

张洪亮 郑俊德 主编

油气田开发与开采

油
气
田
开
发
与
开
采

(北京)

石油工业出版社

前 言

《油气田开发与开采》一书是为高等院校石油地质专业编写的教材，同时也适用于测井、钻井、矿场机械及油田化学等专业。

全书共分十二章，内容包括油藏物理基础，油田开发设计基础与分析方法，采油工艺原理及采气工艺。从加强基础理论、基本知识、基本技能等方面考虑，不论内容的深度和广度方面，本书都较实际学时所规定的深一些和广一些。

本书的目的是使学生全面了解和掌握油、气层地质物理性质及地下流体在油层中的分布规律和流动规律；了解油、气田开发与开采的全过程，其中包括对一个油（气）田的全面开发做出总体部署，并按此部署进行钻井和打开油、气层，使地层内的油、气流入井内，在合理利用资源的原则下，尽可能采用各种先进的工艺技术手段，把埋藏在地下的油、气资源开采出来，实现油（气）田长期高产和稳产，达到较高的采收率。

本书在辛继先、张洪亮等同志编写的《油气田开发与开采》讲义基础上，增加了潜油电泵采油方法和采气工艺两章，删掉了砂、蜡、水、稠一章，同时对原书各章的内容进行了较大幅度的删减或增补，有的基本上是重写，重点突出了80年代末、90年代初国内外油藏工程与采油工艺的新技术与新水平，注重理论联系实际，立足于培养学生分析问题和解决问题的能力。

本书由大庆石油学院开发系采油工程和油藏工程两教研室负责编写。书中第一、二、三章及十一章由张洪亮编写，第四章、第五章及第十二章由魏兆胜编写；第六章至第十章由郑俊德编写，最后由张洪亮同志统编成册，胡靖帮教授审阅。在编写讲义过程中，李福军同志做了大量工作。本书在出版中间得到开发系领导及老师们热情指导和帮助，在此一并表示衷心地感谢。

由于编者水平有限，书中缺点和错误在所难免，诚恳希望使用本教材的老师、同学及广大读者批评指出。

编者 1991年12月

目 录

第一章 油藏流体的物理性质	(1)
第一节 天然气的高压物性	(1)
第二节 地层油的高压物性	(4)
第三节 地层水的高压物性	(11)
第四节 油藏烃类的相态	(11)
第二章 储层岩石的物理性质	(14)
第一节 砂岩的粒度组成和比面	(14)
第二节 储油岩石的孔隙度及压缩系数	(16)
第三节 油层岩石的渗透性	(18)
第四节 储层中流体的饱和度	(21)
第三章 含多相流体的岩石渗流机理	(24)
第一节 岩石的润湿性	(24)
第二节 有效渗透率和相对渗透率	(27)
第四章 油田开发概论	(31)
第一节 油田开发方针和基本原则	(31)
第二节 油田的合理开发程序	(32)
第三节 油田开发方案的编制	(35)
第五章 油田开发动态分析方法	(42)
第一节 经验方法	(42)
第二节 物质平衡方法	(52)
第六章 自喷采油方法	(60)
第一节 油井流入动态	(60)
第二节 气-液混合物在垂直管中的流动规律	(66)
第三节 自喷井的节点系统分析	(79)
第四节 自喷井管理及分层开采	(83)
第五节 气举	(86)
第七章 深井泵采油方法	(90)
第一节 深井泵及其工作原理	(90)
第二节 影响泵效的因素及提高泵效的措施	(92)
第三节 深井泵工作状况分析	(99)
第四节 抽油井计算机诊断技术	(103)
第八章 潜油电泵采油方法	(109)
第一节 潜油电泵的组成	(109)
第二节 潜油电泵抽油特性	(109)
第三节 影响电泵抽油效果的因素	(110)

第四节	潜水电泵井的管理	(113)
第九章	注水	(132)
第一节	注入水的水质要求及水处理措施	(132)
第二节	注水井的分析	(134)
第三节	防止吸水能力降低及改善吸水剖面的方法	(141)
第十章	油水井增产增注措施	(147)
第一节	油层酸处理	(147)
第二节	油层压裂	(151)
第十一章	提高原油采收率	(154)
第一节	影响采收率的因素	(154)
第二节	提高采收率的方法	(157)
第三节	确定油藏采收率的方法	(164)
第十二章	采气工艺	(170)
第一节	气井产能经验方程	(170)
第二节	气井井底压力的计算	(172)
第三节	生产井中的气液两相流动	(176)
第四节	流出动态曲线及油管动态曲线	(178)
第五节	气井中的积液	(181)
主要参考文献	(183)

第一章 油藏流体的物理性质

油藏流体是指存在于地下油藏中的石油、石油伴生气（天然气）和地层水。油藏流体处于高温、高压环境下，特别是其中的石油溶解有大量的烃类气体，决定了油藏流体具有更特殊的物理性质。另外，在石油开发过程中，随着温度、压力的变化，油藏流体的物理性质也会发生变化。为了达到新的平衡状态，就会出现原油脱气、原油析蜡、油田水析盐或气体溶解等相态转化现象。油藏流体的物理特性及其变化与油田开发设计、储量计算、动态分析、提高采收率的研究以及油气储运等都有密切关系。

第一节 天然气的高压物性

天然气的高压物性主要是指天然气在高温、高压下的物理特性，其中包括获得这些物性参数的计算及图解方法。

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和物。按其化学组成。甲烷（ CH_4 ）占绝大部分（70~98%），乙烷（ C_2H_6 ）占1~10%，丙烷（ C_3H_8 ）、丁烷（ C_4H_{10} ）等含量不多。天然气中含有少量非烃类气体，如硫化氢、二氧化碳、一氧化碳、氮及水蒸气（ H_2O ）；有时也含有微量的稀有气体。如氦（He）和氩（Ar）等。

按矿藏分类，可分为气藏气、油藏气（也称伴生气）和凝析气藏气。

按照汽油蒸气含量多于或少于 $100\text{g}/\text{m}^3$ ，天然气又可分为富气（也称湿气）和贫气（也称干气）。

按照硫的含量多于或少于 $1\text{g}/\text{m}^3$ ，天然气可分为酸气和净气。

天然气是多组分的混和气体，不能象纯气体那样，由分子式计算出恒定的摩尔质量。天然气的摩尔质量是人们假想出来的，是把 0°C 、 $1.013 \times 10^5\text{Pa}$ 状态下，体积为 22.4m^3 的天然气所具有的质量定义为该天然气的摩尔质量，又称视摩尔质量，单位为 kg/kmol 。天然气摩尔质量的大小取决于天然气的组分构成以及各组分的含量。计算式为

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

式中 M_i ——组分 i 的摩尔质量；

y_i ——组分 i 的摩尔数占总摩尔数的分数；

M ——天然气的视摩尔质量。

二、天然气的状态方程

天然气的压缩状态方程是油藏工程中最常用的一种状态方程，本书将作重点介绍。还有一些其他形式的状态方程，如 B-W-R（Benedict-Webb-Rubin）状态方程、R-K（Redlich-Kwong）状态方程等。

表征理想气体的体积、压力及温度关系的状态方程为下式

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

式中 p ——气体压力, Pa;

V ——在压力 p 下的气体体积, m^3 ;

T ——绝对温度, K;

n ——气体的摩尔数;

R ——通用气体常数, 等于 $8.314\text{J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$ 。

天然气是真实气体, 它与理想气体不同。真实气体分子有一定的体积和质量, 而且分子之间有作用力; 而理想气体分子则假设是无体积大小和质量的质点, 而且分子之间不存在作用力。显然, 只有在低压下才可考虑把理想气体的状态方程应用于天然气的 PVT 计算; 而在高压下必须对理想气体状态方程进行修正, 即引入一系数 Z , 从而得到天然气的压缩状态方程为

$$pV = ZnRT \quad (1-3)$$

式中, Z 通常称为压缩因子, 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; 而当 Z 值等于 1 时, 实际气体成为理想气体。 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, 也可以用相关式计算, 详见有关文献。

对应状态定律在气体参数计算中也应用相当广泛。其内容是: 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。这里的对应温度和对应压力是指气体的温度与压力分别除以该气体的临界温度和临界压力所得的比值。

上述状态定律同样适用于多组分烃混和气体的天然气。需要注意的是天然气没有真实的临界参数值, 从而提出了天然气的视临界参数, 其值可根据各组分的临界参数和各组分的摩尔分数利用加权平均法求得。

三、天然气的体积系数和压缩系数

在油气藏工程计算中, 经常需要知道工程标准状态 (20°C , $1.013 \times 10^5 \text{Pa}$) 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。

假设在工程标准状态下, 气体体积可按理想气体状态方程计算

$$V_0 = \frac{nRT_0}{p_0} \quad (1-4)$$

式中, 下角零表示工程标准状态下的参数。

在油气藏条件下, 压力为 p , 温度为 T , 则同样质量的气体所占的体积 V 可按压缩状态方程求出

$$V = \frac{ZnRT}{p} \quad (1-5)$$

式中 $T=273+t$ 。

一定质量的天然气，在油气藏条件下所占的体积与标准状态下所占的体积之比值（单位是 m^3/Nm^3 ）称为天然气的地下体积系数 B_g 。其定义式为

$$B_g = \frac{V}{V_0} \quad (1-6)$$

将式 (1-4) 和式 (1-5) 代入上式得

$$B_g = \frac{V}{V_0} = \frac{ZTp_0}{T_0p} = Z \frac{p_0}{p} \cdot \frac{273+t}{293} \quad (1-7)$$

在油气藏开发分析中，需要引入气体等温压缩系数的概念。气体等温压缩系数 C_g 亦称气体压缩系数或体积弹性系数。它的实质是，等温条件下单位体积气体随压力变化的体积变化率，即

$$C_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (1-8)$$

式中的气体体积可按真实气体状态方程来求，

即
$$V = nRT \frac{Z}{p}$$

把上式代入式 (1-8) 并求导，得

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \cdot \frac{\partial Z}{\partial p} \quad (1-9)$$

四、天然气的粘度

粘度是表征气体或液体流动时分子之间内摩擦力大小的物性参数。

天然气的粘度，在标准状态下，通常不超过 $0.01\text{mPa} \cdot \text{s}$ 而且分子量愈高，粘度愈小。在压力和温度增加时，气体的粘度变化趋势与液体的相反，是向增大方向变化，这是低压下气体粘度的特性。但是在高压条件下（一般超过 3MPa ），气体粘度变化趋势与液体的相同，即温度增加，气体粘度降低；气体分子量增加，气体粘度也增加。

非烃类气体（如空气、 N_2 、 CO_2 及 H_2S 等）的粘度高于烃类气体的粘度。

五、天然气在原油中的溶解

单组分气体在液体中的溶解服从亨利定律，即温度一定时，溶解度和压力成正比，即成

直线关系

$$R_s = ap \quad (1-10)$$

式中 R_s ——压力为 p 时，单位体积液体中溶解的气量，称为溶解度， Nm^3/m^3 ；

a ——溶解系数，表示一定温度下，压力每增加 1Pa 时，单位体积液体中溶解的气量， $\text{Nm}^3/(\text{m}^3 \cdot \text{Pa})$ 。

对于多组分的天然气，当压力不很高时，每一组分的溶解度可能遵守直线定律，然而总的溶解度就不符合亨利定律了，即天然气的溶解度不是常数。

外界压力、温度及气体与液体的成分，以及气体与液体接触方式和时间，对气体的溶解度都有影响。

第二节 地层油的高压物性

地层油的特点是处于高温高压下，并溶解有大量的天然气。显然，地层油的高压物性与地面原油的性质有很大的差别，如粘度、密度和压缩系数等大不相同。在油藏开采过程中，随压力、温度的降低以及油中溶解气的不断释出，地层油的性质也在不断变化。因此，了解地层油物性的变化值及其影响因素，对油藏开采动态分析、渗流计算和工艺设计都是必不可少的。

尽管压力和温度对地层油的高压物性有影响，但影响地层高压物性的重要因素是油中溶解气量的大小，后者通常用溶解油气比来表示。因此，应首先讨论地层油的溶解油气比。

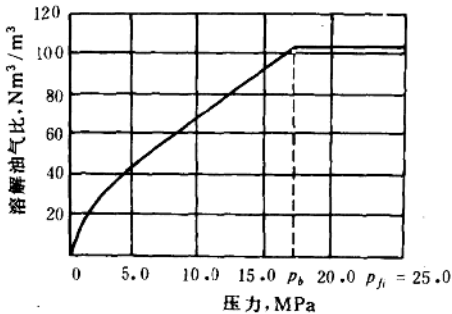


图 1-1 典型地层油一次脱气溶解油气比曲线

一、地层油的溶解油气比

地层油的溶解油气比 R_s 系指，在油源温度和压力下地层油中溶解的气量。由于溶解气会使地层油的体积明显增加，故其溶解气量通常是对地面标准状况下单位体积原油而言，溶解油气比的单位是，每立方米地面原油在地下所溶解的标准状态下气体的立方米数，可写成 Nm^3/m^3 。应该指出，地层油的溶解油气比和前一节讲的天然气在原油中的溶解度的概念实质上是一致的。但因原油体积的参照状态不同，使得溶解油气比在数值上一般大于溶解度。图 1-1 给出了某地层油在 71°C 下溶解油

气比与压力的关系。

在油藏温度和原始压力下的溶解油气比称为原始溶解油气比，通常以 R_{si} 表示。从图 1-1 中可见，在油藏原始压力 ($p_{fi} = 25\text{MPa}$) 下的原始溶解油气比与泡点压力 p_b 下的溶解油气比是相等的，因此，原始溶解油气比也可以说是泡点压力下的溶解油气比；当压力下降至泡点压力以下时，溶解油气比将随压力的降低而减少。

地层条件下， 1m^3 地面原油溶解的气量少则几 Nm^3 ，多则达 580Nm^3 。正是由于地层油中总是溶解一定数量的天然气，故地面原油处于地下时，其体积总是有所增大；反之，地层

油在地面脱气后其体积必然收缩。前者的体积增大值以所谓的“体积系数”表示；后者体积收缩的大小则以“收缩系数”为指标，两者互为倒数。

二、地层油的体积系数

地层油的体积系数 B_o 又称原油地下体积系数，它被定义为原油在地下的体积 V_f （即地层油体积）与其在地面脱气后的体积 V_s 之比，即

$$B_o = \frac{V_f}{V_s} \quad (1-11)$$

一般情况下，由于溶解气和热膨胀的影响远超过弹性压缩的影响，地层油的体积总是大于它在地面脱气后的体积，故原油的地下体积系数 B_o 一般都大于 1。

图 1-2 给出了原油地下体积系数和压力的关系。从中看出，当压力大于泡点压力 p_b 时， B_o 随压力 p 的降低而增加，这是由于压力降低，单相地层油体积膨胀的结果；当压力 p 小于泡点压力 p_b 时， B_o 随压力 p 降低而减小，这是由于 $p < p_b$ 后油中溶解气释出，油体积收缩的结果；当压力 p 等于泡点压力 p_b 时， B_o 达到最大值。

原油地下体积系数在油藏开发计算中经常用到，它实际上是原油地下体积和地面体积的换算系数。有时在一些计算公式中还引用另一体积系数的概念，即两相体积系数。

地层油的两相体积系数 u 是，油藏压力低于饱和压力时，在给定压力下地层油和其释出气体的总体积（即两相体积）与原油在地面脱气后的体积之比，即

$$u = \frac{V_f + (R_{si} - R_s) V_s B_g}{V_s} = B_o + (R_{si} - R_s) B_g \quad (1-12)$$

式中 V_s, V_f ——地层原油脱气后体积及原油地下体积；

$(R_{si} - R_s) V_s B_g$ ——油藏条件下自由气的标准体积。

从式 (1-12) 可知：

(1) 当压力 p 等于泡点压力 p_b 时， $R_s = R_{si}$ ，即 $R_{si} - R_s = 0$ ， $u = B_o$ ；

(2) 当压力 p 降到 0.098MPa (1 工程大气压) 时， $R_s = 0$ ， $B_g = 1$ ，故 $u = B_o + R_{si}$ 为最大值。

在图 1-2 的 B_o-p 曲线上可以补画出 $u-p$ 曲线，如图 1-3 所示，其中实线是单相地层油的体积系数曲线；虚线是两相体积系数曲线，它是一条双曲线型曲线。

地层油的密度 ρ 为：

$$\rho = \frac{\rho_o + R_s \rho_g}{B_o} \approx \frac{\rho_o}{B_o} \quad (1-13)$$

式中 ρ, ρ_o ——分别为原油在地层条件下及标准条件下的密度， kg/m^3 ；

R_s ——地层条件下的溶解油气比， Nm^3/m^3 ；

ρ_g ——标准条件下天然气的密度， kg/m^3 。

由上式可知，油的密度的变化规律主要与油的体积系数有关。

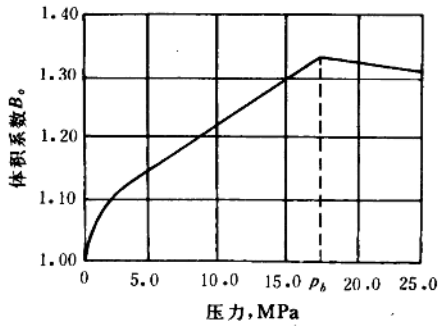


图 1-2 原油地下体积系数和压力的关系

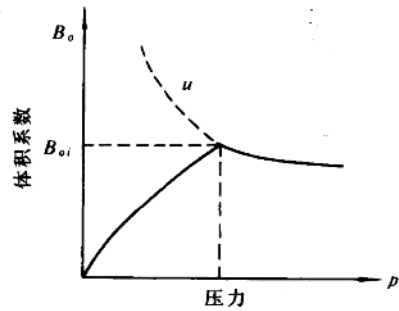


图 1-3 B_o 、 u 和 p 的关系曲线

三、地层油的压缩系数

从图 1-2 不难看出，当压力高于泡点压力 p_b 时，压力增减只表现为地层油体积的弹性压缩和膨胀。地层油中的溶解气使地层油的密度减小并具有更大的弹性。

所谓的地层油压缩系数 C_o 是指压力变化 1Pa 时单位体积地层油的体积变化量，即

$$C_o = -\frac{1}{V_f} \left(\frac{\partial V_f}{\partial p} \right)_T \approx -\frac{1}{V_f} \cdot \frac{\Delta V_f}{\Delta p} = -\frac{1}{V_f} \cdot \frac{V_{fb} - V_f}{p_b - p} \quad (1-14)$$

式中， V_{fb} 、 V_f 分别为泡点压力 p_b 和压力 p ($p > p_b$) 下的地层油体积。

上式中分子、分母同除以地面原油体积 V_s ，得

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \cdot \frac{B_{ob} - B_o}{p_b - p} \quad (1-15)$$

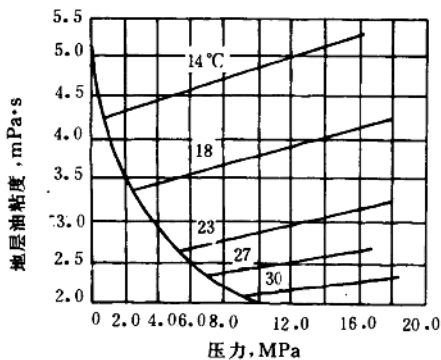


图 1-4 地层油粘度与压力、温度的关系

- (1) 地层油的粘度随温度增加而降低；
- (2) 当压力高于泡点压力时，地层油的粘度随压力的增加稍有增大；

从上式中看出，高于泡点压力时地层油的压缩系数可由对应压力下的体积系数算出。

四、地层油的粘度

油的粘度主要与油中溶解的气量及油的温度有关。油的溶解油气比越大，其粘度越低。这是因为油中溶解气体后，使液体分子间的引力部分地变为气液分子间的引力，由于后者远比前者为小，从而导致溶解了气体的原油的内摩擦阻力变小，地层油的粘度也随之降低。

地层油的粘度与压力、温度的关系如图 1-4 所示。图中每条等温线的拐点压力都是相应温度下该地层油的泡点压力。从图中看出：

(3) 当压力低于泡点压力时, 地层油的粘度随压力的降低而急剧增大, 显然这一点和油中溶解气的释出有关系。

表 1-1 及 1-2 给出了国内外一些油田某些地层油的高压物性参数: 原始溶解油气比、体积系数、压缩系数及地层油粘度。

图 1-5 至 1-7 给出了大庆油田的喇嘛甸、萨尔图、葡萄花三个油田的高压物性参数曲线。

表 1-1 我国和一些外国油田某地层油的部分高压物性资料

油 田 名 称	R_{si} Nm^3/m^3	B_o	C_o $10^{-4}l/MPa$
大庆油田 P 层	48.2	1.13	7.7
大港西区 44 井 M 层	37.3	1.09	7.3
胜利油田营-4 井	70.1	1.22	—
孤岛渤 26-18 井 G 层	27.5	1.10	7.3
任丘油田 P_2 层	7.0	1.10	10.35
玉门油田 L 层	65.8	1.16	9.6
格比尔-玛利 (罗马尼亚)	1.1	1.05	
米德兰·范姆斯诺斯 (美国)	11.0	1.07	
玻璃瓦油田 (委内瑞拉)	85.1	1.26	
帕宾拉油田狄姆砂层 (加拿大)	89.0	1.25	
阿贾加里 (伊朗)	190.0	1.42	
北海油田埃克菲克斯 (挪威)	580.0	1.78	

表 1-2 我国一些油田的地层油粘度

油 田 名 称	原始溶解油气比 $R_{si}, Nm^3/m^3$	地层油粘度 $\mu_o, mPa \cdot s$
大庆油田 P 层	48.2	9.30
大港西一区 44 井 M 层	37.3	13.30
胜利油田营-4 井	70.1	1.88
孤岛渤 26-18 井 G 层	27.5	14.20
任丘油田 P_2 层	7.0	4.70
玉门油田 L 层	68.5	3.20

综合本节内容不难看出, 欲掌握地层油的溶解油气比、体积系数、压缩系数以及地层油的粘度等高压物性, 关键在于抓住地层油的高温, 高压, 特别是其中溶解有大量天然气这一特点。

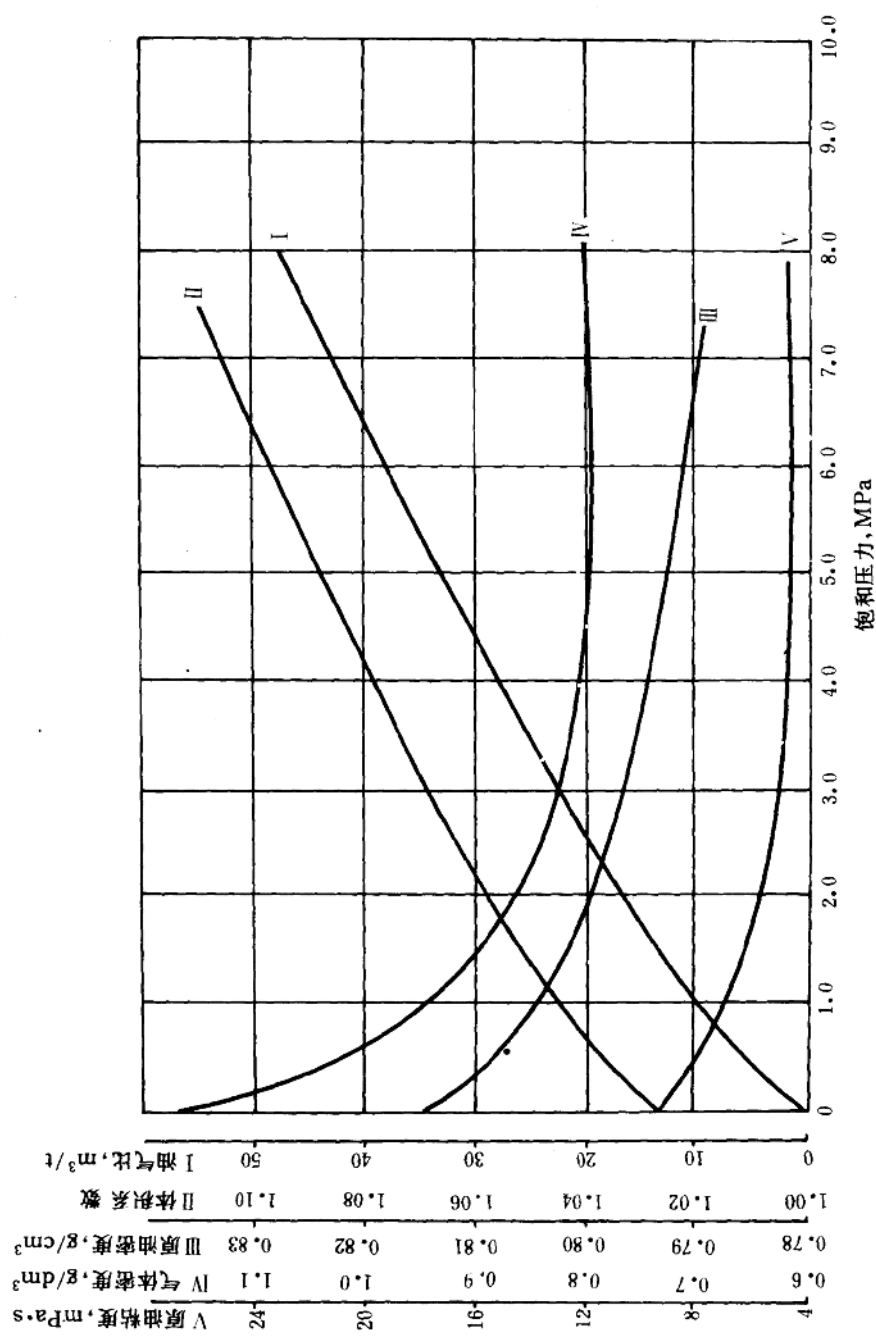


图 1-5 葡萄花油田地层原油物性综合曲线

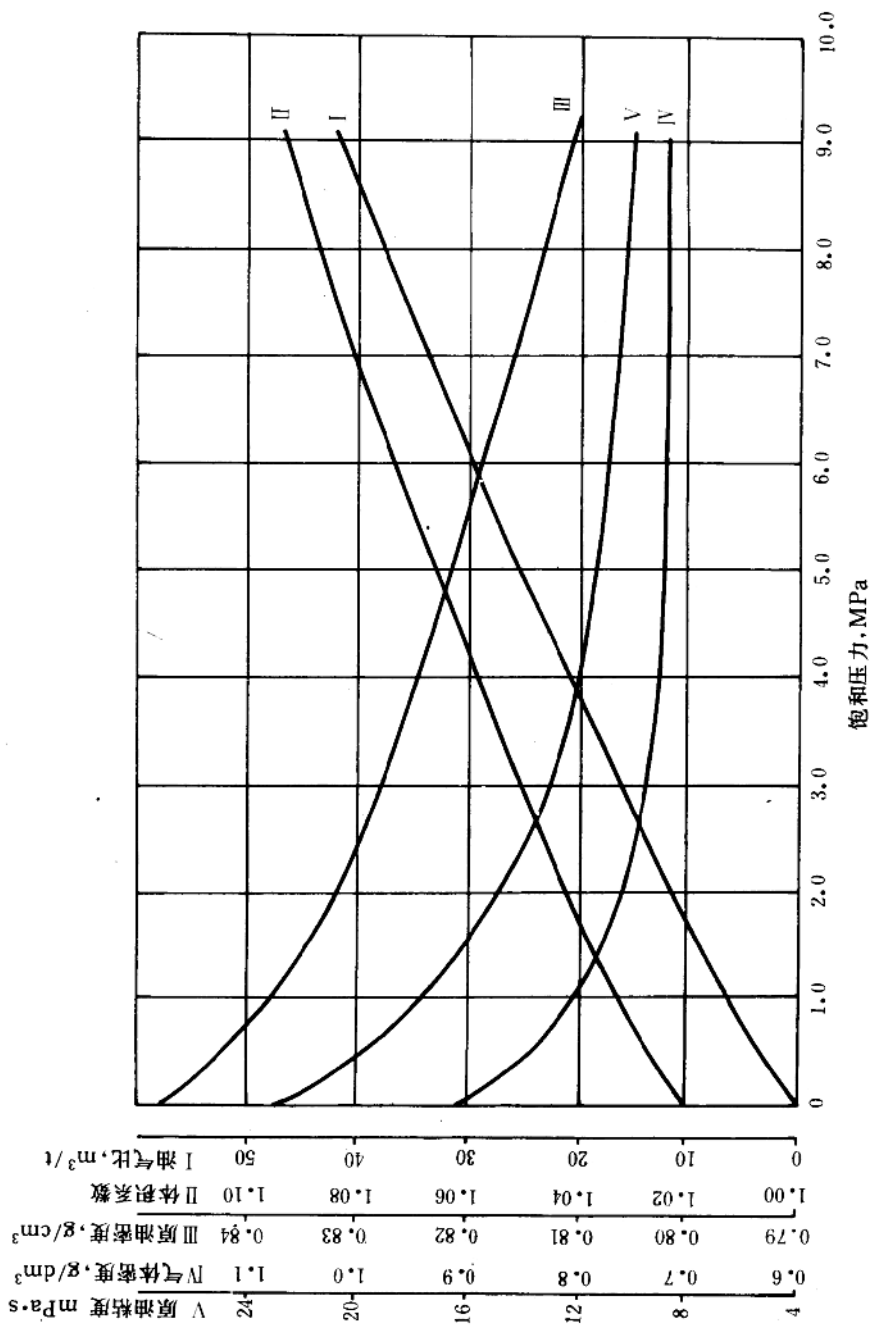


图 1-6 萨尔图油田地层原油物性综合曲线

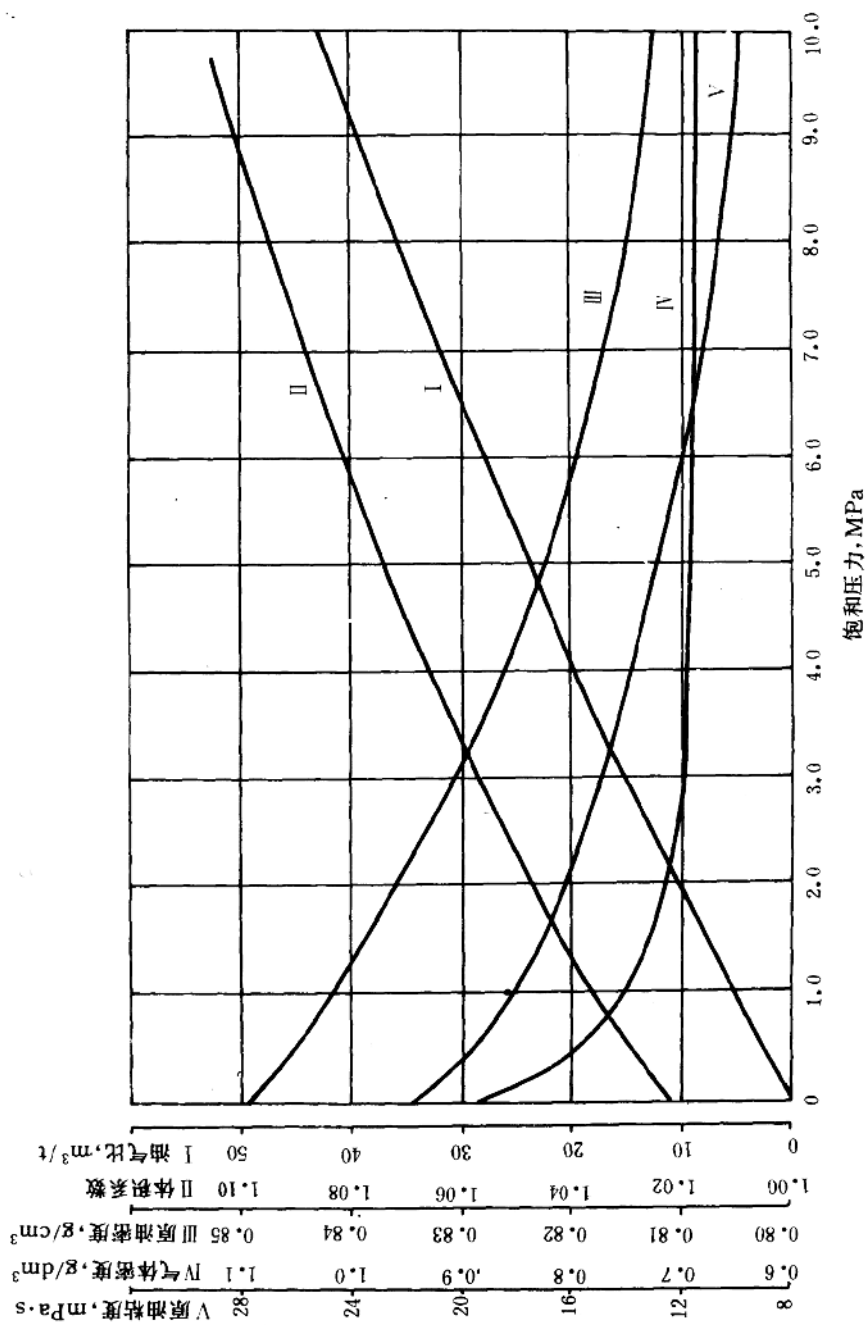


图 1-7 喇嘛甸油田地层原油物性综合曲线

第三节 地层水的高压物性

这里的地层水指的是油层水，它包括处于油藏边部和底部的边水和底水，此外还包括层间水以及与油共存的束缚水（也称残余水）。除上述油层水外，还有不同层的外来水。了解这些水的性质和组成，可以分析油井出水、原油性质变化的原因；可以分析天然水驱油的洗油能力，判断边水流向，判断断块的连通性等；此外，地层水的高压物性参数也是油藏开发计算中所必须的。

一、地层水的化学组成和分类

与地面水不同，油层水因与岩石和油接触，或者是由于古沉积条件，经常含有各种金属盐类，如钠、钾、钙、镁盐等，其中主要是氯化钠，故常称其为盐水。含盐浓度可用矿化度，即 mg/dm^3 来表示。

地层水溶解的阳离子通常是 Na^+ 、 K^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等，阴离子则是 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 等。通常将水划分为 CaCl_2 、 MgCl_2 、 NaHCO_3 和 Na_2SO_4 四种类型。具体划分标准可参见文献 [1]。

地层水主要为 NaHCO_3 和 CaCl_2 两种类型。地面水则多为 Na_2SO_4 水型。

二、地层水的高压物性

地层水虽然与地层油一样处于高温高压下，但由于地层水中含有大量的盐，所溶解的天然气量却很少。这一点是地层水的重要特征。一般 10MPa 内所溶解的气量不超过 $1\sim 2\text{Nm}^3/\text{m}^3$ 。所以，溶解气对地层水高压物性的影响很小。即地层水的高压物性对于压力、温度、溶解气等具有一定的稳定性。

地层水的体积系数一般在 $0.99\sim 1.06$ 之间。地层水的压缩系数一般在 $(3.7\sim 5.0)\times 10^{-4}\text{MPa}^{-1}$ 。地层水的粘度受温度的影响较大，温度由 20°C 变化到 80°C ，水的粘度大约从 $1.5\text{mPa}\cdot\text{s}$ 变化到 $0.2\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

第四节 油藏烃类的相态

石油和天然气是多种烃类的混合物，在油藏条件下，它可以处于单一的液相，形成低饱和油藏（即无气顶油藏）；亦可以单一的气相存在，形成气藏；还可以气液两相共存，形成有气顶的过饱和油藏。油藏开采前究竟处于哪种状态，主要取决于油气的比例及所处的压力和温度条件。随油藏开采压力的降低，在油藏内或井筒中，烃类流体都会出现单相转化为两相的过程。相态转化的同时，烃类流体的组成亦随之改变。所以，研究油藏烃类的相态，对油藏开采，特别是对凝析气藏的开采具有特别重要的意义。

一、单组分烃类的相态特征

烃类的相态研究通常采用压力 p —温度 T 图形，常称 p — T 图为相图。

单组分烃的相图如图 1-8 所示。图中曲线称为饱和蒸气压线，曲线上方为液相，下方为气相。曲线上各点的纵坐标值即为不同温度下该组分的饱和蒸气压。蒸气压线表示的是处于平衡的液气两相共存的温度和压力条件。当温度一定，压力稍低于该温度下的饱和蒸气压时，组分中便有气泡分离出来；反之，当压力稍高于该温度下的饱和蒸气压时，组分中便有液滴凝结出。对单组分来说，饱和蒸气压线实际上就是该组分的泡点与露点的共同轨迹。所

谓泡点压力是指温度一定时，开始从液相中分离出第一批气泡的压力；而露点压力则是指，温度一定时，开始从气相中凝结出第一批液滴的压力。

饱和蒸气压曲线的终点 C 称为临界点，该点对应的温度称为临界温度，该点对应的压力称为临界压力。显见，单组分烃的临界点是两相共存的最高温度和最高压力点，高于此点的温度和 / 或压力，组分不再会出现两相状态。

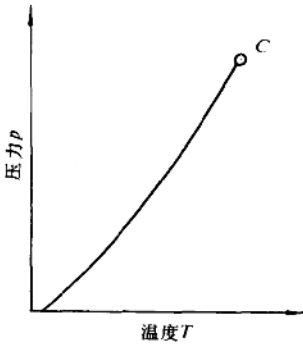


图 1-8 单组分烃的相图

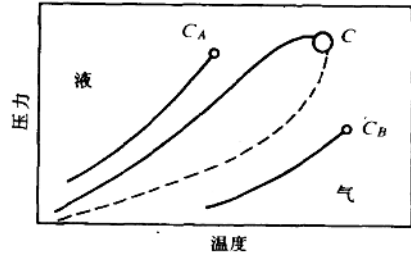


图 1-9 两纯组分的蒸气压线和各组分占 50% 的混合物的相图

二、两组分烃类的相态特征

图 1-9 给出的是各占 50% 的 A 和 B 两组分组成的烃类混合物的相图，即图中央的狭长环形曲线；同时给出了单组分 A 和单组分 B 的各自饱和蒸气压线，居于两侧。显见，两组分系统的相图和单组分相图相比有四个明显的特点：

- (1) 混合物的两相区都位于两纯组分的饱和蒸气压线之间；
- (2) 混合物的临界压力高于各纯组分的临界压力，混合物的临界温度居两纯组分的临界温度之间；

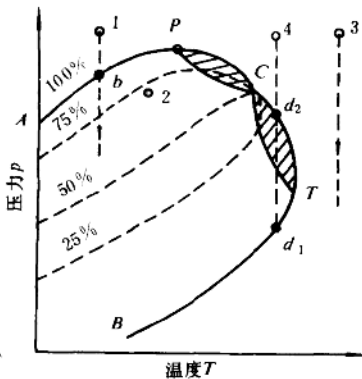


图 1-10 多组分烃类系统的相图

(3) 相图不再是一条单调的曲线，而是一狭长的开口环形曲线，曲线的实线为泡点线，虚线为露点线；泡点线的左侧为液相区，露点线的右侧为气相区；泡点线和露点线包围的区域为两相区；

(4) 临界点不再是两相共存的最高温度和 / 或最高压力点，高于此点的温度或压力，两组分混合物仍可两相共存。两组分系统的临界点可简单地定义为泡点线与露点线撞头的一点，在该点处，液相和气相的所有内涵性质，如密度、粘度、表面张力等与数量无关的性质都相同。

三、油气藏烃类的相态特征

图 1-10 给出了多组分系统的相图，用此相图可以表述不同形态的油气藏类型。例如，图中点 1 代表原始压力和温度下，该烃类系统是单相液态，即原油。因此，点 1 表述的是一未饱和油藏。随着流体采出，油藏压力下降，而油藏温度基本保持不变，当压力下降到 b 点以下时，

便有气泡从原油中分离出来，从而油藏中形成油气两相。 b 点压力为泡点压力。当压力继续下降时，将有更多的气体从油中分出。

图中的点2代表一个有气顶的油藏，油气处于平衡状态，压力稍有降低就会导致气体从原油中分离出来，这类油藏称为饱和油藏。

如果烃类系统的原始条件处于相图上两相共存区的右侧，如点3，则是百分之百含气点，表示这是一个气藏。应注意的是，在等温降压过程中没有一点穿过两相区，它总是处于气态。

图中点4所代表的系统，其原始压力和温度处在临界点的外侧，两相共存区最高温度点的内侧。显然，系统中的烃类物质在原始条件下是以气态存在的，它代表的也是一种气藏。该气藏投入生产后，直至压力降到 d_2 点以前，烃类系统的相态一直没有发生变化，始终是气态。然而一旦压力降到 d_2 点以下便进入两相区，表明气相中有液体析出，这似乎是一种反常现象，因此，通常把这种现象称为反凝析，亦称逆行凝析，反凝析发生在图中 C 点和 T 点之间的阴影区。具有反凝析特性的气藏称为凝析气藏，点4代表的气藏是凝析气藏。凝析气藏总是处于临界点 C 与临界凝析温度 T 之间的阴影区的上方。图中 d_2 点的压力称为第二露点压力，它是凝析气藏降压过程中气相析出液滴的压力界限。这里用“第二”这个词，目的是区别于图中 d_1 点的露点压力。

原始条件下处于上述阴影区域内的油藏，是一个两相油藏。在原始情况下它有一个油区和气顶。然而，根据图示，压力降低时，气顶会出现反凝析现象，导致油藏内液相体积的增加。这种油藏并非特殊。美国南得克萨斯的卡蒂油藏就是这类油藏的一个例子。