目　录

第一章　现代油气勘探 **1**
第一节　世界油气分布的不均衡性 1
第二节　世界油气勘探的趋势及特点 3
第三节　石油地质学进展 7
第四节　现代油气勘探 8
第二章　石油地质综合研究进展 **11**
第一节　盆地、区带、圈闭等评价研究的内容与方法 11
第二节　烃源层研究新方法 14
第三节　储集层研究新方法 19
第四节　盖层研究新方法 35
第三章　“三场”与油气藏形成的关系 **37**
第一节　地温场与古地温研究 38
第二节　地压场与流体势研究 44
第三节　地应力场与生烃、运聚的关系 52
第四节　应用实例 53
第四章　流体压力封存箱 **59**
第一节　异常地层压力 61
第二节　流体压力封存箱的基本概念及类型 64
第三节　封闭层的成因及特征 65
第四节　结　论 67
第五章　油气系统 **69**
第一节　系统论为油气系统研究奠定了理论方法基础 69
第二节　油气系统的基本概念 70
第三节　地质要素与成藏作用 71
第四节　油气系统的组成 72
第五节　油气系统的成因分类 76
第六节　关键技术与必要图件 76
第七节　应用实例 78
第六章　凝析气藏的形成与分布 **87**
第一节　临界温度与临界压力 87
第二节　凝析气藏的形成条件及分布规律 89
第三节　地下油气藏相态的识别 91
第四节　应用实例 92
结　语 93
参考文献 **95**

第一章　现代油气勘探

随着世界油气勘探的深入发展，在“背斜理论”指导下，容易寻找的背斜油气田多已被发现，用新理论、新技术指导的现代油气勘探已经成为世界各国油气勘探人员面临的重大挑战。地壳上油气分布的不均衡性，受地层、岩性因素控制的大量非构造油气藏形成、分布的隐蔽性，天然气气藏在形成机理上与油藏的差异性，海上及边远地区油气勘探、开发技术的复杂性等等，都迫使我们发展新的石油地质学及油气勘探理论、油气勘探技术，以适应现代油气勘探形势的需要与发展。

第一节　世界油气分布的不均衡性

纵观世界石油工业约一个半世纪的勘探史，可以看出世界油气分布在时间上与空间上均具有显著的不均衡性，体现在下列诸方面。

(1)显生宙以来约占 1/3 时间的 6 个层段的烃源岩提供了世界已发现初始油气储量 2200×10^{10}BOE（原油当量桶）的 91.5%，不含固—半固态沥青（据 Masters 等，1987），见图 1-1。

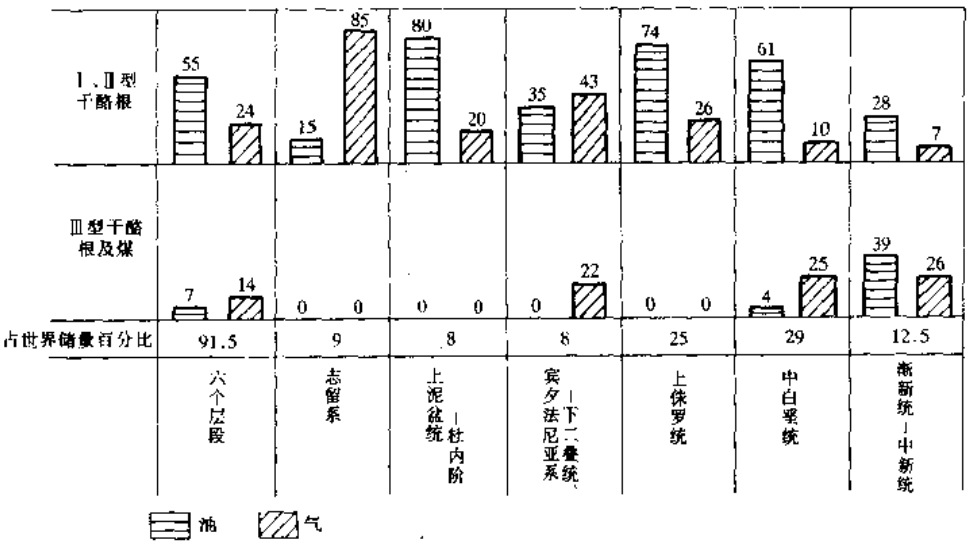


图 1-1　具Ⅰ、Ⅱ型干酪根和Ⅲ型干酪根及煤的烃源岩所生成的石油与天然气储量比较

图中数值表示每个层段烃源岩生成的油、气初始储量百分数

(2)从有效烃源岩的成熟时代（图 1-2）分析，宾夕法尼亚纪（C_{2-3}）至早二叠世之前，世界上尚无可观数量油气生成。俄罗斯地台、阿纳达科盆地、波斯湾盆地、北海南部等盛产油气地区表明：晚二叠世至中侏罗世为古生界烃源岩油气生成的重要时期；晚侏罗世—纽康姆期（K_1^1）生成油气极少，至中白垩世阿普第至上伦期油气重新开始生成；晚白垩世科尼亚克期之后为主要油气生成期，世界初始油气储量的 2/3 生成并圈闭于最近 80~90Ma 间。

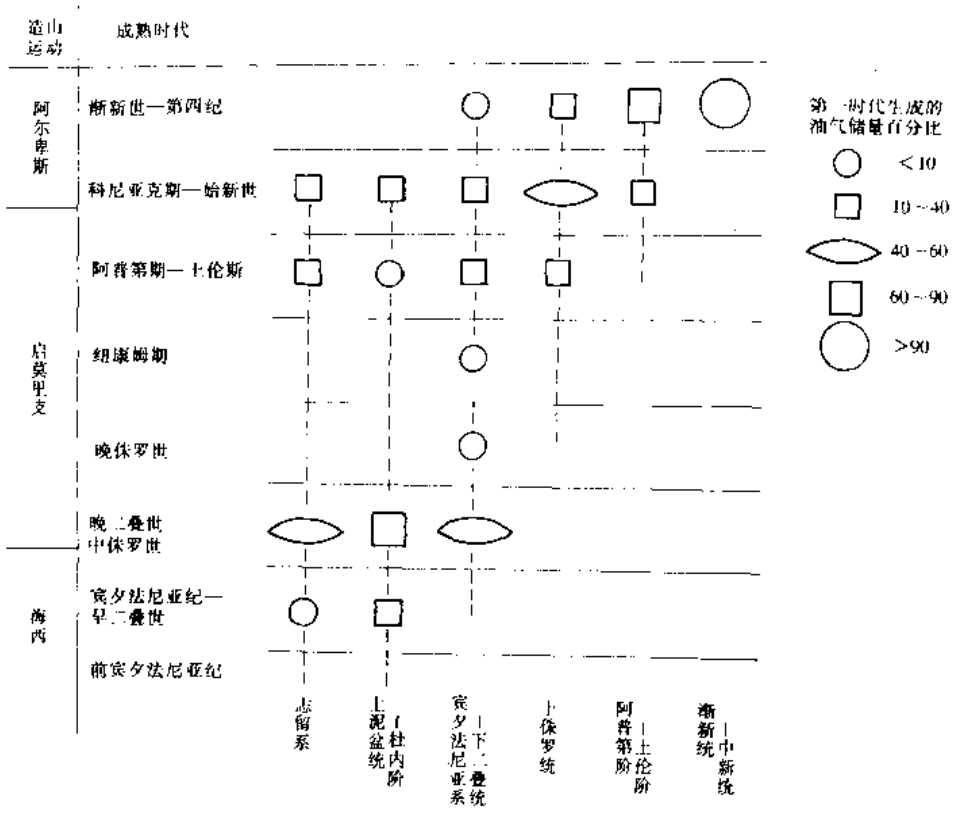


图 1-2　世界有效烃源岩的成熟时代

6 个主要层段中每个层段烃源岩生成的初始油气储量均标准化为 100%

(3)在世界初始油气储量中，有 70%是从科尼亚克期开始生成、50%是从渐新世开始生成的（图 1-3），尚有 6%是从未熟烃源岩生成的生物气，多分布在西西伯利亚盆地。

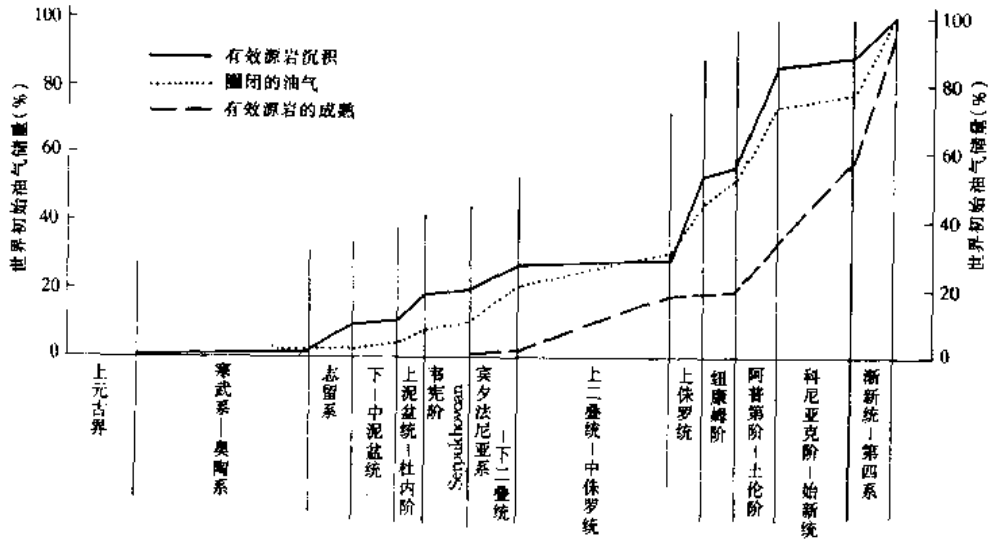


图 1-3　有效烃源岩沉积、成熟及圈闭的油气累积曲线

图中表示占世界初始油气储量的百分比

盆地中聚集的石油数量一般比生成量小 2~3 个数量级。

(4)根据大地构造位置、地层发育及油气地质特征，可将全球划分为特提斯、太平洋、北方、南冈瓦纳等四大含油气域（图 1-4）。就勘探现状而论，特提斯盆地面积占世界陆地、陆架面积不到 1/5，但却含有世界初始油气储量的 2/3 以上。

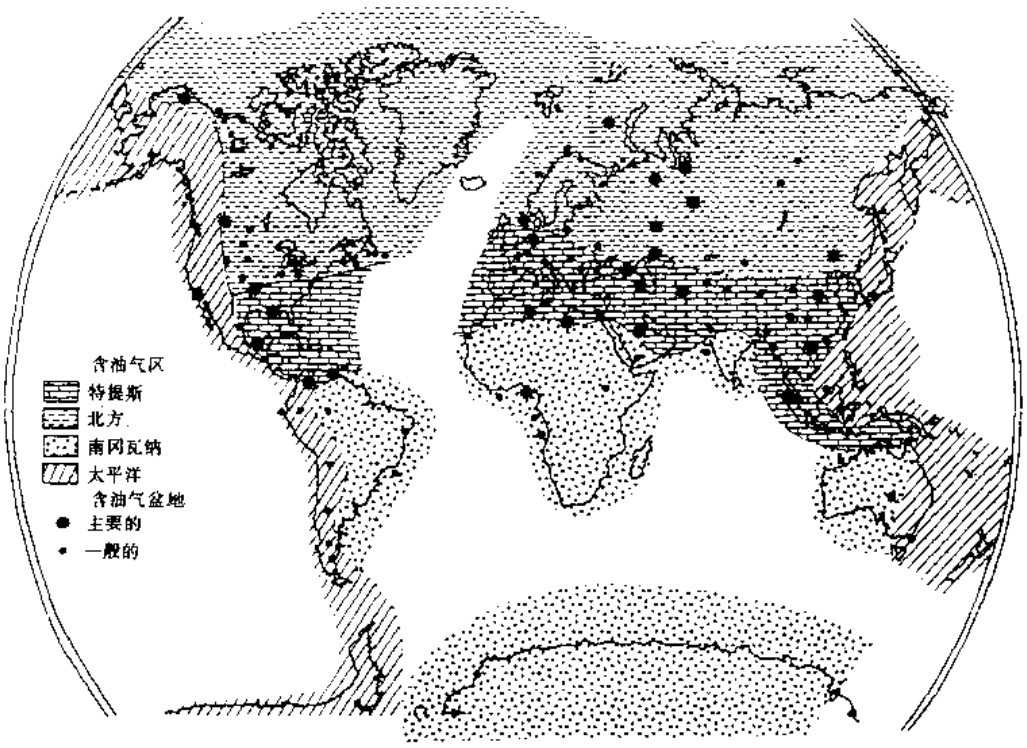


图 1-4　世界含油气域

含油气域面积占总面积百分比：特提斯 17%、太平洋 17%、北方 28%、南冈瓦纳 38%

世界初始油气储量分布：特提斯 68%、太平洋 5%、北方 23%、南冈瓦纳 4%

在全球 160 个产工业油气流的盆地中，波斯湾、西西伯利亚、伏尔加-乌拉尔、马拉开波、墨西哥湾、锡尔特等 6 个大型盆地拥有的油气储量占世界已发现油气储量的 65%，其中 4 个盆地属特提斯域。

综上可知，世界油气分布很不均衡，油气这种在地质时代和空间位置上分布的不均衡性，对世界油气勘探的发展及其特点有着明显的制约作用。

第二节　世界油气勘探的趋势及特点

世界石油工业大约有 150 年历史，经历了煤油时代、汽油时代、燃料及化工原料时代。由表 1-1、表 1-2 可以看出：1995 年世界石油与天然气的产量分别为 30.72×10^8t 和 22207×10^8m^3，剩余可采储量分别为 1380×10^8t 和 1396200×10^8m^3。从 1979 和 1987 年两次世界石油大会上估计的数据，今后世界可望找到的新增储量从 1500×10^8t 减为 600×10^8t，最终总可采储量将从 3000×10^8t 减为 2440×10^8t，反映出世界油气勘探的难度将会愈益加大。

表 1-1　当今世界油、气的储、产量

年　份	1987 年	1995 年
世界石油产量（10^8t）	27.86	30.72
世界天然气产量（10^8m^3）	17750	22207
世界石油剩余可采储量（10^8t）	1210*	1380
世界天然气剩余可采储量（10^8m^3）	1074553*	1396200

*据第十二届世界石油大会分别为 1110×10^8t 和 $1110000\times10^8m^3$。

表 1-2　两届世界石油大会的估计

世　界　总　计	第十届世界石油大会(1979, 布加勒斯特)	第十二届世界石油大会(1987, 休斯敦)
累积采油量（10^8t）	500	730
剩余可采储量（10^8t）	1000	1110
可望找到储量（10^8t）	1500	600
最终总可采储量（10^8t）	3000	2440

寻找油气资源的总趋势是由易到难：从陆地向海洋、从地理条件较好地区向极地、从地质结构简单的背斜油气藏向复杂隐蔽的非构造油气藏及逆冲推覆带、从中深井向超深井发展。当今世界所钻的最深井可能为前苏联科拉半岛的 Kolskaya SG-3 井，井深 12066m。在这种形势下，世界油气勘探明显具有如下特点（张厚福，1992）。

一、寻找大型油、气田仍然是首要目标

据美国学者 Halbouty 估计（Halbouty，1978），全球约有 600 个沉积盆地，其中已有 400 个投入了勘探，大约从 160 个盆地产出了工业石油，估计尚有 100 多个盆地会产石油。在全球 160 个产工业石油的盆地中，发现储量超过 70×10^8t 石油或等量天然气（通常按 $1000m^3$ 天然气折算为 1t 石油）的大型盆地只有六个，即波斯湾、西西伯利亚、伏尔加—乌拉尔、马拉开波、墨西哥湾及锡尔特等盆地，它们拥有的油气储量占世界已发现储量的 65%。所以寻找油气资源异常丰富的盆地至关重要。这说明寻找大型油、气田仍然是首要目标。

法国石油研究院（1993）根据世界油气田研究结果，提出了大油田的划分标准：

超级油田　　可采储量>6.85×10^8t（50×10^8bbl）

巨型油田　　可采储量>0.685×10^8t（5×10^8bbl）

大型油田　　可采储量>0.137×10^8t（1×10^8bbl）

按此标准，全世界巨型油田有 328 个，其总储量占世界已探明可采储量的 21%，产量占 30%；超级油田 42 个，其储量占世界总储量的 39%，产量占 35%。从而巨型以上油田的储量占世界总储量的 60%，产量占 65%（表 1-3）。

目前，全世界大约已发现油田 41000 个、气田 26000 个，但是世界的石油需求主要靠这些大型、巨型和超级油田供应，可见寻找大型以上油、气田显得多么重要，它们仍然是各国油气勘探的首要目标。

由表 1-3 看出：我国已发现 1 个超级油田、17 个巨型油田、42 个大型油田。据戴金星等统计（1995），我国已发现探明储量≥$100\times10^8m^3$ 的大中型气田 30 个，其总储量占全国

表 1-3　世界超级、巨型和大型油田数量及分布

国家和地区	超级型油田	巨型油田	大型油田
拉丁美洲	5	40	167
西　欧		14	86
非　洲	1	36	144
中　东	29	120	105
东　亚		11	62
澳大利亚		2	9
东　欧		2	5
独联体	4	28	67
中　国	1	17	42
加拿大		12	34
阿拉斯加	1	2	5
美国 48 个州	1	44	235
世　界	42	328	961

气层气总探明储量的 70%，也表明寻找大型以上油、气田的重要性。

据我国第二次油气资源评价结果：全国石油资源量 940×10^8t、天然气资源量 38×10^{12}m^3，探明程度很低，分别只占 19.7%和 2.18%，显示我国油气勘探尚有广阔前景，在今后勘探工作中，也应以寻找大型以上油、气田作为首要目标。

二、加速海上油、气田勘探

海上油气勘探至今已逾 40 年，1995 年世界海洋石油产量 10.17×10^8t，天然气 4800×10^8m^3，分别占世界总产量的 30%与 21%。在本世纪 60 年代只有 16 个国家开展海上油气勘探，现在已达近百个国家。海上勘探的领域从大陆架扩展到大陆坡，今天已向深海和极地发展。200m 水深线已不再是海上油气勘探的界限，目前所钻的探井水深可达 2100m，开发井水深达 400m。

北极圈是当今世界海上勘探最困难的区域，但是，加拿大、挪威、美国、前苏联等国都在大力加强极地油气勘探。据不完全统计，加拿大发现了希伯尼亚和阿毛里加克两个大油田，前者可采储量油 3×10^8t，气逾 500×10^8m^3，日产油 1300~2300t，气 64×10^4~120×10^4m^3；后者距岸 60km，水深 32m，1984 年第一口井日产油 823m^3，第三口井 23 天产油 5×10^4m^3，可采储量达 1×10^8t。挪威在巴伦支海 6 年勘探发现 4 个主要油气田，可采储量气 3500×10^8m^3，油 8500×10^4t。美国继发现普鲁德霍湾大油田后，在北极又发现一个近海油田——恩地科特，水深 1.2~3.7m，1978-1988 年建成投入开发，产能 1.39×10^4t/d，可采储量 4800×10^4t。前苏联在开发西西伯利亚的大型油、气区后，现也向北极圈开展海上勘探。

三、加强天然气勘探

天然气是热值高、用途广、价廉物美的洁净资源，世界各国纷纷重视加强天然气勘探，以弥补石油资源的不足。从 1950-1985 年世界油、气储、产量的增长速度来看，天然气比石

油增长更快（表 1-4）。气、油储、产量当量比反映出勘探及开发情况（表 1-5），说明了三个重要问题：

表 1-4　1950-1985 年世界油、气储、产量增长情况

项　　目	1950	1985	增加倍数
天然气剩余可采储量（$10^{12}m^3$）	8	98.6*	11.3*
石油剩余可采储量（10^8t）	130	959	6.3
天然气产量（10^9m^3）	185	17750	8.6
石油产量（10^8t）	5.38	26.74	4
储量当量比　气：油（%）	61	103	

*据第十二届世界石油大会估算为 $111\times10^{12}m^3$，则增加 14 倍。

表 1-5　1985 年气油当量比

项　　目	世　　界	美　　国	前 苏 联	中　　国
储量(勘探)	1.03：1	1.45：1	0.5：1	0.03：1
产量(开发)	0.66：1	1.09：1	1.08：1	0.10：1

(1)尽管前苏联的气、油储量当量比只有 0.5：1，但其产量当量比天然气已超过了石油；美国储、产量当量比气均大于油。说明两个产油气大国都大力加强了天然气勘探与开发。

(2)天然气的成因比石油更广，除与石油伴生外，还有含煤盆地的煤型气、上地幔的无机成因气，它们都可能通过运移聚集形成重要的天然气资源。所以，从发展趋势看，今后的气、油当量比，无论是储量或产量，天然气都可望大大超过石油。

(3)中国的气、油储、产量当量比都很小，若与世界及美国、前苏联两国相比，我国天然气资源的勘探潜力极大；若考虑到我国石油年产量已逾亿吨，煤炭资源量居世界之首，则寻找与油、煤有关的油型气和煤型气都会具有广阔的前景。

四、大力寻找非构造油气藏

背斜理论指导油气勘探的黄金时代，从世界范围而言多已过去；寻找受地层、岩性因素控制的非构造油气藏，早已引起许多产油气大国的重视。1917 年首先在委内瑞拉发现了玻利瓦尔湖岸油区，可采储量 47.7×10^8t；美国继 1930 年发现东得克萨斯大油田（可采储量 7.3×10^8t，累计产量已逾 5×10^8t）后，相继发现了潘汉得尔油气田（累计产气 $7000\times10^8m^3$，油逾 1.25×10^8t）和普鲁德霍湾大油田（可采储量油 13.12×10^8t、气 $26\times10^{12}ft^3$）；其他如墨西哥的波扎-里卡（可采储量 3.8×10^8t）、阿尔及利亚的哈西·迈萨乌德（地质储量 34.7×10^8t）等，都属于由地层或岩性因素控制的世界大型非构造油气田。

随着现代数字地震技术的蓬勃发展，促进了现代沉积学的宏观研究。实践证明，现代数字地震勘探技术与沉积体系、沉积相研究相结合，已经成为寻找非构造油气藏的有效勘探方法。墨西哥在波扎-里卡油田中生界生物礁油气藏开发后期，采用上述先进技术在其上覆下第三系中，又发现了始新统下部奇孔特佩克组深海浊流水道砂岩透镜体油藏，砂体沿古浊流水道分布延伸，石油聚集受砂岩厚度及岩性控制，与构造关系不大。奇孔特佩克组由暗色页

岩、粉砂岩、砂岩组成，页岩生油，砂岩透镜体普遍含油，估计可采储量高达 20×10^8~25×10^8t，属特大油田。

第三节　石油地质学进展

上述世界油气勘探的趋势及特点，决定了石油地质学必须向若干边缘学科方向发展，并在基本原理方面有所进展，才能满足勘探的需要，促进生产的发展。近 20 余年来，石油地质学在如下方面获得了显著进展。

一、边缘学科

1.板块构造学说的应用

板块构造学说的诞生被誉为“地质学上的革命”。它给石油地质学也带来了新的活力，表现在：

(1)含油气盆地分类方案繁多。过去的含油气盆地分类多限于陆地和大陆边缘，板块构造学说诞生后，含油气盆地分类方案如雨后春笋，异常活跃，不再限于陆壳型和过渡壳型的盆地，而是眼光更为开阔，注意到洋壳型盆地；对盆地类型及其形成机制的认识也更为深刻，油气勘探的预见性增强，领域更广。

(2)油气无机成因说重新活跃。板块构造学说的出现，以及在巨大转换断层带和环太平洋俯冲带发现了大量烃类显示，说明其生成与上地幔的物质活动有关。因此，国内外不少学者重新提倡油气生成的无机来源，在地盾、俯冲带及转换断层带的油气勘探与科学研究显著加强了。

(3)逆掩推覆体找油引起重视。以往地质家们认为逆掩断层带构造复杂，保存条件差，很少列为油气勘探对象。由于板块构造学说将烃类生成及显示与上地幔活动联系起来，大型逆掩断层带正可成为深部油气向上移动的通道，只要遇见良好圈闭便可聚集成油气藏。美国落基山东麓逆掩推覆体若干重要油气田的发现证实了上述观点，开拓了油气勘探领域。

2.有机地球化学的应用

有机地球化学的应用，使石油地质学的基本原理发生了天翻地覆的变化，油气成因的研究从定性向定量发展，提高了油气勘探成功率。有机地球化学的现代技术和先进设备，使有机质类型、丰度及成熟度研究愈益深入，地球化学指标大量涌现，烃源岩及生气区、生油区的评价均可达到定量水平。生物标志化合物及同位素地球化学近 10 年来发展尤快，甾、萜、异戊间二烯型烷烃等生物标志物的研究，有助于探讨油源对比、母质类型及成熟度；同位素地球化学研究对解释气源对比、油源对比、有机质成熟度、天然气成因类型及地层绝对年龄等，均具有重要意义。现在有机地球化学技术正被推广用来探讨油气运移、聚集和保存问题，用来发展地面地球化学勘探技术，探索直接找油气的途径和方法。

3.地震地层学-层序地层学的应用

地震地层学是现代数字地震勘探技术与地层学、沉积学、石油地质学相结合衍生的一门新兴边缘学科，对油气勘探与开发均具有重要意义。目前可将地震地层学明确地划分为区域地震地层学（含层序地层学）与储层地震地层学（含开发地震学）两个范畴。前者主要是利

用地震反射剖面结合少量岩心及测井资料，研究盆地内各层序的沉积环境，分析体系域的类型、特点及分布，重塑沉积史及构造史，对生、储、盖、圈等条件作出评价，寻找非构造圈闭，为预探井提供钻探对象；后者是近几年萌芽的一个新研究动向，在一个局部构造或沉积单元内对地震资料进行特殊处理，综合测井及岩心资料，定量研究薄砂层或薄石灰岩，确定薄砂层厚度或薄石灰岩溶蚀带厚度，计算孔隙度、渗透率、泥质含量等物性参数与含气饱和度、含油饱和度、气水界面、油水界面、剩余孔隙流体压力等含烃性参数，甚至探索直接寻找气藏或油藏的方法，为详探井、生产井、调整井等提供钻探对象。

4.储层评价技术

随着油气勘探的深入发展，尤其是在深部油气勘探和天然气勘探中，对储集层的研究和评价技术愈益显得重要，在盆地、区带及油田的勘探、开发全过程中，如何对储集体、储集层、储集性质及储集效率逐级进行定性和定量评价，日益成为勘探或开发成败的关键，所以国内外学者正在加强储层评价技术的系统研究，基本包括区域储层评价技术、单井储层评价技术、开发储层评价技术、动态储层评价技术和敏感储层评价技术等 5 套技术。这些成套储层评价技术的研究，必将显著提高油气勘探与开发的成功率。

5.数学地质和计算机的应用

数学地质和计算机技术的引入，正在促使石油地质学及油气勘探技术发生更加深刻的革命。各种数理统计方法在沉积学、古生物学、构造地质学、石油地质学中早已得到广泛的应用。特别是近几年来，应用计算机技术，编制各种地质图件，建立各种数据库，开展盆地分析与模拟，进行不同勘探阶段的油气资源评价和储量计算，并进一步探索建立各地质学科的综合专家系统。

综合石油地质学的上述边缘学科的新进展，它们可以为油气勘探工作中的盆地分析、区带评价、圈闭（油藏）描述提供新技术，显著提高油气勘探成功率，促进油气地质勘探及开发事业的蓬勃发展。

二、石油地质学原理

在上述边缘学科迅速发展的同时，石油地质学原理也获得了重要进展，显著特征在于从静态向动态、从单学科向多学科综合发展，所谓“成藏动力学”的呼声日益高涨。表现在下列诸方面：

(1)地温场、地压场、地应力场（三场）与油气藏形成的关系；

(2)流体压力封存箱；

(3)油气系统。

上述三方面是本世纪 90 年代以来在石油地质学原理领域的重要进展，尽管它们尚处于发展过程中，有待完善，但它们已显示出对指导油气勘探开发的巨大作用，因而是本课程要重点探讨的问题。

第四节　现代油气勘探

为提高油气勘探成功率，强调加强盆地分析、区带评价及圈闭（或油藏）描述，是现代

油气勘探的重要特点。上述石油地质学进展，为现代油气勘探提供了许多新理论、新思路和新技术。

(1)含油气盆地分布领域扩大。陆壳型、洋壳型、过渡壳型盆地都应注意研究。我国除继续对中、新生代陆相沉积盆地（包括吐-哈盆地及塔里木盆地中、新生界）加强勘探外，今后对全国广泛发育的古生代（含中上元古代）海相碳酸盐岩沉积区要加强古区域构造、古地理、古沉积环境等研究，探寻古过渡壳型、古洋壳型盆地的分布。

(2)大力加强天然气勘探。除油型气外，尤应注意煤型气勘探。如前所述，我国的气、油储、产量当量比都很小，天然气资源的勘探潜力极大。我国石油年产量近 1.5×10^8t，煤炭资源量居世界首位，表明寻找油型气和煤型气都有广阔的前景。另一方面，从长远观点也应着手无机成因气气藏形成及分布问题的研究。

(3)应用地震资料结合个别井做全盆地 TTI 计算并平面成图，早期预测生油区及生气区；同时进行趋势地震地层压力及流体势分析并平面成图，指出油气运聚有利方向。这是国外加速油气勘探的一条重要捷径。

(4)有机地球化学研究。在油气勘探各阶段钻井中，凡取心较多的暗色泥岩、泥灰岩及隐—粉晶石灰岩，均应取样进行有机地球化学研究。由于地球化学分析费用较高，可根据盆地勘探及研究程度的不同，按各自目的选做不同的分析项目，一般应做包括有机质丰度及类型、有机质成熟度等有关的分析项目；根据需要和条件，尚可选样进行生物标志化合物及同位素分析鉴定。最后对盆地发育的生油气层及生油区、生气区做出定量评价，为盆地油气资源评价及含油气远景评价奠定可靠的物质基础。

(5)对沉积环境及古地理研究要打破过去单纯岩石学方法的传统习惯，大力开展区域地震地层学或层序地层学研究，结合钻井岩心、测井及实验室分析，查明各地质时代的沉积体系、沉积相及生油气相、储集相分布，配合构造条件分析，提供预探井、科学探索井的钻探目标。

(6)利用速度-岩性定量解释技术研究盆地各准层序组或体系域的砂岩百分含量分布，找出偏砂相与偏泥相。在具备油气源条件的盆地，这项研究可及早提供砂岩发育区，结合构造及盖层条件分析，提供探井钻探对象。这也是一条充分利用地震信息加速油气勘探的捷径。

(7)预探井钻前储层半定量预测。在新探区第一口预探井的钻前地质提示，传统上是借助邻区钻井类比推测的，误差较大，常常造成钻探目的层预报不准或钻井工程事故，导致钻探失败。尤其在海上及塔里木等边远地区，钻井成本高，如何做好预探井钻前储层预测，是一项至关重要的工作。地震道积分、地震地质模式识别等技术可提供设计预探井钻遇储层的数目、深度及厚度等比较准确的半定量预测，甚至还可估算各层砂岩孔隙度。

(8)区域储层评价与单井储层评价。在一个盆地或区带，以地震资料为主，结合露头、钻井地质及测井资料，对各种沉积体系和沉积相进行分析与预测。尽量利用已钻各井，力求综合地质、测井、试油等资料进行单井储层评价；再用地震资料联片，点面结合，开展区域地震地层学或层序地层学研究，查明各时代沉积体系、沉积相的类型及分布，从而预测储集体的类型及分布。再选择其中的有利储集层，综合多种技术进行储集性质和储集效率的研究，最后对盆地或区带作出区域储层综合评价。

(9)在局部构造或沉积单元内开展储层地震地层学研究。针对陆相碎屑岩区的沉积特点，将地震资料进行必要的、合理的特殊处理。根据在辽东湾的实践，我们总结了这种特殊处理

流程及一套储层地震地层学技术，包括定量计算薄层及薄互层砂岩厚度、砂岩泥质含量及孔隙度、盆地趋势压力分析和局部构造精细压力分析、流体势分析及含油气性预测等，相应编制一套二维或三维等值线图。综合这一系列图件，为详探井、生产井、调整井提供钻探对象。

(10)引入“三场”分析、油气系统、流体压力封存箱等新理论、新技术，开展盆地分析与盆地模拟研究。这是一项综合性极强的现代化研究，应根据各盆地地质特点及具体条件，在继续深入模拟沉积史、构造史、生烃史、排烃史研究的基础上，探索运移史、聚集史、保存（或逸散）史等模型，以便尽快将盆地模拟技术用以指导油气勘探。

161419

第二章　石油地质综合研究进展

前已述及，在现代油气勘探中，围绕盆地分析、区带评价、圈闭（油藏）描述三个层次的评价研究，采用多学科结合已成为一个重要特征，这在烃源岩、储集层、盖层等方面研究中均有显著进展。

第一节　盆地、区带、圈闭等评价研究的内容与方法

在盆地、区带、圈闭三级评价研究中，盆地分析是基础，区带评价是手段，圈闭描述是目的，通过三级评价研究，优选出最佳圈闭作为钻探对象，发现油气藏，特别是大中型油气藏，揭开盆地的油气勘探序幕，展现油气勘探开发的新局面。这是盆地、区带、圈闭三级评价研究的最终目的。

一、盆地分析的内容与方法

盆地分析是上述三级评价研究的基础。由于盆地所处的大地构造位置不同，会呈现各种盆地类型，后者又控制着其中发育的沉积体系及沉积相。所以，在盆地分析之前，首先需要明确盆地的类型。从板块构造学、地球动力学或历史地质学等观点，均可对世界及我国含油气盆地进行分类，请参阅相关教材，不再赘述。

1.盆地分析的内容——主要是通过盆地分析重塑“四史”

沉积史：查明各时代层序或准层序组的沉积体系、沉积相，编制沉积环境图，进而指出有利的生、储相带分布。通过从老至新系统编制、分析各层序或准层序组的沉积环境图，即可重塑盆地的沉积发育史。

构造史：结合盆地周缘与盆地内部区域构造特征，通过系统编制各层序或准层序组等厚图，分析盆地构造发育史，阐明盆内次级隆起与坳陷的发育演化，查明二级构造带（区带）的类型、特征及分布，为优选有利区带进行评价奠定基础。

生烃史：根据盆地早期评价的需要，采用现代地球化学手段，分析各层序烃源岩的有机质丰度、类型及成熟度等基本参数；并可配合应用地震资料进行大范围 TTI 计算，辅以地球物理测井资料解释，确定烃源层，划分生油区与生气区，从而恢复盆地的生烃史，为早期资源评价提供依据。

运聚史：通过趋势地震地层压力及流体势计算并平面成图，研究各层序烃源层油气运移的方向和时期，结合区带及圈闭形成史分析，探讨盆地油气运聚史，指出有利的油气运聚方向及部位，预测有远景的勘探目标。

2.盆地分析的方法

(1)岩石学法。根据露头区和钻井岩心、岩屑等录井剖面，系统进行岩性、岩相、厚度及岩石类型组合的详细观察描述，结合实验室鉴定分析，预测可能的烃源层、储集层、盖层及生储盖组合的纵向分布特征，在盆内建立若干条岩性岩相及生储盖组合基干剖面，作为后

续方法研究的基础。

(2)地球化学法。在上述岩石学法研究基础上，针对各层序的可能烃源层，选取岩样，采用现代化地球化学仪器设备，进行系统的常规地球化学分析，在剖面上确定有效的烃源层，建立地球化学剖面；在平面上大致区分生油区与生气区，为后续方法研究的解释提供依据。在有条件时，可选少量样品，送实验室分析甾、萜、异戊间二烯型烷烃、同位素等油、气源对比指标，以配合油气运聚史的解释研究。

(3)区域地震地层学法（含层序地层学法）（张万选、张厚福等，1988）。上述岩石学法及地球化学法都只能在盆地内若干点上进行剖面研究，在盆地广大区域内，则需借助地震勘探资料开展区域地震地层学（含层序地层学）研究，以层序或准层序组为单位，结合井下及露头资料，将地震相转换为沉积相，划分体系域，确定沉积体系与沉积相，指出有利的生、储相带类型与分布，编制各准层序组的沉积环境图及等厚图，重塑盆地的沉积史与构造史。然后针对各有效烃源层开展 TTI 计算并平面成图，划分生油区与生气区；综合趋势地震地层压力及流体势分析，预测有利的油气运聚方向及部位。

(4)构造地质学法。纵横穿越盆地若干条地质-地球物理大剖面，采用当代盛行的平衡剖面技术，重塑盆地原型及其发育史，查明隆、拗及区带的分布，研究断裂带的类型、特征、分布及其对二级构造带形成发育的影响，阐释二级构造带的类型、特征、分布，重塑盆地构造发育史，指出有利的二级构造带，以便优选开展区带评价研究。

总之，通过盆地分析，查明“四史”，阐明油源区、气源区、储集相带、二级构造带，指出有利区带的勘探方向。上述盆地分析是进行盆地模拟的基础。

二、区带评价的内容与方法

区带是我国油田地质学家常用的术语，引自美国学者惯用的 Play（成藏组合），其涵义与中、俄等国常用的术语“油气聚集带”相似（详见第五章第二节）。

1.区带评价的内容

(1)区带类型的研究。根据区带的成因，可区分为构造区带与非构造区带两类。

构造区带类：长垣和隆起；挤压背斜构造带；滚动背斜构造带；断裂构造带（含逆冲推覆带）；刺穿构造带（盐丘构造带、泥火山构造带、火山颈刺穿构造带）。

非构造区带类：地层超覆—退覆带；近岸水下扇带（或称近岸浊积扇带）；远岸浊积扇带；浊流水道砂体带；三角洲带（含三角洲平原亚带、三角洲前缘亚带）；古河道砂体带；古滨岸砂坝带（海、湖）；生物礁带；古潜山带。

(2)沉积体系→沉积相→储集相或储集体→储集层。在上述盆地分析、编制各准层序组的沉积环境图上，显示出沉积体系→沉积相→生、储相带的类型及分布；配合构造史研究成果，划分出构造区带与非构造区带。综合上述两种成果，即可在优选出的有利区带上研究沉积体系和沉积相的类型及分布，找出有利的储集相或储集体，开展储集层的定性与定量研究，指出储集性质的有利分布状况。

(3)储集层与油气源、圈闭的配置关系。以区带为单位，详细研究储集层的储集性质，还要与油气源供给、圈闭的形成时间及空间位置配合研究，查明储集层储集油气的储集效率，这样才能对区带含油气远景作出正确评价，优选区带上的最佳勘探目标进行圈闭描述，以便为预探井或科学探索井的钻探设计做准备。

2.区带评价的方法

(1)综合地质、地球物理、区域地震地层学等方法研究区带的类型、特征及分布，优选最佳圈闭或局部构造，开展后续的圈闭描述。

(2)采用我国“七五”科技攻关成果《区域储层评价技术》（张厚福等，1994），在盆地分析优选的区带上，综合岩石学、测井地质解释、地震地层学三方面特征，开展沉积相与储集体研究，阐明其类型、特征及分布，针对有利储集体的储集层，择优用定性、定量多学科解释，研究储集性能与储集效率，最后作出区带储层评价。

三、圈闭（油气藏）描述的内容与方法

通过盆地分析、区带评价后，优选出含油气远景较大的局部构造或圈闭，即可进入圈闭（油气藏）描述（Reservoir Description）。

1.圈闭（油气藏）描述的内容

(1)首先要明确圈闭（油气藏）的类型。建议采用成因分类方案，圈闭与油气藏的分类一致，便于分析圈闭或油气藏的特点（张厚福、张万选，1989）。

(2)描述储集层的横向变化及分布。以地震勘探资料为主，结合少数井的录井、测井信息，进行地震资料的精细解释或特殊处理，开展储集层厚度的定量解释，编制等厚图，查明储集层的厚度变化规律及分布状况。

(3)综合地震资料构造精细解释、地震资料特殊处理成果及少数井的录井、测井解释，定量描述圈闭大小、油层厚度、孔隙度、渗透率、含油气饱和度及孔隙流体压力，编制相应的等值线图，查明这些参数的横向变化特征，总结或预测可能的油气藏成藏模式。

(4)对可能发现的油气藏进行储量计算预测。

综合上述圈闭描述成果，即可提供钻探对象，开创盆地油气勘探的新局面。

2.圈闭（油气藏）描述的方法

(1)构造地质测量法。在地层露头发育区，沿构造标准层通过在地形图上定构造点，实地测量产状（倾向、倾角）及高程，回到室内编制构造图，描述圈闭的形态、范围、闭合面积和闭合度。在露头欠佳的局部覆盖区，可通过探槽、探坑乃至钻构造浅井获取上述资料编制构造图。这种构造地质测量法是地质家们惯用的传统方法。在我国西北地区常用此法。

(2)三维地震法。在我国东部的广大第四系覆盖区，构造地质测量法已无能为力，只好借助地球物理勘探。从编制构造图确定圈闭而言，以地震勘探效果最佳，现代三维数字地震勘探更为寻找圈闭、编制构造图提供了有效手段，地震勘探解释人员可以出色完成这项工作，他们可编制地下任意标准层面的构造图，由下向上逐层编制，可助研究圈闭的发育史。

(3)区域或单井储层评价技术。为了详细研究储集层的纵、横向变化规律，我国地质家们在“七五”期间专门研制了区域、单井、开发、动态及敏感等五套储层评价技术（详见《油气储层评价技术》，石油工业出版社，1994）。其中区域和单井储层评价技术（张厚福等，1994）适用于油气勘探阶段，它综合地震、测井、地质等信息，前者可在空间上研究储集层的横向变化，后者可综合井下静态、动态资料，自下而上逐层详细研究储集层的纵向变化。将两项技术结合使用，可助查明各层储集层厚度及物性的纵、横向变化规律。

(4)储层地震地层学法（张万选、张厚福等，1993）。在本世纪80年代，地震地层学逐渐形成两个分支：区域地震地层学与储层地震地层学。前者是利用地震反射剖面来研究沉积

盆地和区带；后者是在有利的储集相带范围内，通过地震资料精细处理或特殊处理，详细研究单一地震反射波或小反射波组的波形特征和振幅变化，确定储集体的厚度变化及空间展布，结合速度信息定量计算储集层的孔隙度、渗透率及其变化规律，预测孔隙流体成分及孔隙流体压力的空间分布规律。所以，储层地震地层学技术可在油气勘探阶段为圈闭（油气藏）描述提供大量定量依据。

上述各种方法各有优劣，宜综合采用互相补充，效果更佳。

第二节　烃源层研究新方法

烃源岩的有机地球化学研究进展很快，多已达到定量评价水平，它们在油气勘探与开发中有着重要的作用。但是，取样多、分析项目多、分析时间长、成本高，为油气勘探家带来诸多不便。因此，伴随世界油气勘探的快速发展，出现了一些适用于勘探早期阶段的烃源层研究新方法，有助于地质家们快速确定烃源层的质量及分布，促进油气勘探。

一、有机相法

“有机相”的概念是加拿大学者 Rogers 于 1979 年在第十届世界石油大会上首次明确提出的，十余年来得到逐步完善和广泛应用。有机相类似于沉积相，可以跨时而不受地层或岩石单位局限。有机相包含有机质类型、来源及沉积环境三因素，但以有机质类型最重要。

原始有机质类型：是决定烃类生成的最重要因素，Rogers 采用煤岩学显微组分分类法；

来源：分为水生（海、湖）、陆生和再循环有机碎屑。常为不同来源有机质的混合；

沉积环境：对有机质丰度及类型有重要影响。可分陆地、湖泊、三角洲、大陆架、开阔海等环境。

综合以上因素将有机相划分为陆地木质相、湖泊藻质相、三角洲草本相、陆架无定形相、开阔海藻质相，也可简称藻质相、无定形相、草本相、木质相、煤质相。Rogers 根据有机相与镜质体反射率（R_o）或热变指数（TAI）的关系建立了预测烃类产物类型的模式（图 2-1）：

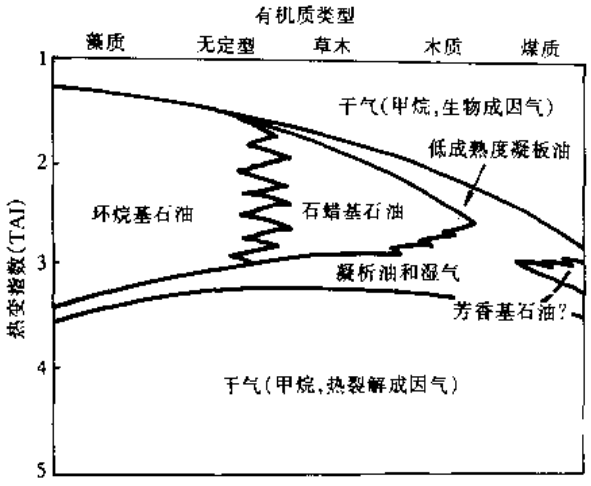


图 2-1　用有机相预测烃类产物类型的模式

（据 Rogers，1979 修改）

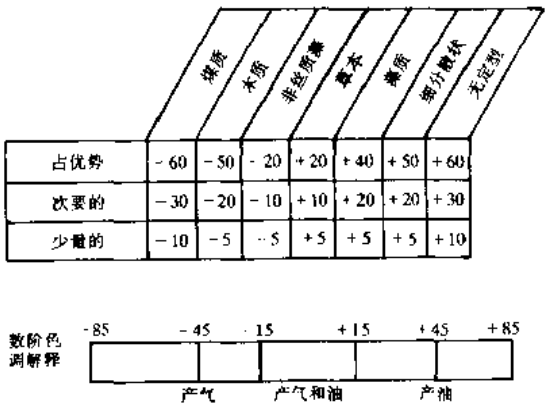


图 2-2　有机相半定量评价

（据 Rogers，1979）

	藻质相、无定形相	草 本 相	木 质 相
低熟-成熟阶段	环烷基原油	石蜡基原油	低产气为主 低熟油及少量石蜡基原油
高熟-变质阶段	←———	湿气，直至干气	———→

由图 2-1 看出：①不同类型有机相达门限温度的成熟度水平不同，藻质相较低、木质—煤质相较高；②不同有机相在不同成熟阶段的烃类产物性质和类型有别。

在实际地质环境里，大多数烃源岩所含有机质不是单一型，而是以不同比例混合的。于是 Rogers 提出了半定量评价法（图 2-2）：

(1)将有机质细分为无定形、细分散状、藻质、草本、半丝质藻、木质和煤质 7 类。

(2)按其在有机质中的含量分为三级

>60%	优势
10～30%	次要
<10%	少量

(3)每一类型按含量等级给定不同数值，变化范围从-60 至+60。这些数值是以经验为基础，但经热解和元素分析检验。

(4)数阶范围解释

-85 至-15	生气区间
-15 至+15	生油、气区间
-15 至+85	生油区间

例：某烃源岩以木质占优势、次为草本、少量无定形，由图 2-2 查得相应数值为-50、+10、+10，求代数和为-30，位于生气区间，评为生气岩，但近生油气区，可能具一定生油潜力。

用此法对加拿大萨克拉门托及大滩、美国洛杉矶及墨西哥湾海域评价的结果与实际相符。

二、热解法

法国石油研究院设计的源岩评价仪（Rock-Eval）已在世界各国普遍采用。用 100mg 岩样热解，图谱显示 P_1、P_2、P_3 三个峰，峰面积分别为 S_1、S_2、S_3。

P_1 峰：300℃下蒸发岩样中的游离烃，代表已经生成经运移后残留在烃源岩中的烃类。峰面积 S_1 表示游离烃含量，mg 烃/g 岩石。

P_2 峰：干酪根热解（可高达 550℃）生成的烃类，峰面积 S_2 表示烃源岩的剩余生烃潜量，mg 烃/g 岩石。

S_2/有机碳=氢指数（I_H），氢指数与有机碳均高，生烃潜力大。

P_3 峰：岩样热解时生成的 CO_2，峰面积 S_3 反映热解生成的 CO_2 量，mgCO_2/g 岩石。

S_3/有机碳=氧指数（I_O）。

Tmax：干酪根热解产生最大量烃类时的温度，称干酪根的最高热解峰温。其高低与有机质类型密切相关。

上述氢指数和氧指数决定于有机质丰度及干酪根的元素组成，分别与 H/C 原子比和 O/C 原子比有良好对比关系，所以这两个指数也可用来划分干酪根类型及其演化轨迹。

烃源岩的热解分析结果还有下列重要用途：

(1)半定量评价生油、气潜能：S_1 代表烃源岩中已经转化为烃类的残留原始生油气潜能；S_2 代表干酪根热降解生成最大量烃类的其他生油气潜能，即过去尚未生烃的剩余潜能。所以 S_1+S_2（ppm 或 kg 烃/t 岩石）可作为烃源岩的生油气潜能评价指标。

S_1+S_2<2000ppm（<2kg/t），非生油岩，但具一定生气潜能；

S_1+S_2=2000～6000ppm（2～6kg/t），中等生油岩；

S_1+S_2>6000ppm（>6kg/t），好生油岩。

$(S_1+S_2)\times V\times D$ =生油量

(2) Tmax 可用作成熟度指标：

Tmax<430℃相当于 R_o≤0.6%，未熟；

Tmax=430～450℃相当于 R_o=0.6%～1.0%，生油；

Tmax>450℃相当于 R_o=1.0%～1.3%，生气、油裂解。

(3)生成指数 $S_1/(S_1+S_2)$ 也可用作成熟度指标：

$S_1/(S_1+S_2)$ ≤0.1 相当于 R_o≤0.6%，未熟；

$S_1/(S_1+S_2)$ =0.1～0.3 相当于 R_o=0.6～1.0%，生油；

$S_1/(S_1+S_2)$ =0.3～0.45 相当于 R_o=1.0～1.3%，生气、油裂解。

此外，热解资料还可用来计算生油、气量（详见张厚福、张万选主编《石油地质学》第二版第二章，石油工业出版社，1989）和烃源岩潜量指数（Source Potential Index，简称 SPI，详见第五章）。

三、测井解释法

用有机地球化学法判释烃源岩已可达到定量水平，精度较高，成为油气勘探家常用的有效手段。但是，取样送实验室分析，时间长、费用高，且只能从“点”上判释烃源岩。在勘探钻井过程中，有大量现代化测井资料，过去多只用于地层划分与对比、储盖层及其物性和含油气水性的判释，近 20 年来国外 Schlumberger 等公司开发了一些解释技术，利用测井信息判释烃源层，不仅是测井解释的附产品，成本低，且能从井底向井口在纵向上连续判释烃源层的分布，效率高，若多口井均有解释成果，还可互相对比，从二维、三维探讨烃源层的变化规律。

1.用密度测井法计算有机碳含量

粘土质烃源岩由岩石基质（m）、孔隙空间（i）、黄铁矿（p）及有机质（o）四部分组成，地层密度（ρ）可表述如下

$$\rho=V_0\rho_0+V_p\rho_p+V_i\rho_i+(1-V_0-V_p-V_i)\rho_m \qquad (2-1)$$

由于页岩孔隙度低，孔隙与其中所含流体之密度差可以略去不计，将孔隙度视为岩石基质的不变特性（常数），因而可将 ρ_m 重新定义为颗粒和孔隙-流体密度的体积-重量平均值（ρ_{mi}），(2-1) 式简化为

$$\rho=V_0\rho_0+V_p\rho_p+(1-V_0-V_p)\rho_{mi} \qquad (2-2)$$

根据美国能源部和 Stahl（1955），Brown（1956）的研究，Schmoker（1979）提出黄铁矿与有机质呈线性增长关系

$$V_p=0.135V_0+0.0078 \qquad (2-3)$$

黄铁矿密度大，5.0g/cm³，计算有机碳含量时应予考虑，遂将（2-3）代入（2-2），简化为

$$V_p=(\rho-0.9922\rho_{mi}-0.039)/(\rho_p-1.135\rho_{mi}+0.675) \quad (2-4)$$

有机碳的重量百分含量（TOC）常用以标定有机质丰度，并与有机质体积（V_p）有关

$$TOC=V_0(100\rho_0)/(R\rho) \quad (2-5)$$

R为有机质重量百分数与有机碳重量百分数的比值，将（2-4）代入（2-5）

$$TOC=[(100\rho_0)(\rho-0.9922\rho_{mi}-0.039)]/[(R\rho)(\rho_0-1.135\rho_{mi}-0.675)] \quad (2-6)$$

（2-6）式即为用密度测井计算有机碳含量的一般公式，式中ρ_0、ρ_{mi}和R均可由可得到资料估计，（2-6）式简化为

$$TOC=(A/\rho)-B \quad (2-7)$$

A，B为特定地区某组段计算的常数，计算时设ρ_0=1.01g/cm³，ρ_{mi}=2.68g/cm³，R=1.3，代入（2-7）

$$TOC=(154.497/\rho)-57.261 \quad (2-8)$$

将密度测井各粘土质岩层的密度数据代入（2-8）式，即可求得各层的有机碳含量。

此法应用于威利斯顿盆地美国部分 39 口井的计算值与实验室岩心有机碳分析值甚为近似，平均绝对差值 1.1%。按累积频率曲线，这些偏差有 68%低于 1.3%，90%低于 2.4%。

将计算出的有机碳等值线图与现今等温线图比较，有一平行于等温线的有机碳区域性减小区，反映有机质转化为石油并排出。用此法可以计算出盆地的石油总可采资源量。

2.用密度、声波、视电阻率测井法确定烃源层

当压实条件相同时，烃源层与同类沉积岩的非烃源层相比，一般呈低密度、低声速、高电阻率特征。

由于烃源层含大量轻组分（流体和有机质），欠压实，呈低密度、低声速，有机质不导电，富有机质沉积物比贫有机质者有较高电阻率，当烃源层有机质成熟转化为石油，烃源层的电阻率会增加 9 倍以上。

例如德国南部浅井侏罗系里阿斯统烃源层呈现低密度、高电阻率特征。其中有机质最大含量达 20%，上、下围岩仅有 0.5%。

(1)伽马测井。海相富含有机质的页岩和石灰岩，浮游生物吸附铀离子，呈高放射性；而湖相烃源岩，淡水缺铀离子，不显示伽马测井异常。所以此法划分海相烃源层有效，湖相效果差。

(2)密度测井。地层总密度（ρ_b）包括基质密度（ρ_{ma}）和流体密度（ρ_f）。地层含流体愈多，孔隙愈发育，岩石愈欠压实。

$$\rho_b=\Phi(\rho_f)+(1-\Phi)\rho_{ma}$$

$$\Phi=(\rho_{ma}-\rho_b)/(\rho_{ma}-\rho_f)$$

密度测井 FDC 电极系的垂向分辨率约 60cm（2ft），当页岩密度为 2.25g/cm³或更大时，密度测井测出有机质的最低浓度约为 1%。

当岩石中黄铁矿含量较大时，总密度给出的有机质含量不可靠；井壁凹凸不平时，密度读数也不可靠。

(3)声波测井。当上述原因密度测井不可靠时，声波测井可弥补不足。

烃源层与贫有机质沉积岩的压实差别，可在声波测井上显示出来。当声波速度相对减小，电阻率增加，表明为非渗透沉积岩中的富有机质层，所以可用来鉴别烃源层。

由于层速度受水/有机质比率、矿物成分、碳酸盐/粘土含量比值、粒间压力等因素影响，不能单独用声波测井来估计烃源层的有机质含量，但若与密度测井、岩心并用，声波测井仍然有效。

(4)视电阻率测井。在理论上可用来评价烃源层。因为烃源层多呈页状，电性上呈各向异性，用球状电源测井时，会增大电阻率值。当烃源岩成熟时，电阻率会增加9倍以上。所以电阻率可用作烃源层的成熟度指标。

但是，测定的电阻率还取决于温度。现代钻井技术条件下，地层温度介于21～110℃(70～230°F)，所以需要换算在标准温度下(24℃或75°F)的电阻率，用Arps公式(Schlumberger，1972)

$$R_T=R_{75}\times 82/(T+7) \quad 或 \quad R_{75}=R_T\times(T+7)/82$$

式中，T为研究深度的地层温度(°F)，根据测井测出的井底温度计算梯度求得。

由于井效应、地层各向异性、工具(方法)性质(如研究深度、垂向分辨率)等的影响，也会产生矛盾。

垂向分辨率：识别薄烃源层，取决于所用方法的垂向分辨率。密度测井最大垂向分辨率60cm(2英尺)；微电阻率测井5cm(几英寸)。

统计分析：综合上述各项测井的定量参数进行统计作判别分析，可以建立区分烃源层与非烃源层的简单标准。

将9个国家15口井169层段的伽马射线、声速-Δt、密度、电阻率等测井的可靠数据，分别点绘在密度-电阻率和声速-电阻率两幅双对数座标综合图上(图2-3、2-4)，其中非烃源层数据是由上、下地层测定的，烃源层与非烃源层的界限依据地球化学(热解为主)分析总有机碳1.5%来划定的。可看出一条区分烃源层与非烃源层的最可能直线，求出这条直线的方程式，即可进行判别分析。

例：由图2-4声速-电阻率综合判别图，区分烃源层与非烃源层的判别直线的方程式为：

$$D=-6.906+3.1861g\Delta t+0.4871gR_{75}$$

式中 Δt——声波时差，μs/ft；

R_{75}——标准温度75°F时的电阻率。

将Δt与R_{75}代入上式求D：

D=正值　　烃源层

D=负值　　非烃源层

D=0　　不定

综上可知，应用测井方法划分烃源层，是国外测井解释的一个重要新动向，值得注意，但在我国尚不多见。

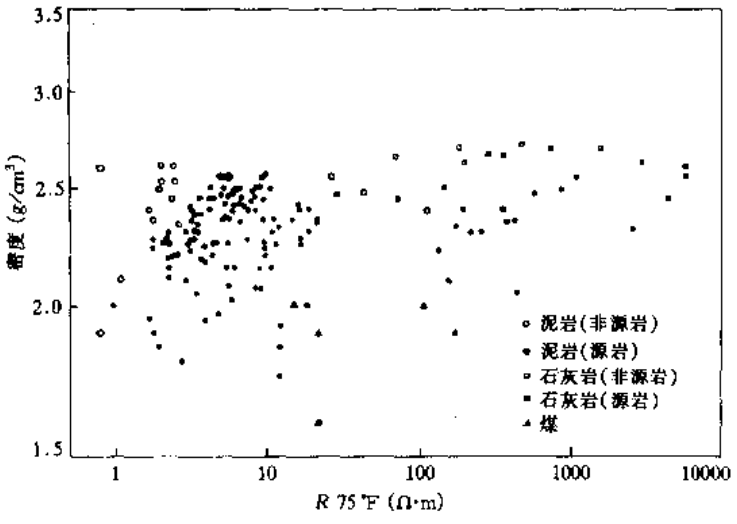


图2-3　密度-电阻率综合判别图

由于钻井取心较少，岩心地球化学分析只能在“点”上进行，局限性较大但花钱却较多；而测

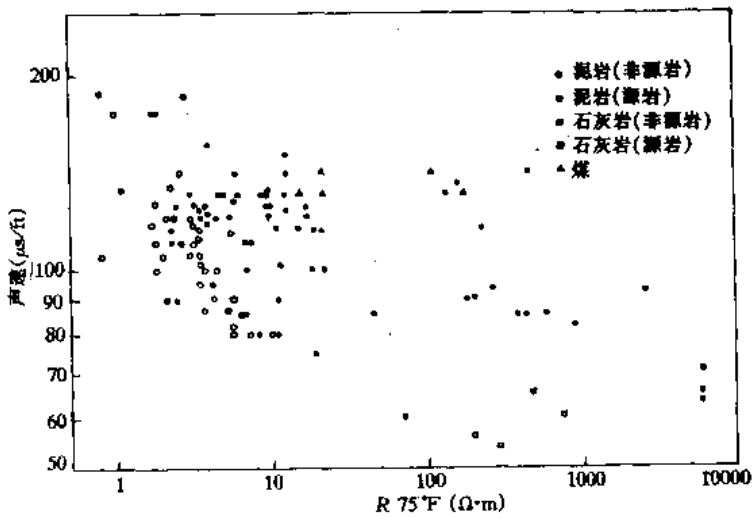


图 2-4　声速-电阻率综合判别图

井方法是连续的，更有代表性、成本又低。所以发展综合应用测井方法来划定烃源层是一项很有前途的研究工作。

第三节　储集层研究新方法

碎屑岩、碳酸盐岩及其他特殊岩石等类储集层的沉积相、储集空间、孔隙结构、孔隙度与渗透率等特征的常规研究，在石油地质学、油矿地质学、油层物理学等教科书中已有详细论述，这里不再重复。近 20 年来，在盆地早期勘探阶段，采用地质、测井、地震等多学科技术综合判别砂岩储集体类型，预测砂岩孔隙度及次生孔隙发育带，已成为国内外油气储集层研究的新趋势。因此，现以砂岩为主简介储集层研究新方法。

一、综合地质、测井、地震特征识别储集体类型

80 年代以来，国内外对沉积相和储集体的区域性研究，趋向于将岩石学、地球物理测井和区域地震地层学三种方法综合使用，互相取长补短，以得出更加科学的认识。

为了正确认识各种沉积相和储集体，现按常见类型分述其岩石学、测井曲线及地震地层学特征（张厚福等，1994）。

1.冲积扇相（或洪积锥相）

岩石学特征：粗砾、砂（辫状河道）、细砂泥（漫流沉积）为主，少量泥石流和筛余砾石；色偏红，常见泥裂、雨痕；扇前缘可见碳屑及少量植物化石（图 2-5）。

测井曲线特征：SP（自然电位曲线）呈块状或锯齿状，中低幅，叠置呈箱形、钟形及漏斗形，齿中线相互平行为主（图 2-6）。

地震地层学特征：在地震剖面上呈丘状，平面上呈扇形，为内部反射杂乱的楔形体或透镜体。扇根无反射或杂乱短反射；扇中连续性中-好，振幅中—强，平行亚平行或发散结构；扇端高频，振幅中—低，连续性中—差（图 2-7）。

储层：辫状河道及扇中或近扇端的砂砾岩体。

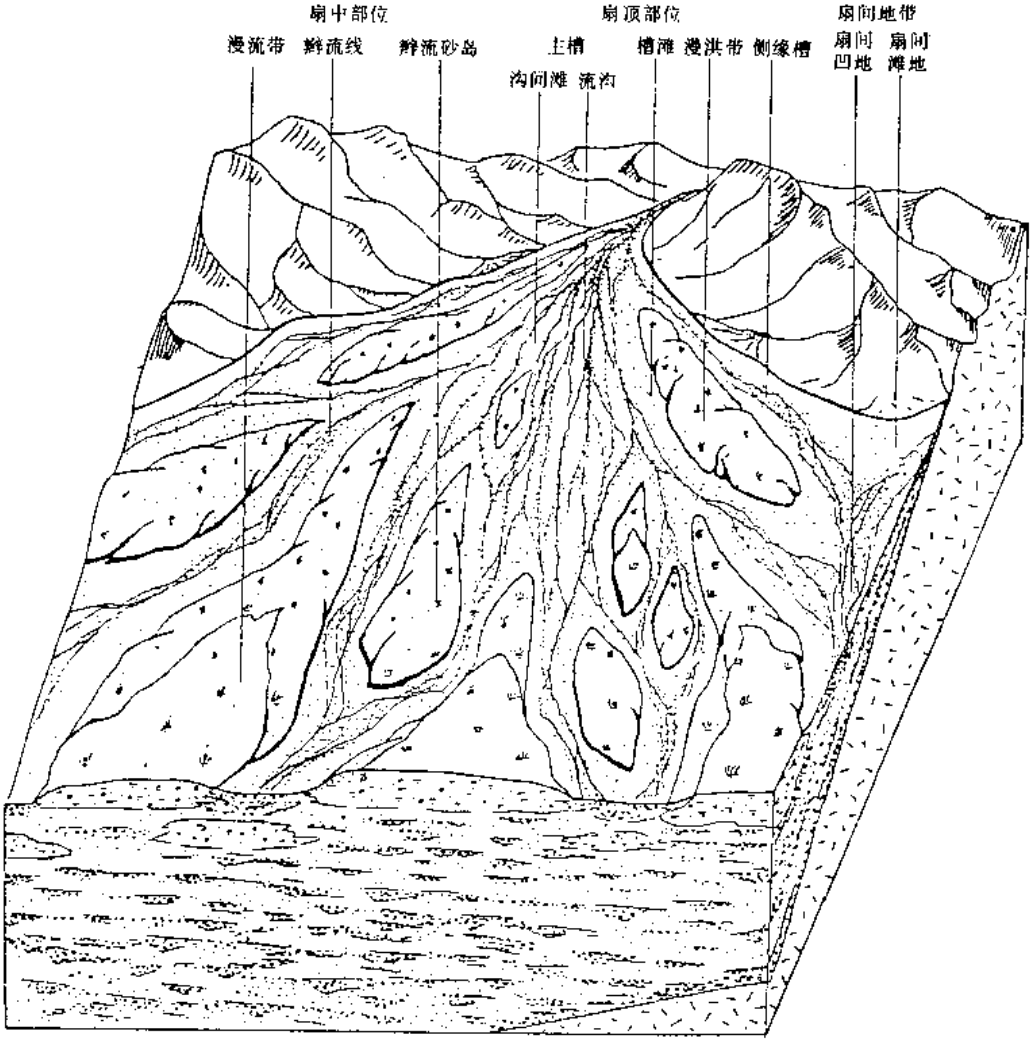


图 2-5　冲积扇立体模式图

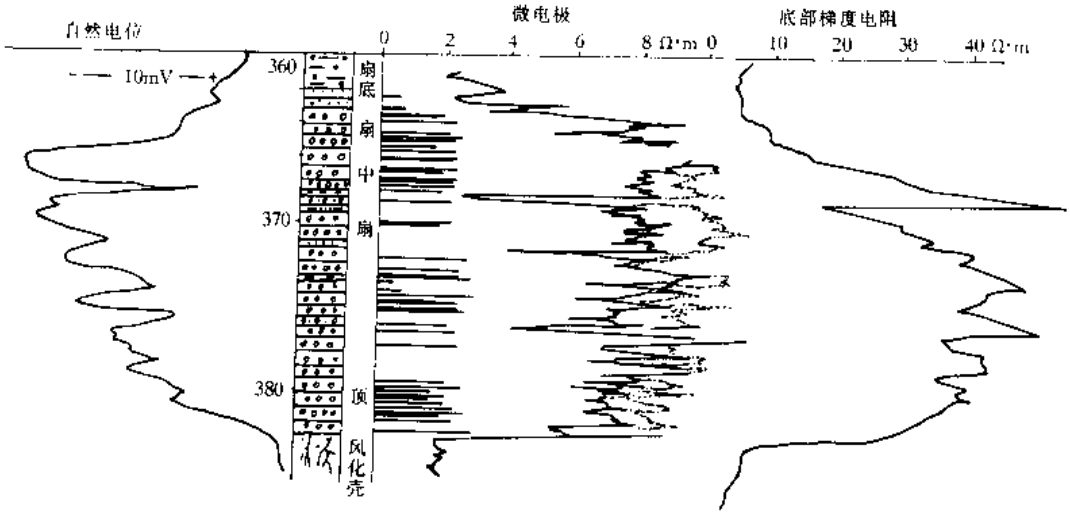


图 2-6　冲积扇典型电测电线

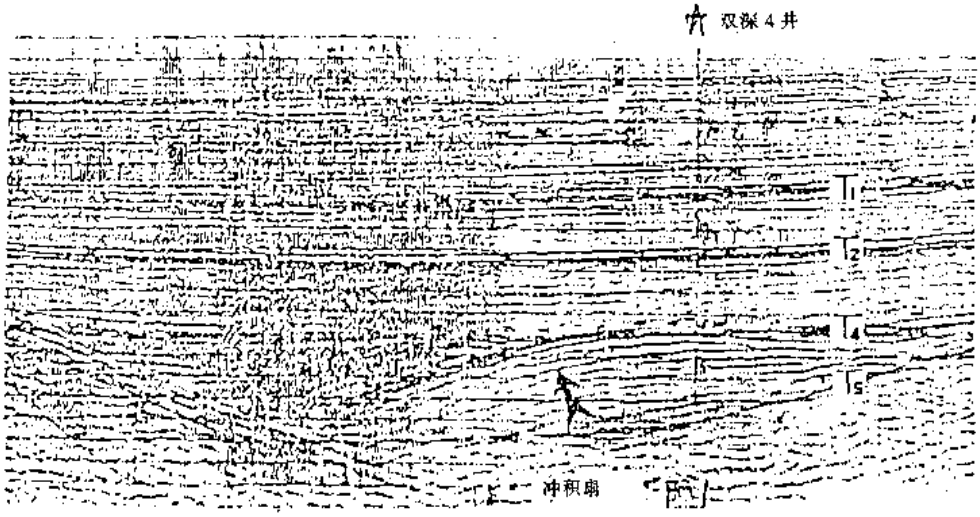


图 2-7　冲积扇地震反射剖面图

2.河流相

岩石学特征：矿物成分复杂,成熟度低，分选系数>1.2，频率曲线双峰，概率图两段式，悬浮和跳跃特征明显，层理、冲刷等沉积构造现象丰富，具“二元构造”沉积层序。曲流河上、下部厚度近等，岩心粒径向上变细（图 2-8）；辫状河上部细粒沉积物不发育，主要为交错层砂岩不整合夹废弃河道页岩（图 2-9）。

测井曲线特征：曲流河 SP 钟形与箱形组合，齿中线向内收敛，伽马曲线略向上变细，页/砂比率高可与辫状河或风成沉积区分开，倾角测井页岩均匀型，河道砂向上递减型（图 2-8B）。辫状河 SP 大段箱形夹平直曲线，伽马曲线均匀砂岩夹页岩单元，倾角测井页岩均匀型，河道砂陡前积倾角（图 2-9B）。

地震地层学特征：河道充填在地震剖面上呈充填型地震相，顶平底凹或顶凸底凹的透镜状；内部杂乱或上超充填反射，有时无反射（图 2-10）。

储层：河道砂体、天然堤砂体。

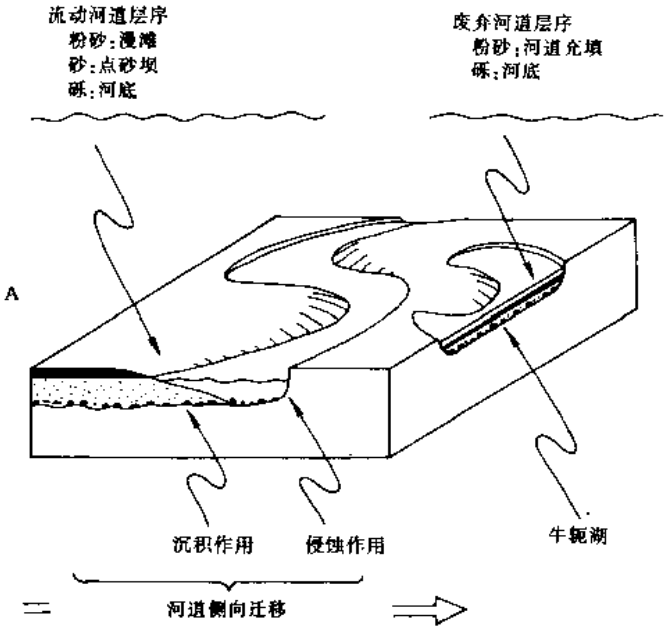
3.三角洲相及扇三角洲相

岩石学特征：垂向沉积序列为海退层序，由下向上变粗。由前三角洲粘土岩、三角洲前缘砂岩至三角洲平原沼泽碳质泥岩和砂岩组成（图 2-11A）。由于河流作用与海洋（湖泊）作用不同，造成河控、浪控及潮控三种三角洲（图 2-11B）。三角洲沉积各亚相的岩性、沉积构造及共生矿物特征详见图 2-12。

测井曲线特征：SP 为前积式或加积式的幅度组合，下部为连续的、向上幅度渐增的漏斗形曲线组合；中部呈箱形曲线组合；上部为厚度不大的分散的箱形或钟形曲线与平直曲线组合。自然伽马曲线形态与 SP 相似（图 2-12）。

地震地层学特征：走向地震剖面上呈丘状外形，双向下超明显（图 2-13A）；倾向剖面上显示斜交前积或 S 形前积反射结构（图 2-13B，C）。

储层：分流河道砂体、河口砂坝、三角洲前缘席状砂层、障壁岛砂体及共生的陆架席状砂层。



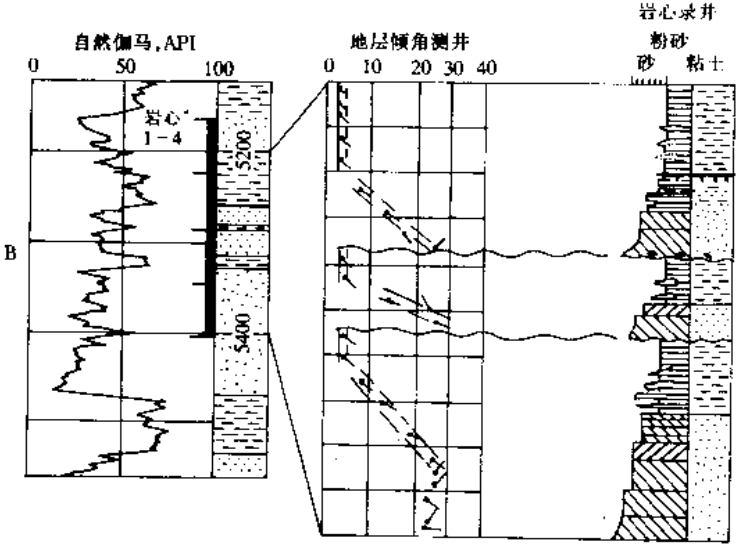
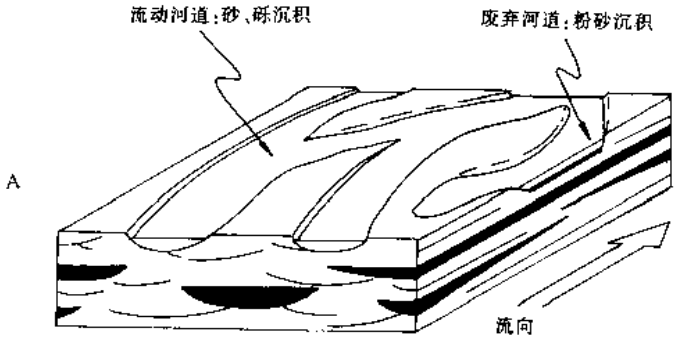


图 2-8　曲流河沉特征图（据 Selley，1982 修改）

A.立体模式图；B.岩心录井及测井剖面



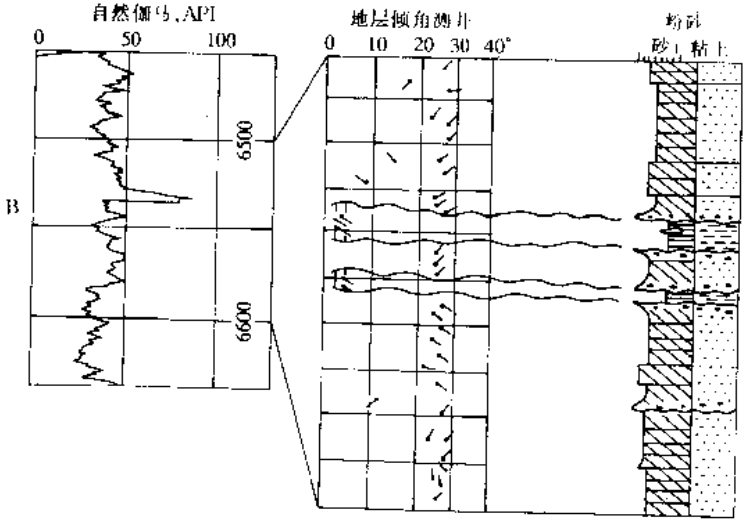


图 2-9　辫状河沉积特征图（据 Selley，1982 修改）

A.立体模式图；B.岩心录井及测井剖面

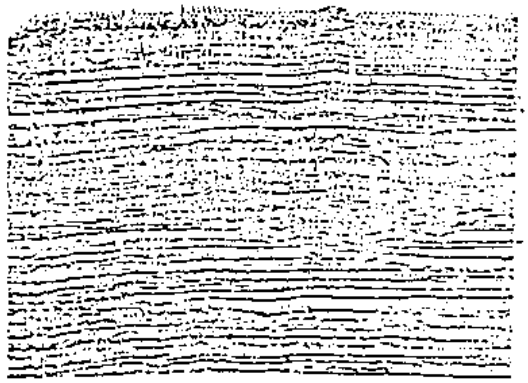


图 2-10　河道充填砂体的地震反射剖面

A.内部杂乱或无反射；B.下伏层速度“下拉”

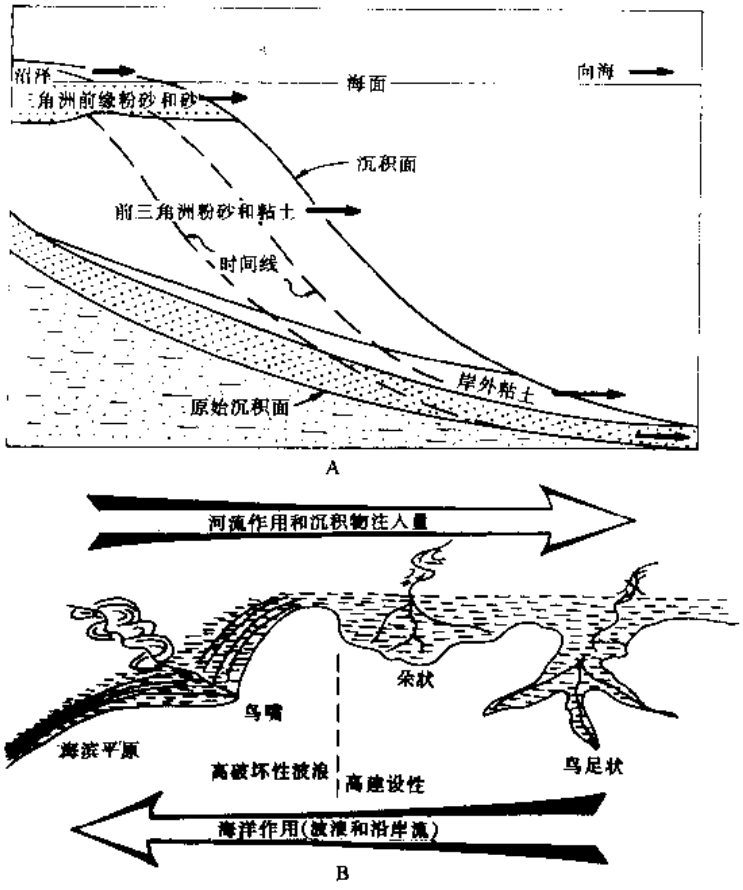


图 2-11　三角洲沉积模式图

建设性三角洲亚相向海迁移，箭头示迁移方向（据 Scruton，1960）；
B.三角洲三种类型，箭头示作用增大方向（据 Fisher 等，1969）

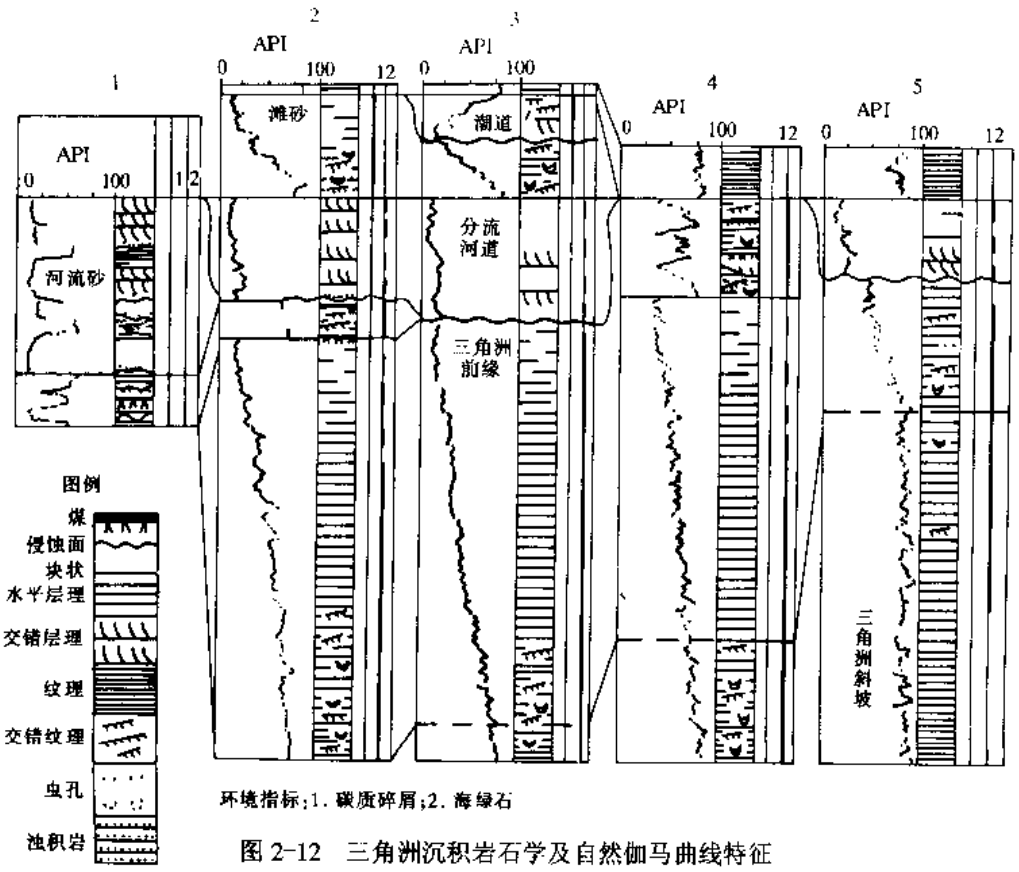


图 2-12　三角洲沉积岩石学及自然伽马曲线特征

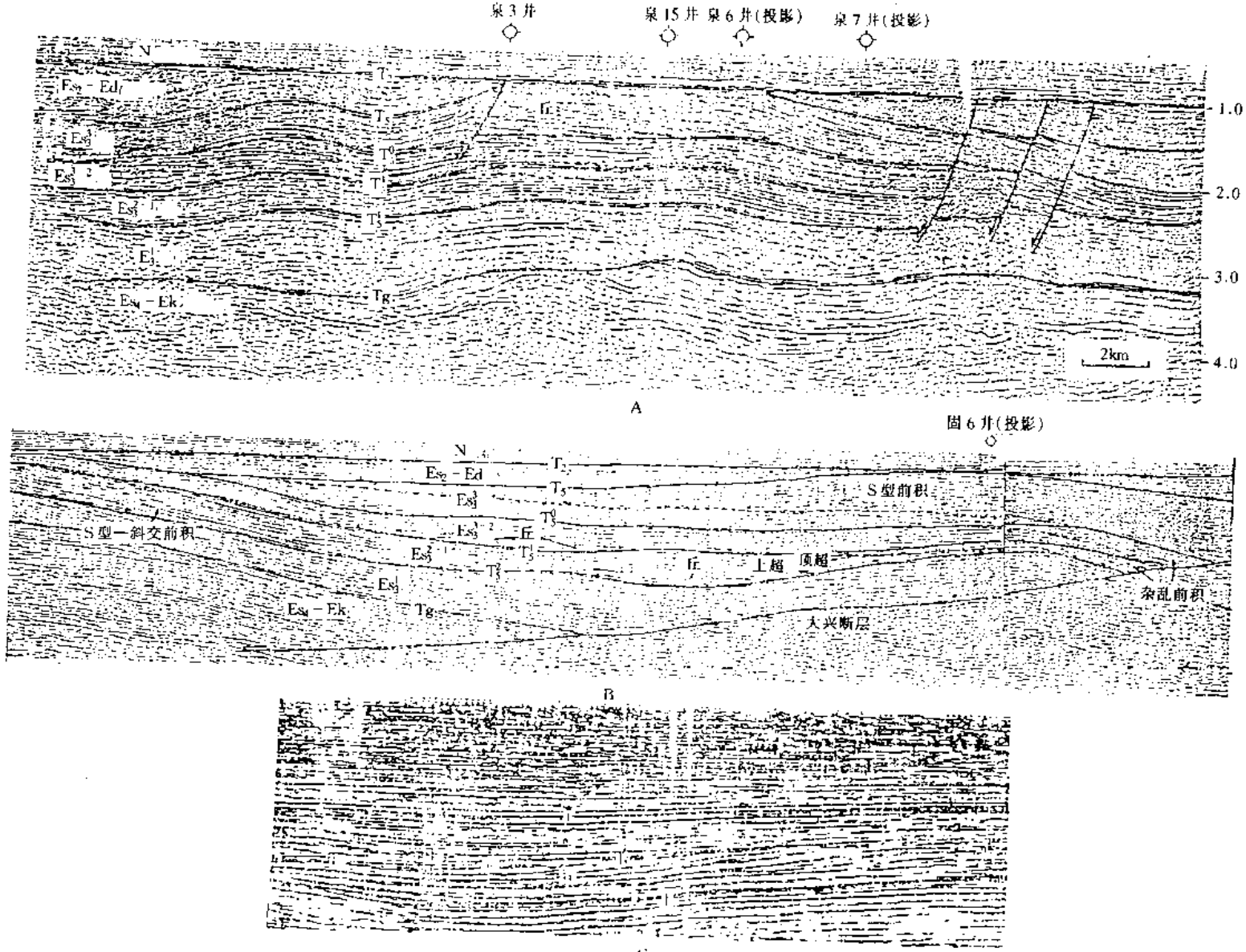


图 2-13　三角洲地震反射剖面图

A.廊固凹陷 GA621 剖面沙三上（丘状）；B.廊固凹陷 LG22-LG16 剖面沙三上（S 形前积）；C.东营凹陷六户 102.0 剖面牛庄三角洲（斜交前积）

4.滩坝相

岩石学特征：垂向剖面与泻湖、潮坪沉积伴生，砂体呈底平顶凸透镜状，厚几至几十米，宽几十到几百米，长达几至几十千米。平行海、湖岸线分布，随海（湖）进、退迁移。常呈反韵律，顶界清楚，分选较好，多发育向海（湖）倾斜的板状交错层，与砂体延伸方向垂直。图 2-14 表示滨外滩坝的各种沉积模式，图中 1-4 依次代表陆相冲积层、泻湖和潮间沉积、滩坝砂体、广海陆架相。

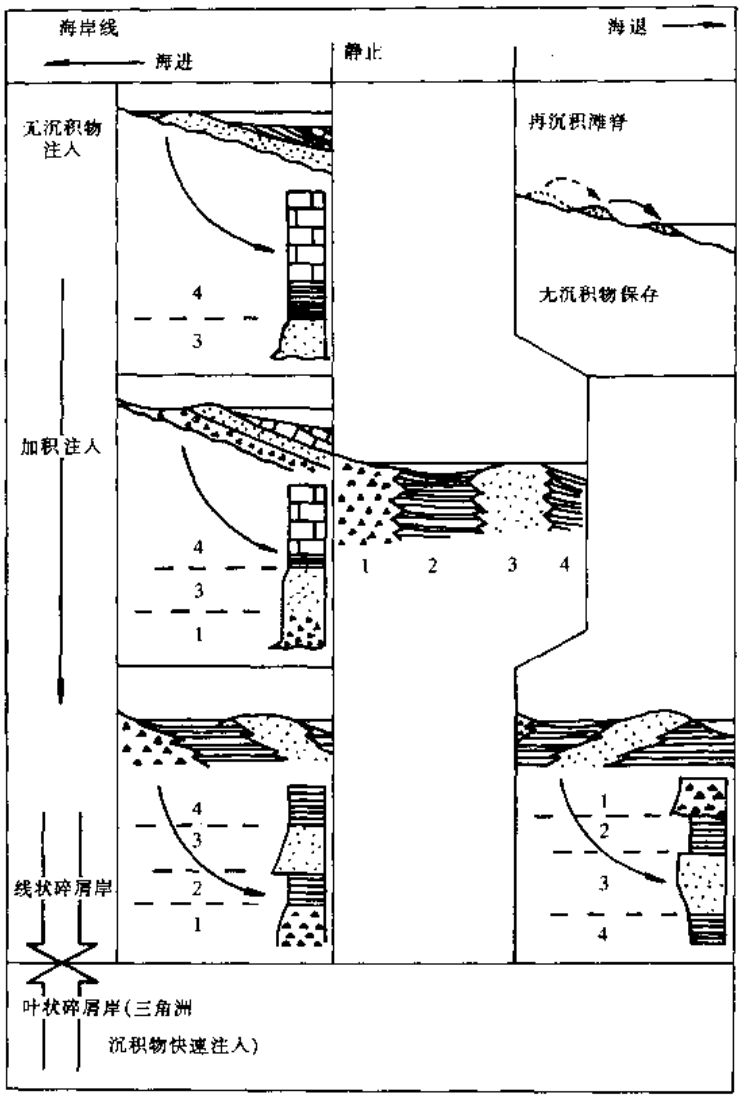


图 2-14　滨外砂坝的各种沉积模式(Selley，1982)

1-陆相冲积层；2-泻湖和潮间沉积；3-堤砂；4-广海陆架相

测井曲线特征：SP 典型曲线（图 2-15）表明坝体中心②对称齿形渐变为漏斗形，顶部突变；坝前方③幅度变小；侧翼④幅度大、漏斗状；端部⑤幅度变小、齿形。滩多发育在缓坡上，在河口附近可以形成多期滩砂，呈中至高幅的齿形或指形曲线组合。自然伽马曲线漏斗形，矢量图显示倾角向上增大。

地震地层学特征：滩呈席状强反射，坝呈丘状反射，小型坝只有小幅度同相轴弯曲。

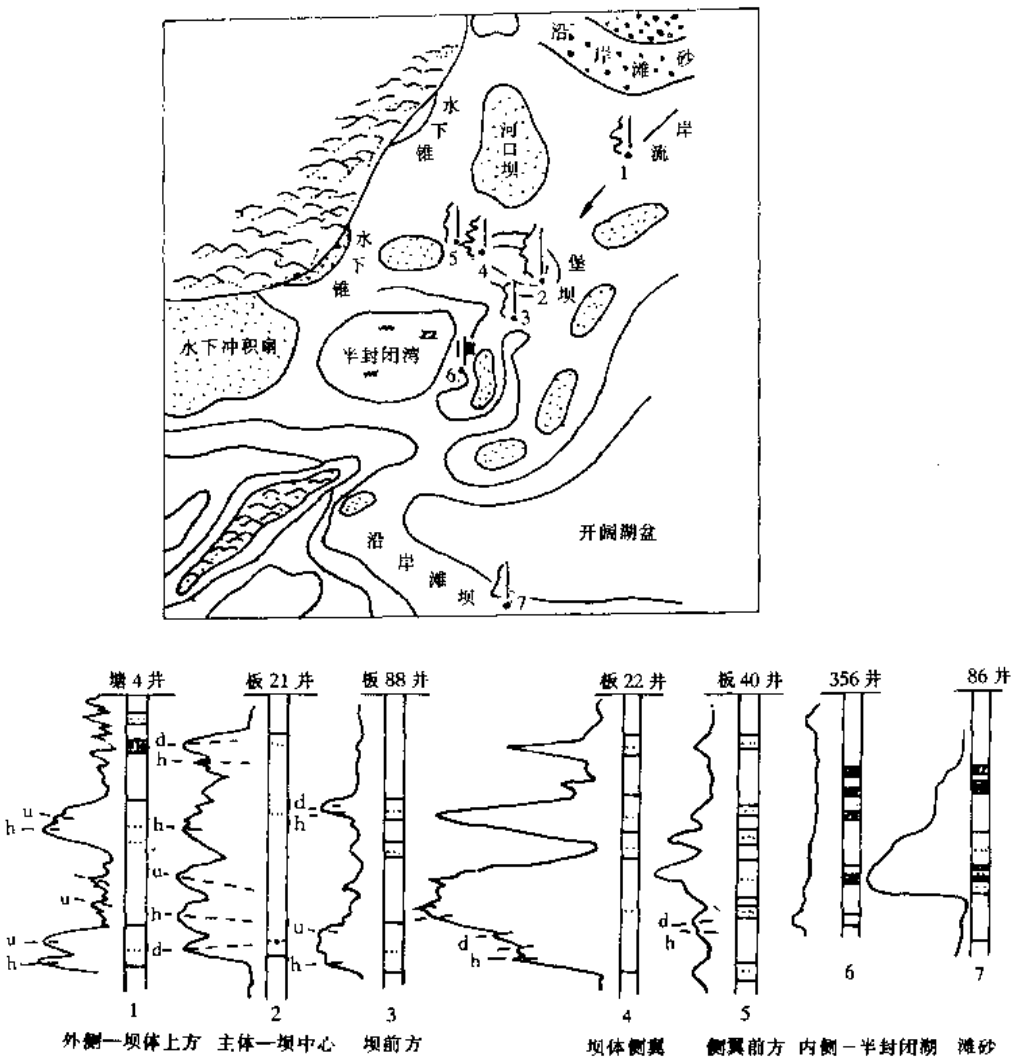


图 2-15　滩坝的典型自然电位曲线

储层：滨外砂坝、滨外滩砂。

5.近岸水下扇相

岩石学特征：深水近源洪水沉积，砾岩、砂岩夹暗色泥岩。砂岩成熟度低，见鲍玛序列；概率图低角度上凸折线，浊流悬浮特征。砾岩杂基支撑，水下泥石流产物。泥岩色暗粒细，属深水环境。

测井曲线特征：SP 下部低幅漏斗形；中部齿化箱形、指形为主；上部低幅钟形。

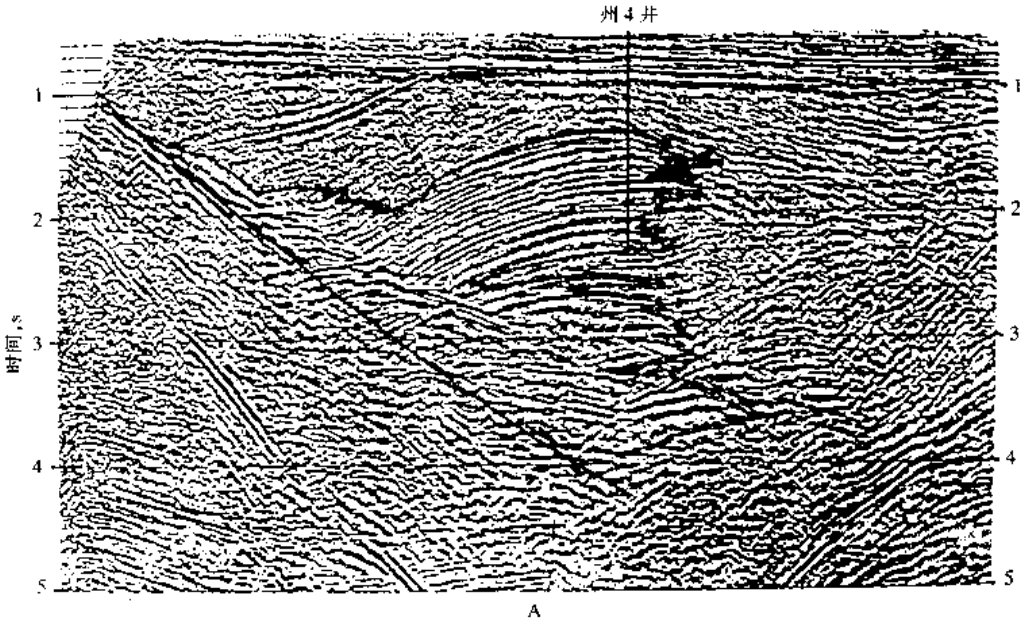
地震地层学特征：地震剖面上呈各种前积反射结构的楔状相，平面上呈扇形。

储层：扇端、扇中砂砾岩。

图 2-16 为冀中廊固凹陷北缘大兴断层下降盘沙三下亚层序的典型近岸水下扇。

6.浊积扇相

岩石学特征：深水环境夹暗色泥岩的砂岩、砂砾岩，单个砂层正粒序，若干向上变粗、变细韵律组成总体向上变细序列。垂向呈鲍玛层序，具典型的沉积构造特征，每层砂岩厚度随颗粒变细而减薄（图 2-17）。



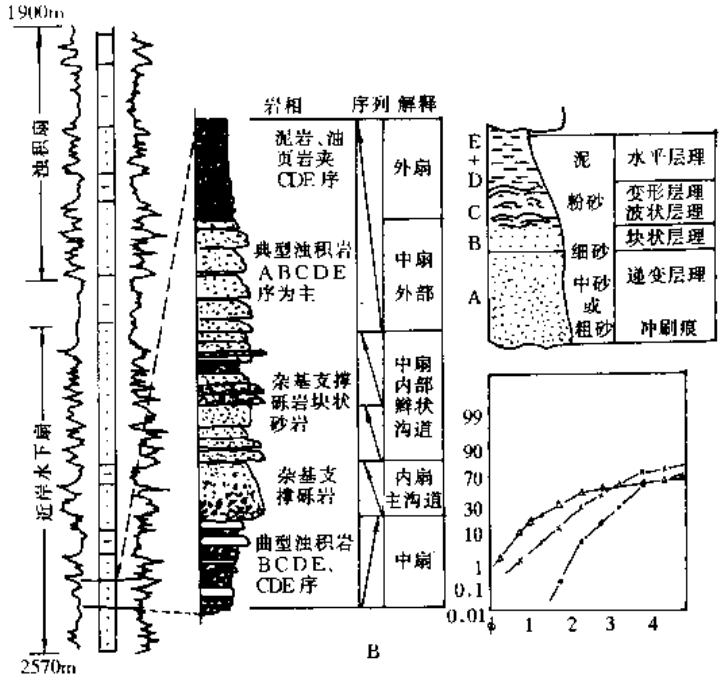


图 2-16 近岸水下扇特征

A.州4井近岸水下扇地震剖面；B.州4井近岸水下扇岩心相分析及测井曲线

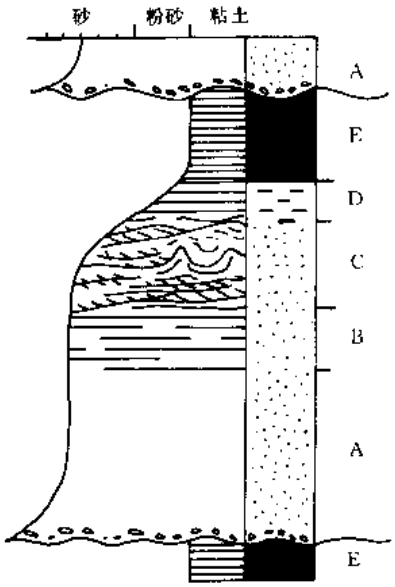


图 2-17 一个浊积单元的典型鲍玛层序

测井曲线特征：自然伽马和地层倾角测井特征显著，扇根砂砾岩，非均质颗粒流，箱状，倾向杂乱倾角变化大；扇中（近源扇）钟状，倾角向上递减；扇端（远源扇）漏斗状，倾角向上递增（图 2-18）。SP 曲线形态与自然伽马曲线相似。

地震地层学特征：在地震剖面上浊流水道砂体呈充填型透镜状；浊积扇砂体呈丘状，同相轴增多或振幅异常（图 2-19）。

储层：浊流水道砂体、浊积扇砂体。

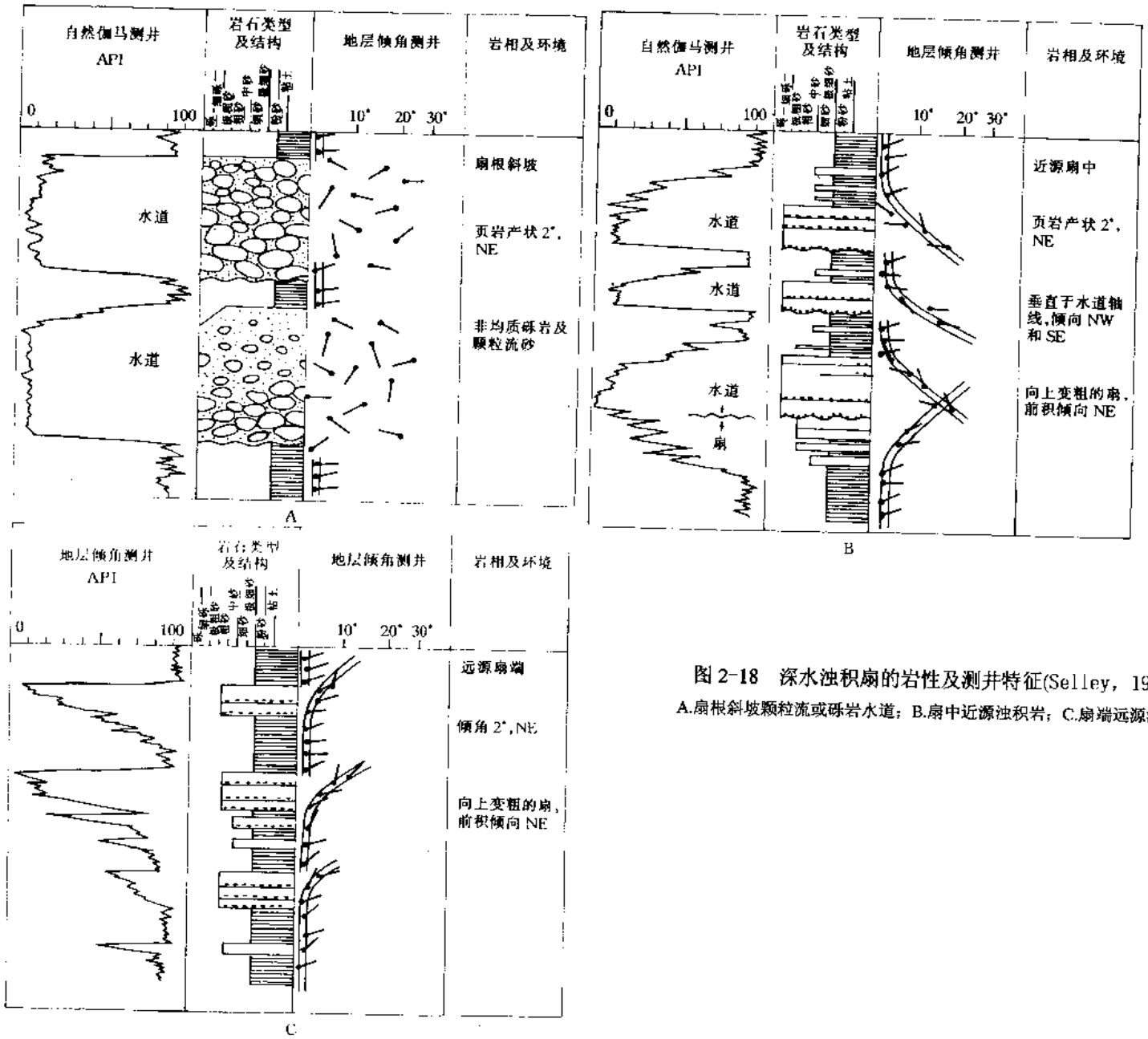


图 2-18　深水浊积扇的岩性及测井特征(Selley，1982)

A.扇根斜坡颗粒流或砾岩水道；B.扇中近源浊积岩；C.扇端远源浊积岩

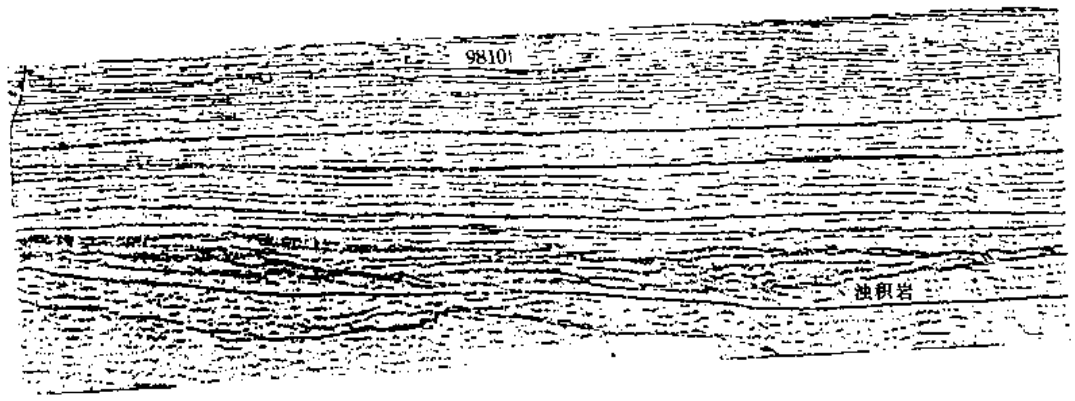


图 2-19　渤海海域浊积扇丘状外形（据常之瑞，1986）

7.碳酸盐岩岩隆

岩石学特征：以生物成因碳酸盐岩为主，包括生物礁、生物碎屑灰岩、生物碎屑滩及鲕粒滩。可见交错层理、泥裂、鸟眼及生物扰动等沉积构造。

测井曲线特征：碳酸盐岩在测井曲线上特征不明显，难以识别这种相带。但是对生物礁及裂缝性碳酸盐却有较好的测井响应。

地层倾角及自然伽马测井均有助识别生物礁。从盆地页岩向上至礁前坡积前积自然伽马向上递减、倾角递增，至生物礁礁体自然伽马曲线平直，显最低值，倾向杂乱、倾角变化大，向上至披盖页岩自然伽马剧增、倾角骤减（图 2-20）。

裂缝性碳酸盐岩的测井技术正在迅速发展，地层倾角测井是识别裂缝的最佳方法，配合以密度-中子、声波、双侧向电阻率、井径、井温等组成裂缝识别测井系列，并可对裂缝倾向、倾角及裂缝率作出定量解释。

地震地层学特征：碳酸盐台地和碳酸盐滩在地震时间剖面上均显连续性很好的平行强相位，滩相还显示强相位明显加厚或中间产生复波特征。生物礁呈丘状反射，顶面强反射，两侧有上超；上覆页岩呈披盖反射，且有速度异常和假同相轴等。图 2-21 表明珠江口盆地碳酸盐台地、滩及礁的地震反射特征。图 2-22 为该盆地惠州 33-1 塔礁的地震反射特征及礁微相划分。

储层：生物礁、鲕粒滩、生物碎屑滩及缝洞性碳酸盐岩。

8.火山岩相

世界上及我国都发现了不少火山岩油气藏，事实证明在烃源层中或附近发育的火山岩同样有利于油气储集。

岩石学特征：火山喷发岩包括凝灰岩及

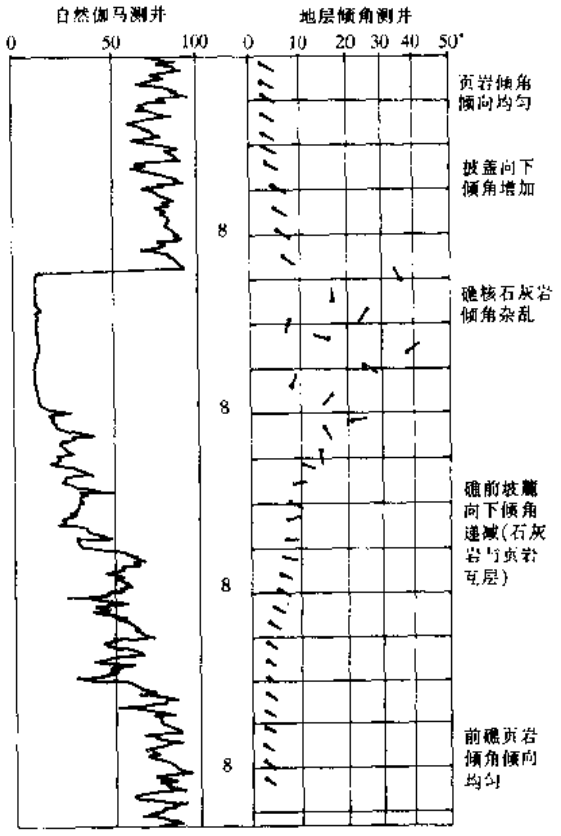


图 2-20　生物礁的自然伽马及地层倾角测井特征

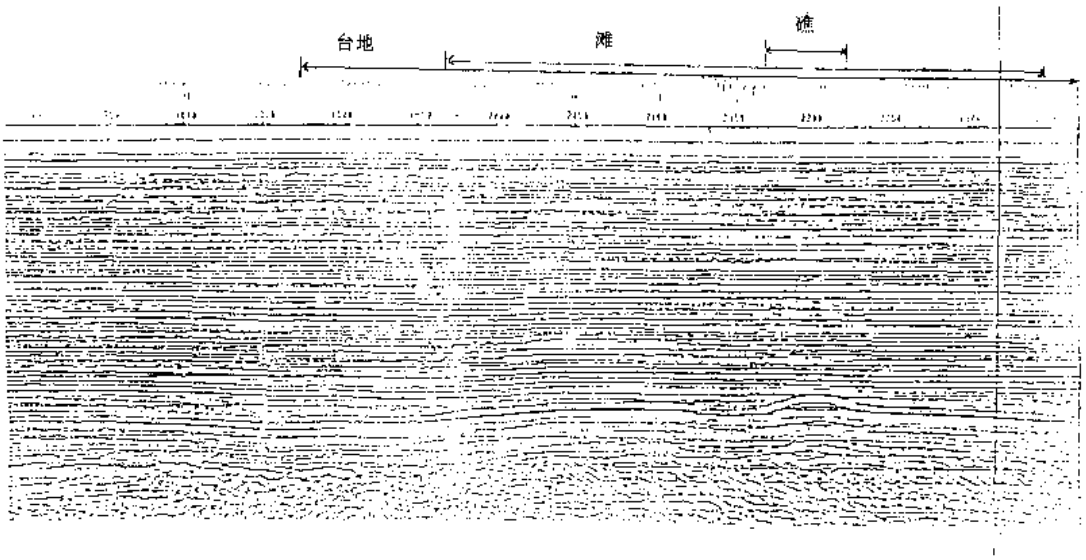


图 2-21　珠江口盆地台地、滩、礁的地震反射特征

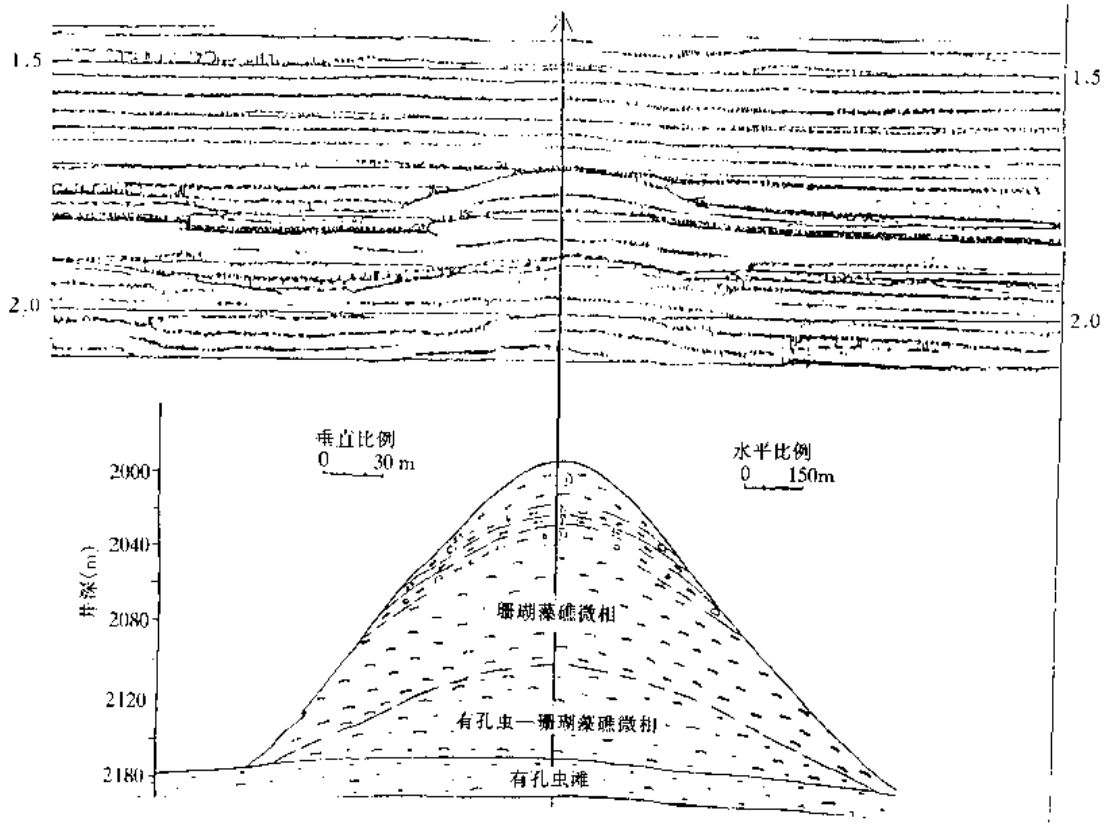


图 2-22　珠江口盆地惠州 33-1 塔礁

熔岩流，可划分为玻璃质碎屑岩相、枕状角砾岩相及熔岩相（图 2-23）。

测井曲线特征：用电阻率、微电阻率、密度、中子、声波、自然伽马及自然电位等组合测井技术解释火山岩储集体效果较好。

地震地层学特征：不同产状的火山岩在地震剖面上显示各自特征。层状喷发岩呈板状强同相轴平行反射，向两侧减弱或中断；玄武岩多为弧形反射；火山锥显示蘑菇状地震相；多

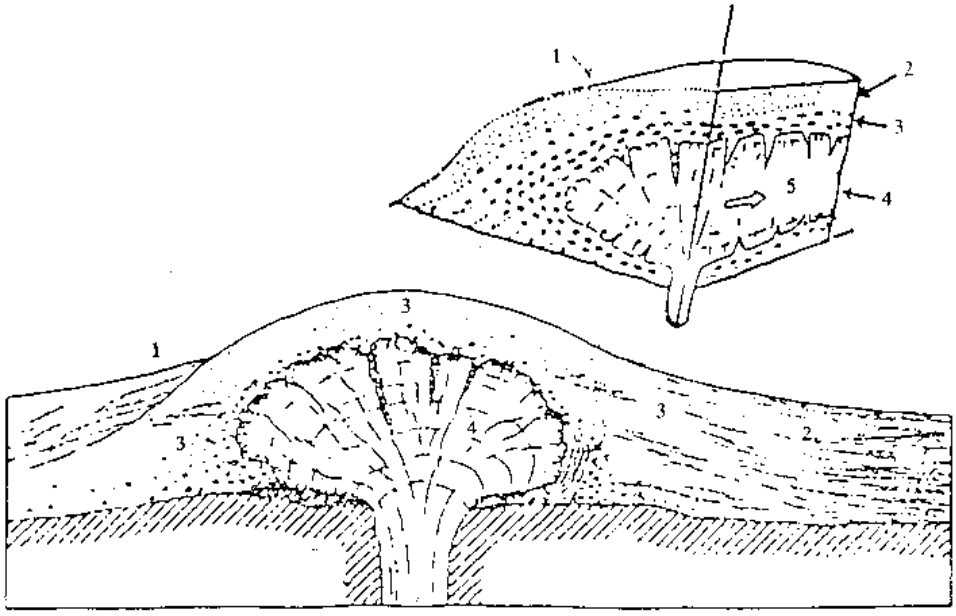


图 2-23　火山岩主要相带分布图

期喷发又被连续掩埋的火山锥则常表征为宝塔状地震相。

一般火山岩相、泥丘、碳酸盐岩岩隆均在地震剖面上呈丘状外形，难以区分，应综合速度、区域地质及井下资料多种信息加以判断。较大规模火山岩体显示重磁力异常，也是一种良好的鉴别标志。

综合上述岩石学、测井曲线及地震地层学特征识别各种沉积相后，可归纳出常见储集体类型如下：

(1)冲积扇相（或洪积锥相）。辫状河道及扇中或近扇端的砂砾岩体；

(2)河流相：河道砂体、天然堤砂体；

(3)三角洲相（或扇三角洲相）。分流河道砂体、河口砂坝、三角洲前缘席状砂层、障壁岛砂体，以及共生的陆架席状砂层；

(4)滩坝相。滨外砂坝、滨外滩砂；

(5)近岸水下扇相。扇端、扇中砂砾岩体；

(6)浊积扇相。浊流水道砂体、浊积扇砂体；

(7)碳酸盐岩岩隆。生物礁、鲕粒滩、生物碎屑滩、缝洞性碳酸盐岩、白云岩化带；

(8)火山岩相。玻璃质碎屑岩、枕状角砾岩。

二、砂岩孔隙度的预测模型

近几年来国外注意研究在压实过程中影响砂岩孔隙度的参数，设计预测砂岩孔隙度的数学模型。研究世界 428 例岩心分析数据表明(Scherer，1987)，埋藏时代、石英含量、最大埋深及 Trask 分选系数是一级参数，而粒径中值和温度仅是次级参数而已。回归方程如下：

由砂岩颗粒结构控制的原生孔隙度

$$\Phi_p=20.91+(22.9/So) \tag{2-9}$$

式中 So 为 Trask 分选系数，由累积曲线上 25%处的粒径大小 Q_1 与 75%处的 Q_3 之比开平方求

得（据 Pettijohn，1975）。

砂岩压实过程中的孔隙度

$$\Phi_c=18.60+4.73\ln Qz+17.37/So-0.0038H-4.65\ln Y \qquad (2\text{-}10)$$

式中 Qz 为碎屑石英含量（占岩石固体体积的%），So 为 Trask 分选系数，H 为埋藏深度（m），Y 为地质时代（Ma）。此方程适用于很少或无胶结物、未经淋滤、埋深大于 500、地质年龄大于 3Ma、很少或无剪应力的砂岩。

胶结作用影响的砂岩孔隙度

$$\Phi_s=3.30+0.18C+0.78Pe \qquad (2\text{-}11)$$

式中 C 为胶结物含量（占岩石固体体积的%），Pe 为根据（2-10）式求得的估计孔隙度（%）。（2-11）式系根据北海二叠系赤底统砂岩（主要由白云石及硬石膏胶结）数据回归求得。由于地质时代和胶结物成分不同，当砂岩仅部分胶结时（<5%岩石固体体积），（2-10）式可能更为适用。

三、砂岩次生孔隙发育带的预测

过去石油地质学家们在研究碳酸盐岩储集层时，非常重视溶蚀洞穴、构造裂缝、不整合风化孔隙等次生孔隙，而对砂岩储集空间则偏重各种原生孔隙。近十多年来，随着世界油气勘探的深入，发现一些较大的砂岩油田储集空间却以次生孔隙为主要类型，许多油田次生孔隙占总孔隙的百分比高达 30%～50%以上（图 2-24）(Shanmugam，1985)，从而引起各国学者注意探索砂岩次生孔隙的成因、识别标志及其发育带的预测方法，以便提高油气勘探的效率。

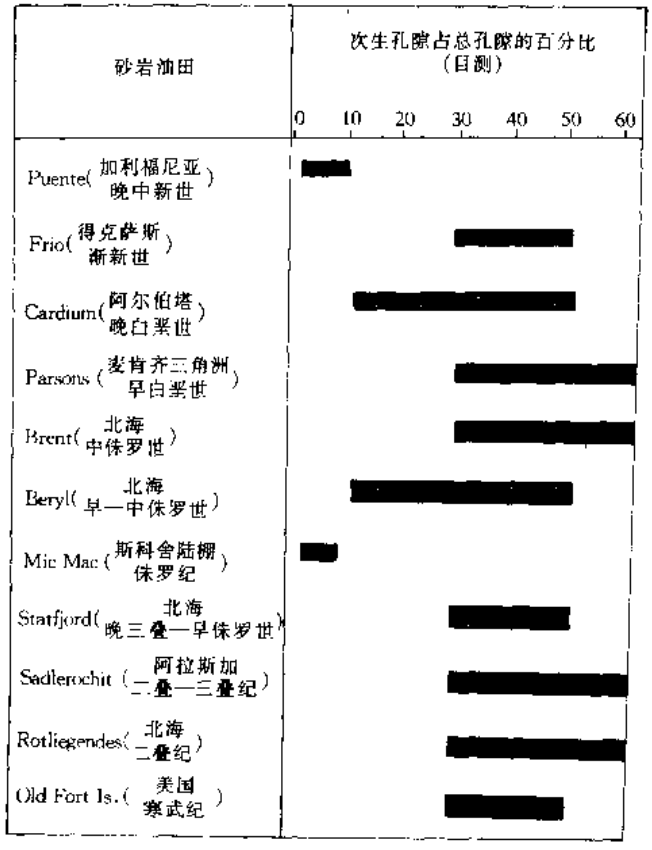


图 2-24　砂岩油田次生孔隙的分布

（据 Shanmugam,1985）

砂岩的次生孔隙绝大部分是由溶蚀作用造成的。最重要的可溶颗粒是碳酸盐、长石及岩屑，溶蚀所需的大量酸性水介质则同下列因素有关：

(1) 混层粘土矿物转化释放大量层间水，尤其是第一、二迅速转化带附近，正是次生孔隙的发育带和层间水快速脱出带（表 2-1）。

(2) 有机质经热演化达到成熟后，生成大量油气、二氧化碳和水，后两者与岩石中的碳酸盐反应可产生大量 HCO^-_3，有助颗粒溶解。

表 2-1　次生孔隙发育段与泥岩压实、成熟度、混层转化的关系

成岩阶段		有机质成熟度	混层粘土矿物		砂岩孔隙类型	泥岩脱水	泥岩压实阶段
			转化带	蒙脱石(%)			
成岩期		未成熟	蒙脱石带	>70	原生孔隙	孔隙水	初期压实
后生期	早期	半成熟	渐变带	70～50	混合孔隙	层间水稳定带	稳定压实
	中期	低成熟	第一迅速转化带	50～35	次生孔隙带	层间水	突变压实
		成熟带	第二迅速转化带	20±		快速脱出带	紧密压实
		高成熟	第三迅速转化带	<15	少量次生孔和裂缝	深埋缓慢脱水带	
	晚期	过成熟	混层消失	-	裂缝为主		

$$\text{干酪根} \xrightarrow{\text{热演化}} \text{石油天然气} + CO_2 + H_2O + N_2$$

$$CaCO_3 + CO_2 + H_2O \rightleftharpoons Ca^{2+} + 2HCO_3^-$$

(3)粘土与碳酸盐反应

$$5CaMg(CO_3)_2 + Al_2Si_2O_5(OH)_4 + SiO_2 + 2H_2O = Mg_5Al_2Si_3O_{10}(OH)_8 + 5CaCO_3 + 5CO_2$$

白云石　　高岭石　石英　　绿泥石

(4)在不整合带砂岩中的长石易被风化成高岭石，也可产生大量 HCO_3^-

$$2NaAlSi_3O_8 + 2CO_2 + 11H_2O = Al_2Si_2O_5(OH)_4 + 2Na^+ + 2HCO_3^- + 4H_4SiO_4$$

钠长石　　高岭石

$$2KAlSi_3O_8 + 2CO_2 + 11H_2O = Al_2Si_2O_5(OH)_4 + 2K^+ + 2HCO_3^- + 4H_4SiO_4$$

钾长石　　高岭石

此外，方解石交代难溶硅酸盐、胶结物和基质中重结晶作用产生细小晶间孔隙等，均有助形成次生孔隙。

砂岩次生孔隙的识别标志是国内外探讨的重要课题，在总结前人（Chepkov 等，1961；Schmidt & McDonald，1979）经验后，Shanmugam（1985）提出了砂岩次生孔隙的镜下识别标志 4 类 20 种（图 2-25）。

砂岩次生孔隙的纵向分布主要受混层粘土矿物转化释放大量层间水的时期所控制，表 2-1 显示粘土矿物的第一、二迅速转化带属成岩后生作用阶段（Catagenesis）中期，恰与生油窗、压实突变、泥岩脱水排烃时期相对应，是次生孔隙总量占优势的发育演化阶段，对油气运移、聚集十分有利。所以，综合成岩作用阶段、有机质成熟度、混层粘土矿物转化、泥岩压实作用、泥岩脱水等项资料，可助预测砂岩次生孔隙发育带的纵向分布，它们在声波测井和地震传播速度上均会显示低速异常，后两者已成为油气勘探中常用的预测砂岩次生孔隙发育带的有效方法。

四、砂岩/泥岩比率研究

碎屑岩发育区烃源层-储集层接触面积与砂岩/泥岩比率有关，它直接影响烃源层的排烃

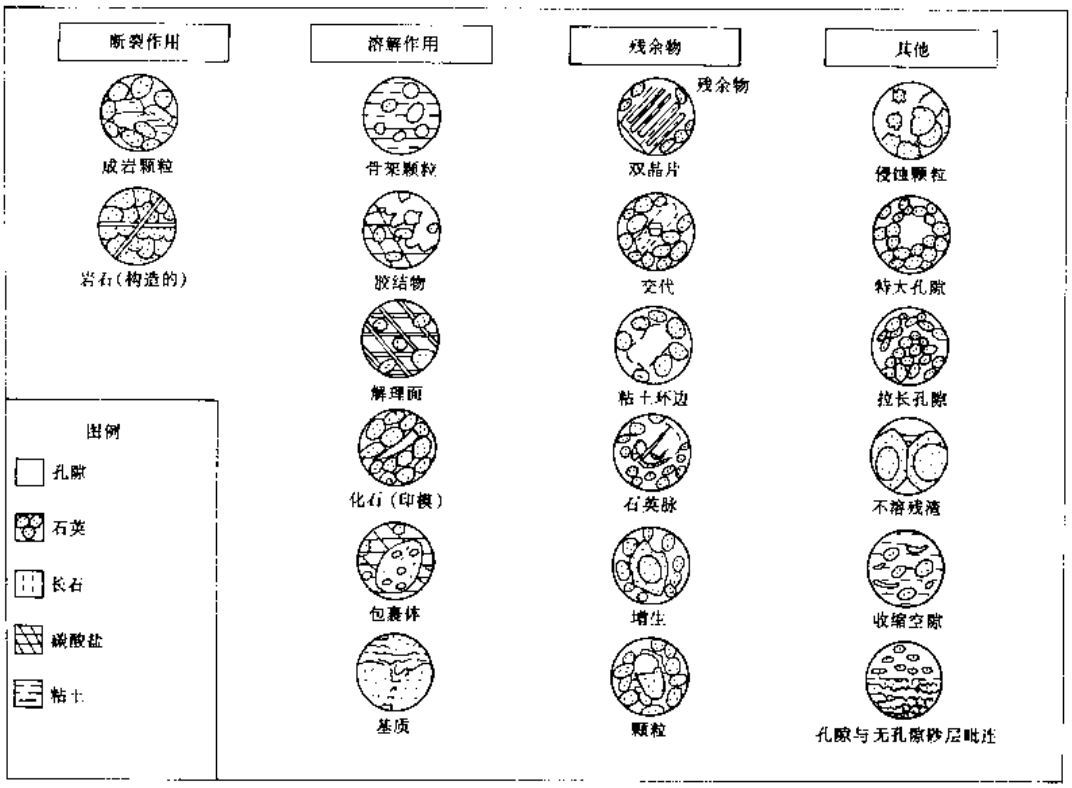


图 2-25　砂岩次生孔隙的识别标志

（据 Shanmugam，1985）

效率和储集层的储集效率，具有重要意义。

许多实例显示这项研究的重要性。美国落基山区上白垩统多数油田集中分布在比率为 0.25～1.0（即砂岩厚度百分率 20%～50%）的范围内，而气田则分布在砂岩更多的区域。

不同学者在世界若干砂岩产油区研究砂岩/泥岩厚度比率或剖面中砂岩厚度百分率的统计结果(表 2-2)，表明对石油聚集最有利的砂岩厚度百分率大致介于 20%～60%，中值为 30%～40%。

表 2-2　世界若干地区石油聚集的最佳砂岩百分率

产油地区及层系	砂岩/泥岩比率	砂岩厚度百分率(%)	研　究　人
美国落基山区上白垩统	0.25～1.0	20～50	Krumbein & Nagel (1953)
秘鲁帕里纳斯砂岩油藏	0.60	37	Youngquist (1958)
美国怀俄明州盐溪区白垩系弗朗提尔组	0.23～0.41	19～29	Dickey & Rohn (1958)
美国俄克拉何马州宾夕法泥亚系阿托卡组	0.50～2.0	33～67	Dickey & Rohn (1958)

日本学者真柄钦茨（Magara，1978）根据美国 7241 个砂岩油藏的砂岩平均厚度与总可采石油量之间的关系，统计结果表明砂岩体与其周围烃源岩的接触面积是控制石油储量的最重要因素。他设计了砂岩与页岩等厚互层及不等厚互层两种地质模型，研究砂岩储集层层数、

砂岩百分率与页岩平均厚度之间的关系，证明有利于石油聚集的最佳砂岩百分率也是在20%～60%范围内。美国 7241 个砂岩油藏的平均砂岩厚度为 11.9m（39ft）。他还进一步研究了块状生油泥岩的有效供油厚度，通过墨西哥湾及世界许多地区井下泥岩流体压力剖面观测，发现块状泥岩多呈超压状态，只有其顶、底与砂岩接触的 31m（100ft）泥岩排出了流体，呈现静水压力，所以块状生油泥岩一般只在最上（下）部 31m（100ft）才能有效地为其上覆（下伏）砂岩储集层提供油源。

综上可知，单纯块状砂岩发育或单纯块状泥岩发育的地区，对石油聚集都不利。只有在砂岩厚度百分率介于 20%～60%，即砂岩储集层单层厚约 10～15m、泥岩油源层单层厚约 30～40m，二者呈略等厚互层的地区，砂岩—泥岩接触面积最大，泥岩排烃效率最高、砂岩储集效率也最高，最有利于石油聚集。

在实践过程中，应用钻井地质录井和声波、伽马、自然电位、视电阻率等测井资料，可以求出砂岩/泥岩厚度比率；根据声波测井曲线可以编制流体压力剖面求出提供流体来源的泥岩平均厚度。从而估算出有利于石油聚集的最佳砂岩厚度百分率，编制盆地砂岩厚度百分率等值线图，指出石油勘探最有远景的区域。

第四节　盖层研究新方法

盖层问题长期被忽视，一直是石油地质学研究的薄弱环节，多限于岩性、岩相及厚度研究；后来通过排替压力实验，采用突破压力和突破时间定量评价盖层的封闭能力。但是，岩心采样进行实验室分析，由于岩心代表性差，分析时间长，成本高，且只能研究盖层的物性封闭能力。现已公认盖层的封闭机理除物性封闭外，尚有超压封闭及烃浓度封闭，因此，人们纷纷探索研究盖层的新方法，力求快速、简便、低成本。

一、声波时差测井法评价泥岩盖层封闭性

声波速度的大小与岩性有关，尤其对岩石的孔隙结构反映更为灵敏。泥岩颗粒小，孔隙半径与喉道半径差别不大，且孔隙大小分布较均匀，因此泥岩孔隙度大小反映了喉道半径的变化，与渗透率、排替压力关系密切。大量统计资料表明，声波时差值越大，泥岩孔隙度越大，则排替压力越小；反之亦然。所以，泥岩声波时差值与其封闭性之间有较好的对应关系。

郝石生、陈章明、吕延防等（1995）通过对松辽、塔里木、琼东南、鄂尔多斯等盆地盖层的大量研究，以松辽盆地的数据为例，总结了泥岩、粉砂质泥岩和泥质粉砂岩的排替压力与孔隙度、声波时差与孔隙度之间的对应关系，最后得出下列经验公式

$$p_{dc}=247.7/(0.0714\Delta t-15.7143)-7.4$$

$$p_{dsc}=108/(0.0745\Delta t-13.5745)-4.0$$

$$p_{dcs}=70/(0.075\Delta t-12.5)-4.2$$

式中 p_{dc}，p_{dsc}，p_{dcs}——泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩的排替压力值，MPa；

Δt——声波时差值，μs/ft。

以上各式都是用实测泥质岩盖层样品的排替压力值、孔隙度与对应点的声波时差值，通过计算机拟合得到。

这种方法解决了盖层样品不足的矛盾，不仅节省经费与时间，而且可以对每口井钻遇的盖层连续采样、评价，值得推广。

二、地震层速度法评价泥岩盖层封闭性

上述声波时差法能在剖面上评价泥岩盖层排替压力，但是受到井数量的限制，难以在平面上扩展到一个盆地（或凹陷）评价泥岩盖层的封闭性，而地震资料则可弥补这一不足。

地震速度与声波速度均为介质的弹性波速，只是获取手段不同。将上述声波时差与排替压力关系式转化为声波速度与排替压力关系式，再将校正后的地震层速度取代声波速度即可算出排替压力值。

地震层速度信息的获取，需要通过合理解释地震速度谱，读取盖层顶、底地震波反射时间及最佳叠加速度；再将叠加速度值在计算机上进行倾角、相位、压实、深度、年代等一系校正；用 DIX 公式计算出盖层层速度并作出层速度平面分布图。

由于地震速度与声波速度的采集方式不同，二者常有一定的系统误差，一般地震速度往往大于声波速度，可利用井旁地震道速度与声波速度比较，综合全区各井点处的速度差求出平均误差值即可进行误差校正。

将校正后的地震层速度值代入声波速度与排替压力关系式，即可算出相应点位的排替压力值，最后编制排替压力等值线图，便可对盖层封闭性作出全区评价。

此外，比较正常压实段与欠压实段泥岩的声波速度或地震层速度，也可对泥岩盖层超压封闭作出评价，不再赘述。

第三章　“三场”与油气藏形成的关系

早在本世纪70年代，笔者就注意到温度、压力与油气藏形成的关系，在1966年北京石油学院教材《石油地质学》中曾辟专章讨论凝析气藏的形成及分布、控制纯气藏、油气藏、纯油藏分布的地质—物理因素等有关油气藏形成的若干理论问题；到1981、1989年石油工业出版社正式出版教材《石油地质学》（第一版、第二版）时，明确将“温度、压力与油气藏形成的关系”列为一章，详细探讨了若干学科前缘问题，仅供教师参考，对本科生概不讲授。近十年来，国内外石油地质界研究认为地温场、地压场、水动力场、地应力场、化学场、生物场等对油气藏形成分布有重要控制作用。因此，笔者在已往编写教材的基础上，吸取了国内外最新信息，为研究生开设了学位课《高等石油地质学》，设专章讨论地温场、地压场、地应力场与油气藏形成的关系。

冷静思考上述各种场的相互关系，不难分析，只有地温场、地压场、地应力场等“三场”系受地球内能控制，是地球内部能量在地壳上的不同表现形式，因而是最本质的，“三场”相互之间彼此影响与联系。正是“三场”的作用，在地壳上形成海盆、湖盆等各种水域，才衍生出水动力场；有了水体才能出现化学场与生物场，后二者也相互联系与相互制约。上述各种场的相互关系应如图3-1所示。综合这些场的作用，在含油气盆地内才出现油气系统与流体压力封存箱等地质实体，后二者之间自然也互有联系和影响（图3-1）。

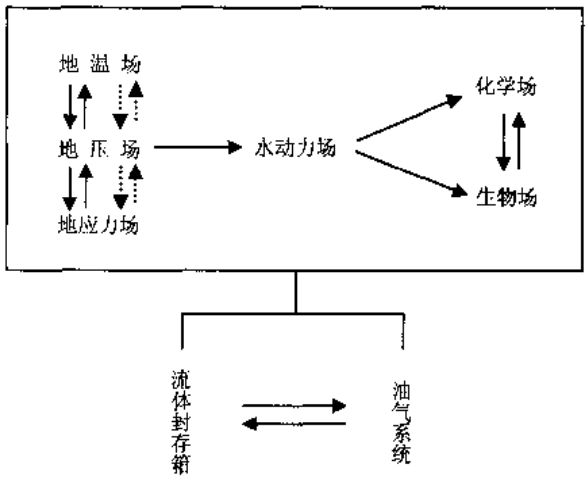


图3-1 各种场及其与油气分布的关系

流体压力封存箱和油气系统都是90年代以来在国外石油地质界提出的新概念、新思路、新方法，是石油地质学原理的重要进展，引起广大石油地质学家们的普遍关注。它们是将盆地中的烃源层、储集层、盖层、上覆岩系等基本地质要素与油气生成、运移、聚集、保存（或逸散）等基本成藏作用纳入统一的时间、空间范围内进行静态、动态相结合的综合研究，阐明油气藏形成机制及分布规律，从而指导油气勘探。这种新型的石油地质综合研究正在发展为成藏动力学。

地温场、地压场、地应力场与油气藏形成分布有着密切关系，现分别剖析如下。

(1)地温场。无机和有机矿物的成矿演化

有机质热演化　生油窗、生气窗

粘土矿物转化、脱水、水热增压 } 促进油气初次运移

临界温度和临界压力 ⟶ 凝析气藏形成

地温场和地压场 ⟶ 控制气田形成分布、气体水合物形成分布

地温场和有机碳分布 ⟶ 控制油田形成分布

促进可塑性岩石的流动、刺穿

影响地下深处热流及岩浆活动

(2)地压场。地静压力、压实作用 ⟶ 初次运移

流体势 ⟶ 油气初次、二次运移，指明有利聚集部位

异常地层压力 ⟶ 流体压力封存箱

促进油、气、水运移

压力与温度 { 改变气在油、水中的溶解度；影响烃类物系的相态变化 } 控制油、气藏的形成与分布

异常压力带与欠压实带

压实背斜圈闭的形成分布

盐丘、泥丘等刺穿构造的形成分布

(3)地应力场。有机质成熟生烃的力学化学反应

油气运移、聚集的重要动力

形成各类背斜、断层等构造圈闭

形成二级构造带

形成断层、裂缝、微裂缝

有助于形成各种地层不整合

有助于形成储集层的次生孔隙发育带

有助于形成刺穿构造

强烈地应力作用可破坏油气田

作用强度　地应力≈（1～5）×地静压力

综上可知，“三场”相互联系，对盆地内油气藏的形成分布有重要控制作用。

第一节　地温场与古地温研究

一、地下温度及其来源

深井温度升高、地表流出温泉及火山喷出炽热物质，都表明地下是热的。在地表上层（深约 20～130m）之下，地温随深度而有规律地逐渐增加，即每加深一定深度便升高一定温度。

现将深度每增加 100m 所升高的温度，称为地温梯度（或地热增温率），以℃/100m 表示。取得地下温度或地温梯度后，编绘等值线图，即可反映地温场的变化。

地下温度可由井温测量得知。但是，由于泥浆散热性能及岩石导热率等因素的差异，使测出的井温资料不能完全代表真实的地下温度。为了计算近似的真正地下温度，可对同一深度进行多次井温测量，利用经验方程式求出真正的地下温度：

$$\frac{T_b(t_2-t_1)+T_1t_1+T_2t_2}{T_2-T_1}=\frac{T_b(t_3-t_1)+T_1t_1+T_3t_3}{T_3-T_1} \tag{3-1}$$

式中 T_b——真正的地下温度（即平衡温度），℃；

T_1，T_2，T_3——各次测井时的井底温度，℃；

t_1，t_2，t_3——各次测井时泥浆循环停止的时间，h。

在大多数井内，由于泥浆温度低于井底地下温度，井温测量记录的温度常常比真正的地下温度低-1.11～26.67℃（30～80°F）。在有采油温度资料的油气田，可以利用采油温度来校正电测温度。图 3-2 为尼日尔河三角洲一个海上油田的温度-深度关系图，可以看出，对任一特定深度而言，采油温度都高于电测温度。根据 12 个海上油气田的井温资料进行分析，在同一深度 3050m（10000ft）处采油温度与电测温度之间的差值平均为 22%，将这个平均值作为校正系数，在尼日尔河三角洲对没有测量采油温度的所有油气田，将 3050m（10000ft）深处的电测温度校正为真正的地层温度。图 3-3 为另一海上油田电测温度校正为真正地下温度的实例。当然，在不同地区不同深度校正系数的大小会有出入，需要自行总结经验数据。

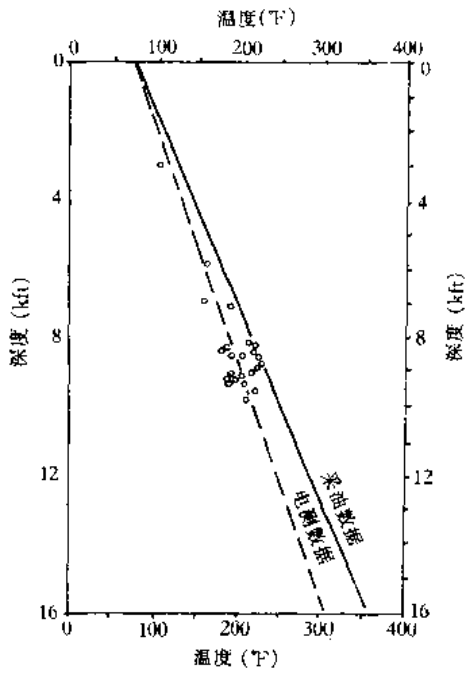


图 3-2 尼日尔河三角洲一个海上油田的温度-深度关系图

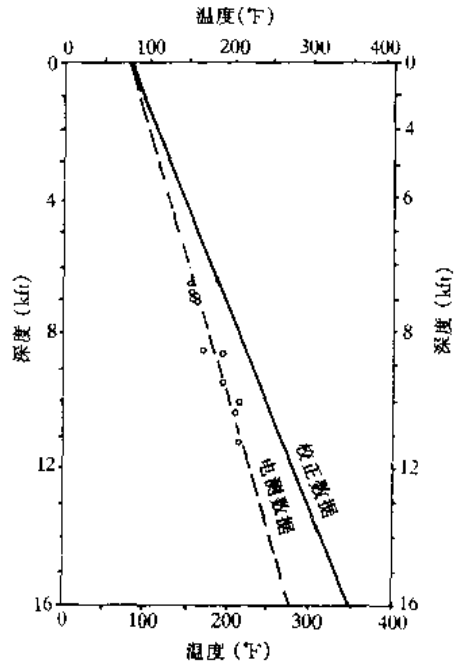


图 3-3 尼日尔河三角洲另一海上油田的温度-深度关系图

（电测温度被校正为真正地下温度）

取得真正的地下温度资料后，即可计算地温梯度

$$\alpha = \frac{T_H - \alpha_0}{H} \tag{3-2}$$

式中 α ——地温梯度，℃/100m；

T_H——在井深 Hm 处的井底地下温度，℃；

α_0——年平均地面温度，℃。

虽然在任何一口井眼内地温梯度大致不变，但是，在地球的不同地区地温梯度并不相同，可从 0.9℃/100m 到 5.2℃/100m。在火山、地震区和山区还要大，这些地区的地下深处多有较高的地热源；另一方面也与岩石的导热率❶有关，一般说来，岩石的导热率按下列顺序递增：疏松干岩石、煤岩、粘土岩、砂岩、碳酸盐岩、盐岩、变质岩及岩浆岩，在同一热源下，导热率小的地区地温梯度较高。几种物质的导热率列入表 3-1。各地区地温梯度的变化可视为具有不同导热率的各种热源综合的结果。一口井或同一地区几口井内地温梯度的变化，最好解释为它们所穿过的地层导热率不同所致。

地壳上层 10km 内的热能可能来自地核里的热源，包括岩浆冷却、放射性元素蜕变、地热的辐射和对流、地壳变动时的颗粒摩擦热以及渗透层内的放热化学反应等。不过，后两种热源为多为暂时的和局部的。

表 3-1 几种物质的导热率（据美国度量衡局公报 14 号）

物 质	导热率，cal*（平常温度时的近似值）	物 质	导热率，cal（平常温度时的近似值）
玄武岩	0.0052	沙 岩	0.0055**
白 垩	0.0020	板 岩	0.00470
地壳（平均）	0.004	石 油	0.000355
花岗岩	0.004～0.005	水(0℃)	0.00120
石灰岩	0.00029	水(20℃)	0.00143
镁质碳酸盐岩	0.00023～0.00025		

* 1 cal=4.1868J;

**砂岩导热率数据有误，应小于石灰岩。

近代板块构造学说强调沿巨大断裂系的热流及火山活动，沿沉积盆地的边界大断裂带常分布许多地热点就是最好的证明。如果板块未分离，造成热膨胀接触，热流从深处上升；如果板块分离，热膨胀溢出，热液会强烈上升到地表。所以，沿着大断裂带常常出现高地温梯度。在欧洲北海根据井下资料计算地温梯度高达 3.5～5.0℃/100m；这里的古地温研究表明高地温梯度多在断层带附近出现，并在晚第三纪时已达到那个温度，比现在测量的地温高。

在大陆边缘的三角洲沉积发育地区，也常常出现高地温梯度。一方面这里是快速沉降区域，环绕三角洲出现许多同生断层，成为地下热液上升的良好通道；另一方面快速沉降可以埋藏巨厚页岩，特别是含蒙脱石页岩，引起欠压实作用并形成承压页岩，而承压页岩的导热率低，起着良好的隔绝作用，造成异常高的地下温度。例如，尼日尔河三角洲地温梯度高达

❶ 导热率：系指在温度差为 1℃时，在每秒钟内能透过厚 1cm、面积 1cm^2 的平板的热力，以卡为单位。

1.84～5.47℃/100m（或 1.00～3.00°F/100ft）。从河流相砂岩中低于 1.84℃/100m（或 1.00°F/100ft）到近海沉积约增达 2.73℃/100m（1.5°F/100ft），至外围三角洲连续页岩中的最大值高达 5.47℃/100m（或 3.0°F/100ft）。

地温梯度高有利于沉积岩中的有机质向油气转化，所以世界上许多大油田同高地温梯度带有关。要查明各沉积盆地不同地质时代沉积岩中原始有机质的成熟时期，必须研究这些沉积岩在地史上所经历的古地温。所以，近几年来在石油地质学界开始注意对古地温的研究。

二、古地温的测定

在地质历史中，岩层遭受褶皱、剥蚀以及岩浆活动，往往造成古、今地温的很大差别。因此，在地壳运动强烈的地区，用现今的地温梯度估价烃源岩中原始有机质的成熟度是不可靠的。应该尽可能恢复古地温，探求烃源岩经受的最高温度。在石油地质研究中，测定地质历史过程中沉积岩经受最高温度的方法有很多，目前国外多借助于镜质体反射率、孢子的颜色、干酪根的电子自旋共振、自生矿物及流体包裹体等，通过对比这些指标与已知温度梯度的关系，或者通过实验测定反应的动力学方程式来求得。

1.镜质体反射率法（R_o）

镜质体反射率是一种较好的成熟度指标。随着温度升高，反应时间延长，镜质体逐渐降解演化，颜色愈益加深，反射率逐步增大。可见，镜质体反射率与温度、时间之间存在一定的函数关系，反射率的大小直接反映经受的最高温度。因此，根据沉积岩中镜质体的反射率可以估算在地质历史上经受的最高古地温。由图 3-4 可以看出镜质体反射率与温度、时间之间的关系，它既可表示在恒温下加热一定时间所得到的反射率值，也可反映在同一时间内温度变化所造成反射率值的差别。于是，对已知地质时代的沉积岩，测定出其中所含镜质体的反射率后，就可以推算其所经受的最高古地温。

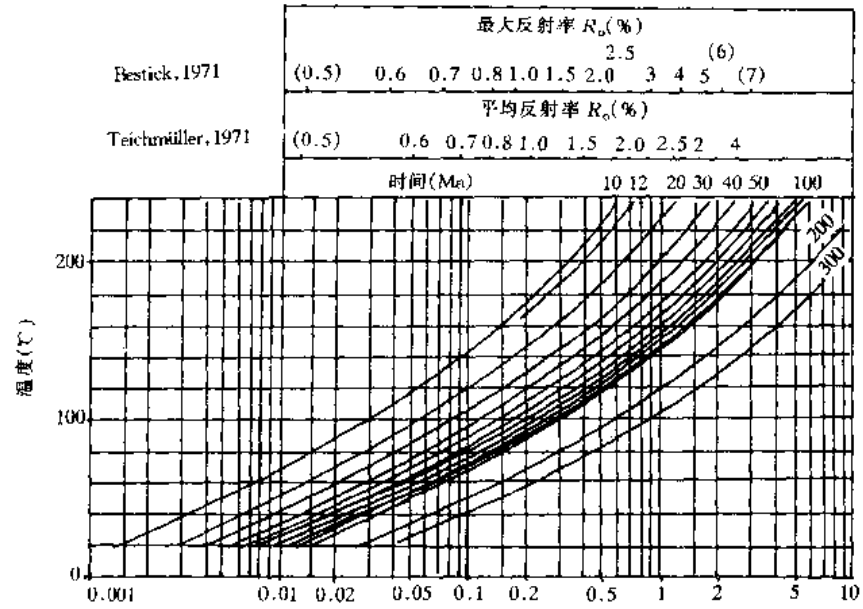


图 3-4 镜质体反射率与温度、时间的关系图

（据 Cooper，1997）

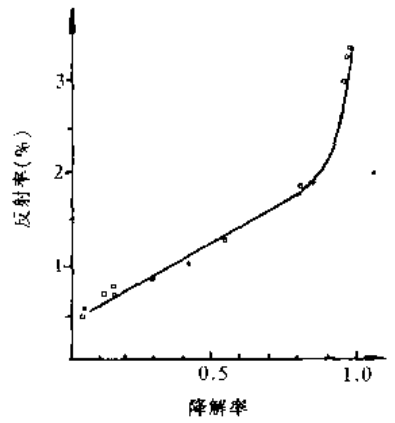


图 3-5　镜质体降解率与反射率的对应曲线

由于在热演化过程中，镜质体的降解程度与反射率的增加是一致的，因此也可以通过电子计算机模拟得出各地区镜质体降解率与反射率的对应关系曲线（图 3-5）。然后，系统测定探井中岩石的镜质体反射率，由图 3-5 得出相应这些反射率值的镜质体降解率，代入阿雷尼乌斯方程即可求出地下古地温。

$$T=\frac{E}{R\cdot\ln(A/K)} \qquad (3\text{-}3)$$

式中　K——镜质体降解率；

T——绝对温度，°K；

E——活化能；

R——气体常数。

Barker（1986）专门研究过镜质体反射率与古地温之间的关系，通过 600 多个镜质体反射率 R_o 值与对应的最大温度 T_{peak} 统计分析得出

$$\ln R_o=0.0078T_{peak}-1.2 \qquad (3\text{-}4)$$

Barker 认为上式具有普遍性，是一种较好的地质温度计。

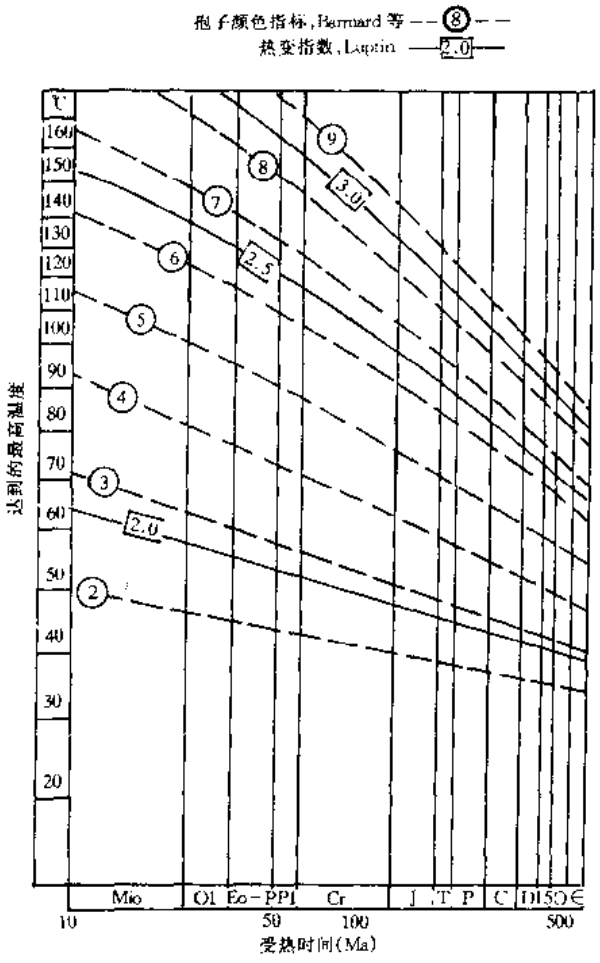


图 3-6　孢子颜色、热变指数与温度的关系

2.孢子颜色法

这是一种简便快速的方法。随着沉积物埋藏深度加大，其中所含的孢子、花粉、藻类等有机物在热演化过程中颜色逐渐加深，具有不可逆性。因此，根据孢子的颜色及有机质的热变指数，也可以反过来求得其所经受的最高古地温。图 3-6 表明随温度升高孢子颜色的变化情况，并加注孢子颜色指标和热变指数。这个方法在北美、西欧及其他地区已得到广泛应用，并且证明同煤的牌号及镜质体反射率的资料非常吻合。

3.干酪根电子顺磁共振法（ESR）

利用电子顺磁共振波谱仪测定的自由基含量，可作为一种衡量有机质成熟度的指标，它也可以反映沉积物所经受的最高温度。

在干酪根的芳香烃结构中，苯环的共轭键可以产生稳定的自由电子。干酪根中

自由电子的数量和分布决定于苯环的数目及其相关位置。如果干酪根样品处在微波轨道中和磁场影响下，能够改变成特殊的磁场强度，自由电子会发生共振，并改变微波频率。利用波谱仪能够测定自由基含量/克（N_g）、共振点的位置（g）和信号的宽度（W）。在干酪根的成熟过程中，这些参数都会显示出是逐渐变化的。利用现代沉降盆地的井下温度，能够对比最高温度下的N_g和g值，并可推广应用到古代沉积岩。

这个方法有一定局限性，关键在于干酪根的成分。腐殖酸和腐殖化的木质素含苯类化合物及氧都较多，很可能给出不一致的N_g和g值；惰质体也能给出很强的ESR信号，好象被改造过的有机质，造成误解。但是，这个方法已成功地应用于墨西哥湾、东南亚及其他一些地区，这些区域的正常海相沉积中含有以腐泥质和镜质体为主的干酪根。Pusey在研究墨西哥湾地区的中生界和第三系地层时，应用这个方法能够表示超过现时温度的最高古地温，并能估算剥蚀作用或历史上的较高地温梯度。应用该法在北海北部也指明了历史上较高的地温梯度，尤其是在断层带附近。此外，这个方法操作快速、使用样品少。

4.自生矿物法

沉积岩中的自生矿物受周围环境影响会发生不同的变化：碳酸盐类及硫酸盐类矿物易受化学因素的作用；而粘土矿物、沸石、二氧化硅三种矿物系列的演变则同温度、压力及反应时间等物理因素密切相关，不可逆转。因此，可以应用粘土矿物、沸石、二氧化硅这三种矿物系列来研究古地温（Aoyagi,1984）。这些系列矿物转化的温度范围如下：

粘土矿物系列　蒙脱石 —104℃→ 蒙-伊混合层 —137℃→ 伊利石

沸石系列　火山玻璃 —56℃→ 斜发沸石 —116℃→ 方沸石和(或)片沸石 —138℃→ 浊沸石和(或)钠长石

二氧化硅系列　非晶质二氧化硅 —45℃→ 低温方石英（方英石） —67℃→ 低温石英

将沉积岩样品鉴定出上述三个系列的自生矿物，综合分析所含的矿物类别，即可根据自生矿物系列的转化受古地温控制且不可逆转的原则，来判断岩样在地质史上曾经受的最高古地温。

5.流体包裹体法

流体包裹体（Fluid inclusion）是在矿物结晶生长过程中被包裹在矿物晶体缺陷中的流体，可以有单相、双相或多相流体包裹体（以下简称包体）。流体包体广泛应用于矿床学、岩石学（变质岩、沉积岩、岩浆岩）、地球化学及石油地质学中，可用之来研究成岩成矿（包括油、气）物质来源、物理-化学环境条件，以及流体的性质、经历、水岩反应、地壳演化等诸方面的问题。

流体包裹体在地质研究上最重要的一个应用就是确定古地温。包体测温方法有均一法、爆裂法和淬火法等，目前在石油地质上最常用的是用均一法来测量包体温度，称之为均一温度（Homogenization temperature）。

一般认为均一温度代表包体形成温度的下限。但是有些研究表明均一温度代表了包体形成过程中经历的最高温度。如美国著名学者Barker根据大量的实验室研究认为，沉积岩中矿物（如方解石）流体包体，当温度超过其初始捕集（initial entrapment）形成温度时，会发生再均衡作用而导致包体流体热膨胀和压力增高，发生流体泄漏甚至变空，或者再一次被流体充填，这两种作用都会降低包体的密度，因而使均一温度升高，形成另一平衡温度，

此时包体的均一温度高于其形成时的温度，是其形成过程中的最大温度（T_{peak}）。Prezbindows等（1987），Wagner（1982）等研究也认为高温加热作用会使均一温度（T_h）接近于最大温度（T_{peak}）。当然有些学者认为在一个样品中并不是所有包体都是通过再均衡作用达到了最大温度（Goldstein，1986，1990，Prezbindowsk等1987）。事实上，实际工作中研究发现，矿物包体记录了一个复杂的地热演化历史，沉积岩成岩作用及包体产状以及二者之间的关系对解释包体均一温度时显得尤为重要。

从均一温度测量结果看，我国华北东部石炭—二叠系石灰岩中自生方解石矿物包体均一温度有两组，一组为120℃±15℃，另一组为145℃±15℃，最高温度为159℃。石灰岩方解石脉中包体均一温度也有两组，一组为90～120℃，另一组为118～134℃。二叠系石英砂岩中石英次生加大边非常发育，测得其中包体均一温度为117～142℃，石英颗粒胶结物温度与之相似。以上这些温度均代表了其形成时的当时温度，方解石脉中的温度代表了后期沿裂隙活动的热液温度。

Barker（1990）曾详细研究镜质体反射率与包体均一温度之间的关系，根据大量流体包体温度测量，发现镜质体反射率的对数与包体均一温度（T_h）之间存在良好的线性关系

$$\ln R_0 = 0.00811\,T_h - 1.26 \qquad (3\text{-}5)$$

（相关系数 r=0.93，回归点数 n=115）

6.*其他方法*

由于有机质转化为油气是一个热降解过程，符合化学动力学定律的一级反应，因此，通过实验测定各地区不同地质时代沉积岩中干酪根的活化能、频率因子等常数后，即可代入阿雷尼乌斯方程式求出烃源岩经历的古地温

$$\ln t = \frac{E}{RT} - A \qquad (3\text{-}6)$$

磷灰石是含铀较丰富的矿物。U^{238}能自发裂变产生自发径迹；U^{235}受热中子轰击裂变产生诱发径迹。裂变诱发径迹的密度和长度频率，不仅同矿物的绝对年龄有关，而且对地温作用非常敏感。因此，也可以通过研究磷灰石的裂变径迹来探讨古地温。用磷灰石预测古地温的有效范围约为50～150℃。

总之，现在研究古地温的方法越来越多，各有优缺点。在实践中最好选用多种方法配合使用、综合分析，才易获得较为理想的结果。

第二节　地压场与流体势研究

一、地层压力及其测定

1.*地层压力的概念*

储集层孔隙中的各种流体总是处于一定的压力之下，这种作用于地层孔隙所含流体的压力，称为地层压力或流体压力，对油、气藏而言，则可分别称为油层压力或气层压力。同样，也可将它们理解为油（气）藏内石油（或天然气）作用于围岩的压力。它们常以百万帕斯卡（MPa）或大气压（atm）计量单位。编制地层压力等值线图，即可反映地压场的变化。在一般地质条件下，正常的地层压力会等于从地面到地下地层的静水压头（即静水压力）。静水

压力是通过单位面积的水柱重量或铅直高度来衡量，按公式

$$P=\frac{H\cdot r}{10} \tag{3-7}$$

或

$$H=\frac{10P}{r} \tag{3-8}$$

若地层中为其他流体，则可称流体静压力。

世界各国发现的油气层多深埋在地下数百至数千米深处，因此，其地层压力主要有两个来源：一为上覆岩层重量（岩石平均相对密度为 2.0～2.3）造成的岩石压力；一为地层孔隙空间内地层水重量造成的水柱压力。

岩石压力主要为岩层矿物颗粒的支架结构所承担，如支架坍塌，岩石压力就会将矿物颗粒挤在一起，减少孔隙空间，岩石压力遂传递到流体。因此，在一个与外界联系的储集层内，岩石压力的作用是暂时性的；而在孤立的砂岩透镜体、生物岩礁等若干与地面供水区似无联系的封闭圈闭中，岩石压力与孔隙中的流体呈弹性平衡，在这种情况下，岩石压力的作用才是永久性的。

所以，在一般情况下，我们所说的地层压力主要是由地层孔隙内水柱重量所引起的。这是永久性压力系统内压力的主要来源。如果地层水处于静止状态，产生静水压力，这种压力的作用方向铅直向下，即在同一层内海拔高程相同的各点压力相等。当静水压力平衡遭到破坏，地层水发生流动，就产生动水压力。在自然界大多数储集层内，供、泄水区海拔不同，测压面往往呈倾斜状，在动水压力作用下，液体能够在层内流动。所以，在储集层内水对任何一点所施的总压力就是静水压力与动水压力之和。而该点的总压力梯度就是这两种压力梯度的向量和。此外，渗透力、温度变化、次生沉淀或胶结等，也是地层压力的次要来源。

地层压力随深度的增加率，称为地层压力梯度，一般说来，有两种地层压力梯度：一是静水压力梯度，即在含水层内测压点之上随深度而增加的水柱压力，静水压力梯度约为每深 10m 增加 1atm；另一种是动水压力梯度，它存在于有水流动的储集层中。

被井所钻开的地层中，井筒内的液柱高度就代表其地层压力的大小。在同地表连通的储集层中，在静止条件下（没有地层水的流动），地层中自由水面的压力会与地表水面的一样，都是 1atm。造成储集层同地表连通的原因，可能是储集层直接出露地表，也可能是通过断层带与地表相通。在这种情况下，储集层中自由水面的位置决定于它出露地表的海拔高程、进水量及其它因素（如蒸发、渗滤等）。如果在地层中由于某种原因引起地层压力变化，那么它们必然会反映到这个储集层中自由水面的位置。在静止条件下，这个储集层中的压力永远不会高于液柱压力，这个液柱高度受储集层出露地表（或同地表连通的断层）的高程所控制。

假设同一储集层被若干口井钻开，层内没有水的流动，则不论这些井钻开储集层的构造部位如何，所有井内的液面都会处于同一海拔高度。连接这些液面的平面，称为测压面。如果这个储集层的测压面是水平的，那么这一系统是处在静水压力的均衡状态下，地层水是静止的；若测压面呈倾斜状，则该系统处于水动力作用下，地层水沿测压面倾斜方向流动。

在特殊的地质环境里，超过静水压力的地层压力，称为异常高地层压力（超地层压力）；而当地层压力低于静水压力时，则为异常低地层压力（低地层压力）。近十年来，随着世界

油气勘探的进展，发现高、低异常压力带越来越多。美国南路易斯安那的巴约-卡林湖砂区是著名的异常高地层压力和地层温度带，在产油、气的构造高点及向斜围场低部位都以地温高为特征，也都是异常高地层压力带的顶点所在，这里的地温梯度可高达 2.78℃/30m（5°F/100ft），而静水压力带的正常值只有 0.56℃/30m（1°F/100ft）。这些具有异常高地层压力带顶点的构造都是烃类聚集的场所。在澳大利亚西北大陆架丹皮尔（Dampier）拗陷的白垩系和侏罗系中，也可以见到异常高地层压力带呈区域性分布。若未预先采取措施，在钻井过程中钻遇异常高地层压力带时容易酿成井喷事故。与此相反，在另一些地区则发现了异常低地层压力带，例如加拿大阿尔伯塔州的维京砂岩、美国新墨西哥和科罗拉多州的三江盆地及其他低压油气田，都表明很多大气田形成于非构造封闭、具异常低地层压力的向斜翼部，如圣胡安、瓦腾伯格、胡哥顿、莫罗等。造成低压的原因可能同上覆地层被移去，导致岩石孔隙体积扩大和地层温度降低有关。

原始地层压力通常大致接近静水压力，但是在勘探实践中，会发现原始地层压力随埋藏深度呈现不同的变化规律，有时出现异常压力，相当于静水压力的 70%以下或 120%以上。如果事先未曾估计这种情况，则在钻井过程中容易造成井漏或井喷等严重事故，因此，近十几年来，许多学者都注意考察同一油田范围内或不同区域内地层压力随埋藏深度的变化。归纳起来，可以见到三种变化特征：

(1)地层压力变化与静水压力梯度一致。地层压力随深度的这种变化规律在大多数油田都可见到，地层压力的大小可由储集层内的液柱重量来确定。图 3-7 反映了世界若干油田中生界地层中油藏深度与原始地层压力的关系，多数都围绕平均静水压力梯度呈直线分布。

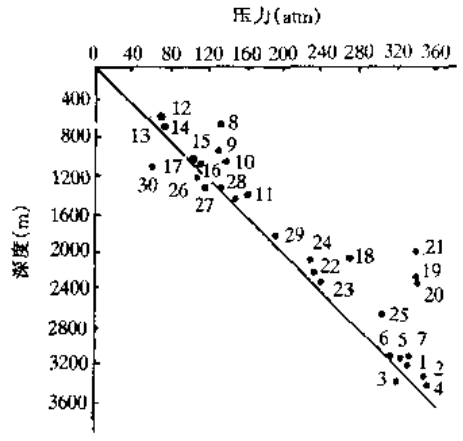


图 3-7 世界若干油田中生界原始地层压力-埋藏深度关系图

（据Тхостов）

油田：1，2，3，4—苏阿特湖；5，6—冬站；7—维利查耶夫卡；8，9，10—巴腊卡耶夫；11—谢利；12，13，14，15，16，17—加兹里；18—达特赫；19，20—伊斯巴斯谦特；21—卡腊布拉克；22，23，24—霍治阿巴德；25—普腊斯诺维亚；26—锡利-菲利（摩洛哥）；27—下勃列德-埃杜姆（摩洛哥）；28—下勃列德-卡塔尔（摩洛哥）；29—帕宾娜（加拿大）；30—约卡姆（加拿大）

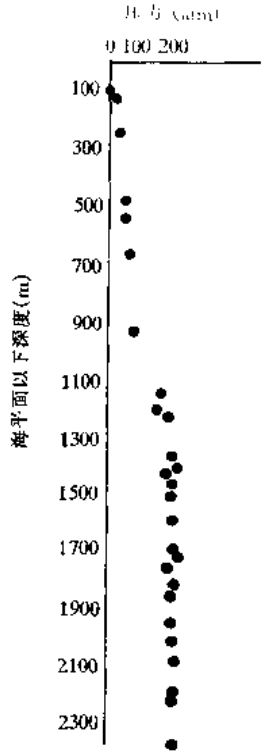


图 3-8 谢别林卡气田原始地层压力-埋藏深度关系图

（据Еременко）

(2)受气、水密度差引起的过剩压力控制的地层压力变化。地层压力随埋藏深度沿铅直直线或比静水压力梯度线更陡的斜线而变化。这种压力分布特征在前苏联谢别林卡气田非常明显（图 3-8），这里所有地层，尽管埋藏深度不同，但却有几乎相同的原始地层压力。只在上石炭统最下部的 A 层见到正常静水压力，在气藏底部存在正常静水压力，而实测的气藏过剩压力则超过了正常静水压力。在委内瑞拉东部瓜尔诺穹窿和伊朗西南部都可以见到这类实例。

(3)异常压力引起地层压力的变化。往往在储集层的个别孤立部分出现异常高或异常低的地层压力，这多半同构造运动中的局部上升或下降有关。实测的地层压力随深度的分布，表现为比静水压力梯度线更平缓的变化斜线。美国墨西哥湾沿岸油田在 2500m 深度以内，油藏压力变化与静水压力梯度一致；而向更深处则出现了显著的高压异常（图 3-9）。在加利福尼亚州文图拉盆地的那些彼此隔开的逆掩断块里，也可以见到类似的这种高压异常带（图 3-10）。

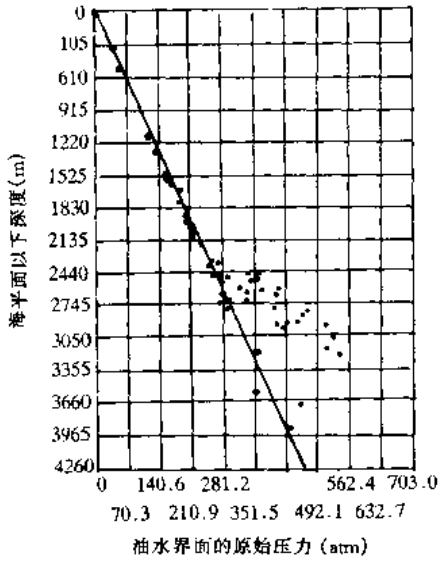


图 3-9 美国墨西哥湾沿岸油田油水界面原始压力-深度关系图

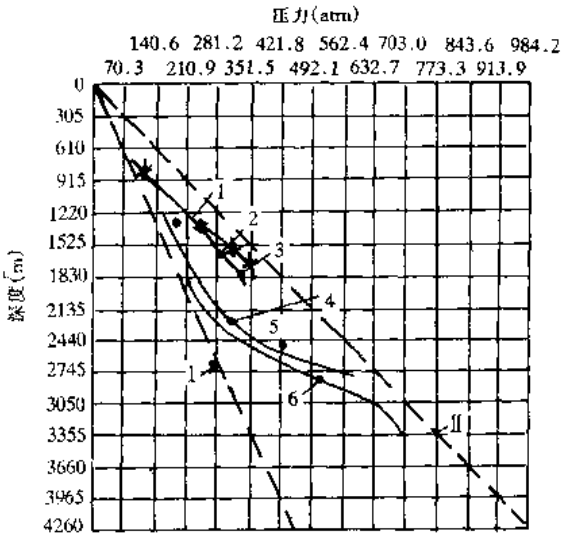


图 3-10 世界若干含油区地层压力随深度的变化

I-静水压力梯度；II-地静压力梯度；1-加利福尼亚劳斯特山油田；2-印度考尔；3-特里尼达；4-加利福尼亚文图拉大道油田；5-伊朗；6-墨西哥湾沿岸油田

2.地层压力的测定

过去，在顿钻钻进的井中，低压地层压力可以通过记录井内液面上升的高度来估算。但是，在灌满泥浆的旋转钻井和涡轮钻井中，测压问题就复杂得多，因为深埋数百至数千米的油气藏，地层压力很大，一般是将深井压力计装在测试器中下入井内。测压时，先在测试器上面放一个封隔器将泥浆与油层隔开，然后再测定油层压力。如果是在正在采油的生产井内，可将深井压力计放在油管内对着油层的地方测定油层压力。

计算关井压力时，也可以在井口测定套管压力，然后再加上井口至油层的流体柱重量，即得油层压力。如果液柱顶面距井口尚有一定距离，则计算流体柱重量时可以在液柱重量之外再加上液面至井口的空气重量。随着现代科技进步，多采用重复式地层测试器（Repeat

Formation Test，简称 RFT），可以方便地准确测定地层压力。

近些年来，在美国墨西哥湾等地区利用页岩体积密度值来换算地层压力，效果很好。将页岩体积密度值对照相应的深度标在图上，可以确定正确的趋势线。在压力变化和过剩压力带，页岩孔隙度增加；所以，体积密度值的任何减小都可反映这种异常高压力环境的存在和其大小。

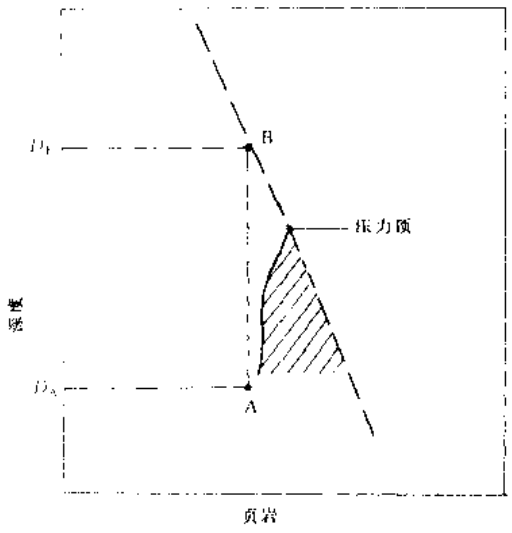


图 3-11 等量深度法 D_A 与 D_B 的图解
（据 Ferul，1977）

利用等量深度法或特定地区的经验曲线，可以由页岩密度资料来定量估算地层压力（见图 3-11）

$$p_f=G_0D_A-D_E(G_0-G_H) \qquad (3\text{-}9)$$

式中 p_f ——孔隙流体压力，lb/in^2；

D_A ——超压井段的对应深度，ft；

D_E ——对应 D_A 的正常等量深度，ft；

G_H ——试验井的静水压力梯度，$lb/in^2/ft$；

G_0 ——试验井内所有上覆地层压力梯度，$lb/in^2/ft$。

例如，在所有上覆地层压力梯度等于 $1.0lb/in^2/ft$（$2.31kg/cm^2/m$）、静水压力梯度等于 $0.465lb/in^2/ft$（$0.107kg/cm^2/m$）的区域，上述关系式可以简化为

$$p_f=D_A-0.535D_E \qquad (3\text{-}10)$$

这个关系式已经在美国墨西哥湾、欧洲北海及其它地区非常成功地采用了。

尽管碳酸盐含量高、重矿物等因素有不良影响，但是，在压力评价工作中，页岩体积密度曲线还是行之有效的。

此外，在一些勘探新区及海域，钻井较少，难以获得实测压力资料，也可应用地震勘探资料计算地层压力，编制地层压力等值线图，研究地压场的变化及特点，甚至进行流体势计算，讨论油气运移、聚集的有利方向和部位。

二、流体势分析

加拿大学者达伯格（Dahlberg，1982）在其专著《油气勘探中的应用水动力学》中，强调在含油气盆地中要注意对地下流体进行气势、油势、水势等“三势”分析。通过剖面和平面上的势分析，找出相对于水的油（气）低势区，即为油（气）聚集的有利区域，只要这种低势区是被高势区或与非渗透性遮挡联合封闭，就可以形成油（气）藏。

赫伯特（Hubbert，1953）将单位质量流体所具有机械能的总和，定义为势（ϕ），可表示如下式

$$\phi=gZ+\int_{p_0}^{p}\frac{dp}{\rho}+\frac{q^2}{2} \qquad (3\text{-}11)$$

式中 g 为重力加速度，Z 为测压点高程，p 为测压点压力，ρ 为流体密度，q 为流速。（3-11）

式表明流体的势是由位能、单位质量的压能及动能三项机械能组成。在以标准大气压作为起点时，（3-11）式可写成

$$\phi = gZ + \int_0^p \frac{\mathrm{d}p}{\rho} + \frac{q^2}{2} \tag{3-12}$$

在自然界静水或地下流体流速极慢的条件下，动能项可视为零，则

$$\phi = gZ + \int_0^p \frac{\mathrm{d}p}{\rho} \tag{3-13}$$

由于气体具有较大的可压缩性，p 值变化较大，这个积分号很重要；而对压缩性很小的油和水而言，p 为常数，（3-13）式可简化为

$$\phi = gZ + \frac{p}{\rho} \tag{3-14}$$

由图 3-12 可以看出，在静水压力条件下，测压点 A 的流体压力应为

$$p = (h - Z)\rho g$$

则

$$h = Z + \frac{p}{\rho \cdot g} = \frac{\phi}{g} \tag{3-15}$$

式中 h 系从基准面（通常为海平面）到测压管中水面的高程，即为水头；也可视为工程上常用的单位重量的“势”。

在动水压力条件下，流体按势能差减小的方向发生运动。如图 3-13 所示，达伯格分析

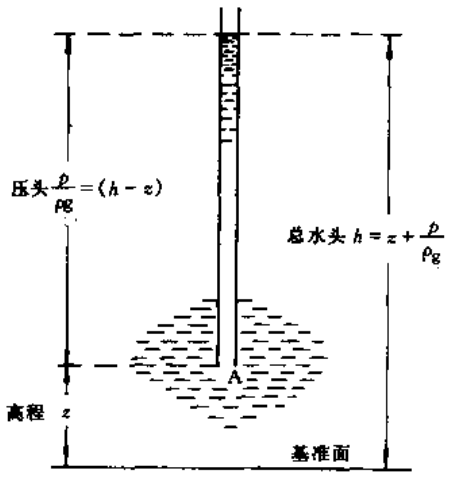


图 3-12　水头与压力之间的关系
（据 Hubbert,1953）

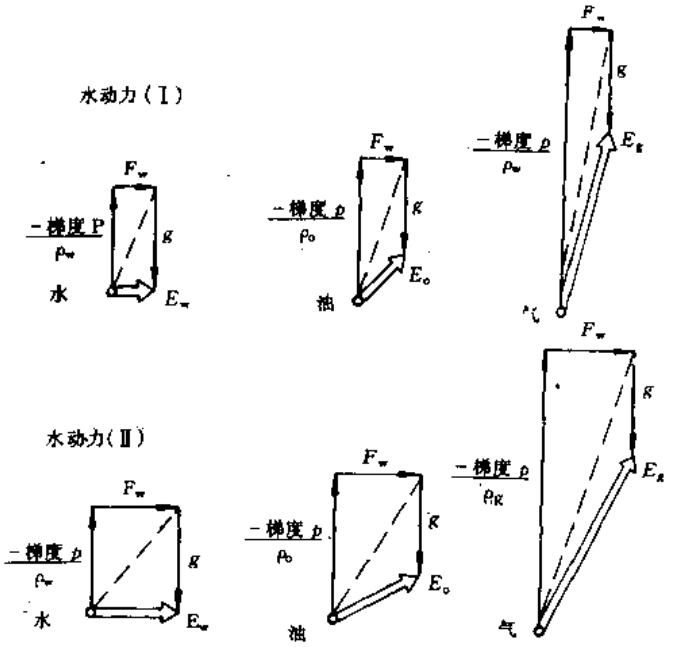


图 3-13　在不同水动力条件下，作用于单位水、油、气质点上各种力的向量分布（据 Dahlberg,1982）

了在不同水动力条件下，作用在单位水、油、气质点上的各种力的向量分布：向下的重力用 g 表示；与重力相反的向量代表与密度有关的浮力，向下为正、向上为负，作用在单位质量流体所占体积（$1/\rho$）上的浮力应为负压力梯度(-梯度 p)的 $1/\rho$倍，即-梯度 p/ρ；反映流动情况的第三个向量力为水动力 F_w，其方向如图所示，为由左至右。图中还表示了水动力强度不同的两种情况，水动力（Ⅱ）相当于水动力（Ⅰ）的两倍。

由于受水动力 F_w 的影响，浮力的方向由铅直向上转动为虚线所示的方向；再加上重力 g 的作用，则作用于流体质点上的合力 E 就应如图中白箭头所示。所以，在水动力作用下，压力梯度就不再象静水压力条件下作垂向分布。

对油和气而言，由于密度比水小，单位质量所占体积较大，因而浮力较大，其合力 E_0 和 E_G 在方向及规模上都与 E_w 不同，气、油、水三者就会发生分离。在三度空间内，每种流体均按各自等势面减小的方向流动。

在含油气盆地中，根据（3-14）式，对气、油、水的势可分别表示为

$$\phi_G = gZ + \frac{p}{\rho_G} \tag{3-16}$$

$$\phi_O = gZ + \frac{p}{\rho_O} \tag{3-17}$$

$$\phi_W = gZ + \frac{p}{\rho_W} \tag{3-18}$$

现以油、水为例，通过势分析探讨流体运移方向和油气聚集的有利部位。

将（3-18）式代入（3-17）式

$$\phi_O = \frac{\rho_W}{\rho_O}\phi_W - \frac{gZ(\rho_W - \rho_O)}{\rho_O}$$

由（3-15）式知 $\phi_w=gh_w$，$\phi_0=gh_0$，代入上式简化即得

$$\frac{\rho_O}{\rho_W - \rho_O}h_O = \frac{\rho_W}{\rho_W - \rho_O}h_W - Z \tag{3-19}$$

这就是与水头或相应水柱高程（h_w）等变量有关的油势，它反映了被水支承的油柱高度。

令 $U_0=\frac{\rho_O}{\rho_W - \rho_O}h_O, V_O = \frac{\rho_W}{\rho_W - \rho_O}h_W$，则（3-19）式可简化为

$$U_0=V_0-Z \tag{3-20}$$

当ρ_0，ρ_w一定时，V_0与水头、水势只差一个常数，U_0与油头、油势也差一个常数。所以，U_0和 V_0的大小可以反映油势、水势的相对大小。相对于水的油等势面可用 U_0等值线表示，相对于油的水等势面可用 V_0等值线表示，Z代表基准面上、下某地下层面任一测压点的高程。

V_0可由井下实测压力资料确定，代入（3-20）式即可求出油势的大小。

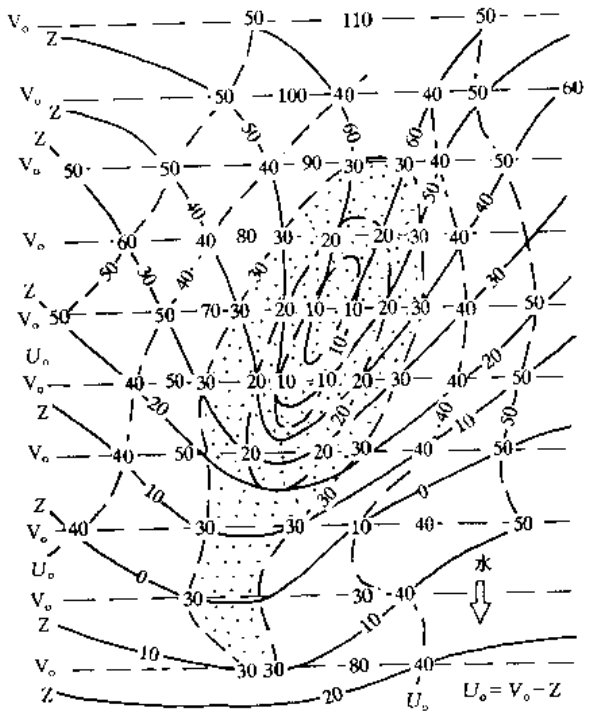


图 3-14　表示油势圈闭位置的 U，V，Z 图
——为构造和水动力的函数

这样在剖面或平面上求得 V_0 和 U_0 的分布后，便可以分析水流方向（垂直于等水势线）、油（气）运移方向（垂直于等油或气势线）及可能聚集的场所（油或气低势区），还可以讨论水流对油（气）运移的影响。

图 3-14 表示有利于石油聚集位置的 U，V，Z 图。地下某一储集层顶面的构造等高线（Z，用实线表示）显示为一北北东向的鼻状构造，北端不闭合，在静水压力条件下，它不能成为油气聚集的场所；相对于油的水势 V_0 等值线由北向南递减（细虚线表示）。按 V_0 与 Z 两种等值线的交点求出该油水系统中各点相对水的油势值（图中数值），将相同油势值用粗断线联结，构成 U_0 等值线。U_0=30 的等值线圈定的范围即为闭合的低油势区，是地下油藏可能分布的区域（小点密集区）。

用上述方法研究并编制了廊固凹陷主要产油气层下第三系沙三中段（Es_3^{4-1} 和 Es_3^{4-2}）的油势等值线图，图中的低势区都是寻找油气藏的有利部位（图 3-15）。

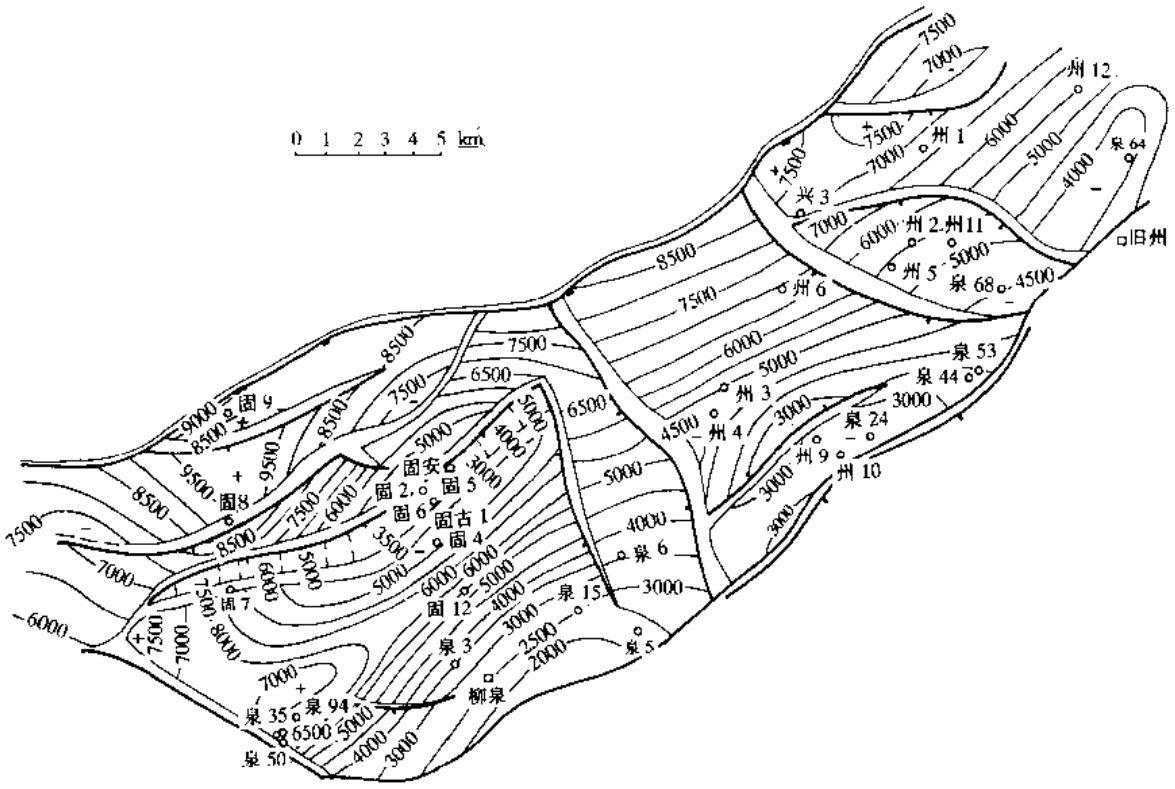


图 3-15　廊固凹陷固安-旧州区块 Es_3^{4-1} 油势等值线图
（据石油大学京津地质物探综合解释研究队，1986）

第三节　地应力场与生烃、运聚的关系

一、地应力场的概念及研究方法

地壳中或地球体内，应力状态随空间点的变化，称为地应力场，又名构造应力场。地应力场一般随时间变化，但在一定地质阶段相对比较稳定。研究地应力场，就是研究地应力分布的规律性，确定地壳上某一点或某一地区，在特定地质时代和条件下，受力作用所引起的应力方向、性质、大小以及发展演化等特征。随着地质演化，一个地区常常经受多次不同方式的地壳运动，导致同一地区内，呈现出受不同时期不同形式地应力场作用所形成的各种构造及其叠加或改造的复杂景观。因此，只有最近一期地质构造，未经破坏或改造，才能确切地反映这个时期的地应力场。

地应力场可按空间大小区分为全球、区域和局部地应力场；按时间区分为古地应力场和今地应力场；按主应力作用方式区分为挤压、拉张和剪切地应力场(刘德良等，1997)。

地应力场的研究方法尚在探索中，归纳起来可分为正序和反序两类逻辑演绎法。

1.正序研究法

从已知地块或岩块的力学性质、外力作用方式等分析其应力分布状态，预测可能发生的变形部位及变形演变过程。今地应力场的研究多属此类。岩石力学试验、光测弹性模拟试验和计算机数理分析方法是其主要研究手段。例如前苏联全苏可燃矿产地质与开发研究所在滨里海盆地沉积岩系构造活动带的若干钻井及矿坑中，实际机械测定了不同深度下的地应力，发现无论垂向挤压应力值，还是水平挤压应力值，均可超过地静压力值的 1～5 倍或更多（图 3-16）。可见沉积岩在地质动力体制下比在地静压力体制作用下，经受大得多的负荷和更强烈的改造。

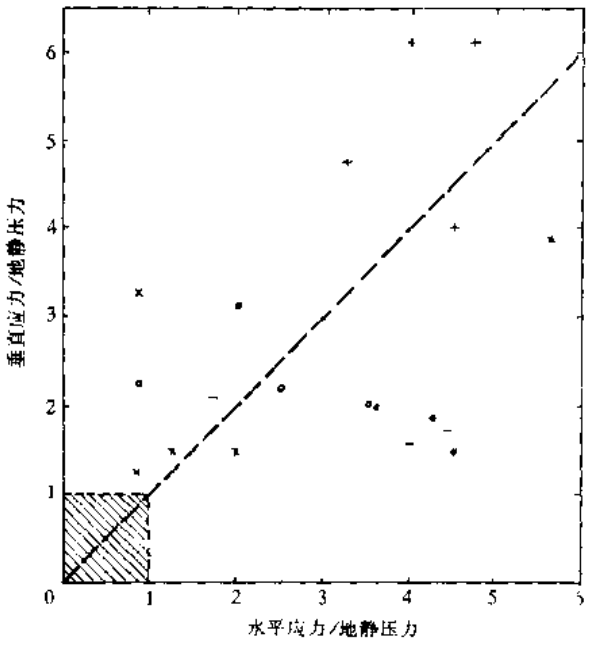


图 3-16　沉积岩中地应力超过地静压力的实测结果
（据Hequoxa，1992）

2.反序研究法

是研究古地应力场的常用方法。通过实地测量、统计、分析构造运动留下的各种构造形迹及组合特点，反推当时的地应力场。例如石油大学（北京）李德同教授❶在吐哈盆地实地测量了许多露头及岩心上的大量断层和裂缝的有关数据，用计算机数值模拟方法编制了侏罗纪的各种地应力场图件，探讨了油气运移的方向及途径。

最佳方法是将正序与反序结合，实地机械测定地应力，取样进行岩石力学试验，统计露头或岩心上的各种构造形迹及组合，然后用计算机数值模拟，编制全区的地应力场

❶ 李德同：吐哈盆地台北凹陷构造应力场和储层构造裂缝数值模拟研究，内部资料，1996。

有关图件，才能更逼近实际地应力分布的变化规律。

二、地应力场与油气藏形成分布的关系

在含油气盆地内开展地应力场研究，直接关系到油气生成、运移、聚集、保存或破坏等全过程的研究。从国内外研究现状分析，地应力场研究与油气藏形成分布存在下列关系：

(1)地应力场的性质控制着烃源岩有机质成熟演化的力学化学效应；

(2)地应力场的性质影响着烃源岩和储集岩微裂缝的形成分布、储集层次生孔隙发育带的形成分布；

(3)地应力场特征影响着油气初次运移和二次运移的方向、通道及强度；

(4)地应力场形成、演化直接控制各类二级构造带、各类构造圈闭、断层、裂缝以及地层不整合的形成与演化，影响油气运移和聚集，与油气藏的形成、类型及分布有密切关系；

(5)地应力场的发展变化与油气藏的保存或破坏也有着紧密联系。

总之，地应力场的特点与演化，对含油气盆地内油气藏、油气田、油气聚集带的形成、类型及分布具有重要的控制作用。

第四节　应用实例

一、美国南路易斯安那 Bayou-Calin 湖砂区应用地温场与地压场研究气田

在墨西哥湾盆地北部有一个同生断层带弧形分布网，其北为含盐凹陷。Bayou-Calin 湖砂区位于弧形同生断层带中段，已发现湖砂、东湖砂及 Bayou-Calin 三个气田，分别属于同生断层下降盘背斜圈闭、上升盘背斜圈闭及二者以北的地层圈闭。在这些已知气田上研究地温场与地压场的特征，总结经验，再去预测同生断层带的未知气田，获得良好效果。

根据已知气田上的浅井资料分别编制了地压与地温等值线图，再用深井结合地震勘探资料编制出四个深度基准面（3048，3658，4267，4877m）的地温等值线图。

由地压等值线图划分水压带与增压带（高压异常带）：

地静压力系数	水压带 0.465（9.3lb/gal 泥浆）
	增压带 1.00（20lb/gal 泥浆）
地温梯度	水压带 0.56℃/30m（1°F/100ft）
	增压带顶 2.78℃/30m（5°F/100ft）

通过上述地温场与地压场制图，结合构造图分析，得出下列结论：

(1)增压带顶多分布在构造高点及同生断层下降盘的滚动背斜，且增压带顶若在构造高点还会具有热异常。

(2)四个深度基准面等温图表明构造高点与地温高点相关，弧形断裂带以北含盐凹陷边缘沿盐体刺穿处也有热异常；所以在生产构造高点及含盐凹陷边缘盐丘构造低处呈地温高异常。

(3)利用浅井资料进行地温场、地压场制图，可为该区未钻探的同生断层滚动背斜指明含油气远景。

类似应用地温场与地压场，在澳大利亚、新西兰研究气田分布规律也见到明显效果。

但是，同样在美国也发现一些非构造圈闭大气田位于向斜及翼部，呈异常低压，例如圣胡安、胡哥顿、莫罗、瓦腾伯格等，多因上覆地层遭剥蚀，孔隙体积扩大，导致地温、地压降低。

所以，在应用地温场与地压场研究各盆地油气藏形成分布规律时，必须结合该地区地质构造发育史进行具体分析，才会得出切合实际的科学结论。

二、前苏联田吉兹大油田的“三场”研究

田吉兹油田是前苏联在第二次世界大战后，继发现西西伯利亚众多大油、气田后，在滨里海盆地找到的又一个古生界海相生物礁深部超级油田，可采储量约 25×10^8t，引起国际关注。这个油田是反映基底隆起的大型穹窿，面积 580km^2，下二叠统亚丁斯克组暗色泥岩夹泥灰岩及石灰岩为烃源层，在构造顶部厚约 10～80m，翼部及洼陷逾 1000m；孔谷尔组含盐岩系厚达 400～2500m，是良好盖层；储集层则为石炭系巨厚生物礁碳酸盐岩。可见生储盖及圈闭条件十分理想，为形成大油气田创造了极为有利的地质背景。全苏可燃矿产地质与开发研究所在此开展了以地应力（构造应力）为主、兼顾温度和压力的综合性实验模拟研究。这样将地应力场、地温场、地压场综合研究，在世界上尚属首例。归纳起来，他们进行了下列诸方面的基础研究。

(1)在钻井和矿坑中，实际机械测定了不同深度下的地应力，发现垂向挤压应力和水平挤压应力均超过地静压力 1～5 倍或更多（见图 3-16）。

(2)地静压力（埋藏深度）对应力、应变的影响。由于地静压力受埋藏深度的制约，在不同埋深下地静压力差别很大，而构造应力对沉积岩变形的影响，又取决于上覆岩系静止负荷所造成的全方向压力值（即地静压力）。现以泥质烃源岩为例，在埋深 1100m 时，经受的地静压力为 25MPa，烃源岩承受的最大构造应力值不能超过 100MPa，否则岩石会破裂，这时塑性变形约为 8～10%。若埋深 4300m，经受的地静压力增达 100MPa，则构造应力最大值可达 210～220MPa，这时形变值会很高，达 25%～30%（图 3-17a）。

(3)岩石矿物基质成分及性质对应力、应变的影响。如图 3-17 所示，a、b 分别为页岩

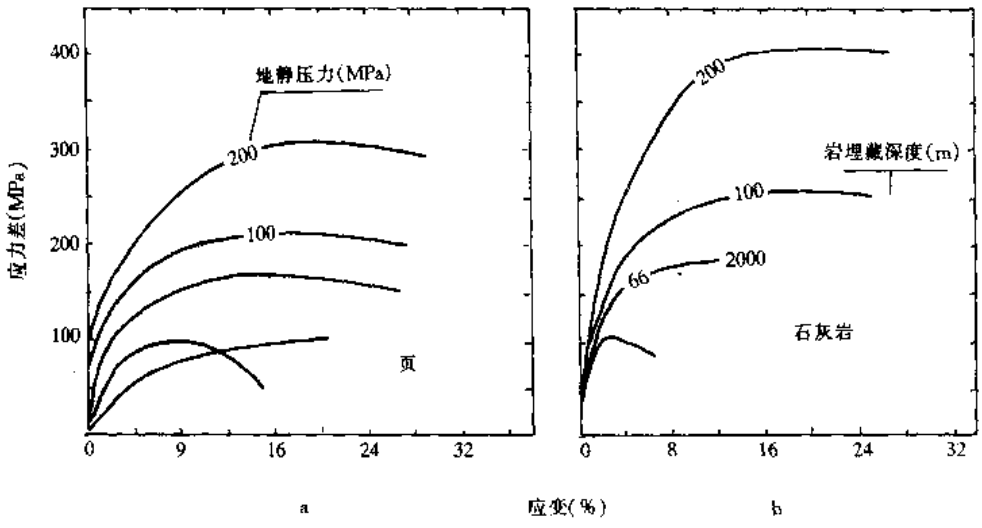


图 3-17　构造应力对岩石变形的影响

与碳酸盐岩的应力—应变曲线，二者矿物基质成分及性质不同，即使在相同的地静压力下，其应力、应变关系差异显著。例如当埋藏深度均为 4300m 时，经受的地静压力均为 100MPa，如上所述，对页岩而言，可塑性较强，构造应力最大值达 210～220MPa，形变值可高达 25%～30%；而对碳酸盐岩而言，脆性较大，在同样地静压力下，欲使形变值达到 25%，所需构造应力达 250MPa 以上。

(4)地层温度对应力、应变的影响。随着埋藏深度增加，不仅地静压力增大，地层温度亦会升高。以泥晶生物灰岩为例，开展了两组模拟试验。一组地静压力为 50MPa 时，温度从 20℃升高 100℃；另一组地静压力为 120MPa 时，温度从 20℃升高到 200℃。对同一类岩石样品，两组试验均表明，在埋藏深度下，地温若超过 100℃的高温，岩石塑性变形所需的构造应力值会降低，而形变值却可增加一倍或更多（图 3-18）。

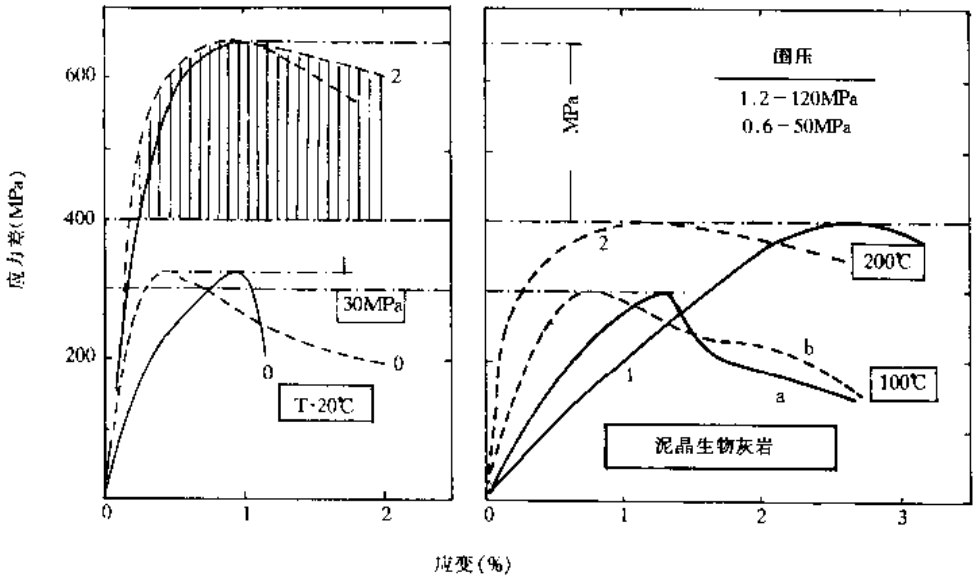


图 3-18　温度对应力-应变的影响

(5)烃源岩孔隙流体压力对应力、应变的影响：在地静压力为 70MPa、温度为 135℃的条件下，以孔隙流体压力不同的两组粉砂岩样品开展了应力-应变模拟试验，发现孔隙流体压力增加会使塑性变形所需应力值降低，形变值反而显著增大（图 3-19）。

(6)烃源岩塑性变形阶段会出现解压实现象（体积增大），乃微裂缝发育所致（图 3-20）。模拟试验是在室温条件下，地静压力为 66MPa 时进行的，在生物灰岩塑性变形过程中，出现两次解压实现象，体积变大，产生两期微裂缝，尤以第二期最为发育，这对改善储集条件具有重要意义。

(7)基底断块向上覆层系挤压的应力、应变特征。设基底断块表面是平的，所占面积在盆地发育过程中为常数不变，但其上覆沉积岩系厚度则会变化：长期沉降阶段增加，抬升剥蚀阶段减少。所以，在地质发展不同阶段，各方向的地应力值是不同的，并非在任何情况下都能保证上覆层系中形成各方向均一的构造应力和岩石变形作用。

图 3-21 表示在相对均一的岩系中，沿断块表面向上挤压应力、剪切应力和拉张应力的形成与分布，自下而上形成三个带：

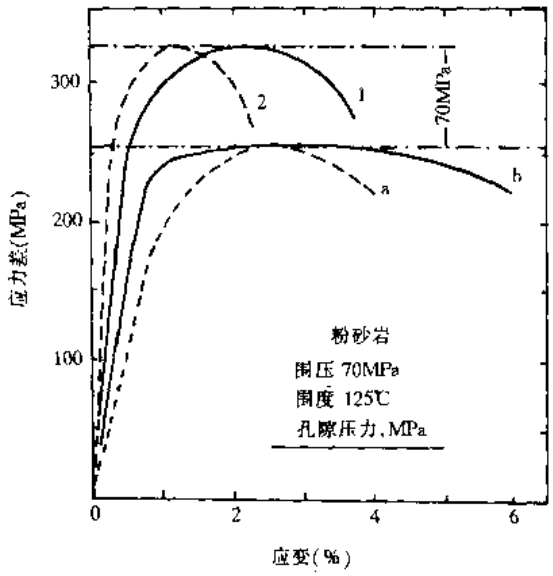


图 3-19　孔隙流体压力对应力-应变的影响

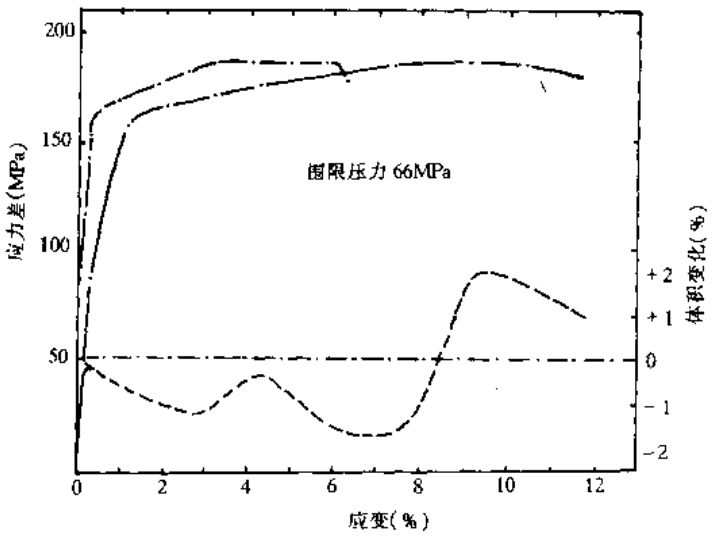


图 3-20　室温下生物灰岩塑性变形阶段的解压实现象

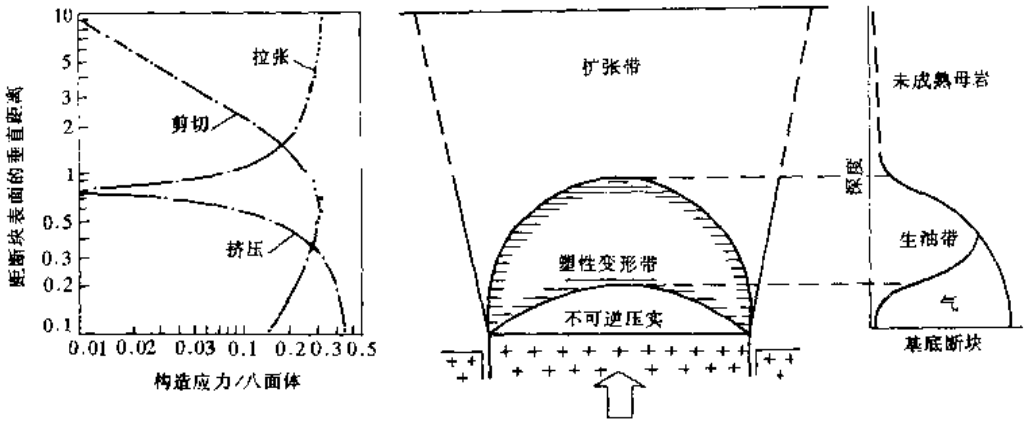


图 3-21　由基底断块向上覆沉积岩系挤压造成的变形作用带

(1)不可逆挤压压实带；

(2)塑性剪切带；

(3)扩张带。

这三个带均属内部变形作用带，其周围尚有外部带以保证侧向扩张作用和形成三个内部变形带。

在内带与外带之间为一环形临界带，剪切应力胜过向上挤压应力，造成一系列自下而上发育的断裂与基底断块面相交，断裂倾角取决于上覆岩系的牢度和厚度。

如果上覆岩系中有巨厚塑性岩系时，这种环状分布的断裂可以减缓或停止发育，田吉兹油田拥有巨厚塑性碳酸盐岩、泥质岩及含盐岩系就是证明。

通过以上研究，可以总结田吉兹油田的形成模式如图 3-22 所示。

根据物探资料，埋深 13km 的基底断块顶部面积约 400km^2。其上可分三个应力-应变带：

(1)不可逆压实带，厚 4000m，由上元古界至中泥盆统海相碎屑岩系组成；

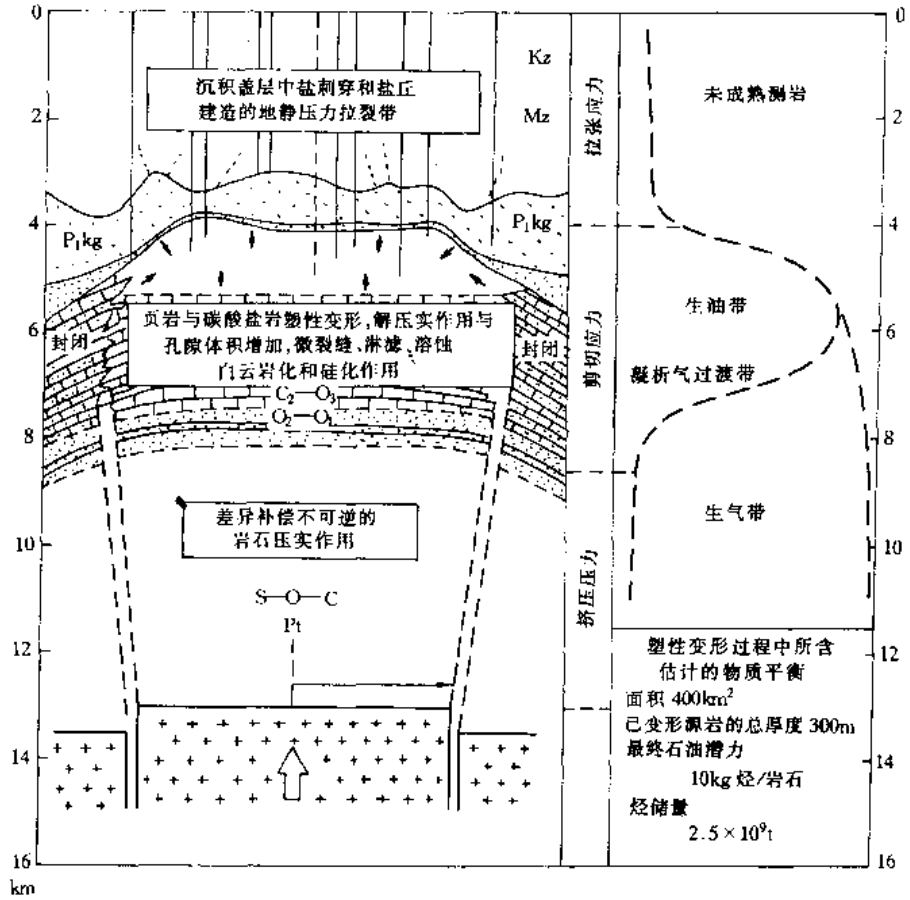


图 3-22　田吉兹超级油田的形成模式

（据Пецюха，1992）

(2)塑性剪切带，厚 4800m，由上泥盆统至中石炭统碳酸盐岩、下二叠统亚丁斯克组海相泥质岩和孔谷尔组含盐岩系底部组成；

(3)拉张带，厚 4000m，包括孔谷尔组含盐岩系主要部分及中、新生界陆相地层。此带挤压应力的影响已消失，岩石处于地静压力作用下，下伏碳酸盐块体向上拱造成拉张应力十分活跃。

含盐岩系改变了原始产状，向上覆薄弱带挤压，在隆起顶部地应力最强处盐岩变薄，翼部最弱处变厚甚至形成盐丘。

上述塑性剪切变形带值得特别重视：烃源岩在力学化学作用下，有机质成熟大量生烃；储集层次生孔隙及微裂缝形成作用活跃，显著改善了储集条件。

在塑性变形带，亚丁斯克组泥质岩系经受强烈改造，形成碱、无机酸、有机酸、无机矿物化合物，以及包含烃、沥青、胶质、沥青质等有机矿物化合物，后者可渗透到下伏碳酸盐岩生物礁块体中。

上述各种酸溶入地层水沿着沉积间断而发生强烈溶蚀、白云岩化、重结晶、硅化等后生作用，形成大量次生孔隙，在 3900～4600m，可见泥浆漏失现象；同时在塑性变形带解压实作用下产生大量微裂缝，增大了储集层的容积。

所以，塑性变形带恰与生油窗对应，又是储集空间发育期，有利于油气生成、储集并聚

集成藏，才形成了这个储量达25亿吨的超级油田。

最后应该指出，上述两个实例都只是从不同角度涉及到“三场”研究的一部分，我国许多“九五”科研项目中已注意开展“三场”与油气藏形成分布关系的研究，这是石油地质综合研究的一个重要新领域，能有力地促进油气勘探，相信不久会结出丰硕之果。

第四章　流体压力封存箱

随着世界油气勘探与开发的进展及深入，在许多含油气盆地中均发现了超压或欠压等异常地层压力，美国著名石油地质学家 Hunt（1990）正式发表重要论文阐述流体压力封存箱的概念并列举了大量实例，他指出在全球 180 个沉积盆地发现有流体封存箱，其中 160 个具有重要的地质意义。综合 Fertl(1976)，Bradley & Powley（1989）的信息和 Hunt 自己的经验，他列举了一部分具有异常压力封存箱的盆地：

1.欠压

加拿大中阿尔伯塔西加拿大盆地

美国圣胡安盆地 Gallup 砂岩

美国阿马里罗隆起 Keyes 穹隆

美国中陆盆地密西西比系

美国丹佛盆地 Niobrara 白垩

美国二叠盆地

2.超压

(1)三角洲

加拿大马更些三角洲

印度尼西亚马哈坎三角洲

美国密西西比河三角洲

非洲尼日尔河三角洲

埃及尼罗河三角洲

意大利波河三角洲

(2)北美洲及南美洲

美国阿纳达科盆地

特里尼达哥伦布盆地

美国库克湾盆地

委内瑞拉帕里亚湾盆地

加拿大让娜·达尔克盆地

哥伦比亚下马格特莱纳盆地

美国密西西比含盐盆地

美国北阿德莫尔盆地

美国阿拉斯加北坡盆地

美国西北太平洋盆地

美国泡德河盆地

加拿大斯科舍盆地

美国南萨克拉门托盆地

美国南圣华金盆地

美国得克萨斯和路易斯安那墨西哥湾沿岸盆地
美国尤英塔盆地
美国威里斯顿盆地
美国风河盆地
(3)非洲
加蓬盆地
埃及西奈滨海盆地
利比亚锡尔特盆地
(4)欧洲
德国下萨克森海槽盆地
德国和奥地利磨拉石盆地
北海盆地
匈牙利潘农盆地
波利斯海槽盆地
前苏联滨里海盆地
法国南阿奎坦盆地
前苏联南里海盆地
阿富汗塔吉克盆地
罗马尼亚特兰西瓦尼亚盆地
奥地利维也纳盆地
前苏联西西伯利亚盆地
德国和波兰 Zechstein 盆地
(5)中东和亚洲-太平洋
孟加拉国孟加拉盆地
缅甸伊洛瓦底盆地
印度坎贝盆地
澳大利亚丹皮尔拗陷
中国渤海湾盆地
中国台湾新竹盆地
伊拉克美索布达米亚盆地
印度尼泊尔盆地
印度尼西亚西北爪哇盆地
新西兰北岛盆地
印度尼亚亚北苏门答腊盆地
澳大利亚西北大陆架盆地
巴基斯坦波特瓦尔盆地
沙捞越滨海盆地
中国南海盆地
新几内亚南巴布亚沿岸盆地

印度尼西亚苏门答腊滨海第三系生物礁盆地

第一节　异常地层压力

前已述及，地层压力（p_f）是作用于地层孔隙空间流体（地层水、石油、天然气）上的压力。正常地层压力可用地表至地下任意点地层水的静水压头（静水压力）来表示；背离正常地层压力趋势线的地层压力，均为异常地层压力。超过静水压力的地层压力，属异常高地层压力（超压，Surpressures 或 Overpressures）；低于静水压力的地层压力，则为异常低地层压力（欠压，Subpressures 或 Underpressures）。Hunt 明确提出了鉴别标准：

在自由状态下的边界值

淡水　压力梯度 9.79kPa/m（0.43psi/ft）

饱和盐水 压力梯度 11.90kPa/m（0.53psi/ft）

>边界值　超压

<边界值　欠压

自然界造成异常地层压力的原因很多，常为多种因素综合作用所致，详细分析可归纳出下列主要原因（张厚福、张方选主编，1989）：

(1)流体增压作用。这是地层中出现超压的首要原因。随着地层埋藏深度增加，经受地温升高，导至有机质成熟，生成大量油气，地层水也会出现水热增压，在烃源层及储集层中都会造成异常高地层压力。

(2)剥蚀作用。在幼年期地貌区，剥蚀作用常常引起地形起伏甚大，而测压面的位置并未改变，于是测压面与地面的高低关系可能各地不同（图 4-1），从而造成 A、B 两个油藏分别出现压力过剩和压力不足的现象。

在一些高原地区，河流侵蚀造成深山峡谷，泄水区海拔很低，测压面横穿圈闭（图 4-2），导致油藏内的地层压力非常低，只有 1atm，石油遂浮在水面上。

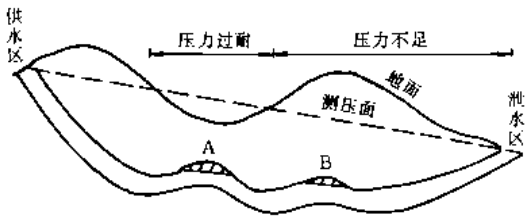


图 4-1　测压面与地表的不同关系造成地层压力过剩与不足

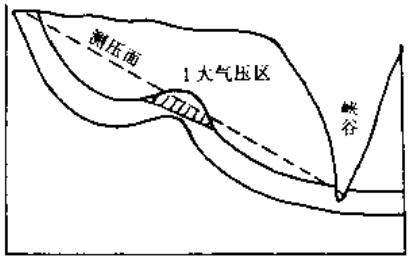


图 4-2　测压面横穿圈闭造成地层压力异常低

(3)断裂与岩性封闭作用。在厚层泥岩中所夹的砂岩透镜体油藏，原来埋藏较深，原始地层压力较大。后来，在块断升降运动作用下，油藏所在断块上升，深度变浅，但原始地层压力仍然保持下来，形成高压异常（图 4-3（a））；相反，如图 4-3（b）所示，也可造成低压异常。这种现象在我国东部地台活化、断裂发育的地区常可见到。

(4)刺穿作用。在不均衡压力作用下，可塑性岩层发生侵入刺穿作用，可使上覆一些软的页岩和未固结砂层发生挤压与断裂变动，减少孔隙容积，流体压力增大，造成高压异常。

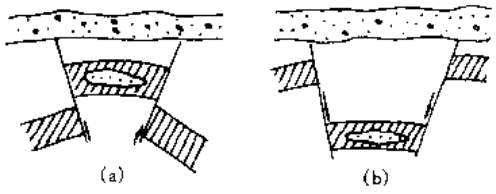


图 4-3　断裂与岩性封闭作用造成的压力异常

（a）高压异常；（b）低压异常

在盐丘和泥火山发育区经常出现高压异常，就是这种原因。如美国墨西哥湾沿岸盐丘油田区（图 4-4）及前苏联高加索地区的泥火山油田都常常发现高压异常的油藏。

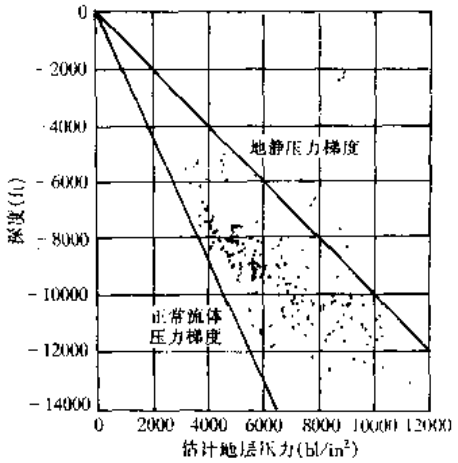


图 4-4　墨西哥湾盐丘油田区 100 多口油井的估计地层压力与深度的关系

(5)浮力作用。气、油、水的密度差引起的浮力作用，也可使油气藏内出现过剩压力。如图 4-5 表示一个背斜气藏，下为边水所限，测压面处于水平状态。通过储集层内 A、B、C、D 四点的压力分析便可看出浮力作用造成的压力异常。

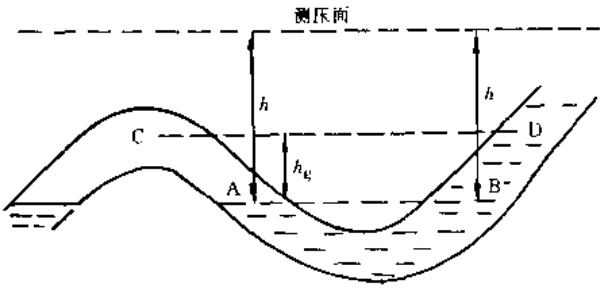


图 4-5　背斜气藏内的压力分析图

设气-水界面上的 A 点与水层中的 B 点海拔高度相同，两点的压力相等。而海拔高度相同的 C、D 两点，分别位于气藏内部和水层之中，由下式可知两点的压力不等，气藏内的 C 点具有过剩压力

$$\Delta p_g = p_C - p_D = \frac{h_g(\rho_w - \rho_g)}{10} \qquad (4\text{-}1)$$

式中 h_g——C、D 点与气-水界面的海拔高差；

ρ_w，ρ_g——地层条件下水、气的密度。

可见，背斜气藏内任何一点的地层压力都大于其静水压力，这个过剩压力同该点至气水界面的距离及地层条件下的气、水密度差成正比。在气-水界面上的 A 点，h_g=0，则过剩压力为零，即地层压力等于静水压力；而在气藏顶点 h_g 最大，过剩压力也就最大。换言之，背斜气藏内的过剩压力是从顶点向翼部逐渐减小。

同理，在油藏内的过剩压力可以表示为

$$\Delta p_o = \frac{h_o(\rho_w - \rho_o)}{10} \qquad (4\text{-}2)$$

式中 h_o——测压点至油-水界面的海拔高差；

ρ_o——地层条件下石油的密度。

在油气藏的气顶中任何一点的过剩压力为

$$\Delta p_{g\text{-}o} = \frac{h_o(\rho_w - \rho_o) + h_g(\rho_w - \rho_g)}{10} \qquad (4\text{-}3)$$

式中 h_o——油气藏内含油部分的高度；

h_g——气顶中测压点至气-油界面的海拔高差。

不过，应该指出，由于气-水密度差大于油-水密度差，因而在同样条件下，气藏内的过剩压力常比油藏内的大。另一方面，由（4-1）式可知

$$p_c=p_0+\Delta p_g$$

即油气藏内任一点的地层压力等于其静水压力与过剩压力之和。一般说来，静水压力占主要地位，而过剩压力只起次要作用，所以，背斜油气藏内地层压力的变化规律仍然和静水压力的变化规律往往相符，即从背斜油气藏顶部向翼部地层压力逐渐增大。

(6)粘土矿物的成岩演变。近三十年来，对粘土矿物成岩演变过程的研究，已经取得许多重要成果。Powers 于 1976 年提出了粘土矿物的压实演变模式，指出在蒙脱石向伊利石转化的过程中，有大量层间水从蒙脱石层中转移到颗粒之间成为粒间水。我国松辽盆地白垩系和东营凹陷第三系的系统研究都一致证明：蒙脱石向伊利石转化能够析出大量层间水，并使粘土岩体积缩小。这种变化对于形成异常高地层压力有着重要意义。

蒙脱石以含大量吸附水和层间水为特征，结晶水含量较少；伊利石中结晶水和吸附水含量近于相等；而泥岩中的绿泥石则以含结晶水为主，吸附水含量很少。随着粘土沉积物的埋藏深度加大，地下温度升高，粘土矿物的演变显示出阶段性。松辽盆地白垩系粘土矿物的纵向演变可分为三个阶段（表 4-1）。

表 4-1　松辽盆地白垩系粘土矿物的演变特征

阶　段	深度，m	温度，℃	粘土矿物的演变特征
I	>1200～1300	80	出现蒙脱石-伊利石混合层
II	>1600～2000	115～120	出现蒙脱石-绿泥石混合层
III	>3000	170～175	出现分散性绿泥石

在这个演变过程中，蒙脱石逐渐向伊利石和绿泥石转化，粘土矿物的吸附水含量及吸附水/结晶水的含量比值都会不断减少（表 4-2），析出大量吸附水。东营凹陷从孔隙度、电子显微镜、X-射线衍射、差热、红外光谱等方面分析，都表明深度在 2100～2700m 时，为第三系粘土岩的压实突变阶段，孔隙度从 16%骤减至 5%，蒙脱石向伊利石大量转化，释放更多的层间水，引起粘土岩体积剧变。所以，在封闭的地质环境里，随着粘土岩埋藏深度的的增加，地下温度逐步升高，当温度达到 80℃时，蒙脱石向蒙脱石-伊利石混合层转化，释放大量吸附水，导致形成异常高的地层压力。

表 4-2　粘土矿物脱水特征的纵向变化

粘土矿物 / 演变阶段 / 含　量	分 散 性 蒙 脱 石	蒙脱石-伊利石 混 合 层	蒙脱石-绿泥石 混 合 层	分 散 性 绿 泥 石
吸附水含量,%	>10	10～5	5～3	<3
吸附水/结晶水	>2.0	2.0～1.5	1.5～1.0	<1.0

总之，在自然界里，造成油气藏内地层压力异常的原因很多，这里无法一一列举。必须根据各地区的地质条件进行具体分析，才可能作出正确的判断，以指导油田勘探及开采工作。

第二节　流体压力封存箱的基本概念及类型

现代沉降盆地常具有两个或多个水文地质系统，呈现双或多水力系统的层状排列（图4-6）。图中上部为正常压力系统、下部为异常压力系统，其间被封闭层所分隔：水平封闭层划分主箱，垂直封闭层将主箱进一步划分为次箱。因此，可以将沉积盆地内由封闭层分割的异常压力系统，称为流体压力封存箱，箱内生、储、盖条件俱全，常由主箱与次箱组成。

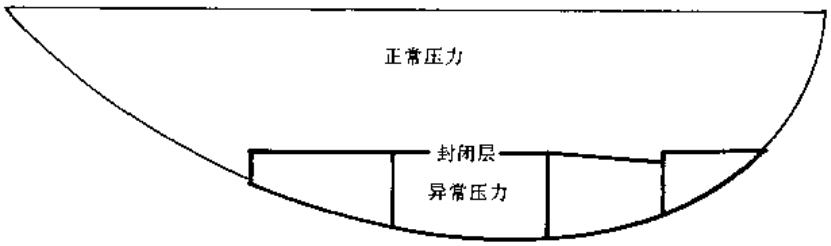


图4-6　现代沉降盆地双水力系统的层状排列图

实例：尼日尔、马哈卡姆、墨西哥湾沿岸、加拿大北极区，下马格达勒纳等三角洲盆地

流体压力封存箱有两种类型：一为超压封存箱，孔隙流体支撑盖层及上覆岩石-流体的重量；另一为欠压封存箱，岩石基质支撑盖层及上覆岩石-流体的重量。图4-7表达了两类

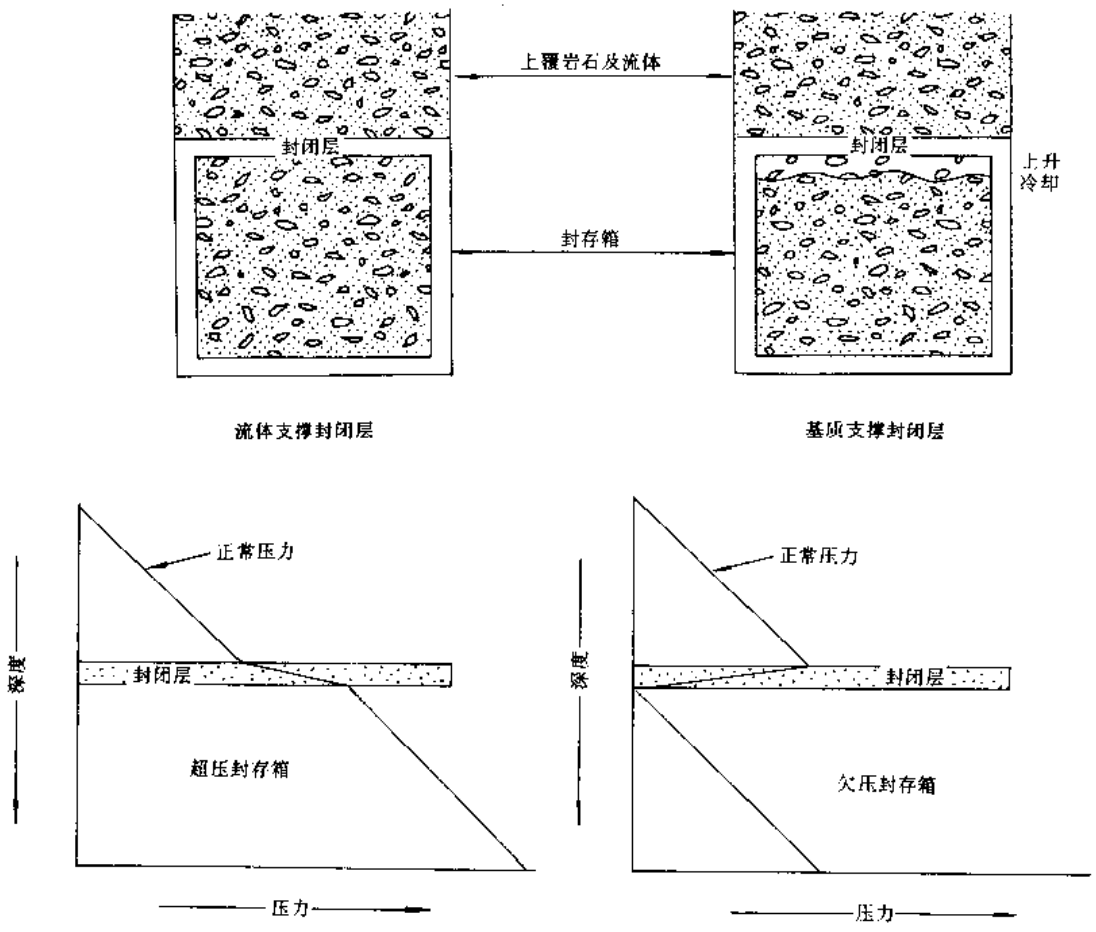


图4-7　超压与欠压两类封存箱的模式图（据Hunt，1990修改）

左-超压箱，右-欠压箱

封存箱的压力-深度关系。

位于美国俄克拉何马州与得克萨斯州交界处的阿马里洛隆起上的 Keyes 气田为一欠压封存箱的典型实例（图 4 8），由于曾上升剥蚀掉 1500m 上覆地层，欠压 1300psi（1 psi =6894.76Pa），上覆负荷全由含气砂岩的基质骨架支撑。该气田有 Blaine 硬石膏和威灵顿岩盐两个封闭层，构成两个欠压封存箱，都是正常压力梯度，产气层在下封存箱内。而位于罗马尼亚特兰西瓦尼亚盆地中部的 Ernie 穹窿则是一个超压封存箱的典型实例，有一个封闭层，其上的中新统 Buglovian 组为正常压力梯度，符合静水压力的深度变化；其下的中新统 Tortonian 组则为超压封存箱（图 4-9）。

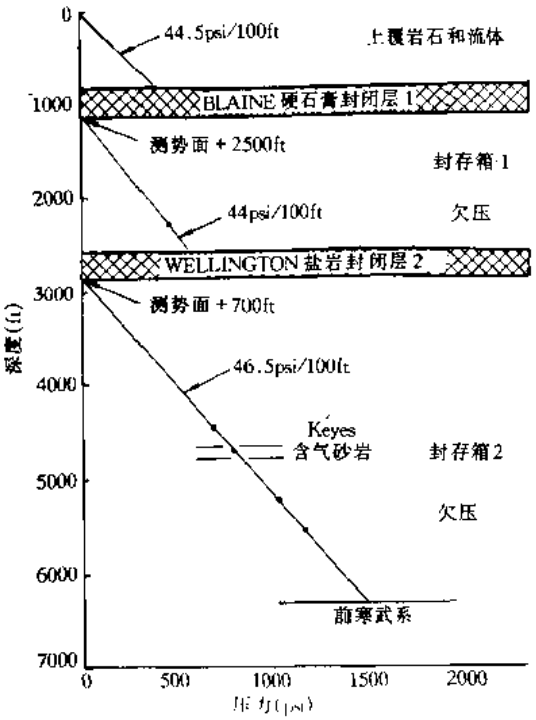


图 4-8　Keyes 气田的压力-深度梯度图

(据 Powley,1980)

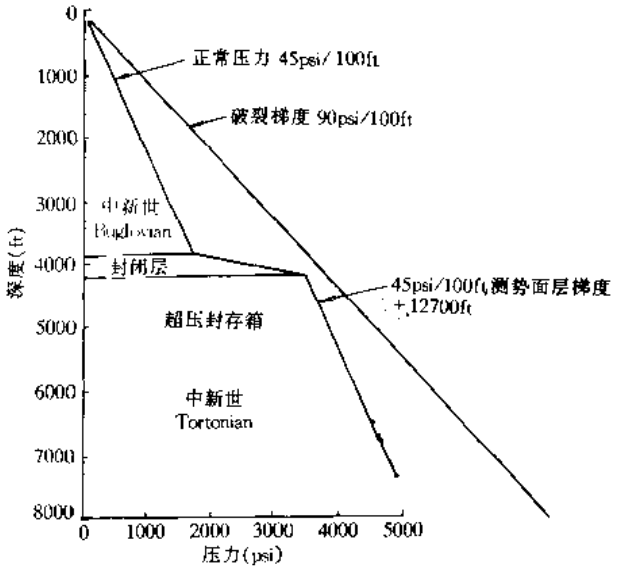


图 4-9　罗马尼亚 Ernie 穹窿的压力-深度梯度图

（据 Powley，1980）

第三节　封闭层的成因及特征

由上可知，封闭层是形成与分隔流体封存箱的关键。封闭层并不是常说的油气藏的盖层，它常与穿越不同地层界面、岩性岩相界面、构造界面的同温层有关，在该温度条件下，矿化作用、充填作用、……，等成岩后生作用，造成渗透率近于零的封闭层。封闭层若为碳酸盐岩，多由硅化所致；若为页岩（泥岩）则常与钙化有关。在镜质体反射率达到 0.9%时，干酪根已进入生油高峰期，释放大量二氧化碳，有助碳酸盐大量溶解形成次生孔隙发育带；当这种碳酸盐溶液向上运移至镜质体反射率为 0.4%～0.5%处，碳酸盐再沉淀，形成顶部封闭层，这时恰为生油窗开始处。因此，石油常生成于封闭层之下的封存箱内。

在正在沉降、平均地温梯度的沉积盆地内，封闭层一般分布在 3048m（10000ft）深处，例如：

北海埃科菲斯克油田区 3293m（10800ft）

印度尼西亚马哈坎三角洲 Handil 油田在 3000m（9840ft）、Badak 油田 3293m（10800ft）

美国得克萨斯　3350m（11000ft）

意大利波河盆地西南部　3800m（12470ft）

美国库克湾盆地封闭层较厚，顶深 3230m（10600ft）

中国东濮凹陷主封闭层　2500～3000m

假若封闭层较厚，为一层组，可由非渗透层与渗透层互层组成。例如库克湾盆地封闭层厚约 1000m（3280ft），如图 4-10 所示，它穿越了侏罗系、白垩系及第三系等层系界面，由渗透层与非渗透层互层组成，封闭层顶深 3230m（10600ft）。封闭层之上是陆相为主的第三系碎屑岩，属正常压力系统；封闭层之下为超压封存箱，包含第三系、白垩系、侏罗系及更老层系。盆地西侧的四口井均钻遇超压封存箱，而东侧的一口井最深处仍为正常压力，表明其西有一垂直封闭层断层，此井恰位于封存箱之外（见图 4-10AB 剖面）。烃源岩属中

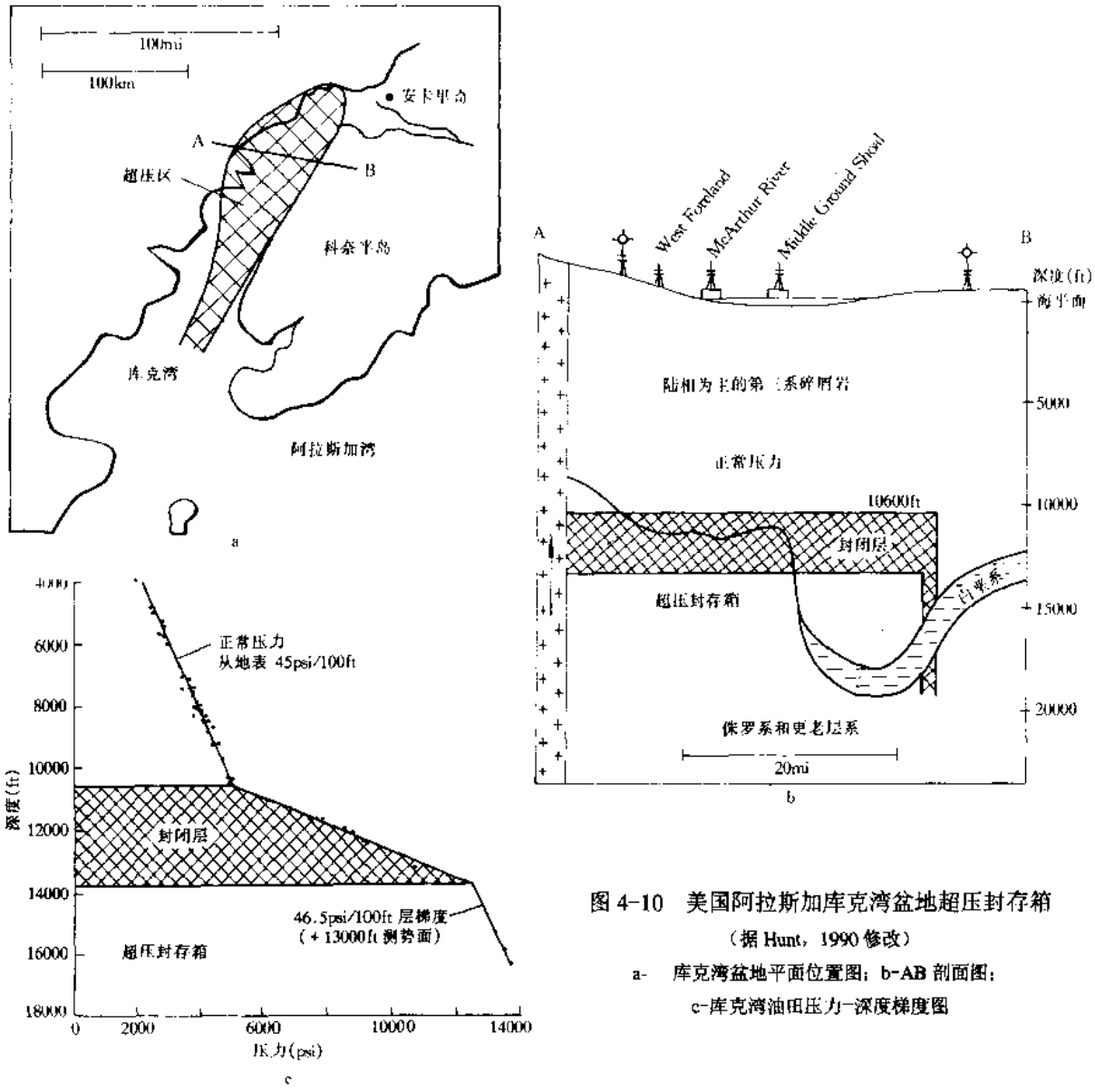


图 4-10　美国阿拉斯加库克湾盆地超压封存箱

（据 Hunt，1990 修改）

a- 库克湾盆地平面位置图；b-AB 剖面图；

c-库克湾油田压力-深度梯度图

侏罗统，深逾 4572m（15000ft）；石油产自直接覆盖封闭层的储层（见图 4-10 的压力-深度梯度图），深部的湿气产层却在封闭层内。

在美国加利福尼亚州还发现一个厚封闭层内砂岩产气的实例。该气田的封闭层厚约 300m（1000ft），由薄矿化层夹块状砂岩组成，其中有一层 18m（60ft）厚的未矿化砂岩自 1938 年一月产气以来，已产气几十年，气源来自封闭层之下的 Forbes 页岩（图 4-11）。

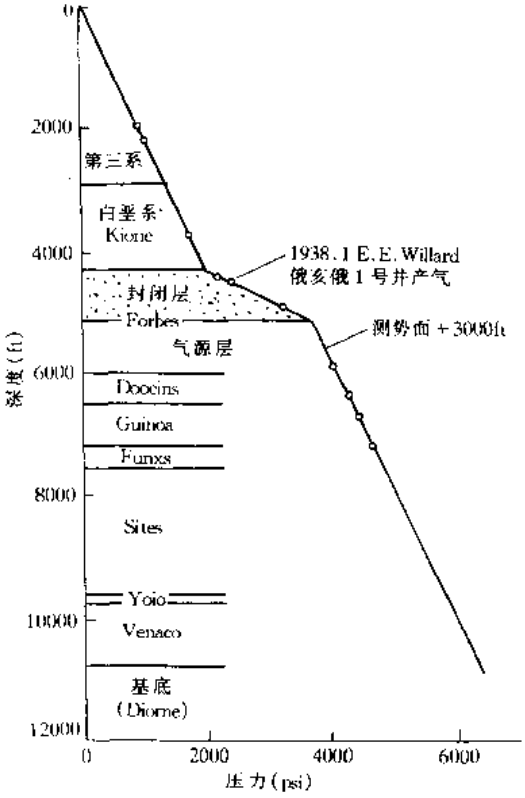


图 4-11 美国加利福尼亚南萨克拉门托山谷 Willows-Beehive Bend 气田的压力-深度梯度图（据 Powley，1980）

断层带也可构成封闭层，用以将主箱分割成次级封存箱。美国墨西哥湾沿岸区第三系，每隔几千米就有一个断层封割的小封存箱，各自成为单独的压力系统；欧洲北海盆地中央维京地堑东、西两侧有一系列狭窄断块，均有垂直封闭层，每个断块具有独立的压力系统，自成一个小流体封存箱。

埃科菲斯克大油田位于北海中央地堑挪威海域，由图 4-12 看出该区存在上、下两个流体封存箱，其水平封闭层的深度分别为 1830m（6000ft）和 3300m（10800ft），下封闭层明显穿越了不同时代的层系界面及不同构造界面；上侏罗统 Kimmeridgian 页岩为烃源岩，多数石油聚集在下封闭层正上方的上封存箱下部的白垩层中（见图 4-12 压力-深度梯度图），最终储量达 400×10^8 bbl。邻近的埃尔德菲斯克、托尔等油气田也是如此，系由下封存箱内烃源层有机质成熟生烃后热膨胀突破下封闭层垂向运移聚集于上封存箱下部白垩层之故。Hunt 很重视埃科菲斯克等大油田和库克湾油田石油大量聚集部位与封存箱封闭层之间的关系。

此外，在箱内、箱缘，只要具备圈闭条件，同样可以成藏。

第四节 结 论

(1)世界许多沉积盆地具有两个或多个水文地质系统。浅者属正常静水压力系统，在正在沉降、平均地温梯度的盆地可深达 3048m（10000ft）；深者属被封存的异常流体压力系统，多超压，若曾上升剥蚀，也可欠压。

(2)超压流体封存箱顶部地温多在 90～100℃（194～212°F），低于干酪根生油高峰期，所以多数油气应生成于箱内。

(3)封闭层常与穿越地层界面、岩性岩相界面、构造界面的同温层有关，在封闭层内渗

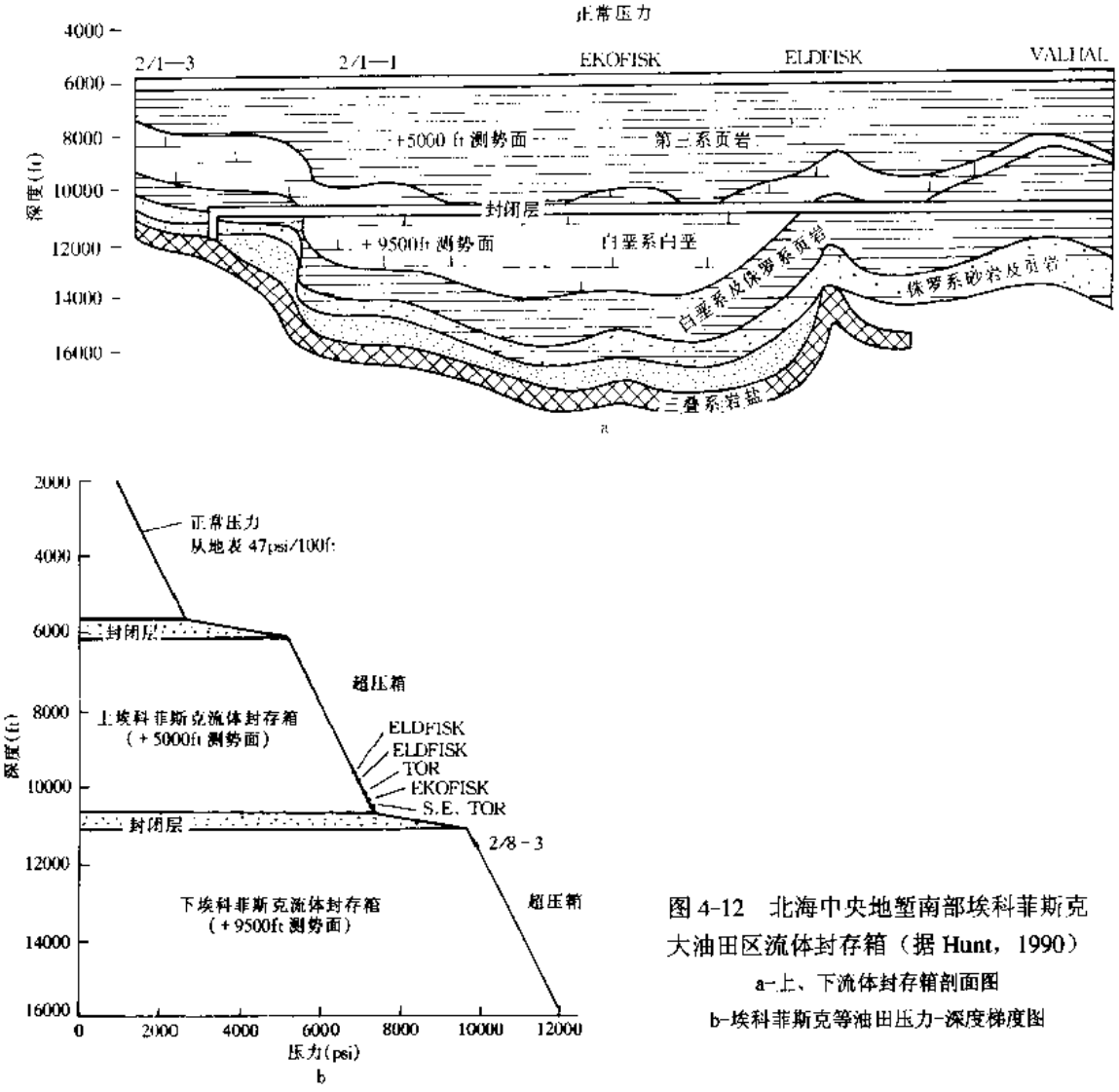


图 4-12 北海中央地堑南部埃科菲斯克大油田区流体封存箱（据 Hunt，1990）

a-上、下流体封存箱剖面图

b-埃科菲斯克等油田压力-深度梯度图

透率可近于零（矿化、充填、……），若封闭层较厚也可夹有渗透带。

(4)封闭层有些位于烃源岩与油气储集层之间，表明约几千年一次的间歇式封闭层破裂可以伴随箱内油气垂向运移，多数油气趋向于聚集在紧邻封闭层之上的储集层中；若封闭层具有互层式渗透层，也可聚集于封闭层内的储集层中。箱内、箱缘只要具备圈闭条件也可能成藏。

第五章　油气系统

油气系统（Petroleum System）是本世纪 90 年代兴起的石油地质学重要进展之一。尽管早在 1963 年我国大庆勘探指挥部综合研究大队胡朝元等提出过成油系统（胡朝元,1997）、1972 年美国学者 Dow 发表过石油系统（Oil System），均未引起注意。直到 1991 年美国石油地质学家协会年会、1994 年美国和墨西哥两国石油地质学家协会在墨西哥城联合举行“油气系统地质研讨会”前后，陆续出版了《美国油气系统》（1988）、《油气系统研究现状与方法》（1990，1992）（Magoon，1992）等著作，尤其是 Magoon 和 Dow 合编的重要论文集《油气系统——从源岩到圈闭》（Magoon & Dow,1994）于 1994 年出版后，倍受国际石油地质界对油气系统的广泛关注，正在发展成为内涵丰富、研究和成图思路明确、融汇多学科新理论新技术的石油地质综合研究方法，在指导油气勘探实践中发挥着日益重要的作用。“八五”以来，我国一些科技攻关项目也将油气系统列为重要研究内容，获得不少新认识及新成果；另一方面，国内外学者对油气系统的定义、内涵、研究方法及应用范围等尚众说纷纭、意见不一。因此，为了沟通观点、交流成果、相互砌磋、共促发展，中国石油学会石油地质专业委员会于 1996 年 11 月在贵州省安顺市召开了“中国含油气系统及其在油气勘探中的应用学术研讨会”，会后于 1997 年出版了《中国含油气系统的应用与进展》论文集（中国石油学会石油地质专业委员会编,1997），比较全面地反映了我国的研究现状和水平。

冷静思考油气系统的概念、方法及其来龙去脉，深感它的思路、方法依据与系统论有着密切的联系。系统论在当代自然科学和社会科学领域里已被广泛应用，若从系统论的高度来研究油气系统，必将促进油气系统理论、方法、应用的深入发展（张厚福，1997）。

第一节　系统论为油气系统研究奠定了理论方法基础

早在远古时代就有系统思想的萌芽，但至本世纪 40 年代才渐趋成熟，出现若干系统理论和思想。据此将“系统”定义为：由互相联系和互相作用的要素组成的，具有崭新性质和特定功能的复合体。系统思想的基础是突现与等级体、通讯与控制两组概念。突现是各要素的组合可以产生新的性质；等级体是系统由各级子系统组成；通讯为各要素之间或其与环境之间的信息联系；控制是各要素之间或其与环境之间的相互作用过程。

一、系统论的主要观点

(1)系统观点：系统具有普遍性，系统是由相互联系、相互制约的诸要素和作用组成的具特定功能的综合整体。该整体具有崭新的性质，绝不是诸要素或作用个体性质的线性求和，整体应大于部分之和。

(2)层次观点：综合整体系统由不同层次、不同级别的结构组成。

(3)功能观点：将系统与外部环境相互联系、相互作用过程的顺序和能力，视为系统的功能。

(4)动态观点：研究系统的历史演化，由无序到有序、低序到高序的演化过程，形成某种相对稳定的动态结构。

二、系统论的研究方法

(1)系统方法：按事物本身的系统性把对象放在系统的运行过程中来考察。

(2)信息方法：将系统视为借助于信息的获取、传输、处理、输出，以实现有目的的运动。

(3)反馈方法：用系统活动的结果来检验、调整系统活动。

(4)功能模拟方法：根据模型与原型之间的某种相似关系，用模型来模拟对象的功能，通过模型来间接研究原型的内在规律。

总之，系统论的出现为我们认识世界和改造世界提供了新思路和新方法。对油气成藏而言，系统思想能使我们从较高起点和更深层次，综合运用多学科知识来阐释油气藏形成与分布的规律，从而更有效地指导勘探与开发，减少风险，提高成功率。这正是油气系统理论方法的优越性。

第二节　油气系统的基本概念

Demaison 等（1991）、Klemme 等（1991）、Magoon 等（1994）及其他学者都分别对油气系统的概念做了各具特色的表述。综合各家观点，既要考虑科学内涵，又要注意简易实用，从系统论的观点宜将油气系统定义为：在任一含油气盆地（凹陷）内，与一特定有效烃源岩层系相关，包含油气聚集成藏所必不可少的一切地质要素和作用，在时间、空间上良好配置的物理-化学动态系统。其顶受区域盖层及上覆岩系所限，底为底层烃源岩所覆盖的储集层。

油气系统研究的关键在于将盆地中有效烃源岩层系、储集层、盖层、上覆岩系等基本地质要素，圈闭形成、油气生成、运移、聚集、保存等成藏作用纳入统一的时间、空间范围内，开展静态与动态紧密结合的综合研究，科学地阐明油气藏的形成、类型、特征及分布规律。

由此不难看出：任一油气系统都具有系统、层次、功能、动态等特点。各要素之间、各作用之间及其与所处时、空环境之间都有着千丝万缕的相互联系和相互制约，构成不同层次的若干子系统，随着历史发展演化，由量变到质变、由低级到高级，其最终产物不是诸要素和作用的线性叠加，而是出现质的飞跃，具有崭新性质或特定功能。即在各个油气系统中形成有规律分布的各类油气藏的组合，呈现某种相对平衡的动态地质结构，成为快速、高效、低风险的油气勘探对象。

油气系统与油气富集单元之间的关系要有正确理解：油气系统与含油气盆地、含油气区、油气聚集带等不同级别的油气富集单元之间密切相关，而又彼此有所区别，在实际应用中切忌将任何二者等同看待，否则就失去了油气系统研究的真谛。

地壳上具有统一的地质发展历史，发育着良好的生储盖组合及圈闭条件，并已发现油气田的沉积盆地，称为含油气盆地。由于沉积盆地的基底可以是均一的或复杂的，含油气盆地在区域构造性质上可以呈现为单一型或复合型。单一型含油气盆地只包含一个含油气区，二者相当，例如酒泉盆地；复合型含油气盆地则由两个或多个含油气区组成，例如准噶尔盆地、

渤海湾盆地等。

含油气区是指属于同一大地构造单元，有统一的地质发展历史和油气生成、运聚条件的沉积拗陷。准噶尔盆地包含乌鲁木齐山前拗陷和准噶尔中间地块两个含油气区，渤海湾盆地则由基底断块分割为济阳、冀中、黄骅、辽河、渤海等含油气区。

由于地质发展历史的不同，一个含油气盆地或含油气区是至少包含一个或若干个油气系统的地质实体，所以无论含油气区或含油气盆地，都不等同于油气系统，在概念上不宜混淆。一个含油气盆地或含油气区不仅在剖面上可划分出一个或若干个油气系统，在平面上还可划分出受二级构造带控制的油气聚集带。

所谓油气聚集带是指同一二级构造带中，互有成因联系、油气聚集条件相似的一系列油气田的总和。由于成因不同，油气聚集带可能呈现背斜型、大单斜型、生物礁型、古潜山型、滨岸砂洲型、古河道型、刺穿构造型等类型。这种油气聚集带与西方常用的术语“成藏组合（Play）”的涵意相似。后者被定义为含有油气藏的沉积体的一个连续部分，其中的油气藏具有下列特征：同一生产层序内的油气藏出现在整个带中；具相似的烃类化学组成；（主要）圈闭属同一类型（Bois，1975）。

综上可知，油气系统是介于含油气盆地（或含油气区）与油气聚集带（或成藏组合）之间的一个油气地质单元。在一个含油气盆地或含油气区内，可有若干个油气系统重叠分布；在平面上，不同时代、不同类型的油气系统则可展现在一个或若干个油气聚集带中。油气系统的研究重点是烃源岩与油气藏之间的成因关系，即查明盆内或区内烃源岩有机质在何时以何方式转化成烃？油气在何时以何方式运移？何时何地聚集成藏？油气藏的类型及分布规律如何？

油气系统的命名法尚在探索中，Magoon 等（1994）认为油气系统的名称应该包括烃源岩层系名称、主要储集层名称及可靠性等级的符号：

(!)已知油气系统：油气藏与烃源岩有良好的地球化学匹配关系。

(•)假想油气系统：利用地球化学资料可以确定烃源岩存在，但烃源岩与油气藏之间缺乏对比依据。

(?)推测油气系统：仅根据地质及地球物理证据推测。

[例 1]　Deer—Boar（•），表示一个 Deer 页岩为烃源岩、Boar 砂岩为主要储集层的假想油气系统。

[例 2]　鄂尔多斯盆地宏观上可以划分为下古生界海相、上古生界海陆过渡相、中生界陆相三大油气系统。其中上古生界油气系统命名：太原组+山西组—山西组+下石盒子组（!）已知含气系统。

第三节　地质要素与成藏作用

划分与分析油气系统，首先需研究含油气盆地（或含油气区）内油气藏形成的基本地质要素及成藏作用过程。

基本地质要素包含有效烃源岩层系、储集层、盖层及上覆岩系：

有效烃源岩：在生物或地温作用下，在特定时刻能够生成油气、具有连续分布范围的有

机质伴随矿物质堆积。烃源岩的体积可通过研究有机相的类型及分布来确定，包括其中所含有机质的质量、数量及热成熟度。可能是正在生油的；也可能在地质历史上曾经是有效烃源岩而现已消耗殆尽。

储集层：根据储集层中含有有效烃源岩生成油气的百分比来区分主要与次要储集层。主要储集层系指位于运移通道良好的圈闭中，储集了大部分原生油气者；而运移通道效率较差，捕集油气数量较少者，为次要储集层。

盖层：油气系统中有两类盖层。区域盖层是覆盖着盆地内运移烃类的大范围盖层；而局部盖层则为限制油气聚集成藏的直接盖层。

上覆岩系：也是一项易被忽略的基本地质要素，系指上覆于烃源岩、储集层和盖层的一套沉积岩系。在烃源岩有机质的生油气过程中，上覆岩系的厚度、热导率、热流值及地表温度等均起着决定性作用。

成藏作用过程包含具备基本地质要素到圈闭形成、油气生成、运移、聚集等油气藏形成的全过程。时间跨度可从几百万年至三亿年（Tissot，1984）；这些要素与作用必须有良好的时间-空间配置，才能使有机质转化为油气，进而形成油气藏，并经历漫长的保存阶段。

根据我们的研究经验，上述地质要素和成藏作用应尽可能纳入新编绘的生储盖基干剖面中，包括地层层组划分、岩性柱状剖面、厚度、岩性简述、升降曲线、沉积相类型、烃源层系（有机质丰度、类型、成熟度）、储集层（孔隙度、渗透率、次生孔隙发育段）、盖层（区域盖层或局部盖层、突破压力与突破时间、厚度）、生储盖组合（划分、类型）、上覆岩系、地壳运动、圈闭（形成时间、类型）、油气系统（划分、类型）、剖面位置，……。图上内容项目的设置与详略，可以因时因地而异，力求简明扼要。

第四节　油气系统的组成

在具备上述基本地质要素与成藏作用过程的前提下，在研究油气系统的组成时，必须分析含油气盆地或含油气区内，是否能满足有效油气系统存在的定量基础：

(1)在圈闭形成过程中或形成后，体积上有足够数量的油气生成；

(2)有利的运移排出几何通道，保证油气能呈汇聚式地运移到圈闭中去而不致逸散；

(3)存在容积足够大的系列圈闭，能够保存从最初注入至现在继续充注的油气。

因此，根据各含油气盆地或含油气区的石油地质特征，研究油气系统的组成时，可以提出不同的方案，但是至少应包括两个子系统：

(1)生成子系统（Generative Subsystem）。在某一时间段内能提供一定数量的油气量。它受一些化学作用控制：

死亡有机体→干酪根，属生物化学降解作用；

干酪根→石油和天然气，一般属热化学动力学反应。

在构造应力作用下，到塑性变形阶段有机质成熟转化为油气，则属力学化学反应过程。

(2)运移-捕集子系统（Migration-Entrapment Subsystem）。从成熟烃源岩汇集与分配油气，形成商业油气藏或逸散。它受物理作用控制：油气在地层水中的浮力、孔隙介质中的流体渗流、毛管压力、构造应力、压力-温度-组分关系等。

一、生成子系统

在生成子系统中，需定量研究区域充注量及圈闭的油气充注量两个参数。

区域充注量（Regional Charge）：区域性生烃凹陷中可加以捕集的总油气量，等于区域性生烃凹陷中生成的油气量减去排烃与运移中的散失量；

圈闭充注量（Trap Charge）：圈闭能够捕集的烃类数量，等于圈闭集烃范围内生成的油气量减去运移过程中的散失量。

上述两个参数都涉及油气生成量：

油气生成量=烃源岩生烃潜量×成熟源岩体积×源岩密度×转化系数

式中烃源岩生烃潜量系指源岩热解求得的 S_1+S_2，单位是 kg 烃/t 岩石；转化系数可模拟求得。

另外，计算区域充注量和圈闭充注量时，排烃与运移中的散失量则难以精确测定，因为排烃效率受烃源岩厚度、沉积组构、矿物基质、干酪根丰度、成熟度、压力状况等制约；运移损失则随运移通道倾角、油（气）水密度差、界面张力、润湿性、岩石不均质性等而变化。变量太多，因地质环境而异，实难求准。

为了回避上述计算中的困难，简化统计方法，建议采用烃源岩潜量指数（Source Potential Index 简称 *SPI*）。

源岩潜量指数也可称累积生烃潜量，系指面积为 $1m^2$ 的烃源岩柱的最大生烃量，t 烃/m^2。是衡量累积生油气潜力的尺度。它不能区分生油能力与生气能力；除非烃源岩层系在埋藏过程中已完全成熟，否则不能获得总生烃量。

源岩潜量指数将源岩厚度与丰度结合成单一参数：

$$SPI=\frac{\overline{h(S_1+S_2)}\rho}{1000}$$ 单位：t 烃/m^2

式中 h ——源岩厚度（m），应排除缺乏有效源岩潜力的夹层，求出累积厚度。有效源岩下限为 2kg 烃/t 岩石，特定情况可降至 1 kg 烃/t 岩石。源岩厚度需做井斜、地层倾角及其他构造复杂性校正；

$\overline{S_1+S_2}$ ——平均生烃潜量（kg 烃/t 岩石），可由 Rock-Eval 求得，约每 10m 取样，作出样品深度与生烃潜量交会图：一系列矩形面积之和/未校正的源岩总厚度=源岩平均生烃潜量；

ρ ——源岩密度（t/m^3），常简化规定ρ为 2.5 或 2.3t/m^3。

在计算 *SPI* 时，应注意下列事项：

(1)只有在已确认的热成熟生烃区才适于对源岩作 *SPI* 计算。

(2)取样时以位于未成熟至成熟早期最佳，计算的 *SPI* 可信；成熟达生油窗中部或高成熟源岩 *SPI* 会明显降低，因已排烃。

(3)某源岩层系成熟前的 *SPI* 理论值可用盆地不太成熟区中具相同有机相、相当层的平均生烃潜量来计算。

(4)根据 *SPI* 理论值与现今残留 *SPI* 值之差可粗略计算 $1m^2$ 源岩柱的排烃量（t 烃/m^2）。

SPI 在油气勘探中的应用：

(1)源岩丰度用 $\overline{S_1+S_2}$，而不用 $\overline{TOC}$，因后者未考虑干酪根类型的变化。用 $\overline{S_1+S_2}$ 可对不

同类型干酪根的源岩生油气潜量进行分级评价比较。例如，将含III型干酪根而具较大厚度的贫源岩（尼日尔三角洲第三系）与含Ⅰ、Ⅱ型干酪根而厚度较小的富源岩（北海或西西伯利亚上侏罗统）相比。甚至可编制某一源岩层系 *SPI* 区域变化趋势图。

(2) *SPI* 分级方案：源岩评价必须联系控制运移方式的总体构造与地层格局，垂向排烃系统与侧向排烃系统在供给油气来源的特点上存在显著差别：

	侧向排烃系统	垂向排烃系统
成熟烃源岩面积	大	小
成熟源岩横向分布	发育	差
油气生成区	大	小
圈闭集油范围	大	小

正是由于上述差别，两种排烃系统在 *SPI* 分级的数值界限上就会有明显不同：

SPI 分级	垂向排烃系统	侧向排烃系统
低（欠充注）	<5	<2
中（正常充注）	5～15	2～7
高（过充注）	≥15	≥7

无论垂向排烃系统或是侧向排烃系统，只要 *SPI* 达到高级（过充注）阶段，常可发现巨型以上油气田。例如欧洲北海上侏罗统、渤海湾下第三系等裂谷盆地属前者；西西伯利亚上侏罗统、准噶尔盆地上二叠统等前陆盆地斜坡部位均属后者。

(3) 编制综合 *SPI* 图及成熟度图：在含油气盆地或含油气区内，编制有效烃源岩层系的 *SPI* 等值线图，圈出具最高油气充注能力的区段，即可早期预测可能发现巨型以上油气田的有利部位，内插、外推，指导勘探。

二、运聚子系统

根据含油气盆地或含油气区的总体构造-地层等区域地质背景，分析生储盖组合及有效圈闭：

生储盖组合：旋回式、侧变式或间隔式。

有效圈闭：圈闭位置与烃源区的关系；
圈闭形成时间与油气运移时间的关系；
水压梯度与油、气聚集的关系；
温度、压力与封盖的关系。

在上述生储盖组合及有效圈闭等条件基础上，讨论运移排烃方式和聚集方式：

运移排烃方式：

垂向运移	旋回式、间隔式（断层）
侧向运移	侧变式、间隔式（不整合）

聚集方式：

高　阻	过充注、正常充注
	盖层封闭好（区域盖层、厚、突破压力大）
低　阻	正常充注、欠充注
	盖层封闭差（局部盖层、薄、突破压力小）

1.运移排烃方式

受区域地质特征控制，可根据盆地的主要构造及地层组构来预测。

a.侧向排烃油气系统

要求有横向连续的区域盖层覆在广泛发育的渗透性储层单元之上（即盖-储“双层”结构）、弱-中等挤压构造变形或完整的单斜坡道。

前陆盆地：如阿拉斯加北坡、安第斯山边缘盆地。

内克拉通拗陷：如威利斯顿盆地、撒哈拉东部三叠纪含油区。

侧向排烃系统的特点：

(1)油藏常出现在远离烃源区的未成熟沉积地层中，长距离运移的油藏占该系统聚油体积的50%以上，运移距离可逾160km。

(2)出现于有效区域盖层之下同时代的单一储层系统中，储藏有该系统聚集的绝大多数油气。

(3)有效区域盖层中，断裂作用较小或不明显。

(4)在过充注的侧向排烃系统中，近盆地边缘较浅的未成熟地层部位常见大型重油藏。如委内瑞拉东部、西加拿大阿萨巴斯卡巨型极重油带。

b.垂向排烃油气系统

油气汇聚式垂向排出与中-高等构造变形、变位有关。张性、扭性及冲断构造可产生断层-裂隙系统，成为汇聚式油气垂向运移通道。

裂谷盆地：如北海、吉普斯兰等盆地。

盐盆地：如罗马尼亚、下刚果、墨西哥湾等盆地。

第三纪三角洲盆地：如尼日尔、墨西哥湾沿岸等拉张同生断层发育区，滚动背斜发育。

张扭性盆地：深部烃源岩充注的多层油气藏，如洛杉矶、文图拉等盆地。

冲断层带：受控于有效的顶部盖层，如扎格洛斯、怀俄明、喀尔巴阡等。

垂向排烃系统的特点：

(1)几乎所有油气藏均出现在区域生油窗的正上方及其毗邻地区，侧向运移距离短，往往小于30km。

(2)常发育叠置的多层油气藏，有时时代差异大但却含相同成因类型的原油，垂向上各层原油常见层析现象。

(3)断裂作用仍保持活动性，直到最后的有效区域盖层沉积时为止。

(4)在过充注垂向排烃系统中，若断裂作用至今仍具活动性，地表常见许多油气苗。

2.聚集方式

上凸构造圈闭的顶部盖层同时也是侧向封堵层，对油气聚集保存最有效，所以世界上大部分常规石油储量都发现于四面闭合的构造中。若一构造圈闭依赖于断层封闭，常会有封盖风险。

三面构造闭合与储层尖灭或地层不整合相结合的构造—地层复合型圈闭，已被世界若干超巨型油藏证实其有效性，如普拉德霍湾，波利瓦尔沿岸，东得克萨斯等。没有任何构造控制的单纯地层圈闭常常封闭不完善，规模较小。

所在，构造变形程度和盖层完整性是鉴定油气聚集方式的关键因素，它们控制着防止油气散失的阻抗。油气聚集方式可分高阻和低阻两类：

(1)高阻系统：以侧向连续盖层与中-高等程度构造变形相结合为特征。过充注或正常充注。

区域盖层连续性对圈闭完整及汇聚圈闭周围供油气面积很重要，如前陆盆地、内克拉通盆地；断裂背景下盖层局部破裂，导致油气垂向运移或形成断层封闭。在第三纪三角洲、裂谷盆地及其他张性区域常见。

(2)低阻系统：或以缺乏有效区域盖层、有高-低构造变形为特征，或以区域盖层连续、低度构造变形为特征。正常充注或欠充注。若为过充注，则常形成重质或极重质油。

第五节　油气系统的成因分类

根据油气系统三个范畴的综合限定因素，可进行成因分类。这些因素是：

(1)充注因素（Charge Factor）。过充注、正常充注、欠充注。

根据成熟烃源岩的丰度和容积来估算油气源岩潜量指数（*SPI*），将油气源岩的丰度与厚度综合成单一参数，用来比较不同类型干酪根的源岩的生油气潜量，这是快速估算区域性充注能力的捷径。

(2)运移排烃方式（Migration Drainage Style）。垂向排烃、侧向排烃。

根据盆地的构造和地层格架来确定：

垂向运移排烃方式：出现在盖层被断裂系统破坏的盆地或地区。

侧向运移排烃方式：出现在地层连续、盖层—储层“双层”结构大面积展布的构造稳定区。

(3)捕集方式（Entrapment Style）。高阻、低阻。

取决于大地构造格架及盖层存在与有效性，说明用以阻止已充注油气散失的阻力（阻抗）程度。

综合上述三个限定因素，可将油气系统的成因分类方案列入图 5-1(见下页)，并把世界上至少含一个油气系统的含油气盆地或含油气区填入分类图。

第六节　关键技术与必要图件

在油气系统的划分与研究中，需配合多学科的基础研究，涉及下列关键技术：

(1)油-源对比追踪技术；

(2)烃源岩生烃潜量指数（*SPI*）；

(3)油气圈闭成因及有效性研究；

(4)油气运移-聚集机制研究；

(5)油气系统模拟研究。

通过油气系统研究，需将基本地质要素与成藏作用过程纳入统一的时间-空间范围内开展综合分析，为此，对每一个油气系统必须编制下列图件：

(1)埋藏历史图。包含地质时代与绝对年龄、岩性柱子、岩层层组名称、深度、烃源岩、储集层、盖层、上覆岩系等栏目，在埋藏史曲线上标注生油窗顶、生气窗顶及油气系统的关

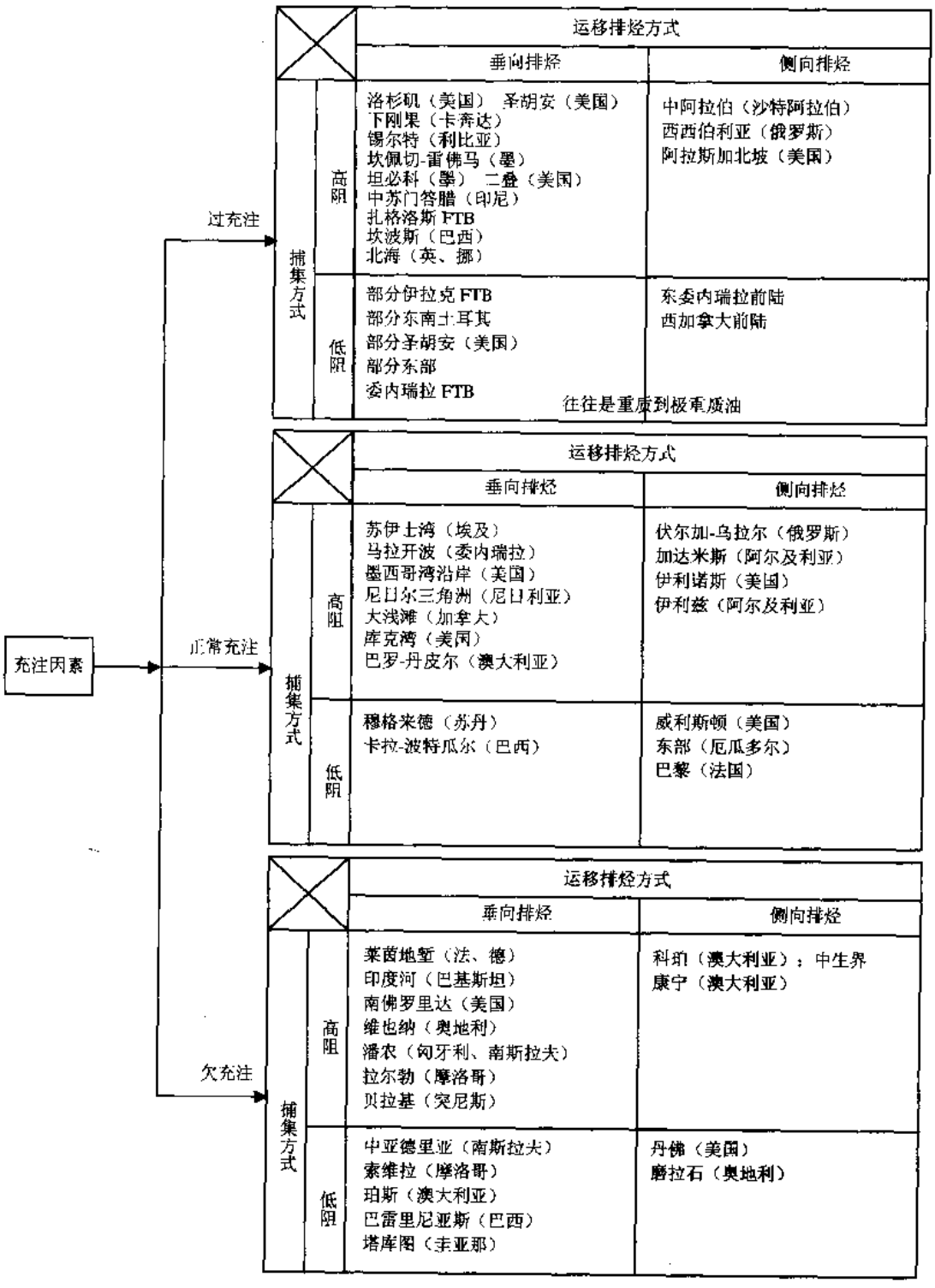


图 5-1 油气系统的成因分类

FTB=褶皱-冲断层带

键时刻。

(2)油气系统关键时刻的平面分布图。包含烃源岩分布、生油窗顶范围、生气窗顶范围、

储集层分布、储集层尖灭线、边界冲断带、次级断层线、倾伏背斜、倾伏向斜、油气运移方向、已知油气藏及其类型、地表油气苗、埋藏史图井位、横剖面图位置、油气系统的地理分布范围。

(3)油气系统关键时刻的地质横剖面图：除一般地质横剖面图应有的基底、上覆沉积岩系层组、边界断层带、构造起伏等内容外，尚应标明烃源岩、储集层、盖层、上覆岩系、生油窗顶、生气窗顶、油气藏、埋藏史井位、油气系统的地理范围及地层范围。

(4)油气系统的事件综合图：横座标为地质时代及绝对年龄，纵座标包含烃源岩、储集层、盖层、上覆岩系、圈闭形成、油气生成-运移-聚集、保存时间、关键时刻。将上述基本地质要素和成藏作用过程，用时间座标串联起来，体现其时-空配置关系。

除上述油气系统必要图件外，根据各盆地地质特征及研究程度，尚可自行编制相关图表，使油气系统得以更科学地表达出来。

第七节　应用实例

从 1993 年引进油气系统的概念与技术后，我们曾在鄂尔多斯盆地上古生界及南方海相中、古生界地层发育区完成了油气系统研究，现将这两个实例简介如下。

一、鄂尔多斯盆地上古生界含气系统研究（1993～1994）❶

鄂尔多斯盆地可以划分为中生界油气系统、上古生界含气系统及下古生界含气系统。现以上古生界含气系统为例，解剖其特征如下。

鄂尔多斯盆地上古生界含气系统的有效烃源层组包括石炭系本溪组、太原组和二叠系山西组三套海陆过渡相煤系地层，二叠系山西组和下石盒子组三角洲相砂岩为主力储集层，区域盖层是由二叠系上石盒子组湖相泥岩组成，其下各组段尚有若干区带盖层和局部盖层；已发现陕 99 井区、镇川堡、子洲等若干气田。所以，该含气系统的名称可定为太原/山西组-山西/下石盒子组（!）。

针对该含气系统特点，以找气为主，封盖条件相对重要。因此，将该含气系统分解为生成、封盖、运聚三个子系统进行详细研究（图 5-2）。

1.生成子系统

腐殖煤、碳质泥岩、暗色泥岩和局部泥灰岩是上古生界煤系地层的主要烃源岩。通过陕参 1 井和天深 1 井的两幅埋藏史图（图 5-3）可知盆地在晚古生代以来经历了晚三叠世末-早侏罗世、早白垩世后两次抬升剥蚀，平均剥蚀厚度在 1000～1872m 之间。早侏罗世时，盆地中、东部上古生界烃源层古埋深在 2000m 以上，古地温在 70～90℃，R_o 在 0.5%～1.25%之间，已开始生烃。至早白垩世后，盆地大范围生气并达高峰。

选取上古生界煤系烃源岩样品，针对全煤及各组显微组分开展的热模拟实验结果（表 5-1），表明煤系烃源岩热演化程度越高，累计产气率越大。但从全过程分析，在 R_o 为 1.2%～

❶ 张厚福等，1994，陕甘宁盆地北部上古生界天然气藏特征及有利圈闭评价，国家“八五”科技攻关成果（内部报告）。

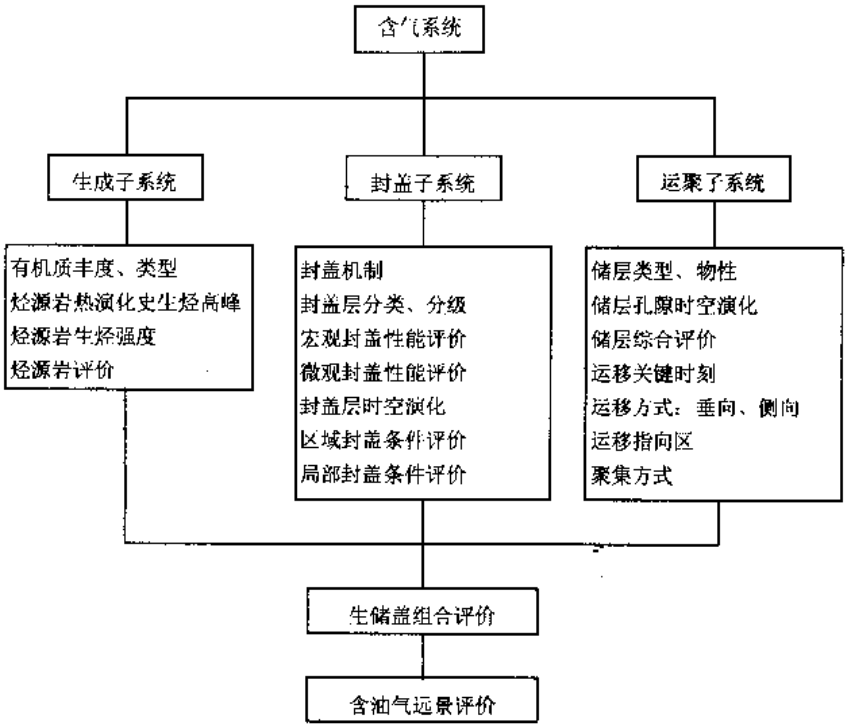


图 5-2　鄂尔多斯盆地上古生界含气系统研究框图

2.2%期间有机质的产气率大。根据煤、暗色泥岩及泥灰岩不同热演化阶段的产气率，结合盆地各区各类烃源岩厚度求得上古生界烃源层系生气强度，发现盆地内有北部乌审召—乌审旗、东部神木—石楼、西部苦深 1 井区三个高生气强度区，指明了有利的找气方向。

表 5-1　鄂尔多斯盆地上古生界煤系有机质煤型气发生率数据表（据长庆石油勘探局研究院）

镜质体反射率 R_o(%)			<0.5	0.5~0.65	0.65~0.9	0.9~1.2	1.2~1.7	1.7~1.9	1.9~2.5	2.5~4.5
相当的煤阶			褐煤	长焰煤	气煤	肥煤	焦煤	瘦煤	贫煤	无烟煤
全煤	煤气发生率		53	67	85	109	145	171	199	291
	煤阶发生率		53	14	18	24	36	26	28	92
煤显微组分	稳定组	煤气发生率	53	81	121	169	517	573	581	769
		煤阶发生率	53	28	40	48	348	56	8	188
	镜质组	煤气发生率	53	71	93	117	161	189	225	349
		煤阶发生率	53	18	22	24	44	28	36	124
	丝质组	煤气发生率	38	46	58	74	98	114	152	260
		煤阶发生率	38	6	12	16	24	16	38	108

注：煤气、煤阶发生率单位为 m^3烃气/t 残留可燃质。

2.封盖子系统

上古生界含气系统气态烃类的运移、聚集、扩散均受到封盖层的层层阻挡，使该系统西有大逆冲断层，东有基岩和断裂的侧向封存，顶有上石盒子组区域盖层，下有石炭系底部铝

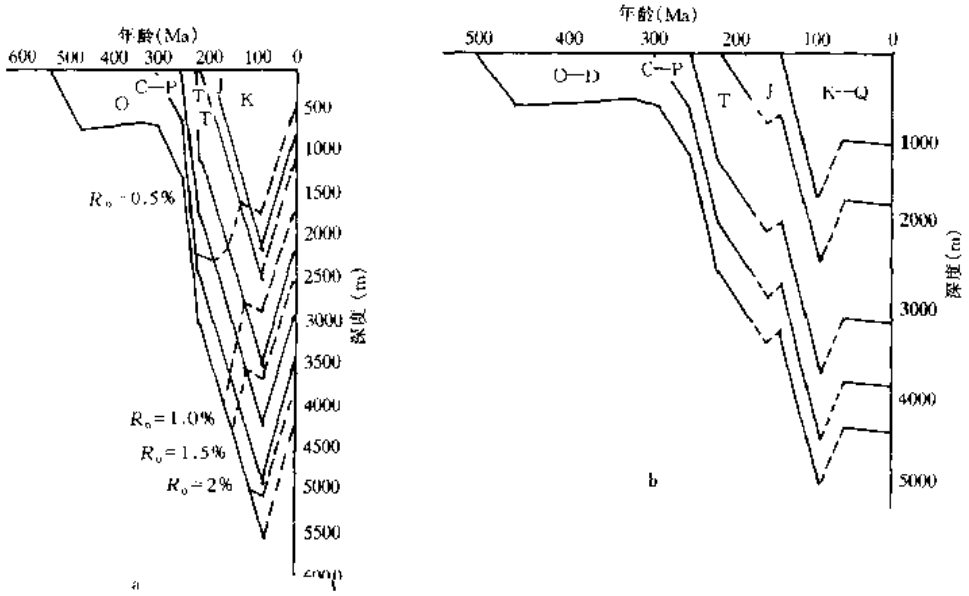


图 5-3　上古生界埋藏史图

a-陕参 1 井；b-天深 1 井

土质岩封隔，构成一个相对密封的生储盖配置关系，内部缺乏断层，后期构造环境较稳定的动态平衡系统。

根据盖层横向展布及控制天然气分布的面积，将盖层分为三级：区域盖层、区带盖层和局部盖层。

区域盖层指在盆地范围内大面积连续分布，对一个油气系统整体起封盖作用的盖层。二叠系上石盒子组（和石千峰组）是上古生界含气系统的区域盖层，它封盖着整个上古生界天然气。区带盖层指在一个油气系统内对一个或多个构造带中各气藏起封盖作用的盖层，对形成油气富集带有重要作用。下石盒子组盒 5、盒 6 段对盒 7、盒 8 段某些地区气藏富集起到区带盖层作用，局部盖层指仅对某一个气藏起封盖作用的盖层。

盖层封盖机理一般有物性封闭、压力封闭和烃浓度封闭三种，它们受到孔隙喉道大小及弯曲、孔隙度、渗透率等微观特征和岩性、沉积环境、成岩作用等宏观地质条件的制约。为了综合反映宏观与微观因素对盖层封盖能力的影响，提出了“宏观封盖指数”这项盖层综合地质评价参数。它是一个盖层封盖能力的各种地质影响因素的综合反映参数。对组成盖层的各种岩石类型进行厚度加权求和。对泥质岩类盖层而言，各类岩石的权值取决于其中的砂质含量、沉积环境、成岩作用程度及频率，它们基本上综合反映了宏观及微观影响因素。

根据不同组段盖层的宏观封盖指数，对区域盖层、区带盖层、局部盖层分别拟定了分级评价标准，可对以上三个层次的盖层作出半定量评价。

3.运聚子系统

综合沉积相、砂体类型、厚度、岩性、物性等资料，分析有利的储盖组合分布区，为了探讨盆地内上古生界天然气的运聚机制，研究了下列证据：

(1)根据不同地区天然气的$\delta^{13}C_1$，C_2^+/C_n，iC_4/nC_4 等地球化学指标分析天然气的运移指向。

(2)根据不同组段流体势分析，找出有利于天然气运聚的低气势区。

(3)根据不同区块封盖条件优劣，分析垂向运移的可能性。

(4)根据生烃中心与大砂体配置情况，讨论侧向运移的可能性。

(5)根据构造热事件与生烃窗的关系，研究气态烃大量运移的时间。

(6)根据今构造面貌和沉积相展布，配合上述烃类生成、运移特点，寻求原生气藏和次生气藏的有利分布区域，指出勘探方向。

综合上古生界含气系统的地质要素和成藏作用，编制了该系统的事件图（图 5-4）。为了从构造运动史角度，动态地讨论诸地质要素和作用在时间、空间上的配置关系，编制了反映构造运动史、古埋藏史、生烃史、运移史、圈闭史、封盖史的演化配置图（图 5-5）。表明在早白垩世末，煤系地层烃源岩处于生烃高峰期，储集层次生孔隙发育并保存了一定的原生储集空间，盖层成岩作用业已完成，构造圈闭基本定型，天然气运移时间与圈闭形成时间配置好，有利于天然气聚集形成气藏。

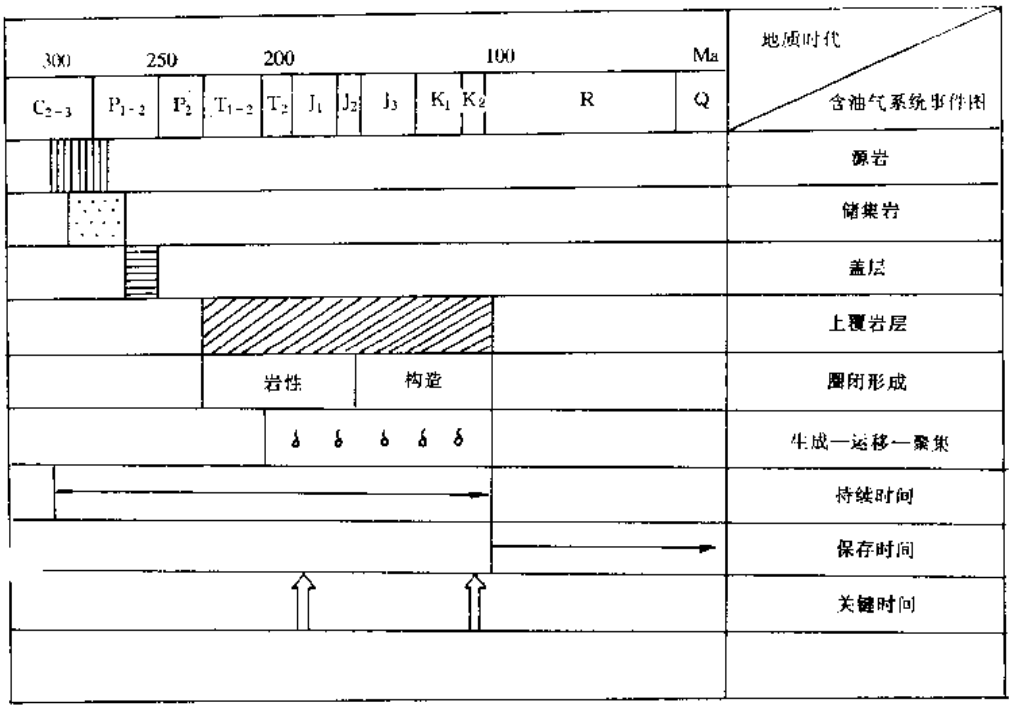


图 5-4　鄂尔多斯盆地上古生界含气系统事件图

综合上述三个子系统研究成果，总结鄂尔多斯盆地上古生界含气系统天然气藏的分布特征如下（图 5-6）：

(1)上古生界含气系统包括上、中、下三个含气层段。本溪组-山 2 段为下部含气层段，拥有该系统的主力烃源层组，气藏形成主要受控于有利储集体分布，构成自生自储组合；山 1 段—盒 7 段为中部含气层段，是全系统的主力产气层段；盒 5，6-上石盒子组为上部含气层段，在上古生界含气系统中主要起区域盖层作用，仅在北部伊盟隆起南斜坡区有较厚气层。由于盆地区域构造西倾，上述三个含气层段均广泛发育着砂岩上倾尖灭气藏，气藏分布与古河道迁移密切相关。

(2)产气层层位有自南向北、自东向西逐渐上移的趋势。由于盆地大部分基底西倾、上

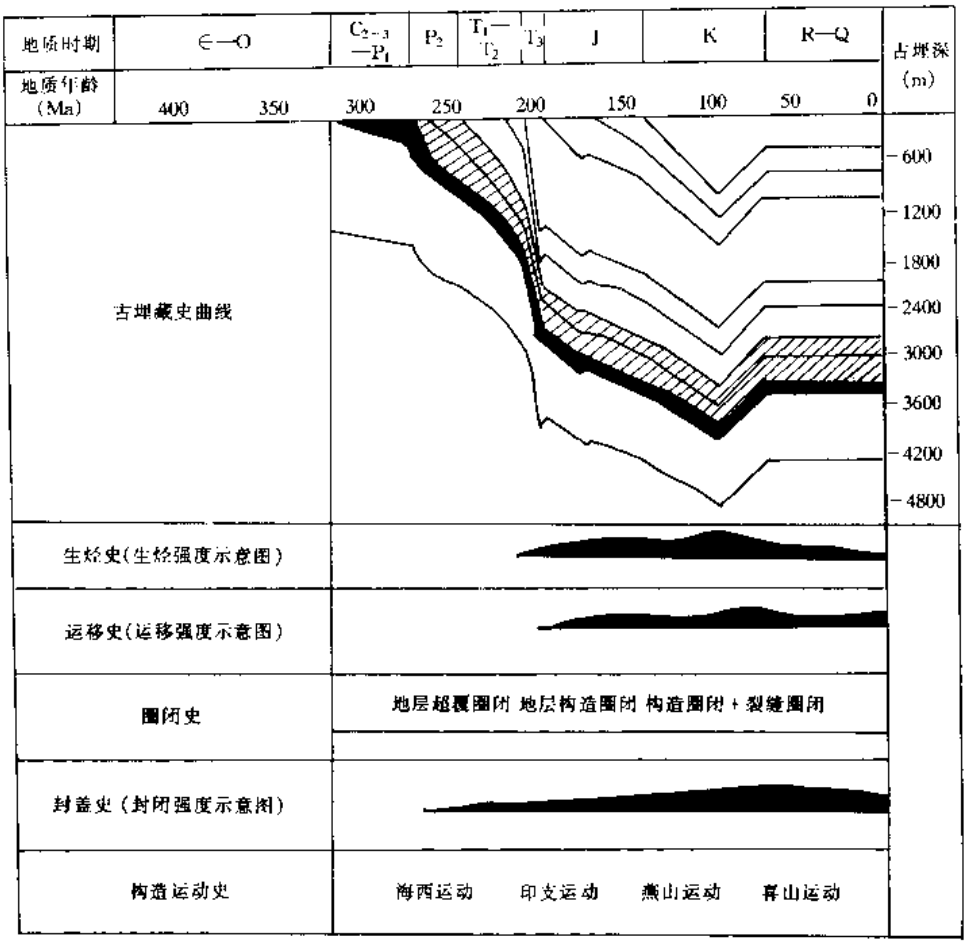


图 5-5　鄂尔多斯盆地上古生界气藏形成史演化配置图

古生界三角洲向南延伸等区域地质格架，控制了天然气运移和聚集，产气层层位自南向北、由东向西逐渐上移。东南部榆林-绥德地区本溪组、下石盒子组均获工业气流；中央古隆起的山西组、下石盒子组产气，并以山 1 段和盒 8 段为主力产气层；神木-乌审旗-乌审召-鄂托克旗地区产气层主要是山 1 段和盒 8 段；北部伊盟隆起区和西缘逆冲带则以下石盒子组气层和上石盒子组底部气层为主。

(3)生储盖各具特色，封盖是关键。上古生界含气系统烃源岩生气强度多在 15×10^8～$35\times10^8 m^3/km^2$，中等偏低，处处生气，缺乏明显的生气中心；储层砂体小、分布广、物性较差，因而处处产气，产量多数不高。区带盖层纵横向分布特点对形成天然气富集区带至关重要，已发现的天然气聚集区带，除有良好的鼻隆构造背景外，都有良好的区带封盖层。

(4)构造-储-盖条件合理配置形成天然气藏富集区。通过已知典型气藏剖析，证明弧形构造带或鼻隆带与有利储集相带、良好封盖带合理配置部位是天然气藏富集区。体现了生、储、盖、圈、运时空配置好，有利于气藏形成。盆地东-中部主体部位横贯东西的压实鼻隆带及伊盟隆起南斜坡的闭合构造是天然气藏最富集的可能区带。

总之，尽管鄂尔多斯盆地上古生界含气系统储集条件不够理想，但总生烃量大、圈闭数量多分布广、封盖保存条件好，所以上古生界也是鄂尔多斯盆地除下古生界风化壳外的天然气分布的有利层位，鼻隆带上有良好封盖条件的较好储层分布区是天然气最富集的地带。

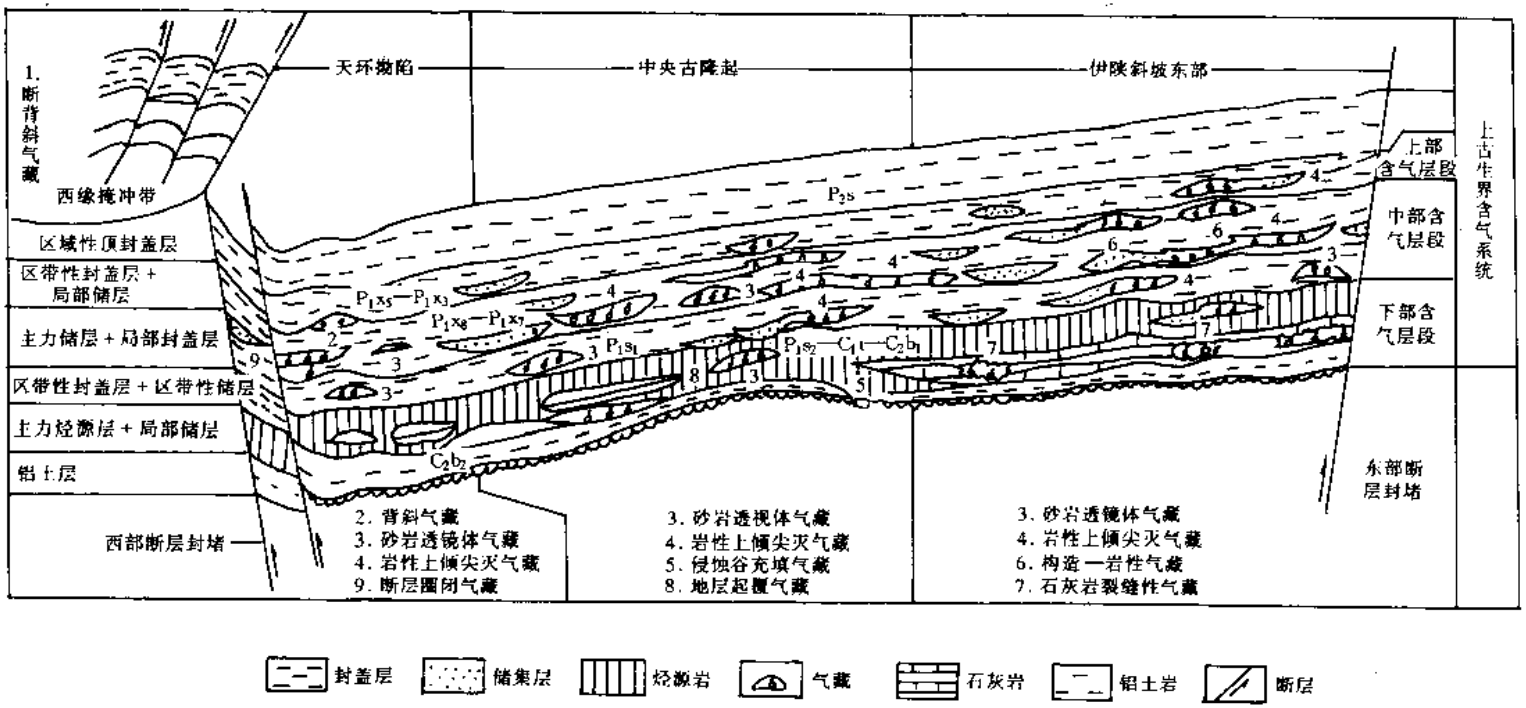


图 5-6　鄂尔多斯盆地上古生界含气系统成藏模式图

二、南方海相地层发育区油气系统研究（1996～1997）

我国南方地区广泛发育古生界为主（震旦系至三叠系）的海相地层，已证实具有下震旦统、下寒武统、下奥陶统、下志留统、下二叠统、上二叠统、下三叠统及上三叠统等八套烃源岩层系；尤以下寒武统、下志留统、下二叠统及下三叠统等四套烃源岩层系分布较广、有机质丰度较高，构成了该区海相油气系统的主要烃源岩。

但是，南方地区经历了桐湾、加里东、云南、东吴、印支、燕山及喜山等多期构造变动，海相残留盆地与原型盆地早已面目全非；烃源岩热演化程度甚高但不均衡，广泛分布的油气显示及古油藏表明地质历史时期全区曾发生过大规模的油气运聚成藏过程，但已被后期构造运动所改造，烃源岩在海相油气系统中的作用相对降低，国外从烃源岩到圈闭的油气系统概念已难适用。常常表现为多期成藏、晚期成藏等特点，纵向上油气混源显著，根据不同烃源岩层系划分油气系统的成因分类方案在我国南方地区已无实用意义。

因此，根据南方区域地质特征，我们对油气系统的定义及分类方案均做了修正[1]。

国外油气系统的定义是：一个包含着有效烃源岩、与该源岩有关的油气以及油气聚集成藏所必须的一切地质要素和作用的天然系统（Magoon 等，1994）。根据我国多旋回构造运动的区域地质特征，我们将定义修正为：油气系统是与一系列烃源岩生成的油气相关、在地质历史时期中经历了相似的演化史、包含油气成藏所必不可少的一切地质要素和作用的天然系统。

对南方海相油气系统划分应遵循历史-成因分类方案。

分类原则：一方面从成因角度划分原型盆地的油气系统类型；同时从历史演化角度分析油气系统形成后的动态变化；并根据实际区域地质特点划分可操作的油气系统类型。

根据上述分类原则，将南方中、古生界海相原型盆地从成因角度划分出原生型油气系统；而残留盆地则从演化角度确定出残存型、次生型和破坏型三类可操作的油气系统类型（图5-7）。

油气系统
- 原生型油气系统
- 演化型油气系统
  - 残存型油气系统
  - 次生型油气系统
  - 破坏型油气系统

原生型油气系统：系在地史期间形成、包含着油气从烃源岩到圈闭聚集演化全过程的系统。在较稳定的拗陷区，如四川盆地川东地区志留-石炭系原生型油气系统保存下来，形成了五百梯等大气田；但在构造活动较剧地区，它可能在强烈构造变动之前已经形成、后期经历了显著变化从而成为与原生型对应的各类演化型油气系统。在经历了多期复杂构造变动改造的南方多数中、古生代海相地层发育区，原生型油气系统多已面目全非，可能只具有理论与历史意义。即使存在，相对较高的烃源岩成熟度使天然气藏成为这类油气系统中主要的勘探目标。

残存型油气系统：是在原生型油气系统形成之后，多期构造运动使该油气系统遭到破坏。在造山带几乎完全破坏，仅在其边缘尚可能有部分油气藏残存；但在拗陷区基本地质要素可

[1] 张厚福等，1997，南方海相油气系统评价研究报告（内部资料）。

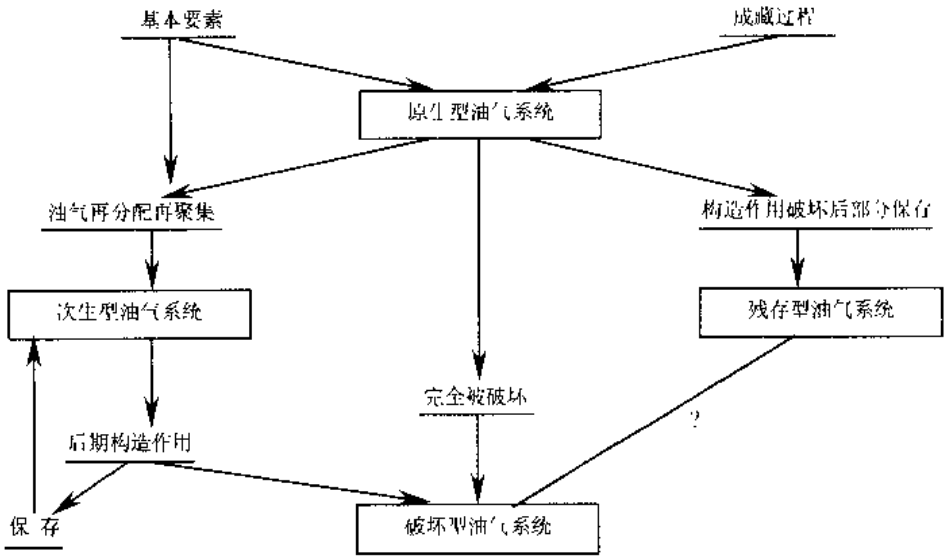


图 5-7　油气系统的历史-成因分类图解

被保存下来，烃源岩在继续埋藏过程中尚可二次或多次生烃，并在相关的有效圈闭中聚集成藏，皆属于残存型油气系统。中、下扬子的拗陷区均有望找到此类油气系统，江苏句容背斜残留型油藏已被钻获工业油流的容 2、容 3 井所证实。在志留系滑脱层之下的下古生界碳酸盐岩大型背斜，是在南方寻找大、中型油气田的重要目标。

次生型油气系统：或者是原生型油气系统中的油气藏，在后期构造运动中遭到破坏，油气重新分配，沿断层或不整合发生再运移，再聚集形成次生油气藏，中、下扬子区古生界海相地层、乃至中、新生界陆相地层中的油气藏，可能有一部分与此类油气系统有关；另外，还可能是烃源岩先期成熟，排出的液态烃弥散在储层中尚未成藏，后经历了高、过成熟阶段转化为气态烃并溶于地层水中，以后由于构造抬升，呈水溶状态的气态烃在适宜条件下析出并进入有效圈闭而形成气藏，也应属于次生型油气系统。由上可知，次生型油气系统具有明显的多期成藏、晚期成藏特点，更需采用精细的油、气源对比等现代化地球化学分析技术。

破坏型油气系统：以出露地表的古油藏为代表，是南方海相沉积盆地中已知较多的一种类型。由图 5-7 可知，它可能来自上述三类油气系统的破坏，已确定的十余个古油藏原始储量均在千万吨以上，最大的贵州麻江古油藏的估算石油地质储量大于 10×10^8t，充分证明南方海相盆地较大规模原生型油气系统的存在及其后期经受强烈破坏的事实。但是在破坏型油气系统中，在拗（凹）陷内成藏基本地质要素不一定完全破坏，尚可能存在与已破坏古油藏有成因联系的油气藏，仍然具有勘探价值。而且，现代科技发展正在使焦油砂等潜在资源的再生与利用逐渐成为可能，因此，根据我国南方海相沉积区的实际情况，划分出破坏型油气系统，不论从现实，还是从发展角度看，都有着十分重要的意义。

上述油气系统的历史-成因分类方案，不仅适用于多旋回构造运动发育、经强烈改造的中国南方中、古生代构造残留盆地，而且也可用于中、新生代以来形成的地质历史较简单的含油气盆地，具有一定的理论与实践意义。

应用这种油气系统的历史-成因分类方案，解剖分析了上扬子区楚雄、十万大山、南盘江、思茅等，中扬子区当阳和沉湖-上地堂，下扬子区苏南和皖南等盆地或拗陷的海相油气

系统，指出了有利和较有利的勘探地区。

最后，应该指出，油气系统是 90 年代以来才在国外盛行的新思路、新技术，尚处于探索发展阶段，许多问题尚待完善，相信在我国今后的广泛应用中，定将结出丰硕的果实。

第六章　凝析气藏的形成与分布

物理学告诉我们：在任一物系内等温加压引起凝结，减压导致蒸发。这只在一定温度、压力范围内是正确的，逾此范围会出现逆蒸发和逆凝结现象，即物系的等温减压引起凝结，等温加压导致蒸发。在油气藏勘探及开采实践中，常常碰见这种现象：在地下深处高温高压条件下的烃类气体，经采到地面后，温度、压力降低，反而凝结为液态，成为凝析油，这种气藏就是凝析气藏。我国黄骅拗陷板桥气田和四川盆地黄瓜山气田所产出的白色及浅黄色轻质凝析汽油都是典型的例子，近几年在塔里木盆地发现了塔中隆起奥陶系和石炭系凝析气藏、塔北吉拉克三叠系凝析气藏等等众多不同时代的凝析气藏。近十几年来，在世界各国的许多产油气区域内，发现在深逾 3000～4000m 或更深的圈闭中，多产凝析气及天然气，缺乏液态石油。因此，凝析气藏的形成及分布问题是一个值得研究的新课题。

第一节　临界温度与临界压力

液体能维持液相的最高温度，称为该物质的临界温度。高于临界温度时，不论压力多大，它也不能凝为液体。在临界温度时该物质气体液化所需的最低压力，称为临界压力。这两个概念可以通过分析任一物系的 pVT 关系曲线得到较深刻的理解。

图 6-1 是根据实验求得的关于丙烷的一些 pVT 关系曲线。由 71.1℃ p-V 曲线看出：当压力由小增大时，丙烷体积起初随压力加大而缩小；过 A 点（压力为 28 atm）后，体积继续缩小，但压力却保持不变；过 B 点后，即使加极大压力，体积也没有多大改变。87.8℃的 p-V 曲线与此条性质相同，所不同的只是水平线段 A′ B′ 随温度升高而渐渐缩短。最后在 96.8℃时缩成一点 K，在此温度以上的曲线，水平线段完全消失。

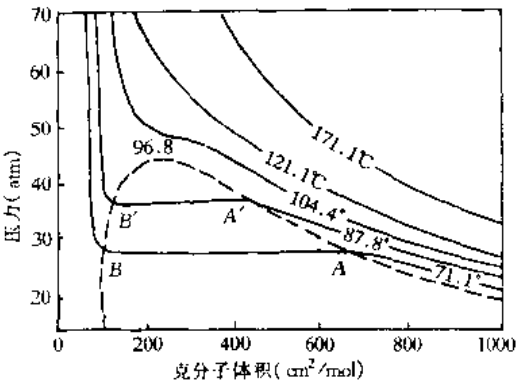


图 6-1　丙烷的 pVT 关系曲线

上述现象的物理意义是：在 71.1℃时，丙烷被压缩到 A 开始液化；随着压力增加，气体渐减少，液体渐增多，因液体的克分子体积远小于气体，故体积逐渐减少；达到 B 点时，气体已经全部液化，此时由于液体的压缩性甚小，所以加极大的压力，体积也没有多大变化。从 A 点到 B 点压力并没有改变，这表明液体在一定温度下，有一定的饱和蒸气压。A 到 B 的过程中液相与气相共存。温度升高，液体的饱和蒸气压也增大。

K 点为一分界点，K 点以上的 p-V 曲线不出现气-液共存的情况。说明在这个温度以上，气体在任何压力下都不能液化。因此，将 K 点称为临界点，该点的温度、压力即为临界温度和临界压力。

任何物系处于临界状态的特点是：共存的气、液两相间的差别都消失了。例如此时蒸气的摩尔体积等于液体的摩尔体积，两者的密度没有差别等。

临界温度和临界压力是各种物质的特性常数，一定物质就有其一定数值。纯烃类的临界条件已研究较多，现将某些烃类的临界参数列入表 6-1。

表 6-1　若干物质的临界参数

物质名称	临界温度（℃）	临界压力（atm）	物质名称	临界温度（℃）	临界压力（atm）
水	374.2	218.5	正戊烷	198.0	33.3
二氧化碳	31.0	72.9	异戊烷	187.8	32.9
氮	146.9	33.5	环己烷	280.0	40.0
硫化氢	100.4	88.9	正己烷	234.7	29.9
甲烷	-82.1	45.8	正庚烷	267.0	27.0
乙烷	32.3	48.2	正辛烷	296.7	24.6
丙烷	96.8	42.0	正癸烷	346.3	21.2
正丁烷	152.0	36.0	正十一烷	369.4	19.0
异丁烷	134.9	36.0	正十二烷	390.6	18.5
环戊烷	238.6	44.6			

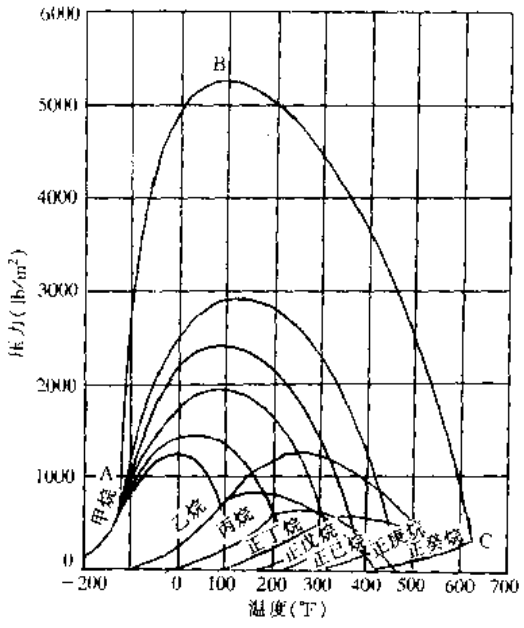


图 6-2　二元正烷烃物系的临界轨迹

如果在液态烃中加入甲烷等气态烃，则可降低物系的临界温度。图 6-2 表示二元正烷烃物系的临界点演化轨迹，图中各曲线表明了各二元混合物临界点的变化特征。以甲烷-正癸烷为例，正癸烷的临界点 C，其相应温度为 625°F、压力为 350 lb/in^2（绝对压力）。如果随着甲烷数量增加，正癸烷逐渐被混合，临界点沿 C-B 曲线移动，这表明混合物中甲烷的百分含量渐增，气体压力也加大，于是在逐渐降低温度的情况下，能使液态正癸烷气化。同理，在乙烷、丙烷等等气态烃的数量增加，也会有助于液态烃类溶解于气相。由此可以推论：在自然条件下，随着地下深处压力和温度的增加，含有各种甲烷同系物的压缩气能够溶解液态烃越来越多；与此相反，当气相所处的压力和温度逐渐降低，则早先溶于气相的液态烃又会逐渐分离出来。这样，就为凝析气藏的形成奠定了基础。

第二节　凝析气藏的形成条件及分布规律

石油和天然气都是成分复杂的多族分烃类混合物，因此，为了阐明凝析气藏的形成条件，还必须分析多族分烃类物系在地层条件下的变化。图 6-3 表示某种多族分烃类物系在不同温度和压力下的物理状态。K 为其临界点，临界温度为 52.8℃。K_1 为临界凝结温度（或称最高临界温度），代表气、液两相并存的最高温度。曲线 4 为气体开始析离液体的沸点曲线，其外为纯液相；曲线 5 为液体开始凝结脱离气体的露点曲线，其外为纯气相；在 4、5 两曲线所包范围内，混合物处于双相状态（液态和气态），各等百分率线表示物系中液体的百分含量。

在地层埋藏较浅，地层温度低于临界温度时，物系的相态变化符合正常的凝结和蒸发概念。例如，在 25℃时（见图 6-3），随着压力加大，物系中凝结的液体逐渐增多，至压力超过 180 atm（C_1 点）时，物系就全部凝结为液体。在这种情况下不可能形成凝析气藏。

而当地层埋藏较深，地层温度介于临界温度与临界凝结温度之间的情况下，物系的相态变化就比较复杂。例如，图 6-3 所示 82.5℃时，低压下物系呈双相状态，但以气相为主，物系中液体所占体积小于 5%～10%；随着压力加大，凝结的液体逐渐增多；当压力增至 155 atm（B_2 点）时，凝结的液体数量最多，占物系总体积的 10%；如果压力继续增加，凝结的液体反而汽化，液体的数量逐渐减少；至压力增达 187 atm（B_1 点）时，凝析物就全部转化为气态了。所以对 82.5℃时的这个物系而言，在低于 155 atm 时属正常的凝结和蒸发，而在高于 155 atm 时则属逆凝结和逆蒸发的范畴。换言之，在地层埋藏较深，地层温度介于某种烃类物系的临界温度与临界凝结温度之间，地层压力超过露点压力（如图 6-3 中的 B 点）时，这种烃类就可以形成凝析气藏。

同理，可对各种化学组成的石油-天然气物系作出相图，形状与图 6-3 相似，这样就可分析该物系发生逆凝结和逆蒸发的必要条件，从而各种成分凝析气藏的形成条件便可知晓。

通过上述多族分烃类物系的相图分析，不难看出凝析气藏的形成必须具备两个条件：

(1)在烃类物系中气体数量必须胜过液体数量，才能为液相反溶于气相创造条件。在图 6-3 所示的某种多族分烃类物系中，气体体积相当于液体体积的 5～20 倍或更多。

(2)地层埋藏较深，地层温度介于烃类物系的临界温度与临界凝结温度之间，地层压力超过该温度时的露点压力，这种物系才可能发生显著的逆蒸发现象。

所以，随着储集层的埋藏深度加大，地层压力和地层温度都会随之增加。当地层温

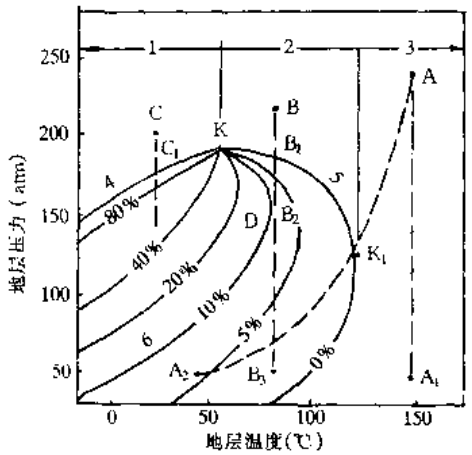


图 6-3　多族分烃类物系的相图

1-压力超过沸点压力的油藏；2-压力超过露点压力的凝析气藏；3-纯气藏；4-沸点曲线；5-露点曲线；6-物系中液体所占体积百分率；K-临界点（T=52.8℃）；K_1-临界凝结温度；A-纯气藏；B-凝析气藏；C-含溶解气的油藏；D-油气藏

度达到油-气物系的临界温度后，地层压力愈大，油-气物系愈易转化为单相气态，大大促进了地下深处储集层内的油气运移和聚集，形成凝析气藏。

形成凝析气藏所要求的特殊条件，决定了它在地壳上的分布必然有一定范围。正如图 6-3 所示，A，B，C，D 代表四种油气藏类型。A 型地层压力为 246 atm，温度为 148.9℃，超过临界凝结温度 121.1℃，若等温开发（即压力沿 $A-A_1$ 线降低），物系始终处于气相，为纯气藏；但若采至地面，温度、压力都降低，就如 $A-A_2$ 曲线所示，进入双相区后，便可在地表分离器中析出少量液体（凝析油）。C 型的原始地层压力大于饱和压力，温度却低于临界温度，为含溶解气的纯油藏，在等温开发时，随着压力降低至 C_1 后，溶解气逐渐游离，油气比增大，油藏能量会迅速减小。当原始地层压力与温度的组合位于沸点曲线和露点曲线所包围的双相区内时，如 D 点所示，则具有原生游离气顶，是为油气藏；其中气体与液体的体积百分比变化范围很大，视地层温度及压力而定。只有 B 型地层温度介于临界温度与临界凝结温度之间，若等温开发，压力沿 $B-B_1-B_2-B_3$ 逐步降低，当压力降至低于露点压力 187 atm（B_1 点）后，在地层中便可逆凝结为液体，即为凝析油，这与 A 型纯气藏不同，属于典型的凝析气藏。由此可见，凝析气藏和纯气藏的地层温度分别超过烃类物系的临界温度及临界凝结温度，这表明它们的埋藏深度都较大，多分布在地下 3000～4000m 或更深处。例如，法国拉克气田，是在 3500～4000m 深的石灰岩和白云岩中，发现了可采储量达 $2000\times10^8m^3$ 的巨大气藏，气体中凝析物含量很高，却未发现液态石油。在意大利米兰以东发现的马洛萨凝析气田，深 5600m，压力 1050 atm，温度 153℃(Veglia, 1979)。美国近二十几年的深井钻探结果，更有力地证明了上述分布规律：在以中、新生界为钻探对象的墨西哥湾盆地，深度超过 4500m 处是以天然气和凝析气聚集为主，气井占 60%～68%，油井占 32%～40%；在以古生界为钻探对象的二叠盆地，超过 4500m 深处存在着凝析气藏和纯气藏，气井占 90%～100%，油井极少。在此深度内拥有探明储量达 $2000\sim4000\times10^8m^3$ 的大气藏，单井产量可高达 $4800\times10^4m^3/d$。从整个盆地计算，单位面积内天然气和凝析气储量达 $35500\times10^4m^3/km^2$。所以，今后在部署深部地层勘探时，需要特别注意凝析气藏和纯气藏的分布。

应该指出：石油和天然气都是成分复杂的混合物，其临界条件甚为复杂，例如石油-甲烷物系必须加压至 1000 atm 以上，才能变为单相气态。但是，若干重要的实验证明：流体性质及外界条件等多种因素都可以改变油-气物系的临界压力(Капелюшников, 1952)。

(1)在石油-甲烷物系中，存在甲烷最近的同系物时，可以大大降低其临界压力，便于石油向气相过渡。例如用丙烷、乙烷等甲烷同系物加入石油-甲烷物系，临界压力可减至 110 atm。

(2)石油比重愈小，临界压力愈低；而重质高含硫石油在 500 atm 时也不能转化为气态。

(3)用二氧化碳代替甲烷，可以降低油-气物系的临界压力。

(4)岩石的存在可以降低油-气物系的临界压力（剧烈者可降低 42%），特别是对高胶质石油影响更剧。

(5)岩石中含水时会增大油-气物系的临界压力。

由此可知，对成分复杂的石油-天然气物系而言，必须综合分析油和气的化学组成及其所在岩石的特征，才能正确判断油-气物系是否达到临界状态。并且，正是由于包括流体性质及外界条件等许多因素均可降低油-气物系的临界压力，因此，即便在不太深的层段，也可望找到凝析气藏。

第三节　地下油气藏相态的识别

地下油气藏相态的识别方法尚在探讨中，有些只不过是经验统计法，只能供参考，希大家在实践中不断总结上升，力求完善识别方法。

一、编制油-气物系的相图

这是最可靠的识别方法，需要收集地层压力、地层温度及地层条件下油-气物系的烃类组分百分含量，才能编制烃类物系的相图（如图 6-3）。但是，这些数据往往在油气田投入开发或开采过程中才易系统收集，或通过模拟试验求得。因此，在盆地或油气田勘探早期，编制相图难度较大，通过试油、测井取得部分数据，配合模拟试验，只能做些初步预测。

二、根据油气成分的经验预测法

这些方法多系前苏联学者的经验总结。

1.统计法

利用烃类气体的成分 Z 值，可助监别油气藏的相态类型。

$$Z=A-B$$

式中

$$A=C_2/C_3$$

$$B=\frac{C_1+C_2+C_3+C_4}{C_5^+}$$

$Z>450$	纯气藏
$80<Z<450$	凝析气藏
$15<Z<80$	带油环凝析气藏
$7<Z<15$	凝析气油藏
$Z<7$	油　藏

2.综合分析法

$F=\frac{C_2+C_3+C_4}{C_5^+}$，$C^+_5$，$C1/C^+_5$，$C_2/C_3$ 是与油气藏类型有关的四项指标。

$$Z_1=\frac{0.88\,C_5^+ + 0.99\,C_1/C_5^+ + 0.97\,C_2/C_3 + 0.99\,F}{3.71}$$

$$Z_2=\frac{0.79\,C_5^+ + 0.99\,C_1/C_5^+ + 0.95\,C_2/C_3 + 0.99\,F}{3.71}$$

Z_1 和 $Z_2<17$	油藏、含凝析气顶油藏
$17<Z_1<21$，$17<Z_2<20.5$	带油环凝析气藏
Z_1 和 $Z_2>21.0$	纯凝析气藏

3.前苏联 20 个含油气盆地统计资料

发现 C^+_2、C_2/C_3、$100C_2/(C_3+C_4)$、$100C^+_2/C_1$ 四项指标有助划分油气藏类型（表 6-2）。

表 6-2　油气藏相态类型的识别

$C_5H_5^+$ (%)	C_2H_6/C_3H_8	100 $C_2H_6/(C_3H_8-C_4H_{10})$	100 C_2H_6/CH_4	类　型
20～70	0.5～1.3	20～80	30～600	油　藏
10～30	1.0～3.0	50～200	10～40	油环凝析气藏
5～15	2.2～6.0	170～400	5～15	凝析气藏
0.1～5	4.0～160	300～10500	0.1～5	气　藏

第四节　应用实例

近几年来，塔里木盆地油气勘探取得了显著成果，吸引了不少外国石油公司投资勘探。除找到一批油田外，在塔中、塔北及塔西南还发现了许多凝析气藏，产层时代广泛分布于奥陶系、石炭系、三叠系、侏罗系、白垩系、下第三系及上第三系，格外引人注目。现简介两个实例如下。

一、塔中隆起塔中 1 井凝析气藏

塔中地区已发现塔中 1 井奥陶系风化壳凝析气藏、塔中 6 井石炭系背斜构造凝析气藏及塔中 101 井石炭系地层超覆凝析气藏（图 6-4）。

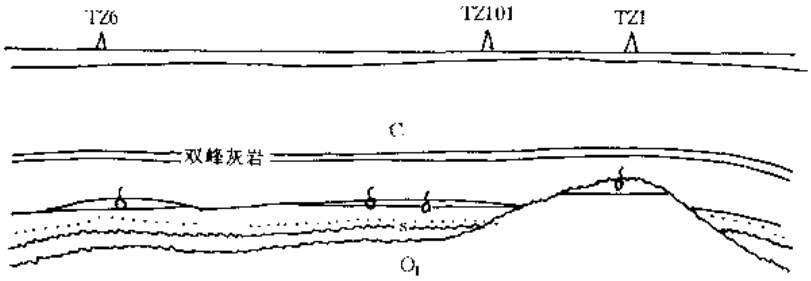


图 6-4　塔中 6—塔中 101—塔中 1 凝析气藏示意剖面图

塔中 1 井位于塔中 1 号巨型断垒背斜东部，石炭系不整合覆盖在下奥陶统、中上奥陶统及泥盆系之上。塔中 1 井见下奥陶统直接与石炭系不整合接触，石炭系呈披覆背斜盖在下奥陶统白云岩古潜山圈闭之上，白云岩的孔洞缝构成良好的储集空间，石炭系下部厚逾百米的泥岩充作良好盖层。塔中隆起周围凹陷发育大量烃源岩，提供油气资源量近 30×10^8t，其中气占 1/3 以上。塔中 1 井属古潜山溶洞-裂缝型底水块状凝析气藏，气柱高 81.5m，底水界面深 3661m。图 6-5 为塔中 1 井凝析气藏的流体相图，原始含气饱和度 80%，地层温度 119 ℃，地层压力 41.98MPa，露点压力 40.77MPa。

二、塔北隆起英买力英买 7-19 下第三系凝析气藏

在塔北隆起轮台断隆西段英买 7 断裂构造带上分布着 7 个局部构造，其中英买 7、9、17、19、21 等构造均获高产油气流，预计该区下第三系凝析气藏可望成为塔北千亿 m^3 大气田的目标之一。

英买 7-19 构造位于英买 7 号断裂构造带中部，有东、西两个高点，幅度分别为 65m 和 45m；自上而下由第四系、上第三系、下第三系、白垩系、侏罗系及下奥陶统组成，缺失三叠系—中上奥陶统。凝析气藏产层属渐新统粉、细砂岩，其上有含膏泥岩、石膏等良好盖层，图 6-6 为英买 7-19 号构造下第三系综合柱状图。油气来源于北侧库车拗陷侏罗系—三叠系烃源岩。

英买 7-19 下第三系凝析气藏受背斜及断

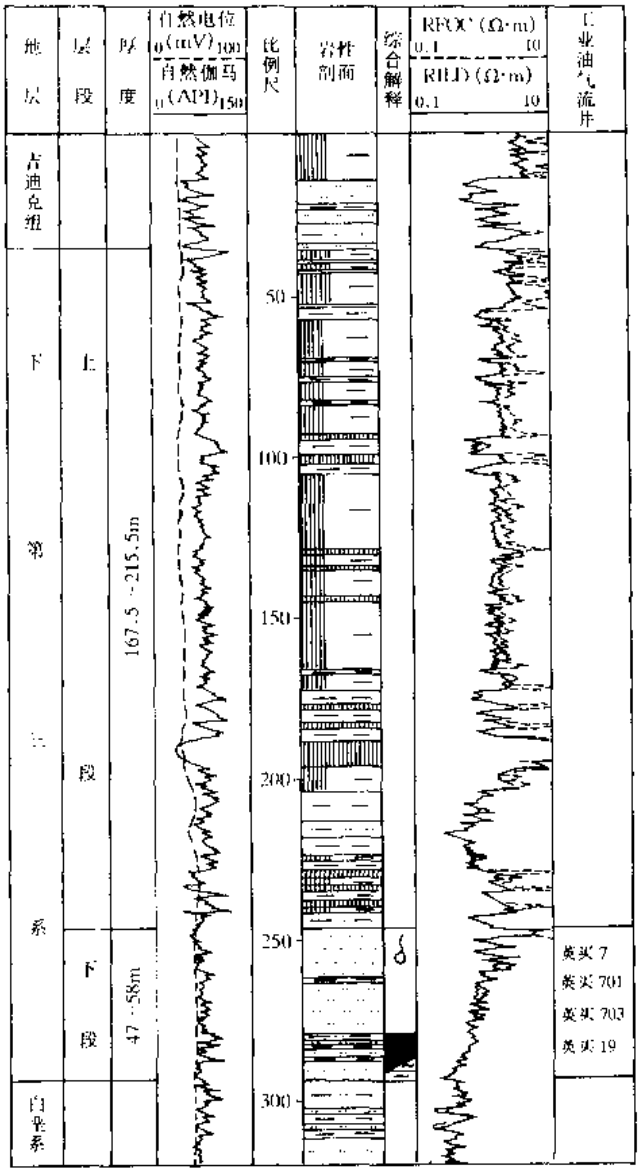


图 6-6 英买 7-9 号构造下第三系综合柱状图

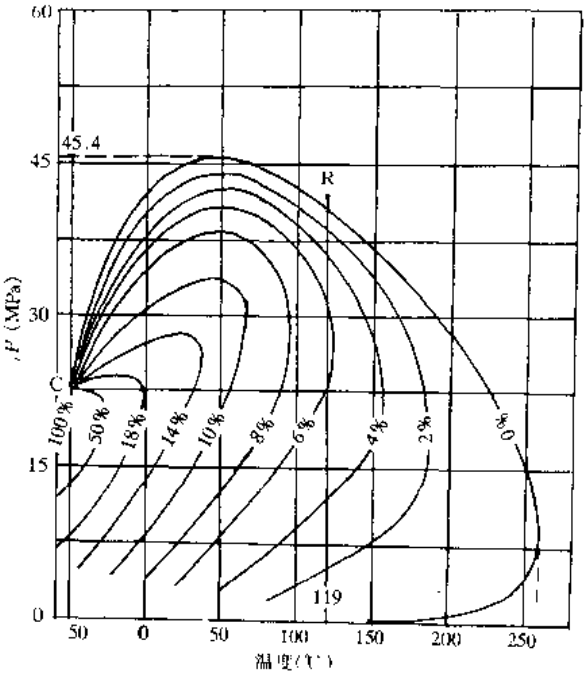


图 6-5 塔中 1 井凝析气藏流体相图

层控制，带油环，油气高度 65m，气柱近 60m，且与圈闭幅度基本一致，油环厚 5m 左右。图 6-7 是英买 7-19 号下第三系凝析气藏的流体相图，露点压力 46.3MPa，地层压力 51.45MPa，地露压差为 5.15MPa，地层温度 107℃。据历次试油结果，综合油气比为 4226m³/m³，平均凝析油含量 179g/m³。

英买 7 井之下尚钻遇奥陶系白云岩潜山小油藏，井深 5211m 处进入潜山，储集空间为构造缝、溶洞、溶孔，基质孔隙度仅 1～2%。经试油折算油 220m³/d、气 2780m³/d，油气比 12.6m³/m³。属底水块状油藏，含油高度 78m。

结 语

近十年来，国外石油地质学原理新进展甚多；国内“七五”、“八五”的国家级、总公司级科技攻关成果也极为丰富，有待上升提高。这本教材主要反映了笔者从 90 年代以来为研究生授课的教学心得，

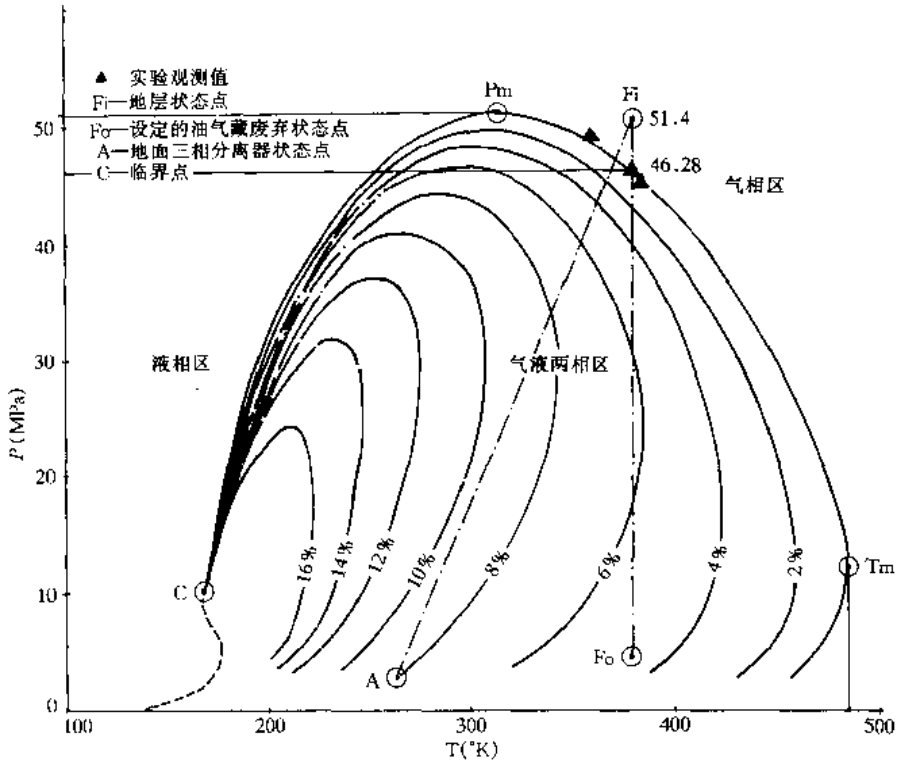


图 6-7　英买 7 井下第三系流体相图

许多理论问题尚处于探索发展阶段。如果这本教材能起到“抛砖引玉”的作用，共同促进我国的油气勘探及科学研究，则是笔者最大的心愿。

1998 年 1 月 8 日 · 北京

参考文献

中国石油学会石油地质专业委员会编，1997.中国含油气系统的应用与进展.北京:石油工业出版社

刘德良等，1997.地球与类地行星构造地质学.合肥:中国科学技术大学出版社

张万选,张厚福等，1988.陆相断陷盆地区域地震地层学研究.东营:石油大学出版社

张万选,张厚福等，1993.陆相地震地层学.北京:石油大学出版社

张厚福，1992.石油地质学新进展，石油与天然气地质.13(3)

张厚福，1997.浅论油气系统及其应用——以鄂尔多斯盆地上古生界为例，中国含油气系统的应用与进展.北京:石油工业出版社

张厚福,张方选主编，1989.石油地质学（第二版），北京:石油工业出版社

张厚福等，1994.区域储层评价技术.见:裘亦楠等主编.油气储层评价技术.北京:石油工业出版社

胡朝元,1997.关于成油系统划分原则与方法的若干意见,中国含油气系统的应用与进展.北京:石油工业出版社

郝石生,陈章明,吕延防等，1995.天然气藏的形成和保存.北京:石油工业出版社

Aoyagi K.，1984.Paleotemperature Analysis by Authigenic Minerals and its Application to Petroleum Exploration,Bull.AAPG.68(7)

Barker C.E.，1986.The Correlation of Vitrinite Reflectance with Maximum Temperature in Humic Organic Matter, Lecture Notes in Earth Science.5

Barker C.E.,1990.Fluid-inclusion Technique for Determining Maximum Temperature in Calcite and its Composition to the Vitrinite Reflectance Geothermometer, Geology.18

Cooper B.S.,1977.Estimation of the Maximum Temperatures Attained in Sedimentary Rocks,Developments in Petroleum Geology-1, London:Appl.Scien.Pub.Ltd.

Dahlberg E.C.,1982.Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration. Springer-Verlag New York Inc.

Demaison G.& Huizinga B.J.,1994.Genetic Classification of Petroleum Systems Using Three Factors: Charge, Migration and Entrapment, in Magoon & Dow Eds,The Petroleum System—from Source to Trap.AAPG Memoir 60

Fertl W.H.,1977.Shale Density Studies and their Application,Developments in Petroleum Geology-1. London:Appl.Scien.Pub.Ltd.

Halbouty M.T.,1978.Acceleration in Global Exploration — Requirement for Survival, Bull AAPG.62(5)

Hubbert M.K.,1953.Entrapment of Petroleum under Hydrodynamic Conditions, Bull.AAPG.37(8)

Hunt J.M.,1990.Generation and Migration of Petroleum from Abnormally Pressured

Fluid Compartments, Bull. AAPG. 74(1)

Magara K., 1978. Geological Model Predicting Optimum Sandstone Percent for Oil Accumulation, Bull. Can. Petrol. Geol. 26(3)

Magoon L. B. & Dow W. G., 1994. The Petroleum System—from Source to Trap. AAPG Memoir 60

Magoon L. B. 主编，杨瑞召等译，1992. 含油气系统研究现状和方法. 北京:地质出版社

Neglia S., 1979. Migration of Fluids in Sedimentary Basins, Bull. AAPG. 63(4)

Rogers M. A., 1979. Application of Organic Facies Concept to Hydrocarbon Source Rock Evaluation, 10th Int. Petrol. Cong. Proc. V. 2

Scherer M., 1987. Parameters Influencing Porosity in Sandstones: A Model for Sandstone Porosity Prediction, Bull. AAPG. 71(5)

Selley R. C., 1982. Ancient Sedimentary Environments, 2ed.. Cornell University Press

Shanmugam G., 1985. Significance of Secondary Porosity in Interpreting Sandstone Composition, Bull. AAPG. 69(3)

Капелюшников М. А., 1952. Физическое Состоя-ние Нефти, Газа и Воды в Условиях Нефтяного Пласта, ИЗВ. АН СССР, отд. техн. наук. 11