

天然气

开发与利用



王遇冬 主编

TIANRANQI
KAIFA YU LIYONG

中国石化出版社

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

天然气开发与利用

王遇冬 主编

中国石化出版社

内 容 提 要

现代天然气产业由上游天然气开发和下游天然气利用两大部分组成。本书从我国实际情况出发,结合国内外天然气开发与利用近况,全面、系统地介绍了天然气开发(包括地质、勘探、开发、开采、集输及处理)和天然气利用(包括燃料利用、发电及化工利用)各个领域的基本知识、工艺技术和有关实例。

本书不仅可作为从事天然气开发与利用的工程技术(包括生产、设计和科研)人员和从事天然气开发与利用的工程管理人员了解天然气产业全貌、拓宽工作视野、提升技术水平的重要参考书,也可作为高等院校化学工程与工艺、石油工程、油气储运及燃气工程等专业的教材。

图书在版编目(CIP)数据

天然气开发与利用 / 王遇冬主编.

—北京:中国石化出版社,2011.10

ISBN 978-7-5114-1154-9

I. ①天… II. ①王… III. ①采气②天然气利用 IV. ①TE37

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2011)第 179917 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 27.25 印张 680 千字

2011 年 10 月第 1 版 2011 年 10 月第 1 次印刷

定价:65.00 元

《天然气开发与利用》

编委会

主 编：王遇冬

编写人员：

第一章 王继强 郝颖珺

第二章 张雅玲

第三章 张雅玲

第四章 王俊奇

第五章 杨 光 薛 岗 陈小锋

第六章 郑 欣 王登海 王红霞 李迺红

第七章 王遇冬 张文超 王 敏

第八章 杨 光 王 勃 孙洪波

第九章 陈慧芳 申芙蓉 何 蕾

前 言

现代天然气产业是一个领域繁多和过程复杂的系统工程，由上游天然气开发与下游天然气利用两大部分组成。前者包括天然气地质、勘探、开发、开采、集输及处理，后者包括天然气燃料利用、发电及化工利用等领域。

近年来随着我国天然气产业的迅速发展，其工艺技术有了很大提高，天然气的燃料利用、发电和化工利用与日俱增，有关天然气产业各领域的基本内容也日益为人们所关注。

为此，我们特编写《天然气开发与利用》一书，全面、概要地介绍了天然气开发与利用各个领域的基本知识、工艺技术和有关实例。本书不仅可作为从事天然气开发与利用的工程技术(包括生产、设计和科研)人员和从事天然气开发与利用的工程管理人员了解天然气产业全貌、拓宽工作视野、提升技术水平的重要参考书，也可作为高等院校化学工程与工艺、石油工程、油气储运及燃气工程等专业的教材。

本书由西安石油大学化学化工学院和石油工程学院、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(苏州分院)、中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院有关人员共同编写。全书由王遇冬统稿。

本书在编写过程中得到上海石油天然气公司、上海燃气工程设计研究有限公司、中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司、中国石油管道建设项目管理部、中国石油长庆油田分公司各采气厂、《天然气工业》杂志社、《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的感谢！

本书在编写过程中还得到卜祥军、刘斌、汪淑洁、伍勇、何磊、刘志军、张凤波、何茂林、李永军、周倩、杨学青、赵玉君、王曰燕、常志波、徐广军、刘银春、许茜、张祥光、周艳杰等人的大力协助，在此谨向他们表示衷心的感谢！

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 天然气基本知识	(1)
第一节 天然气在能源结构中的重要性及在我国的发展前景	(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、我国天然气工业发展前景	(2)
第二节 天然气分类、组成和体积参比条件	(2)
一、天然气分类	(2)
二、天然气组成	(4)
三、天然气体积计量的参比条件	(5)
第三节 天然气的相态特性	(6)
一、烃类体系相特性	(7)
二、烃-水体系相特性	(8)
三、烃-二氧化碳体系相特性	(10)
第四节 天然气产品质量要求	(10)
一、商品天然气质量要求	(10)
二、天然气主要产品及其质量要求	(14)
第五节 天然气危险危害性	(17)
一、天然气火灾爆炸危险性	(17)
二、天然气毒害性	(18)
第六节 天然气开发过程特点	(21)
一、天然气开发过程特点	(21)
二、加强安全管理, 确保安全生产	(22)
第七节 我国天然气利用政策	(22)
一、政策的核心与关键	(23)
二、政策实施对天然气市场的影响	(24)
三、政策的重要提示	(24)
参考文献	(25)
第二章 油气地质与勘探	(26)
第一节 沉积岩和地质构造	(26)
一、沉积岩的形成	(27)
二、主要的沉积岩类型	(28)
三、沉积岩的形成环境	(28)
四、地层单位和地质年龄	(29)

五、地壳运动与地质构造	(30)
第二节 油气的生成	(34)
一、油气成因概述	(34)
二、生成油气的物质基础	(35)
三、油气生成的条件	(37)
四、天然气成因类型	(39)
第三节 油气藏的形成	(42)
一、“生、储、盖”组合	(42)
二、油气运移	(43)
三、圈闭与油气藏	(45)
四、形成油气藏的基本条件	(47)
五、气藏与油藏形成及保存条件的差异	(48)
六、我国天然气资源特点	(50)
第四节 气藏类型	(52)
一、因素选择和单因素分类指标	(52)
二、凝析气藏分类	(58)
第五节 油气勘探	(58)
一、油气勘探过程	(59)
二、油气勘探的程序和地质任务	(59)
三、油气勘探技术	(62)
四、油气资源评价	(64)
第六节 气藏地质储量计算与评价	(65)
一、我国天然气地质储量分级简介	(65)
二、容积法地质储量计算	(66)
三、特殊气藏地质储量计算	(67)
四、气藏可采储量及采收率	(70)
五、地质储量评价	(70)
参考文献	(71)
第三章 气田开发	(73)
第一节 气藏开发前期评价	(73)
一、前期评价的主要内容	(73)
二、气藏试采和开发先导试验	(74)
三、长庆气区典型气田前期评价实例	(75)
第二节 气田开发方案	(77)
一、气田开发方案主要内容	(78)
二、气田开发原则与方针	(78)
三、气田开发方案编制内容与流程	(79)
第三节 气藏驱动方式	(81)

一、气藏驱动方式	(82)
二、决定气藏驱动方式的主要因素	(82)
三、物质平衡方法判别气藏驱动方式	(83)
四、早期识别储层类型、驱动类型是开发好气团的基础	(87)
第四节 气藏开发层系划分与组合	(88)
一、划分开发层系的原因和意义	(88)
二、划分开发层系的原则	(89)
三、青海气区涩北气田实例	(90)
第五节 井网部署	(92)
一、油田开发井网部署的经验借鉴	(92)
二、气田开发井网部署的特点	(94)
三、气藏开发井网部署的原则	(95)
四、井网密度、井网系统和布井步骤	(97)
五、苏里格气田井网优化提高采收率研究	(101)
第六节 气井合理产量	(103)
一、气井合理产量应考虑的因素	(103)
二、气井试井技术	(104)
三、气井产能的评价方法	(106)
四、气井合理产量确定方法	(106)
第七节 气藏开发指标概算	(111)
一、气藏开发阶段的划分	(111)
二、气藏开发指标概算	(112)
三、长庆气区靖边气田主体区块 $45 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 规模开发指标预测	(116)
第八节 钻井与完井	(117)
一、钻井	(118)
二、固井	(123)
三、完井	(123)
参考文献	(126)
第四章 天然气开采	(127)
第一节 气井井筒流动	(127)
一、气井井筒中的单相气体流动	(128)
二、气井井筒中的气液两相流动	(129)
第二节 排水采气工艺	(131)
一、优选管柱排水采气	(131)
二、泡沫排水采气	(132)
三、气举排水采气	(134)
四、有杆泵排水采气	(136)
五、电潜泵排水采气	(137)

六、射流泵排水采气	(139)
第三节 井下节流技术	(140)
一、井下节流技术原理	(140)
二、井下节流的主要作用	(140)
三、井下节流技术应用效果	(140)
第四节 气井生产系统分析	(143)
一、气井生产系统分析原理	(143)
二、气井生产系统分析的作用	(145)
三、气井生产系统分析步骤与实例	(146)
第五节 气井增产措施	(148)
一、酸化增产工艺	(148)
二、压裂增产工艺	(150)
参考文献	(151)
第五章 气田天然气汇集	(153)
第一节 天然气集输与处理概述	(153)
第二节 集气系统站场与管网	(154)
一、集气系统构成	(154)
二、集气管网分类	(155)
三、集气系统站场布置	(159)
第三节 集气工艺	(160)
一、分离工艺	(160)
二、计量工艺	(161)
三、防止水合物形成工艺	(163)
四、气液分输与气液混输工艺	(165)
五、增压工艺	(166)
第四节 国内主要气田集气工艺及相关配套技术	(167)
一、川渝气区	(167)
二、塔里木气区	(178)
三、长庆气区	(183)
四、青海气区	(193)
五、山西沁水盆地煤层气田	(194)
参考文献	(197)
第六章 天然气处理	(198)
第一节 天然气脱硫脱碳	(198)
一、脱硫脱碳方法分类与选择	(199)
二、醇胺法脱硫脱碳	(201)
三、砵胺法及其他脱硫脱碳方法	(210)
第二节 天然气脱水	(215)

一、防止天然气水合物形成的方法	(215)
二、低温法脱油脱水	(217)
三、吸收法脱水	(220)
四、吸附法脱水	(224)
第三节 硫磺回收及尾气处理	(231)
一、我国尾气 SO ₂ 排放标准及工业硫磺质量指标	(232)
二、克劳斯法硫磺回收工艺	(234)
三、硫磺处理及储存	(240)
四、克劳斯装置尾气处理工艺	(241)
第四节 天然气凝液回收	(247)
一、天然气凝液回收目的及方法	(248)
二、天然气凝液回收工艺	(256)
第五节 液化天然气生产	(264)
一、LNG 工厂或装置类型	(264)
二、LNG 原料气要求、产品组成及特性	(265)
三、天然气液化工艺	(267)
四、LNG 接收站	(278)
五、LNG 储存和运输	(280)
六、LNG 冷量利用	(282)
第六节 压缩天然气生产	(282)
一、汽车代用燃料	(283)
二、CNG 站	(284)
三、LPG 加气站	(292)
四、LNG 加气站	(293)
参考文献	(294)
第七章 天然气管道输送	(296)
第一节 天然气管道输送工艺	(296)
一、天然气管道输送系统构成	(296)
二、天然气管道输送工艺	(296)
三、工艺站场	(298)
四、线路工程	(304)
第二节 国内外天然气输送管道	(306)
一、概况	(306)
二、我国天然气输送管道和管网	(306)
第三节 地下储气库	(314)
一、地下储气库的功能和作用	(315)
二、地下储气库基本概念	(316)
三、地下储气库类型和选择	(317)

四、地下储气库设施	(319)
五、国内外地下储气库概况	(321)
参考文献	(329)
第八章 天然气的燃料利用与发电	(331)
第一节 我国天然气利用顺序	(331)
一、优先类	(331)
二、允许类	(332)
三、限制类	(332)
四、禁止类	(332)
第二节 用作城镇燃气的天然气互换性和分类	(332)
一、天然气稳定燃烧要求	(332)
二、燃具的适应性和天然气的互换性	(333)
三、用作燃气的天然气分类	(334)
四、我国城镇多气源供气示例	(335)
第三节 城镇燃气负荷	(336)
一、燃气负荷、用户类型及其用气特点	(336)
二、用气量指标	(337)
三、燃气需用工况	(339)
四、城镇燃气调峰	(340)
第四节 城镇天然气利用	(342)
一、居民用天然气	(342)
二、工业企业用天然气	(343)
第五节 城镇燃气输配系统	(343)
一、城镇燃气站场	(344)
二、城镇燃气管网	(346)
三、城镇燃气主要用气设备及特点	(352)
四、城镇燃气输配工艺	(357)
五、城镇燃气管网施工技术	(361)
六、我国城镇燃气利用实例	(362)
第六节 天然气联合循环发电	(368)
一、天然气联合循环发电	(369)
二、天然气发电市场前景	(372)
参考文献	(373)
第九章 天然气的化工利用	(374)
第一节 天然气制合成氨	(375)
一、概述	(375)
二、天然气制氨工艺原理	(378)
三、天然气制氨工艺流程	(385)

第二节 天然气制甲醇	(388)
一、概述	(388)
二、天然气制甲醇工艺原理	(392)
三、天然气制甲醇工艺流程	(396)
第三节 天然气制乙炔	(401)
一、概述	(401)
二、天然气制乙炔工艺原理	(403)
三、天然气制乙炔工艺	(405)
第四节 天然气制低碳烯烃	(409)
一、概述	(409)
二、甲醇制低碳烯烃反应机理	(410)
三、甲醇制低碳烯烃工艺流程	(411)
第五节 天然气制炭黑	(417)
一、概述	(417)
二、炭黑的分类和天然气炭黑性质	(417)
三、天然气制炭黑工艺	(418)
参考文献	(422)

第一章 天然气基本知识

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在我国的发展前景

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、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，因而广泛用做城镇燃气和工业企业燃料。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。

在世界能源结构中，未来能源供应和消费将向多元化、清洁化、高效化方向发展。天然气作为清洁能源，其贡献比例已从 1971 年的 16.1% 上升到 2003 年的 23.9%，并继续保持增长趋势。估计到 2025 年，可达 28.4%，从而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。2008 年世界天然气产量增长 6.78%，其量为 $30501 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2009 年又回落到 2007 年水平，总产量不足 $28700 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。据美国《油气杂志》(《Oil & Gas Journal》)2011 年 3 月发表的年度统计资料显示，2010 年增幅又达 10.97%，总产量为 $31791 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2010 年天然气产量进入世界排名前 10 名的国家

及其产量见表 1-1。

表 1-1 2010 年天然气产量排名世界前 10 名的国家

国别	美国	俄罗斯	加拿大	伊朗	卡塔尔	挪威	中国	阿尔及利亚	荷兰	印度尼西亚
产量/ 10^8m^3	6386	6243	1441	1370	1098	1063	937	843	805	800

三、我国天然气工业发展前景

近几十年来，我国先后在陆上的新疆、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 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。陕京一线、陕京二线、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、西气东输二线、三线管道的建设和陆续投产，标志着我国天然气工业又迈上一个新的台阶。

截止 2008 年我国近几十年来天然气产量的变化见图 1-1。2009 年我国的天然气产量为 $848 \times 10^8\text{m}^3$ ，2010 年我国天然气产量又达 $937 \times 10^8\text{m}^3$ ，增幅为 10.37%。

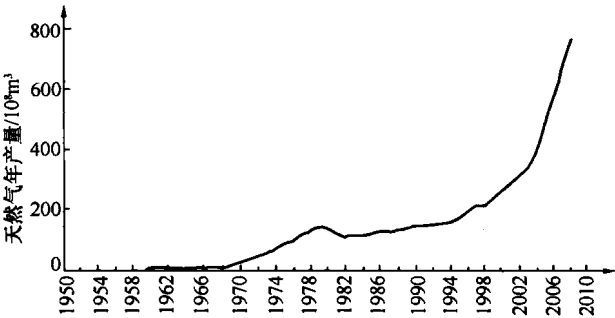


图 1-1 我国天然气年产量变化图

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。

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”、陕京线等多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。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。

目前，发展低碳经济已成为我国的国策，在现阶段或未来很长一段时间内，扩大天然气利用规模、最大限度地增加这种清洁能源在我国一次能源消耗结构中的比例，则是实施低碳经济目标最切实可行的策略。

第二节 天然气分类、组成和体积参比条件

一、天然气分类

天然气的分类方法目前尚不统一，各国都有自己的习惯分法。常见的分法有如下几种。

(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、压力下中不析出液烃的天然气。按 C_5 界定法是指每 m^3 (指 $20^\circ C$ ， $101.325kPa$ 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^+ 以上液烃含量按液态计大于 $13.5cm^3$ 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，脱水后水露点降低符合输送要求的天然气称为干气；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)

通常也称无硫天然气,指硫化氢和二氧化碳等含量甚微或不含有,不需脱除即可符合输送要求或达到商品气有关质量要求的天然气。

2. 酸气

通常也称含硫天然气,指硫化氢和二氧化碳等含量超过有关质量要求,需经脱除才能符合输送要求或成为商品气的天然气。

二、天然气组成

天然气是指自然生成,以烃类为主的可燃气体。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、氩、氙等。

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	15
	Texas	57.69	6.24	4.46	2.44	0.56	0.11	6.0	7.5	
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	Groningen	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	Дашавское	98.9	0.3					0.2		
	СараТовское	94.7	1.8	0.2	0.1			0.2		
	Шебемсйское	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	Каракаганакское	82.3	5.24	2.07	0.74	0.31	0.13	5.3	0.85	3.07

① C_5^+ 。

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。

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 或 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	9.61	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	0.48
长庆气田(榆林)	94.31	3.41	0.50	0.08	0.07	0.013	0.041			1.20	0.33	
长庆气田(苏里格)	92.54	4.5	0.93	0.124	0.161	0.066	0.027	0.083	0.76	0.775		
中原气田(气田气)	94.42	2.12	0.41	0.15	0.18	0.09	0.09	0.26		1.25		
中原气田(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	
塔里木气田(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								0.2	
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	

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。

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氮含量高达 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℃)”,