



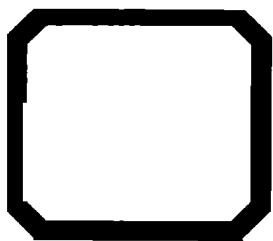
高等院校石油天然气类规划教材

# 采气工程

(第二版)

廖锐全 曾庆恒 杨玲 © 主编

石油工业出版社  
Petroleum Industry Press



高等院校石油天然气类规划教材

# 采气工程

(第二版)

廖锐全 曾庆恒 杨玲 主编

石油工业出版社

## 内 容 提 要

本书阐述了天然气性质,天然气田开发的特点,开发方案设计的主要指标、基本内容和原则方法,气井产能确定和分析方法,不同生产条件下气井井筒内压力、温度预测方法,气井工艺制度设计和常规气井生产动态分析方法,气井排水采气工艺设计方法,气井井场工艺等,并对凝析气、高含硫气和煤层气等特殊气田的开发问题进行了简单介绍,兼具系统性、理论性和实用性。

本书可作为石油工程专业本科生和油气田开发工程专业研究生的教材,也可供从事采气工程科研与实践的科技工作者,尤其是那些具有采油工程的专业知识和实践经验而又需要较系统地学习采气工程知识的技术人员参考。

### 图书在版编目(CIP)数据

采气工程/廖锐全,曾庆恒,杨玲主编.—2版.  
北京:石油工业出版社,2012.3  
高等院校石油天然气类规划教材  
ISBN 978-7-5021-8932-7

- I. 采…
- II. ①廖…②曾…③杨…
- III. 采气
- IV. TE37

中国版本图书馆CIP数据核字(2012)第013878号

---

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里2区1号 100011)

网 址: www.petropub.com.cn

编辑部:(010) 64523612 发行部:(010) 64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

---

2012年3月第2版 2012年3月第2次印刷

787×1092毫米 开本:1/16 印张:16.25

字数:415千字

---

定价:25.00元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

## 第二版前言

本书中的天然气是指在不同地质条件下生成、运移，并以一定压力储集在地下构造中的可燃气体。我国是世界上最早发现、开采和利用石油及天然气的国家之一。早在公元前11世纪周代的《易经》上就有了“上火下泽，火在水上，泽中有火”等记载，阐明了可燃天然气在湖泊池沼的水面上所露出的气苗。到了秦、汉时期，在今陕北、甘肃、四川等地区就已发现了石油和天然气，并用来点灯照明、润滑、防腐和煮卤熬盐。四川自流井气田的开采已有约2000年历史。据《自流井记》上的史料记载，早在汉朝就在自流井发现了天然气，宋末元初（13世纪）已大规模开采自流井的浅层天然气。

人们常称19世纪是煤气时代，20世纪是油气时代，21世纪是天然气时代。因资源和环境保护的需要，天然气在能源结构中的地位日益显现。2008年，全球天然气消费占一次能源消费总量的比例约为24.1%，而我国仅为3.8%；据有关测算，2015年如果我国天然气占能源消费总量的比例达到8%，天然气消费量将达到 $2300 \times 10^8 \text{m}^3$ 。这预示着我国天然气工业的发展前景十分广阔。

天然气深埋地下，需要人们通过各种手段将其从地下开采出来。有科学依据地将天然气从气层开采到地面的过程称为采气。采气工程是在人为的干预下，有目的地将天然气从深埋于地下的气层中开采到地面，并输送到预定位置的一项工程。尽管天然气开采和石油开采有许多类似的地方，但天然气为气体，石油为液体，两者性质有很大的差别，在天然气开采的技术方法上有其自己的特点。作为肩负着发展我国油气工业重任的石油工程专业的学生，有必要比较系统地学习天然气开采技术。

目前国内大部分院校的石油工程专业本科生在有关天然气开采方面只开设《采气工程》一门40学时左右的课程。也就是说，这门课程需要在40学时左右的时间，比较系统地介绍天然气的开发和开采工艺技术。如何适应当前形势下相关院校对《采气工程》课程教学的要求，较好地实现教学目标，这是编写本《采气工程》教材的宗旨。

在编写本教材时，考虑学生在学习本课程时已对石油开采技术有了比较系统的了解。因此建议在课序安排上，将《采气工程》安排在《油藏工程》和《采油工程》后。本教材力求呈现“精”、“新”的特点，编写遵循以下原则：

(1) 简明性与系统性相结合。尽量不重复先行课程的内容，但兼顾课程内容的系统性。

(2) 适用性与先进性相结合。重点介绍目前国内外认可的技术原理方法，适当考虑技术方法的先进性。

(3) 针对性与比较性相结合。天然气和石油性质不同，开采技术方法上有各自的特点，在编写时，适当考虑与石油开采技术的对比。

本教材是以廖锐全、张志全主编的《采气工程》(石油工业出版社, 2003)为蓝本修订而成。廖锐全、曾庆恒、杨玲为修订版主编。参加修订的人员有中国地质大学(北京)的刘鹏程(第一章和第八章的第二、三节), 成都理工大学的闫长辉(第三章), 东北石油大学的张承丽(第四章的第一、二、三、四节), 重庆科技学院的徐春碧(第五章的第四、五、六节)和曾庆恒(第六章), 西安石油大学的杨玲、王俊奇(第七章), 长江大学的廖锐全(第二章)、刘捷(第四章的第五节, 第五章的一、二、三节和第八章的第四节)、张志全(第八章的第一节)。全书由廖锐全统编和定稿, 杨玲、曾庆恒和刘捷参加了全书的编审。

在本书编写过程中, 得到了长江大学等相关学校领导和石油工业出版社的大力支持, 笔者在此深表谢意, 也衷心感谢前辈、同行为本教材的编写提供了大量的资料。

真诚地恳请本教材的读者朋友, 对于书中可能存在的错漏或值得商榷之处提出批评, 以期进一步完善本课程的教材建设。

编者  
2011年8月

# 第一版前言

天然气是指在不同地质条件下生成、运移，并以一定压力储集在地下构造中的气体。我国是世界上最早发现、开采和利用石油及天然气的国家之一。据史料记载，已有三千多年的历史。早在周代（公元前 1122—前 770 年间）的《易经》上就有了“上火下泽，火在水上，泽中有火”等记载，阐明了可燃天然气在地表湖泊中的水面上所露出的气苗。到了秦、汉时期，在今陕北、甘肃、四川等地区就已发现了石油和天然气，并用来点灯照明、润滑、防腐和煮卤熬盐。

我国是世界上最早开发气田的国家，四川自流井气田的开采已约有 2000 年历史。据《自流井记》上的史料记载，早在汉朝就在自流井发现了天然气，宋末元初（十三世纪）已大规模开采自流井的浅层天然气。

近年来，天然气在我国工业和日常生活中的应用日益广泛，20 世纪 80 年代后期，为了适应国民生产和生活的需要，我国石油工业采取“油气并举”的方针，天然气工业因此以前所未有的速度发展。除四川气田继续发展外，莺歌海气田和晋边气田也相继投入开发，此外，在青海、新疆、渤海湾等地都发现了气田。根据第二次全国油气资源评价结果，我国气层气主要分布在陆上中、西部地区及近海海域的南海和东海，资源总量为  $38 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，全国探明储量  $2.06 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，可采储量  $1.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，其中凝析油地质储量  $11226.3 \times 10^4 \text{ t}$ ，采收率按 36% 计算，凝析油可采储量  $4082 \times 10^4 \text{ t}$ 。

天然气深埋地下，需要人们通过各种手段将其从地下开采出来。有科学依据地实现将天然气从气层开采到地面的过程称为采气。采气工程是在人为干预下，有目的地将天然气从深埋于地下的气层中开采到地面，并输送到预定位置的一项工程。

采气工程涉及地下、井筒、地面等众多方面的问题，而且它们在不同程度上彼此相互影响，它的决策与国家的能源政策、国际国内技术状况、经济及政治环境等密切相关。因此，采气工程问题是一个复杂的系统工程问题，它具有多层次性、多学科性、开放性、动态性和复杂性等特性。它们的研究、设计、分析、控制及管理决策必须采用系统方法进行。本书基于系统的观点，从目标物——天然气的性质和储量计算入手，介绍天然气开发的特点和设计分析的基本方法、原则；重点放在气井系统层次上，论述从地下储层到地面管线的系统的动态模型、分析和设计、管理方法。最后对凝析气、高含硫气和煤层气等特殊气田的开发问题进行了简单介绍。

本书第一、三、五、六章由廖锐全编写，第二章由廖锐全、苏如海编写，第四

章由廖锐全、江厚顺、苏如海编写，第七章由廖锐全、张顶学编写，第八、九章由张志全编写。李军亮、汪双喜为第五章的理论方法和计算实例进行了校核。

本书能编写完成，得益于国内外学者在这方面所做出的丰富的研究成果，谨此诚致谢意！

由于编者水平所限，书中定有缺点和不足之处，恳请读者批评指正。

编者

2003年3月

# 目 录

<b>第一章 天然气的性质</b> .....	1
第一节 天然气的组成和分类.....	1
第二节 天然气的平均相对分子质量、密度以及比容计算方法.....	3
第三节 天然气偏差系数.....	4
第四节 天然气体积系数和膨胀系数.....	8
第五节 天然气的粘度.....	9
<b>第二章 天然气田的开发特点</b> .....	11
第一节 气田的驱动方式 .....	11
第二节 天然气向井流动的特点 .....	14
第三节 气田和凝析气田开发的典型阶段 .....	17
第四节 天然气田的采收率 .....	19
<b>第三章 气田开发设计与分析</b> .....	26
第一节 气藏储量计算与综合评价 .....	26
第二节 气田开发方针及指标 .....	27
第三节 气田开发方案的基本组成 .....	31
第四节 气田开发方案的编制 .....	40
第五节 气田开发分析 .....	42
<b>第四章 气井产能</b> .....	45
第一节 气井产能理论公式 .....	45
第二节 气井产能经验方程 .....	54
第三节 气井产能试井工艺 .....	55
第四节 完井方式对气流入井的影响 .....	65
第五节 水平气井产能方程 .....	69
<b>第五章 气井井筒和地面管流动动态预测</b> .....	75
第一节 干气井井底压力计算 .....	75
第二节 气液井拟单相流井底压力计算 .....	81
第三节 气水同产井井底压力计算 .....	85
第四节 气井井筒温度的计算 .....	89
第五节 节流装置处的压力、温度变化预测 .....	94
第六节 集输气管流计算 .....	98



<b>第六章 气井生产系统动态分析与管理</b> .....	103
第一节 气井生产系统节点分析.....	103
第二节 气井生产工作制度与生产特征.....	110
第三节 气井出水与排水采气工艺.....	128
第四节、优选管柱排水采气工艺.....	130
第五节 泡沫排水采气.....	134
第六节 其他排水采气工艺.....	142
<b>第七章 气井井场工艺</b> .....	148
第一节 天然气集气工艺流程.....	148
第二节 气液分离.....	153
第三节 天然气流量的计量.....	162
第四节 天然气水合物.....	172
第五节 天然气脱水.....	188
第六节 气田开发的安全环保技术.....	193
<b>第八章 特殊气藏的开发与开采</b> .....	205
第一节 凝析气藏的开发.....	205
第二节 含硫气藏的开发.....	216
第三节 煤层气开采技术.....	225
第四节 疏松砂岩气藏的开发.....	236
<b>参考文献</b> .....	250

# 第一章 天然气的性质

本书所述天然气是指在不同地质条件下生成、运移，并以一定压力储集在地下构造中的可燃性气体。天然气主要以游离状态或溶解状态（溶解在石油和水中）积聚在孔隙岩层中。油（气）藏是指在单一圈闭中具有同一压力系统油气的基本聚集。如果圈闭中只聚集了石油，称为油藏，只聚集了天然气，称为气藏。一个气藏中有几个含气储层时称为多层气藏，多个气藏的总和组成气田，多个气田的总和组成气区。气藏可分为有工业价值和无工业价值两种。有工业价值的气藏又可分为高产气藏、中产气藏和低产气藏。

在石油工业范围内，天然气通常是指从气田采出的气以及油田采油过程中同时采出的伴生气。天然气在各种压力和温度下的物性参数（例如密度、压缩系数、粘度等）是气藏工程和采气工艺所必需的基本数据。天然气的性质，既可以从实验室直接由实验确定，也可以根据已知气体的化学组分预测。在后一种情况中，这些性质是根据气体中单组分的物理性质和物理定律，按照混合法则进行计算的。本章介绍天然气的组成和分类、天然气的相对分子质量、密度、偏差系数、粘度等常用参数的计算方法。

## 第一节 天然气的组成和分类

### 一、天然气的组成

从油气藏中开采出的天然气是以石蜡族低分子饱和烃为主的烃类气体和少量非烃类气体组成的混合气。天然气中常见到的烃类组分是甲烷、乙烷、丙烷、丁烷、戊烷，以及少量的己烷、庚烷、辛烷和一些更重的气体。天然气中发现的非烃类气体有二氧化碳、硫化氢、氦、水蒸气及一些稀有气体，如氦、氖和氟等。

在天然气的组成中，甲烷（ $\text{CH}_4$ ）占绝大多数。在标准状态下，甲烷（ $\text{CH}_4$ ）和乙烷（ $\text{C}_2\text{H}_6$ ）是气体，丙烷（ $\text{C}_3\text{H}_8$ ）、正丁烷（ $\text{nC}_4\text{H}_{10}$ ）和异丁烷（ $\text{iC}_4\text{H}_{10}$ ）也是气体，但经压缩冷凝后极易液化，家用液化气（LPG）就是这类组分。戊烷（ $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ）和戊烷以上（常用符号  $\text{C}_{5+}$  表示）的轻质油称为天然汽油（NG）。在天然气的烃类气体中，除甲烷外，通称天然气液烃（NGL），因为通过一定液化装置（露点装置或深冷装置）都能使其液化。通常，丙烷以上的重烃组分经加工提取出来，可作为汽油的混合燃料和化工厂原料，有着较高的市场价值，一般外输出售的天然气主要是甲烷和乙烷的混合物，含少量丙烷。

对一个油、气田来说，其所产的天然气含有哪些组分，每一组分又占多少，这些对天然气的物性和品质影响极大。天然气不能用一种固定的组分或混合物来定义，不同性质的油气田，天然气的组成不同，就是同一气田不同的两口井，也可以有不同的组分。另外，随着气藏逐步衰竭，从同一口井中产出的气流组分也在发生变化，所以应该从井口气流中定期取样分析，以便调整生产设备以适应新的气体组分。

各种组分在天然气中所占数量的比率称为天然气的组成，天然气的组成通常用摩尔组

成、体积组成或重量组成表示。

如将天然气及它的各种组分视为理想气体，当天然气满足阿佛伽德罗定律时，天然气的摩尔组成在数值上等于天然气的体积组成。

需要特别指出的是，不同性质的油气田类型，天然气的组成差异很大，油气田天然气的典型组成见表 1-1；不同的气田或裂缝系统，天然气的组成也不同，见表 1-2。天然气的组成不仅可作为气田分类的依据之一，也是地面天然气处理的重要数据。

表 1-1 油气田天然气典型组成 (体积分数)

组 分	干气, %	凝析气, %	油田伴生气, %
C <sub>1</sub>	96.00	75.00	27.52
C <sub>2</sub>	2.00	7.00	16.34
C <sub>3</sub>	0.60	4.50	29.18
C <sub>4</sub>	0.30	3.00	22.55
C <sub>5</sub>	0.20	2.00	3.90
C <sub>6</sub>	0.10	2.50	0.47
C <sub>7+</sub>	0.80	6.00	0.04
合计	100.00 $M_g=17.584$ $\gamma_g=0.607$	100.00 $M_g=27.472$ $\gamma_g=0.948$	100.00 $M_g=38.568$ $\gamma_g=1.331$

注:  $M_g$ —气体相对分子质量;  $\gamma_g$ —气体相对密度。

表 1-2 不同气田天然气不同的组成 (摩尔分数)

组 分	Pars (伊朗), %	Groningen (荷兰), %	Waterton (加拿大), %
N <sub>2</sub>	1.70	14.27	0.97
CO <sub>2</sub>	3.28	0.94	3.48
H <sub>2</sub> S	0.66	—	16.03
C <sub>1</sub>	89.24	81.28	65.49
C <sub>2</sub>	2.28	2.82	3.39
C <sub>3</sub>	0.51	0.40	1.53
iC <sub>4</sub>	0.12	0.06	0.32
nC <sub>4</sub>	0.13	0.08	0.92
iC <sub>5</sub>	0.06	0.01	0.52
nC <sub>5</sub>	0.04	0.02	0.50
C <sub>6</sub>	0.06	0.04	1.12
C <sub>7+</sub>	0.24	0.08	5.19

## 二、天然气的分类

### 1. 按烃类组分关系分类

#### 1) 干气

干气是指在地层中呈气态，采出后在一般地面设备的温度和压力下不析出或者析出极少

的液态烃的天然气，一般来说，按  $C_5$  界定法是指  $1\text{m}^3$  井口流出物中  $C_5$  以上液态烃含量低于  $13.5\text{cm}^3$  的天然气。

#### 2) 湿气

湿气是指在地层中呈气态，采出后在一般地面设备的温度和压力下析出较多液态烃的天然气，按  $C_5$  界定法是指  $1\text{m}^3$  井口流出物中  $C_5$  以上液态烃含量高于  $13.5\text{cm}^3$  的天然气。

#### 3) 贫气

贫气一般指丙烷及以上烃类含量少于  $100\text{cm}^3/\text{m}^3$  的天然气。

#### 4) 富气

富气一般指丙烷及以上烃类含量大于  $100\text{cm}^3/\text{m}^3$  的天然气。

表 1-2 列举的伊朗 Pars 气田、荷兰 Groningen 气田的天然气就属于贫气或者干气，加拿大 Waterton 气田的气体属于富气或者湿气。

### 2. 按矿藏特点分类

#### 1) 纯气藏天然气

在开采的任何阶段，矿藏流体在地层原始状态中呈气态，但随着组分的不同，采到地面后，在地面分离器或管系中可能有部分液态烃析出。

#### 2) 凝析气藏天然气

矿藏流体在地层原始状态呈气态，但开采到一定阶段，随着地层压力下降，流体状态跨过露点线进入相态反凝析区，部分烃类在地层中即可呈液态析出的天然气。

#### 3) 油田伴生天然气

在地层原始状态中与原油共存，采油过程中与原油同时被采出，经油气分离后所得到的天然气。

### 3. 按硫化氢、二氧化碳含量分类

天然气中硫化物和二氧化碳含量很多的天然气称为酸性天然气，如表 1-2 中的 Waterton 气田；反之，硫化氢含量和二氧化碳可以忽略不计的天然气称为净气，如表 1-2 中的 Gronineen 气田。酸性天然气腐蚀性很大，危害性较大，因此，这类气体需要进行处理才能达到管输商品气气质要求。

## 第二节 天然气的平均相对分子量、密度 以及比容计算方法

### 一、天然气平均相对分子量

天然气是多种气体组成的混合气，其组分和组成无定值，没有固定的分子式，不能根据分子式计算出一个恒定的相对分子量。但是，在工程上为了计算的需要，人为地将标准状态下 1 摩尔体积天然气的质量，定义为天然气的“视相对分子量”或“平均相对分子量”。

常用的计算方法是当知道天然气的  $i$  组分的摩尔组成  $y_i$  时，根据 Key 混合规则，用公式表示天然气的平均相对分子量

$$M_g = \sum_{i=1}^n y_i M_i \quad (1-1)$$

式中  $M_g$ ——天然气的平均相对分子质量，kg/kmol；

$y_i, M_i$ ——天然气中任一组分  $i$  的摩尔组成和相对分子质量，kg/kmol；

$n$ ——天然气的组分数。

显然，天然气的平均相对分子质量取决于天然气的组成以及各个组成的摩尔分数，各气田的组成不同，其平均相对分子质量也不同。

## 二、天然气的密度

天然气的密度定义为单位体积天然气的质量，在理想条件下，表示为

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM_g}{RT} \quad (1-2)$$

式中  $\rho_g$ ——天然气的密度，kg/m<sup>3</sup>；

$m$ ——天然气的质量，kg；

$V$ ——天然气的体积，m<sup>3</sup>；

$p$ ——绝对压力，MPa；

$T$ ——绝对温度，K；

$R$ ——气体常数，0.008314MPa·m<sup>3</sup>/(kmol·K)。

对于真实的天然气，可以应用气体偏差系数  $Z$  来修正气体压力、温度和组分的影响，即

$$\rho_g = \frac{pM_g}{ZRT} \quad (1-3)$$

密度的倒数定义为天然气的比容，即单位质量天然气所占的体积称为天然气的比容。

## 三、天然气的相对密度

天然气的相对密度定义为：在相同温度和压力下，天然气的密度与空气的密度之比。天然气的相对密度可用下式表示

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_a} = \frac{M_g}{M_a} = \frac{M_g}{28.97} \quad (1-4)$$

式中  $\rho_a$ ——空气的密度，kg/m<sup>3</sup>；

$M_a$ ——空气的相对分子质量，一般取 28.97。

天然气的相对密度一般为 0.5~0.7，个别重烃较多的气田或者其他非烃类组分较多的天然气，其相对密度可能大于 1。

# 第三节 天然气偏差系数

## 一、天然气偏差系数的定义

在低压情况下，天然气遵循理想气体定律。但是，当气体压力上升，特别接近临界温度时，其真实气体和理想气体之间就会产生很大的偏离。在一定温度和压力条件下，一定质量

气体实际占有的体积与在相同条件下作为理想气体应该占有的体积之比，称为气体的偏差系数，或者称为压缩因子，可写为

$$Z = \frac{V_{\text{actual}}}{V_{\text{ideal}}} \tag{1-5}$$

式中  $Z$ ——天然气的偏差系数，无量纲；

$V_{\text{actual}}$ ——在某一压力  $p$  和温度  $T$  下一定质量气体的实际体积， $\text{m}^3$ ；

$V_{\text{ideal}}$ ——在某一压力  $p$  和温度  $T$  下一定质量理想气体的体积， $\text{m}^3$ 。

对于理想气体， $Z=1$ ，对于真实气体， $Z$  可以大于 1，也可以小于 1。天然气偏差系数随气体组分的不同以及压力和温度的变化而变化， $Z$  一般可以在实验室用有代表性的气样测定，也可以根据气体组成用经验公式计算。

### 二、Standing-Katz 偏差系数图版

天然气的偏差系数  $Z$  可以由斯坦丁—卡兹 (Standing 和 Katz, 1941) 实验做出的图版查得。Standing-Katz 图版是  $Z$  作为拟对比压力  $p_{pr}$  和拟对比温度  $T_{pr}$  的函数的相关图，只要知道了  $p_{pr}$  和  $T_{pr}$ ，就可以从图版中的对应曲线上查出  $Z$  值，如图 1-1 所示。

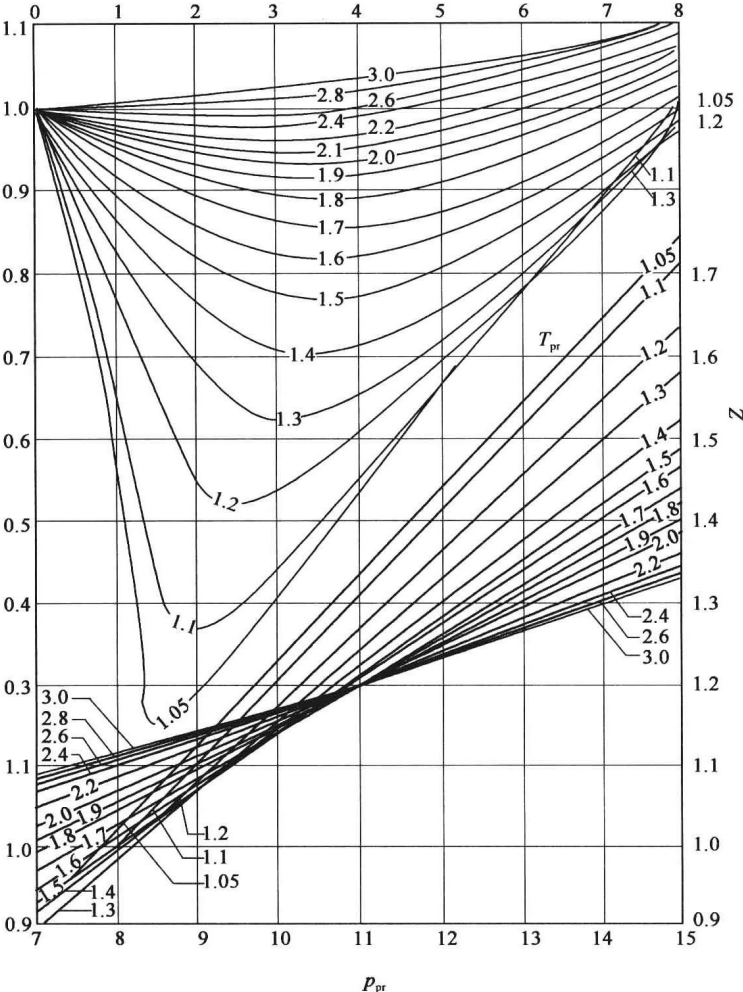


图 1-1 天然气的气体偏差系数图 (据 Standing 和 Katz, 1941)

拟对比压力  $p_{pr}$  为气体的绝对工作压力  $p$  与拟临界压力  $p_{pc}$  之比, 即

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad (1-6)$$

拟对比温度  $T_{pr}$  为气体的绝对工作温度  $T$  与拟临界温度  $T_{pc}$  之比, 即

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (1-7)$$

$p_{pc}$  和  $T_{pc}$  分别定义为拟临界温度和拟临界压力

$$p_{pc} = \sum_i y_i \cdot p_{ci} \quad (1-8)$$

$$T_{pc} = \sum_i y_i \cdot T_{ci} \quad (1-9)$$

式中  $p_{ci}$ ——组分  $i$  的临界压力, MPa;

$T_{ci}$ ——组分  $i$  的临界温度, K。

Standing-Katz 图版是对非烃含量很少的天然气测定的, 其对比压力和对比温度的适用范围为

$$0 < p_{pr} < 15, \quad 0 < T_{pr} < 3 \quad (1-10)$$

### 1. 非烃校正

天然气中如  $H_2S$  和  $CO_2$  含量较高, 使用 Standing-Katz 的  $Z=f(p_{pr}, T_{pr})$  图或表时, 应对  $T_{pc}$ 、 $p_{pc}$  进行校正。目前常见的对非烃校正的经验公式有以下两种。

#### 1) Wichert - Aziz 方法 (1970 年)

1970 年, Wichert 和 Aziz 提出一种非烃校正方法。

$$T'_{pc} = T_{pc} - \epsilon \quad (1-11)$$

$$\epsilon = \{120[(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6}] + 15(y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^4)\} / 1.8 \quad (1-12)$$

$$p'_{pc} = \frac{p_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + y_{H_2S}(1 - y_{H_2S})\epsilon} \quad (1-13)$$

式中  $y_{H_2S}$ ——硫化氢 ( $H_2S$ ) 的摩尔分数;

$y_{CO_2}$ ——二氧化碳 ( $CO_2$ ) 的摩尔分数;

$p'_{pc}$ ——校正后拟临界压力, MPa;

$T'_{pc}$ ——校正后拟临界温度, K;

$\epsilon$ ——拟临界温度校正系数。

#### 2) Car-Kobayshi-Burrows 方法 (1954 年)

1954 年, Car-Kobayshi 和 Burrows 提出一种非烃校正方法

$$T'_{pc} = T_{pc} - 44.4y_{CO_2} + 72.2y_{H_2S} - 138.9y_{H_2} \quad (1-14)$$

$$p'_{pc} = p_{pc} + 3.034y_{CO_2} + 4.137y_{H_2S} - 1.172y_{H_2} \quad (1-15)$$

此法还考虑了对含  $H_2$  的校正。

## 2. 高相对分子质量气体校正

Sutton (1985 年) 认为, 对含庚烷以上组分较多的高相对分子质量地层气 ( $\gamma_g > 0.75$ ), 用式 (1-8) 和式 (1-9) 计算  $p_{pc}$  和  $T_{pc}$  会导致确定气体偏差因子的误差; 同时指出, 如采用 Stewart 等人 (1959 年) 的混合规则和进行必要的校正后, 误差可以减少, 这里不作详细介绍。

[例 1-1] 某气田天然气的组分见表 1-3, 应用 Standing-Katz 图版求在 13.78MPa 和 366.48K 条件下的偏差系数。

$$\text{解: } M = \sum y_i M_i = 17.54$$

$$\gamma_g = 17.54/28.97 = 0.605$$

$$p_{pc} = \sum y_i p_{ci} = 4.58 \text{MPa}$$

$$T_{pc} = \sum y_i T_{ci} = 198.3 \text{K}$$

查图 1-1, 可得偏差系数  $Z=0.905$ 。

表 1-3 某气田天然气的组分表

组分	摩尔分数 $y_i$	相对分子质量 $M_i$	临界压力 $p_{ci}$ MPa	临界温度 $T_{ci}$ K
C <sub>1</sub>	0.9300	16.043	4.604	190.6
C <sub>2</sub>	0.0329	30.070	4.880	305.4
C <sub>3</sub>	0.0136	44.097	4.249	369.8
iC <sub>4</sub>	0.0037	58.124	3.796	425.2
nC <sub>4</sub>	0.0023	58.124	3.648	408.2
iC <sub>5</sub>	0.0010	72.151	3.368	469.7
nC <sub>5</sub>	0.0012	72.151	3.381	460.4
C <sub>6</sub>	0.0008	86.178	3.012	507.4
C <sub>7+</sub>	0.0005	128.259	2.289	594.7
H <sub>2</sub>	0.0140	28.013	3.399	126.3

## 三、天然气的偏差系数计算方法

天然气的偏差系数是一个非常重要的参数, 是气井生产计算中经常用到的数据, 现在已经发表很多处理 Standing-Katz 图版的经验公式, 比如 Gopal 方法 (1977)、Hal-Varbongh 方法 (1974)、Dranchuk-Purvis-Robinson 方法 (1974)、Dranchuk-Abu-Kassem 方法 (1975)、Hankinson-Thomas-Phillips 方法 (1969)、Sarem 方法 (1961) 等。这些经验公式选用的模型不同, 其计算结果也有差异。Hall-Varbongh 方法 (1974) 被认为是最精确的计算方法之一, 这里只介绍该计算方法, 其余的方法, 可以参考其他文献。

Hall-Yarborough 方法以 Carnahan-Starling (1972) 状态方程为基础, 用 Standing-Katz 图版数据拟合参数, 得到

$$Z = \left( \frac{0.06125 p_{pr} t}{y} \right) \exp[-1.2(1-t)^2] \quad (1-16)$$



$$F(y) = -0.06125 p_{pr} t \cdot \exp[-1.2(1-t)^2] + \frac{y + y^2 + y^3 - y^4}{(1-y)^3} - (14.76t - 9.76t^2 + 4.58t^3)y^2 + (90.7t - 242.2t^2 + 42.4t^3)y^{(2.18+2.82t)} = 0 \quad (1-17)$$

式中  $t$  —— 拟对比温度的倒数,  $t=1/T_{pr}$ ;

$y$  —— 特殊定义的“对比密度”。

迭代求解  $y$  后可计算  $Z$  值, 但是式 (1-17) 为非线性方程, 求解  $y$  需用牛顿迭代法。牛顿迭代格式如下

$$y^{k+1} = y^k - \frac{F(y^k)}{F'(y^k)} \quad (1-18)$$

式中  $F'(y)$  可由式 (1-18) 求导得

$$F'(y) = \frac{1 + 4y + 4y^2 - 4y^3 + 4y}{(1-y)^4} - (29.52t - 19.52t^2 + 9.16t^3)y + (2.18 + 2.82t)(90.7t - 242.2t^2 + 42.4t^3)y^{(1.18+2.82t)} \quad (1-19)$$

## 第四节 天然气体积系数和膨胀系数

天然气体积系数是一定质量的天然气在地下条件下的体积与地面标准状态下的体积比值, 即

$$B_g = \frac{V}{V_{sc}} \quad (1-20)$$

式中  $B_g$  —— 天然气的体积系数;

$V_{sc}$  —— 天然气在地面标准状况下的体积,  $m^3$ ;

$V$  —— 同质量的天然气在地下的体积,  $m^3$ 。

根据气体状态方程, 在地面标准状况下, 气体的体积可按理想气体状态来描述, 即

$$V_{sc} = \frac{nRT_{sc}}{p_{sc}} \quad (1-21)$$

在地下一定压力  $p$  和温度  $T$  下, 同样质量的天然气所占体积可按实际气体状态来描述, 即

$$V = \frac{ZnRT}{p} \quad (1-22)$$

将式 (1-22) 和式 (1-21) 分别代入式 (1-20), 可得

$$B_g = \frac{V}{V_{sc}} = \frac{p_{sc} Z T}{p Z_{sc} T_{sc}} = \frac{\rho_{sc}}{\rho_g} = Z \frac{p_{sc} T}{T_{sc} p} = Z \frac{(273+t)}{293} \frac{p_{sc}}{p} \quad (1-23)$$

式中  $t$  —— 气藏温度,  $^{\circ}C$ 。

实验室标准状态一般指 273K 和 0.1013MPa。矿场条件下, 我国与前苏联相同, 定为 20 $^{\circ}C$  和 0.1013MPa, 美国则定为 15.6 $^{\circ}C$  (60 $^{\circ}F$ ) 和 0.1013MPa (14.65psi)。代入我国规定的标准状况, 式 (1-23) 变为

$$B_g = \frac{V}{V_{sc}} = \frac{p_{sc} Z T}{p Z_{sc} T_{sc}} = \frac{\rho_{sc}}{\rho_g} = \frac{0.1013 Z T}{1.0 \times 293 p} = 3.458 \times 10^{-4} \frac{Z T}{p} \quad (1-24)$$