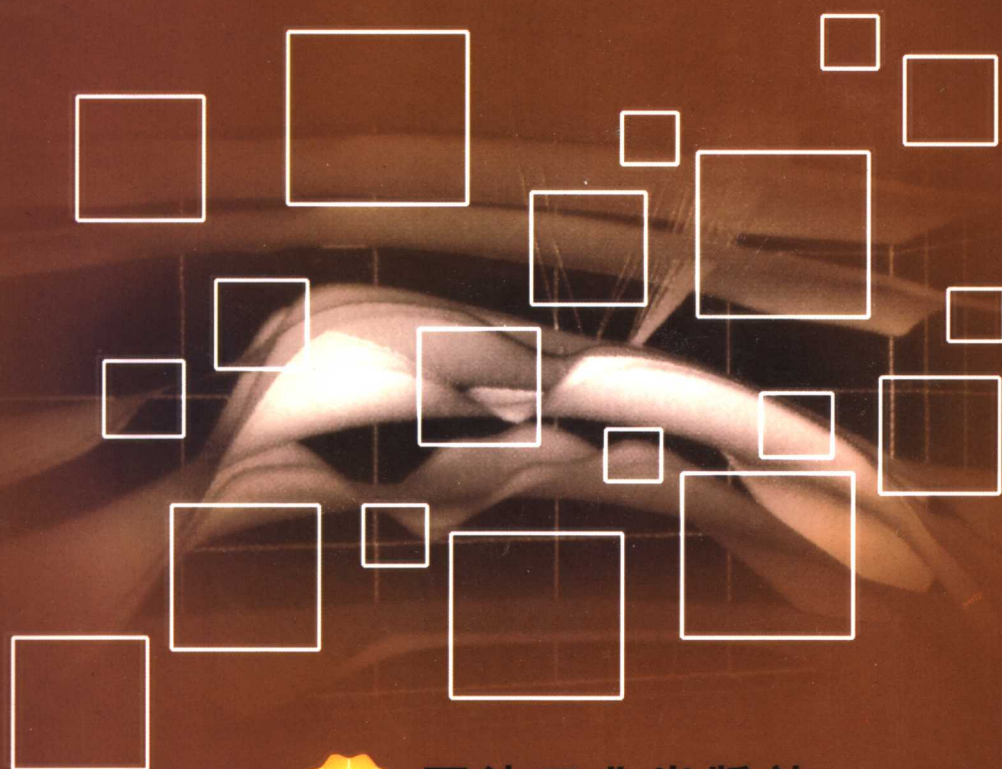


GAS ENGINEERING AND PERFORMANCE ANALYSIS

气藏工程与动态分析方法

黄炳光 刘蜀知 唐 海 李晓平 编著



石油工业出版社
PETROLEUM INDUSTRY PRESS

气藏工程与动态分析方法

黄炳光 刘蜀知 唐 海 李晓平 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书详细介绍了气藏流体物性参数、岩石物性参数计算与处理、气藏热力学条件分析方法以及储量计算,阐述了气藏物质平衡方法、气藏压力系统分析、底水驱气藏与携液速度理论、气井与气藏合理产气量的确定方法和气田开发指标预测方法。

本书适用于从事天然气开发的工程技术人员及石油院校相关专业的师生阅读。

图书在版编目(CIP)数据

气藏工程与动态分析方法/黄炳光等编著.

北京:石油工业出版社,2004.12

ISBN 7-5021-4959-7

I. 气…

II. 黄…

III. 气田动态-分析方法

IV. TE33

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2004)第 140117 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.cn

总 机:(010)64262233 发行部:(010)64210392

经 销:全国新华书店

排 版:北京乘设伟业科技排版中心排版

印 刷:石油工业出版社印刷厂印刷

2004 年 12 月第 1 版 2004 年 12 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:10

字数:256 千字 印数:1—2000 册

定价:38.00 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

序

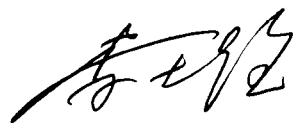
气藏和气井动态分析是气田开发管理的核心工作,它贯穿于气田开发的始终。只有掌握了气井、气藏的开采动态变化规律,不断深入认识气藏特性和开发特征与规律,才能掌握气田开发的主动权,编制并优选出最佳开发方案、调整方案、稳定(增产)方案与切合实际的生产规划,才能实现高效、合理地开发气田,取得最佳的经济效益。

气藏动态分析涉及面广,它综合并涉及到储气层地质、流体渗流规律、多相垂直管流规律、气藏开发工程、开采工艺与数值模拟等许多技术。由于气藏类型的不同和开发阶段的差异,不同气藏的开采特征是不一样的,需要有与其相适应的动态分析方法。在确认储气层类型、驱动方式等基础上,气藏动态分析可以判断储层的连通性、压力系统,分析储层岩石与流体特征及其变化规律、流体分布规律、储量大小、产能变化及递减规律,优化气藏的合理开采方式,以实现高效、经济、合理地开发气田。

西南石油学院的黄炳光、刘蜀知和唐海等长期从事《油层物理》、《油气层渗流》和《油气藏工程》的教学和科研工作。早期研制的“油藏工程研究软件包”和“油藏动态分析软件包”于1993年通过部级鉴定,达到国内同期领先水平,并在华北、新疆、四川、河南、中原等多个油田得到推广应用,为解决油藏生产实际问题发挥了重要作用。近几年来,他们也着眼于气藏工程与气藏动态分析方面的研究,在综合《气藏工程原理》(荷兰, J. Hagoort 著)、《气田和凝析气田开发基础》(李士伦著)、《采气实用计算》(杨继盛主编)、《气藏和气井动态分析及计算程序》(钟孚勋等编著)等十多本专著和近几年发表的200多篇反映气田开发最新研究成果的国内外文献基础上,取其精华并结合我国天然气开发客观规律,撰写出了这部《气藏工程与动态分析方法》论著,并初步开发出了与其配套的“气藏工程与气藏动态分析软件包”。

《气藏工程与动态分析方法》一书具有很强的实用性和广泛性。书中详细地介绍了气藏流体物性参数计算、岩石物性参数计算与处理、气藏热力学条件分析以及储量计算等,为气藏描述和气藏动态分析奠定了基础;在此基础上着重阐述了气藏物质平衡方法、气藏压力系统分析、底水驱气藏与携液速度理论、气井与气藏合理产气量的确定方法等内容,为气藏工程设计与气藏动态分析提供了切实可行的研究和分析方法。该书主要以气藏工程及动态分析的常规计算与分析方法为主,也介绍了灰色系统理论、最优化理论在气藏动态分析中的应用。

我希望本书的出版,能为我国的天然气开发事业提供一种强有力的工具,在气藏动态分析中发挥出重大的作用,以不断提高我国天然气开发开采的整体技术和管理水平。



教授、博士生导师

2004年12月

前 言

天然气作为一种矿产资源,有其独特的存在形态,它深埋地下且处于高温、高压的隐蔽状态。能否合理地开发气田,最大限度地提高气田采收率,这不仅与科学技术水平有关,还与气田的开发方案和主要技术政策有关。气藏工程与动态分析方法既是认识和描述气藏,又是预测气藏未来开采动态的一门专业知识,其主要目的就是使从事气田开发的工作者,能够采用先进的技术手段,以优化的生产技术指标及最佳的经济效益来开发气田。我国在气田开发过程中十分重视气藏工程与动态分析方法的研究工作,并取得了大量的研究成果,本书只涉及到其中的一部分。

第一章重点介绍了气藏流体的物性参数,例如天然气和地层水的压缩系数、体积系数、密度、粘度等概念及计算方法;储层岩石物性参数概念以及数据的实测、计算及处理分析方法,例如岩石孔隙度统计分析、储层岩石渗透率数据处理、岩石压缩系数计算、渗流物理实测数据处理、毛管压力曲线特征参数计算、储层岩石的敏感性评价等。此外,还介绍了地层热力学条件分析方法、气藏分类及储量计算方法。

第二章重点阐述了常规气藏物质平衡通式的建立与简化、水驱气藏的早期识别方法、定容封闭气藏的储量计算与动态预测、天然水侵量的计算方法、水驱气藏的储量计算及水侵量与地层压力预测方法、异常高压气藏的物质平衡方程式及其储量计算、凝析气藏物质平衡方程的建立与应用等。

第三章重点阐述了从最优化控制角度出发,以影响气井产量的压力系统、地层产能和各种条件下的极限产量等为约束条件的气井或气藏合理产气量的确定方法。同时介绍了井底压力计算、底水驱气藏临界产量的确定、积液气井的最小流速、气井 IPR 曲线分析等内容。

第四章重点阐述了气田产量递减规律的统计分析与应用方法、预测气田产量的 GM(1,1)模型(包括产量数据预处理)、多开发指标的 GM(1, h)模型预测方法(包括开发指标筛选及动态预测组合模型)。

本书编者是多年从事油气藏工程与动态分析方法研究和教学的教师,在理论、方法和应用方面积累了一定的经验。本书中的许多内容是其多年研究的成果。全书共分四章。第一章由黄炳光和刘蜀知编写,第二章由刘蜀知、黄炳光和唐海编写,第三章由黄炳光、唐海和刘蜀知编写,第四章由黄炳光、唐海、刘蜀知和李晓平编写。

本书由“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室(西南石油学院)资助出版。

由于作者水平有限,本书中难免会出现一些缺点和不足,诚请同仁提出批评和指正。

目 录

第一章 气藏基本特征描述	(1)
第一节 天然气高压物性参数计算	(1)
一、天然气的组成	(1)
二、天然气的偏差系数	(8)
三、天然气的压缩系数	(12)
四、天然气的体积系数	(13)
五、天然气的粘度	(14)
六、凝析气藏露点压力	(15)
第二节 地层水的物性参数计算	(16)
一、溶解气水比	(16)
二、地层水的压缩系数	(17)
三、地层水的体积系数	(17)
四、地层水的粘度	(17)
五、地层水的密度	(18)
第三节 气藏岩石物性参数计算及实测数据处理	(18)
一、储层岩石物性参数计算与分析	(18)
二、渗流物理实测数据处理	(24)
三、毛细管压力曲线特征参数计算	(28)
四、储层岩石的敏感性评价	(33)
第四节 地层热力学条件分析	(36)
一、地层温度	(36)
二、地层压力	(38)
第五节 气藏储量计算及气藏分类	(41)
一、容积法计算气田储量	(41)
二、单元体积法计算气田储量	(42)
三、不稳定试井法计算单井储量	(43)
四、气藏类型判断方法	(44)
参考文献	(46)
第二章 气藏物质平衡方法	(48)
第一节 气藏物质平衡通式的建立与简化	(48)
一、物质平衡通式的推导	(48)
二、无水驱气藏的物质平衡方程式	(50)
三、水驱气藏的物质平衡方程式	(51)
第二节 水驱气藏的早期识别方法	(51)
一、传统的视地层压力法	(51)

二、“水侵体积系数”法	(52)
三、视地质储量法	(53)
第三节 定容封闭气藏的储量计算与动态预测	(55)
一、废弃地层压力的确定方法	(55)
二、储量计算	(57)
三、确定气藏的采收率	(58)
四、动态预测方法简介	(59)
第四节 天然水侵量的计算方法	(61)
一、稳定流法	(61)
二、非稳定流法	(63)
第五节 水驱气藏	(72)
一、储量计算	(72)
二、水侵量与地层压力预测方法	(76)
第六节 异常高压气藏	(80)
一、异常高压气藏的物质平衡方程式	(81)
二、异常高压气藏的储量计算	(81)
三、计算实例	(82)
第七节 凝析气藏物质平衡方程	(84)
一、凝析气藏的物质平衡方程	(85)
二、封闭性凝析气藏的储量计算	(88)
参考文献	(89)
第三章 合理产气量确定	(91)
第一节 井底压力计算	(91)
一、气体垂直管流动	(91)
二、气井静压计算	(91)
三、井底流压计算	(94)
四、产水气井井底压力计算方法	(97)
第二节 底水驱气藏临界产量的确定	(101)
一、Dupuit 临界产量计算公式的推导	(102)
二、其他临界产量计算公式介绍	(104)
三、水锥的突破	(106)
第三节 积液气井的最小流速	(111)
第四节 气井 IPR 曲线分析	(112)
一、指数式	(113)
二、二项式	(114)
三、单点法	(115)
第五节 合理产气量的确定	(116)
一、单井气流压降分解	(116)
二、单井流动压降各段表示方法	(117)
三、气井气流约束因素	(121)

四、单井合理产气量数学模型	(122)
五、全气藏合理产气量数学模型	(128)
参考文献	(131)
第四章 气田开发指标统计与预测	(133)
第一节 气田产量递减规律的统计与预测	(133)
一、普通的产量递减规律	(133)
二、递减规律的应用	(138)
第二节 预测气田产量的 GM(1,1)模型	(140)
一、气田产量递减的 GM(1,1)模型	(140)
二、产量数据预处理	(142)
第三节 多开发指标的 GM(1, h)模型预测方法	(145)
一、GM(n, h)模型及预测原理	(145)
二、开发指标筛选及动态预测组合模型	(147)
三、应用实例	(148)
参考文献	(149)

第一章 气藏基本特征描述

气藏中存在的主要流体是天然气和水。天然气是从油气田开采的可燃气体,它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础数据。储气层岩石物性资料是进行气藏评价、编制气藏开发方案和气藏动态分析必不可少的重要参数。气藏储量是气田开发的物质基础,其大小是地面建设规模及投资决策的重要依据。本章着重介绍气藏流体物性参数的定义及其计算方法、岩石物性参数的分析处理方法、储层热力学条件分析以及气藏储量计算等内容。

第一节 天然气高压物性参数计算

天然气在各种压力和温度下的物性参数(例如偏差系数、压缩系数、粘度等)是气藏工程和采气工艺等所必需的基础数据,在可能的情况下,应当直接取气样通过常规实验方法或高压物性实验方法进行测定。然而在实际气藏开发和生产中不易获得更多的实测值(特别是对新开发的气藏),因而采用以最具代表性的参数来计算天然气的高压物性参数显得十分必要。

一、天然气的组成

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。对于一个油、气田来说,其所产的天然气含有哪些组分,每一组分又各占多少,这些对天然气的物性和品质影响很大。

在组成天然气的组分中,甲烷(CH_4)占绝大部分,乙烷(C_2H_6)、丙烷(C_3H_8)、丁烷(C_4H_{10})和戊烷(C_5H_{12})含量不多。天然气中还含有少量的非烃类气体,如硫化氢(H_2S)、二氧化碳(CO_2)、一氧化碳(CO)、氮(N_2)、氧(O_2)、氢(H_2)和水汽(H_2O)等。天然气中有时也含有微量的稀有气体,如氦(He)和氩(Ar)等。

在标准状态下,甲烷和乙烷是气体。丙烷、正丁烷($n\text{-C}_4\text{H}_{10}$)和异丁烷($i\text{-C}_4\text{H}_{10}$)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。戊烷和戊烷以上(常用符号 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),因为通过一定的液化装置都能使它们液化。

各种组分在天然气中所占数量比例,称为天然气的组成。

不同类型的油、气田中,天然气的组成差异很大(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)。

表 1-1 有代表性的油、气田天然气组成

组 分	干 气 (体积%)	凝 析 气 (体积%)	油田伴生气 (体积%)
C_1	96.00	75.00	27.52
C_2	2.00	7.00	16.34

续表

组 分	干 气 (体积%)	凝 析 气 (体积%)	油田伴生气 (体积%)
C ₃	0.60	4.50	29.18
C ₄	0.30	3.00	22.55
C ₅	0.20	2.00	3.9
C ₆	0.10	2.50	0.47
C ₇₊	0.80	6.00	0.04
合计	100.00	100.00	100.00
	M _R = 17.584	M _R = 27.472	M _R = 38.568
	γ _R = 0.607	γ _R = 0.948	γ _R = 1.331

注:组分中下角标 1~7 表示碳原子数,即甲烷、乙烷……。

表 1-2 四川部分气田天然气组成

气田	天然气组成(质量%)								
	甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	二氧化碳 + 硫化氢	不饱和烃	一氧化碳	氢	氮
自流井	95.94	0.66	0.24		0.67	0.07	0.05	0.02	0.67
邓关井	97.55	0.90	0.22	0.07	0.23	0.13	0.10	0.09	0.52
圣灯山	95.43	0.99	0.40		1.53	0.13	0.18	0.02	1.53
黄家场	96.71	0.78	0.17		1.04	0.03	0.02	0.18	0.95
阳高寺	95.54	1.41	0.37		0.40	0.12	0.18	0.15	1.76
纳 溪	96.62	1.34	0.47		0.42	0.11	0.05	0.04	1.14
长桓坝	97.61	1.15	0.39		0.24	0.11	0.14	0.06	0.41
黄瓜山	94.85	1.17	0.21	0.13	2.26		0.10	0.73	0.25
龙洞坪	92.57	1.16	0.55	0.37	0.06	0.05	0.25	0.12	4.38
石油沟	94.74	2.59	1.01		0.31	0.03	0.02		0.89
东 溪	95.59	1.71			1.91	0.23			0.51
卧龙河	90.29	0.48	0.15	0.15	3.76			0.06	0.48

天然气的组成不仅可作为气田分类的依据之一,也是选择地面天然气处理方法的重要依据。
天然气中常见组分的主要物理化学性质如表 1-3 所示,可供一般计算查用。

天然气分析报告中的真沸点馏分,例如庚烷以上组分(C₇₊),属不确定组分,其临界压力、
临界温度、相对分子质量和偏心因子等物性参数,不能像确定组分(表 1-3 中所列组分)那样可
从表中查出。

表 1-3 天然气中常见组分主要物理化学性质

组分名称	分子式	相对分子 质量	临界温度 T _c (K)	临界压力 p _c (MPa)	沸点(℃) 在 0.101325MPa 下	偏心因子
甲烷	CH ₄	16.043	190.55	4.604	-161.52	0.0126
乙烷	C ₂ H ₆	30.070	305.43	4.880	-88.58	0.0978

续表

组分名称	分子式	相对分子质量	临界温度 T_c (K)	临界压力 p_c (MPa)	沸点(℃) 在 0.101325MPa 下	偏心因子
丙烷	C_3H_8	44.097	369.82	4.249	-42.07	0.1541
正丁烷	$n-C_4H_{10}$	58.124	425.16	3.797	-0.49	0.2015
异丁烷	$i-C_4H_{10}$	58.124	408.13	3.648	-11.81	0.1840
正戊烷	$n-C_5H_{12}$	72.151	469.6	3.369	36.06	0.2524
异戊烷	$i-C_5H_{12}$	72.151	460.39	3.381	27.84	0.2286
己烷	C_6H_{14}	86.178	507.4	3.012	68.74	0.2998
庚烷	C_7H_{16}	100.205	540.2	2.736	98.42	0.3494
氦	He	4.003	5.2	0.277	-268.93	0
氮	N_2	28.013	126.1	3.399	-195.80	0.0372
氧	O_2	31.999	154.7	5.081	-182.962	0.0200
氢	H_2	2.016	33.2	0.297	-252.87	-0.219
二氧化碳	CO_2	44.010	304.19	7.382	-78.51	0.2667
一氧化碳	CO	28.010	132.92	3.499	-191.49	0.0442
硫化氢	H_2S	34.076	373.5	9.005	-60.31	0.0920
水汽	H_2O	18.015	647.3	22.118	100.00	0.3434

真沸点馏分的密度(或相对密度)和沸点可通过实验方法测得。已知其相对密度和沸点,其他物性参数常用一些相关式计算,下面介绍其中的两个相关式。

Lee-Kesler 相关式:

$$T_c = 189.8 + 450.6\gamma + (0.4244 + 0.1174\gamma)T_b + \frac{(0.1441 - 1.0069\gamma) \times 10^5}{T_b} \quad (1-1)$$

$$\begin{aligned} \ln p_c = & 3.3865 - \frac{0.0566}{\gamma} - \left(0.43639 + \frac{4.12164}{\gamma} + \frac{0.21343}{\gamma^2}\right) \times 10^{-3} \times T_b \\ & + \left(4.75794 + \frac{11.820}{\gamma} + \frac{1.53016}{\gamma^2}\right) \times 10^{-7} \times T_b^2 - \left(2.45055 + \frac{9.90099}{\gamma^2}\right) \times 10^{-10} \times T_b^3 \end{aligned} \quad (1-2)$$

$$\begin{aligned} M = & -12272.6 + 9486.4\gamma + (8.37414 - 5.9904\gamma)T_b \\ & + \left[(1 - 0.77084\gamma - 0.02058\gamma^2)\left(0.7465 - \frac{222.466}{T_b}\right)\right] \times 10^7 / T_b \\ & + \left[(1 - 0.80882\gamma + 0.02226\gamma^2)\left(0.32284 - \frac{17.335}{T_b}\right)\right] \times 10^{12} / T_b^3 \end{aligned} \quad (1-3)$$

当 $\theta > 0.8$ 时

$$\omega = -7.904 + 0.1352K - 0.007465K^2 + 8.359\theta + \frac{1.408 - 0.01063K}{\theta}$$

或当 $\theta < 0.8$ 时

$$\omega = \frac{-\ln(9.866p_c) - 5.92714 + \frac{6.09648}{\theta} + 1.28862\ln\theta - 0.169347\theta^6}{15.2518 - \frac{15.6875}{\theta} - 13.4721\ln\theta + 0.43577\theta^6} \quad (1-4)$$

$$K = \frac{(1.8T_b)^{1/3}}{\gamma} \quad (1-5)$$

$$\theta = \frac{T_b}{T_c} \quad (1-6)$$

式中 T_c ——临界温度, K;
 p_c ——临界压力, MPa;
 T_b ——沸点, K;
 γ ——相对密度;
 M ——平均相对分子质量;
 ω ——偏心因子。

Winn-Sim-Daubert 提出的相关式为:

$$T_c = \exp(4.2009 T_b^{0.08615} \gamma^{0.04614}) / 1.8 \quad (1-7)$$

$$p_c = 6.1483 \times 10^6 T_b^{-2.3177} \gamma^{2.4853} \quad (1-8)$$

$$M = 5.805 \times 10^{-5} T_b^{2.3776} \gamma^{-0.9371} \quad (1-9)$$

$$\omega = \frac{3[\log(9.866 p_c)]}{7(T_c/T_b - 1)} - 1 \quad (1-10)$$

【例 1-1】 已知天然气庚烷以上组分的沸点为 92.22℃, 相对密度为 0.7365, 分别用两种相关式计算 T_c 、 p_c 、 M 和 ω 。

解 (1) 根据 Lee-Kesler 相关式计算:

$$\begin{aligned} T_c &= 189.8 + 450.6 \times 0.7365 + (0.4244 + 0.1174 \times 0.7365) \times 365.22 + (0.1441 - 1.0069 \\ &\quad \times 0.7365) \times 10^5 / 365.22 \\ &= 544.65\text{K} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \ln p_c &= 3.3865 - 0.0566 / 0.7365 - (0.43639 + 4.12164 / 0.7365 + 0.21323 / 0.7365^2) \times 10^{-3} \\ &\quad \times 365.22 + (4.75794 + 11.820 / 0.7365 + 1.53016 / 0.7365^2) \times 10^{-7} \times 365.22^2 \\ &\quad - (2.45055 + 9.90099 / 0.7365^2) \times 10^{-10} \times 365.22^3 \\ &= 1.177127 \end{aligned}$$

$$p_c = 3.245\text{MPa}$$

$$\begin{aligned} M &= -122726 + 94864 \times 0.7365 + (8.37414 - 5.9904 \times 0.7365) \times 365.22 \\ &\quad + \{(1 - 0.77084 \times 0.7365 - 0.02058 \times 0.7365^2)(0.7465 - 222466 / 365.22)\} \\ &\quad \times 10^7 / 365.22 + \{(1 - 0.80882 \times 0.7365 + 0.02226 \times 0.7365^2) \\ &\quad \times (0.32284 - 17.335 / 365.22)\} \times 10^{12} / 365.22^3 \\ &= 98.9 \end{aligned}$$

$$K = (1.8 \times 365.22)^{1/3} / 0.7365 = 11.8$$

$$\theta = 365.22 / 545 = 0.67, \theta < 0.8$$

$$\begin{aligned} \omega &= [-\ln(9.866 \times 3.246) - 5.92714 + 6.09648 / 0.67 + 1.28862 \ln 0.67 - 0.169347 \\ &\quad \times 0.67^6] / (15.2518 - 15.6875 / 0.67 - 13.4721 \ln 0.67 + 0.43577 \times 0.67^6) \\ &= 0.318 \end{aligned}$$

(2) 根据 Winn-Sim-Daubert 相关式计算:

$$\begin{aligned} T_c &= \exp(4.2009 \times 365.22^{0.08615} \times 0.7365^{0.04614}) / 1.8 \\ &= 544\text{K} \end{aligned}$$

$$p_c = 6.1483 \times 10^6 \times 365.22^{-2.3177} \times 0.7365^{2.4853}$$

$$= 3.306 \text{ MPa}$$

$$M = 5.805 \times 10^{-5} \times 365.22^{2.3776} \times 0.7365^{-0.9371}$$

$$= 95.7$$

$$\omega = \frac{3[\log(9.866 \times 3.306)]}{7(544/35.22 - 1)} - 1$$

$$= 0.3236$$

天然气组成有质量组成、体积组成和摩尔组成三种表示方法。每种组成的数值可用分数或小数表示,也可用百分数表示。

1. 质量组成

如天然气由 k 种气体组成,则总质量 m 等于各组分质量 $m_1, m_2, \dots, m_k$ 之总和,即

$$m = m_1 + m_2 + \dots + m_k = \sum_{i=1}^k m_i$$

其中, i 组分的质量 m_i 与总质量 m 之比值为该组分的质量分数。用 W_i 表示,即

$$W_i = \frac{m_i}{m} = \frac{m_i}{\sum_{i=1}^k m_i} \quad (1-11)$$

显然, $\sum_{i=1}^k W_i = 1$ 。

用质量百分数表示:

$$(\text{质量百分数})_i = \frac{m_i}{\sum_{i=1}^k m_i} \times 100\% \quad (1-12)$$

2. 体积组成

如天然气由 k 种气体组成,在标准状态下,气体的总体积 V 等于各组分分体积 $V_1, V_2, \dots, V_k$ 之总和,即

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_k = \sum_{i=1}^k V_i$$

其中,在标准状态下, i 组分的体积 V_i 与总体积 V 之比值为该组分的体积分数。用 y_i 表示,即

$$y_i = \frac{V_i}{V} = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^k V_i} \quad (1-13)$$

显然, $\sum_{i=1}^k y_i = 1$ 。

用体积百分数表示:

$$(\text{体积百分数})_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^k V_i} \times 100\% \quad (1-14)$$

3. 摩尔组成

如天然气由 k 种气体组成,则总摩尔数 n 等于各组分摩尔数 $n_1, n_2, \dots, n_k$ 之总和,即

$$n = n_1 + n_2 + \dots + n_k = \sum_{i=1}^k n_i$$

其中, i 组分的摩尔数 n_i 与总摩尔数 n 之比值, 即为该组分的摩尔分数。用 y_i 表示, 即

$$y_i = \frac{n_i}{n} = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^k n_i} \quad (1-15)$$

显然, $\sum_{i=1}^k y_i = 1$ 。

用摩尔百分数表示:

$$(\text{摩尔百分数})_i = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^k n_i} \times 100\% \quad (1-16)$$

对于理想气体, 体积分数等于摩尔分数, 所以(1-13)和(1-15)式都用同一符号 y_i 表示。但在高压下, 体积分数与摩尔分数就不是同一数值。

质量组成与体积组成(或摩尔组成)之间可以互相换算, 换算时所用的基本公式是:

$$m_i = n_i M_i \text{ 或 } n_i = \frac{m_i}{M_i} \quad (1-17)$$

式中 M_i —— i 组分的相对分子质量, 其值可查表 1-3。

4. 天然气的相对分子质量

天然气是多种气体组成的混合气, 其组分和组成无定值。天然气也没有一个唯一公认的分子式, 不能像有分子式的纯气体可以从分子式计算出一个恒定的相对分子质量。但是, 工程上为了计算上的需要, 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“视相对分子质量”或“平均相对分子质量”。根据 Key 混合规则, 用公式表示为:

$$M_g = \sum y_i M_i \quad (1-18)$$

式中 M_g ——天然气的视相对分子质量;

y_i ——组分 i 的摩尔组成, 小数;

M_i ——组分 i 的相对分子质量。

显然, 天然气的视相对分子质量取决于天然气的组成。各气田的天然气组成不同, 视相对分子质量也就不同。一般干气田的天然气视相对分子质量约为 16.82~17.98。

众所周知, 干燥空气也是由氧、氮等气体组成的混合气, 其通用的视相对分子质量也是由(1-18)式确定的。公认值为 28.97, 工程上常取 29。

在后面提到的天然气和空气的视相对分子质量不再冠以“视”字, 简称为相对分子质量。但是应清楚理解天然气和空气的相对分子质量毕竟是人们设想的概念。

5. 天然气的相对密度

在标准状态下, 天然气密度与干燥空气密度的比值称为天然气相对密度。定义为

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{\text{air}}} \quad (1-19)$$

式中 γ_g ——天然气相对密度;

ρ_g ——天然气的密度, kg/m^3 ;

ρ_{air} ——干燥空气的密度, kg/m^3 。

如将天然气和干燥空气视为理想气体, 天然气的相对密度还可表示为

$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_{\text{air}}} = \frac{M_g}{28.97} \approx \frac{M_g}{29} \quad (1-20)$$

式中 M_{air} ——干燥空气的相对分子质量。

显然,天然气的相对分子质量与相对密度成正比。

天然气的相对密度变化较大,对于一般干气,其相对密度约为 0.58~0.62。也有相对密度大于 1 的天然气。

在气田实际工作中,测量气体的相对密度比作气样全分析省时、省钱。因此,欲求天然气的相对分子质量,常常先测量出气样的相对密度,再用(1-20)式计算出天然气的相对分子质量。即

$$M_g = M_{\text{air}} \gamma_g = 28.97 \gamma_g \approx 29 \gamma_g \quad (1-21)$$

【例 1-2】 已知天然气的摩尔分数如下表所示:

组分	摩尔分数 y_i
C_1	0.95
C_2	0.03
C_3	0.02

要求:(1)换算为质量分数;(2)再由质量分数换算为体积百分数;(3)求天然气的相对分子质量;(4)求天然气的相对密度。

解 (1)所给出的摩尔分数换算为质量分数的计算步骤和结果列入下表:

组分	摩尔分数 y_i	相对分子质量 M_i	每摩尔气中组分 i 的质量 $m_i = y_i M_i$	质量分数 $W_i = m_i / \sum m_i$
C_1	0.95	16.042	15.240	0.895
C_2	0.03	30.07	0.902	0.053
C_3	0.02	44.10	0.882	0.052
合计			17.02	1.000

(2)由所得质量分数换算为体积百分数如下表:

组分	质量分数 W_i	相对分子质量 M_i	每千克气中组分 i 的摩尔 $n_i = W_i / M_i$	体积百分数 $(n_i / \sum n_i) \times 100\%$
C_1	0.895	16.042	0.0558	95
C_2	0.053	30.07	0.0018	3
C_3	0.052	44.10	0.0012	2
合计			0.0588	100

(3)气体相对分子质量:

$$M_g = \sum y_i M_i = 17.02 \text{ kg/kmol}$$

(4)气体相对密度:

$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_{\text{air}}} = \frac{17.02}{28.97} = 0.588$$

二、天然气的偏差系数

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 Z 系数。对于天然气的偏差系数同样沿用此定义,写为

$$Z = \frac{V_{\text{actual}}}{V_{\text{ideal}}} \quad (1-22)$$

对于理想气体, $Z=1$ 。对于实际气体, $Z<1$ 或 $Z>1$ 。

天然气的偏差系数随气体组成、温度和压力而变化。工程上运用对比状态原理证实在相同的对比状态下,任何天然气的偏差系数极为近似(几乎相等),从而提出两参数图或表即 $Z = f(p_{\text{pr}}, T_{\text{pr}})$ 图或表来解决确定 Z 系数的问题,后面再作详细介绍。

为建立偏差系数状态方程,讨论 1kmol 实际气体,并将(1-22)式写成

$$V_{\text{ideal}} = \frac{V_{\text{actual}}}{Z}$$

代入质量为 1kmol 的理想气体状态方程。删去下脚,即得质量为 1kmol 的实际气体状态方程:

$$pV_m = ZRT \quad (1-23)$$

式中 p ——气体的绝对压力,MPa;

T ——气体的绝对温度,K;

V_m ——1kmol 气体的体积, m^3/kmol ;

Z ——气体偏差系数;

R ——通用气体常数,其值为 $0.008314\text{MPa}\cdot\text{m}^3/(\text{kmol}\cdot\text{K})$ 。

这里值得注意的是通用气体常数 R 的单位和数值。在标准状态下,若 $p_{\text{sc}} = 0.101325\text{MPa}$, $T_{\text{sc}} = 273\text{K}$, $Z_{\text{sc}} = 1$, $V_m = 22.4\text{m}^3/\text{kmol}$,则

$$\begin{aligned} R &= \frac{p_{\text{sc}} V_m}{T_{\text{sc}}} = \frac{0.101325 \times 22.4}{273} \\ &= 0.008314\text{MPa}\cdot\text{m}^3/(\text{kmol}\cdot\text{K}) \end{aligned}$$

若仅变换 p_{sc} 的单位和数值:

如 $p_{\text{sc}} = 1.01325 \times 10^5 \text{Pa}$,则

$$R = \frac{1.01325 \times 10^5 \times 22.4}{273} = 8314\text{J}/(\text{kmol}\cdot\text{K})$$

如 $p_{\text{sc}} = 1.01325\text{bar}$,则

$$R = \frac{1.01325 \times 22.4}{273} = 0.08314\text{bar}\cdot\text{m}^3/(\text{kmol}\cdot\text{K})$$

从上述简单运算可以看出,标准状态下的压力、温度、摩尔体积取什么数值和单位, R 也就有不同的数值和单位,如表 1-4 所示。需要注意的是,在气体状态运算时, p 、 V 、 T 的单位一经选定, R 的单位和数值也要与之相对应。

由于任何一种气体,在相同的标准状态下其摩尔体积的数值都相等,即 R 为同一值,因此 R 与气体种类无关,它的数值“通用”于任何一种气体,也“通用”于任何组成的天然气。

表 1-4 通用气体常数 R 的单位和数值

n	T	p	V	R	
				数值	单位
kmol	K	MPa	m ³	0.008314	MPa·m ³ /(kmol·K)
kmol	K	Pa	m ³	8314	J/(kmol·K)
kmol	K	bar	m ³	0.08314	bar·m ³ /(kmol·K)
kmol	K	kgf/cm ²	m ³	0.0848	(kgf/cm ²)·m ³ /(kmol·K)
kmol	K	kgf/m ²	m ³	848	kgf·m/(kmol·K)
lbmol	°R	psia	ft ³	10.73	psia·ft/(lbmol·°R)
lbmol	°R	lbf/ft ²	ft ³	1544	lbf·ft/(lbmol·°R)

讨论 1kg 质量的气体。如用气体的相对分子质量 M 除(1-23)式的两端,得

$$p\left(\frac{V_m}{M}\right) = Z\left(\frac{R}{M}\right)T$$

则:

$$pv = ZbT \quad (1-24)$$

$$v = \frac{V_m}{M}$$

$$b = \frac{R}{M}$$

式中 v ——气体比容, m³/kg;

b ——气体常数, MPa·m³/(kg·K)。

对于空气, $b = \frac{R}{M_{\text{air}}} = \frac{0.008314}{28.97} = 0.000287 \text{MPa} \cdot \text{m}^3 / (\text{kg} \cdot \text{K})$;

对于天然气, $b = \frac{R}{M_g}$ 。

显然, 气体常数 b 与气体相对分子质量有关, 即与气体种类有关, 每一单组分气体都有自己的气体常数值。各气田所产天然气的相对分子质量都不相同, 气体常数也就各不一样。

由于天然气的密度是比容的倒数, 从(1-24)式得:

$$\rho_g = \frac{1}{v} = \frac{M_g p}{ZRT} = 3484.4 \frac{\gamma_g p}{ZT} \quad (1-25)$$

式中 ρ_g ——天然气的密度, kg/m³;

γ_g ——天然气的相对密度。

如取 $p_{\text{sc}} = 0.101325 \text{MPa}$, $T_{\text{sc}} = 293 \text{K}$, 则空气密度

$$\rho_{\text{air}} = \frac{M_{\text{air}} p}{RT} = \frac{28.97 \times 0.101325}{0.008314 \times 293} = 1.205 \text{kg/m}^3$$

根据相对密度的定义, 此标准状态下天然气的密度为

$$\rho_g = 1.205 \gamma_g \quad (1-26)$$

(1-23)式和(1-24)式是偏差系数状态方程的两种基本表达式, 还可扩展为下面两种表示方法。对于 n kmol 气体, 可用 n 分别乘(1-23)式的两端, 则

$$p(n \cdot V_m) = nZRT$$