

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ОБОРУДОВАНИЯ
И ОБЪЕКТОВ
ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

том I

УДК 622.691

319

Общая редакция:

Земенков Ю.Д., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Проектирование и эксплуатация нефтегазопроводов и хранилищ»

Авторский коллектив:

Васильев Г.Г., Гульков А.Н., Земенков Ю.Д., Прохоров А.Д., Шабаров А.Б., Бахмат Г.В., Торопов А.Ю., Зубарев В.Г., Перевошиков С.И., Дудин С.М., Кутузова Т.Т., Ерошкина И.И., Шиповалов А.Н.

Рецензенты:

Малюшин Н.А., президент института ОАО «Нефтегазпроект», академик АТН, Заслуженный строитель РФ, д.т.н., профессор;

Кусков В.Н., д.т.н., профессор кафедры «Сооружение и ремонт нефтегазовых объектов» ТюмГНГУ.

Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности в 2-х томах. / Учебное пособие, 2007. – 1216 стр.
(Т1608 с. + Т2608 с.)

В первом томе приведены основные сведения о физико-химических свойствах газа. Дана информация о промысловых объектах добычи газа. Изложены теоретические основы транспорта, хранения и распределения природного газа. Уделено внимание автоматическим системам управления. Широко освещены вопросы эксплуатации газораспределительных сетей и газоохранилищ. Рассмотрены транспорт, хранение, распределение и использование сжиженных газов в основных производственных процессах, для коммунально-бытовых целей и в сельском хозяйстве. Освещаются вопросы определения качества сжиженных газов и особенности эксплуатации резервуаров для хранения сжиженных газов. Установлены сферы оптимального применения сжиженных газов, намечены пути повышения эффективности их использования.

Во втором томе обобщен и систематизирован большой объем технологических характеристик основного и вспомогательного оборудования газового хозяйства.

Данное учебное пособие предназначено для инженерно-технических работников, аспирантов, студентов высших и средних специальных учебных заведений, а так же для слушателей курсов повышения квалификации нефтегазового профиля.

М.: «Инфра-Инженерия», 2008. - 608 с.

© Коллектив авторов, 2008

© Издательство «Инфра-Инженерия», 2008

ISBN 978-5-9729-0014-5

ISBN 978-5-9729-0015-2

ВВЕДЕНИЕ

Отечественная газовая промышленность работает достаточно устойчиво, осуществляя поставки газа, как к внутренним потребителям, так и на экспорт. Свыше 93% всего объема добываемого в стране газа и практически весь его транспорт обеспечивает РАО «Газпром». Это – крупнейшая газовая компания, доля которой в общей мировой добыче составляет 22%.

Уже сегодня доля природного газа в общем объеме производства первичных энергоресурсов составляет около 50%.

В 1996 г. добыча газа по предприятиям Газпрома составила 564 млрд. м³, из которых более 194 млрд. м³ поставлено на экспорт, в том числе 71 млрд. м³ в СНГ и Балтии.

РАО «Газпром» было учреждено в феврале 1993 г. в соответствии со специальными нормативными актами Президента и Правительства Российской Федерации.

Газпром представляет собой организационную структуру 38 предприятий, расположенных в различных регионах страны. Эти предприятия обеспечивают бурение скважин, добычу, переработку и транспорт до потребителей природного газа, конденсата и нефти. Численность персонала предприятий РАО Газпром и его дочерних акционерных обществ насчитывает 330 тыс. человек.

Сложное экономическое положение в стране естественным образом негативно сказывается и на работе предприятий Газпрома. В 1993-95 гг. произошло сокращение добычи газа против уровней двух предыдущих лет. Это обусловлено, главным образом, снижением потребности в газе на внутреннем рынке, и в странах ближнего зарубежья, в связи с общим спадом промышленного производства. Однако такая ситуация, по мнению экспертов, носит временный характер.

Важнейшим условием этого является, прежде всего, надежная сырьевая база. Начальные потенциальные ресурсы газа в России оцениваются в 235,6 трлн. м³, а доказанные его запасы составляют 49,2 трлн. м³.

В ведении Газпрома находятся около 100 крупнейших месторождений природного газа с суммарными доказанными запасами около 38 трлн. м³; что составляет 77% общероссийских запасов. Из них 68 месторождений с запасами 17,9 трлн. м³ находятся в разработке.

В новых экономических условиях динамика добычи российского газа будет определяться не столько добычными возможностями, сколько потребностями в нем на энергетическом рынке.

По экспертным оценкам, потребление природного газа в Западной Европе в ближайшие 10÷15 лет может возрасти на 260÷290 млрд. м³, что во многом связано с усилением природоохранных требований и очевидными его экологическими преимуществами по сравнению с другими видами топлива. Российский экспорт газа может увеличиться до 230÷235 млрд. м³.

РАО Газпром, располагающее надежной ресурсной базой, широко разветвленной сетью магистральных газопроводов общей протяженностью свыше 141 тыс. км, мощным научно-техническим потенциалом, способно гибко реагировать на ожидаемый рост спроса на газ на мировом рынке, внести серьезный вклад в решение проблемы энергоснабжения Европейского континента.

Удовлетворение растущего спроса на газ будет обеспечиваться за счет наращивания мощностей на ряде действующих и вводе в разработку новых месторождений Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири. Дальнейший рост газодобычи связан с освоением газовых ресурсов полуострова Ямал. Доказанные запасы газа позволяют обеспечить здесь годовую добычу порядка 180÷200 трлн. м³. В связи с этим в ближайшее время намечено приступить к сооружению газопровода Ямал-Европа, который пройдет по территориям России, Белоруссии, Польши и Германии.

Удовлетворение прогнозируемого увеличения спроса на газ гарантируется также за счет освоения месторождений в шельфовой зоне северных морей страны. Здесь первоочередными объектами являются Штокмановское месторождение в Баренцевом море и Русановское в Карском море.

С начала 1994 г. цены на газ регулировались Государственной Комиссией по Энергетике и поднялись на 193% до 17,6 рублей/м³. В то же время цена сырой нефти поднялась на 334% с апреля 1994 до 282 тыс. рублей за тонну. И даже если цена доставленного газа поднялась до 185 рублей/м³ из-за повышения транспортных затрат он продолжает оставаться значительно дешевле для потребителя по сравнению с нефтью или углем, принимая в расчет уровень теплоотдачи.

В рамках долгосрочной политики внимание акцентируется на меры по сбережению энергии, которые, однако, не позволят сэкономить существенный капитал за короткий и средний периоды времени по сравнению с объемами газа, который может быть добыт при разработке новых месторождений. Западные экономисты, обсуждая низкие данные использования энергии России, имеют тенденции забывать о том, что значительно дешевле, быстрее и легче разработать новый источник энергии, чем улучшить эксплуатацию существующего, хотя бы только из-за размеров запасов в России. Объем запасов газа, как подтвержденных, так и предполагаемых, при сегодняшних темпах добычи, будет достаточно на предстоящие 82 года.

Единственным значительным источником нового поступления газа на протяжении последующих 15 лет будет являться Западная Сибирь с запасами порядка 40000 млрд. м³. Газпром надеется повысить уровень добычи до 750 млрд. м³ к 2010 г., разрабатывая Западно-Таркосалинское, Заполярное и Ямсовейское месторождение в 1996-97 гг., и некоторые из 25 месторождений п-ова Ямал, включая гигантское Бованенковское месторождение к 2010 г. Уже началась добыча на Западно-Таркосалинском месторождении с запасами 399 млрд. м³ газа, ожидается повышение уровня

добычи от 8 млрд. м³ в 1996 г. до 15 млрд. м³ к 2002 г. «Газпром», как часть консорциума «Росшельф» будет вести работы на гигантском Штокманском месторождении в Баренцевом море, разработка которого будет иметь место в следующем столетии с последующей продажей 4 млн. тонн в год с Приразломного нефтяного месторождения, добыча на котором начнется в ближайшие годы.

Газпром – самый большой и прибыльный экспортер, заработавший более 13,38 млрд. долларов США в 1995 г. или 17,3% от всего российского экспорта.оборот от экспорта нефти составил всего 12,4 млрд. долларов США. Даже учитывая налоги и транспортные расходы, уровень прибыльности экспорта Газпрома возрос до 22%. Продажа 121,9 млрд. м³ газа западным покупателям по цене в 80 долларов за тысячу кубометров принесла более 9,75 млрд. долларов, в то время как продажа в другие страны СНГ по средней цене 52 долл./тыс. м³ – 3,63 млрд. долларов. Продажа на местный рынок возросла до 367 млрд. м³, но многие покупатели не заплатили за газ, что привело к перерывам в поставках крупнейшим электростанциям и даже целым областям.

В октябре 1995 г. газовой промышленности были должны 7423 млрд. руб. за доставленный, но не оплаченный газ. В тоже время промышленность задолжала 7498 млрд. руб., включая 2713 млрд. госбюджету, что составляет чистую задолженность порядка 75 млрд. руб. В противоположность этому, нефтяная промышленность должна 20171 млрд. руб., а ей должны 11908 млрд. руб., что в результате составляет долг в 9310 млрд. руб.

До 2010 г. российская газовая индустрия в состоянии удовлетворить весь реально возможный отечественный и зарубежный спрос на газ без необходимости разрабатывать новые промыслы вне Надым-Пур-Тазовского региона. Важнее развивать стратегию поставок на различные рынки сбыта российского газа, которые за этот период будут видоизменяться, что потребует сооружения двух газопроводов через Белоруссию и Польшу плюс значительного увеличения поставок через Украину.

До 2000 г. и, видимо, несколько дольше будет наблюдаться перепроизводство газа, для которого не найдется спроса ни на отечественных, ни на внутренних рынках. К 2010 г. ситуация изменится, и вместо перепроизводства может возникнуть некоторая нехватка. Производственная мощность 1994 г. в 640 млрд. м³ будет достаточной для большинства вариантов роста спроса и экспорта вплоть до 2010 г. Только в случае, если российский спрос вернется к уровню 1990 г., а экспорт в Европу удвоится, потребуется значительное увеличение производственной мощности.

Задача сохранения производственных мощностей на уровне 1994 г. может быть решена путем добычи газа с более низких горизонтов существующих промыслов (в частности Уренгойского), а также развития небольших дочерних месторождений (особенно, таких как Заполярное, Ямсовейское и Восточное, Западное Таркосалинское). Значительное увеличение пропускной мощности окажется необходимым лишь для

газопроводов, ведущих из Центральной России и с Урала за рубеж. Только ближе к 2010 г. могут потребоваться новые источники дорогостоящего газа и соответствующие дорогостоящие системы транспортировки. Но даже и это произойдет далеко необязательно, если учитывать планы России поддерживать свои поставки, используя газ из Казахстана и Туркменистана, поступающий по существующим системам трубопроводов.

В ближайшем будущем Газпром столкнется с повышением затрат на обновление системы газопроводов. Россия располагает системой магистральных газопроводов протяженностью более 145 тыс. км и 236 компрессорными станциями с 4900 установками общей мощностью 36 тыс. МВт (см. рис. 1). Существенная часть компрессорных установок была импортирована, только компания General Electric поставила 300 установок мощностью 7500 МВт с 1979 г. Осуществляется программа модернизации, которая требует реконструкции 50 установок и замены 1000 старых и неэффективных. Планы по строительству предусматривают 5 новых газопроводов на местном рынке общей протяженностью 6000 км с 30 станциями, состоящими из 200 установок плюс две линии, соединяющие Ямал и Германию, протяженностью 10 тыс. км и 30 станций с 200 установками мощностью 5 тыс. МВт.

Существует распространенное мнение, что необходимо вложить крупные суммы на модернизацию существующей системы газопроводов, которая устарела и изнасилась. Мнение подкрепляется частыми авариями, но обычно забывают о размерах сети и о факте, что, если принять во внимание масштабы структуры, количество аварий на тысячу не превышает среднего. Эти случаи имеют подобный резонанс в связи с тем, что диаметр труб составляет 1,42 м, поэтому по линиям проходит значительно больший объем газа, чем по газопроводам в других странах. Учитывая, что большинство международных газопроводов с большой протяженностью относительно современны, построены в основном в 1975 г. и состоят из западных труб (Германии и Японии) или российских труб с более толстыми стенами до 18 мм, означает, что в большинстве случаев коррозия еще не стала основной проблемой, кроме регионов с повышенной соленостью почвы. Западная Сибирь является крупнейшим в мире газодобывающим районом, дающим около 600 млрд. м³ в год, что составляет почти 90% общего объема добычи России. Природный газ с месторождений Севера Тюменской области транспортируется по уникальной системе магистральных газопроводов в промышленные районы Урала и европейской части России, на экспорт в зарубежные страны.

Характерной особенностью газотранспортной системы Западной Сибири является прокладка газопроводов в сравнительно узких «энергетических коридорах», где в непосредственной близости друг от друга проходит до 9-10 ниток газопроводов большого диаметра (см. рис. 2). Это диктует необходимость сооружения крупных многоцеховых компрессорных станций в условиях постоянного наращивания мощностей, динамического развития всей сложной системы транспорта газа.

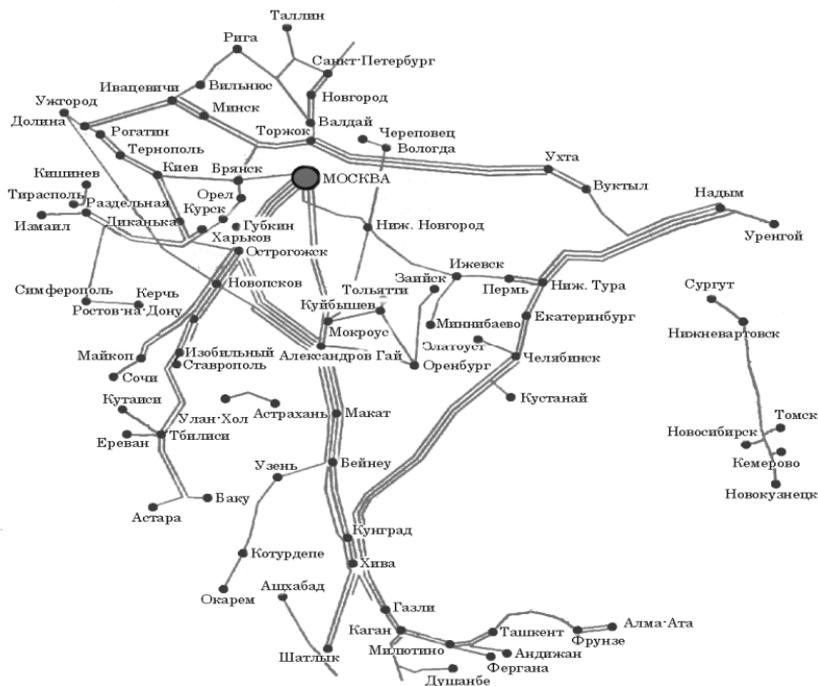


Рис. 1. Газопроводы ОАО «Газпром»

Средние эксплуатационные значения КПД компрессорных станций в Тюменской области на уровне 20% обуславливают большие затраты на их эксплуатацию. Основную долю издержек по объединению составляют амортизационные отчисления (75%). Следующие по значимости издержки – затраты на топливно-энергетические и материально-технические ресурсы, включая потери газа – до 14% по объединению и до 42% по отдельной компрессорной станции. Это та сумма издержек, на которую в процессе эксплуатации может влиять на персонал компрессорной станции(КС), проводя ряд мероприятий по экономии энергии, поддерживая оптимальный режим работы всего комплекса оборудования КС.

Трубопроводы Западной Сибири имеют более высокую категорию аварийности. В первую очередь это объясняется большими объемами перекачки нефти и газа (см. табл. 1), которые за 1990-1995 гг. практически не изменились, а по величине являются аналогичными трубопроводным системам Северной Америки и Западной Европы. Сравнительный анализ этих трех крупнейших в мире систем показывает, что развитие их, начавшееся 50-40 лет назад, близко к завершению, и они имеют много

По сравнению с зарубежными трубопроводами трубопроводы Тюменской области имеют больший диаметр (почти в 1,5 раза), что в значительной степени усложняет ремонтно-восстановительные работы и увеличивает наносимый ущерб, кроме того, они проходят через необжитые районы, длиной около 3 тыс. км, не имеющих развитой транспортной сети.

1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

1.1. Состав и физические свойства природных газов

Месторождения природного газа в зависимости от состава пластовой продукции условно делятся на газовые и газоконденсатные, газонефтяные и газогидратные.

Газовые – это месторождения, продукция которых не нуждается в дополнительной обработке перед подачей в магистральные газопроводы. Подготовка в этом случае заключается только в извлечении влаги из газа, а в случае необходимости и кислых компонентов. Это сухие газы с содержанием метана до 94÷98 %

Газоконденсатные – это такие месторождения, продукция которых должна подвергаться обработке для извлечения из них пентана и высших углеводородов. Это влияет как на схему обработки пластовой продукции, так и на технико-экономические показатели эксплуатации месторождения. В составе газа таких месторождений от 70% до 90% метана (в среднем) – см. табл. 1.1, 1.2.

Газонефтяные – имеют газовую шапку и нефтяную оторочку промышленного значения. Содержание метана в таких газах составляет 30÷50% (табл. 1.1, 1.2, 1.3).

Газоконденсатонефтяные – месторождения, содержащие газоконденсатную смесь и подстилающую её нефтяную оторочку (табл. 1.4).

Газогидратные – содержат в продуктивных пластах газ в твёрдом гидратном состоянии, который образуется при определённых давлениях в участках земной коры с пониженной температурой.

Основной компонент природных газов – метан (до 98%). В составе природных газов в значительном количестве содержатся также этан, пропан, бутан, пентан и более тяжёлые углеводороды. *В состав газов всегда входят водяные пары и довольно часто такие компоненты, как азот, сероводород, двуокись углерода и гелий.*

В составе природных газов и конденсата (газового) наряду с сероводородом встречаются и другие сернистые соединения, которые разделяются на две группы – активные и неактивные. К активным сернистым соединениям относятся сероводород, элементарная сера, сернистый ангидрид, меркаптаны и т.п. К неактивным соединениям серы – сульфиды, дисульфиды, тиофен и тиофаны. Из сернистых соединений газа наиболее активен сероводород, он вызывает коррозию металлов с образованием сульфидов. Наличие влаги в газе резко усиливает коррозионное действие сероводорода и других кислых компонентов.

Свойства газа определяются свойствами отдельных компонентов, входящих в его состав (см. табл. 1.3).

Таблица 1.1

Основные физико-химические свойства индивидуальных углеводородов

Характеристика	метан	этан	этилен	пропан	пропилен	н-бутан	изобутан	н-бутулен	пентан
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Химическая формула	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_3H_8	C_3H_6	$n-C_4H_{10}$	$Изо-C_4H_{10}$	$n-C_4H_8$	C_5H_{12}
Молекулярная масса, $кг/кмоль$	16,04	30,07	28,05	44,1	42,08	58,12	58,12	56,1	72,15
Плотность газовой фазы, $кг/м^3$ при $P = 0,1013$ МПа, $T = 0$ °С	0,72	1,356	1,261	2,019	1,915	2,703	2,665	2,55	3,457
Плотность жидкой фазы, $кг/м^3$ при $P = 0,1013$ МПа, $T = 0$ °С	-	546	566	528	609	600	582	646	645
Температура кипения, °С	-161	-88,5	-103,7	-42,1	-47,7	-0,5	-11,1	-6,9	36,07
Температура критическая, °С	-82,1	32,3	9,7	96,8	92,3	152	134,9	144,4	196,6
Давление критическое, МПа	4,58	4,82	5,03	4,21	4,54	3,74	3,62	3,95	3,33
Удельная теплоемкость газа, $кДж/(кг \cdot ^\circ C)$: при 0°С и пост. дав. C_p при 0°С и пост. об. C_v	2,171 1,654	1,65 1,373	1,465 1,163	1,554 1,365	1,432 1,222	1,596 1,457	1,596 1,457	1,487 1,339	1,60 1,424
Удельная теплоемкость жидкой фазы, $кДж/(кг \cdot ^\circ C)$	3,461	3,01	2,415	2,23	-	2,239	2,239	-	2,668
Нижняя теплота сгорания газовой фазы, $МДж/кг$	35,76	63,65	59,53	91,14	86,49	118,5	118,2	113,8	1461,2
Скрытая теплота испарения, $кДж/кг$	512,4	487,2	483	428,4	441	398,6	382,9	441,6	361,2
Объем паров с 1 кг сжиженных газов, $м^3$	-	0,745	0,8	0,51	0,52	0,386	0,386	0,4	0,312

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Теоретически необходимое количество воздуха для горения газа, м ³	9,53	16,66	14,28	23,8	22,42	30,94	30,94	28,56	30,08
Жаропроизводительность, °С	2045	2100	2285	2110	2220	2120	2120	2200	2180
Температура воспламенения, °С	545+ 800	530+ 694	510+543	504+ 588	455+550	430+ 569	490+510	440+500	284+ 510
Октановое число	110	125	100	125	115	91	99	80	64
Вязкость газокинематическая, 10 ⁶ м ² /с	14,71	6,45	7,548	3,82	4,11	2,55	2,86	3,12	2,18
Вязкость жидкой фазы динамическая, 10 ⁶ Па	66,64	162,7	-	135,2	130,5	210,8	188,1	-	284,2
Пределы воспламенения горючих газов в смеси с воздухом при н.у., %:									
нижний	5	3	3	2	2	1,7	1,7	1,7	1,35
верхний	15	12,5	32	9,5	11	8,5	8,5	9	8

Таблица 1.2

Состав продукции скважин некоторых газоконденсатных месторождений

Месторождение, пласт	Содержание, моль. % (объем)										C_2/C_3	C_1/C_{2+}
	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	CO_2	N_2	H_2S				
Газоконденсатные месторождения												
Астраханское	47,48	1,92	0,93	0,66	3,08	21,55	1,98	22,50	-	-	-	-
Кандымакское	90,15	2,55	0,39	0,14	0,55	2,82	3,0	0,4	6,5	9,4	-	-
Харасайское, ТП _{21,22}	91,61	4,66	1,34	0,55	1,37	0,32	0,15	-	3,5	12,0	-	-
Бованенковское, ТП _{1,3,14}	90,83	4,76	1,63	0,71	1,51	0,46	0,09	-	2,9	9,5	-	-
Ямбургское, БУ ₈	89,67	4,39	1,64	0,74	2,36	0,94	0,26	-	2,6	9,7	-	-
Юрхарское, АУ ₁₀	89,74	5,71	1,58	0,79	1,35	0,07	0,76	-	3,6	9,5	-	-
Уренгойское, БУ ₅	88,24	5,53	2,56	1,08	2,20	0,01	0,38	-	2,1	7,4	-	-
Майкопское	88,04	6,32	1,29	0,52	0,84	1,99	1,00	-	4,8	9,8	-	-
Газлинское	94,20	3,30	1,00	0,40	0,60	0,30	0,20	-	3,3	17,7	-	-
Газоконденсатные месторождения с нефтяными оторочками												
Оренбургское	84,22	4,89	1,63	0,76	1,81	0,58	4,83	1,30	3,0	9,3	-	-
Вуктыльское	74,80	8,70	3,90	1,80	6,40	0,10	4,30	-	2,2	3,5	-	-
Западно-Тар-косалинское, БН ₄	81,52	6,29	5,02	1,98	4,05	0,16	0,96	-	1,2	4,7	-	-
Уренгойское, БУ ₁₄	82,27	6,56	3,24	1,49	5,62	0,50	0,32	-	2,0	4,6	-	-
Заполярье, БТ ₁₀	85,69	5,33	2,77	1,12	4,76	0,03	0,3	-	1,9	6,0	-	-
Федоровское, АС ₄	95,55	0,55	0,53	0,86	1,25	0,16	1,10	-	1,10	29,9	-	-

Метан при стандартных условиях (при атмосферном давлении и 20°C) ведет себя как реальный газ. Этан находится на границе фазовых состояний газ - пар. Пропан и бутаны при обычных условиях являются газами, т.к. их критические параметры весьма высоки.

Углеводороды, начиная с изопентана и выше, при нормальных условиях (0,1 МПа и 0°C) находятся в жидком состоянии, а в составе газа – в капельном виде.

В составе газов чисто газовых месторождений значительно больше содержится метана, чем в составе нефтяных газов. В зависимости от преобладания легких (CH_4 , C_2H_6) или тяжелых (C_3H_{8+6}) компонентов газа разделяются соответственно на две группы: сухие и жирные. В сухом газе содержание тяжелых углеводородов незначительное или они отсутствуют, в то время как в жирном газе их количество может достигать таких величин, что из него можно получать сжиженные газы или конденсат (газовый бензин). На практике принято считать сухим газ, содержащий в 1 м^3 менее 60 г газового бензина, а жирным – более 60÷70 г бензина.

1.2. Теплотехнические свойства нефтепродуктов и газа

Теплота испарения – количество тепла, расходуемое на превращение в пар одного килограмма жидкости при температуре ее кипения (ее называют еще скрытой теплотой, т.к. она расходуется не на повышение температуры продукта, а на его испарение).

Средние значения теплоты испарения (в кДж/кг): бензина – 293÷314; керосина – 230÷251; дизельных топлив – 209÷213; масел – 167÷209.

Теплота конденсации – количество тепла, выделяющееся при конденсации пара в жидкость при той же температуре и численно равное скрытой теплоте испарения.

Теплота сгорания (теплотворная способность) – количество тепла, выделяемое при полном сгорании топлива, МДж/кг (нефть – 42 МДж/кг, мазут – 41 МДж/кг, уголь – 31 МДж/кг, ацетилен – 49 МДж/кг, спирт метиловый – 22 МДж/кг, метан – 50 МДж/кг, этан – 52 МДж/кг, пропан – 46,2 МДж/кг, бутан – 45,8 МДж/кг, природный газ – 34,5 МДж/кг).

Теплота плавления (скрытая) – количество тепла, поглощаемое 1 кг твердого тела, когда оно при температуре плавления превращается в жидкость.

Температура застывания – температура, при которой продукт теряет текучесть. С увеличением содержания в нефтепродукте тяжелых УВ температура застывания уменьшается. Данная характеристика является важным показателем для масел.

Температура кристаллизации – температура, при которой начинается выпадение УВ (в основном парафина), сопровождающееся помутнением нефтепродукта и изменением его вязкостных характеристик.

Зная последние две характеристики, можно правильно выбрать способы хранения и транспортировки продуктов с низкой температурой застывания.

Температура кипения – температура, при которой происходит

переход вещества из жидкого состояния в парообразное не только с поверхности вещества (как при испарении), а по всему объему.

Теплоемкость – количество тепла, которое необходимо затратить для нагрева 1 кг вещества на 1°C . В зависимости от того, к какому количеству продукта относится тепло, различают удельную (на единицу массы) и мольную (на один моль). Зная теплоемкость продукта, можно определить необходимое количество тепла на нагревание его до требуемой температуры. Теплоемкость увеличивается с повышением температуры и уменьшением плотности. В зависимости от условий, при которых происходит процесс для газов и паров различают теплоемкость при постоянном давлении (C_p) и при постоянном объеме (C_v).

Для природного газа среднее значение теплоемкости равно 2,5 кДж/кг·К.

Влагосодержание природных газов. Природный газ в пластовых условиях насыщен парами воды, поскольку газоносные породы всегда содержат связанную, подошвенную или краевую воду. В процессе эксплуатации месторождений значения давлений и температур изменяются. При этом снижение температуры вызывает уменьшение количества водяных паров в газовой фазе, а снижение давления – увеличение их содержания. В самом пласте по мере разработки происходит увеличение влагосодержания газа, т.к. пластовое давление падает при изотермическом режиме. Влагосодержание природного газа – важнейший параметр, который определяет в значительной мере технологические режимы эксплуатации скважин газопромысловых сооружений.

Содержание влаги в газе характеризуют абсолютным и относительным влагосодержанием.

Абсолютное влагосодержание W равно массе водяных паров в единице объема газовой смеси, приведенной к н.у. (0°C и 0,1 МПа), и измеряется в г/м^3 или кг/1000м^3 .

Относительное влагосодержание W_0 – отношение фактического содержания паров воды в единице объема газовой смеси при данных давлении и температуре к его максимальному влагосодержанию, т.е. к количеству водяных паров, которые могли бы содержаться в этом же объеме и при тех же условиях при полном насыщении. W_0 измеряется в долях единицы или в %.

1.3. Законы идеального газа

Закон Бойля-Мариотта. Английский ученый Роберт Бойль (1627÷1691) в 1662 г. и независимо от него французский физик Эдм Мариотт (1620÷1684) в 1676 г. установили, что при постоянной температуре объем данной массы газа обратно пропорционален давлению. Если обозначить объемы, занимаемые газом, через V_1 и V_2 , а соответствующие давления через P_1 и P_2 , то в соответствии с основным

уравнением кинетической теории газов можно написать:

$$P_1 : P_2 = \frac{M \omega_1^2}{3V_1} : \frac{M \omega_2^2}{3V_2}, \quad (1.1)$$

где ω_1 и ω_2 – средние скорости молекул газа, м/с; M – молекулярная масса газа, кг/моль.

Так как молекулы всех газов при одной и той же температуре обладают одинаковой средней кинетической энергией, то закон Бойля-Мариотта можно записать следующим образом:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{P_1}{P_2}, \quad (1.2)$$

или

$$P_1 V_1 = P_2 V_2 = const \quad \text{при } t = const;$$

т.е. при постоянной температуре произведение давления газа на его объем есть величина постоянная. Следовательно, если какой-либо газ сжать, т.е. уменьшить его объем, например, в 8 раз, то давление его увеличится тоже в 8 раз, если температура сохранится без изменения.

Закон Гей-Люссака. Известный французский химик Жозеф-Луи Гей-Люссак (1778÷1850) в 1802 г. установил зависимость между температурой газа и его давлением или объемом. Из основного уравнения кинетической теории газов можно записать:

$$\frac{P_0}{P} = \frac{\frac{M \omega_0^2}{3V_0}}{\frac{M \omega^2}{3V}} \quad \text{и} \quad \frac{V_0}{V} = \frac{\frac{3 P_0}{M \omega_0^2}}{\frac{3 P}{M \omega^2}}, \quad (1.3)$$

где P_0 – абсолютное давление газа при 0°C; P – абсолютное давление газа при температуре t , Па; V_0 – объем газа при 0°C, м³; V – объем газа при температуре t , м³.

При постоянном объеме газа первое уравнение примет вид:

$$P_0 : P = \frac{M \omega_0^2}{3} : \frac{M \omega^2}{3} = M \omega_0^2 : M \omega^2, \quad (1.4)$$

а при постоянном давлении второе уравнение можно записать:

$$\frac{V_0}{V} = \frac{M \omega_0^2}{M \omega^2}. \quad (1.5)$$

Так как средняя кинетическая энергия газов является функцией абсолютной температуры, то приведенные выше соотношения могут быть выражены через температуру:

$$\frac{P_0}{P} = \frac{T_0}{T} \quad \text{и} \quad \frac{V_0}{V} = \frac{T_0}{T}$$

или

$$P = P_0 \frac{T}{T_0} \quad \text{и} \quad V = V_0 \frac{T}{T_0}. \quad (1.6)$$

Таким образом, согласно закону Гей-Люссака, *при постоянном объеме давления газов относятся как абсолютные температуры, или при постоянном давлении объемы газов относятся как абсолютные температуры*. Многочисленные опыты показывают, что идеальные газы при нагревании их на 1°C при постоянном давлении увеличивают свой объем на постоянную величину, равную их первоначальному объему. Эту величину называют термическим коэффициентом объемного расширения идеального газа и обозначают греческой буквой $\beta = 1/273,2$. Закон Гей-Люссака может быть сформулирован следующим образом: объем данной массы газа при постоянном давлении есть линейная функция температуры:

$$V = V_0 \left(1 + \frac{1}{273,2} t \right), \text{ или } V = V_0 (1 + \beta t). \quad (1.7)$$

Так как, согласно закону Бойля-Мариотта $PV = \text{const}$, то при нагревании идеального газа на 1°C при постоянном объеме давление его увеличивается на постоянную величину, равную $1/273,2$ первоначального давления. Эту величину называют термическим коэффициентом повышения давления газа. Отсюда, согласно закону Гей-Люссака, давление данной массы газа при постоянном объеме есть линейная функция температуры:

$$P = P_0 \left(1 + \frac{1}{273,2} t \right) = P_0 (1 + \beta t). \quad (1.8)$$

Согласно закону Гей-Люссака и основному уравнению кинетической теории газов в случае постоянного объема можно записать:

$$\frac{P_0}{P} = \frac{T_0}{T} = \frac{\frac{M \omega_0^2}{3}}{\frac{M \omega^2}{3}}, \quad (1.9)$$

$$\frac{T_0}{T} = \frac{\omega_0^2}{\omega^2}, \quad (1.10)$$

$$\omega^2 = \omega_0^2 \frac{T}{T_0}. \quad (1.11)$$

Таким образом, отношение абсолютных температур газов пропорционально отношению квадратов скоростей их молекул.

Уравнение состояния идеального газа. Законы Бойля-Мариотта и Гей-Люссака могут быть объединены в одно общее математическое уравнение идеального газа, связывающее три величины: давление, объем и температуру газа. Впервые в 1834 г. пришел к выводу о существовании для газов некоторой универсальной функции французский ученый Бенуа Поль Эмиль Клапейрон (1799–1864). В более общем виде уравнение состояния идеальных газов было выведено Д. И. Менделеевым в 1874 г. Поэтому это уравнение носит название *уравнения Менделеева - Клапейрона*:

$$\frac{PV}{T} = \frac{1}{3} \frac{M \omega^2}{T_0}. \quad (1.12)$$

В этом уравнении выражение $M\omega^2/3T_0$ для данного количества исследуемого газа является постоянной величиной, отнесенное к 1 грамм-молекуле, оно будет одинаковым для всех газов, так как грамм-молекула любого газа при нормальных условиях занимает один и тот же объем. Величину $M\omega^2/3T_0$ называют **универсальной газовой постоянной** и обозначают буквой R , а уравнение:

$$PV=RT, \quad (1.13)$$

(для 1 моля газа), или:

$$PV=nRT, \quad (1.14)$$

(для n молей газа), называют **уравнением состояния идеального газа**.

Согласно уравнению состояния идеального газа универсальная газовая постоянная для одного моля может быть выражена так:

$$R = \frac{PV}{T}. \quad (1.15)$$

При этом произведение PV представляет собой работу газа при увеличении его объема от 0 до V против внешнего давления и при повышении температуры на 1°C (1 К). Поэтому величина газовой постоянной должна выражаться в единицах энергии, отнесенной к 1°C . Числовое значение газовой постоянной зависит от тех величин, в которых выражены параметры, входящие в уравнение. Если, например, давление выразить в атмосферах, а молекулярный объем в литрах, то:

$$R = \frac{P_0 V_0}{273,2} = \frac{1 \cdot 22,4}{273,2} = 0,082 \text{ л атм./град}. \quad (1.16)$$

Размерность литро-атмосферы может быть определена как работа расширения 1 л газа при внешнем давлении в 1 атм. и нагреве на 1°C . Если давление выражено в миллиметрах ртутного столба, а объем – в кубических сантиметрах, то универсальная газовая постоянная примет следующее числовое значение и размерность:

$$R = \frac{760 \cdot 22410}{273,2} = 62400 \text{ см}^3 \text{ мм.рт.ст./град}. \quad (1.17)$$

По универсальной газовой постоянной и молекулярной массе определяется удельная газовая постоянная любого углеводородного газа, входящего в составы сжиженных газов, по формуле, Дж/(кмоль·К),

$$R=8153,21/M. \quad (1.18)$$

Удельная газовая постоянная (отнесенная к единице массы газа) для смеси газов может быть определена, руководствуясь законом аддитивности (правилом смешения), т.е.:

$$R_{CM} = y_1 R_1 + y_2 R_2 + \dots + y_n R_n = \sum y_i R_i, \quad (1.19)$$

где y_1, \dots, y_n – содержание отдельных компонентов газа в смеси (молярная концентрация в долях единицы); R_1, \dots, R_n – удельные газовые постоянные отдельных компонентов газа, входящих в смесь.

Уравнение $PV=RT$ относится к одной грамм-молекуле. Обозначив

молекулярную массу через M , получим для 1 кг (z) газа:

$$P \nu = \frac{1}{M} RT \quad , \quad (1.20)$$

а для m кг (z) газа:

$$PV = \frac{m}{M} RT \quad . \quad (1.21)$$

Пользуясь приведенным уравнением, можно вычислить любую из входящих в него величин по известным остальным.

Закон Авогадро. Итальянский ученый Амадео Авогадро (1776-1856) в начале XIX в. развил предположение, что *в равных объемах любых газов, взятых при одинаковой температуре и одинаковом давлении, содержится одинаковое число молекул, или равное число молекул любых газов занимает один и тот же объем при нормальных условиях.* В середине XIX в. это предположение в связи с развитием кинетической теории было подтверждено экспериментально, а гипотеза Авогадро получила силу закона.

Экспериментально установлено и теоретически доказано, что грамм-молекула любого газа при нормальных условиях занимает объем 22,414 л (округленно 22,4). Этот объем называется грамм-молекулярным, или молярным объемом (число Авогадро).

Закон Авогадро позволяет определять плотность любого газа при нормальных условиях по его молекулярной массе:

$$\rho = M/V_m \quad (1.22)$$

и относительную плотность газа по отношению к воздуху:

$$d = M/(1,293), \quad (1.23)$$

где ρ – плотность данного газа, кг/м³; M – молекулярная масса газа, кг/моль; V_m – молекулярный объем газа, м³/кмоль; d – относительная плотность по отношению к воздуху – безразмерная величина; 1.293 – плотность воздуха, кг/м³.

Закон Грейяма (Грэма). В 1829 г. известный английский химик Томас Грейам (1805-1869), изучая диффузию газов, установил, что *скорость диффузии газа обратно пропорциональна корню квадратному из его плотности.* Распространяя этот закон на истечение газа из малых отверстий, закон Грейяма гласит, что при одинаковых давлениях и температурах скорости истечения разных газов ω из малых отверстий обратно пропорциональны корням квадратным из их плотности ρ , т.е.:

$$\frac{\omega_1}{\omega_2} = \sqrt{\frac{\rho_2}{\rho_1}} \quad . \quad (1.24)$$

На этом законе, в частности, основано определение плотности газов в эффузиометре, по времени истечения одинаковых объемов исследуемого газа и воздуха. Естественно, что время истечения газов через отверстие эффузиометра обратно пропорционально скоростям истечения этих газов ω , или прямо пропорционально корням квадратным из их плотности ρ :

$$\frac{\tau_1}{\tau_2} = \frac{\omega_1}{\omega_2} = \sqrt{\frac{\rho_2}{\rho_1}} \quad (1.25)$$

Кроме указанного, из закона Грейяма можно сделать ряд и других выводов. В частности, масса газа, вытекающего из отверстия сечением S , в единицу времени будет равна:

$$m = S\omega\rho. \quad (1.26)$$

Работа, затрачиваемая на истечение газа через малые отверстия, будет выражаться:

$$A = \omega S(P_1 - P_2) \quad (1.27)$$

где P_1 – давление газа в емкости; P_2 – давление газа в пространстве, куда поступает газ по истечении через малое отверстие.

Учитывая, что работа, затраченная на истечение газа через малые отверстия, равна потери живых сил, т.е. $m\omega^2/2$, подставив в выражение значения m из уравнения и произведя преобразования, получим:

$$\omega = \sqrt{\frac{2(P_1 - P_2)}{\rho}}. \quad (1.28)$$

Закон Дальтона. В 1802 г. английский химик и физик Джон Дальтон (1766-1844) опубликовал закон парциальных давлений, согласно которому *давление газовой смеси равно сумме давлений, производимых каждым компонентом в отдельности*, т.е.:

$$P = p_1 + p_2 + \dots + p_n = \sum p_i. \quad (1.29)$$

Таким образом, в смеси газов каждый компонент ведет себя независимо от других, следовательно, он сохраняет все свои физические свойства независимо от количества компонентов, находящихся в этой смеси. Каждый из компонентов, входящих в газовую смесь, имеет свою упругость (давление), которая называется парциальным давлением. Поэтому закон Дальтона можно сформулировать еще так: общее давление смеси газов равно сумме парциальных давлений компонентов, входящих в эту смесь. Объем каждого компонента равен общему объему смеси, но, занимая весь объем смеси, каждый компонент имеет свою упругость, т.е. находится под своим парциальным давлением. Парциальный объем, т.е. объем каждого компонента, приведенный к общему давлению, можно определить по закону Бойля-Мариотта, а именно:

$$v_i P = V p_i, \quad (1.30)$$

Сумма парциальных объемов равна общему объему:

$$v_1 + v_2 + v_3 + \dots + v_n = V, \quad (1.31)$$

что видно из следующего уравнения:

$$v_1 + v_2 + v_3 + \dots + v_n = V \frac{p_1}{P} + V \frac{p_2}{P} + \dots + V \frac{p_n}{P} = \frac{V}{P} (p_1 + p_2 + \dots + p_n) = V \quad (1.32)$$

Из приведенного выше уравнения можно определить не только парциальный объем, но и парциальное давление:

$$p_i = P \frac{v_i}{V}. \quad (1.33)$$

Отношение v/V , т.е. отношение парциального объема к общему объему, есть объемная или молекулярная концентрация, которую для газовой и паровой фаз обычно обозначают буквой y . Таким образом, парциальное давление компонента p , в газовой или паровой фазе равно произведению его объемной или молекулярной (молярной) концентрации y на общее давление (P):

$$p = y_i P. \quad (1.34)$$

Объемная концентрация компонента в газовой смеси равна:

$$y_i = \frac{p_i}{P}. \quad (1.35)$$

Закон Рауля. Углеводородные жидкости образуют друг с другом так называемые идеальные растворы, т.е. растворы, в которых компоненты полностью растворимы. Растворение газа в жидкости происходит до тех пор, пока парциальное давление газа не сравняется с парциальным давлением жидкости. Этот момент равенства парциальных давлений соответствует так называемому равновесному состоянию (равновесию фаз). Французский химик Франсуа Мари Рауль (1830-1901) установил, что *парциальное давление p_i любого компонента в жидкой смеси равно молекулярной концентрации его в жидкости x_i , умноженной на упругость его паров θ_i , в чистом виде при данной температуре*, т.е.:

$$p_i = x_i \theta_i. \quad (1.36)$$

Общее давление паров жидкости P , состоящей из нескольких компонентов, равно сумме парциальных давлений этих компонентов:

$$P = p_1 + p_2 + \dots + p_n = x_1 \theta_1 + x_2 \theta_2 + \dots + x_n \theta_n. \quad (1.37)$$

При равновесии фаз, т.е. когда парциальное давление компонента в паровой фазе (над жидкостью) и в жидкой фазе (в жидкости) будут одинаковы, закон Рауля примет следующий вид:

$$y_i P = x_i \theta_i, \quad (1.38)$$

где $y_i P$ – парциальное давление в паровой (газовой) фазе (согласно закону Дальтона); $x_i \theta_i$ – парциальное давление в жидкой фазе (согласно закону Рауля). Зная состав жидкой смеси, по приведенному уравнению равновесия фаз легко определить состав пара, находящегося в равновесии с нею:

$$y_i = x_i \frac{\theta_i}{P} \quad (1.39)$$

или состав жидкой смеси:

$$x_i = y_i \frac{P}{\theta_i}. \quad (1.40)$$

Из приведенного уравнения следует, что:

$$\frac{\theta_i}{P} = \frac{y_i}{x_i} = const, \quad (1.41)$$

$$\theta_i = k_i P, \quad (1.42)$$

$$y_i = k_i x_i. \quad (1.43)$$

Константы равновесия k отдельных компонентов зависят от температуры и давления и берутся, как правило, из специально составленных графиков. Применение сжиженного газа, его транспортирование и хранение основаны на законе Рауля.

1.4. Критические и приведенные параметры газов

При изменении величины давления или температуры все газы могут быть превращены в жидкость или из жидкости в пар. Для каждого газа существует определенная температура, выше которой, несмотря на применение любого высокого давления, он не может быть переведен в жидкое состояние. Эта температура называется **критической**, а давление, необходимое для сжижения газа при этой температуре, критическим. Иными словами, критическая температура чистых веществ – это та максимальная температура, при которой жидкая и паровая фазы еще могут существовать в равновесии. Давление паров при этой температуре называется критическим давлением, а объем единицы плотности вещества критическим объемом. Понятие о критической температуре впервые было предложено в 1861 г. Д. И. Менделеевым, который понимал под ней температуру, при которой исчезают силы сцепления между молекулами жидкости, и она, независимо от давления, превращается в газ. Приведенные выше определения критических параметров справедливы для индивидуальных газов. Технические газы в большинстве случаев представляют собой сложные смеси, критическая температура которых всегда выше критической температуры самого низкокипящего компонента и ниже критической температуры высококипящих компонентов. Критические параметры газовой смеси могут быть подсчитаны по правилу смешения (закону аддитивности), т.е. путем суммирования произведения абсолютных значений критического параметра отдельных компонентов, входящих в газовую смесь, на их молярную концентрацию:

$$T_{кр} = y_1 T_{кр1} + y_2 T_{кр2} + \dots + y_n T_{крn} = \sum y_i T_{кри} \quad (1.44)$$

где $T_{кр1}, \dots, T_{крn}$ – критические температуры компонентов, входящих в газовую смесь; y_1, \dots, y_n – объемные или весовые концентрации компонентов газовой смеси в долях единицы.

Так же определяются и другие критические параметры. Подсчитанные по правилу смешения, критические параметры газовой смеси получили названия псевдокритических, или среднекритических.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

1.1. Состав и физические свойства природных газов.....	10
1.2. Теплотехнические свойства нефтепродуктов и газа	14
1.3. Законы идеального газа	15
1.4. Критические и приведенные параметры газов	22
1.5. Отклонение реальных газов от идеального газа	23
1.6. Требования к качеству товарного газа	25
1.7. Кристаллогидраты природных газов	27
1.8. Фазовые состояния углеводородных систем при изменении давления и температуры	28
1.9. Опасные свойства природных газов и жидких УВ.....	29

2. ПРОМЫСЛОВЫЕ ОБЪЕКТЫ ДОБЫЧИ ГАЗА

2.1. Технологические схемы газосборных сетей УКПГ	35
2.2. Промысловые дожимные компрессорные станции	37
2.3. Подготовка природного газа	39
2.3.1. Основные процессы и технологические схемы	39
2.3.2. Абсорбционная осушка газа	39
2.3.3. Адсорбционная осушка газов	42
2.3.4. Очистка природного газа от сероводорода и углекислого газа	43
2.3.5. Предупреждение гидратообразования	44
2.3.6. Очистка газов от механических примесей	46
2.4. Подготовка и транспортирование углеводородного сырья	47

3. МАГИСТРАЛЬНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

3.1. Классификация трубопроводов.....	50
3.2. Основные и вспомогательные сооружения магистральных трубопроводов	52
3.3. Развитие современных МГ	54
3.4. Технологическая схема МГ	56
3.5. Пропускная способность МГ	56
3.6. Определение коэффициента гидравлического сопротивления λ	58
3.7. Определение среднего давления P_{cp}	59
3.8. Определение средней температуры T_{cp}	60
3.9. Физические свойства газа	62
3.10. Расчет сложных газопроводов.....	62
3.11. Оценка конструктивной надежности трубопровода	63
3.12. Нагрузки и воздействия на магистральном газопроводе	67

3.13. Расчет несущей способности трубопровода	71
3.14. Технология сооружения подземных трубопроводов в нормальных условиях	73
3.15. Особенности строительства трубопроводов в условиях болот. Закрепление газопроводов на болотах	76
3.16. Очистка внутренней полости и испытание магистральных газопроводов на прочность и герметичность.....	79
3.17. Подводные переходы газопроводов	80
3.18. Надземные трубопроводы	85
3.19. Назначение и устройство технологических трубопроводов.....	89
3.19.1. Назначение и состав трубопроводов.....	89
3.19.2. Условные проходы	90
3.19.3. Классификация трубопроводов.....	91
3.20. Устойчивость подземных трубопроводов.....	93
3.20.1. Формы потери устойчивости.....	93
3.20.2. Проверка общей устойчивости подземных трубопроводов в продольном направлении.....	95
3.20.3. Расчеты продольных перемещений подземных трубопроводов	98
3.21. Проверка общей устойчивости наземных трубопроводов в насыпи	103
3.22. Нагрузки и воздействия на магистральный трубопровод.....	107
3.23. Проверочные расчёты несущей способности трубопровода.....	109
3.24. Виды и классификация отказов линейной части трубопроводов.....	112
3.25. Средства технической диагностики состояния стенки трубопровода.....	114
3.26. Методы контроля коррозионного состояния газопроводов.....	119
3.26.1. Метод магнитной дефектоскопии	119
3.26.2. Ультразвуковой метод контроля	124
3.26.3. Радиографический метод контроля.....	130
3.26.4. Бесконтактный метод контроля	135
3.27. Методы ремонта дефектных труб газопроводов	141
3.27.1. Ремонт свищевых повреждений.....	141
3.27.2. Ремонт с применением сварки	149
3.27.3. Бандажирование труб.....	159
3.28. Последовательность и виды работ при ликвидации аварий	161
3.29. Организация аварийно-восстановительной службы на МГ и МК.....	162
3.30. Противокоррозионная защита.....	162
3.30.1. Расчет основных параметров катодной защиты	164
3.30.2. Расчет основных параметров протекторной защиты.....	175
3.30.3. Расчет основных параметров электродренажной защиты	179

4. КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

4.1. Технологические схемы компрессорных станций с центробежными нагнетателями.....	181
4.2. Технологические схемы компрессорных цехов КС магистральных газопроводов.....	186

4.2.1. Компрессорный цех	186
4.2.2. Обвязка неполнонапорных нагнетателей по типовой смешанной схеме соединения	187
4.2.3. Обвязка неполнонапорных нагнетателей по коллекторной схеме соединения	190
4.2.4. Обвязка полнонапорных нагнетателей	192
4.3. Газотурбинные установки газоперекачивающих агрегатов КС	193
4.3.1. Диагностика технического состояния ГТУ по термодинамическим параметрам	193
4.3.2. Особенности и тенденция развития газотурбинных установок компрессорных станций	205
4.4. Объекты общего назначения	210
4.4.1. Территория, здания и сооружения	210
4.4.2. Газопроводы	214
4.4.3. Трубопроводная арматура	215
4.4.4. Водоснабжение, канализация, теплоснабжение, вентиляция, газоснабжение	217
4.4.5. Обеспечение охраны объектов и сооружений	220
4.5. Назначение и средства систем охлаждения	221
4.6. Технические характеристики эксплуатирующихся систем охлаждения газа	221
4.7. Особенности теплового и гидравлического расчёта	227
4.7.1. Тепловой расчёт	227
4.8. Результаты расчетов АВО для охлаждения газа	231
4.9. Оптимизация работы аппаратов воздушного охлаждения газа на КС магистральных газопроводов	234
4.9.1. Анализ работы вентиляторов АВО газа на компрессорной станции	235
4.9.1.1. Расчет оптимального количества работающих вентиляторов АВО газа	235
4.9.1.2. Расчет эффективности теплопередачи	238
4.9.1.3. Расчет температуры газа за АВО	239
4.9.1.4. Перерасход энергоресурсов из-за несоблюдения оптимального режима охлаждения газа в АВО	241
4.9.2. Пример расчета оптимизации работы вентиляторов АВО газа на компрессорной станции	241
4.9.2.1. Расчет оптимального количества работающих вентиляторов АВО газа	241
4.9.2.2. Расчет эффективности теплопередачи	243
4.9.2.3. Расчет температуры газа за АВО	244
4.9.2.4. Перерасход энергоресурсов из-за несоблюдения оптимального режима охлаждения газа в АВО	245

5. СИСТЕМЫ И СРЕДСТВА ИНФОРМАТИЗАЦИИ, АВТОМАТИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ И СВЯЗИ

5.1. Общие сведения о системах управления и связи.....	246
5.2. Организация эксплуатации.....	253
5.3. Техническое обслуживание и ремонт.....	259
5.4. Метрологическое обеспечение.....	262
5.5. Технологическая связь.....	266
5.6. Газоизмерительные станции.....	268
5.7. Телемеханика.....	271
5.8. Техническая документация.....	274

6. ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКИЕ РАСЧЁТЫ РЕЖИМОВ РАБОТЫ МГ И КС

6.1. Практическое использование расчётных формул по определению эквивалентного диаметра сложных участков МГ.....	279
6.1.1. Исходные данные.....	279
6.1.2. Определение эквивалентного диаметра для последовательного соединения участков на резервной нитке.....	279
6.1.3. Определение эквивалентного диаметра для параллельного соединения участков на основной и резервной нитках.....	280
6.1.4. Определение эквивалентного диаметра для последовательного соединения всех участков системы.....	280
6.2. Определение показателей технического состояния линейной части МГ и интенсивности использования оборудования КС.....	280
6.2.1. Определение коэффициента гидравлической эффективности работы участка МГ.....	280
6.2.2. Определение интенсивности использования оборудования КС.....	285
6.3. Определение показателя экстенсивности использования ГПА по времени.....	287
6.4. Оценка вероятности гидратообразования на участке МГ.....	288
6.5. Построение кривой влагосодержания насыщенного газа.....	291

7. ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ И ГАЗОХРАНИЛИЩА

7.1. Классификация газопроводов.....	293
7.2. Системы газоснабжения.....	296
7.3. Годовое потребление газа.....	298
7.4. Режимы потребления газа.....	303
7.5. Основные уравнения, описывающие движение газа в трубах.....	309
7.6. Расчет разветвленных распределительных газопроводов высокого и среднего давления.....	311
7.7. Расчет кольцевых газовых сетей высокого и среднего давления.....	313

7.8. Расчет разветвления распределительных газопроводов низкого давления	315
7.9. Расчет кольцевых газовых сетей низкого давления	317
7.10. Генплан и технологические схемы ГРС	319
7.11. Выбор типа регуляторов давлений	326
7.12. Устройства для очистки газа	326
7.13. Подогрев газа	333
7.14. Одоризация газа	337
7.15. Предохранительные устройства	340
7.16. Автоматизированные ГРС	342
7.17. Газорегуляторные пункты (ГРП)	349
7.18. Регулирование давления на ГРС и ГРП	360
7.19. Принципиальное устройство регуляторов давления	362
7.20. Системы автоматического управления и контроля городскими газовыми сетями	368
7.21. Оборудование ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ	373
7.22. Методы компенсации сезонных, суточных и часовых пиков потребления газа	375
7.23. Газгольдеры	376
7.24. Аккумулирующая способность магистрального газопровода	378
7.25. Подземное хранение газа в истощенных или частично выработанных газовых и газоконденсатных месторождениях	379
7.26. Технологические схемы подземного хранилища газа в водоносных пластах	382
7.27. Техничко-экономические показатели хранения газа	384

8. ОБЪЕКТЫ ТРАНСПОРТА, ХРАНЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

8.1. Основные компоненты сжиженных углеводородных газов	387
8.2. Требования, предъявляемые к сжиженным углеводородным газам	388
8.3. Давление	389
8.4. Температура	390
8.5. Объем, масса, плотность, удельный объем	391
8.6. Вязкость	395
8.7. Давление насыщенных паров	396
8.8. Теплопроводность	402
8.9. Теплоемкость	403
8.10. Скрытая теплота превращений	408
8.11. Внутренняя энергия, энтальпия, энтропия	412
8.12. Диаграмма состояния	415
8.13. Методы и приборы определения качества сжиженных углеводородных газов	418
8.14. Определение плотности сжиженных газов	419
8.15. Определение давления паров сжиженных газов	421

8.16. Транспорт сжиженных углеводородных газов	426
8.17. Перевозка сжиженных газов по железным дорогам.....	428
8.17.1. Конструкция и техническая характеристика цистерн	428
8.17.2. Перевозка сжиженных газов по железным дорогам в крытых вагонах	433
8.18. Перевозка сжиженного газа автотранспортом.....	435
8.18.1. Перевозка сжиженных углеводородных газов в автоцистернах	439
8.19. Перевозка сжиженных углеводородных газов водным путем	442
8.19.1. Перевозка сжиженных углеводородных газов по морю	442
8.19.2. Перевозка сжиженных газов речным транспортом	444
8.20. Перевозка сжиженных углеводородных газов авиатранспортом.....	450
8.21. Транспортировка сжиженных углеводородных газов по трубопроводам	452
8.22. Способы хранения сжиженных углеводородных газов	456
8.22.1. Хранение при переменной температуре и высоком давлении.....	457
8.22.2. Хранение при постоянной температуре и низком давлении	457
8.23. Резервуары для хранения сжиженных углеводородных газов под давлением.....	461
8.23.1. Хранение сжиженных газов в стальных резервуарах под давлением.....	461
8.23.2. Подземные хранилища шахтного типа.....	467
8.23.3. Подземные хранилища в отложениях каменной соли.....	469
8.24. Эксплуатация подземных хранилищ в отложениях каменной соли	470
8.25. Низкотемпературное хранение сжиженных газов в наземных резервуарах	473
8.25.1. Конструкции низкотемпературных резервуаров	479
8.25.2. Низкотемпературное хранение сжиженных газов подземных ледопородных резервуарах.....	479
8.26. Техническая и экономическая оценки существующих способов хранения сжиженных углеводородных газов	481
8.27. Назначение и размещение газонаполнительных станций сжиженных углеводородных газов.....	484
8.28. Схемы и устройства ГНС сжиженных газов.....	490
8.29. Типовые ГНС сжиженных газов	507
8.30. Автоматизация и механизация процессов налива, слива и транспортировки баллонов.....	515
8.31. Характеристики насосов и компрессоров	530
8.32. Использование сжиженных углеводородных газов в коммунально-бытовой газификации	546
8.32.1. Общие положения. Удельные расходы газа.....	546
8.32.2. Бытовые газобаллонные установки	549
8.32.3. Укрупненные установки с централизованным распределением (групповые установки).....	554
8.32.4. Бытовые газовые приборы.....	559
8.32.5. Газовые горелки инфракрасного излучения.....	568

8.33. Использование сжиженных углеводородных газов в промышленности и транспорте	573
8.33.1. Общие сведения.....	573
8.33.2. Резка и сварка металлов.....	573
8.33.3. Металлизация при помощи сжиженных газов.....	574
8.33.4. Нагрев и плавление сжиженным газом	575
8.33.5. Цементация стали при помощи сжиженных газов	577
8.33.6. Использование сжиженных углеводородных газов для получения защитной атмосферы.....	579
8.33.7. Применение сжиженных газов в стекольном производстве	579
8.33.8. Применение сжиженных газов для обогрева двигателей автомашин в зимнее время	580
8.33.9. Применение сжиженных газов для обогрева железнодорожных стрелок в зимнее время.....	582
8.33.10. Применение сжиженных газов для растопки тепловозов	585
8.33.11. Применение сжиженных газов в пассажирских поездах	586
8.33.12. Применение сжиженных газов для размораживания сыпучих грузов в вагонах.....	588
8.34. Использование сжиженных углеводородных газов в сельском хозяйстве.....	588
8.34.1. Применение сжиженных газов в теплицах.....	588
8.34.2. Выжигание сорняков при помощи сжиженных газов	590