

# 油藏物理基础

洪世铎 主编

## 前 言

本教材是根据1983年4月在北京召开的石油高校教材工作会议的精神，在1980年编写的试用教材的基础上修订而成。它是石油高校的一本通用教材，可供石油开采和油田化学等专业使用，也可供石油矿场、油藏工程技术人员和石油矿场地质人员参考。

本教材在编写过程中，吸收了过去编写的经验，既保留了以往教材的优点，又反映了国外技术发展的动向。其中第一章参照了国外出版的《石油流体性质》<sup>〔2〕</sup>一书，重新进行了改写，并增添了相应的例题，力求内容充实全面。

本教材可供54学时讲授(实验除外)。在讲授中，前三章是重点，第四章是为了运用前三章的基础内容而编写的。教材在讲到有关实验内容时，着重于通过一个具体的实验方法来阐述每一个实验的原则，而不在于罗列大量的具体实验内容，以求做到举一反三。有关碳酸盐岩物性的内容，由于很多基本概念是与砂岩一致的，故未重新另立章节；至于其特性和研究方法，拟另编《碳酸盐岩油藏岩石特性》选修课程教材。

本教材初稿第一章由赵敏编写；第三章由洪世铎编写；第二和第四章由张鸿亮、吕军、成绥民编写。全书由洪世铎主编并就最后定稿作了全面修改和重新改写，由张朝琛作了审阅。由于主编的思想和业务水平不高，其中不免有不当和错误之处，诚恳欢迎使用本教材的师生和广大读者批评指正。

# 目 录

引言 .....	1
<b>第一章 油藏流体的物理性质 .....</b>	<b>3</b>
<b>第一节 天然气的高压物性 .....</b>	<b>3</b>
一、天然气的组成 .....	3
二、天然气的分子量和比重 .....	4
三、天然气的状态方程 .....	5
四、天然气的体积系数和压缩率 .....	12
五、天然气的粘度 .....	15
<b>第二节 油藏烃类的相态 .....</b>	<b>20</b>
一、油藏烃类的化学组成和石油商品性质 .....	20
二、油藏烃类的相态特征 .....	21
三、典型油气的相态特征 .....	25
<b>第三节 油气系统的溶解和分离 .....</b>	<b>27</b>
一、天然气在原油中的溶解度 .....	27
二、相态方程 .....	29
三、油气的分离 .....	32
<b>第四节 地层油的高压物性 .....</b>	<b>39</b>
一、地层油的溶解油气比 .....	39
二、地层油的体积系数 .....	40
三、地层油的压缩系数 .....	41
四、地层油的粘度 .....	42
<b>第五节 地层水的高压物性 .....</b>	<b>43</b>
一、地层水的化学组成和分类 .....	43
二、地层水的高压物性 .....	44
<b>第六节 地层油高压物性数据的测算和匀整 .....</b>	<b>47</b>
一、地层油高压物性参数的测定 .....	47
二、按图版求地层油的高压物性参数 .....	52
<b>第七节 油藏物质平衡方程简述 .....</b>	<b>53</b>
一、油藏物质平衡概念 .....	55
二、物质平衡方程的导出 .....	55
三、物质平衡方程的初步分析 .....	58
<b>第二章 储层岩石的物理性质 .....</b>	<b>60</b>
<b>第一节 砂岩的粒度组成和比面 .....</b>	<b>60</b>
一、岩石的粒度组成 .....	60

二、砂岩胶结物的敏感矿物 .....	61
三、砂岩的胶结类型 .....	65
四、砂岩的比面 .....	66
第二节 储油岩石的孔隙度 .....	67
一、岩石的孔隙度 .....	68
二、岩石的压缩系数 .....	70
第三节 油层岩石的渗透率 .....	71
第四节 渗透率和其它岩石物性的关系 .....	77
一、毛管渗流定律 .....	77
二、渗透率和孔隙半径的关系 .....	78
三、渗透率和比面的关系 .....	80
第五节 储层的流体饱和度 .....	82
第三章 油藏岩石的渗流特性 .....	86
第一节 油藏流体的表面张力 .....	86
一、两相界面层的自由表面能 .....	86
二、比表面能和表面张力 .....	87
三、吸附作用及其和表面张力的关系 .....	89
四、关于表面张力的测定 .....	90
第二节 油藏岩石的润湿性和油水分布 .....	92
一、油水对固体表面的选择性润湿 .....	92
二、润湿滞后 .....	93
三、接触角的测量 .....	94
四、关于油藏岩石的润湿性 .....	96
五、油水在岩石孔隙孔道中的分布 .....	97
第三节 油藏岩石的毛管力 .....	99
一、毛管中的液体上升 .....	99
二、任意曲面的附加压力 .....	102
三、半渗隔板法测定毛管力曲线 .....	103
四、压汞法测定毛管力曲线 .....	106
五、毛管力曲线分析 .....	109
六、油藏过渡带流体饱和度分布的确定 .....	112
七、毛管力函数(又称 $J(S_w)$ 函数) .....	113
第四节 相对渗透率 .....	115
一、相对渗透率和流度比 .....	115
二、相对渗透率和流体饱和度的关系 .....	116
三、相对渗透率比值和流体饱和度的关系 .....	121
第五节 微观渗流机理 .....	123
一、互不连通的毛管孔道, 单相液流 .....	123
二、互不连通的毛管孔道, 两相液流 .....	123

三、不等径并联孔道, 两相液流	124
四、毛管孔道的混合液流	125
第六节 相对渗透率的测定	126
一、稳定试验法	126
二、不稳定试验法	128
三、关于油水相对渗透率的测定	131
四、按毛管力曲线的计算方法	133
五、相对渗透率的平均值处理	136
第四章 油藏提高采收率的机理	137
第一节 不同驱动方式的采收率	137
一、油藏驱油能量和驱动方式	137
二、不同驱动方式的采收率	139
第二节 油藏的波及系数	141
一、流度比的影响	142
二、岩石宏观非均质的影响	143
第三节 改型水驱的技术方向	145
一、增粘水驱(聚合物水驱)	145
二、活性水驱和碱性水驱	148
三、微乳液(胶束)驱油	150
四、注混气水和泡沫驱油	154
第四节 混相驱简介	156
一、注液化石油气	156
二、注富气	156
三、高压注干气	157
四、二氧化碳驱油	158
第五节 热力采油法	159
一、火烧油层法	159
二、注蒸汽采油	162
附录一 式(3-39)的推导	166
附录二 式(3-41)的推导	167
主要参考文献	168

## 引 言

原油在地下处于高温高压状态，其性质与地面原油有很大的差异。与地下原油伴存的还有天然气和油层水，它们与原油一起以不同的分布状态储藏于多孔的地下岩石中。因此，多孔岩石的性质在很大程度上决定着油、气、水在油藏岩石中的分布和流动规律，而地下流体在多孔岩石中的流动同样也和油、气、水的物理性质有关。

由于油藏岩石的多孔性，油和岩石的接触面积是相当巨大的，即使只有很薄的一层油膜由于附着于岩石孔隙的内表面而不能被采出，其数量也是可观的；由于油藏岩石的多孔性，油、气、水则是沿其中极其微小的迂回孔道在流动，从而岩石的孔道大小，液体在岩石表面上的物理和物理化学性质都将对油水的微观分布和流动规律有很大的影响。

油水在油藏中的分布和流动规律是油田开发的物理基础，是油田开发所研究课题之一。油藏物理的任务是研究油藏流体，其中包括油、气、水的高压物理性质及油气相态变化规律；研究油藏岩石的固体骨架性质，以及流体在岩石中的基本渗流特性。从而，为油田开发设计和油藏动态分析提供有效的物理参数和物理依据。

整个油层内在油田开采过程中由于人的干预发生着各种现象，这些现象决定着表征油田开采效果的最重要指标——油藏的原油采收率，即油藏开采完毕后从中采出原油数量的百分数。依靠天然能量，特别是依靠地下原油中溶解的气体能量的所谓一次采油，其采收率总是不高的，在15%以下；注水、注气人工补充能量的二次采油，其采收率就比一次采油要高，约40%；显然，即使二次采油的采收率达50%，在油藏开采完毕后仍有近半数的原油残留于地下。如何采出二次采油后残存于地下的数量仍然可观的原油，这就是近代三次采油的任务了。三次采油乃是根据油藏流体和岩石特性，以及开采过程中油藏中所出现的各种微观和宏观特征，更有针对性地采取化学（试剂）方法，混相驱替的方法和热力采油等人为干预的一种强化采油措施<sup>①</sup>。

研究油水和岩石特性对油藏原油采收率的影响，开展强化采油提高油藏采收率的室内试验，是油藏物理的又一重要任务。

我国任丘油田的开发，为油藏物理开展碳酸盐岩石特性的研究提出了新的课题。

油藏物理是随油田开发的不断进展，在五十年代前后发展和形成的一门石油科学。它的形成和发展大致在两方面：一是以油田开采物理原理为基础的所谓油藏工程（或其一部分）；另一则是以强化采油提高油藏采收率为中心的所谓油藏物理化学或油田化学。

我国在五十年代也开始有了自己的油藏物理专业人员；在高等石油院校开设了油藏物理课程，培养了相应的研究生。大庆油田的开发使我国油藏物理科学有了进一步的发展，其后，各油田的研究院和研究单位都相应地建立了有关油藏物理的各类实验室，开展了各方面的油藏物理试验研究；开展了各自油田的开发试验研究，以及不同方法提高油藏原油

<sup>①</sup> 为了避免一次、二次和三次采油在概念上的混淆，近代人们把采取强制手段提高原油采收率的方法统称为强化采油(Enhanced Oil Recovery)。

采收率的试验研究。随试验研究的开展，即出了成果，专业人员也随之不断发展和壮大起来。今天，油藏物理已成为我国油田开发中不可缺少的重要学科，随着四个现代化的发展，它必将在我国油田开发工作当中起着越来越重要的作用。

油藏物理基础是高等石油院校采油专业的一门技术基础课程，它主要讲述油藏物理学的基础内容，其中包括油藏流体高压物性和油藏岩石基本渗流特性，即这本教材第一、二、三章的内容。此外，还对强化采油提高油藏采收率的机热和热力采油等做了扼要的介绍。目的是使学生对油藏流体和岩石的一些基本特性有所掌握，为学习油田开发和采油等专业课程打下基础，并为进一步从事油田开发室内试验其中包括油藏采收率的室内试验提供条件。油藏物理是一门实验科学，因此，本课程除理论讲述外，还有相应的实验课程内容，其目的是理论联系实际，通过实验加深对理论学习的理解，并学会有关实验的基本技能。

本课程的主要先行课是分子物理学和物理化学，其中有些基本概念则是必要的重复，但力图结合油气和油藏的特点；其后继课是地下流体力学，采油和油田开发，有少量内容亦可能和这些课程有必要的重复，但在讲解这部分内容时在于说明所讲内容的应用。

# 第一章 油藏流体的物理性质

所谓油藏流体系指储藏于地下的石油、石油伴生气(天然气)和地层水。油藏流体的特点是处于高温、高压下,特别是其中的石油溶解有大量的烃类气体,从而使处于地下的油藏流体的物理性质与其在地面的性质有很大的不同。显然,为了合理开发油藏,首先就必须搞清油气水在地下的性质,及其随温度、压力的变化;进而根据这些变化,对油藏的动态作出分析。另外,伴随油藏开采的进程,由于温度、压力的变化,油气的相态也随之改变,与此同时,油气组成也改变。因此,要使油藏开采作到合理,对油藏的相态和油气组成的变化也必须研究。

本章在介绍油气水高压物性的同时,主要讨论气相和液相、溶解和分离、膨胀和收缩等及其带给这些物性的变化。

## 第一节 天然气的高压物性

本节着重介绍与油藏开采有关的一些天然气特性,主要是天然气在高温、高压下的物理特性,即所谓高压物性,其中包括按气体组成计算和从图版来获得这些物性参数的方法。

### 一、天然气的组成

地下采出的可燃气体统称天然气。天然气是以石蜡族低分子饱和烃气体和少量非烃气体组成的混合物。按其化学组成,甲烷( $\text{CH}_4$ )占绝大部分(70~98%),乙烷( $\text{C}_2\text{H}_6$ )、丙烷( $\text{C}_3\text{H}_8$ )、丁烷( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ )等含量不多。此外,天然气中还含有少量的非烃类气体,如硫化氢( $\text{H}_2\text{S}$ )、有机硫(硫醇 $\text{RSH}$ 、硫醚 $\text{RSR}$ 等)、二氧化碳( $\text{CO}_2$ )、一氧化碳( $\text{CO}$ )、氮( $\text{N}_2$ )及水汽( $\text{H}_2\text{O}$ );有时也含微量的稀有气体,如氦( $\text{He}$ )和氩( $\text{Ar}$ )等。

表1-1给出了典型的天然气组成。

表1-1 典型的天然气组成

单位: 体积百分数

成 分	天 然 气	产 自 油 井 的 气
甲 烷	70~98	50~92
乙 烷	1~10	5~15
丙 烷	痕迹~5	2~14
丁 烷	痕迹~2	1~10
戊 烷	痕迹~1	痕迹~5
己 烷	痕迹~0.5	痕迹~3
庚烷以上	痕迹~无	无~0.5
氮	痕迹~5	
二氧化碳	痕迹~1	痕迹~4
硫化氢	偶然痕迹	无~痕迹~6



天然气中所含硫化氢(H<sub>2</sub>S)是无色有毒的气体,对人畜有害。由于硫化氢的比重大于1,也就是说它比空气重,故很容易在低凹处聚集。国内外都曾发生过由此而引起的硫化氢中毒致使人畜死亡的事故。事物总是有其两面性的,当天然气中硫化氢含量较高时,也可以为人所利用,有名的拉克气田就是以生产硫磺为主要产品而称著世界的。目前我国富含硫化氢的气田也已为国家提供大量的硫磺产品。氦是一种稀有气体,天然气中含氦如达1.0%(重量百分数)便可视为有工业价值。我国第一座现代化提氦工厂已在四川一气田投产多年。天然气中还含有二氧化碳气体,如果含量高、气源足,在石油工业上可用来提高油藏的原油采收率。

天然气组分的全分析,目前广泛采用气相色谱仪来进行。

天然气可有好几种分类方法。按矿藏分类,可分为气藏气、油藏气和凝析气藏气。气藏气主要含甲烷,含量达80%以上,乙烷至丁烷的含量一般不大,戊烷以上的重烃或含量甚微,或不含。油藏气也称伴生气,它包括溶解气和气顶气,它的特征是乙烷和乙烷以上的烃类含量较气藏气高。凝析气藏采出的天然气,除含大量的甲烷外,戊烷和戊烷以上的烃类含量也较高,即含有汽油成份。

根据汽油蒸汽的含量,天然气又可划分为富气和干气。其中汽油蒸汽含量在100克/米<sup>3</sup>以上的称为富气,在100克/米<sup>3</sup>以下者称为干气。顾名思义,富气富含汽油蒸汽,它比汽油蒸汽含量低的干气湿得多,故富气又称湿气。应该指出,富气和干气也有按甲烷含量和地面油气比的大小来划分的,这里不再赘述。

另外天然气按其含硫量的多少还可以划分为净气和酸气。每1米<sup>3</sup>天然气中含硫量小于1克者称为净气,大于1克的为酸气。

天然气的组成一般有三种表示方法,即重量组成、体积组成和摩尔组成。以摩尔组成为例可表示如下:

$$y_i = \frac{N_i}{\sum_{i=1} N_i} \quad (1-1)$$

式中  $N_i$ ——组分*i*的摩尔数;

$y_i$ ——组分*i*的摩尔分数,当以小数表示时,  $\sum y_i = 1$ 。

体积组成等于摩尔组成。重量组成换算成摩尔组成可通过下面的例子来说明。

〔例1-1〕重量组成换算成摩尔组成的换算结果如下:

组 分	重 量 分 数	分 子 量 $M_i$	重 量 分 数 / 分 子 量	摩 尔 分 数 $y_i$
甲 烷	0.71	16.0	0.044	0.85
乙 烷	0.14	30.1	0.005	0.09
丙 烷	0.09	44.1	0.002	0.04
丁 烷	0.06	58.1	0.001	0.02
	1.00		$\sum N_i = 0.052$	1.00

## 二、天然气的分子量和比重

天然气是多组分的混合气体,本身没有一个分子式,因此不能象纯气体那样,由分子式计算出其恒定的分子量。天然气的分子量是人们假想出的分子量,即所谓视分子量。它

是把0℃、760毫米汞柱、体积为22.4米<sup>3</sup>的天然气所具有的重量定义为该天然气的公斤分子量。天然气的组分不同，其分子量也不同；天然气的组分相同，而各组分含量不同时，其分子量也不相同。因此，天然气的视分子量是根据天然气各组分含量计算出来的，即

$$M = \sum y_i M_i \quad (1-2)$$

式中  $M_i$ ——组分*i*的分子量；

$y_i$ ——组分*i*的摩尔分数；

$M$ ——天然气的视分子量。

【例1-2】 根据例1-1的天然气摩尔组成算得的天然气分子量如下：

组 分	摩 尔 分 数 $y_i$	分 子 量 $M_i$	$y_i M_i$
甲 烷	0.85	16.0	13.60
乙 烷	0.09	30.1	2.71
丙 烷	0.04	44.1	1.76
丁 烷	0.02	58.1	1.16
	1.00		$M = 19.23$

天然气的比重定义为：同温、同压下天然气的重度与干燥空气的重度之比。显然，其比重是一无因次量，用符号可表示如下，即

$$\gamma = \frac{\rho_g}{\rho_a} \quad (1-3)$$

式中  $\rho_g$ 和 $\rho_a$ 分别为天然气和空气的重度； $\gamma$ 为天然气的比重。

气体比重可近似地认为是不随温度和压力变化的常数。

假设气体和空气两者的特性都遵循理想气体定律，式(1-3)可表示如下，即

$$\gamma = \frac{MP/RT}{M_a P/RT} = \frac{M}{M_a} = \frac{M}{29}$$

$$\gamma = M/29 \quad (1-4)$$

式中  $M$ 和 $M_a$ ，其中 $M_a=29$ ——分别为天然气和空气的视分子量；

$P$ 和 $T$ ——分别为压力和温度；

$R$ ——气体常数；

$\gamma$ ——天然气的比重。

严格讲式(1-4)只是在天然气和空气服从理想气体定律时才是真实的，但通常天然气的比重都可按式(1-4)来计算。显然，例1-1所给的天然气的比重为

$$\gamma = M/29 = 19.23/29 = 0.66$$

天然气的比重一般在0.5~0.7之间，个别含重烃或其它非烃类组分多者可能大于1。

### 三、天然气的状态方程

天然气的压缩状态方程是油藏工程中常用的状态方程，它可以由理想气体状态方程经修正得到。众所周知，表征理想气体的体积与压力、温度关系的状态方程可以写成下式，

$$PV = nRT \quad (1-5)$$

式中  $P$ ——气体的压力，大气压；

V——在压力P下的气体体积，升；

T——绝对温度，°K；

n——气体的摩尔数；

R——通用气体常数，等于0.08205升·大气压/度·摩尔。

天然气是真实气体，它与理想气体的差别是，真实气体分子有一定的体积大小和质量，而且分子之间有作用力；而理想气体分子则假设的是无体积大小和质量的质点，而且分子之间也无作用力存在。显然，只有在低压下才可考虑把式（1—5）用于天然气的PVT计算；而在高压下必须对该式进行修正，即引入一系数Z，从而得到天然气的压缩状态方程如下，

$$PV = ZnRT \quad (1-6)$$

式中Z通常称之为压缩因子，它是给定压力和温度下，实际气体占有的体积与相同压力和温度下的理想气体所占有的体积之比。实际气体由于分子本身具有体积，故较理想气体不易压缩；而分子间的引力又使实际气体较理想气体易于压缩。压缩因子Z的大小恰恰反映出这两个相反因素的综合结果。当Z值大于1时，即气体较理想气体难压缩；当Z值小于1时，即气体较理想气体易压缩；而当Z值等于1时，实际气体则成为理想气体。Z值大小与气体性质、温度和压力有关，通常必须用实验测出，做成图版备查，如图1—1到1—3分别给出的是甲烷、乙烷和丙烷的压缩因子图版。

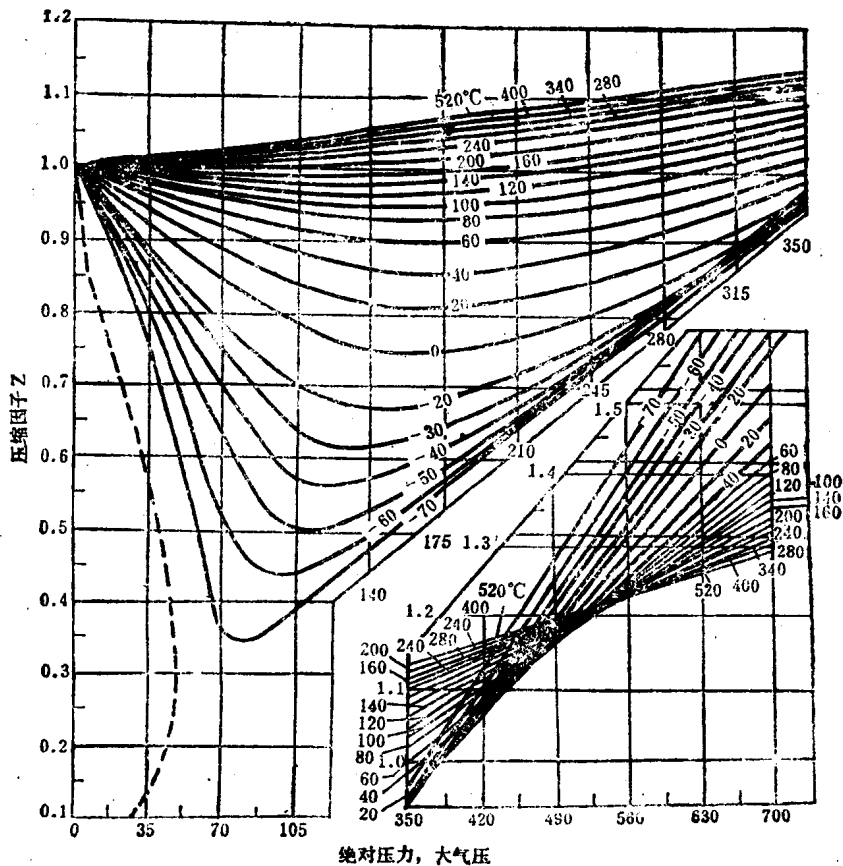


图 1—1 甲烷的压缩因子图版

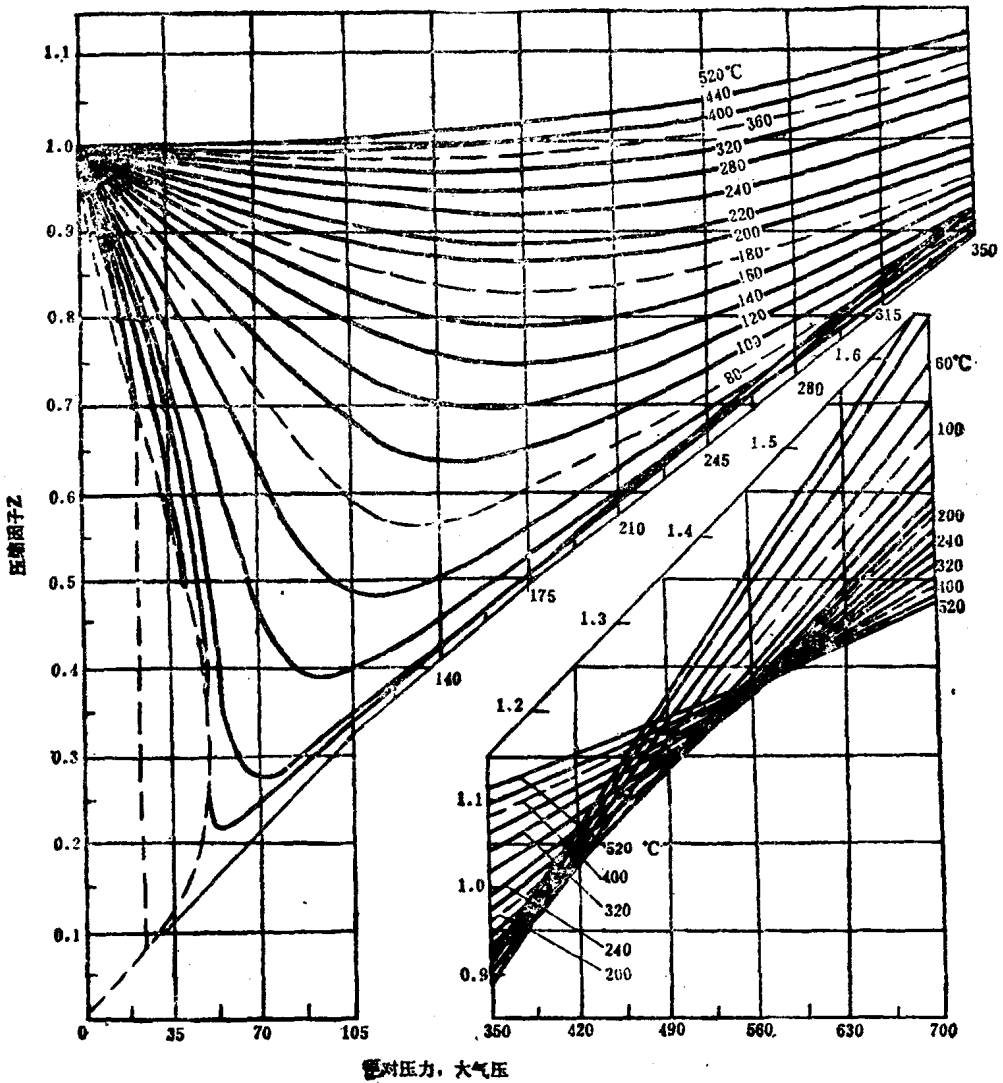


图 1-2 乙烷的压缩因子图版

天然气是多组分烃类的气体混合物，它的Z值可按对应状态定律求出。首先规定对应温度 $T_r$ 和对应压力 $P_r$ 如下：

$$\left. \begin{aligned} T_r &= \frac{T}{T_c} \\ P_r &= \frac{P}{P_c} \end{aligned} \right\} \quad (1-7)$$

式中 $T$ 和 $P$ 为气体所处的温度和压力； $T_c$ 和 $P_c$ 为该气体的临界温度和临界压力。一些纯烃和非烃气体的临界参数如表1-2所示。

对应状态定律指出，在相同的对应温度和对应压力下，所有的纯烃气体具有相同的压缩因子。此外，对应状态定律还适用于气体和液体的许多其它物理性质。图1-1到图1-3给出的三种纯烃气体经对应状态处理后如图1-4所示。

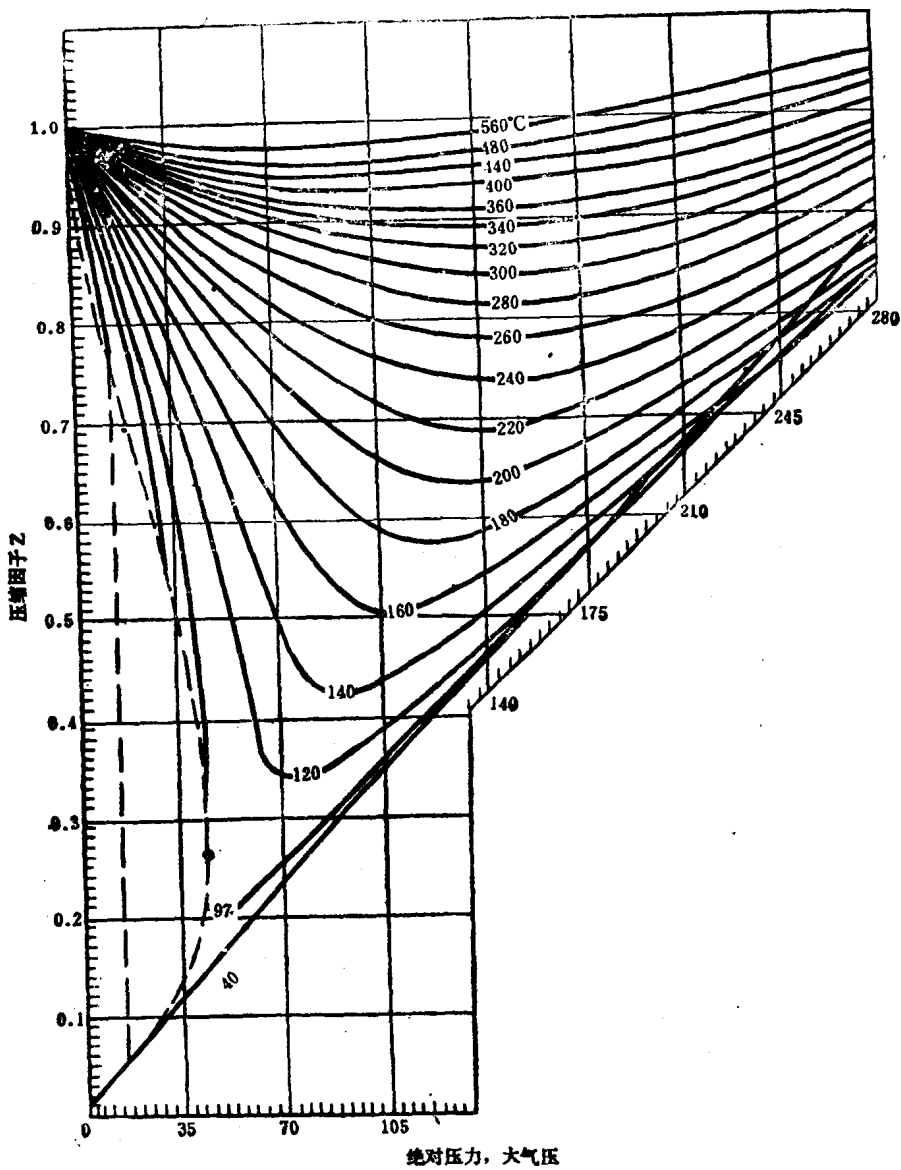


图 1-3 丙烷的压缩因子图版

表 1-2 一些纯烃的临界参数值

	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>
分子 量	16.0	30.1	44.1	58.1	58.1	72.2	72.2
临界 温 度, °C	-82.5	33.0	96.6	134.0	152.0	187.7	197.2
临界压力(绝对大气压)	45.8	48.5	43.4	38.2	35.7	32.9	33.0

上述对应状态定律同样也适用于多组分烃混合气体的天然气，不同的是天然气的临界参数值很难获得，从而提出视临界参数的概念如下：

$$\left. \begin{aligned} T_{pc} &= \sum y_i T_{ci} \\ P_{pc} &= \sum y_i P_{ci} \end{aligned} \right\} \quad (1-8)$$

式中  $T_{ci}$  和  $P_{ci}$  —— 分别为组分  $i$  的临界温度和临界压力；  
 $y_i$  —— 组分  $i$  的摩尔分数；  
 $T_{pc}$  和  $P_{pc}$  —— 分别为天然气的视临界温度和视临界压力。

表1-2 A 一些非烃气体的临界参数值

	CO <sub>2</sub>	CO	H <sub>2</sub> S	N <sub>2</sub>	水蒸汽	空气
分子量	44.01	28.01	34.08	28.02	18.02	28.97
临界温度 °C	31.1	-140.2	100.4	-147.0	374.1	-140.7
临界压力, 绝对大气压	72.9	34.5	88.9	33.5	217.5	37.2

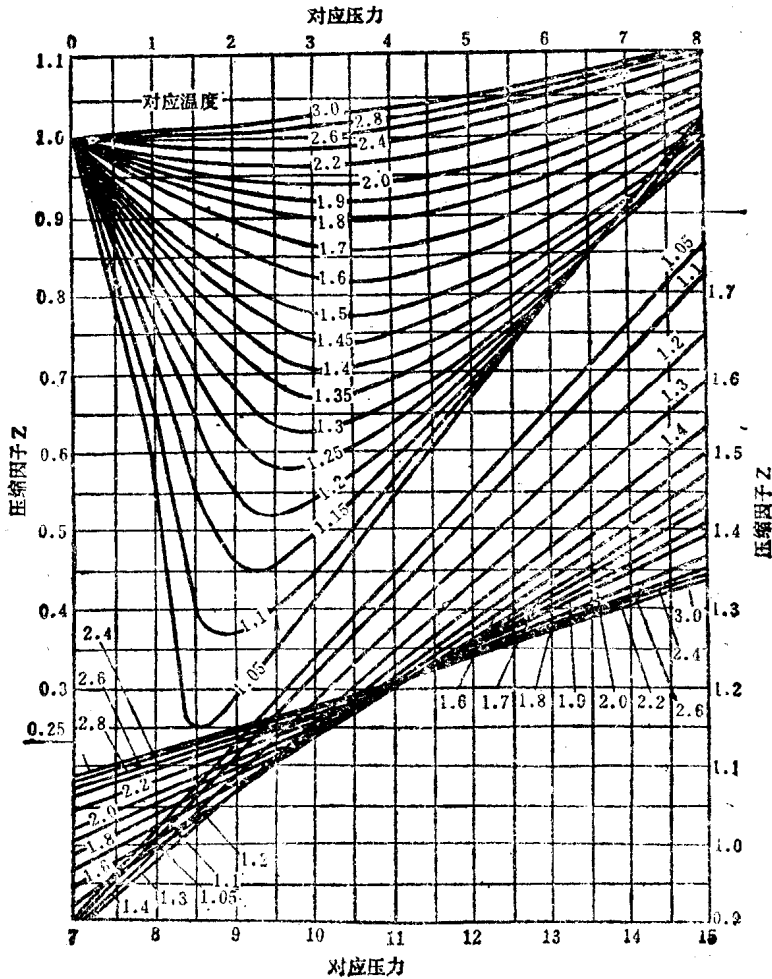


图 1-4 天然气的压缩因子图版

天然气的视临界参数除用式 (1-8) 求得外, 还可根据天然气的比重从图1-5所示图版直接查出。

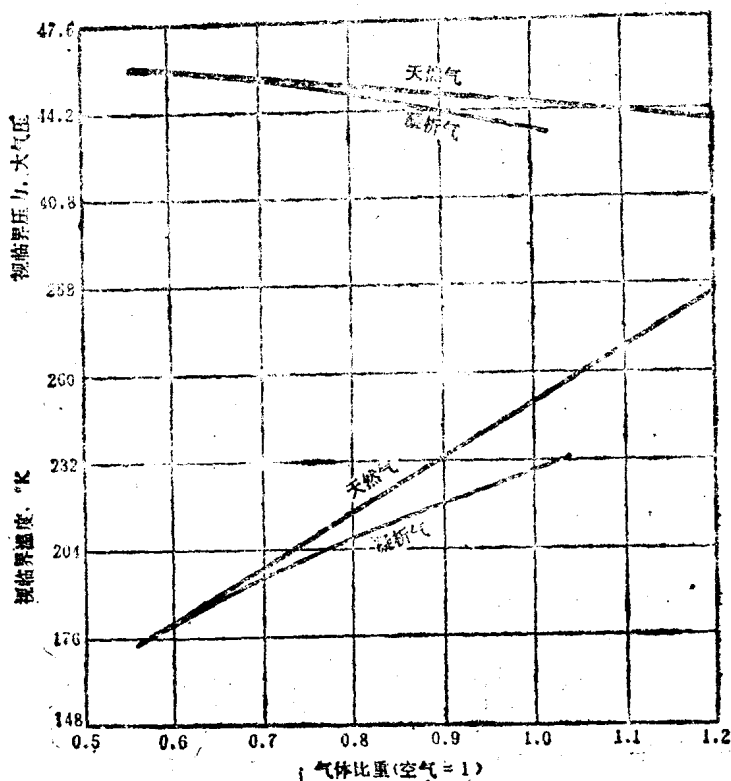


图 1-5 天然气的视临界参数图版

有了天然气的视临界参数，便可算出天然气的视对应温度 $T_{Pr}$ 和视对应压力 $P_{Pr}$ ，

$$\left. \begin{aligned} T_{Pr} &= \frac{T}{T_{Pc}} = \frac{T}{\sum y_i T_{ci}} \\ P_{Pr} &= \frac{P}{P_{Pc}} = \frac{P}{\sum y_i P_{ci}} \end{aligned} \right\} \quad (1-9)$$

至此，我们便可根据天然气的视对应温度和视对应压力，从图1-4中查出天然气的压缩因子 $Z$ 。

〔例1-3〕 试计算例1-1所给的天然气在49℃和102大气压下，1摩尔所占的体积。

〔解〕 首先列表计算视对应温度和视对应压力

组 份	摩尔分数 $y_i$	临界温度 $T_{ci}, ^\circ K$	$y_i T_{ci}$	临界压力 $P_{ci}, \text{大气压}$	$y_i P_{ci}$
CH <sub>4</sub>	0.85	190.5	162.0	45.4	38.6
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.09	306.0	27.5	48.2	4.3
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.04	350.6	14.8	42.0	1.7
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.02	425.0	8.5	37.5	0.8
	1.00		$T_{Pc} = 212.8$		$P_{Pc} = 45.4$

视对应温度:  $T_{Pr} = \frac{T}{T_{Pc}} = \frac{273 + 49}{212.8} = 1.51$

视对应压力:

$$P_{Pr} = \frac{P}{P_{Pc}} = \frac{102}{45.4} = 2.25$$

其次, 根据算得的视对应温度  $T_{Pr} = 1.51$  和视对应压力  $P_{Pr} = 2.25$  在图1-4上查得  $Z = 0.813$

最后, 根据式 (1-6) 计算该天然气在49℃和102大气压下, 1 摩尔的体积

$$V = \frac{ZnRT}{P} = \frac{0.813 \times 1 \times 0.08025(273 + 49)}{102} = 0.2 \text{ 升}$$

〔例1-4〕 试确定49℃和102大气压下比重为0.76的天然气的压缩因子。

〔解〕 首先根据气体比重0.66在图1-5上查出,

视临界温度  $T_{Pc} = 212^\circ\text{K}$ ; 视临界压力  $P_{Pc} = 45.4$  大气压。

其次计算视对应温度  $T_{Pr} = T/T_{Pc} = (273 + 49)/212 = 1.51$ ; 视对应压力  $P_{Pr} = P/P_{Pc} = 102/45.4 = 2.25$ 。

最后根据  $T_{Pr} = 1.51$  和  $P_{Pr} = 2.25$  在图1-4上查得  $Z = 0.813$ 。

应该指出, 应用图1-4图版查  $Z$  时, 必须注意天然气中非烃组分的体积含量不能大于5%, 甲烷体积含量不能小于50%, 否则将产生较大误差。消除误差的办法是, 对烃和非烃组分分别查出  $Z$  值后进行加权处理。

〔例1-5〕 试计算下述组成的含氮天然气在35℃和102大气压下的压缩因子。

组 份	摩尔分数 $y_i$	烃 摩 尔 分 数 $y_i' = \frac{y_i}{1 - y_n}$	$y_i' T_{ci}$	$y_i' P_{ci}$
N <sub>2</sub>	0.435	—	—	—
CH <sub>4</sub>	0.445	0.790	151.0	36.2
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.062	0.110	33.6	5.4
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.039	0.070	25.8	2.9
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.019	0.030	12.8	1.0
	1.000	1.000	$\Sigma y_i' T_{ci} = 223.2$	$\Sigma y_i' P_{ci} = 45.5$

〔解〕 首先列表计算视临界温度  $T_{Pc} = \Sigma y_i' T_{ci} = 223.2\text{K}$ ; 视临界压力  $P_{Pc} = \Sigma y_i' P_{ci} = 45.5$  大气压; 并据此算出视对应温度  $T_{Pr} = T/T_{Pc} = (273 + 35)/223.2 = 1.38$ ; 视对应压力  $P_{Pr} = P/P_{Pc} = 120/45.5 = 2.64$ 。

其次是根据  $T_{Pr} = 1.38$  和  $P_{Pr} = 2.64$  在图1-4上查得烃混合气体的压缩因子  $Z_{CH} = 0.72$ ; 另外, 根据35℃和102大气压从手册中查得氮的压缩因子  $Z_n = 1.02$ 。

最后按下式计算含氮天然气的压缩因子, 即

$$\begin{aligned} Z &= y_n Z_n + (1 - y_n) Z_{CH} \\ &= 0.435 \times 1.02 + (1 - 0.435) \times 0.72 \\ &= 0.85 \end{aligned} \quad (1-10)$$

对比这一例中含氮天然气的压缩因子  $Z = 0.85$  和不含氮的压缩因子  $Z_{CH} = 0.72$ , 显见如不经修正将产生很大误差。产生误差的原因是因为图1-4是按对应状态定律做出的, 而对应状态定律只是对一些分子特性相近的气体才有较好的效果。应该指出, 有人提出对式



(1-10) 算得的含氮天然气的压缩因子再乘一校正系数  $C=1\sim 1.04$ ，以获得更精确的结果。

#### 四、天然气的体积系数和压缩率

在油气藏工程计算中，经常要知道地面标准状况下，单位体积的天然气在油气藏条件下的体积，这就引出了天然气的地下体积系数的概念。我们规定：在标准状况下，气体体积可按理想气体状态方程来表述

$$V_0 = \frac{nRT_0}{P_0} \quad (1-11)$$

式中  $P_0$ 、 $T_0$ 和 $V_0$ 分别代表标准状况下的压力、温度和气体体积。

在油藏条件下，如压力为 $P$ ，温度为 $t$ ，则同样数量的气体所占的体积 $V$ 可按压缩状态方程求出，即：

$$V = nRT/P \quad (1-12)$$

式中  $T=273+t$ 。

天然气的地下体积系数 $B_g$ 可定义为：

$$B_g = V/V_0$$

将式(1-11)和(1-12)代入上式则得：

$$B_g = \frac{V}{V_0} = \frac{ZTP_0}{T_0P} = Z \frac{(273+t)}{273} \cdot \frac{P_0}{P} \quad (1-13)$$

式中 $B_g$ 的单位是米<sup>3</sup>/标准米<sup>3</sup>。 $B_g$ 表示的是天然气在油气藏条件下所占的体积与同样数量的气体在标准状况下所占的体积之比值。由于这一数值远小于1，为计算方便，常用它的倒数 $1/B_g = B'_g$ 来进行计算。

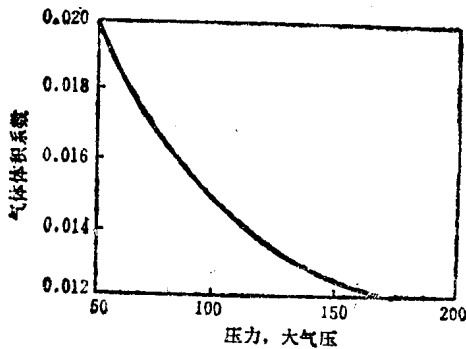


图 1-6  $B_g$ - $P$ 关系曲线

在实际油气藏中，油气藏压力在不断变化，油气藏温度可视为常数，故 $B_g$ 可视为油气藏压力的函数，即 $B_g=CZ/P$ 。根据不同的压力值可做出如图1-6所示的 $B_g$ - $P$ 关系曲线。用本章最后一节的物质平衡法计算油藏储量时，可按油藏压力变化从曲线图版上求相应的 $B_g$ 值，如若有0.00005左右的误差就会使储量产生5~10%的误差。因此，应该用精确的方法确定 $B_g$ 值，或绘制大比例图版，或采取数学处理方法，使数值匀整规律化，以减少人为读值的误差。

根据研究，在有限压力区间，例如在50~100，100~150大气压之间， $B_g$ - $P$ 的关系曲线可用一个二次多项式来表达，即：

$$B'_g = a + bP + cP^2 \quad (1-14)$$

式中 $B'_g=1/B_g$ ，系数 $a$ 、 $b$ 、 $c$ 是未知数，精确求法可按最小二乘法来求。例如，已知如下几组 $B'_g$ - $P$ 值，

$$B'_{g1}, B'_{g2}, \dots, B'_{gn}$$

$$P_1, P_2, \dots, P_n$$