и баллоны устанавливают на фундаменты, вокруг которых выполняют отмостку шириной не менее 0,5 м. При обеспечении стабильного испарения допускается размещать установки в специальном строении или в пристройке к наружной стене, которые должны быть отапливаемыми, вентилируемыми и иметь электрическое освещение.

Установки с естественным испарением имеют переменную производительность из-за ряда условий, переменную теплоту сгорания получаемой паровой фазы, большие металлоемкость и габариты. Существенным является влияние заполнения резервуаров на производительность установки. Для больших промышленных объектов и крупных населенных пунктов используют регазификационные резервуарные установки с искусственной регазификацией. Их производительность, которую можно регулировать согла-

сно объему газопотребления, не зависит от количества жидкой фазы в резервуарах. Процесс регазификации осуществляют в специальном теплообменном аппарате (испарителе), куда жидкую фазу подают непрерывно. Регазификационную установку с искусственным испарением оборудуют чаще всего подземными резервуарами. Все резервуары соединяют в единое целое с помощью подземного уравнительного жидкостного трубопровода.

Питание испарителя осуществляют от одной арматурной головки, в которой монтируют всю арматуру по наполнению резервуаров сжиженным углеводородным газом и подаче его из резервуаров в испаритель. Все подземные резервуары, входящие в общую емкость, оборудуют предохранительными клапанами, дренажной и уровнемерными трубками.

При заполнении резервуара из цистерны патрубок паровой фазы резервуара соединяют с патрубками паровой фазы цистерны.

13.4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОВОЗДУШНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Использование газовоздушных смесей для газоснабжения обусловлено рядом обстоятельств. В практике, особенно при наличии аварийных ситуаций в системе газоснабжения природным газом, возникает необходимость замены того или иного вида газа без конструктивных изменений газового оборудования. Из-за более высоких по сравнению с природным газом теплоты сгорания и плотности сжиженных углеводородных газов требуется их смешение с воздухом, поэтому СУГ используются в качестве топлива в виде газовоздушных смесей. В паровой фазе пропан-бутановых смесей, подаваемых по распределительным газопроводам в городскую газовую сеть, допускается лишь небольшая добавка бутана и только в теплые месяцы. В то же время выработка жидкого технического бутана на нефтеперерабатывающих и газобензиновых заводах достаточно велика, что приводит к необходимости решения вопроса более широкого использования бутана в качестве топлива. Использование смесей жидкого технического бутана для газоснабжения возможно с помощью установок про-

пан-бутано-воздушного газа, в которых осуществляется процесс смешения перегретых паров пропана и бутана или чистого бутана с воздухом. При этом должны быть обеспечены постоянный состав и теплота сгорания газовоздушной смеси. В этом случае газовоздушную смесь можно использовать и для установок природного газа. Таким образом, хранилища сжиженных углеводородных газов могут быть применены для компенсации пиковых ситуаций в системе газоснабжения.

Следует отметить, что газовоздушные смеси могут быть взаимозаменяемы с природными газами и иметь более низкую температуру конденсации, чем сжиженные углеводородные газы, что позволяет транспортировать их в газообразном состоянии, использовать в качестве резервного топлива в типовых и аварийных ситуациях, а также использовать бутан в течение всего года, организовывать газоснабжение населенных пунктов с перспективой перевода их затем на природный газ, расширять возможности централизованного газоснабжения сжиженными углеводородными газами.

Расчеты состава газовоздушной смеси основаны на соответствии заменяемых газов по плотности, теплоте сгорания, скорости распространения пламени и других характеристик сжигаемости газа. Из опыта расчетов газожидкостных смесей следует, что для их приготовления более всего подходят предельные углеводородные газы газобензиновых заводов. Непредельные углеводороды имеют скорость распространения пламени, превышающую на 25–30 % и более эту величину для природного газа, и поэтому нецелесообразно применять их в чистом виде для взаимозаменяемости. Сжиженные углеводородные газы нефтеперерабатывающих заводов не должны содержать этилен и их следует использовать в смеси со сжиженными газами газобензиновых заводов. Исходя из того, что газовоздушные смеси при определенной концентрации газа взрывоопасны, необходимо, чтобы содержание газа в газовоздушной смеси было эквивалентно не менее чем двум верхним пределам взрываемости при автоматическом поддержании соотношения газ–воздух.

Для замены природных газов целесообразны смеси бутан–воздух, содержащие 47 % бутана и 53 % воздуха, смеси пропан–

воздух, содержащие 58 % пропана и 42 % воздуха. Их можно транспортировать при низком давлении (до 5000 Па) в газообразном состоянии для смеси бутан–воздух при температуре до 256 К и для смеси пропан–воздух — при температуре до 236 К. Эквивалентная теплота сгорания находится в пределах 54000–59000 Дж/м^3.

При расчете процесса смешения взаимозаменяемых горючих газов энергетического назначения используют показатель W, рассчитываемый по формуле Воббе

$$W = Q_{\text{н}} \sqrt{\Delta_{\text{г}}},$$

где $Q_{\text{н}}$ — низшая теплота сгорания газа;

$\Delta_{\text{г}}$ — относительная плотность газа по воздуху.

В зависимости от того, используется низшая или высшая теплота сгорания, различают низшее или высшее число Воббе. Стабильная и экономичная работа газовых приборов обусловливается постоянством значения числа Воббе. При взаимозаменяемости газов необходимо добиваться равенства числа Воббе для обоих газов путем изменения соотношения горючих газов, поступающих в газовые сети. При отсутствии возможности обеспечения постоянства числа Воббе изменять соотношение газов можно добавляя в газовую смесь балластные газы, в качестве которых используют воздух или инертные газы. При добавке воздуха повышенного давления в газовую смесь не только стабилизируется ее качество, но при дефиците газа поддерживается давление в газовой сети.

Следует отметить, что смешение паровой фазы сжиженных углеводородных газов с воздухом должно быть предусмотрено в соотношениях, обеспечивающих превышение верхнего предела воспламеняемой смеси не менее чем в 2 раза. При этом должны быть предусмотрены автоматические устройства для отключения смесительной установки в случае приближения состава смеси к пределам опасной концентрации или в случае внезапного прекращения поступления одного из компонентов. Для получения газовоздушных смесей используют струйные аппараты: для низкого давления (до 0,005 МПа) — газоструйные инжекторы, для среднего давления (от 0,005 до 0,3 МПа) — газоструйные компрессоры. Для нагнетания воздуха применяют вентиляторы низкого,

среднего и высокого давления, а также поршневые и ротационные компрессоры. Для перекачки сжиженного углеводородного газа используют насосы и компрессоры, во многих случаях имеется возможность ограничиться давлением перегретого пара.

При смешении воздуха с парами сжиженного углеводородного газа используют регуляторы соотношения газ–воздух с проверкой теплоты сгорания полученной смеси. Основным элементом системы контроля служит расходомер, устанавливаемый на выходе станции смешения. Изменения расхода газа преобразуются в командные импульсы, которые передаются пропорциональным исполнительным механизмом, управляющим положением клапанов регулятора соотношений потока. Более точную подстройку состава по парам сжиженных углеводородных газов ведут по данным контролирующего калориметра для поддержания постоянной теплоты сгорания получаемой газовоздушной смеси.

Газоструйные аппараты работают эффективно только при расчетном режиме. На практике для получения более широкого диапазона необходимого регулирования производительности инжекторной установки используют несколько инжекторов различной производительности, включенных параллельно общему коллектору паров сжиженных углеводородных газов. Инжекторы состоят из сопла, приемной камеры, камеры смешения и диффузора. Пары СУГ под собственным давлением поступают в сопло и выходят в приемную камеру, в которую поступает и воздух. Потенциальная энергия сжатых паров при выходе из сопла превращается в кинематическую энергию расширяющейся газообразной струи, которая с большой скоростью устремляется из приемной в смесительную камеру, имеющую форму короткого цилиндра. Струя паров сжиженных углеводородных газов при своем движении захватывает из приемной камеры находящийся там воздух, и в смесительной камере образуется газовоздушная смесь. Количество воздуха, поступающего в смесительную камеру, зависит от площади камеры выходного — критического сечения сопла и давления паров сжиженных углеводородных газов. Поддержанием необходимого давления паров сжиженных углеводородных газов для данного инжектора при постоянном давлении воздуха можно обеспечивать постоянство состава газовоздушной смеси. После

камеры смешения газовоздушную смесь направляют в диффузор, где происходит расширение газовой струи и повышение давления образовавшейся газовоздушной смеси. Для достижения возможности регулирования инжекторов в относительно узких диапазонах используют игольчатые клапаны, находящиеся в соплах инжекторов. Принцип их работы состоит в частичном перекрытии критического сечения сопла. Игольчатый клапан приводится в действие мембранным сравнивающим устройством. При полностью открытом сопле инжектор работает с максимальной производительностью, при уменьшении расхода подается соответствующий сигнал командного газа, что приводит к частичному перекрытию сопла игольчатым клапаном. Параллельно работающие инжекторы сблокированы с помощью мембранных запорных клапанов, трубок Вентури, дроссельных диафрагм и регуляторов давления. Блокирование позволяет осуществить их последовательное автоматическое включение в работу и выключение из работы в зависимости от колебаний потребления газовоздушной смеси.

Максимальный эффект от использования газовоздушных смесей можно получить при условии использования их в местах, где нет достаточного количества природного газа, применяемого в основном для питания сетей низкого давления, а также при использовании в резервных и передвижных установках.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Бережковский М. И.* Хранение и транспортирование химических продуктов.— Л.: Химия, 1982.
2. *Газовое* оборудование, приборы и арматура. Справочное пособие под ред. Н. И. Рябцева.— 3-е изд.— М.: Недра, 1985.
3. *Ионин А. А.* Газоснабжение: Учеб. для вузов.— 4-е изд., перераб. и доп.— М.: Стройиздат, 1989.— 439 с.
4. *Мазуров В. А.* Подземные газонефтехранилища в отложениях каменной соли. — М.: Недра, 1982.
5. *Певзнер М. И., Эстеркин Р. И.* Эксплуатация газового оборудования.— Л.: Недра, 1983.
6. *Природный* газ как моторное топливо на транспорте / Ф. Г. Гайнуллин, А. И. Гриценко, Ю. Н. Васильев, Л. С. Золотаревский.— М.: Недра, 1986.
7. *Регуляторы* давления газа / В. М. Плотников, В. А. Подрешетников, А. П. Дроздов, В. У. Гончаров.— Л.: Недра, 1982.
8. *Сапунов Н. Е.* Устройство и эксплуатация складов сжиженных газов.— М.: Недра, 1979.
9. *Строительство* и эксплуатация подземных хранилищ / В. М. Глоба, Е. И. Яковлев. В. В. Борисов, Л. А. Видовский.— Киев: Будевильник, 1985.
10. *Трубопроводный* транспорт нефти и газа / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров и др.— М.: Недра, 1988.
11. *Шур Н. А.* Газорегуляторные пункты и установки.— Л.: Недра, 1985.
12. *Яковлев Е. И., Султанов Н. Ф., Зверева Т. В.* Сборник задач и упражнений по курсу "Газовые сети и газохранилища".— М.: Изд-во МИНГ им. И. М. Губкина, 1987.
13. *СНиП 42-01-2002.* Газораспределительные системы / Госстрой России.— М.: ГП ЦПП, 2003.— 35 с.
14. *Плитман И. Б.* Справочное пособие для работников автозаправочных станций и автомобильных газонаполнительных станций.— 2-е изд., перераб. и доп.— М.: Недра, 1990.— 156 с.: ил.
15. *Торчинский Я. М.* Оптимизация проектируемых и эксплуатируемых газораспределительных систем.— 2-е изд., перераб. и доп.— Л.: Недра, 1988.— 229 с.
16. *Manuel* pour le transport et la distribution du gaz.— Paris: Soc. Usines GAZ, (Assoc. Techn. Gaz France), vol. 1. 1968, 926 p.: vol. 2. 1968, 580 p. (927–1507 pp.).

17. *Исаев Е. С.* Анализ себестоимости в системе управления газовым хозяйством.— Л.: Недра, 1988.— 96 с.
18. *Расчет* оптимальных диаметров тупиковой газораспределительной сети / А. И. Гольянов, Н. Ф. Султанов. Методические указания.— Уфа: Изд-во УНИ, 1989.— 40 с.
19. *Кязимов К. Г., Гусев В. Е.* Основы газового хозяйства: Учеб. для проф. учебных заведений.— 3-е изд., перераб. и доп.— М.: Высшая школа, 2000.— 462 с.: ил.
20. *Аствацатуров А. Ц., Бусурин А. А.* Устройство, обслуживание и ремонт кустовых баз и газораспределительных станций сжиженных углеводородных газов: Учеб. для рабочих.— М.: Недра, 1982.— 247 с.
21. *Инструкция* по наливу, сливу и перевозке сжиженных углеводородных газов в железнодорожных вагонах-цистернах.— М.: Недра, 1980.— 32 с.
22. *Новоселов В. Ф., Гольянов А. И., Муфтахов Е. М.* Типовые расчеты для проектирования и эксплуатации газопроводов: Учеб. пособие для вузов.— М.: Недра, 1982.— 136 с.
23. *Газовые* сети / Е. М. Муфтахов, А. И. Гольянов, В. Н. Астафьев. Методические указания.— Уфа: УГНТУ, 1998.— 48 с.
24. *Юрченко В. В.* Городское газовое хозяйство: Справочное пособие.— М.: Недра, 1991.— 207 с.: ил.
25. *Кряжев Б. Г., Дудин И. В., Мерлин А. Е.* Справочник для работников газовых служб в сельском хозяйстве.— М.: Недра, 1986.— 320 с.
26. *Рачевский Б. С., Рачевский С. М., Радчик И. И.* Транспорт и хранение углеводородных сжиженных газов.— М.: Недра, 1974.— 256 с.
27. *Яковлев Е. И.* Газовые сети и газохранилища: Учеб. для вузов.— 2-е изд., перераб. и доп.— М.: Недра, 1991.— 400 с.
28. *ОНТП-51-1-85.* Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы.— М.: ВНИИЭгазпром, 1985.— 220 с.
29. *Нормы* технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. Раздел 5. Газораспределительные и газоизмерительные станции.— М.: РАО "ГАЗПРОМ", 1997.— 9 с.
30. *Рубинштейн С. В.* Газонаполнительные станции сжиженных углеводородных газов.— Л.: Недра, 1989.— 232 с.

Учебник

Гольянов Андрей Иванович

ГАЗОВЫЕ СЕТИ И ГАЗОХРАНИЛИЩА

Зав. редакцией *И. Н. Гольянова*
Редактор *Р. М. Манаева*
Технический редактор *Т. П. Плитко*
Корректор *Ф. И. Ларинбаева*
Компьютерная верстка *М. В. Чепурнова*

Свид. № 0131 от 25 марта 2002 г.
Подписано в печать 17.01.2004. Формат 60 × 84 $^{1}/_{16}$.
Гарнитура «PetersburgC». Усл. печ. л. 17.67. Уч.-изд. л. 17.43.
Тираж 500. Заказ 187.

ООО «Издательство научно-технической литературы "Монография"»
450075, г. Уфа, пр. Октября, 129/3. Тел.: (3472) 35-77-59

Отпечатано на оборудовании ООО «ДизайнПолиграфСервис»
450005, г. Уфа, ул. Кирова, 65, оф. 102, тел.: (3472) 52-70-88