



天然气处理 原理与工艺

(第三版)

王遇冬 郑 欣 主 编
李迺红 张君涛 副主编

中国石化出版社

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

TE64
8-3

天然气处理原理与工艺

(第三版)

王遇冬 郑 欣 主 编

李进红 张君涛 副主编

中国石化出版社

内 容 提 要

本书在第二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以及天然气利用等内容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和利用的工艺设计、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, 郑欣主编. —3 版.
—北京: 中国石化出版社, 2016. 1
ISBN 978-7-5114-3704-4

I. ①天… II. ①王… ②郑… III. ①天然气处理
IV. ①TE64

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2015) 第 269614 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

北京富泰印刷有限公司印刷

全国各地新华书店经销

*

787×1092 毫米 16 开本 23.25 印张 579 千字

2016 年 1 月第 3 版 2016 年 1 月第 1 次印刷

定价: 68.00 元

编 委 会

主 编：王遇冬 郑 欣

副 主 编：李迺红 张君涛

编写人员：王遇冬 郑 欣 李迺红 张君涛

王红霞 王登海 王 勃 白淑云

陈慧芳 常志波

第三版前言

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有了很大提高,利用领域也在迅速拓展。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和利用的原理与工艺。

本书第三版根据近年来最新文献资料,对第二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)及其苏州分公司、北京分公司共同编写。

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。此外,还结合目前我国天然气利用领域不断拓展,天然气覆盖范围和人口不断扩大的大好形势,增加了天然气利用有关内容。因此,本书不仅可作为从事天然气处理和利用的设计、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、油气储运工程和燃气工程等有关专业教材。

本书共七章,包括基本知识、天然气脱硫脱碳、天然气脱水、硫黄回收及尾气处理、天然气凝液回收、液化天然气和压缩天然气生产、天然气利用。其中第一章第一至四节由郑欣编写;第一章第五、六节和第六章第二节由王红霞编写;第二章由王登海编写;第三章和第五章由李迺红编写;第四章和第七章第五节由张君涛编写;第六章第一节由郑欣、王遇冬编写;第七章第一、二、三节由王勃、白淑云编写,第四节由常志波、陈慧芳编写。全书由郑欣审稿,李迺红、张君涛统稿,王遇冬定稿。

本书在编写过程中得到塔里木油田油气运销部晁宏洲、四川空分设备(集团)有限公司易希朗和谭明邦、苏州华锋液化天然气有限公司李克锦、上海燃气设计院金芳、陕西燃气设计院郭宗华、田红梅和程玉排、上海交通大学巨永林、西门子(中国)有限公司李继伟、西安长庆科技工程有限责任公司及其北京分公司张文超、曾继磊和万小红、西安石油大学肖荣鸽和姚培芬等人的大力协助,在此谨向他们表示衷心感谢!

本书在编写过程中还得到《天然气工业》杂志社、《石油与天然气化工》杂志社、《天然气与石油》编辑部和《液化天然气》编辑部的大力协助，在此也谨向他们表示衷心感谢！

本书第一、二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三版，将会更加全面和系统地反映天然气处理和利用的原理与工艺、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、石油、原油及天然气的含义	(1)
二、天然气在能源结构中的重要性	(1)
三、我国天然气工业现状和发展前景	(2)
第二节 天然气的分类、组成和体积参比条件	(4)
一、天然气分类	(4)
二、天然气组成	(5)
三、天然气体积计量的参比条件	(7)
第三节 天然气的相特性	(9)
一、烃类体系相特性	(9)
二、烃-水体系相特性	(12)
三、烃-二氧化碳体系相特性	(21)
第四节 天然气处理含义及产品质量要求	(23)
一、天然气处理含义	(23)
二、商品天然气质量要求	(25)
三、天然气处理主要产品及其质量要求	(29)
四、天然气的危险危害性	(33)
第五节 用作城镇燃气的天然气互换性和分类	(34)
一、天然气的燃烧特性和稳定燃烧	(34)
二、天然气的互换性和燃具的适应性	(35)
三、用作城镇燃气的天然气分类	(37)
四、我国城镇多气源供气示例	(38)
第六节 综合能耗及其计算方法	(39)
一、综合能耗的定义	(39)
二、综合能耗的分类与计算方法	(39)
参考文献	(41)
第二章 天然气脱硫脱碳	(42)
第一节 脱硫脱碳方法的分类与选择	(42)
一、脱硫脱碳方法的分类	(42)
二、脱硫脱碳方法的选择	(44)
第二节 醇胺法	(47)
一、醇胺与 H_2S 、 CO_2 的主要化学反应	(47)
二、常用醇胺溶剂性能比较	(48)
三、醇胺法工艺流程、设备与参数	(51)

四、醇胺法脱硫脱碳装置操作注意事项	(58)
五、醇胺法脱硫脱碳工艺的应用	(60)
第三节 砵胺法及其他脱硫脱碳方法	(74)
一、砵胺法(Sulfinol 法)	(74)
二、多乙二醇二甲醚法(Selexol 法)	(75)
三、Lo-Cat 法	(77)
四、其他方法	(79)
参考文献	(85)
第三章 天然气脱水	(87)
第一节 防止天然气水合物形成的方法	(87)
一、热力学抑制剂法	(87)
二、动力学抑制剂和防聚剂法	(93)
第二节 低温法脱油脱水	(93)
一、低温法脱油脱水工艺及应用	(94)
二、影响低温法控制天然气露点的主要因素	(98)
第三节 吸收法脱水	(100)
一、甘醇脱水工艺及应用	(101)
二、甘醇脱水工艺计算	(107)
三、提高贫甘醇浓度的方法	(112)
四、几点注意事项	(114)
第四节 吸附法脱水	(115)
一、吸附剂的类型与选择	(116)
二、吸附法脱水工艺的应用	(120)
三、吸附过程特性及工艺计算	(129)
四、吸附法在酸性天然气脱水脱酸性组分中的应用	(138)
参考文献	(140)
第四章 硫黄回收及尾气处理	(142)
第一节 尾气 SO ₂ 排放标准及工业硫黄质量指标	(142)
一、硫黄回收装置尾气 SO ₂ 排放标准	(142)
二、硫的物理性质与质量指标	(144)
第二节 克劳斯法硫黄回收原理与工艺	(146)
一、克劳斯法反应与平衡转化率	(146)
二、克劳斯法工艺流程、设备和影响硫收率的因素	(149)
第三节 硫黄处理及储存	(162)
一、液硫处理	(163)
二、硫黄成型	(164)
第四节 克劳斯装置尾气处理工艺	(166)
一、低温克劳斯法	(166)
二、还原-吸收法	(167)
三、氧化-吸收法	(170)

四、克劳斯法延伸工艺	(170)
参考文献	(178)
第五章 天然气凝液回收	(180)
第一节 天然气凝液回收目的及方法	(180)
一、天然气类型对天然气凝液回收的影响	(180)
二、天然气凝液回收的目的	(181)
三、天然气凝液回收方法	(182)
第二节 冷剂制冷和膨胀制冷原理与技术	(188)
一、蒸气压缩制冷	(189)
二、透平膨胀机制冷	(201)
三、节流阀膨胀制冷	(205)
四、节流阀及膨胀机联合制冷	(209)
第三节 天然气凝液回收工艺	(210)
一、工艺及设备	(210)
二、工艺方法选择	(215)
三、C ₃ ⁺ 凝液回收工艺的应用	(218)
四、C ₂ ⁺ 凝液回收工艺的应用	(232)
参考文献	(236)
第六章 液化天然气和压缩天然气生产	(238)
第一节 液化天然气生产	(238)
一、液化天然气生产概述	(238)
二、液化天然气工厂或装置类型	(239)
三、LNG 原料气要求、产品组成及特性	(240)
四、天然气液化工艺	(245)
五、LNG 接收站	(271)
六、LNG 储存	(275)
七、LNG 运输	(286)
八、LNG 气化	(291)
九、LNG 加气	(292)
十、LNG 冷量利用	(293)
第二节 压缩天然气生产	(295)
一、代用汽车燃料	(296)
二、CNG 站	(299)
三、LPG 加气站	(312)
参考文献	(313)
第七章 天然气利用	(314)
第一节 我国新的《天然气利用政策》	(314)
一、新政策的基本原则和政策目标	(314)
二、新政策天然气利用领域和用气项目	(314)
三、新政策实施后对我国天然气市场发展的影响	(316)

第二节 天然气用作城镇燃气 (317)

一、燃气负荷、用户类型 (317)

二、用气量指标 (318)

三、燃气需用工况和小时计算流量 (320)

四、城镇燃气调峰与应急气源 (323)

第三节 城镇燃气输配系统 (326)

一、城镇燃气站场 (326)

二、城镇燃气管网 (328)

三、城镇燃气主要用气设备 (332)

四、城镇燃气输配工艺 (332)

五、我国城镇燃气利用实例 (335)

第四节 天然气发电 (338)

一、天然气发电的优点 (339)

二、天然气联合循环发电和热电联产 (339)

三、天然气内燃机组发电 (344)

第五节 天然气化工 (345)

一、天然气制氨 (346)

二、天然气制氨工艺流程 (356)

三、天然气制氢 (358)

参考文献 (361)

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。

第一节 天然气在能源结构中的重要性及我国发展前景

一、石油、原油及天然气的含义

根据 1983 年第 11 届世界石油大会对石油、原油和天然气的定义,石油(Petroleum)是指在地下储集层中以气相、液相和固相天然存在的,通常以烃类为主并含有非烃类的复杂混合物。原油(Crude oil,简称 Oil)是指在地下储集层中以液相天然存在的,并在常温和常压下仍为液相的那部分石油。天然气(Natural gas,简称 Gas)则是指在地下储集层中以气相天然存在的,并且在常温和常压下仍为气相(或有若干凝液析出),或在地下储集层中溶解在原油内,在常温和常压下从原油中分离出来时又呈气相的那部分石油。

因此,石油是原油和天然气的总称。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。

二、天然气在能源结构中的重要性

天然气是一种优质、高效、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。

目前,天然气以其优质能源优势在整个能源消费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。在世界能源消费结构中,天然气的贡献比例已从 2002 年的 21.2% 上升到 2012 年的 23.8%,并继续保持增长趋势。预计十多年后,天然气在世界能源中的贡献比例可超过煤炭成为继原油之后的第二大能源。

近十多年来世界天然气产量增势总体良好。历年来,天然气产量排名美国次于俄罗斯,

但由于美国加速开采页岩气，从 2009 年起其天然气产量已高于俄罗斯。2013 年世界天然气产量为 $33905\times 10^8\text{m}^3$ ，其中美国天然气产量仍然居世界第一，占世界总量的 20.5%，其次为俄罗斯(17.8%)、伊朗(4.9%)、卡塔尔(4.7%)、加拿大(4.6%)、中国(3.4%)。

目前对世界天然气贸易有影响的国家是俄罗斯、土库曼斯坦、伊朗和卡塔尔。全球最大的天然气田在波斯湾，伊朗和卡塔尔等国对世界液化天然气供应起着重要的影响。

2013 年我国天然气产量为 $1210\times 10^8\text{m}^3$ ，同比增长 9.8%，其中常规天然气 $1176\times 10^8\text{m}^3$ ，非常规气中页岩气 $2\times 10^8\text{m}^3$ ，煤层气 $29\times 10^8\text{m}^3$ ；天然气进口量 $534\times 10^8\text{m}^3$ ，增长 25.6%，其中管道气增长 24.3%，液化天然气增长 27.0%；天然气表观消费量 $1692\times 10^8\text{m}^3$ ，增长 12.9%，约占能源总量的 5.8%。目前我国多气源、多类型和多路径联网的多元化供气格局已经形成，2014 年我国天然气表观消费量达 $1800\times 10^8\text{m}^3$ ，其中对进口天然气的依存度为 32.2%。预计 2020 年我国天然气产量将达到 $2450\times 10^8\text{m}^3$ ，天然气进口量将达到 $1150\times 10^8\text{m}^3$ 。届时我国的天然气消费量将达到 $3600\times 10^8\text{m}^3$ ，由目前占能源消费结构的 3% 增加到 10% 以上，从而有效地改善我国的能源结构。截至 2013 年我国近几十年来天然气产量的变化见图 1-1。

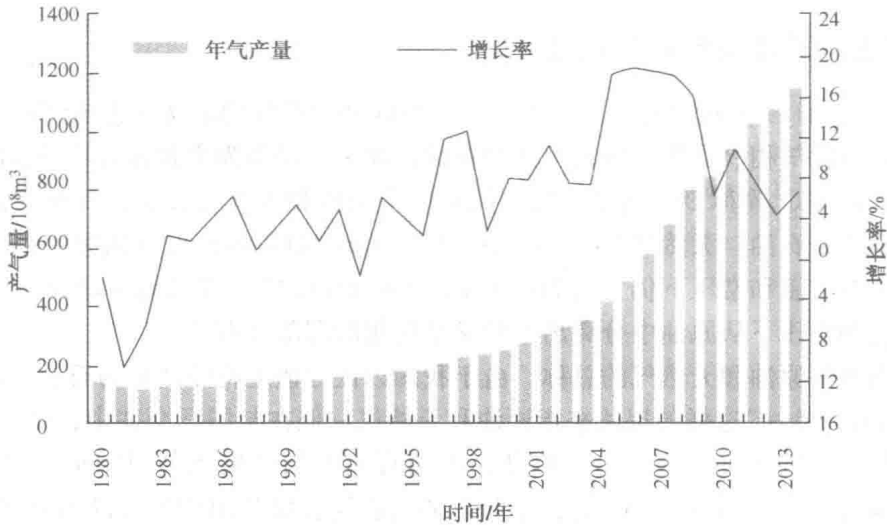


图 1-1 1980~2013 年中国天然气产量和年增长率变化图

三、我国天然气工业现状和发展前景

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、内蒙古、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、东海及渤海的崖城 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管道的相继投产，标志着我国天然气工业又迈上一个新的台阶。2013 年我国新增天然气长输管道超过 8000km，全国干线、支干线天然气管道总长度超过 $6.3\times 10^4\text{km}$ ；我国储气库建设突飞猛进，全年共投产 6 座储气库，分别为相国寺、呼图壁、双 6、班南、苏桥和京 58。截止 2013 年年底，我国储气库的设计工作

量达到 $169\times10^8\text{m}^3$ 。由于投产初期需要注入垫底气，部分储气库尚未形成工作气量，故有效工作气量仅为 $29\times10^8\text{m}^3$ 。

随着我国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。据了解，自 2007 年以来，我国天然气对外依存度在逐年增加，到 2013 年已超过 30%，成为世界天然气消费第三大国，见表 1-1。

表 1-1 2005~2013 年中国天然气进口量和对外依存度表

年份/年	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
进口量/ 10^8m^3	0	10	40	46	76	165	314	408	550
出口量/ 10^8m^3	30	29	26	32	32	40	32	29	20
净进口量/ 10^8m^3	-30	-19	14	12	44	125	282	379	530
对外依存度/%	—	-3.5	12.0	1.7	4.9	11.6	22.0	26.2	31.6

为此，近年来我国一方面在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 2009 年开工敷设，2012 年年底到达香港，实现全线竣工。中缅天然气管道从 2010 年开始建设，已在 2013 年 9 月全线贯通，开始向我国西南地区沿线供气，预计 2015 年可达到年输气量 $120\times10^8\text{m}^3$ 。此外，中俄天然气管道东、西两线建设也已达成协议。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和环境质量。

例如，仅以西气东输一线和二线管道每年输送的天然气计算，就可以每年少烧燃煤 $12000\times10^4\text{t}$ ，减少 CO_2 排放 $2\times10^8\text{t}$ 、 SO_2 排放 $226\times10^4\text{t}$ 。此外，西气东输三线管道已在 2012 年 10 月开工建设。该管道年输气量 $300\times10^8\text{m}^3$ ，主供气源为中亚天然气($250\times10^8\text{m}^3/\text{a}$)，补充气源为新疆伊犁地区煤制气。预计建成后可使天然气在我国一次能源中的消费比重提高 1%，每年可减少 CO_2 排放 $1.3\times10^8\text{t}$ 、 SO_2 排放 $144\times10^4\text{t}$ 。

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，广大居民对能源支付的支付能力也在提高。这就增加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。

2013 年，我国天然气储量继续保持快速增长。新增探明地质储量达到 $6164\times10^8\text{m}^3$ ，新增探明技术可采储量达到 $3818\times10^8\text{m}^3$ 。截止 2013 年年底，全国天然气累计探明地质储量约为 $11.67\times10^{12}\text{m}^3$ ，剩余技术可采储量约为 $4.6\times10^{12}\text{m}^3$ 。预计到 2025 年，油气“二分天下”格局初步形成。我国将进一步加强南海北部深水天然气勘探开发，优化天然气供应格局。未来 20 年，我国将迎来油气并举重要机遇期，原油产量稳定增长，天然气产量快速攀升。油气当量增长主要贡献是天然气。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，鄂尔多斯、塔里木、四川盆地仍将是天然气主产区。

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沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘多个煤层气富集区,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一期工程(总规模为 $30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 其中一期 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$)的投产,以及郑庄区块产能建设(总规模为 $17 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 其中一期 $9 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$)和中央处理厂二期工程($10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$)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。预计到 2015 年煤层气地面开发达 $160 \times 10^8 \text{ m}^3$, 基本全部利用。在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘建成两大煤层气产业化基地,已有产区稳产增产,新建产区增加储量、扩大产能,配套完善基础设施,实现产量快速增长。根据我国《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十二五”规划》,到 2015 年煤层气(煤矿瓦斯)产量达到 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$, 其中地面开发 $160 \times 10^8 \text{ m}^3$, 基本全部利用,煤矿瓦斯抽采 $140 \times 10^8 \text{ m}^3$, 利用率 60% 以上。因此,煤层气将是我国常规天然气的重要补充资源。

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海底等的固态水合物气等。

(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 1 m^3 (m^3 指 20°C , 101.325 kPa 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 1m^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

1m^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

1m^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。

目前国内多按矿藏特点对天然气进行分类。

（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 1-2 及表 1-3，我国主要气田和凝析气田的天然气组成见表 1-4。

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及汞化合物。此外，有的天然气中还可能含有砷，其中绝大多数是以三烷基砷(R_3As)形式存在。

表 1-2 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

注：①C₅⁺。

表 1-3 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 1-4 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		

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
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	0.70	
(牙 哈)	84.29	7.18	2.09									
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								0.20	
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	0.80	

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、加拿大艾伯特省 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

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