

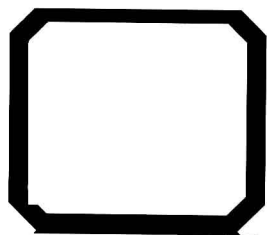
天然气处理 原理与工艺

(第二版)

王遇冬 • 主编

中国石化出版社

[HTTP://WWW.SINOPEC-PRESS.COM](http://www.sinopec-press.com)



天然气处理原理与工艺

(第二版)

王遇冬 主编

中国石化出版社

内 容 提 要

本书在第一版的基础上进行了修改与补充。书中从我国实际情况出发,结合国内外天然气处理工艺近况,着重阐述了天然气处理工艺的基本知识、基本原理、工艺技术、工艺计算以及最新进展和成就。此外,城镇燃气特性与分类、液化天然气和压缩天然气生产在书中也有详尽介绍。书中附有大量图表,涉及国内外天然气处理工艺诸多方面的最新信息可供参考。

本书可作为从事天然气处理工程工艺设计、生产和科研等工程人员的重要参考书,也可作为石油院校相关专业教材。

图书在版编目(CIP)数据

天然气处理原理与工艺 / 王遇冬主编. —2 版.

—北京: 中国石化出版社, 2011. 2

ISBN 978 - 7 - 5114 - 0487 - 9

I. ①天… II. ①王… III. ①天然气 - 处理 IV. ①TE64

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2011) 第 009488 号

未经本社书面授权, 本书任何部分不得被复制、抄袭, 或者以任何形式或任何方式传播。版权所有, 侵权必究。

中国石化出版社出版发行

地址: 北京市东城区安定门外大街 58 号

邮编: 100011 电话: (010) 84271850

读者服务部电话: (010) 84289974

<http://www.sinopec-press.com>

E-mail: press@sinopec.com.cn

北京科信印刷有限公司印刷

全国各地新华书店经销

*

787 × 1092 毫米 16 开本 18 印张 450 千字

2011 年 2 月第 2 版 2011 年 2 月第 3 次印刷

定价: 45.00 元

再 版 前 言

近几十年来,随着我国天然气工业的迅速发展,天然气处理能力和工艺水平也有了很大提高。为适应这一大好形势,我们特编写此书,以供国内广大从事天然气处理工程设计、生产、科研和教学的工程技术人员和师生全面及系统了解天然气处理过程的原理与工艺。

本书第二版根据 2007 年以来最新文献资料,对第一版进行了修改与补充,由西安石油大学化学化工学院与西安长庆科技工程有限责任公司(长庆石油勘察设计研究院)共同编写。

由于本书编写人员都是长期从事天然气处理工程设计、科研和教学的工程技术人员和教师,故在编写中强调理论联系实际,注意把基本知识、基本原理与工艺技术和生产过程结合起来,而且还侧重介绍了国内外天然气处理工艺的最新进展,并附有例题以供参考。书中列举的国内实例中,全面反映了我国塔里木、川渝、长庆和青海气区以及其他油气田天然气处理工艺的近况和成就。因此,本书不仅可作为从事天然气处理工程设计、生产及科研等工程技术人员的重要参考书,也可作为石油院校化学工程与工艺、石油工程和油气储运工程等有关专业教材。

本书共六章,包括基本知识、天然气脱硫脱碳、天然气脱水、硫磺回收及尾气处理、天然气凝液回收、液化天然气和压缩天然气生产。其中,第一章第一节至第四节、第三章第二节和第六章第一节由郑欣编写;第一章第五、六节和第六章第二节由王红霞编写;第二章第一、三节由王登海编写;第三章第一、三、四节由李迺红编写;第四章由陈慧芳编写;其余各章节由王遇冬编写。全书由王遇冬统稿。

本书在编写过程中得到中国石油规划总院、中国石油长庆油田采气一厂、中国石油西南油气田分公司天然气研究院、中国石化中原油田普光天然气净化厂、《天然气工业》杂志社和《石油与天然气化工》杂志社和《天然气与石油》编辑部的大力协助,在此谨向他们表示衷心感谢!

本书在编写中还得到西安长庆科技工程有限责任公司(长庆石油勘察设计研究院)张凤波、周倩、白俊生、徐伟、徐广军、薛刚、常志波、张文超、赵玉君、王曰燕、王敏、李娜等人的热情协助,在此也向他们表示衷心感谢!

本书第一版发行后得到广大读者的欢迎和好评,我们深表谢意。经过修改与补充的第二版,将会更加全面和系统地反映天然气处理工艺的基本原理、国内外生产实际和最新进展。

由于编者水平有限,书中如有不妥之处,敬请各位专家、同行和广大读者批评指正。

目 录

第一章 基本知识	(1)
第一节 天然气在能源结构中的重要性及我国发展前景	(1)
一、天然气在能源结构中的重要性	(1)
二、我国天然气工业发展前景	(2)
第二节 天然气的分类、组成和体积参比条件	(3)
一、天然气分类	(3)
二、天然气组成	(4)
三、天然气体积计量的参比条件	(6)
第三节 天然气的相特性	(7)
一、烃类体系相特性	(8)
二、烃-水体系相特性	(10)
三、烃-二氧化碳体系相特性	(20)
第四节 天然气处理含义及产品质量要求	(22)
一、天然气处理含义	(22)
二、商品天然气质量要求	(22)
三、天然气处理主要产品及其质量要求	(27)
第五节 用作城镇燃气的天然气互换性和分类	(30)
一、天然气的燃烧特性和稳定燃烧	(30)
二、天然气的互换性和燃具的适应性	(30)
三、用作城镇燃气的天然气分类	(32)
四、我国城镇多气源供气示例	(33)
第六节 综合能耗及其计算方法	(34)
一、综合能耗的定义	(34)
二、综合能耗的分类与计算方法	(34)
参考文献	(36)
第二章 天然气脱硫脱碳	(37)
第一节 脱硫脱碳方法的分类与选择	(37)
一、脱硫脱碳方法的分类	(37)
二、脱硫脱碳方法的选择	(39)
第二节 醇胺法	(42)
一、醇胺与 H_2S 、 CO_2 的主要化学反应	(42)
二、常用醇胺溶剂性能比较	(43)
三、醇胺法工艺流程、设备与参数	(45)
四、醇胺法脱硫脱碳装置操作注意事项	(53)
五、醇胺法脱硫脱碳工艺的应用	(55)

第三节 砵胺法及其他脱硫脱碳方法	(69)
一、砵胺法(Sulfinol 法)	(69)
二、多乙二醇二甲醚法(Selexol 法)	(70)
三、Lo-Cat 法	(72)
四、其他方法	(74)
五、我国天然气净化厂脱硫脱碳装置简介	(79)
参考文献	(80)
第三章 天然气脱水	(82)
第一节 防止天然气水合物形成的方法	(82)
一、热力学抑制剂法	(82)
二、动力学抑制剂和防聚剂法	(88)
第二节 低温法脱油脱水	(88)
一、低温法脱油脱水工艺及应用	(89)
二、影响低温法控制天然气露点的主要因素	(91)
第三节 吸收法脱水	(93)
一、甘醇脱水工艺及应用	(94)
二、甘醇脱水工艺计算	(100)
三、提高贫甘醇浓度的方法	(105)
四、几点注意事项	(107)
第四节 吸附法脱水	(108)
一、吸附剂的类型与选择	(109)
二、吸附法脱水工艺的应用	(113)
三、吸附过程特性及工艺计算	(121)
四、吸附法在酸性天然气脱水脱酸性组分中的应用	(131)
参考文献	(132)
第四章 硫磺回收及尾气处理	(134)
第一节 尾气 SO ₂ 排放标准及工业硫磺质量指标	(134)
一、硫磺回收装置尾气 SO ₂ 排放标准	(134)
二、硫的物理性质与质量指标	(136)
第二节 克劳斯法硫磺回收原理与工艺	(138)
一、克劳斯法反应与平衡转化率	(138)
二、克劳斯法工艺流程、设备和影响硫收率的因素	(141)
第三节 硫磺处理及储存	(152)
一、液硫处理	(153)
二、硫磺成型	(154)
第四节 克劳斯装置尾气处理工艺	(156)
一、低温克劳斯法	(156)
二、还原-吸收法	(157)
三、氧化-吸收法	(159)
四、克劳斯法延伸工艺	(159)

五、我国天然气净化厂硫磺回收及尾气处理装置简介	(166)
参考文献	(167)
第五章 天然气凝液回收	(168)
第一节 天然气凝液回收目的及方法	(168)
一、天然气类型对天然气凝液回收的影响	(168)
二、天然气凝液回收的目的	(169)
三、天然气凝液回收方法	(170)
第二节 冷剂制冷和膨胀制冷原理与技术	(176)
一、蒸气压缩制冷	(177)
二、透平膨胀机制冷	(188)
三、节流阀膨胀制冷	(193)
四、节流阀及膨胀机联合制冷	(197)
第三节 天然气凝液回收工艺	(198)
一、工艺及设备	(198)
二、工艺方法选择	(203)
三、 C_3^+ 凝液回收工艺的应用	(206)
四、 C_2^+ 凝液回收工艺的应用	(216)
参考文献	(220)
第六章 液化天然气和压缩天然气生产	(222)
第一节 液化天然气生产	(222)
一、液化天然气生产概述	(222)
二、LNG 工厂或装置类型	(223)
三、LNG 原料气要求、产品组成及特性	(224)
四、天然气液化工艺	(229)
五、LNG 接收站	(241)
六、LNG 储存	(243)
七、LNG 运输	(253)
八、LNG 冷量利用	(258)
第二节 压缩天然气生产	(259)
一、代用汽车燃料	(260)
二、CNG 站	(264)
三、LPG 加气站	(276)
四、LNG 加气站	(277)
参考文献	(279)

第一章 基 本 知 识

广义的天然气泛指自然界存在的一切气体,它包括大气圈、水圈、生物圈、岩石圈以及地幔和地核中所有自然过程形成的气体。狭义的天然气是从资源利用角度出发,专指岩石圈、特定的水圈中蕴藏的,以气态烃为主的可燃气体,以及对人类生产、生活有重要经济价值的非烃气体,例如具有较高商业品位的 CO_2 、 H_2S 、 He 等气体。目前世界上大规模开发并为人们广泛利用的可燃气体是成因与原油相同、与原油共生或单独存在的可燃气体。本书以下提及的天然气主要是指这种狭义的可燃气体。

天然气(Natural gas)和原油(Crude oil)总称为石油(Petroleum)。由于我国以往习惯上将原油称为石油,故目前国内也常采用“石油天然气”这样的提法来指原油和天然气。但在与国际交往中,则必须将石油、原油和天然气三者的含义严格区分。例如,中国石油天然气集团公司的英文译名是 China National Petroleum Corporation(CNPC);上海石油天然气有限公司的英文译名是 Shanghai Petroleum Co., Ltd;《Oil & Gas Journal》期刊(美国)的中文译名是《油气杂志》等。

第一节 天然气在能源结构中的重要性及我国发展前景

一、天然气在能源结构中的重要性

天然气是一种优质、经济、清洁的能源和化工原料。与其他能源相比,天然气具有使用方便、经济安全、发热量高、污染少等优点,可以大大减少 CO_2 、 SO_2 、 NO_x 及烟尘的排放量,这对改善大气环境,减轻温室效应有着十分明显的作用,是一种众所公认的绿色环保燃料,因而广泛用作城镇燃气。天然气也是宝贵的化工原料,可以生产甲醇、氨、尿素和其他附加值很高的下游产品。此外,发展天然气工业,对机械、电子、冶金、建筑等行业的发展也有显著促进作用。

天然气以其高效、洁净、方便等优势在整个能源结构中逐步进入鼎盛时期,开发和利用天然气是当今世界能源发展的潮流。在世界能源结构中,天然气的贡献比例已从 1971 年的 16.1% 上升到 2002 年的 21.2%,并继续保持增长趋势。估计到 2020 年,可达 24%,从而超过煤炭成为继原油之后的第二大能源,到 2030 年,天然气在世界能源中的贡献比例可达到 25% 以上^[1]。

近十多年来世界天然气产量增势总体良好。据美国《油气杂志》(Oil & Gas Journal)2010 年 3 月发表的年度统计资料显示,2008 年世界天然气产量增长 6.78%,其量为 $30501 \times 10^8 \text{ m}^3$,但 2009 年又回落到 2007 年水平,总产量不足 $28700 \times 10^8 \text{ m}^3$,是近 10 年来世界天然气产量首次下降。

我国的天然气产量在连续三年以 16% 的增幅猛增后,2009 年增幅放缓至 6%,产量达 $848.54 \times 10^8 \text{ m}^3$,其天然气产量在 2007 年跻身世界第 9 位之后,2008 年排名第 8,2009 年名列第 6,直追前 5。截止 2008 年我国近几十年来天然气产量的变化见图 1-1^[2]。

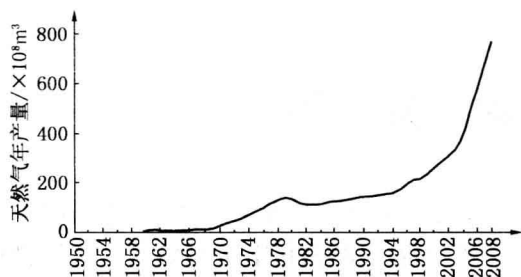


图 1-1 我国天然气年产量变化图

2009 年天然气产量进入前 10 名的国家为美国(产量为 $6235.06 \times 10^8 \text{ m}^3$)、俄罗斯(产量为 $5150.60 \times 10^8 \text{ m}^3$)、加拿大(产量为 $1452.61 \times 10^8 \text{ m}^3$)、挪威(产量为 $1037.06 \times 10^8 \text{ m}^3$)、伊朗(产量为 $966.45 \times 10^8 \text{ m}^3$)、中国、阿尔及利亚、卡塔尔、荷兰和沙特阿拉伯。

近年来随着国民经济的迅速发展和人民生活的不断提高以及能源结构调整,未来对清洁能源天然气的需求将大幅提高,供需矛盾也将进一步加大,我国逐年猛增的天然气产量仍不能满足国内需求,还需从国外进口天然气。其中,一方面在我国沿海一带建设若干液化天然气(LNG)接收终端,从东南亚、中东和澳大利亚进口液化天然气;另一方面从中亚土库曼斯坦等国通过管道将天然气(管道天然气)输送至我国境内,再由西气东输二线管道向沿线和珠江三角洲、长江三角洲供气。该管道在 2010 年实现双线通气,初期年输送天然气约 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$,预计到 2012~2013 年每年将输送天然气 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。这种多元化的气源将大大提高我国的天然气供应安全系数,而且数量上也有较好保证,因而将会逐步改善我国的能源结构。

预计未来 50 年,我国城镇化率将从现在的 36% 提高到 76% 以上。中国的城镇化问题,是一个关系到中国经济持续快速增长,以及社会经济可持续发展的重大战略问题。城镇化进程是一个综合发展过程,它要求提高城镇居民和商业所需要的清洁能源比重。因此,在诸多因素中能源的供求和能源结构的调整尤其突出。此外,随着城镇居民生活水平的提高,广大居民对能源消费支付能力也在提高。这就提高了对能源数量和质量的需求,发展清洁能源已成为当务之急,也是当今社会发展的重要要素,以及保持国民经济持续发展的重要推动力。

二、我国天然气工业发展前景

我国天然气的开发、利用虽然起步很早,但因受各种条件影响,长期以来一直未能形成完整、系统的工业体系。早期的天然气开发和利用主要在四川,近几十年来,随着我国国民经济的迅速发展,在天然气资源的勘探与开发上取得了丰硕成果,先后在陆上的新疆、陕西、内蒙、川渝、青海等地区发现大型气田。此外,海上天然气资源也十分丰富,南海、东海及渤海的崖 13-1、东方 1-1、平湖、春晓、锦 20-2 等大型气田或凝析气田也已陆续开发建设,从而使我国天然气工业呈现出欣欣向荣的局面。西气东输一线管道的建成投产和输气规模不断增加,以及川气东送和西气东输二线、三线管道的建设和投产,标志着我国天然气工业又迈上一个新的台阶。

2008 年召开的全国能源工作会议为我国 2009 年至 2011 年的原油和天然气产量提出了明确目标,其中天然气的目标产量分别是 $860 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、 $1050 \times 10^8 \text{ m}^3$ 和 $1200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。为实现这一目标,未来三年我国将加快塔里木、鄂尔多斯、四川盆地等西部油气区建设步伐,提高海上油气产量,争取南方海相天然气勘探开发再上新台阶。预计 2020 年我国天然气产量将达到 $2000 \times 10^8 \text{ m}^3$,2030 年天然气产量可超过 $2500 \times 10^8 \text{ m}^3$,2020 年天然气进口量将达到 $1100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。届时我国的天然气消费量将达到 $3100 \times 10^8 \text{ m}^3$,由目前占能源消费结构的 3%

增加到约 10%，从而有效地改善我国的能源结构^[2]。

根据全国第三次资源评价结果，我国天然气总资源量为 $53 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，预计天然气可采资源量为 $14 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。现已累计探明天然气可采储量 $2.8 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，目前剩余天然气可采储量 $2.214 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，天然气已探明的储量仅占总资源量的 6%。我国的天然气资源主要分布在中、西部地区 and 近海地区。其中，80% 以上的资源量集中分布在新疆、川渝、陕西、内蒙、青海及东南海域。

此外，我国的非常规天然气资源（如煤层气、页岩气和天然气水合物等）也十分丰富。我国煤层埋深 2000m 以浅的煤层气总资源量为 $36.81 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，其中埋深 1500m 以浅的煤层气可采资源量为 $10.87 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，主要分布在华北和西北地区。不仅如此，我国煤层气资源在区域分布、埋藏深度上也有利于规划开发。“西气东输”、陕京两条输气管道经过多个煤层气富集区，这就为煤层气的开发提供了输送条件。2009 年 9 月山西沁水盆地煤层气田樊庄区块产能建设（ $6 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ）和煤层气中央处理厂（总规模为 $30 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，其中一期为 $10 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ）的投产，以及郑庄区块（ $9 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ）的相继建设，标志着我国煤层气的开发利用已进入了大发展时期^[3,4]。除煤层气外，页岩气、青藏高原和南海等海域的天然气水合物等都可能成为天然气的接替资源。

第二节 天然气的分类、组成和体积参比条件

一、天然气分类

天然气分类方法目前尚不统一，各国都有自己的习惯分法。常见的分法如下。

（一）按产状分类

可分为游离气和溶解气。游离气即气藏气，溶解气即油溶气和气溶气、固态水合物气以及致密岩石中的气等。

（二）按经济价值分类

可分为常规天然气和非常规天然气。常规天然气指在目前技术经济条件下可以进行工业开采的天然气，主要指油田伴生气（也称油田气、油藏气）、气藏气和凝析气。非常规天然气指煤层气（煤层甲烷气）、页岩气、水溶气、致密岩石中的气及固态水合物气等。其中，除煤层气和页岩气外，其他非常规天然气由于目前技术经济条件的限制尚未投入工业开采。

（三）按来源分类

可分为与油有关的气（包括油田伴生气、气顶气）和与煤有关的气；天然沼气即由微生物作用产生的气；深源气即来自地幔挥发性物质的气；化合物气即指地球形成时残留地壳中的气，如陆上冻土带和深海底部的固态水合物气等。

（四）按烃类组成分类

按烃类组成分类可分为干气和湿气、贫气和富气。对于由气井井口采出的，或由油气田矿场分离器分出的天然气而言，其划分方法为：

1. 干气

在储集层中呈气态，采出后一般在地面设备和管线的温度、压力下不析出液烃的天然气。按 C_5 界定法是指每 m^3 （指 20°C ， 101.325kPa 参比条件下的体积，下同）气中 C_5^+ 以上液烃含量按液态计小于 13.5cm^3 的天然气。

2. 湿气

在储集层中呈气态,采出后一般在地面设备和管线的温度、压力下有液烃析出的天然气。按 C_5 界定法是指每 m^3 气中 C_5^+ 以上烃液含量按液态计大于 $13.5cm^3$ 的天然气。

3. 贫气

每 m^3 气中丙烷及以上烃类(C_3^+)含量按液态计小于 $100cm^3$ 的天然气。

4. 富气

每 m^3 气中丙烷及以上烃类(C_3^+)含量按液态计大于 $100cm^3$ 的天然气。

通常,人们还习惯将脱水(脱除水蒸气)前的天然气称为湿气,脱水后水露点降低的天然气称为干气;将回收天然气凝液前的天然气称为富气,回收天然气凝液后的天然气称为贫气。此外,也有人将干气与贫气、湿气与富气相提并论。由此可见,它们之间的划分并不是十分严格的。因此,本书以下提到的贫气与干气、富气与湿气也没有严格的区别。

(五) 按矿藏特点分类

1. 纯气藏天然气(气藏气)

在开采的任何阶段,储集层流体均呈气态,但随组成不同,采到地面后在分离器或管线中则可能有少量液烃析出。

2. 凝析气藏天然气(凝析气)

储集层流体在原始状态下呈气态,但开采到一定阶段,随储集层压力下降,流体状态进入露点线内的反凝析区,部分烃类在储集层及井筒中呈液态(凝析油)析出。

3. 油田伴生气(伴生气)

在储集层中与原油共存,采油过程中与原油同时被采出,经油气分离后所得的天然气。

(六) 按硫化氢、二氧化碳含量分类

(1) 净气(甜气):指硫化氢和二氧化碳等含量甚微或不含有,不需脱除即可符合管输要求或达到商品气质量要求的天然气。

(2) 酸气:指硫化氢和二氧化碳等含量超过有关质量要求,需经脱除才能管输或成为商品气的天然气。

二、天然气组成

天然气是指天然存在,以烃类为主的的可燃气体。大多数天然气的主要成分是烃类,此外还含有少量非烃类。天然气中的烃类基本上是烷烃,通常以甲烷为主,还有乙烷、丙烷、丁烷、戊烷以及少量的己烷以上烃类(C_6^+)。在 C_6^+ 中有时还含有极少量的环烷烃(如甲基环戊烷、环己烷)及芳香烃(如苯、甲苯)。天然气中的非烃类气体,一般为少量的氮气、氢气、氧气、二氧化碳、硫化氢、水蒸气以及微量的惰性气体如氦、氖、氩等。

当然,天然气的组成并非固定不变,不仅不同地区油、气藏中采出的天然气组成差别很大,甚至同一油、气藏的不同生产井采出的天然气组成也会有区别。

国外一些气田的气藏气和油田伴生气的组成分别见表 1-1 及表 1-2,我国主要气田和凝析气田的天然气组成见表 1-3^[5]。

此外,天然气中还可能含有以胶溶态粒子形态存在的沥青质,以及可能含有极微量的元素汞。

表 1-1 国外一些气田的天然气组成

%(体积分数)

国 名	产 地	甲 烷	乙 烷	丙 烷	丁 烷	戊 烷	C ₆ ⁺	CO ₂	N ₂	H ₂ S
美 国	Louisiana	92.18	3.33	1.48	0.79	0.25	0.05	0.9	1.02	
	Texas	57.69	6.24	4.46	2.44	0.56	0.11	6.0	7.5	15
加 拿 大	Alberta	64.4	1.2	0.7	0.8	0.3	0.7	4.8	0.7	26.3
委内瑞拉	San Joaquin	76.7	9.79	6.69	3.26	0.94	0.72	1.9		
荷 兰	Goningen	81.4	2.9	0.37	0.14	0.04	0.05	0.8	14.26	
英 国	Leman	95	2.76	0.49	0.20	0.06	0.15	0.04	1.3	
法 国	Lacq	69.4	2.9	0.9	0.6	0.3	0.4	10		15.5
俄罗斯	Дащавское	98.9	0.3					0.2		
	Саратовское	94.7	1.8	0.2	0.1			0.2		
	Щебелийское	93.6	4.0	0.6	0.7	0.25	0.15	0.1	0.6	
	Оренбургское	84.86	3.86	1.52	0.68	0.4	0.18	0.58	6.3	1.65
	Астраханское	52.83	2.12	0.82	0.53	0.51 ^①		13.96	0.4	25.37
哈萨克斯坦	Карачаганакское	82.3	5.24	2.07	0.74	0.31	0.13	5.3	0.85	3.07

表 1-2 一些国家油田伴生气的组成

%(体积分数)

国 名	甲 烷	乙 烷	丙 烷	丁 烷	戊 烷	C ₆ ⁺	CO ₂	N ₂	H ₂ S
印度尼西亚	71.89	5.64	2.57	1.44	2.5	1.09	14.51	0.35	0.01
沙特阿拉伯	51.0	18.5	11.5	4.4	1.2	0.9	9.7	0.5	2.2
科威特	78.2	12.6	5.1	0.6	0.6	0.2	1.6		0.1
阿联酋	55.66	16.63	11.65	5.41	2.81	1.0	5.5	0.55	0.79
伊 朗	74.9	13.0	7.2	3.1	1.1	0.4	0.3		
利比亚	66.8	19.4	9.1	3.5	1.52				
卡塔尔	55.49	13.29	9.69	5.63	3.82	1.0	7.02	11.2	2.93
阿尔及利亚	83.44	7.0	2.1	0.87	0.36		0.21	5.83	

表 1-3 我国主要气田和凝析气田的天然气组成

%(体积分数)

气 田 名 称	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	C ₆ 或 C ₆ ⁺	C ₇ ⁺	CO ₂	N ₂	H ₂ S
长庆气田 (靖 边)	93.89	0.62	0.08	0.01	0.01	0.001	0.002			5.14	0.16	0.048
(榆 林)	94.31	3.41	0.50	0.08	0.07	0.013	0.041			1.20	0.33	
(苏里格)	92.54	4.5	0.93	0.124	0.161	0.066	0.027	0.083	0.76	0.775		
中原油田 (气田气)	94.42	2.12	0.41	0.15	0.18	0.09	0.09	0.26		1.25		
(凝析气)	85.14	5.62	3.41	0.75	1.35	0.54	0.59	0.67		0.84		
塔里木气田(克拉-2)	98.02	0.51	0.04	0.01	0.01	0	0	0.04	0.01	0.58	0.7	
(牙 哈)	84.29	7.18	2.09									

续表

气田名称	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	C ₆ 或 C ₆ ⁺	C ₇ ⁺	CO ₂	N ₂	H ₂ S
海南崖13-1气田	83.87	3.83	1.47	0.4	0.38	0.17	0.10	1.11		7.65	1.02	70.7 (mg/m ³)
青海台南气田	99.2		0.02								0.79	
青海涩北-1气田	99.9										0.10	
青海涩北-2气田	99.69	0.08	0.02								0.2	
东海平湖凝析气田	81.30	7.49	4.07	1.02	0.83	0.29	0.19	0.20	0.09	3.87	0.66	
新疆柯克亚凝析气田	82.69	8.14	2.47	0.38	0.84	0.15	0.32	0.2	0.14	0.26	4.44	
华北苏桥凝析气田	78.58	8.26	3.13	1.43		0.55		0.39	5.45	1.41	0.8	

世界上也有少数的天然气中含有大量的非烃类气体,甚至其主要成分是非烃类气体。例如,我国河北省赵兰庄、加拿大艾伯塔省 Bearberry 及美国南得克萨斯气田的天然气中,硫化氢含量均高达 90% 以上。我国广东沙头圩气田天然气中二氧化碳含量高达 99.6%。美国北达科他州内松气田天然气中氮含量高达 97.4%,亚利桑那州平塔丘气田天然气中氦含量高达 9.8%。

三、天然气体积计量的参比条件

天然气作为商品进行贸易交接必须计量。天然气流量计量的结果值可以是体积流量、质量流量和能量(发热量)流量。其中,体积计量是天然气各种流量计量的基础。

天然气的体积具有压缩性,随温度、压力条件而变。为了便于比较和计算,须把不同压力、温度下的天然气体积折算成相同压力、温度下的体积。或者说,均以此相同压力、温度下的体积单位(工程上通常是 1m³)作为天然气体积的计量单位,此压力、温度条件称为标准参比条件,简称体积参比条件或参比条件,以往则称为标准状态条件。

1. 体积计量的参比条件^[6]

目前,国内外采用的体积参比条件并不统一。一种是采用 0℃ 和 101.325kPa 作为天然气体积计量的参比条件,在此条件计量的 1m³天然气体积称为 1 标准立方米,简称 1 标方。我国以往习惯写成 1Nm³,由于“N”现为力的单位“牛顿”的符号,故 1 标方目前均应写为 1m³。另一种是采用 20℃ 或 15.6℃ (60°F) 和 101.325kPa 作为天然气体积计量的参比条件。其中,我国天然气工业的气体体积计量参比条件采用 20℃,英、美等国则多采用 15.6℃。为与前一种参比条件区别,我国以往称为基准状态,而将此条件下计量的 1m³称为 1 基准立方米,简称 1 基方或 1 方,通常也写成 1m³。英、美等国有时则写成 1Std m³ 或 1m³。

由于天然气采用这三种参比条件计量的体积单位我国目前均写为 1m³,为便于区别,故本书在需要说明之处将参比条件采用 0℃ 和 101.325kPa 计量的体积单位写成“m³(0℃)”,参比条件采用 20℃ 和 101.325kPa 计量的体积单位写成“m³”,而参比条件采用 15.6℃ 和 101.325kPa 计量的体积单位则写成“m³(15.6℃)”或“m³(15℃)”。必要时,在体积单位之前或后注明其参比条件。

2. 国内采用的天然气体积计量参比条件

目前,国内天然气生产、经营管理及使用部门采用的天然气体积计量参比条件也不统一,因此,在计量商品天然气体积以及采用与体积有关的性质(例如密度、体积发热量、硫化氢含量等)时要特别注意其体积参比条件。

中国石油天然气集团公司采用的天然气体积单位“ m^3 ”为 20°C 、 101.325kPa 条件下的体积。例如，在《天然气》(GB 17820—2011)和《车用压缩天然气》(GB 18047—2000)中注明所采用的标准参比条件均为 20°C 、 101.325kPa 。

我国城镇燃气(包括天然气)设计、经营管理部门通常采用 0°C 、 101.325kPa 为体积计量参比条件。例如，在《城镇燃气设计规范》(GB 50028—2006)中注明燃气体积流量计量条件为 0°C 、 101.325kPa 。

此外，在《城镇燃气分类和基本特性》(GB/T 13611—2006)中则采用 15°C 及 101.325kPa 为体积参比条件。

随着我国天然气工业的迅速发展，目前国内已有越来越多的城镇采用天然气作为民用燃料。对于民用(居民及公共建筑)用户，通常采用隔膜式或罗茨式气表计量天然气体积流量。此时的体积计量条件则为用户气表安装处的大气温度与压力，一般不再进行温度、压力校正。

由此可见，我国天然气生产、经营管理及使用部门的天然气体积计量的参比条件是不同的。此外，凡涉及天然气体积的一些性质(例如密度、体积发热量等)均有同样情况存在，在引用时请务必注意。

3. 采用能量计量是今后我国天然气贸易交接计量的方向

近年来我国越来越多的城镇已经实现天然气多元化供应，其气源包括管道天然气和煤层气、液化天然气等，这些不同来源的天然气其发热量则有较大差别。

例如，北京目前来自长庆气区的管道天然气低位发热量约为 $35.0\text{MJ}/\text{m}^3$ ，来自华北油田的管道天然气低位发热量约为 $36.3\text{MJ}/\text{m}^3$ ，而今后来自国外进口的液化天然气低位发热量则为 $37\sim 40\text{MJ}/\text{m}^3$ 。但是，多年来我国天然气贸易交接一直按体积计量，并未考虑发热量因素，显然有欠公平合理。目前，欧美等国普遍采用天然气的发热量作为贸易交接的计量单位。这种计量方法对贸易双方都公平合理，代表天然气贸易交接计量的发展方向。因此，采用能量(发热量)计量是今后我国天然气贸易交接应该认真考虑的计量方法。

第三节 天然气的相特性

在天然气处理过程所处的不同温度、压力条件下，天然气的相态也不相同，即有时是气相或液相，有时则是处于平衡共存的两相(例如气液、液固或气固)甚至是更多的相。

为此，需要了解组成已知的天然气在一定压力、温度下的相特性，例如其压力-摩尔体积(或质量体积)-温度($p-V-T$ 或 $p-v-T$)之间的关系图，即描述其在各种压力和温度组合下存在不同相(例如气液两相)的相图。同样，在天然气处理过程中还经常需要进行相平衡计算，从而确定组成已知的天然气在一定压力、温度下平衡共存各相的量和组成，以及预测其热力学性质。

天然气主要是由烃类以及少量非烃类组成的混合物，其组成各不相同。目前，其相图描述及相平衡计算大多采用有关软件中热力学模型由计算机完成。但是，对于某些关键相图(例如，高压凝析气井的井流物)，最好是由实验测出其在较窄压力、温度范围内的数据，再通过热力学性质预测和适当描述相结合，将其延伸到更宽的压力、温度范围，从而完成相图的绘制。

关于相平衡计算、相图绘制及预测热力学性质的方法可参考有关文献，此处不再介绍。

由于天然气中的水蒸气冷凝后会在体系中出现富水相，天然气中的二氧化碳在低温下还会形成固体，因此，本节将着重介绍天然气处理过程中主要涉及的烃类体系、烃-水体系和烃-二氧化碳体系的相关特性。

一、烃类体系相特性

烃类体系的相图可以由实验数据绘制，也可通过热力学模型法预测，或者二者结合^[6]。

(一) 纯组分体系(一元系)

纯组分(单组分)体系是多组分体系的特殊情况，其典型的 $p-V-T$ 三维相图见图 1-2。由于此图使用不便，经常使用的是其在 $p-T$ 和 $p-V$ 平面上的投影图。其中，纯组分 $p-T$ 图见图 1-3。

图 1-2 中有气、液、固三相， H 点是气、液、固相共存的三相点。 HC 线是气-液平衡线， HD 线是固-液平衡线， FH 线是固-气平衡线。其中， HC 线又称蒸气压线。对纯组分而言， HC 线也是泡点线和露点线。它从三相点 H 开始，到临界点 C 终止。

如图所示，假定某一加热过程在等压 p_1 下进行，从 m 到 n 点一直是固相，在 n 点(或 o 点)由固相变为液相。由 o 点到 b 点一直是液相，在 b 点(或 d 点)完全气化为饱和蒸气。由 d 点继续等压加热则体系成为过热蒸气或气体。此外，在临界点 C 的右上方则是密相流体区。

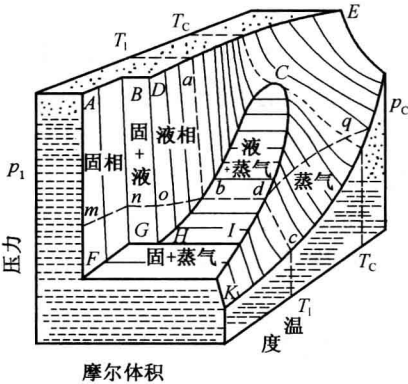


图 1-2 纯组分的 $p-V-T$ 图

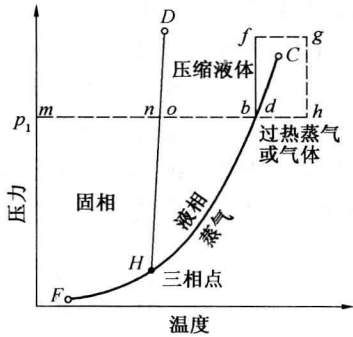


图 1-3 纯组分的 $p-T$ 图

(二) 两组分及多组分体系(二元系及多元系)

对于这类体系，就必须把另一变量——组成加到相图中去。然而，对于组成已知的天然气来讲，经常使用的是表明其在气、液平衡时各种压力、温度组合下气、液含量的相图。

图 1-4 是组成已知的两组分体系 $p-T$ 图。图中，由泡点线、临界点和露点线构成的相包络线及其所包围的相包络区位置，取决于体系组成和各组分的蒸气压线。此图与图 1-3 不同之处在于两组分体系的泡点线与露点线并不重合但却交汇于临界点，因而在相包络区内还有表示不同气、液含量或气化百分数(或液化百分数)的等气化率(或等液化率)线(图 1-4 中仅表示了 90% 的气化率线)。这些等气化率线均交汇于临界点 C ，其位置随体系的组成而变。

值得注意的是，两组分体系在高于临界温度 T_c 时仍可能存在饱和液体，直至露点线上最高温度点 M 为止。 T_M 是相包络区内气、液能够平衡共存的最高温度，称为临界冷凝温度。

正是由于两组分体系的临界点 C 、临界冷凝温度点 M 和临界冷凝压力点 N 并不重合，因而在临界点附近的相包络区内会出现反凝析（反常冷凝）或反气化（反常气化）现象，即在等温降低压力时会使蒸气冷凝（见 JH 线），而在等压下降高温度时可以析出液体（见 LK 线）。

(三) 相特性的实际应用

天然气尤其是储集层流体或井流物的相图无论对于天然气开采还是处理都是非常重要的。现以储集层流体为例说明其应用如下。

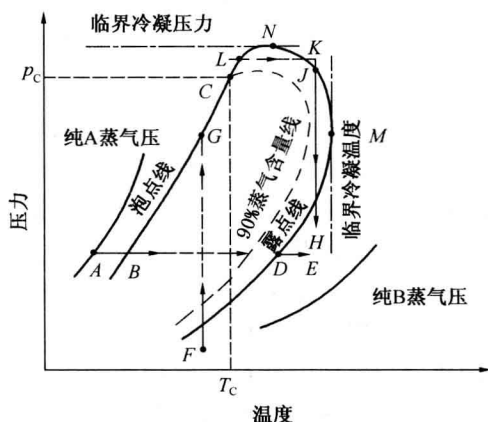
图 1-4 两组分体系的 $p-T$ 图

图 1-5 典型的储集层流体相图

储集层和从其采出的流体类型决定于储集层压力、温度在流体相图上的相对位置。图 1-5 表示了五种不同储集层情况。点 A、B、C、D、E 分别表示储集层或油气井井筒底部的原始条件，而 A'、B'、C'、D'、E' 则分别表示井口条件。因此，AA'、BB'、CC'、DD'、EE' 表示的是在开采过程中流体的压力、温度变化情况。

储集层 A 或 B 的流体压力、温度条件均在临界点左侧温度较低的液相区，其采出的流体称为原油。AA' 表示的是低气油比的普通原油开采过程。当流体压力、温度按 AA'

线变化低于泡点线后就进入两相区，因而会有气体从原油中逸出。但是，也会有个别的原油的 A' 点仍高于泡点线，因而就没有气体逸出。

BB' 线表示的是高气油比的原油开采过程。当流体压力、温度按 BB' 线变化进入两相区后,将有较多的气体逸出。

CC' 表示的是反凝析流体的开采过程,采出的流体称为凝析气。开采过程中如果储集层压力沿 CC' 降至露点线以下时,在储集层中就会有液体析出,一些有价值的较重烃类将会存留在储集层中而无法采出。因此,有的凝析气田常采用注气的方法来保持储集层压力。

DD' 线表示的是湿天然气(富天然气)的开采过程。 D 点是位于临界冷凝温度右侧的气体或密相流体。流体在开采过程中由于压力、温度降低进入露点线后即会有液体析出。因此,

往往不好判断这种储集层是属于凝析气储集层或湿天然气储集层。

EE'线表示的是干天然气(贫天然气)的开采过程。即使当其采出到地面后,也没有液体析出。

应该指出的是,图1-5只是用来表示储集层流体分类的示意图。实际上,除了A'、B'、C'、D'、E'表示的井口温度大致相同外,储集层压力、温度则取决于储集层深度,故A、B、C、D、E点的位置就会不同。此外,由于各种储集层流体的组成差别较大,因而其相图形状、临界点位置及其与开采时流体压力、温度变化曲线的相对位置也不相同。

由此可知,储集层流体或井流体相特性在天然气工业中具有非常重要的意义,而取得准确、可靠的流体试样和组成分析数据,则是应用相特性的关键。虽然目前可以利用有关软件中的热力学模型由计算机完成相图绘制,但前提是必须正确描述流体中少量重烃类(例如C₇⁺)的特性。因为相包络线对流体组成是十分敏感的,而这些少量重烃的特性描述则对露点线的位置影响很大。

现以克拉2气田天然气组成数据为例。该气田在编制预可研报告和试采时分析到的天然气组成见表1-4。

表 1-4 克拉2气田天然气组成 % (摩尔分数)

组分或代号	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
组成1 ^①	0.45	0.65	97.57	0.62	0.41	0.20	0.01	0.05
组成2 ^②	0.5975	0.7208	97.8234	0.5499	0.0488	0.0074	0.0119	0.0053
组分或代号	苯	C ₇	甲苯	XF ₁ ^③	XF ₂	XF ₃	XF ₄	XF ₅
组成1 ^①	—	—	—	—	—	—	—	—
组成2 ^②	0.0500	0.0079	0.0070	0.0082	0.0078	0.0040	0.0016	0.0005
组分或代号	XF ₆	XF ₇	XF ₈	XF ₉	XF ₁₀	XF ₁₁	H ₂ O	H ₂ S
组成1 ^①	—	—	—	—	—	—	0.04	0.33 ^④
组成2 ^②	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.1391	—

① 预可研时提供的天然气组成。

② 试采时测试取样分析的天然气组成。

③ XF代表不同平均沸点的窄馏分。

④ 单位为mg/m³。

由表1-4可知,由于受取样、样品处理和组分分析方法的限制,组成1中只分析到C₆,且仅为小数点后两位数(而组成2中则分析出更重的一些组分,并且是小数点后四位数),因而对描述该天然气的相态特性尤其是烃露点线带来明显误差,所以也就无法合理确定该天然气的处理方案。

此外,组成2中将该天然气中的C₇以上重组分(约0.0224%)以更为合理的不同平均沸点的窄馏分描述。其中,虽然XF₃以上的重组分含量仅为0.0064%,而且XF₈~XF₁₁等重组分含量仅在小数点后6位,尽管其值对一般工程计算意义不大,但对烃露点计算却极为重要。如不考虑XF₁~XF₇等重组分,计算到的天然气最高烃露点将偏低约20℃^[7]。

类似情况在长庆气区榆林气田天然气组成分析中也曾出现过。

二、烃-水体系相特性

自储集层采出的天然气和采用湿法脱除酸性组分后的天然气中一般都含有饱和水蒸气,或者也称含有饱和水,通常简称含水,其含量则简称为天然气水含量,而将天然气中呈液相