

现代油藏工程

Modern Petroleum Reservoir Engineering

陈元千 李 鋆 著
Chen Yuanqian Li Dang

石油工业出版社

序

众所周知，油藏工程师的职责是选定最优开发方式，确定层系、井网、井距、注采方式及注采井的工作制度，计算开发指标，进行开发动态预测、监测和分析，制定开发和开发调整方案。我们献给大家的这本书并不能回答上面提到的所有问题。油藏工程学做为一个学科不能覆盖整个油藏工程专业。本书只讲油田开发分析的原理和方法，基本不涉及开发方案设计，这也是世界所有油藏工程著作的通例。于是就出现一个问题：油藏工程学做为一个学科是研究什么内容？或者说油藏工程学的定义是什么？

B.C.Craft, M.F.Hawkins 在 1959 年出版的《实用油藏工程》研究方法^[1]^①一书中写道：“…油藏工程学就成为石油工程学的一个分支，而且范围明确有实用价值。所谓油藏工程学就是要把科学原理应用在开发开采油气藏时所发生的流体驱替问题上；也可以将油藏工程学定义为‘达到极经济地开发和开采油气藏的一种艺术’。”本书在 1991 年再版时仍沿用这个定义^[6]。这个定义引自 T.V.Moore 于 1955 年的发表的文献 [9] 中的第一句话，可是 T.V.Moore 把井筒到地面的流动规律、工程测井、注水泥、完井、修井等内容都包括在油藏工程学里了，这显然与目前大家公认的油藏工程学科的内容不符，看来文献 [9] 作者所谓的油藏工程学范围很宽，既包括了油藏工程学，也包括了采油工程学和钻井工程学、及测井的部分内容。

1971 年美国石油工程师学会出版作为工程师进修教材的 F.F.Craig 的名著“The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding”（中译本名为“油田注水工程方法”）^[5]中说：“油藏工程师的主要任务是负责油田开发动态预测的各方面工作…油藏工程师的最终产品是油田注水开发动态的详细预测，这一预测是注水经济评价和效益评价的基础”。

我们认为把油藏工程学定义为获得最高经济采收率的开发和开采油气藏的艺术，不够准确，因为钻井工程学、采油工程学和油气集输工程学同样是获得最高经济采收率的开发和开采油气藏的艺术。而定义中所说的应用科学原理来解决开发和开采油气藏所遇到的驱替问题，显然与渗流力学和油藏物理学所研究的内容相重合，同样不够准确。获得最高经济采收率的定义尤其会与近年兴起的油藏管理学的定义相混淆。文献 [2] 中明确指出：“油藏管理的目标是经济采收率最高和利润最大”，即油藏管理学也是获得最高经济采收率的一种艺术。

应当指出上述专著在译成中文时，不管是书名还是内容都将“油藏工程（Reservoir Engineering）”译为油田开发或开发分析，这可能与当时我国还没有油藏工程专业名称有关。所以本书不得不尽量引用原文。

根据 F.F.Craig 上述的表述和我们的理解，油藏工程学应当定义为研究提高经济采收率的预测和控制油田开发动态的理论和办法，主要运用渗流力学、油藏物理和化学等基础知识建立预测和控制油田开发过程的理论和办法，即开发动态分析的理论和办法，其对象是从油藏到井底的整个过程，因此通俗地说油藏工程师的岗位在地下。油藏工程学不包括油藏管理

① 参考文献见第十一章。

的全部内容，仅是它的一个组成部分。油藏管理学是研究油田开发方案的制定和调整，全面优化整个开发过程的。油藏工程学也有别于采油工程学，采油工程学的研究范围是井底管到地面，主要研究举升方法、注入技术、增产原理及工艺和监测工艺。本书就是遵循这一原则编写的。

本书的对象为油气田开发专业研究生和有一定实际经验的工程师。编写的原则是着重讲清基本概念、基本假设和数学解析解的物理意义、应用方法；不讲和少讲数学推导。我们希望这本书既有别于目前出版的种类繁多的手册，也不同于大学的教科书。希望它能帮助读者对油藏工程学的原理和方法有正确的理解；能独立地阅读深入讨论油藏工程有关专题的专著和论文；会正确地使用手册；编制软件去解决实际问题。

我们完全同意美国著名油藏工程教授 H.C.Slider 的意见，他在文献 [7] 中说：“计算机程序最多不过是一本‘烹饪手册’，工程师只能使用那些他们能完全了解的计算机程序，如果在足够的时间内，工程师不能完成同样的运算，他不应用这样的程序”。既使现在各种软件充斥市场，我们还是给出了不少的例题，目的在说明如何应用原理；加深对原理的认识和学习必要的技巧。

R E Terry 在文献 [6] 中说得好：“如果简单的办法能满足客观需要，保持问题的单纯性就是莫大的功劳”我们觉得用常规的油藏工程方法能解决的问题，没有必要非用复杂的数值模拟不可，实践证明在不少情况下，用常规方法一样可以做开发分析，得到的结果与价格昂贵、资料要求多而准的数值模拟比也差不了多少^[8]。

本书是在总体指导思想一致的前提下分别撰写的。第一至第八章由陈元千教授执笔。第九至十一章由我撰写，陈军斌博士参加了部分编写工作。受我们的学术水平和实际经验的限制，书中难免有不足、不妥，乃至不当之处，敬请同行和读者指正。

李 溧

2000.11.10

西安

目 录

第一章 储层流体物性	(1)
第 1 节 地层天然气的物性.....	(1)
第 2 节 地层原油的物性.....	(10)
第 3 节 地层水的物性.....	(22)
第 4 节 烃类的相态.....	(25)
第 5 节 地层流体性质与油气藏类型.....	(29)
第二章 储层岩石物性	(34)
第 1 节 孔隙度.....	(34)
第 2 节 渗透率.....	(37)
第 3 节 含油饱和度.....	(52)
第 4 节 润湿性.....	(54)
第 5 节 毛管压力.....	(55)
第 6 节 岩石有效压缩系数.....	(62)
第三章 油气藏评价	(65)
第 1 节 油气藏的压力系统.....	(65)
第 2 节 油气藏的温度系统.....	(67)
第 3 节 油气藏的驱动类型.....	(67)
第 4 节 储量评价.....	(71)
第 5 节 确定油气藏采收率的相关经验法.....	(77)
第四章 油藏物质平衡方程式	(88)
第 1 节 油藏饱和类型和驱动类型的划分.....	(88)
第 2 节 油藏物质平衡方程式的建立.....	(89)
第 3 节 天然水侵量的计算方法.....	(94)
第 4 节 物质平衡方程式的线性处理及多解性判断.....	(101)
第 5 节 应用举例.....	(104)
第五章 气藏物质平衡方程式	(112)
第 1 节 正常压力系统气藏的物质平衡方程式.....	(112)
第 2 节 异常高压气藏的物质平衡方程式.....	(117)
第 3 节 应用举例.....	(121)
第六章 产量递减分析法	(127)
第 1 节 油气田开发模式.....	(127)
第 2 节 阿尔浦斯 (Arps) 递减类型.....	(128)
第 3 节 递减类型的对比与判断.....	(133)
第 4 节 确定可采储量的广义递减类型.....	(137)
第 5 节 应用举例.....	(140)

第七章 水驱曲线法	(148)
第1节 水驱曲线法的分类.....	(148)
第2节 水驱曲线法预测结果对比与评价.....	(155)
第八章 预测模型法	(162)
第1节 统计分布规律转为预测模型的原理.....	(162)
第2节 不同预测模型的建立及求解方法.....	(163)
第3节 应用举例.....	(167)
第九章 试井	(171)
第1节 稳定试井.....	(171)
第2节 基本微分方程式.....	(175)
第3节 基本微分方程式的解.....	(177)
第4节 无量纲化.....	(181)
第5节 叠加原理和映射法.....	(182)
第6节 压降试井.....	(186)
第7节 压力恢复试井.....	(191)
第8节 平均地层压力的确定.....	(197)
第9节 注水井试井.....	(208)
第10节 油藏非均质对试井结果的影响.....	(211)
第11节 续流分析.....	(224)
第12节 双重介质油藏的试井.....	(231)
第13节 水平井的不稳定试井.....	(235)
第十章 水驱油的理论基础及分析	(240)
第1节 饱和度分布.....	(240)
第2节 平面一维流动的产量公式.....	(245)
第3节 面积波及系数.....	(247)
第4节 油层纵向非均质性.....	(252)
第5节 体积波及系数.....	(258)
第6节 各种井网的注水量.....	(260)
第7节 注水动态预测方法.....	(262)
第十一章 油藏管理——油田开发	(285)
第1节 油藏管理——油田开发与油气藏工程、采油工程.....	(285)
第2节 地质模型.....	(286)
第3节 油藏工程设计.....	(289)
第4节 开发方案的调整.....	(293)
第5节 历史拟合——物质平衡模型.....	(294)

第一章 储层流体物性

石油、天然气和水，是油、气藏中存在的主要流体，也是研究储层流体的主要对象。石油是指以气相、液相或固相碳氢化合物为主的烃类混合物。在地层温度和地层压力条件下，以液相存在并含有少量非烃类的液体，称为原油；在地层温度和地层压力条件下，以气相存在并含有少量非烃类的气体，称为天然气；在地层温度和地层压力条件下，以气相存在，当采至地面的常温常压下，可以分离出较多的凝析油，称为凝析气。以三者为主体的储层，分别称为油藏、气藏和凝析气藏。

储层流体物性参数，是油、气藏工程计算的重要参数。本章将着重介绍这些参数的物性，并提供估算这些参数的相关经验公式。

第 1 节 地层天然气的物性

一、天然气的偏差系数及密度

由分子物理学可以写出，理想气体的状态方程式为：

$$pV = nRT \quad (1-1)$$

式中 p ——气体压力，MPa；

V ——气体的体积， m^3 ；

n ——气体的摩尔量，kmol；

R ——气体常数， $(MPa \cdot m^3) / (kmol \cdot K)$ ；

T ——气体温度，K。

天然气是一种真实的气体，为适应此气体，将(1-1)式改写为：

$$pV = ZnRT \quad (1-2)$$

式中的 Z 叫做气体偏差系数，它表示在某一温度和压力条件下，同一质量气体的真实体积与理想体积之比值，即：

$$Z = V_{\text{actual}} / V_{\text{ideal}} \quad (1-3)$$

由于 n 等于气体的质量除以气体的分子量，故(1-2)式又可写为：

$$pV = Z \frac{m}{M} RT \quad (1-4)$$

式中 m ——气体的质量，kg；

M ——气体的分子量，kg/kmol。

单位体积气体的质量为气体的密度，故由(1-4)式得：

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{ZRT} \quad (1-5)$$

式中 ρ_g ——气体的密度， kg/m^3 。

气体的相对密度定义为，在标准温度 T_{sc} (293K) 和标准压力 p_{sc} (0.101MPa) 条件下，气体密度与干燥空气密度之比值，即：

$$\gamma_g = \rho_g / \rho_{\text{air}} \quad (1-6)$$

在标准条件下，气体和空气的状态都可用理想气体定律表示，即可忽略 Z 的影响。因此，将 (1-5) 式的关系代入 (1-6) 式得：

$$\gamma_g = \frac{\frac{\rho M}{RT}}{\frac{\rho M_{\text{air}}}{RT}} = \frac{M}{M_{\text{air}}} = \frac{M}{28.97} \quad (1-7)$$

式中 M_{air} ——空气的相对分子质量，取为 28.97。

天然气是一种多组分的真实气体混合物，在应用 (1-4) 式描述它的状态时，必须考虑气体偏差系数的影响。而气体偏差系数是压力、温度和气体组分的函数。一般的实验室很少具有直接测定气体偏差系数的条件，而多采用 Standing-Katz 图版（见图 1-1）加以确定。

图 1-1 上的 p_{pr} 和 T_{pr} 分别叫做拟对比压力和拟对比温度，并表示为：

$$\left. \begin{aligned} p_{\text{pr}} &= p / p_{\text{pc}} \\ T_{\text{pr}} &= T / T_{\text{pc}} \end{aligned} \right\} \quad (1-8)$$

式中 p_{pc} 和 T_{pc} ——拟临界压力和拟临界温度。

在确定不同组分天然气的偏差系数时，通常用对比状态（The Law of Corresponding States）定律。该定律表示为，相同对比压力和对比温度的气体，具有相同的气体偏差系数。

根据天然气的摩尔组分分析数据，可以按照下面的关系式，列表计算出天然气的拟临界压力、拟临界温度和拟分子量的数值（见表 1-1）。

$$p_{\text{pc}} = \sum X_i P_{ci} \quad (1-9)$$

$$T_{\text{pc}} = \sum X_i T_{ci} \quad (1-10)$$

$$M = \sum X_i M_i \quad (1-11)$$

式中 X_i ——第 i 气体组分的摩尔含量， f ；

p_{ci} ——第 i 气体组分的临界压力，MPa；

T_{ci} ——第 i 气体组分的临界温度，K；

M_i ——第 i 气体组分的分子量。

表 1-1 确定气体拟分子量、拟临界温度和拟临界压力

组 分	摩尔含量 X_i	分子量 M_i	$X_i M_i$	临界温度 T_{ci} (K)	$X_i T_{ci}$	临界压力 p_{ci} (MPa)	$X_i p_{ci}$
N ₂	0.0138	28.013	0.3866	126.11	1.740	3.3992	0.0469
CH ₄	0.9302	16.043	14.9232	190.67	177.36	4.6042	4.2828
C ₂ H ₆	0.0329	30.070	0.9893	305.50	10.05	4.8800	0.1606
C ₃ H ₈	0.0136	44.097	0.5997	370.00	5.03	4.2492	0.0578
i-C ₄ H ₁₀	0.0023	58.124	0.1337	408.11	0.94	3.6479	0.0084
n-C ₄ H ₁₀	0.0037	58.124	0.2151	425.39	1.57	3.7969	0.0140
i-C ₅ H ₁₂	0.0012	72.151	0.0866	460.89	0.55	3.3811	0.0041
n-C ₅ H ₁₂	0.0010	72.151	0.0722	470.11	0.47	3.3687	0.0034
C ₆ H ₁₄	0.0008	86.178	0.0689	507.89	0.41	3.0123	0.0024
C ₇ H ₁₆ ⁺	0.0005	114.232	0.0571	540.22	0.27	7.0596	0.0035

注： $M = \sum X_i M_i 17.5315$ ， $T_{\text{pc}} = \sum X_i P_{ci} 198.39$ ， $p_{\text{pc}} = \sum X_i p_{ci} 4.5739$

由表 1-1 计算结果得到, $p_{pc}=4.5739\text{MPa}$ 、 $T_{pc}=198.39\text{K}$ 和 $M=17.5315$ 。将天然气的拟分子量 M 的数值代入 (1-7) 式得该天然气的相对密度为:

$$\gamma_g = 17.5315/28.97 = 0.605$$

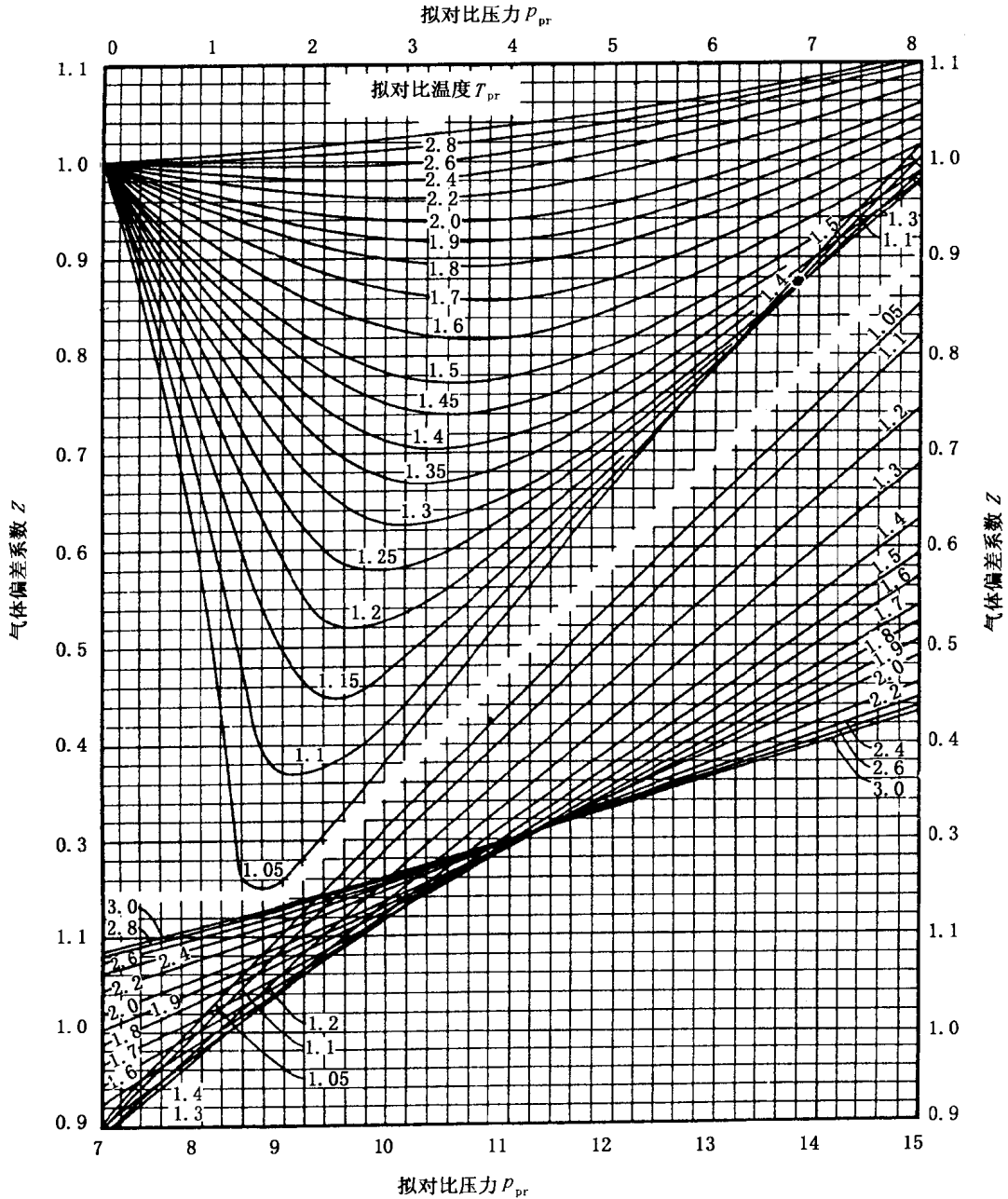


图 1-1 确定气体偏差系数的 Standing-Katz 图版

应当指出, 在已知庚烷以上 (C_7H_{16} + 或写为 C_{7+}) 各组分摩尔含量的情况下, C_{7+} 的拟临界压力 $p_{pc}(C_{7+})$ 、拟临界温度 $T_{pc}(C_{7+})$ 和分子量 $M(C_{7+})$ 仍可由 (1-9) 式至 (1-11) 式计算。

通常遇到的烃类及非烃类气体的各项特定物性列于表 1-2 内。

表 1-2 烃类及非烃类气体的物性常数表

组 分 名 称	代号	分子式	相对分子质量 M	沸点 (°C) 在 0.101325MPa 下	冰点 (°C) 在 0.101325MPa 下	临界压力 p_c (MPa)	临界温度 T_c (K)	在标准条件 下相对密度
甲烷	C_1	CH_4	16.043	-161.50	-182.48	4.6042	190.67	0.3
乙烷	C_2	C_2H_6	30.070	-88.61	-183.27	4.8800	305.50	0.3564
丙烷	C_3	C_3H_8	44.097	-42.06	-187.69	4.2492	370.00	0.5077
异丁烷	$i-C_4$	$i-C_4H_{10}$	58.124	-11.72	-159.61	3.6479	408.11	0.5631
正丁烷	$n-C_4$	$n-C_4H_{10}$	58.124	-0.50	-138.36	3.7969	425.39	0.5844
异戊烷	$i-C_5$	$i-C_5H_{12}$	72.151	27.83	-159.91	3.3811	460.89	0.6247
正戊烷	$n-C_5$	$n-C_5H_{12}$	72.151	36.06	-129.73	3.3687	470.11	0.6310
正己烷	$n-C_6$	$n-C_6H_{14}$	86.178	68.72	-95.32	3.0123	507.89	0.6640
正庚烷	$n-C_7$	$n-C_7H_{16}$	100.205	98.44	-90.58	2.7358	540.22	0.6882
正辛烷	$n-C_8$	$n-C_8H_{18}$	114.232	125.67	-56.77	2.4862	569.39	0.7068
正壬烷	$n-C_9$	$n-C_9H_{20}$	128.259	150.78	-53.49	2.2890	596.11	0.7217
正癸烷	$n-C_{10}$	$n-C_{10}H_{22}$	142.286	174.11	-29.64	2.0960	619.44	0.7342
空气	Air	N_2O_2	28.964	-194.28	/	3.7727	132.78	0.856
二氧化碳	CO_2	CO_2	44.010	-186.43	/	7.3853	304.17	0.827
氦气	He	He	4.003	-327.52	/	0.2289	5.278	/
氢气	H_2	H_2	2.016	-459.73	-259.35	1.2970	33.22	0.070
硫化氢气	H_2S	H_2S	34.076	-315.74	-82.93	9.0060	373.56	0.790
氮气	N_2	N_2	28.013	-371.19	-210.01	3.3992	126.11	0.808
氧气	O_2	O_2	31.999	-389.22	-218.79	5.0808	154.78	1.14
水	H_2O	H_2O	18.015	100	0	22.1192	647.33	1.0

在许多情况下, 天然气的组分是已知的, 就可以按照上述的方法, 计算天然的拟临界压力、拟临界温度和拟分子量。但是, 假若在矿场没有取得天然气的组分分析数据, 而只测定了天然气的相对密度, 那么, 可以利用图 1-2 的关系, 由天然气的相对密度查得天然气的拟临界压力和拟临界温度数值。

确定天然气和凝析气的相对密度之后, 也可采用如下的相关经验公式, 计算天然气和凝析气的拟临界压力和拟临界温度:

1) 对于干气

当 $\gamma_g \geq 0.7$ 时^[2]

$$\left. \begin{aligned} p_{pc} &= 4.8815 - 0.3861\gamma_g \\ T_{pc} &= 92.2222 + 176.6667\gamma_g \end{aligned} \right\} \quad (1-12)$$

当 $\gamma_g < 0.7$ 时^[2]

$$\left. \begin{aligned} p_{pc} &= 4.7780 - 0.2482\gamma_g \\ T_{pc} &= 92.2222 + 176.6667\gamma_g \end{aligned} \right\} \quad (1-13)$$

Standing (1981) 提供的美国加利福尼亚州的干气的相关经验公式为^[3]:

$$\left. \begin{aligned} p_{pc} &= 4.6677 + 0.1034\gamma_g - 0.2586\gamma_g^2 \\ T_{pc} &= 93.3333 + 180.5556\gamma_g - 6.9444\gamma_g^2 \end{aligned} \right\} (1-14)$$

对于上述含有非烃类气体的天然气，相对密度的统计范围为 $0.56 < \gamma_g < 1.71$ 。

2) 对于凝析气(湿气)

当 $\gamma_g \geq 0.7$ 时^[2]

$$\left. \begin{aligned} p_{pc} &= 5.1021 - 0.6895\gamma_g \\ T_{pc} &= 132.2222 + 116.6667\gamma_g \end{aligned} \right\} (1-15)$$

当 $\gamma_g < 0.7$ 时^[2]

$$\left. \begin{aligned} p_{pc} &= 4.7780 - 0.2482\gamma_g \\ T_{pc} &= 106.1111 + 152.2222\gamma_g \end{aligned} \right\} (1-16)$$

Standing (1981) 提供的相关经验公式为^[3]:

$$\left. \begin{aligned} p_{pc} &= 4.8677 - 0.3565\gamma_g - 0.07653\gamma_g^2 \\ T_{pc} &= 103.8889 + 183.3333\gamma_g - 39.72222\gamma_g^2 \end{aligned} \right\} (1-17)$$

对于上述含有非烃类气的凝析气，相对密度的统计范围为 $0.56 < \gamma_g < 1.30$ 。

3) 对于含有 CO₂ 和 H₂S 的酸性天然气气体

在气体相对密度为 0.55~0.9 范围内时，可采用如下的修正式^[4]:

$$\left. \begin{aligned} p_{pc} &= 4.7546 - 0.2102\gamma_g + 0.03(\% \text{CO}_2) - 1.1583 \times 10^{-2}(\% \text{N}_2) \\ &\quad + 3.0612 \times 10^{-2}(\% \text{H}_2\text{S}) \\ T_{pc} &= 84.9389 + 188.4944\gamma_g - 0.9333(\% \text{CO}_2) - 1.4944(\% \text{N}_2) \end{aligned} \right\} (1-18)$$

式中 CO₂——二氧化碳气的摩尔组分含量，%；

N₂——氮气的摩尔组分含量，%；

H₂S——硫化氢气的摩尔组分含量，%。

对于含有 CO₂ 和 H₂S 气体的酸性天然气，Wichert 和 Aziz 于 1970 年提出了如下的校正方法：

(1) 利用天然气的组分分析数据或图 1-2，确定 p_{pc} 和 T_{pc} 的数值；

(2) 由下面的关系式计算校正后的拟临界性质：

$$\left. \begin{aligned} T_{pc}' &= T_{pc} - \epsilon \\ p_{pc}' &= \frac{p_{pc} T_{pc}'}{T_{pc} + \epsilon(B - B^2)} \end{aligned} \right\} (1-19)$$

$$\epsilon = 66.67(A^{0.9} - A^{1.6}) + 8.33(B^{0.5} - B^4) \quad (1-19a)$$

式中 A——CO₂ 和 H₂S 的摩尔组分含量，f；

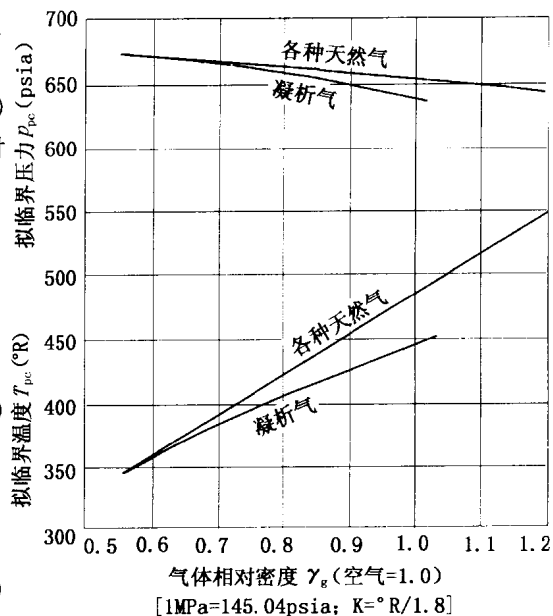


图 1-2 不同天然气和凝析气的拟临界性质^[1]

B —— H_2S 的摩尔组分含量, f ;
 T_{pc}' ——校正后的拟临界温度, K ;
 p_{pc}' ——校正后的拟临界压力, MPa ;
 ε ——校正因子, K 。

建立 (1-19) 式的条件范围为: $1.062 < p_R (\text{MPa}) < 48.442$; $4.44 < t_R (^\circ\text{C}) < 148.89$; $0 < \text{CO}_2 (\text{mol}\%) < 54.56$; $0 < \text{H}_2\text{S} (\text{mol}\%) < 73.85$ 。

(3) 利用校正后的拟临界压力和拟临界温度, 由 (1-8) 式计算拟对比压力 p_{pr} 和拟对比温度 T_{pr} ;

(4) 由图 1-1 或相关经验公式, 确定 Z 的数值。

Beggs 和 Brill (1973) 给出了拟合 Standing-Katz (1942) 图版的如下相关经验公式^[3]:

$$Z = A + (1 - A)/e^B + Cp_{pr}^D \quad (1-20)$$

$$\text{式中} \quad A = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.101 \quad (1-21)$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{pr})p_{pr} + \left[\frac{0.066}{(T_{pr} - 0.86)} - 0.037 \right] p_{pr}^2 + \frac{0.32p_{pr}^6}{\exp[20.727(T_{pr} - 1)]} \quad (1-22)$$

$$C = 0.132 - 0.32\log T_{pr} \quad (1-23)$$

$$D = \exp(0.7513 - 1.1285T_{pr} + 0.4201T_{pr}^2) \quad (1-24)$$

建立 (1-20) 式至 (1-24) 式的有效范围为 $0 < p_{pr} < 30$ 和 $1.05 \leq T_{pr} < 3.0$ 。

Dranchuk 和 Purvis 等人 (1974) 同样以拟合 Standing-Katz 图版得到了如下的相关经验公式^[2]:

$$Z = 1 + \left(A_1 - \frac{A_2}{T_{pr}} - \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_{pr} + \left(A_4 - \frac{A_5}{T_{pr}} + \frac{A_6}{T_{pr}^3} \right) \rho_{pr}^2 \quad (1-25)$$

$$\rho_{pr} = \frac{0.27p_{pr}}{ZT_{pr}} \quad (1-26)$$

式中 p_{pr} ——拟对比压力;
 T_{pr} ——拟对比温度;
 ρ_{pr} ——拟气体密度, g/cm^3 ;
 Z ——气体偏差系数。

$$A_1 = 0.3151; A_2 = 1.0467; A_3 = 0.5783; A_4 = 0.5353; A_5 = 0.6123;$$

$$A_6 = 0.6815。$$

在已知 p_{pr} 和 T_{pr} 的情况下, 由 (1-25) 式求解 Z 时, 需要经过一个迭代的程序, 即先给定不同的 Z 值 (先从 $Z=1.0$ 开始), 由 (1-26) 式求出 ρ_{pr} 值, 再由 (1-25) 式计算 Z 值。假若给定的 Z 值与由 (1-25) 式计算的 Z 值非常接近, 或者两者相差某一允许的最小值, 即可认为求得的 Z 值是正确的数值。

建立 (1-25) 式的有效范围为 $0.2 < p_{pr} < 15$ 和 $0.7 < T_{pr} < 3.0$ 。

二、天然气的压缩系数

天然气的压缩系数，是在恒温条件下，随压力变化的单位体积变化量。应当注意，不要同气体偏差系数（有时又有压缩因子之称）相混淆。它是气藏工程计算中的重要参数。按其定义可写为：

$$C_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (1-27)$$

式中 C_g ——天然气压缩系数， MPa^{-1} 。

将 (1-2) 式改写为下式：

$$V = nRTZ/p \quad (1-28)$$

对 (1-28) 式求导得：

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T = nRT \frac{p \frac{\partial Z}{\partial p} - Z}{p^2} \quad (1-29)$$

将 (1-28) 式和 (1-29) 式代入 (1-27) 式得：

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial p} \quad (1-30)$$

对于理想气体，由于 $Z=1.0$ ，因此， $C_g=1/p$ 。在利用 (1-30) 式计算天然气的压缩系数时，需要确定在特定压力和温度下的 Z 系数随压力的变化率。由于确定 Z 值的图版和相关经验公式都是拟对比压力 p_{pr} 和拟对比温度 T_{pr} 的函数。因此，这里引出拟对比压缩系数 C_{pr} 的概念，并由下式表示：

$$C_{pr} = C_g p_{pc} \quad (1-31)$$

将 (1-30) 式中的偏导数改写为：

$$\frac{\partial Z}{\partial p} = \left(\frac{\partial Z}{\partial p_{pr}} \right) \left(\frac{\partial p_{pr}}{\partial p} \right) \quad (1-32)$$

由 (1-8) 式的拟对比压力对压力求偏导数后得：

$$\left(\frac{\partial p_{pr}}{\partial p} \right) = \frac{1}{p_{pc}} \quad (1-33)$$

将 (1-33) 式代入 (1-32) 式得：

$$\frac{\partial Z}{\partial p} = \frac{1}{p_{pc}} \left(\frac{\partial Z}{\partial p_{pr}} \right) \quad (1-34)$$

再将 (1-8) 式和 (1-34) 式代入 (1-30) 式得：

$$C_g = \frac{1}{p_{pr} p_{pc}} - \frac{1}{Z p_{pc}} \left(\frac{\partial Z}{\partial p_{pr}} \right) \quad (1-35)$$

或写为：

$$C_g p_{pc} = \frac{1}{p_{pr}} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p_{pr}} \right) \quad (1-36)$$

由 (1-36) 式与 (1-31) 式相等得拟对比压缩系数为：

$$C_{pr} = \frac{1}{p_{pr}} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p_{pr}} \right) \quad (1-37)$$

(1-37) 式中的 $(\partial Z/\partial p_{pr})$ 的数值，可以由图 1-1 上特定的常数 T_{pr} 曲线的斜率求得。Trube^[6] 利用实际的取样分析数据，建立了不同拟对比温度 T_{pr} 的拟对比压缩系数 C_{pr} 与拟对比压力 p_{pr} 的关系图，见图 1-3 和图 1-4。在已知 p_{pr} 和 T_{pr} 数值之后，可查图 1-3 或图 1-4 得到拟对比压缩系数。然后，在已知拟临界压力 p_{pc} 的条件下，由下式确定天然气的压缩系数：

$$C_g = C_{pr}/p_{pc} \quad (1-38)$$

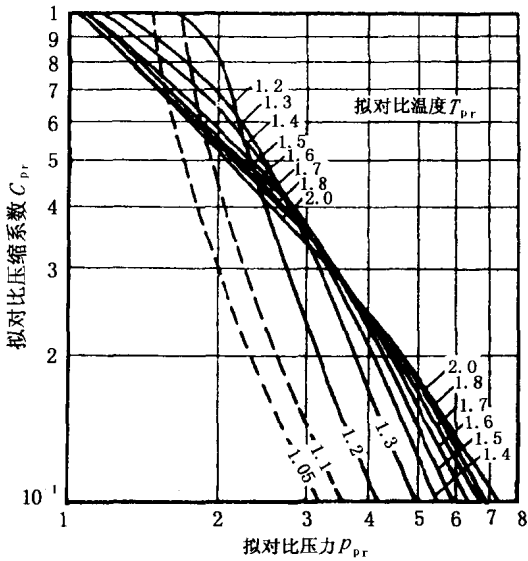


图 1-3 天然气的拟对比压缩系数图^[6]

三、天然气的体积系数

天然气的体积是在地面标准条件下计量的，而油、气藏工程的计算，则需要在地层压力和地层温度条件下计算气体的体积流量的大小。

因此，就需要把地面条件下计量的天然气体积，换算到地层条件下的体积。这一换算系数就是天然气的体积系数。天然气体积系数的定义为，在地层条件下某一摩尔量气体占有的实际体积，除以在地面标准条件下同样摩尔量气体占有的体积，由下式表示：

$$B_g = \frac{V_R}{V_{sc}} \quad (1-39)$$

式中 B_g ——天然气的体积系数；

V_R ——天然气的地下体积量， m^3 ；

V_{sc} ——在地面标准条件下天然气的体积量， m^3 。

由 (1-2) 式可以写出， n 摩尔天然气在地层条件下占有的体积为：

$$V_R = \frac{ZnRT}{p} \quad (1-40)$$

式中 p ——地层压力，MPa；

T ——地层温度，K。

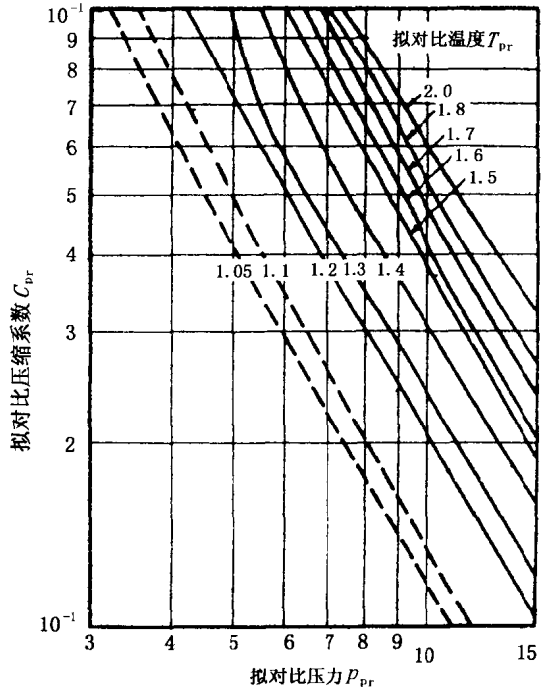


图 1-4 天然气的拟对比压缩系数图^[6]

同样可以写出，在地面标准条件下， n 摩尔天然气占有的体积为：

$$V_{sc} = \frac{Z_{sc} nRT_{sc}}{p_{sc}} \quad (1-41)$$

式中的 p_{sc} 和 T_{sc} 分别表示地面标准压力和标准温度； Z_{sc} 表示在 p_{sc} 和 T_{sc} 下的气体偏差系数。

将 (1-40) 式和 (1-41) 式代入 (1-39) 式得：

$$B_g = \frac{p_{sc} ZT}{p Z_{sc} T_{sc}} \quad (1-42)$$

通常取 $Z_{sc} = 1.0$ ，而当 $p_{sc} = 0.101\text{MPa}$ 和 $T_{sc} = 293\text{K}$ 时，由 (1-42) 式得：

$$B_g = 3.447 \times 10^{-4} \frac{ZT}{p} \quad (1-43)$$

四、天然气的粘度

天然气的粘度是油藏工程中的重要参数之一。在地层条件下，它是压力、温度和气体组分的函数。天然气的粘度与液体粘度不同，在低压条件下，天然气的粘度随温度的升高而增加。但当压力大于 10MPa 时，天然气的粘度随温度的升高先是降低而后转至增加。但是，无论是在低压或高压条件下，天然气的粘度都随压力的增加而升高，如图 1-5 所示。当天然气中有非烃类气体存在时，往往出现粘度增加的现象。

天然气的粘度可以通过实验室比较准确地测定，但实验室的测定也是比较困难的。因此，油藏工程师通常用相关经验公式来计算。Lee 和 Gonzalez 等人，根据四个石油公司 (Atlantic Refining Company, Continental Oil Company, Pan American Petroleum Corporation, and Imperial Oil Limited) 提供的 8

个天然气样品 (见表 1-3)，在温度 $37.8 \sim 171.2^\circ\text{C}$ 和压力 $0.1013 \sim 55.158\text{MPa}$ 条件下，进行粘度和密度的实验测定，利用测定的数据得到了如下的相关经验公式^[8,9]：

$$\mu_g = 10^{-4} k \exp(X \rho_g^Y) \quad (1-44)$$

$$k = \frac{2.6832 \times 10^{-2} (470 + M) T^{1.5}}{116.1111 + 10.5556M + T} \quad (1-45)$$

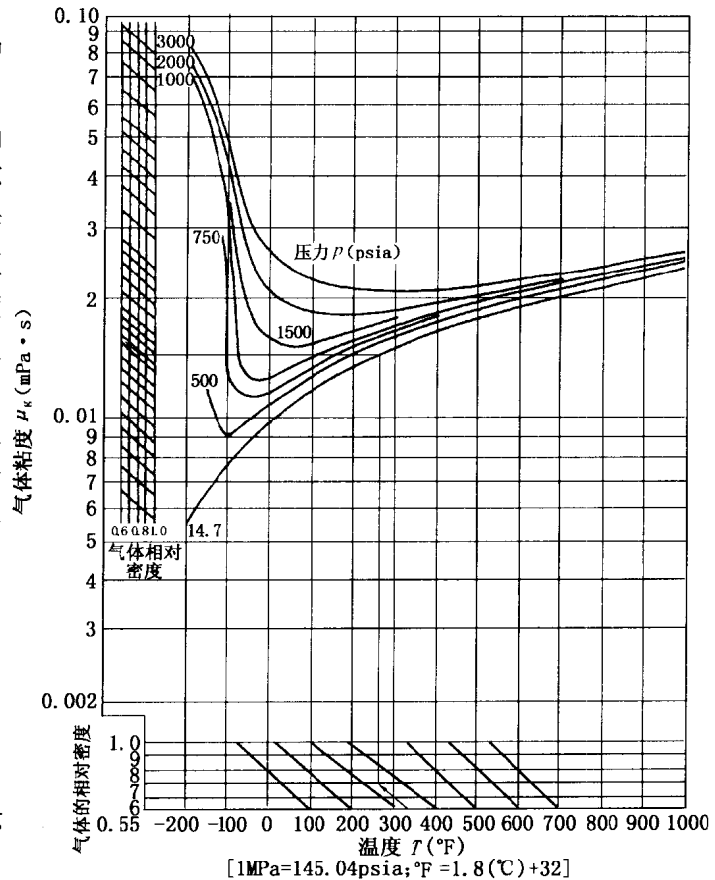


图 1-5 天然气的粘度^[7]

$$X = 0.01 \left(350 + \frac{54777.78}{T} + M \right) \quad (1-46)$$

$$Y = 0.2(12 - X) \quad (1-47)$$

$$\rho_g = \frac{10^{-3} M_{\text{air}} \gamma_g p}{ZRT} \quad (1-48)$$

式中 μ_g ——地层天然气的粘度, mPa·s;

ρ_g ——地层天然气的密度, g/cm³;

M ——天然气的分子量;

M_{air} ——空气的分子量;

T ——地层温度, K;

γ_g ——天然气的相对密度 (空气=1.0);

R ——通用气体常数, MPa·m³ / (kmol·K)。

当 $M_{\text{air}}=28.97$ 和 $R=0.008315\text{MPa}\cdot\text{m}^3 / (\text{kmol}\cdot\text{K})$ 时, 由 (1-48) 式得:

$$\rho_g = \frac{3.4841 \gamma_g p}{ZT} \quad (1-49)$$

使用 (1-44) 式计算实验数据的标准差为 $\pm 2.7\%$ 。当二氧化碳的含量为 $0.9 < \text{CO}_2$ (mol%) < 3.20 时, 同样可以得到可靠的结果。

表 1-3 8 个样品的天然气组分分析数据^[9]

气体组分	天然气样品编号							
	1	2	3	4	5	6	7	8
N ₂	0.2	5.2	0.55	0.04	/	0.67	4.80	1.4
CO ₂	0.23	0.19	1.70	2.04	3.20	0.64	0.90	1.4
He	/	/	/	/	/	0.05	0.03	0.03
C ₁	97.8	92.9	91.5	88.22	86.3	80.9	80.70	71.7
C ₂	0.95	0.94	3.10	5.08	6.80	9.90	8.70	14.0
C ₃	0.42	0.48	1.40	2.48	2.40	4.60	2.90	8.30
n-C ₄	0.23	0.18	0.50	0.58	0.48	1.35	1.70	1.90
i-C ₄	/	0.01	0.67	0.87	0.43	0.76	/	0.77
C ₅	0.09	0.06	0.28	0.41	0.22	0.60	0.13	0.39
C ₆	0.06	0.06	0.26	0.15	0.10	0.39	0.06	0.09
C ₇ ⁺	0.03	/	0.08	0.13	0.04	0.11	0.03	0.01
总计	100.02	100.02	100.04	100.00	99.97	99.97	99.95	99.99

第 2 节 地层原油的物性

一、原油的密度及分类

原油密度的定义为, 单位原油体积的质量, 由下式表示:

$$\rho_o = \frac{m}{V} \quad (1-50)$$

式中 ρ_o ——原油的密度, kg/m^3 ;

V ——原油的体积, m^3 ;

m ——原油的质量, kg 。

在实际应用中,以 kg/m^3 单位表示的密度不方便,如大庆油田原油的密度为 $870\text{kg}/\text{m}^3$,并与我国原用的密度单位不相一致。考虑到所用单位的一贯性,在实验室和矿场应用中,可按照情况分别采用 g/cm^3 和 t/m^3 的单位。三种密度单位具有以下的等价关系:

$$1\text{g}/\text{cm}^3 = 1000\text{kg}/\text{m}^3 = 1\text{t}/\text{m}^3$$

我国地面脱气原油的密度是指在常压 (0.101MPa) 和 20°C 条件下测量的密度。它与 0.101MPa 和 4°C 条件下纯水密度之比值,称为脱气原油的相对密度,由下式表示:

$$\gamma_o = \frac{\rho_{os}}{\rho_{ws}} \quad (1-51)$$

式中 γ_o ——地面脱气原油的相对密度;

ρ_{os} ——地面脱气原油的密度, g/cm^3 ;

ρ_{ws} ——地面纯水的密度, g/cm^3 。

由于纯水的密度 $\rho_{ws} = 1.0\text{g}/\text{cm}^3$,因此 γ_o 与 ρ_{os} 的数值是相同的。于是,以往人们常常把相对密度(即以前俗称的比重)与密度的概念相混淆。

以 γ_{API} 表示西方国家的原油重度,单位符号为 $^\circ\text{API}$,它与以 γ_o 表示的原油相对密度的换算关系为:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + \gamma_{\text{API}}} \text{ 或 } \gamma_{\text{API}} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

利用地面脱气原油相对密度的变化范围,可对原油的品位质量进行分类。在表 1-4 内列出了国际上目前对原油品位的分类标准。以此标准分析,我国大多数油田的原油属于中质和重质的品位。

表 1-4 原油品位的分类标准^[10]

分 类	相 对 密 度	
	γ_o	$\gamma_{\text{API}} (^\circ\text{API})$
轻质油	<0.855	>34
中质油	0.855~0.934	34~20
重质油	>0.934	<20

注:凝析油的相对密度一般小于0.8;近临界点油藏轻质油的相对密度一般大于0.8。

1982年在委内瑞拉召开的第二届国际重油会议上,以及1983年在伦敦召开的第11届世界石油大会上,又提出了利用地面脱气原油密度和地层温度条件下测量的脱气原油粘度划分重油和沥青砂(焦油)的国际标准,见表1-5。

表 1-5 重油分类标准^[11]

分 类	粘 度 (mPa·s)	密度 (在 15.6℃下)		
		(kg/m ³)	(g/cm ³)	(°API)
重质原油	100~10000	934~1000	0.934~1	20~10
沥青油砂	>10000	>1000	>1	<10

上述的分类标准，虽然尚不够完善，仍有待进一步研究和统一。但是，目前国际上有了这个标准，对进行原油储量的分类和评价，以及制订油田开发的技术规范是有益的。

在油藏工程的有关计算中，常用到地层原油密度的数值。该值可以通过高压物性取样分析得到，也可利用如下的相关公式确定^[3]：

$$\rho_o = (\rho_{os} + 1.2237 \times 10^{-3} \gamma_g R_s) / B_o \quad (1-52)$$

式中 ρ_o ——地层原油密度，g/cm³；

γ_g ——天然气的相对密度（空气=1.0）；

R_s ——溶解气油比（m³/m³），对于未饱和油藏或饱和油藏的初期， R_s 的数值可取为生产气油比，但生产气油比往往低于PVT的溶解气油比数值；

B_o ——地层原油体积系数。

二、地层原油性质的确定

除饱和压力外，地层原油物性，主要是指地层原油体积系数、地层原油粘度和溶解气油比，以及三者等在等温条件下随压力的变化数据（见图 1-6）。地层原油的这些物性，是确定油藏类型、制定开发方案和进行各种油藏工程计算不可缺少的重要参数。因此，在油田勘探初期，就应当通过出油的探井取得有代表性的地层原油样品，以供PVT实验的分析与测定。

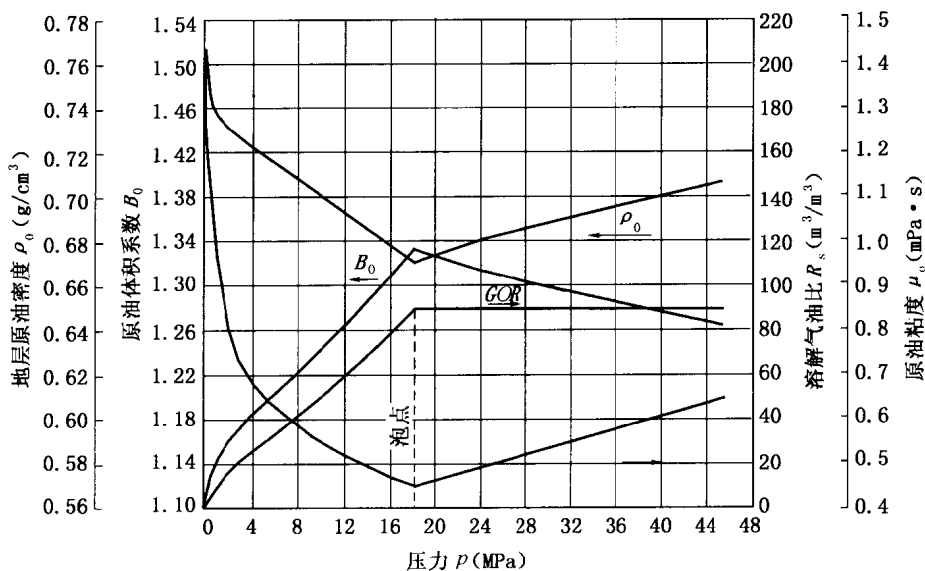


图 1-6 未饱和油藏的 PVT 分析曲线

对于饱和压力低于原始地层压力的未饱和油藏，在油井稳定生产和控制井底流压高于饱和压力的条件下，通过井底取样器，即可取得有代表性的地层油样。然而，对于饱和压力等于或接近于原始地层压力的饱和油藏，由于在探井生产时的井底流压会明显地低于饱和压