表 6—15 中国陆相泥质生油岩生油条件与有机碳含量的关系

特征 / 生油条件	岩性	岩相	地球化学相	有机碳 %
最好	以黑色泥页岩为主	较深—深湖相	还原—强还原	>1
好—较好	灰—灰黑色泥岩、页岩为主夹灰绿色砂泥岩	浅湖—较深湖相	还原	0.5～1
较好—较差	以灰—灰绿色泥岩为主	沼泽—浅湖相	弱还原—还原	0.3～0.5

（无锡中心实验室，1980）

管俄罗斯陆台遍布构造和高孔隙度、高渗透率砂岩夹层，但油田却集中于有机碳含量为0.5～5%的古比雪夫和乌法附近；而南部有机碳含量为0.5%左右的萨拉托夫和基辅地区，发现了一些气田；有机碳含量<0.25%的其它地区，则没有泥盆纪的油和气（图6—30）。所以，罗诺夫认为在含油区细粒岩石的有机碳平均含量，粘土为1.37%，碳酸盐为0.5%。非含油区粘土平均为0.4%，碳酸盐岩平均为0.16%。从图6—30可以看出，罗诺夫似乎将海相泥盆系生油岩之有机碳下限值也定为0.5%。

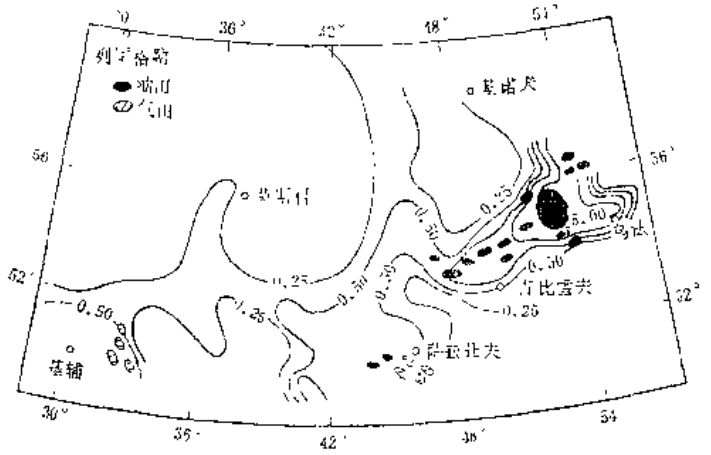


图 6—30 俄罗斯陆台上泥盆统的有机碳含量

（据 Ронов, 1958）

许多地球化学家认为，有机碳最小值为0.4%的细粒页岩能够产生足以形成工业性聚集的石油。而对碳酸盐岩，该有机碳最小值可低至0.3%，甚至0.1%。此外，对咸化环境形成的泥质生油岩其有机炭含量标准亦应适当降低，似可降至0.3%。

并非有机碳含量愈高的岩石是生油量愈大的生油岩。这是因为生油量的大小还取决于有机物向石油的转化，因而，有机物的数量如果同时使用有机碳和烃/有机碳（即烃在每克有机碳中之毫克数）来表示，则更有实际意义。不过烃的含量，既受有机质类型的影响，又受埋藏历史的影响。因此，评价生油岩尚须研究其中有机物的性质及其演化。

对岩石进行有机抽提所获得的氯仿抽提物的数量，以及氯仿抽提物进行色层分离所获得的烃含量，也都能反映岩石中有机物的丰度。通常将250～300 ppm的氯仿沥青含量和50～100ppm的烃含量，定为生油岩的下限值。

三、有机质的类型

有机质的类型不同，其性质也不同；含有机物类型不同之生油岩，具有不同的生油潜力。

生油岩的有机质类型，可从可溶有机质（沥青）和不溶有机质（干酪根）的结构和组成来区分。其中主要是根据干酪根的元素成分将其分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ乃至Ⅳ型。这是石油地球化学家经常用的方法。除此之外，孢粉学家还使用显微镜透射光研究有机残余物的方法，煤岩学家使用反射光研究岩石磨光面的方法，对沉积岩中的有机物进行分类。其间的互相关系已在前面的表6—7中列出。

实际上全部有机质可以分成两类：即腐泥型的和腐植型的。所谓腐泥型有机质，通常是指在贫氧较闭塞的条件下，富含脂肪的和富含脂类的有机物，像海相或湖相的孢子和浮游藻类沉积的分解和聚合产物，像脂肪、油、树脂和蜡，其H/C原子比为1.3～1.7。在成熟过程中，常形成藻煤和油页岩。而所谓腐植型有机质相当于泥炭层产物，主要是在有氧存在的沼泽中由陆地植物变成的。它们的主要成分是木质素、纤维素和芳香族的丹宁酸，其H/C原子比在0.9附近，不是重要的石油先体。

煤岩学家就与煤有关的有机质之微观成分，分成三个微观成分组，即壳质组(liptinite, exinite)、镜煤组（vitrinite）和惰性组（inertinite），各组又可细分。其中壳质组为腐泥型有机质，镜煤组和惰性组为腐植型有机质。石油地球化学家在透射光下观察干酪根，也使用了煤微观结构上的术语，将其分成藻质、絮质、草质、木质和煤质的干酪根，其中前三类即为腐泥型有机质，而后两类为腐植型有机质（参前图6—6）。

蒂索、杜朗（Tissot and Durand, 1974）等根据干酪根的元素分析，并按范克雷维仑（Van Krevelen）H/C与O/C图上的演化路线，将干酪根分成Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ等型（参前图6—5），它们的化学成分上的主要差异是，Ⅰ型干酪根主要是含有正烷烃和异构烷烃，带有一些烷烃和芳香烃，有少量氧出现于酯键中；是生油潜量很高的干酪根。它们主要是由藻类堆积而成，形成于湖泊环境中，像美国犹他州云塔盆地始新统绿河页岩（油页岩）所含之干酪根就属于Ⅰ型。Ⅱ型干酪根主要是环烷烃和芳香烃，H/C原子比高，O/C原子比低，但与Ⅰ型比较，芳香核和原子键较多。它们一般与海相沉积有关，生油潜量也很高，如巴黎盆地侏罗系下托森页岩和西加拿大的泥盆系和白垩系的科罗拉多群所含的干酪根均属Ⅱ型。Ⅲ型干酪根H/C原子比低，一般<1.0，而O/C原子比高（0.2或0.3），含有大量杂环芳烃、含氧官能团和一些石蜡，没有酯基。它们主要来自陆生植物。生油条件不利，埋藏较深时可成为天然气母源，像喀麦隆杜阿拉盆地白垩系洛克巴巴系所含的干酪根为Ⅲ型。Ⅳ型干酪根O/C原子比特高而H/C原子比很低，来源于再沉积或高度氧气过的有机质，无生油能力。

石油主要产生于腐泥型有机质，而腐植型有机质主要产生天然气。由于世界上绝大多数的煤是腐植型的，因而，煤通常不是石油母岩，个别来自腐植煤层的石油，往往与煤的壳质组，像蜡和树脂有关。

Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ型干酪根主要是根据元素分析确定的。干酪根的X光衍射、红外光谱和镜下观察，都可做为定型的辅助手段。

由埃斯皮塔里埃（J. Espitalié）等发展了一种研究生油岩特征的热解方法，即生油岩分析仪，可以直接从岩样测出其中所含的吸附烃（S_1）、干酪根热解烃（S_2）和二氧化碳

（S_3）与水等含氧挥发物，以及相应的温度（图6—31）。

氢指数（S_2/有机碳，I_H）和氧指数（S_3/有机碳，I_O）与干酪根元素组成能进行对比，因而也可利用两个指数确定生油岩中的有机质类型（图6—32）。

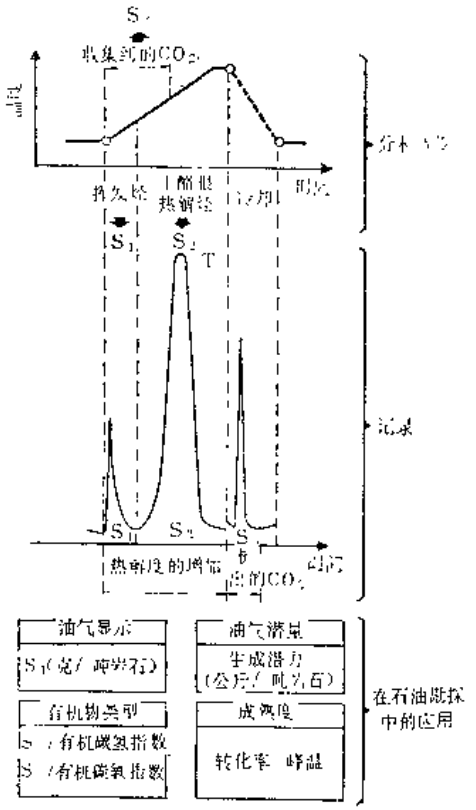


图 6—31 岩样热解分析的记录和应用
(Espitalié等，1974)

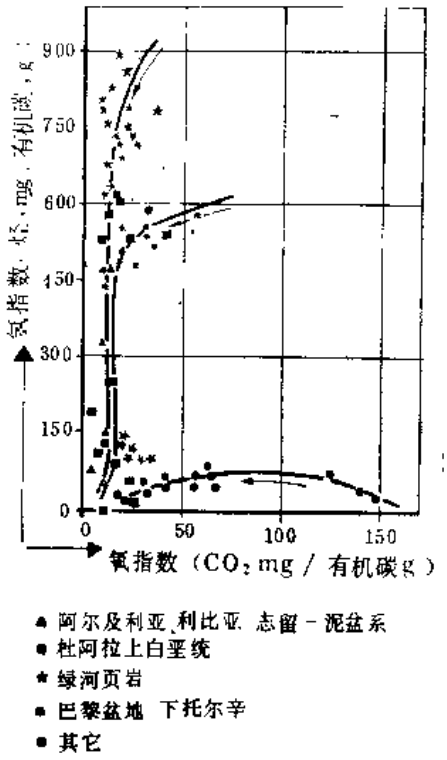


图 6—32 应用氢指数氧指数确定生油岩中的有机物类型
(Espitalié等，1977)

S_1代表岩样中的吸附烃，是在自然条件下由于干酪根热降解产生的，如果没有污染的影响，详细分析这些吸附烃的组成（即C_2—C_7轻烃的组成），也可用来确定干酪根的类型。表6—16表明：海相腐泥型干酪根和陆相腐植型干酪根可以利用苯/正已烷这一参数予以区分。

氯仿抽提物之烃类组成，也反映生油岩有机物类型，比较典型的参数是具有地球化学化石意义的正烷烃。

在正烷烃的气相色谱图上，高分子量（C_{25}—C_{33}）奇碳优势正烷烃，常反映及原始有机物是陆地的高等植物蜡，常见于现代和古代三角洲沉积中和含有丰富陆源有机物的埋藏较浅的碎屑沉积中（图6—33）。

中分子量(主要是nC_{15}和nC_{17})的奇碳优势正烷烃，主要来自藻类或与之有关的酸。图6—34的三幅图是不同地区、不同埋深的古代沉积的正烷烃分布曲线，除始新统页岩之正烷烃来自藻类和高等植物外，其它两个样品的正烷烃只显中分子量奇碳优势，表示它们来自藻类。

此外，做为地球化学化石的甾烷和萜烷的性质和数量，也可反映有机质类型，如萜烷

表 6—16　利用苯/正已烷区分干酪根类型

海相干酪根		陆相干酪根	
深　度　(ft)	苯/正已烷	深　度　(ft)	苯/正已烷
925	0.01	8100	2.31
1990	0.01	9200	0.67
3010	0.01	10400	1.37
4660	0.01	11300	4.06
6410	0.05	12700	2.44
7660	0.02	13400	1.60
8650	0.12	14200	0.33
9490	0.06	15500	2.22
10190	0.32	16300	1.80
11540	0.31		

注：表中 1ft = 0.3048m　　(K. E. M. Thompson, 1979)

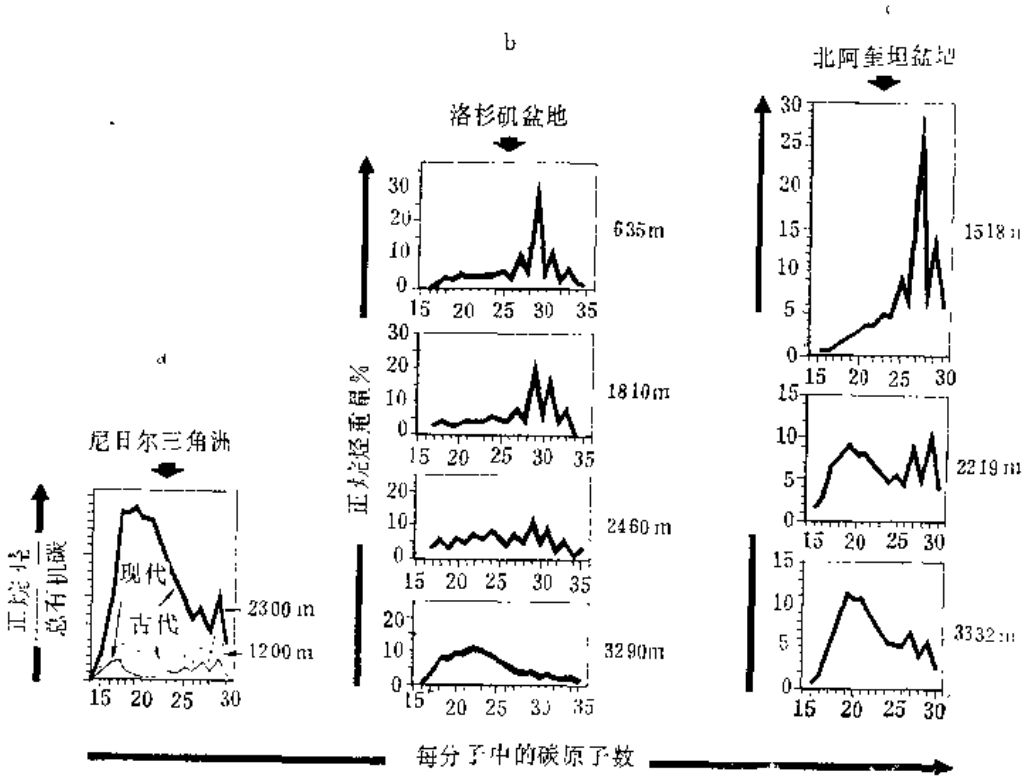


图 6—33　正烷烃随深度的分布

(据 Tissot等, 1972)

a、尼日尔三角洲的现代和古代沉积；b、落杉矶盆地上中新统；c、北阿奎特恩盆地下白垩统

多见于高等植物，而甾烷则在植物和动物中都有。尤其是甾、萜烷立体异构体的分布，在有机质物源的判断上，更具有重要意义。

各种有机质的特征综合于表6—17。

需要指出的是，确定生油岩有机质类型，应该选择同是埋藏较浅的未成熟样品进行分析比较。切忌使用成熟度过高或成熟度相差较大的样品进行分析比较，这是因为成熟作用会模糊原始有机质的差异。

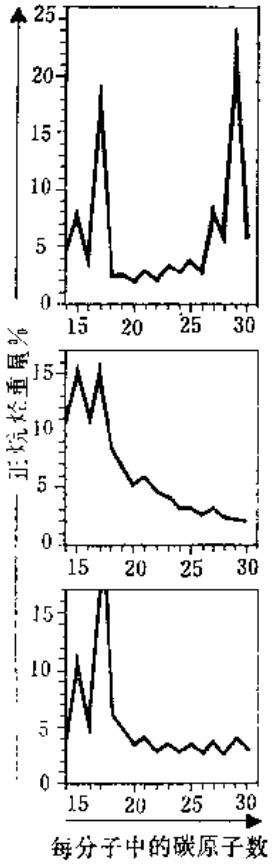


图 6—34 正烷烃分布曲线
(据 Tissot等，1978)
nC_{15}和nC_{17}的优势来自藻类

表 6—17 各种干酪根的特征

	海相或湖相成因的	陆相成因的		
	Ⅰ、Ⅱ型	Ⅲ型		
	絮质的	草质的	木质的	煤质的
元素组成百分数				
碳	83	82	83	89
氢	11	8	5	3.5
氧	6	10	12	7.5
氢/碳原子比	1.6	1.2	0.7	0.47
生物标记化合物				
nC_{15}—nC_{21}	奇碳优势	无		
nC_{27}—nC_{35}	无	奇碳优势		
姥鲛烷/植烷	低(<1)	高 (>3)		
姥鲛烷/nC_{17}	低	高		
三萜烷	低	高		
脂肪酸C_{12}—C_{18}	高	低		
C_{24}—C_{36}	低	高		
烃产率C_1	高	中等		
C_2—C_{14}	高	低		
C_{15}^+	高	低		

(据 J. M. Hunt 1979)

四、有机质的成熟度

根据干酪根热降解机理，石油和天然气是有机质被温度作用达到一定的演化阶段时才产生的。可见，数量可观和性质良好的生油岩有机质，还需经过成熟作用才能形成石油和天然气。成熟作用的水平决定着生成物的性质和数量。在生油岩研究中测定生油岩有机质成熟度的技术，最普遍的是不溶有机质干酪根的光学鉴定，包括透射光、反射光和萤光；干酪根的物理—化学方法；和可溶有机质的化学方法。

（一）使用光学方法测定生油岩有机质的成熟度

1．孢粉和干酪根的颜色

在显微镜透射光下，孢子、花粉和其它微化石结构，随成熟作用的增强而显有不同颜色。最初是黄色，然后是桔黄色或褐黄色（成岩作用阶段），褐色（深成作用阶段），最后是黑色（准变质作用阶段）。另外，还可测量孢子、花粉的光吸收度来判断它们的成熟度。图6—35是三类壳质组的光吸收度的对比。可见，当成熟度达到纵坐标 A 点水平时，三类孢子花粉具有不同的光吸收度；而光吸收度为横坐标 B 点所指示之数值时，三类孢子花粉具有不同的成熟度。显然，这一技术只限子在孢子花粉类型相同的前提下使用。

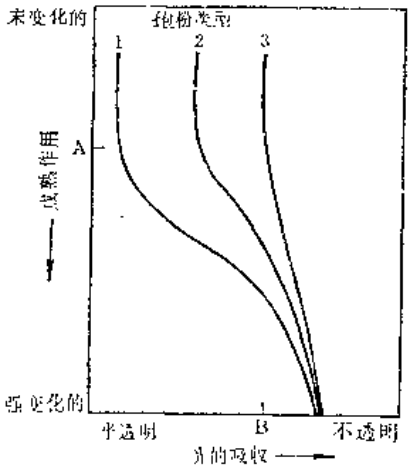


图 6—35 三类壳质组光吸收度范围的对比

1型经常用来测量孢粉的成熟度

（据 Gutjahr,1966）

斯塔普林（Staplin,1969）直接根据干酪根的颜色变化，估测他们的成熟度，这一技术比较简单、快速。表6—18列出常用指示成熟度的流行的颜色标准。干酪根的颜色从浅黄逐渐变到桔黄、褐色和黑色。黄色指示未成熟，桔黄和褐色指示成熟，而黑色指示到了变质作用阶段。

图6—36是干酪根颜色技术的应用实例。加拿大不列颠哥伦比亚省和邻近的西北中泥盆统碳酸盐岩，只产干气，而石油和湿气则产自东部的西北阿尔伯达。干酪根的颜色变化反映因埋藏历史不同而引起的成熟度差异。

2．镜煤反射率

表 6—18 有机质成熟作用相

大致的温度 ℃(°F)	成熟指数	干酪根颜色	成熟度	期望产物
30(86)	1 未转化	浅黄	未成熟	干气
50(122)	2+ 轻度转化	黄		干气，重油
100(212)	2 中等转化	橙	成熟	油湿气
150(301)	3 强度转化	褐		凝析物，湿气
175(347)	4 剧烈转化	褐黑		干气
>200(>392)	5 已变质	黑	变质	干气乃至无气

(J. M. Hunt, 1979)

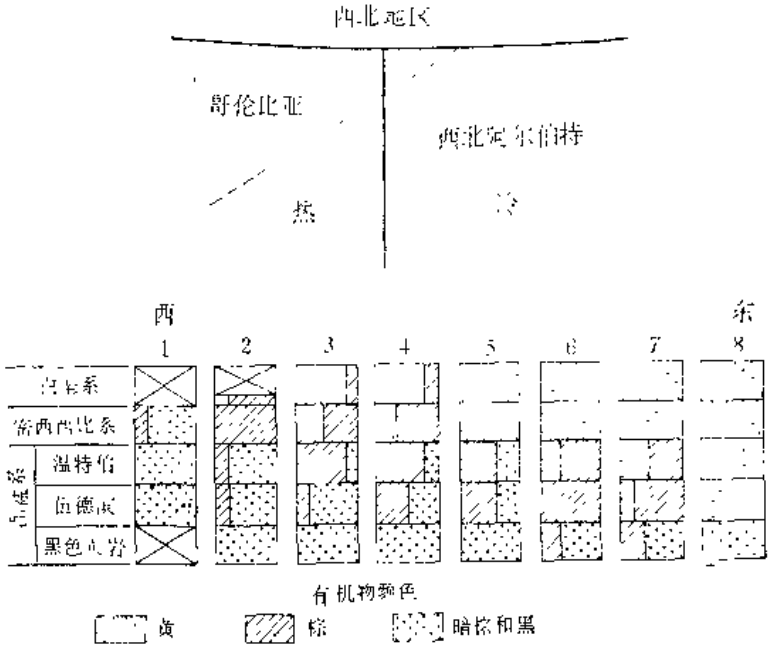


图 6—36 成熟度与干酪根颜色的关系（以西加拿大盆地八口钻井为例）
（据 Staplin 1969）

镜煤反射率是目前确定煤化作用阶段的最佳参数之一。镜煤反射率测量已扩大应用于页岩和其它岩石中的分散有机质（干酪根）。

镜煤反射率的测定，是将样品磨光后在显微镜反射光下进行测量。

在煤岩组成中，镜煤组比其它任何微观结构物质（壳质组、惰性组）要丰富。镜煤组包括有结构镜煤体（telinite）和无结构腐植体（collinite）。这两种物质的反射率大致相同，而且其成熟速度也相同。但与壳质组和惰性组的成熟度不同。

在磨光面上，镜煤组反射率之所以随着成熟度而升高，是由于镜煤组的分支结构的变化。镜煤组是由一些被链绞合的缩合芳环束所组成，随着成熟度的加强，芳环束就逐渐结合成更大的和更规则的缩合芳香页片，缩合芳香页片加大，定位排列增强，就引起反射率的升高。并在缩合过程中，析出氢形成甲烷。

反应速率随温度以指数形式增加的不可逆化学反应，决定着分子结构的变化，反射率就是随温度的线性增加，而以指数形式升高。从图6—37可以看出这种关系。

测定反射率必须在镜煤组上进行，因为前已提到，其它任何微观结构物质，像孢粉碎片，其成熟度与镜煤不同。图6—38表示三种主要的煤的微观结构物质之反射率随成熟度增强而变化的趋势。当碳含量是为58%时，反射率从壳质组（C）的0.55%，到惰性组（A）的1.7%。B是镜煤组的反射率曲线，又有最大和最小反射率之分，尤其是高成熟度阶段，两者的偏离更大，这是由于镜煤组的非均质性所致。

平均反射率用符号 R_o、$\overline{R}_o$ 或 $R_{m\ oil}$ 表示。如果分别测量最大和最小反射率，则表示为R_{max}和R_{min}。表示在空气中所测之反射率。

使用镜煤反射率研究生油岩成熟度时，与其它生油岩成熟度的参数对比，并与已知油、气田对比，可以区分油、气形成阶段（图6—39、图6—40）。

据经验数据 R_o<0.5～0.7%为成岩作用阶段，生油岩未成熟；0.5～0.7%<R_o<

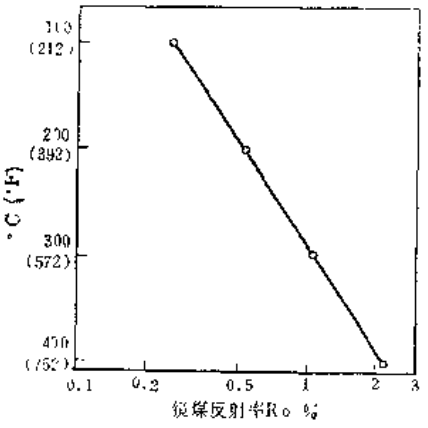


图 6—37 实验室加热褐煤时反射率随温度而以指数形式升高
(据 Ting, 1975)

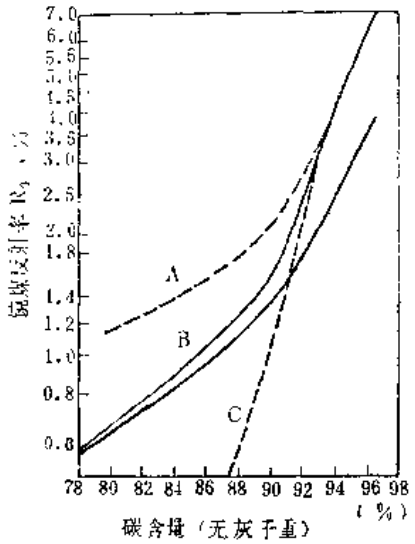


图 6—38 在油中 (R_o) 反射率的变化
A—为情性组; B—为镜煤组; C—为壳质组
(据 Murchison, 1969)

1.3%为深成作用阶段，成油主带即油窗；1.3%<R_o<2%为深成作用阶段，湿气和凝析油带；R_o>2%为准变质作用阶段，干气带，只有甲烷。

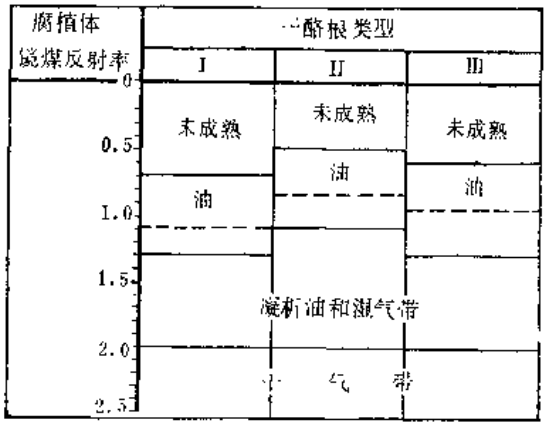


图 6—39 根据镜煤反射率确定的油气带的近似界限
(据 Tissot等, 1978)

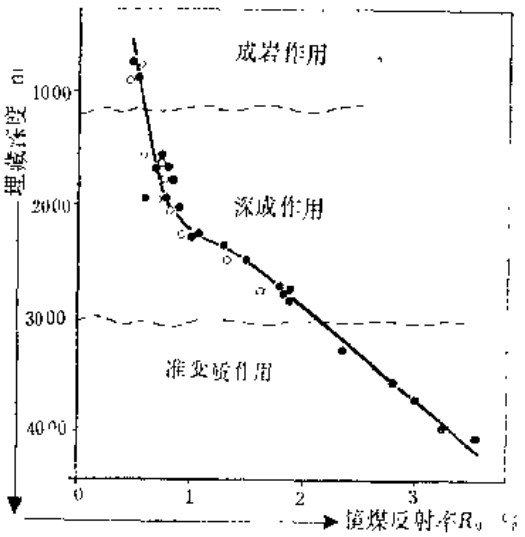


图 6—40 杜阿拉盆地上白垩统Ⅲ型干酪根演化过程中镜煤反射率与深度的函数关系
(据 Tissot等, 1978)

镜煤反射率是目前鉴定生油岩成熟度中应用最广的光学技术，但在应用上也有许多难点和局限。

镜煤广布于煤中，在Ⅲ型生油岩干酪根中也很丰富，然而，在Ⅱ型中则中等丰富，Ⅰ型中很少见。这使镜煤反射率的测定的可靠性受到限制。因此，据反射率确定之油、气形成阶段只是近似的。另外，即使是镜煤组，也还有可能存在着原始的镜煤和经过再沉积的镜煤之分，他们的反射率也有偏离，这也是在实际应用中应该注意的。

测定生油岩有机质成熟度的光学方法，除了上述之外，尚可使用电镜研究干酪根，以

及测定干酪根的荧光性等，不过这些方法只能定性地研究它们的演化程度。

（二）使用干酪根的元素组成和红外光谱研究生油岩有机质的成熟度

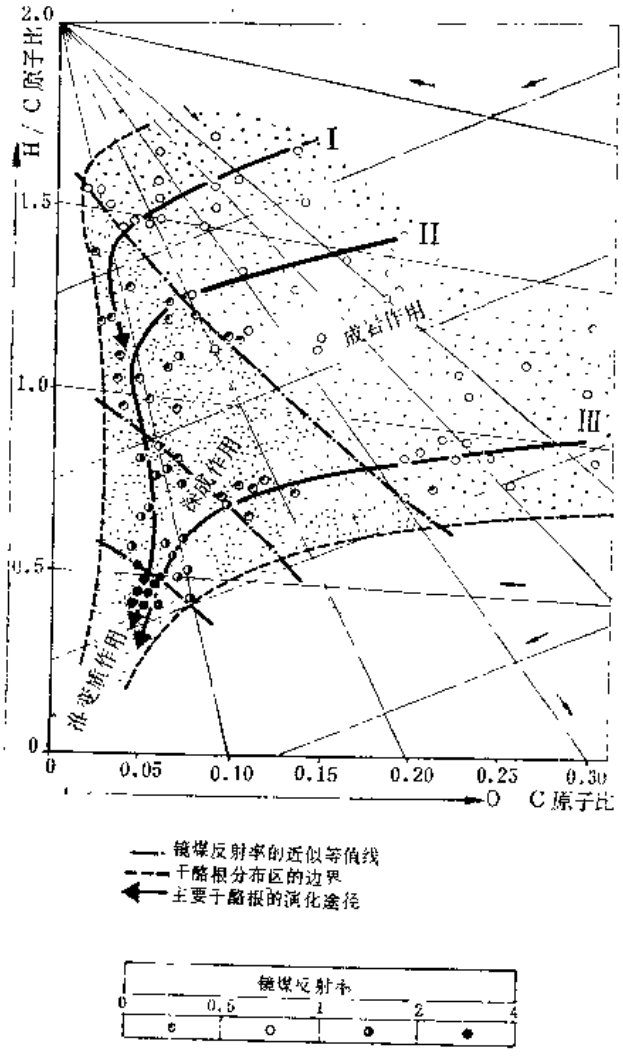


图 6—41　干酪根从成岩作用阶段到准变质作用阶段的演化图
（据 Tissot等，1978）

根据“干酪根热降解机理”、干酪根成熟的演化阶段分成岩作用阶段、深成作用阶段和准变质作用阶段。在干酪根的热成熟过程中，可以简单理解为先是释放氧，然后释放氢的两个主要阶段。以形成CO_2和H_2O的形式释放氧，以形成烃、H_2O和H_2S的形式释放氢。热成熟的早期以形成CO_2、H_2O为主，后期以形成烃为主。这两个主要阶段的开始和持续时间，都因干酪根类型不同而异（图6—41）。Ⅲ型干酪根释放氧的阶段开始得早，持续得长，而Ⅱ、Ⅰ型干酪根开始得晚，持续得短；相反，Ⅱ、Ⅰ型干酪根释放氢的阶段开始得早，持续得长。这就表现出三种类型的干酪根产烃的性质和潜力不同，它们成熟的成油门限值也不同。

干酪根的成熟演化阶段，也可借助于干酪根的元素组成，即H/C和O/C原子比，和红外光谱特征，予以确定。从图6—41、图6—42可以看出，在成岩作用阶段是，O/C原子比明显降低和H/C原子比微弱降低；在红外光谱图上（图6—43），则主要表现出含氧官能团(C=O)逐渐消失（1770 cm^{-1}吸收峰从①到②、③减弱）。

在巴黎盆地，据干酪根元素组成和红外光谱特征，成岩作用阶段的末期，相当最大埋深600～800m，生油岩干酪根未成熟，在生油岩中只生成很少的烃，但产生了大量的CO_2、H_2O和含O、N、S的重杂原子化合物。

在干酪根的深成作用阶段，对Ⅱ型干酪根H/C原子比从1.25降到大约0.5，O/C原子比降到0.05，红外光谱的特征是，脂键逐渐减少（图6—43，2960cm^{-1}，1460cm^{-1}，1380cm^{-1}吸收峰减弱），芳核—CH从930cm^{-1}移到700cm^{-1}。在巴黎盆地，深成作用阶段的埋深相当2070和2510m，而在撒哈拉大约是3000m。

三种类型干酪根各产烃带开始的元素组成，如表6—19。

对Ⅱ型干酪根，当H/C原子比≤0.5时，到达干酪根的准变质作用阶段，这时，脂键和C=O键完全消失，只留有芳核C=C键。

（三）使用热解方法测定成熟度

图6—31已经说明从直接热解岩石所得之S_1、S_2和S_3的意义。图6—44则进一步说明：

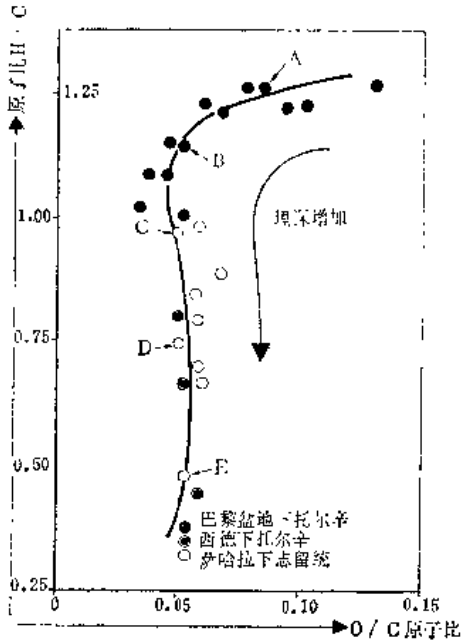


图 6—42 Ⅱ型干酪根在埋藏过程中元素组成的演化

A为成岩阶段末期，B—D为深成阶段；E为准变质阶段

（据 Tissot等，1979）

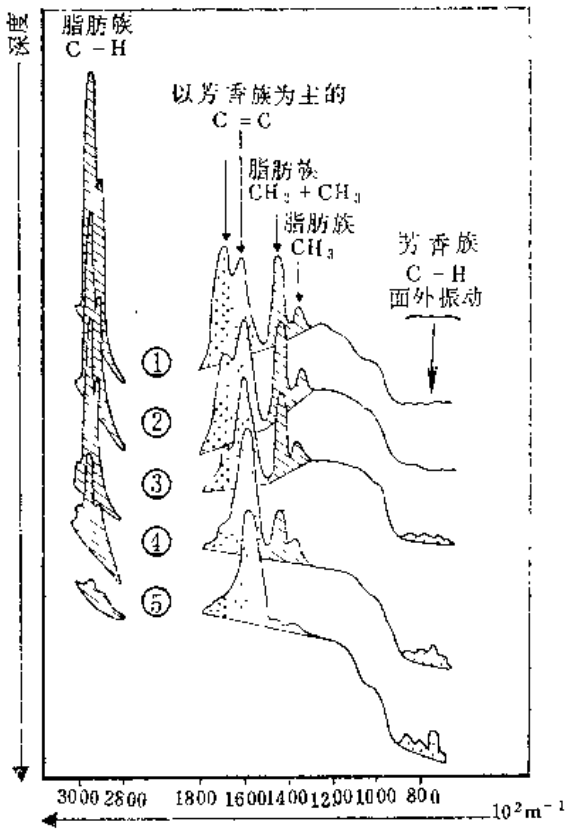


图 6—43 Ⅱ型干酪根（巴黎盆地下托森；撒哈拉志留系）演化的红外光谱

（据 Tissot,1978）

表 6—19 三种类型干酪根各产烃带开始时的元素组成

各产烃带	平均原子比					
	H/C			O/C		
石油	1.45	1.25	0.8	0.05	0.08	0.18
湿气	0.7	0.7	0.6	0.05	0.05	0.08
干气	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.06
干酪根类型	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ

$S_1/(S_1+S_2)$和热解峰温t（℃）这两种参数在确定生油岩未成熟带，成油带和成气带的用途。

使用热解方法确定之上述界限；同样会因干酪根类型不同而异，但是，配合以氢指数（I_H）和氧指数，以及其它方法所给出的参数，这一问题不难解决。

（四）使用C_2—C_7轻烃组成判断生油岩有机质的成熟度

C_2—C_7是干酪根热降解产物，而不是生物合成的，因为在生物体内和现代沉积物中，很少见到这类轻烃。经研究C_2—C_7的组成与温度有一定的函数关系，这有助于确定生油岩

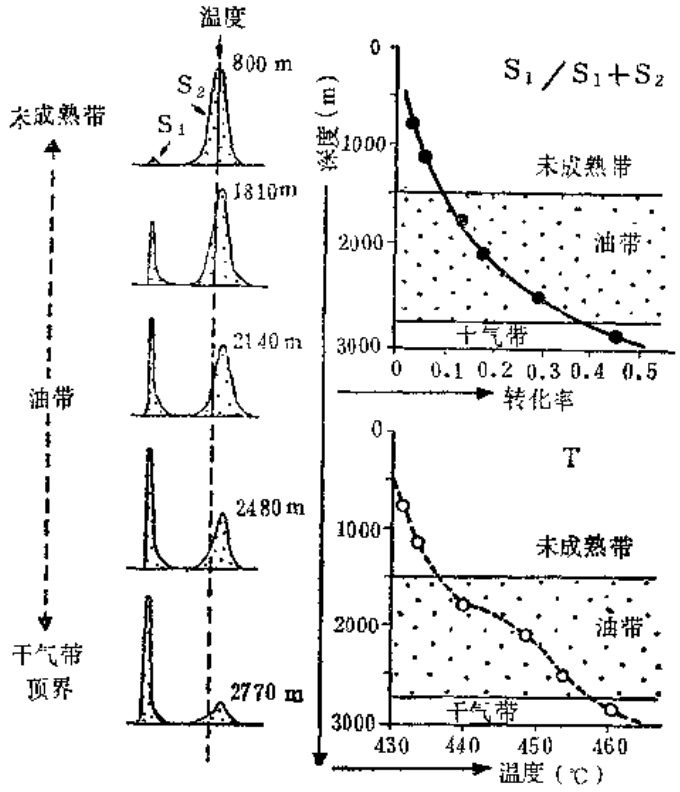


图 6—44 使用热解方法鉴定母岩的成熟度转化率和峰温可用来确定热演化
（据 Tissot,1978）

有机质的成熟阶段。汤普森（K.F.M. Thompson,1979）从不同成熟阶段中共分离出大约29种C_2—C_7范围内的化合物，其与温度的关系如表6—20。

表 6—20 轻烃类型与温度的关系

地层 地区 温度	上新统 墨西哥湾 41℃	上新统 墨西哥湾 66℃	中新统 加利福尼亚 103℃	下白垩统 路易斯安那 195℃
轻烃类型：				
环烷烃	2.95	16.05	39.95	14.47
烷烃	28.73	36.82	44.33	66.80
芳香烃	68.32	17.14	15.72	18.74
	芳烃阶段	环烷烃阶段	烷烃阶段	裂化阶段
	未成熟带	成油带		成气带

由表可见，埋深相当温度41℃时，C_2—C_7轻烃以芳烃为主，相当于生油岩之未成熟阶段；埋深相当温度66℃时以环烷烃为主，103℃时以烷烃为主，环烷烃和烷烃为主的阶段即相当于生油岩之成油阶段；而埋深相当温度195℃时，烷烃占66%以上，此时烃类多裂化成气态烃，即相当于生油岩的成气（包括湿气和干气）阶段。

如果在C_2—C_7轻烃中选择适当的烷烃与环烷烃的比值，如（正庚烷×100)/(沸点80.7

～100.9的15个化合物）%做为参数与温度作图则有线性关系，如图6—45所示。

其它象2－甲基己烷＋3—甲基己烷/二甲基戊烷这一反映轻烃内部组成的参数，也与温度有线性关系。可见C_2—C_7轻烃的内部组成可用来确定生油岩有机质的成熟度。

（五）根据C_{15}^{+}烃类的特征鉴定成熟度

C_{15}^{+}烃类性质随着埋深的增加，也呈规律性的变化，因而也能确定生油岩演化阶段。例如：

1．正烷烃的CPI值

布雷和伊万斯（Bray and Evens, 1965）根据现代沉积、古代沉积和原油中高分子量范围内的奇数碳原子正烷烃与偶数碳原子正烷烃的分布，有着明显的不同（如图6—20，现代沉积物中奇碳正烷烃远大于相邻的偶碳正烷烃；古代沉积中奇碳正烷烃略大于偶碳正烷烃；而原油中两者几乎相等），而使用“碳优势指数（CPI）”，来表示奇碳与偶碳正烷烃的相对含量，其计算公式是：

$$CPI=\frac{1}{2}\left[\frac{C_{25}+C_{27}+\cdots\cdots C_{33}}{C_{24}+C_{26}+\cdots\cdots C_{32}}+\frac{C_{25}+C_{27}+\cdots\cdots C_{33}}{C_{26}+C_{28}+\cdots\cdots C_{34}}\right]$$

现代沉积物、古代沉积物（页岩和碳酸盐岩）和原油的CPI值分布如图6—46。

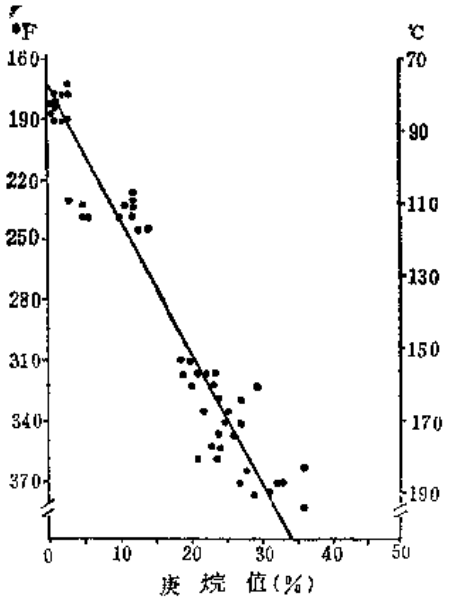


图 6—45 墨西哥湾五口非生产井的庚烷值与最大温度的关系
（据 Thompson, 1979）

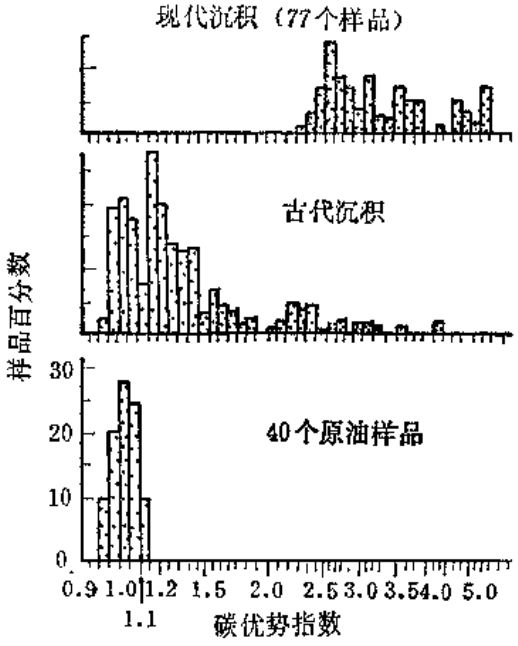


图 6—46 沉积物和原油的碳优势指数的分布
（据 Bray and Evans, 1965）

由于原油的CPI值在0.9～1.15之间，因此认为只要沉积岩的CPI值接近这个范围就是生油岩；而且CPI值愈接近于1的附近就愈成熟。CPI值曾被认为是鉴定生油岩的一把钥匙。

2．饱和烃的环数

随着埋深的增加，C_{15}^{+}饱和烃中的环烷烃，从以三环、四环为主，变成以单环、双环为主。

3．异戊（间）二烯型化合物

随埋深的增加，干酪根热降解形成的新生烃类，使直接或稍经变化而来自生物的分子受到稀释，象植烷、姥鲛烷、甾烷和藿烷等，与其相邻正烷烃比较，其含量都随埋深增加而减少。因此姥鲛烷/正十七烷，C_{31}藿烷/正三十一烷等参数的变化，都反映生油岩的成熟度。

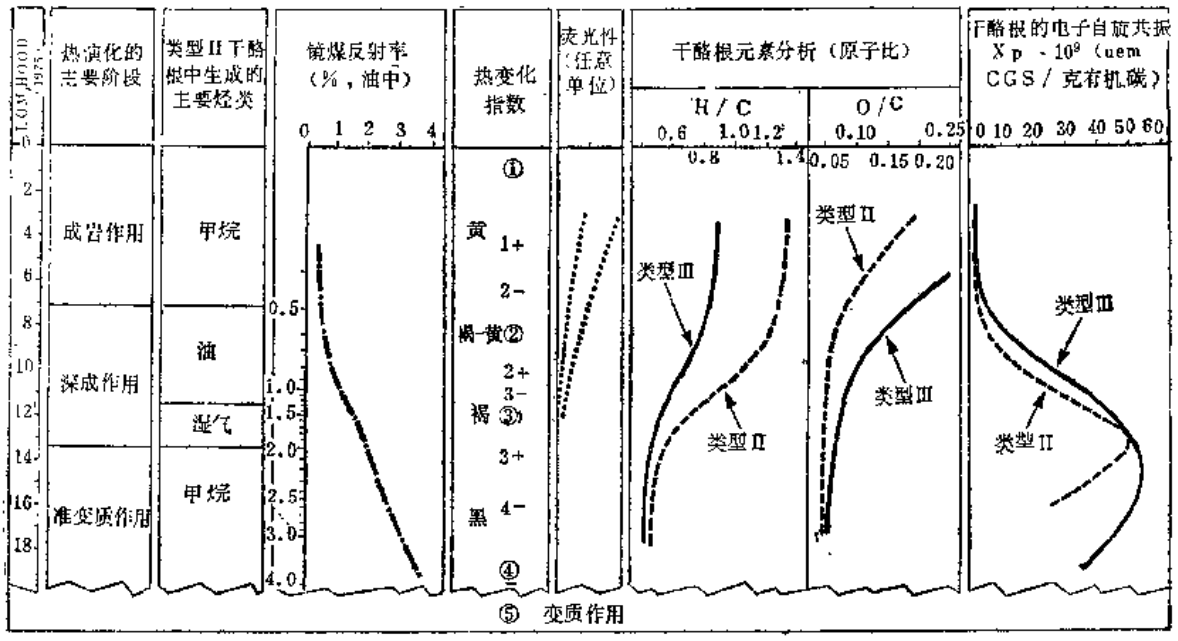


图 6—47 据干酪根分析所得各成熟标志的对应情况

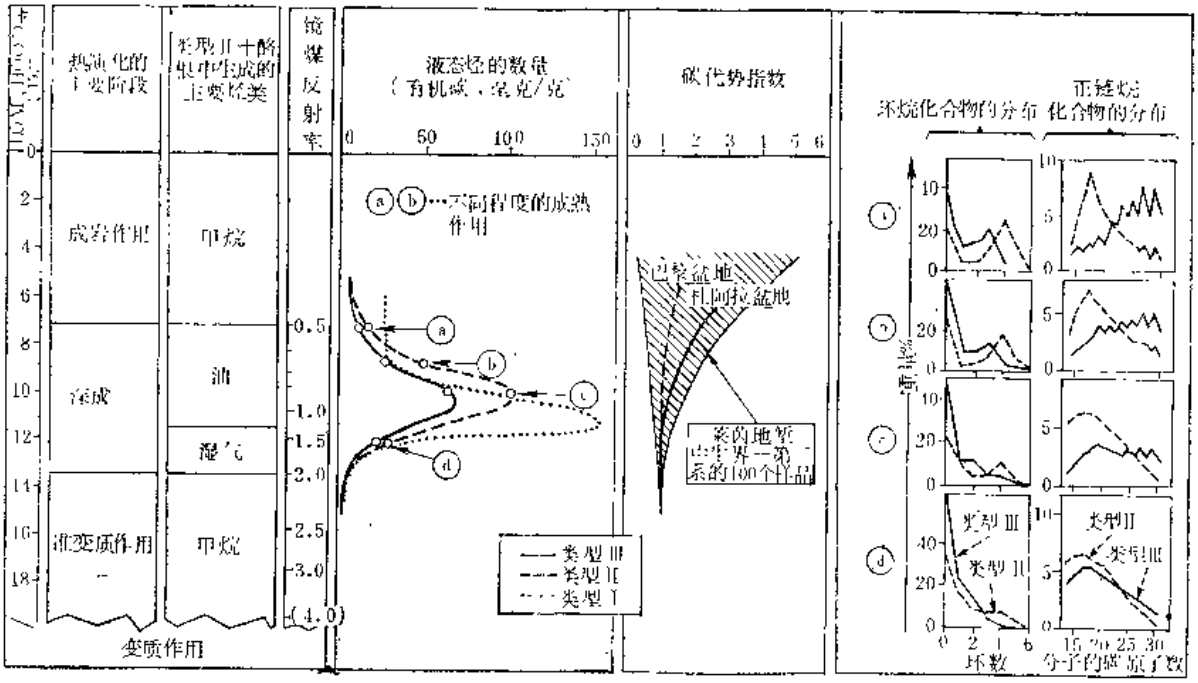


图 6—48 据沥青的组成和丰度所得各成熟标志的对应情况

（据 B.Durand）

同时，甾烷和藿烷的立体异构化，也能比较有效地反映成熟度，例如$\frac{17\beta H21\beta H藿烷}{总藿烷}$%随成熟度埋深的增加，从50%降到0。$\frac{22S-C_{31}藿烷}{(22S+R)C_{31}藿烷}$%随埋深增加，反而从20%升到60%。Tm/TS是易变藿烷与稳定藿烷之比，即$\frac{17\alpha H-22,29.30-三降藿烷}{18\alpha H-22,29.30-三降藿烷}$，随埋深增加，该比值减小。$\frac{5\alpha-20S-C_{29}甾烷}{5\alpha-(20S+R)-C_{29}甾烷}$随埋深加大而升高。

上述各种确定生油岩有机质成熟度方法综合使用最有效，而且成熟度和有机质类型是互有影响的。因此，在实际工作中应分清类型，逐层按不同埋深取样，并将分析成果与恢复后的最大埋深作图，这样才能取得有效的结论。图6—47和图6—48是各种成熟标志综合应用时的对应情况。

第四节　石油的地球化学对比

一、对比的意义

石油的地球化学对比，从广义上说应包括油—油对比、油—岩对比、气—气对比和油—气—岩对比，其中油—岩对比是核心问题（图6—49）。

开展这项研究不仅具有理论意义，而且对于寻找新的含油面积、扩展原有含油范围，对于确定勘探和开发方案，都有着重要的实用价值。所以，石油地球化学对比，已经成为石油地球化学在勘探上应用的一个重要方面。

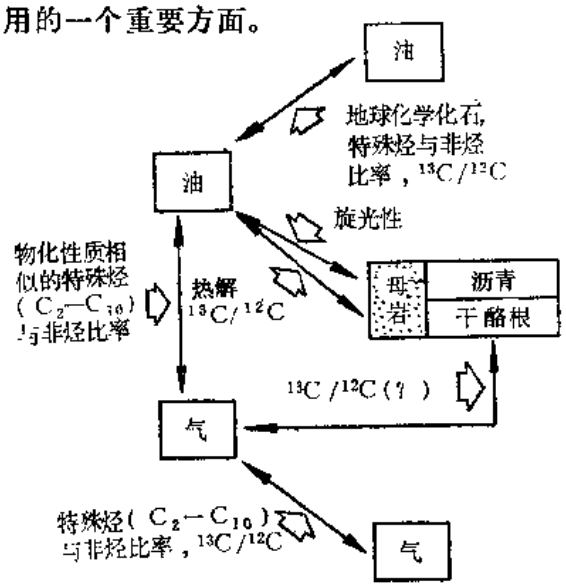


图 6—49　石油、天然气和生油岩对比时要研究的内容
（据 Tissot等，1978）

二、常用的对比参数

（一）微量元素

石油中有许多微量元素是在运移中加入进来的，甚至是由于容器的污染，因而没有什

么地质意义。但是，钒镍则不同，它们是做为卟啉的络合物随卟啉一起从母岩进入石油的。石油中卟啉则是生物色素（尤其是叶绿素）在还原条件下经金属置换、去羧基和加氢等复杂反应而生成的。石油中的钒镍含量有随石油的比重一起增长的趋势（参图6—50）。钒的含量通常多于镍的含量，但陆相油却常是镍多于钒。

石油中钒镍的绝对含量可能随风化、运移等作用而变化，但二者的比率常无明显的变化。我们对照图6—50与图6—51看，这是很明显的。V/Ni似乎随地质年龄增长而减少，在图6—51中也可看出，这个比值在最年轻的石油中最高，最老的石油最低；这是因为钒卟啉的热稳定性比镍卟啉为差。伊拉克北部油田主产层为第三系，但整个中生界也有产量。油来自白垩系还是第三系，历有争论。后据钒镍研究得知：V/Ni各层近似（1.4～2.1），表示同源；V、Ni含量各层差别大（V：1.6～109ppm，Ni：0.7～26ppm）有由下向上递减趋势，表示发生过自白垩系至第三系向上运移。值得指出的是，这里较老地层的V/Ni值反较年轻地层为高。这或许是地区性规律。

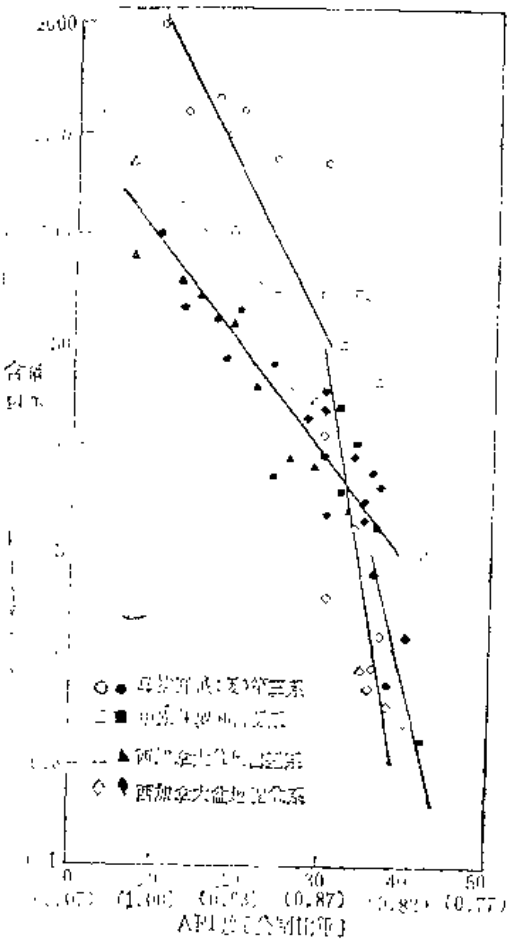


图 6—50 钒镍重量含量与石油比重的关系
（据 Hunt, 1979）

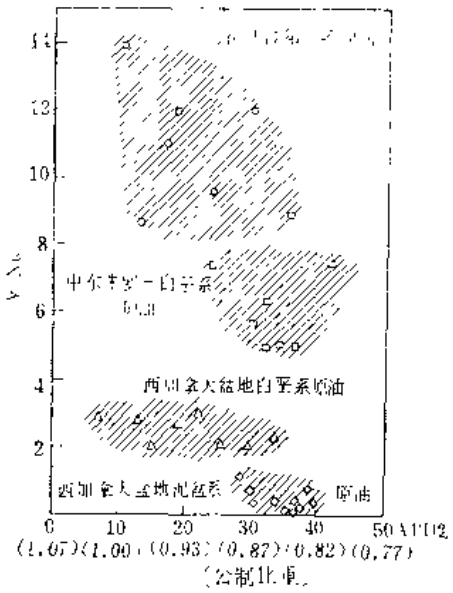


图 6—51 钒镍比率与石油比重的关系
油样同图 2
（据 Hunt, 1979）

（二）生物标记化合物

卟啉本身也可用于原油对比。大多数石油都含有各种由叶绿素分子衍生的卟啉。具有较高分子量的生物标记化合物如卟啉类、甾类、三萜类、异戊间二烯类，由于相对地不

受轻组分流失和风化作用的影响，所以它们的分布特征不仅可用于油—油对比，也可用于油—苗对比和油—岩对比。

马拉开波湖第三系的原油含有丰富的钒卟啉，而第三系本身的页岩则缺少这种卟啉，可是下伏的白垩系拉鲁纳组灰岩和泥灰岩却含有丰富的钒卟啉，甚至含量高于石油。据此，认为这里丰富的第三系原油主要来源于白垩系。不过，原油中的卟啉在运移过程中有逐被吸附的可能，在用于油—岩对比时不得不予以注意。

异戊二烯型烷烃在原油和生油岩中均有较普遍的分布，它们的化学性质非常相似，所以用之做为对比标志，曾一度被誉为“指纹”化合物。威尔特曾较成功地对比过德国西北部的某些原油。他采用15～21个碳原子的异戊二烯型烷烃的分布特征做为对比标志：以C_{19}（姥鲛烷）为100，将这七种分子的相对含量绘如图6—52所示。由图可见，左、中两油样相异；右、中两油样相同。据此，再结合地质资料就可以推断母岩了。异戊二烯型烷烃中最丰富的是姥鲛烷和植烷，它们在原油中的含量可达0.5～0.7%。由于异戊二烯烷烃与相近碳数的正烷烃性质近似，所以有时也采用姥鲛烷/正十七烷、植烷/正十八烷、姥鲛烷+植烷/正十七烷+正十八烷做为对比标志。

藿烷是植物中广布的一种成分，属于五环三萜类，原油中有一系列藿烷的衍生物。比姆（J. G. Pym）等发现不同地区原油中的八种藿烷分布特征有明显的差别（图 6—53）。其中H、D、G藿烷最有鉴定意义，它们的分子式分别为$C_{27}H_{48}$、$C_{29}H_{50}$和$C_{30}H_{52}$。

威尔特特别强调具有二十七到三十个碳原子的四环、五环环烷烃（例如分子离子为372、380、398、400、412和414的化合物）；认为它们有特殊的分子结构和独特的分布方式，用之于对比常有最可靠的判断价值。图6—54是在西德弗斯特油田的应用实例。该油田中侏罗统产油在中侏罗和下侏罗统共有三个页岩为可能生油岩。经对比认为石油主要来自中侏罗统的页岩。

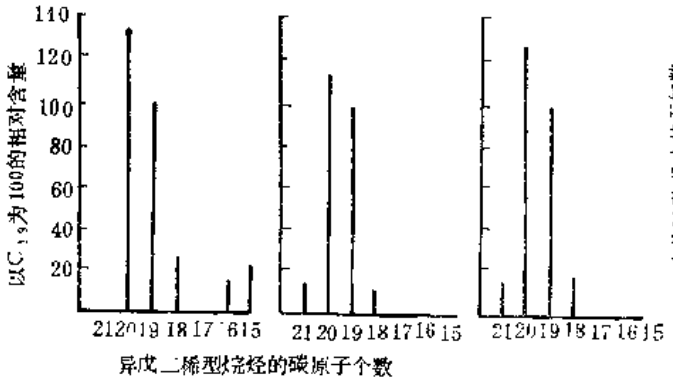


图 6—52 异戊二烯型烷型分布状况示意图

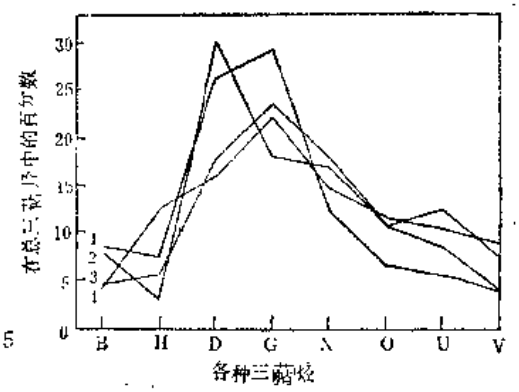


图 6—53 原油中八种藿烷系列的三萜类烃的分布

（据 Hunt, 1979）

图中油样分别来自：1—尼日利亚；2—科威特；3—阿拉斯加；4—北海

甾类和三萜类这样的多环环烷烃，虽然不象正烷烃或异戊二烯型烷烃那样较易受温度影响，但在老地层中也可由于环的芳化而越来越少，以致难于分离和鉴定。阿尔及利亚爱利兹盆地储于奥陶系、下泥盆统、上泥盆统和下石炭统的石油，起初据色谱、质谱等均未显示

出差异；但用质谱详细研究芳烃和环烷—芳烃却可据之划分为三类（图6—55）。这是因为尽管检测不出饱和的四环甾烷烃，但它的衍生物——1个芳环和3个环烷环的芳化分子都是较为稳定的，可用之于古老石油的对比。

总而言之，随着质谱的广泛应用，地球化学家正试探着向各种各类的高分子生物标志化合物中去发掘较可靠的对比标志。

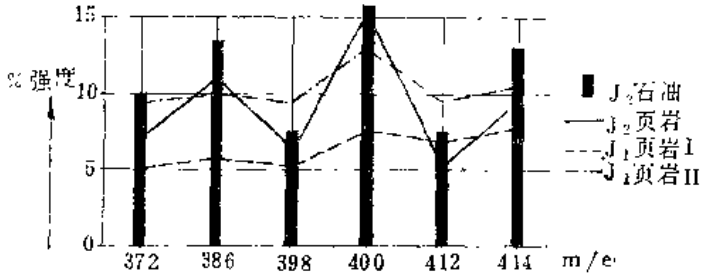


图 6—54　西德弗斯特油田石油与生油岩的C_{27}十环状化合物的对比
（据 Welte）
自左至右分别代表胆甾烷、麦角甾烷、埃第安烷、谷甾烷、雀烷和可能的羊毛甾烷

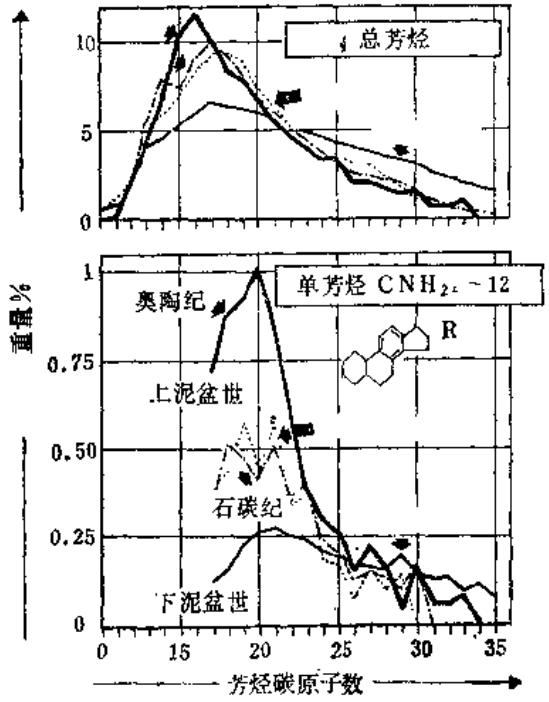


图 6—55　阿尔及利亚艾利兹盆地的四种石油按芳烃及单芳烃可归于三类
（据 Tissot等，1979）

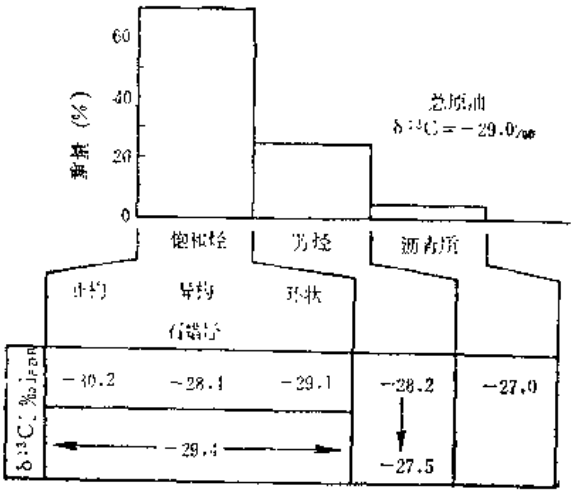


图 6—56　原油的分子类型和碳同位素组成

（三）稳定同位素

较广泛使用于石油对比上的是碳同位素。^{12}C 和 ^{13}C 质量不同但化学性质几乎完全相同。因此，以$^{13}C/^{12}C$做为油—岩对比标志是较为理想的，当然也可做油—油对比标志。不过，应该知道，在石油生成和演化过程中，同位素多多少少总是有一定分异的。

按*PDB*标准，石油的$\delta^{13}C$介于－18‰至－34‰之间，平均约－29‰。石油本身各组分的

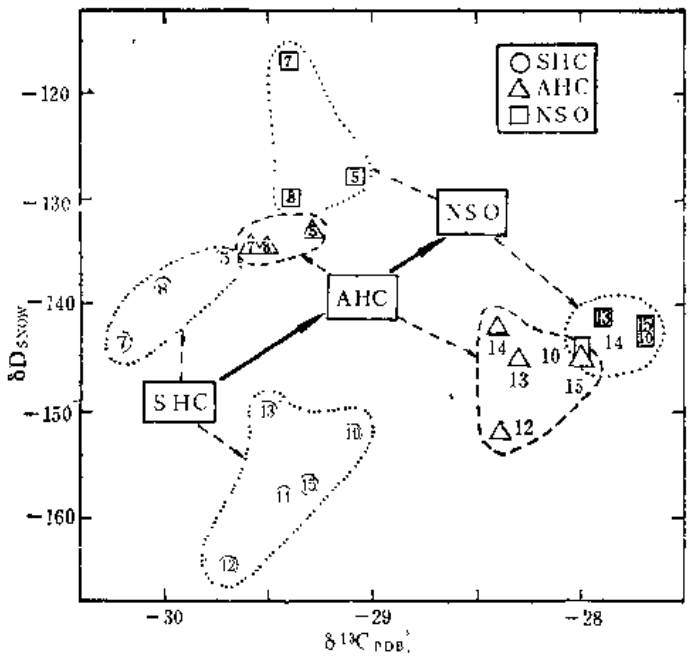


图 6—57 用于油—油对比的同位素分析

图中数字代表油样，左上方三油样同源，右下方五油样同源

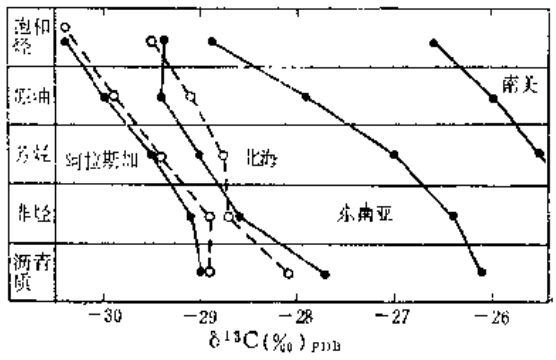


图 6—58 用同位素类型曲线对比原油与生油岩

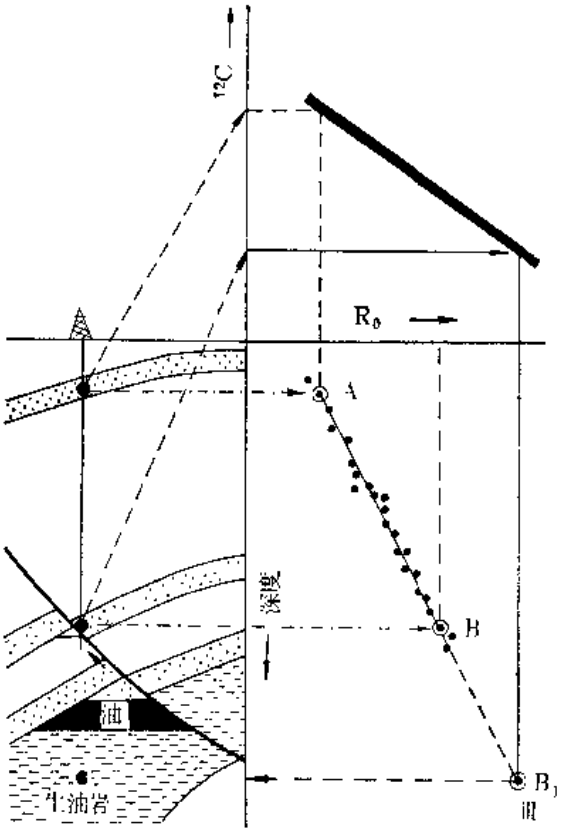


图 6—59 用甲烷的碳同位素鉴定生油岩的成熟度

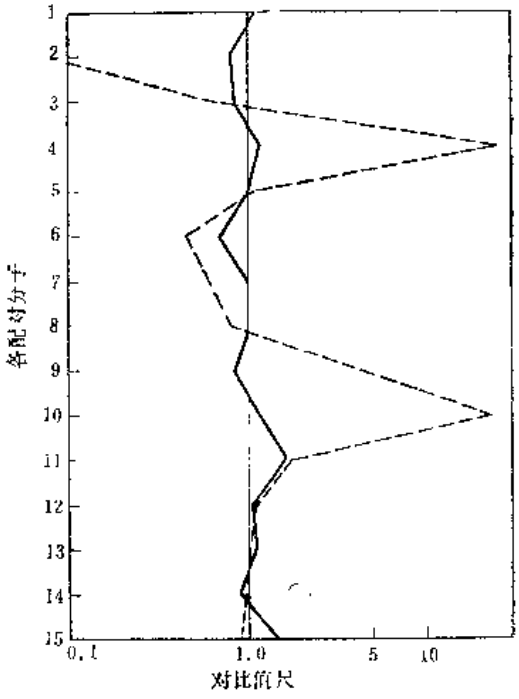


图 6—60 依据C_2—C_{10}烃分子浓度比率的石油对比图

(据 Erdman)

实线示有成因关系的二个油样，虚线示无成因关系的二个油样

$\delta^{13}C$值也是不同的。烷烃同位素最轻，环烷烃的^{13}C含量接近于全油，芳烃重于全油。多环芳烃重于单环芳烃，再往下至非烃，至沥青质，^{13}C含量常是递增的。但这绝不是一成不变的，特别是当原油受到生物降解时，会使饱和烃$\delta^{13}C$升高，非烃、沥青质$\delta^{13}C$稍低，从而严重打乱常规分布结构。

同位素组成的通常变化范围约为千分之十。尽管小，但现代质谱可测出0.05‰的误差。

据测量结果的统计，石油的碳同位素比值以及干酪根的碳同位素比值都是随地质年龄的增加而减小。这反映母质的变化还是反映成熟过程中的分异，一时尚难说清楚。同时代原油的$\delta^{13}C$差别应主要看成是母质不同的反映。不同时代的原油本身虽有差别，但是比起原始条件来说，影响还是小的。

利用碳同位素进行原油对比时，最好是按不同馏分或组分进行。图6—57是无次生变化的原油的碳、氢同位素成分。由于饱和烃、芳烃和NSO化合物的碳、氢同位素具有连续性的差异，所以，这些原油是分别属于两个碳、氢同位素不同的母岩。

有时利用全油的$\delta^{13}C$平均值进行油一油对比也是相当成功的，但务求样品条件一致。

使用同位素类型曲线，进行油一岩对比（图6—58）有时也可获得良好的结果。

碳同位素用于气体对比的效果更好。生物甲烷$\delta^{13}C$为－55‰至－95‰，腐泥型干酪根形成的甲烷为－40‰至－58‰，腐植型为－25‰至－40‰。

此外，借助于镜煤反射率，也可使用同位素进行气—岩对比，同时还可用于鉴定母岩之成熟度。如图6—59，探井所取岩样之有机物的成熟度，可用深度—镜煤反射率的关系，予以鉴定。如果用同位素与成熟度关系曲线确定之Ro值与图上A点一致，则说明甲烷来自相应的母岩。如果两者不一致则同位素就可指示该气体的母岩位于深部。

（四）配对分子

石油中C_1—C_{10}的轻质烃的绝对浓度很容易受到运移和聚集过程中的外界因素影响，例如溶解、吸附、扩散、生物作用等；甚至也会受到采样条件不同的影响。所以，直接对比化合物的绝对浓度只有有限的价值。为了避免这些非成因因素的干扰，厄德曼将化学结构和沸点近似的两种烃分子浓度做成比率来与另一种原油的相应比率进行比较。在绘制成图时并非直接画出两种油的各配对分子的比值曲线（其实也未为不可），而是首先求出各相应配对分子浓度比率的对比值（R），然后再绘制两种油的各R值曲线（图6—60）：

$$R=\frac{C_{Aa}/C_{Ab}}{C_{Ba}/C_{Bb}}$$

式中C_{Aa}和C_{Ab}是A油样中两种配对分子浓度，C_{Ba}和C_{Bb}是B油样中同样配对分子浓度。$R=1$时，表示二者完全一致。图中的实线是具有相同母岩的挪威北海油样A与油样B的R值曲线；虚线是毫无相干的北海油样A与美国犹他洲油样C和R值曲线。厄德曼所取的十五种配对分子，列此供参考：（1）乙烷/丙烷，（2）异丁烷/正丁烷，（3）异戊烷/正戊烷，（4）环戊烷/2,3-二甲基丁烷，（5）2-二甲基戊烷/3-甲基戊烷，（6）正己烷/（甲基环戊烷＋2,2-二甲基烷烷），（7）2-甲基己烷/2,3-二甲基戊烷，（8）3-甲基乙烷/（1,1-二甲基环戊烷＋1,3-顺二甲基环戊烷），（9）1,3-反二甲基环戊烷/1,2-反二甲基环戊烷，（10）正庚烷/（1,1,3-三甲基环戊烷＋甲基环己烷），（11）2,3-二甲基己烷/2-甲基庚烷，（12）（4-甲基庚烷＋3,4-二甲基己烷）/3-甲基庚烷，（13）2,4-二甲基庚烷/3,5-二

甲基庚烷，(14)(3，4-二甲基庚烷+4-甲基辛烷，二甲基辛烷)/(15)(1-甲基-3-乙基苯+1-甲基—4-乙基苯/1-甲基—2-乙基苯。此法的优点是：1．适用于不同采样条件的样品；2．C—C_{10}的石油成分数据较易取得；3．数据计算机处理，解释简单。但本法依赖于轻组成，所以不适于油—苗之间的对比。

（五）正烷烃分布有时也可做为一种内在特征用于对比。特别适用于失去轻组分的油样。但也由于正烷烃受温度影响较大，在运移中又可能有色层效应，故在使用上也受到一定的限制。

（六）正烷烃奇偶优势（*CPI*、*OEP*）也可用于对比。如，以 *OEP* 值为纵坐标，碳数为横坐标，绘制曲线，如果两油样的曲线近似，即可认为有成因联系。

三、对比参数的选取

石油的对比是基于这样的设想：性质相同的两油应该源于同一母岩，以及母岩排出的石油应该与母岩中残留的石油相同。但是，实际情况未必如此。因为石油可能受到重力分异，生物降解以及吸附、溶解、混合、扩散等外界因素的影响。尤其在母岩抽提物与油藏原油之间，差异更为突出。例如，由于吸附作用，母岩含有较多的 N、S、O 化物，多环环烷烃和芳香烃，而含有较少的烷烃；由于埋藏史的不同，母岩与由其生成的石油可以具有不同的成熟程度。鉴于此，在进行对比时，应尽量选取那些受非成因因素干扰最小的参数做为标志；至少也要考虑到这些因素的影响，以做到心中有数。另外，还要避免和减少由于取样条件不同所造成的人为差异。常规抽提母岩将损失 C_{12}—C_{15} 以前的轻烃，所以在处理油藏油样时要蒸发至45℃恒重，以便去掉同样范围的挥发烃。野外取样要选取新鲜露头。风化露头的烃含量已受到严重损失。

石油的粗特性一般不宜于用做对比，它们容易受到非成因因素的改变。这些包括比重、含硫量、含氮量、饱和烃量、芳烃量、沥青烯量、N、O、S化合物、钒镍量、轻馏分含量等。表6—21所列是同一油藏不同深度的两个油样的特性值。前五项因重力分异而有很大差别；但从后几项看来却十分近似，只有它们做为对比参数才是比较恰当的。

另一方面，V/Ni、生物标志化合物、炭同位素则受到重视，因为它们既为母岩和石油所共有，又有相对的稳定性。

对于两个比重小的油样可以对比轻质馏份的烃组成；而对于二个重油样包括风化油苗则可对比正烷烃分布或 V/Ni 等。对比参数选取得恰当与否，取决于根据具体情况的灵活掌握，取决于对石油形成和演化机制的理解深度。

表 6—21　美国俄克拉荷马石炭系威勒马砂岩中的一个油藏的取样

	油样 1	油样 2		油样 1	油样 2
深　度（ft）	4350	5850	V/Ni	1.7	2.1
比　重	0.84	0.91	C_7+正烷（%）	5.6	5.1
<200°馏分（%）	12	11	C1:NO, 12	42	43
沥青烯（%）	1.3	8	NO, 13	44	46
S（%）	0.96	1.4	NO, 14	48	49
V−Ni（ppm）	41	259	NO, 15	50	50

注：表中1ft = 0.3048m

在数量上，一般都是选取一个以上的参数，以便互相补充和验证，盲目求全求新决无可取之处。

四、对比结果的解释

用现代仪器检测出两个油样的差异是非常简单的事，但细致的解释则要困难得多。

对测算所得的数据应选择直方图、三角图或相关曲线图等适当的形式表现出来。不要轻易舍去不合主观愿望的数据，它们或许包含着有用信息，应如实反映。

两个油样绝对相同是不存在的，微弱的差别不影响可比性。显著的差别一般为母质不同的反映；但也要考虑到对某特定参数而言是否次生因素超过了母质的影响，例如，相同来源的油可能因生物降解而使对比曲线变态。

所采用的对比标志如果出现矛盾，应通过原理分析去辨别真假，对失灵的标志要找出原因。新启用的标志应受到已知样品的检验和较成熟标志的检验。

特别要强调的是，地球化学对比决不能脱离地质资料而孤立地进行。举凡母岩的厚度、岩性和埋藏历史；石油运移的途径和介质；油藏的保存和破坏，乃至盆地的地质结构等等，都是对比解释中不可忽略的依据。比如有些处于中间类型的油样，结合地质产状可以判断它是经过混合的。

第五节　近代的无机生油学说

一、概　　述

前曾述及，本世纪来有机说渐居统治地位。不过，在五十年代以苏联学者库德里亚夫采夫（Н. А. Кудрявцев）为代表的无机学派，对有机说从方法到推理、从原理到应用，发动了一场全面而凌厉的反击。这一论战虽然并不会置有机说于死地，但却促使人们的思想活跃起来，从而把石油成因研究引向更深入的水平。迄今为止，也仍不时出现无机学说的追随者。真理只有在争辩中才能发展。

做为一种思潮，近代的无机学派敢于向传统的学术思想进行挑战，这是十分可贵的。然而做为一种学说体系，近代无机学派还很不成熟。但他们提出了许多耐人寻味的新资料，值得深思。

二、无机成因的论据

近代无机学派一方面对有机说提出了尖锐的责难，另方面极力为自己寻求论据。这些，主要归纳如下：

（1）早在上世纪所进行的一系列化学试验表明，通过无机途径（如金属碳化物与水作用）可以形成一定的烃类。近代石油化学工业上通过费一托反应生产烃类，其反应式为：

$$nCO + 2nH_2 \xrightarrow{\text{催化}} (-CH)_n + nH_2O。$$

（2）火山喷出的气体和熔岩流中含有烃类。里耀岩、浮石、火山灰中亦可抽提出微

量的分散沥青。在变质岩、岩浆岩以及穿入前寒武系结晶岩的伟晶岩中也可见到各态含油显示。在结晶基岩中有可供开采的工业油流甚至上百万立方米的气喷，这更被做为无机生油最直接、最有力的证据。

（3）许多天体上存在有烃类。例如慧星头部的气体中含有甲烷；木星、天王星、海王星等的气圈中也含有甲烷，甚至还可能有高分子烃。然而这些星球是没有生命的。在陨石中曾找到卟啉、植烷和姥鲛烷，有的陨石烃还见有旋光性。

（4）石油中的旋光性可以由非旋光物质合成。石油中的卟啉也可无机合成。况且，这些成分还可以是在石油运移中从外界攫取来的。

（5）生命起源于烃类。已知由甲烷和氨可以合成氨基酸，后者经热缩合又可成为蛋白质——生命的基础物质。也就是说，远在生物出现之前，石油就已存在了。

（6）石油的分布常受断达上地幔的深断裂所控制。深断裂正是烃类向上运移最好的途径。

（7）有机说难以解释为量巨大的石油聚集。例如，加瓦尔油田的石油储量有 107×10^8t，加拿大西部沥青砂岩中的重质石油储量竟这一千亿吨，如果折算成液体还得加倍。可是，沉积岩中的有机质含量很低，烃含量更低，无法满足偌大的需要量。

（8）有机生油研究中使用溶剂抽提出来的烃类是干酪根的破坏产物，在抽提前本不存在。

（9）其它认为有机方案中的生油门限温度，石油析出机制，石油聚集发生时间等方面，也都有不合逻辑之处。

三、按无机学说的石油生成

无机学说内部又有不同主张。但可归为二大体系：其一认为烃类形成于地球内部；另一认为烃类早在地球处于宇宙阶段时即已存在了。所共同的是，都认为沉积岩中的石油来源于地下深处。以下列举一些代表人物的看法。

（1）库德里亚夫采夫认为，烃是由碳和氢构成的，碳和氢不仅存在于太阳和星球之中，而且也存在于地球的岩浆之中。在高温下碳和氢有可能形成CH、CH_2、CH_3等，尔后温度降低，这些化合物又在高压下发生聚合作用和加氢作用，从而形成各种烃类。由于各种烃的数量比例不同，以及由于与岩石的相互作用，于是造成不同性质的石油。他并不否认沉积岩中的油藏比结晶岩中要多，这是因为沉积岩的渗透条件较好，有利于深处石油在其中运移和聚集。结晶岩只能使油气呈很少的包裹体存在。

（2）克罗波特金（П. Н. Кропоткин）认为地下深处形成的原始天然气混合物（其中包含有烃、CO、CO_2、NH_3、H_2S等）在其以脉冲式向地表喷射过程中可能发生重烃的凝聚，从而形成带有大气顶的油藏。后者在长期保存中，气体缓慢逸散，而剩下的油藏则氧化变质，吸收了N、S、O成分。凝析气藏最接近于深处原始天然气混合物的成分。至于烃的根本来源，五十年代时他认为在地球发育的早期就已存在了。按天体物理学家施米特（О. Ю. Шмидт）的理论，地球是由冷的宇宙尘和气体所组成。这种原始气体中包含有He、H_2，也包含有烃。七十年代时，克罗波特金修正了自己的看法。一方面再次明确宣称，地球深部是最大的烃源。另方面他暗示在地壳深处和上地幔存在着自由氢和呈固相的碳，同时还有一氧化碳和水等，在温度压力适合的深度上就可以有烃的形成和保存。

（3）波尔菲里耶夫（В. Б. Порфирьев）在六十年代时根据赫埃里的宇宙起源说认为烃类象铁、硅酸盐、水、二氧化碳、氢等一样，都是元古宇宙中的实体，这些存在于原始星云中的物质发生凝聚而构成太阳系各行星。在凝聚过程中，烃好象胶似地起了一种粘结作用，后来在重力影响下轻的液体如烃和水被挤向地表，重的液体如熔铁等则沉向核心。在太阳系行星中，元古的烃类可能同水一样多，不过命运不同：在水星表面因炽热而分解，弥散于太空；在地球表面在有水存在时，烃类将由于氧化以及由于紫外线照射而散失，不过尚有些残余保留在储集岩中；在金星表面，水分解的氧不足以使烃全部氧化，因而仍保留有大量的烃，甚至可能存在着烃的海洋和含烃气圈。七十年代大概由于有了人造卫星探测等方面的新资料，迫使他放弃了宇宙成因的主张，转而倾向于深部成因。正如前述的克罗波特金一样，按波尔菲里耶夫新的看法，在上地幔的高温高压下，在含有氧化铁和挥发分（CO_2 和 H_2O）的超镁铁质岩中可以形成相当于石油的有机混合物。后者同气体、岩浆水在高压下沿深断裂向地表上升。随着温度压力的变化，流体混合物分离成各自的独立相。他引证了切卡留克（1971）一系列的实验：在1227～1427℃温度和 4×10^9～6×10 Pa的压力下，由$CaCO_3$、$MgSO_4$、H_2O、SiO_2和FeO之类的天然矿物混合物获得到甲烷至正庚烷的烃类混合物。

（4）赤崛四郎（1969）认为，石油可由水作用于金属碳化物而形成，但更可能是在星云凝聚成原始地球时由 $-CH_2$ 叠合而成。当时的地球是富含氢的，它使得大部分的碳变成烃，大部分的氮变成氨。木星的大气正是主要由甲烷和氨所组成。

（5）高切尔（1972）认为原始大气中的CO_2和H_2，首先反应生成CO和 H_2O；CO 和 H_2O 再按费—托反应生成甲烷和其它烃。据推测，三十亿年前当地表温度由400℃降至150℃的期间（约十亿年）必然产生过大量的石油烃。石油蒸气在高空冷凝时形成石油雨。

（6）近几十年还出现一些二元论的拥护者。其中有的人（如扎哈洛夫、杜阿耶夫、麦哈杰夫等）主张烃类是深部成因的天然气（CH_4、H_2）与有机质相互作用所生成；有的人（如罗宾逊）认为除有生物成因的烃外，在古老的石油中至少有一部分是非生物起源的。这一部分在二十亿年前可因放射线作用于甲烷、费—托反应或甲基叠合而成。

四、对于无机学说的简要评述

无机学说往往把石油的生成同天体或地下深处的化学过程相联系，然而这些正是人们认识薄弱的环节。因此，难于进行更深入地探讨。无机学说还往往单纯从化学反应式出发考虑石油生成，这就难免脱离地质条件的允许。无机学说把简单的碳氢化合物与复杂的石油等同起来也是有欠妥当的。无机学派津津乐道生命起源于烃，似乎再说石油起源于生物就要犯哲学上的错误。其实，在地球发展的一定阶段由烃生成生命物质，在另一发展阶段又由生物生成烃，这是并行不悖的，是物质螺旋式演化的结果。无机学说所引证的一些具体事例，有些是事实，有些可用有机说加以解释，有些则有失确切。这里毋需一一赘述了。

无机学派普遍认为石油直到今天仍在不断积蓄之中，它的蕴藏量几乎是取之不竭的。在含油远景评价和予测方面，无机学派同有机学派一样地重视储层和圈闭条件，但是前者不承认有什么生油岩，所以毋需考虑富含有机质沉积的存在和分布。另一方面他们却重视深大断裂的作用，认为它是沟通深处与表层的通道，石油正是在深处发源的。

实践是检验真理的唯一标准，就目前的认识看，我们认为能正确反映客观规律并能有效指导生产实际的，与其说无机学说，毋宁说是有机学说。有机学说虽然尚未达到尽善尽美的地步，但对石油的生成和分布，无论在地质或化学上都能做出较为合理的解释。百余年来在有机学说的影响下，人们发现了成千上万的油田。有机学说基于对盆地沉积特征和地质结构的研究，可以对石油的生成和聚集条件做出远景评价，进而为勘探布署指出方向。我国大庆油田地处平原，既无地面油气显示，也无通达基底的深大断裂，这样的地区若按无机观点岂不要推迟发现么？

应该指出，并不排除在自然界也有非生物起源的烃类，特别是气烃。但是无论如何具有工业价值的石油其主体应是有机成因的。

第七章 石油的运移

第一节 运移作用概述

运移作用是指石油（及天然气）在地下因自然因素所引起的位置转移。按照时间顺序，把石油从细粒的生油岩中向外排出过程叫初次运移，这种排出通常是指向相邻的粗粒储集岩的，但有时也可能是其它导运通道，如不整合或断层。石油脱离母岩后在储集岩内部的传导过程叫二次运移。此外，石油形成聚集之后，如果再次发生运移，有时称之为三次运移。按照运移的方向又可分为旁侧运移和垂向运移，或者顺层运移和穿层运移。

石油在地下是否存在运移是有过争论的。比如，四十年代时，卡里茨基就积极主张石油原地生成说，也就是发现石油的地方就是生成石油的地方。他认为砂岩中的石油是其所含的藻类所生成。他甚至认为，正是因为砂岩中生成了石油而具有润滑作用，所以才导致背斜的形成。可是，大量事实表明，石油确实可以发生运移。现举数例如下：

（1）地表渗出的油气苗显然要经过运移才得以出现的。

（2）采油时从很小的井孔可以流出大量的油气。墨西哥黄金巷油田的最高产油井初产量可达每日37140t，在美国和加拿大有的超巨型气井日喷气数千万立方米，最高纪录到$77\times10^6m^3$。这必然是油气通过运移从四面八方汇流向井底的。

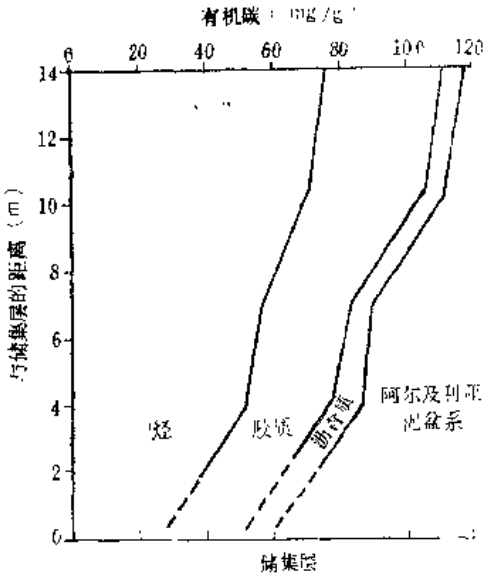


图 7—1 阿尔及利亚邻近储层的泥盆纪页岩其抽提物组成的含量变化
（据 Tissot等，1971）

（3）有限的油田面积内可以拥有巨大的油气储量。例如，科威特的布尔汗油田石油储量为107×10^8t，苏联乌廉戈依气田天然气储量为$4.5\times10^{12}m^3$。这也必然是油气通过运移从广大范围内聚集起来的。

（4）在采出的石油中可以找到老于储层时代的孢粉。例如，柴达木冷湖四号油田的中新统中的石油含有渐新统中的孢粉。这是石油从深处向上运移时携入的。

（5）油藏中油气水按比重而分开的现象，只有通过层内的运移才能实现。

（6）生油母质是分散在生油岩中的，母质所生出的石油只有经过运移才能进入并浓集在原始有机质贫乏的砂岩之中。

（7）在纵向和横向上，石油在成分和数量方面所表现出来的许多规律性变化，正是运移的结果和轨迹。例如，石油中的卟啉、蜡质等，可沿运移的前进方向递见减少。宏观上油气水的差异聚集分布也是在运移的背景下发生的。（图 7—1）表明，由于发生了初次

运移，所以离储层越近，生油层中的烃含量越少。

综上所述，运移是不容否定的。可是，由于初次运移在解释上仍有许多困难，所以不断有人想从砂岩生油的主张去寻求出路，但又不否认砂岩本身中的运移。韦贝尔(Вебер)根据自己对现代沉积的研究指出，只要条件适合，砂岩和粉砂岩也可含有丰富的有机物质，因此，生油岩石与储油岩石可以复合在一起。安德列耶夫（Андреев, 1968）认为，从沉积物的沥青含量和成分看，砂质沉积较泥质沉积更可能是生油的。马丁（Martin, 1969）研究了湾岸地区渐新统弗里欧组后认为，该组中的石油母岩就是有时成为油层的砂岩。帕拉卡斯（Palacas, 1972）等对弗罗里达州柯塔瓦切湾159个沉积物样品分析后（表7—1）认为，砂层平均含沥青20ppm，泥层含沥青170ppm，虽然前者为量不多，但只要一小部分转化成石油就可为油藏提供足够的油源。按他们的推算，泥岩占沉积岩总体积的一半，泥岩平均含烃200ppm，其总量是为储层石油的60倍；这样，只要泥岩排出3.3ppm的烃到储层去，即满足世界石油储量。推而论之，如果砂岩中的油是自生的，以砂岩占非储层体积一半计，那末砂岩只要含有6.6ppm的烃即满足世界石油储量。所以，他们认为砂岩不仅是潜在的储集岩，在适当条件下也是重要的母岩；从砂层 C_{19-32} 正烷烃奇偶碳分子分布之平滑看，比泥岩更接近于石油，可能就是石油中高分子烃的来源。他们并不排除泥岩也可以生油。有些野外观察似乎也支持砂岩可以生油。得克萨斯州米特列斯油田以灰色砂岩产油，砂岩上下均为硬石膏和红色页岩。美国还有一些夹于厚层石膏中的砂岩油藏，想必石油生自砂岩本身。

表7—1

	泥	砂
有机碳	3.6%	0.15%
沥青	170ppm	20ppm
烃/沥青	50%	22%
CPI	8	1.9
沥青/有机碳	0.5%	1.3%
母质	陆生植物	海生生物

由以上看来，砂岩生油有一定现实性。但是砂岩中浓度很低的烃难以形成富集，因而在构成油藏中一般不会占有重要份额。泥岩所含有机质的丰度和总量都是最多的，泥岩是众所公认的最重要的生油岩类型。因此，初次运移是不能回避的问题。

第二节 初次运移

初次运移问题是有机成因说不可分割的组成部分，任何有机成因方案如果不能同时解决好初次运移问题，终将是功亏一篑。初次运移却又正是有机成因研究中的薄弱环节，以致常常成为无机学派攻击的把柄。近年来，随着晚期生油主张的确立，如何建立与之适应的初次运移理论越发受到人们的关注，因而在这方面的讨论是相当活跃的。问题主要涉及初次运移的因素，初次运移中油气的相态，以及初次运移发生的时间等。

一、引起初次运移的因素

1．压实作用

引起流体从母岩向储集岩运移的主要原因就是压实作用。压实是上覆沉积负荷不断增加所造成的。砂质沉积由于质点坚硬，在压实过程中主要表现为颗粒的再排列，所以压缩性小，并且体积的压缩很快就趋于稳定。这可从孔隙率的变化上得到反映（图 7—2）。贮存在砂岩孔隙中的流体一般只承担负荷压力的较少一部分，通常接近于静水压力。泥质沉积具有可塑性，在压实过程中除颗粒再排列外，还伴有颗粒本身的变形，所以压缩性大，并且压实持续时间久。贮存在泥岩孔隙中的流体在压缩时要承担负荷压力中较大一部分，即除静水压力外还分担部分静岩压力，所以流体压力通常大于静水压力。这样，在瞬间压力差的作用下，将迫使流体从泥岩沿压力梯度降落方向流入相邻的砂岩，以取得压力均衡。

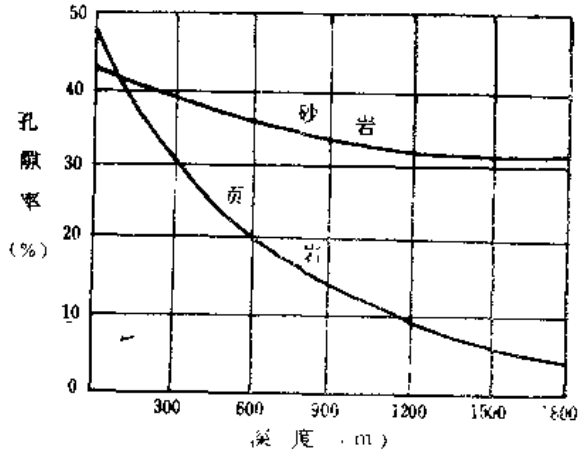


图 7—2 砂岩和页岩孔隙率随深度的变化
（引 Athy，1930）

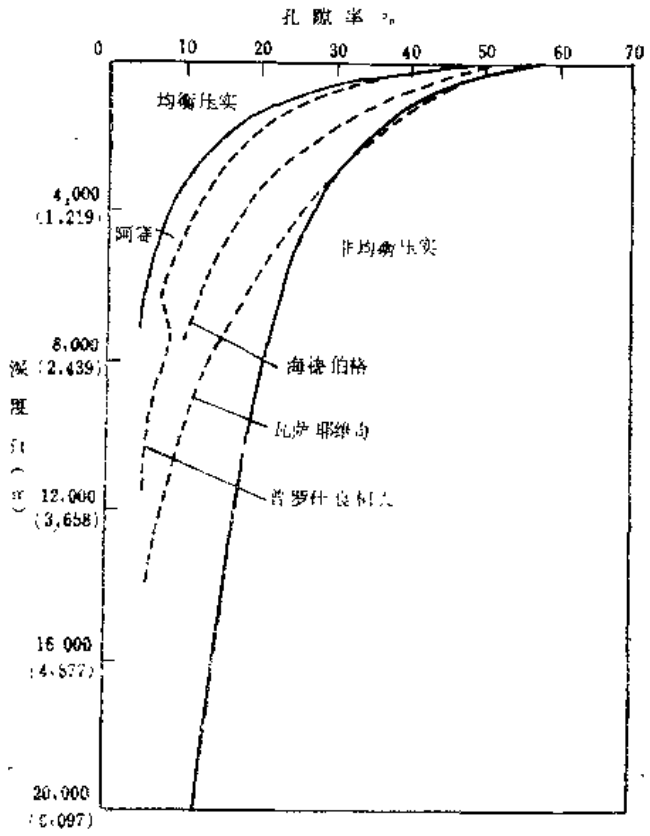


图 7—3 俄克拉荷马（Athy，1930）、委内瑞拉（Hedberg，1936）、湾岸地区（Dickinson，1953）等处页岩孔隙度—深度关系图
阿赛的曲线据古生代页岩绘制，可代表均衡压实，迪更生的曲线据第三系泥岩绘制，可代表非均衡压实

泥岩的排水效率随深度的增加而降低。在均衡压实的情况下，一般在1000m以内为主要排水阶段，至1500m速率明显减缓，再至2000m渐趋于稳定。按照晚期成油说，石油大量生成的门限温度至少要50～60℃，这在通常温梯下约相当1500m。显然，主要生油时期越了主要排水时期。因此，靠均衡压实只能排除少许早期生成的烃和未成熟的石油样物

质。

查普曼（Chapman，1972）首先指出，石油大量生成与流体大量排出在时间上的矛盾可以通过泥岩的非均衡压实作用得到调节。如所周知，均衡压实作用一方面需要负荷压力，另方面还需要相应的流体排出；这样才能使流体压力与静水压力取得平衡。但是对于较厚的泥岩而言（查普曼认为应大于60m），由于传导能力的限制，以致在负荷压力下内部的流体不能及时排出，于是产生了异常高压。这时，泥岩保持了偏高的孔隙率，呈现为欠压实状态，或非均衡压实状态。异常高压可以维持相当长的地质时间，直到释放至静水压力水平。

非均衡压实对初次运移的影响，在于使流体的排出受到不同程度的延缓，这取决于水力传导能力的好坏和超压的增长速率。如果流体的排出正好被推迟到主要生油时期，则将对初次运移起积极作用。就图7—3看，当均衡压实时（最下的曲线），于1500m深处只有6%的孔隙率，而非均衡压实时（最上的曲线），则仍保有25%的孔隙率。这意味着后者仍有相当数量的可做为运移载体的水。迟缓排出的附加效果是使更多的水较长时地处于高温高压下，这将有利于油在水中的溶解。如果水力传导能力极低，致使流体的排出迟缓得近于停滞状态时，则对初次运移只能起消极的阻碍作用。在地质进程中，异常高压迟早要通过各种途径的漏失而释放掉。所以就目前所知，异常高压现象主要出现在第三纪沉积盆地，尽管古生代盆地中也有所发现。

因压实作用而排出的流体，其方向既有向上的也有向下的，同时还有向旁侧盆地边缘的。其分配取决于压力布局。真柄钦次和查普曼在这方面都有专门论述，需要深入了解时可查阅他们的著作。

2．热力作用

随着深度的增加，泥岩将遇到逐渐升高的温度。泥岩中的流体受热膨胀，体积增大，而矿物颗粒受热膨胀，则产生更大的孔隙空间。不过，它们的膨胀系数是不同的。据布瑞德莱（Bradley）的资料，在增温时水和盐水的体积增长分别为颗粒孔隙容积增长的40倍和80倍；油和气更高，分别为200倍和800倍。据保守些的数字，石英的热膨胀为水的1/15（据Skinner，1966），此可做为粘土热膨胀（不易测得）的近似值。即使这样，如果水对岩石颗粒的体积比大于1:15，相当于孔隙率为6%，那么水的膨胀就可超过颗粒的膨胀。

纯水在地面的比容为1，当其埋藏到5000m深处时，按温梯为25℃/km计，则比容将增至1.05（图7—4），也就是说体积要增长5%。实际上，由于地下水常是含盐的，并伴有油气，况且地温梯度也常大于列举数值，所以体积的增长远不止此数。这部分由热膨胀而多出的孔隙流体在水力传导条件好时必将及时向外排出；在水力传导条件不好时，则将转化为异常高压，推迟排出。

伴随温度的升高，泥岩中的有机质将降解出液态和气态产物。这一过程本身就是引起流体体积或压力增加的因素，从而产生排出的潜势。按照蒙培尔(Momper，1978)的估计，有机质转化出的液态物质占达原始有机质体积的25%气态烃的体积远远大于此数。这些产物尤其气体具有很大的热膨胀系数，在温度进一步增加时将继续发生体积或压力的增长。斯纳尔斯基（A. H. Снарский，1970）认为这种压力一旦超过岩石机械阻抗便可形成微裂缝。这时，流体将循之逸出，直到压力减小到使微裂缝重新闭合。通过微裂缝这样反复张合，烃类就不断从其生出的地方析出。蒂索曾用实验证实了微裂缝发生的可能性。这种机制

对碳酸岩生油岩可能更有意义。

温度的升高从许多方面促进初次运移。除前面提到的外，温度有助于解脱烃类被吸附，有助于降低流体粘度，有助于降低油水间界面张力，在主要生油深度范围内还有助于气烃的溶解，以及有助于烃在水中的溶解。

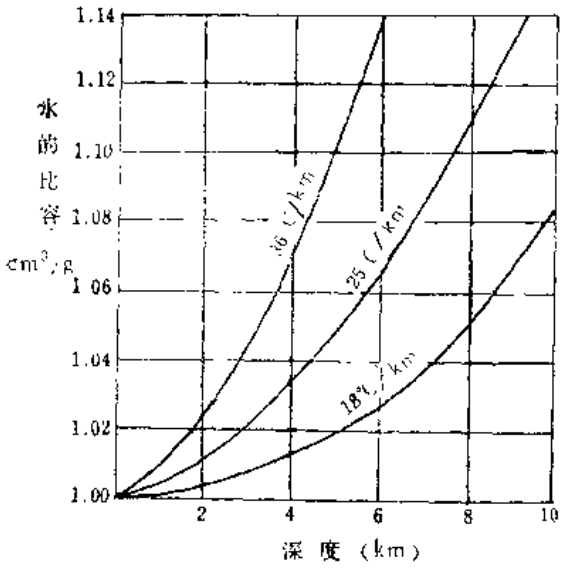


图 7—4 在三种地温梯度下，正常压力带水的比容-深度关系图
（据 真柄钦次，1974）

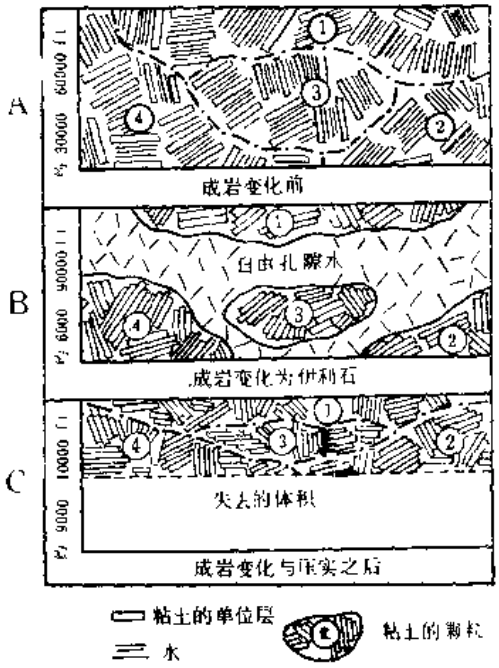


图 7—5 蒙脱石成岩脱水变化示意图
（据 M.C.Powers,1967）
图中1ft = 0.3048m

3．粘土脱水作用

为了解决泥岩早期排水与石油晚期生成的矛盾，粘土的脱水作用曾一度受到很高的评价。

随着埋藏的加深，泥岩不仅发生机械的压实，并且其粘土矿物还要发生成岩变化。关于粘土的成岩作用，粘土矿物学家尚有许多争论。但粘土的脱水似乎是公认的事实。

泥岩中常见的粘土矿物主要为蒙脱石、伊利石和高岭石。海相条件下，大多以蒙脱石和伊利石占优势。泥岩中的粘土矿物颗粒由若干粘土单层的层组（结晶）所组成，我们可借用鲍尔斯（M. C. Powers）的粘土成岩变化示意图（图7—5）看到这种情况。对于非膨润性粘土，如伊利石和高岭石，吸附水可以存在于各层组或颗粒之间，对于膨润性粘土的蒙脱石，吸附水不仅存在于层组或颗粒之间，而且还可存在于单层之间，单层的数目比颗粒和层组的数目大得多，所以蒙脱石所吸附的水量也大得多，其中主要是层间水。据沃纳（Warner，1964）计算，蒙脱石、伊利石和高岭石的比面分别为800、90和15m^2/g，而蒙脱石的内表面积远大于外表面积，它们的比面分别为700和100m^2/g。这就决定了蒙脱石向伊利石的转化为一脱水过程。

对于粘土成岩脱水阶段的划分存在一些原则性分歧，好在都承认在埋藏晚期还有机会形成脱水高潮。这正是探讨初次运移中所关心的。

据佩里和豪尔（Perry and Hower，1972）对湾岸地区浅层粘土研究，从未见到单纯的蒙脱石相，蒙脱石总是和伊利石成不同比例的混合层，通常占70%以上。他们将脱水分

做四段（图7—6）：第Ⅰ阶段属早期脱水，由于压实使粘土脱出大部分孔隙水以及多于二层的层间水；第二阶段由于温度增加，蒙脱石发生无序崩解（所生成的伊利石以无序方式散布于互层中），伴有一次脱水高潮；第Ⅲ阶段为有序崩解，又有一次脱水高潮；第Ⅳ阶段为剩余蒙脱石的有序崩解，直至全部成为伊利石，但是其速度是极其缓慢的，实际上已接近于停滞。晚期二次高速脱水出现在2000m左右，可延至5000m或更深，依地温梯度而定。

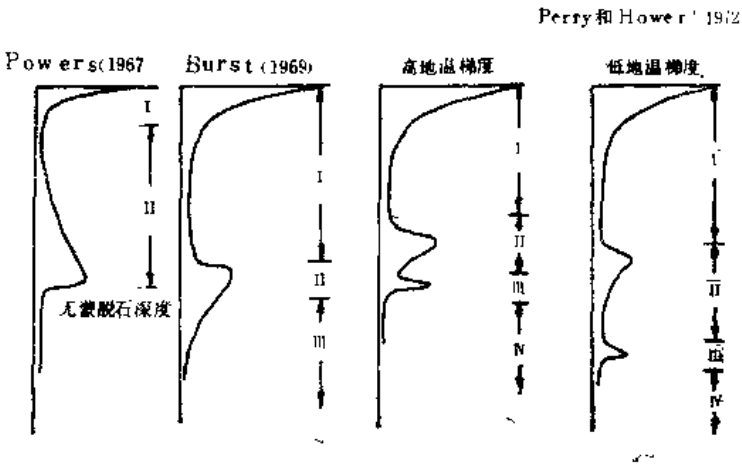


图 7—6　粘土成岩脱水的阶段划分
（据 Perry and Hower, 1972）

假若浅处蒙脱石含量占混合层的75%，经晚期脱水后仍有20%残留，那么整个成岩转化中将有55%的蒙脱石释放出层间水。如果某沉积物含有80%的粘土级（<5μm）矿物，其中75%为混合层，又知蒙脱石含有二层层间水时水的重量约占其20%（据蛭石的研究），它们将在晚期全部脱出；这样，沉积物脱出的层间水总量应为：1×80%×75%×55%×20%，即为沉积物原重量（除去孔隙水）的6.6%。以岩石的密度为2.5g/cm³计，释放出的层间水量为：6.6%×2.5，即为沉积物原始体积的15.5%。

总之，在埋藏的晚期由于粘土矿物的成岩转化，将有占被压实沉积物体积10～15%（据J. F. Burst）的水从层间释放到孔隙空间成为自由水。它们在负荷压力下势必要向外排出。

粘土晚期脱水的临界温度各地有所差异，这大概是由于粘土的成岩除温度外尚有其它因素，如压力、时间、离子交换、孔隙水成分等介入的缘故。亨特认为80～120℃可适合于大多数地区。伯斯特的概括为90～110℃。这样看来，脱水与成烃高峰时期是能呼应的。晚期脱水对初次运移的重要性也正在于在关键时刻提供了运载工具——孔隙水。当然，水的排出仍主要靠压实。

层间水的排出还有如下好处：（1）这种再生的孔隙水矿化度低，具有较高溶解烃能力（Карцев, 1971）；（2）层间水脱出后颗粒体积减小，改善了孔渗性能，便于流体排出（Cordell, 1972）；（3）蒙脱石转化为伊利石减少了对有机质的吸附能力（Grim, 1953）。

鲍尔和伯斯特分别提出层间水的密度为1.4和1.5g/cm³，比孔隙中的自由水大，因而脱出后必将发生体积膨胀。如果确是如此，就有可能助长异常高压，并直接促进运移。但

是，由于有关层间水的高密度值大多是计算得来而非直接实测，所以其可靠性受到马廷等人的怀疑；而认为可靠的密度值却小于 1g/cm³。最近亨特（1979）也表示，以往文献中所提粘土脱水引起异常高压的说法都是错误的。

综上所述，粘土脱水有可能为初次运移提供有利因素，但未必是主要的，更不是唯一的。地跨美加两国的威利斯顿含油盆地几乎不含有蒙脱石（Dow, 1974），日本上第三系生油岩也没有足以形成补充水源的蒙脱石—伊利石转化（田口雄一，1975）。对于粘土矿物很少的碳酸质生油岩也遇到类似情况。这样，就使得粘土脱水的意义更加局限了。

更致命性的争议是，有人认为伊利石与蒙脱石比例随深度的变化是沉积环境的不同而不是成岩变化的结果。厄尔德曼（Erdman, 1977）最近声称他对北海第三系粘土的研究可以证明这种看法。粘土矿物学家将就此做出如何结论，只有拭目以待了。很可能两种情况都是存在的。

4．其它

早在三、四十年代就有些人（如McCoy）企图通过实验证明毛细交替作用的存在。毛细交替是指砂岩中的水通过毛管作用替换出泥岩中的石油。可是正如索柯洛夫指出的，实验所用的饱含石油的泥岩在自然界很难出现，因为油珠既难通过毛管喉道，更难达到饱和程度。再者，交替现象可能不只是由于毛管作用，比如由于粘土对水比对油的吸附力强，也可将油驱出。

胶结和沉淀可使孔隙度减小，从而迫使石油排出。但是泥岩渗透率很低，难以得到外界溶液的补充，所以意义也是有限的。

扩散作用只要有浓度差就能发生。扩散作用对气体尚有一定意义，但对石油而言则是完全可以忽略不计的。

构造运动所产生的动压力肯定会影响到沉积物的原有压力结构，进而影响到运移，但这方面的研究太少了，更难予以定量。

渗析作用不仅有争议，即使有也是微弱的。

概括说引起石油初次运移的因素可能很多，但以压实作用最为重要，而当埋藏到较大的深度时，温度可能成为另一重要因素。至于其它，一般只有局限或局部意义。

二、石油初次运移的相态

石油在初次运移过程中呈现什么相态，一直是含混不清的，各家众说纷纭意见不一。看来，最终的趋势将是由互相争论走向互相补充，当前的主要争论是水溶说与连续油相说。

1．油相

在压实的晚期，泥岩孔隙中所剩下的自由水已经不多了，而且大部分呈现为结构水。所谓结构水是指粘土矿物表面的水分子其氢端与矿物相结合，构成规则排列的水（图7—7）。结构水在矿物表面1nm以内，其粘度显著增加，显示近乎固体的性状。在上述情况下，孔隙中很少有能流动的水可资利用。而此时的石油则有可能达到使其流动的临界饱和度，于是在压力作用下可呈连续油相排出母岩。生油期间所生成的CO_2溶解到油里还可以降低油的粘度，增强其流动性（Monpen, 1978）。油的临界饱和度在砂岩中是20%左右，在泥岩中据迪凯（Dickey, 1975）估计，可能降到10%以内，这是因为泥岩可以部分地亲油。

现已知道，在富含有机质的泥岩中，油和有机质可以占据很大部分的孔隙空间，并且蒙盖着大部分的矿物表面，沿层面尤其如此。因而，使泥岩具有很大亲油性。美国云塔盆地

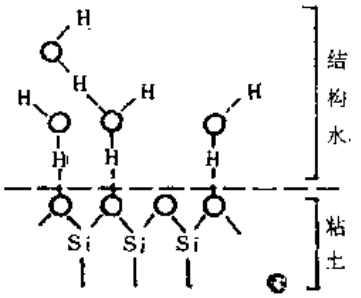


图 7—7 结构水的水分子分布

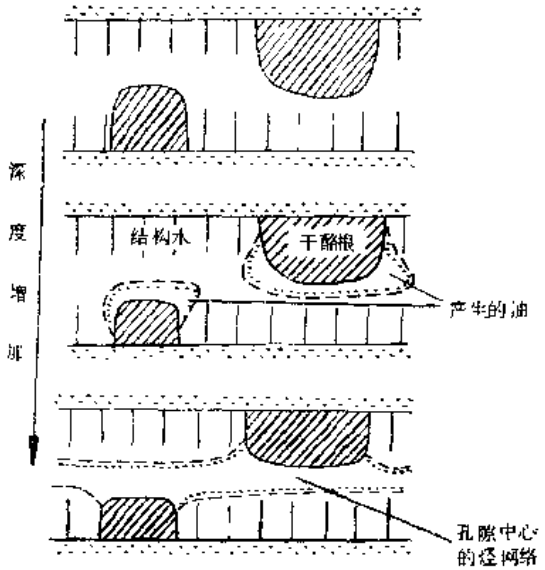


图 7—8 孔隙中心烃网络的形成
(据 Barker, 1979)

Altamount—Bluebell油田的湖相页岩就是典型例子，在该页岩中水反而可能是不连续相(Meissner, 1958)。据经验估计，孔隙完全油湿时所需要的最低有机质含量为30% (Byramjce, 1967)。在这样的条件下，油可以像水从水湿岩石排出那样从页岩中挤出。

或者，像巴克（1979）提出的那样，石油在结构水最弱的孔隙中心形成烃的网络（图7—8)，然后再在流体热胀和油气生成所造成的压力下挤出孔隙。看来，这种机制并不需要使油达到临界饱和度。

但是，事情并不这样简单。我们还得考虑不利方面。其一、母岩中的石油要成为连续油相必须经过由分散到集中的过程。当油珠通过细小的毛细孔道时将遇到很大的阻力，如图7—10所示，在油珠开始挤入孔隙喉道时，向下的毛细压力大于向上的毛细压力，其差值为$2\delta\cos\theta\ (1/r_t—1/r_p)$。只有得到克服这一差值的外力才能使油珠通过喉道。这种外力可以是浮力，也可以是各种原因造成的水压力。然而，无论如何喉道越窄阻力必然也越大，因而逾越也就更加困难。其二、成油深度上的泥质岩石其孔隙直径大多小于5nm（图

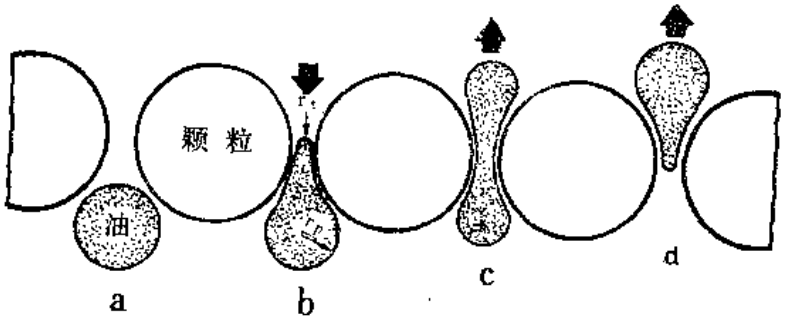


图 7—9 油珠在亲水颗粒间运移示意图
r_t为喉道半径，r_p为孔隙半径
(据 Berg, 1975)

7—10)，而油珠的直径据韦尔特(Welte)估计应在1～100μm之间，即1～10^4μm之间。所以微小的孔隙很难允许油珠通过。其三、油相的出现还有个解脱吸附的问题。菲利比(1974)指出，只有在成油晚期形成的石油达到了一定数量之后，比如绝对含量700ppm，才能解脱有机质的吸附成为单独的油相。蒙培尔提出，大规模的油相运移只有当有机质产生了850ppm的可抽提物时才能开始。最后，石油在孔隙中要达到20～30%的临界饱和度，则必须母岩体积的7·5%为有机质并转化为石油（McAuliffe, 1970)，这实际上是难于达到的。

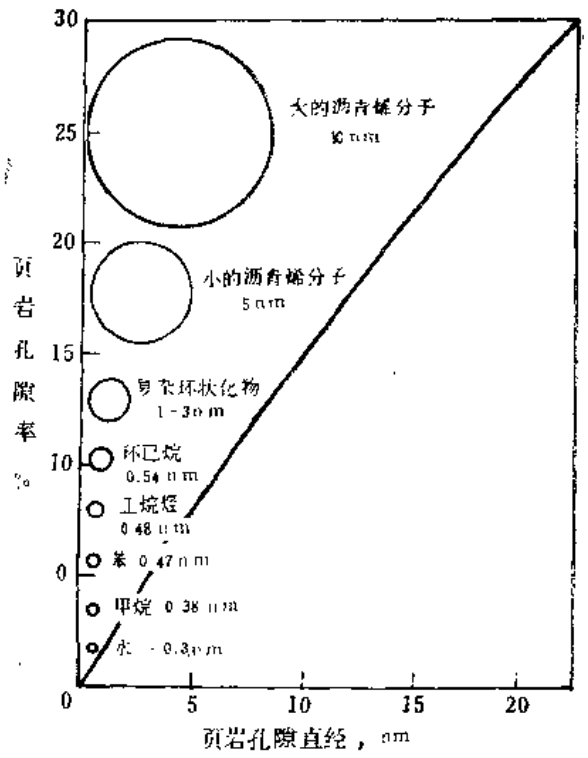


图 7—10 页岩孔隙率与孔隙直径的关系
(据 Welte, 1972修改)
1nm = 10^{-9}m = 10^{-3}μm = 10Å石油中的烃分子一般<2nm

所以，呈油相运移虽然可能是重要的相态之一，但也并不是可以无条件进行的。根据真柄钦次的分析，中等压实程度最适于油相运移；而压实的初期，油的相对渗透率低，不利于油相运移；压实的晚期泥岩绝对渗透率低，也不利于油相运移。

值得注意的是，有越来越多的人相信石油可以通过微裂缝而以油相运移。前曾述及，泥岩可因流体热膨胀所产生的压力而形成微裂缝，它比孔隙通道要宽大得多。这样，就把油相运移延伸到更大的深度。

再一值得注意的动向是：有些人提出母岩中的残余有机物可以做为石油运移的介质。这些有机质在水湿页岩中形成憎水的连续网络，而由有机质生出的石油就可以沿着这个有机网络运移出去，与水的任何运动不发生关系。这有时被形象地称做烛芯假说。其实，这一思想早在五十年代末就被希尔提出了。七十年代受到希考克、菲利普等人的支持。最近，更受到麦考利夫(McAuliffe,1978)的积极鼓吹。麦氏曾用扫描电镜观察去掉矿物质的有机质，发现它们呈现为三维空间的连通网络，而这样的网络可以存在于含有机质仅1～6%的页岩之中。网络在顺层方向的发育一般是相当完整的，而在第三度空间上只有少数内部连接。含有机质0·5～1%的页岩已处于生油岩低限；对于它们，与其说是不能生油，毋宁说是不足以形成三维连通网络。麦氏估算，油在有机质中的饱和度达到2.5～10%时，就能解脱吸附而发生流动。导致油流动的压力差可来自压实作用、油气生成作用以及流体热膨胀作用等。不过，拥护溶解运移的普赖斯（Price, 1976）认为多数页岩中的有机质不足以形成干酪根的网络。

总的说来，微裂缝和有机网络可以在一定程度上缓和油相运移时所遇到的阻碍，从而为石油呈油相运移增添了新的希望。

2．乳油液

采油时的油田水常呈乳浊液，所以人们早就联想到把乳浊液也列为初次运移的相态。卡特米尔（Cartmill，1976）指出：如果石油呈油相运移很难解释为什么在石油从母岩到储层的通路上没有残余油的污染痕迹。他推测，在高温下随着油水表面张力的接近，可能会出现各种油水混合的分散相。并且这时相间表面张力之低是以使流体通过细小的毛管。前曾提到，主要生油阶段泥质岩的孔隙大多小于5nm，而天然乳浊液中的油珠直径，据吉尔金松（Jirgenson，1962）等人的资料为1～50/m。所以，如果孔隙太小乳浊液通过就越麻烦。在自然条件下，什么因素可以造成乳浊液也并不是很清楚的。这样看来，呈乳浊液运移的现实性是很值得怀疑的。

3．胶体溶液

化学上把分散粒子直径$<10^{-7}$m的叫真溶液，把$>10^{-7}$m的叫乳浊液，而把介于其间的叫胶体溶液。胶体溶液的分散粒子不是单分子，而是分子聚合体，有别于真溶液。

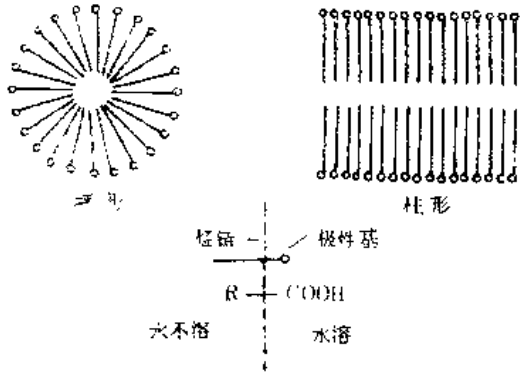


图 7—11 胶粒的结构
（据 Baker，1959）

石油在水中呈胶粒（亦译做胶束）状态运移最早是由贝克（Baker，1959）提出的，随后又有一些人介入这一研究。七十年代受到科德尔的积极支持，并试图引伸到晚期的初次运移。

贝克认为皂胶粒对烃有增溶溶解作用。皂是有机酸盐。当皂分子达到一定浓度后就可在水中形成胶体聚合体，这就是胶粒。单个皂分子一端为较长的烃链或其他烃构型，另一端为官能团构成的表面活性极基。由于前者憎水，后者亲水，所以在水中以其极性端朝外面呈定向排列（图7—11）。由于胶粒内部是视油的，因而可以将中、低分子烃吸附并裹携在胶粒之内随水一起运移。这样胶粒就提高了烃的视溶度，而胶粒化合物就被视做烃的增溶剂。据贝克的实验，皂浓度为0·05%时可在常温下运移5～10ppm的烃。依此类推，浓度为5%时则可运移500～1000ppm的烃。乌斯宾斯基（Успенский）也曾指出，水中只要有少量的皂，就可增溶溶解10～100倍的烃。实验表明，增溶的烃量与溶液中皂胶粒的浓度成正比。据信，生油岩中的一些极性化合物，如环烷酸、脂肪酸、脂醇和胺等，都可形成胶粒。卡尔采夫在地层水中分析出的皂浓度最高可达5g/l，相当5000ppm。

温度和压力对胶粒的形成和增溶溶解作用的影响研究得还不够。概括说，温度超过某一临界值时可使胶体溶液变为真溶液，如欲维持原状则需提高胶粒浓度。不过，某些种类的胶粒在低温范围内可以出现温度升高临界浓度反而有所下降的现象。另外，温度升高可能会降低胶粒对烃的吸附，从而降低增溶效果。压力增大可提高增溶溶解能力，但又不利于胶粒本身的形成。科德尔认为温度和压力无论如何也不会对皂胶粒运移造成严重影响。泥岩中常有的还原条件和碱性pH值，较低钙镁含量的重碳酸钠型水，以及适当的水的盐度，都有利皂胶粒的形成。

载有烃类的胶体溶液进入储层或进入圈闭，由于环境的变化可能引起胶粒的破裂，进而使烃解脱出来。导致胶粒破坏的因素被提到的有：皂的稀释，与高盐度和高含钙水的接触，pH的下降等。至于胶粒本身，则如吉尔金松等指出的，只要能将烃链解脱出来就可

成为石油中高、中分子烃的来源，胶粒也可成为石油非烃组成的先体。

皂胶粒运移的机制从理论上似乎无需怀疑，但其在地下出现的现实性却受到许多人的指责。其中主要的有，首先，在200m深处泥岩孔隙直径为5～10nm，而球形胶粒的直径约为6.4nm，柱形胶粒的直径约为500nm。前者虽与泥岩孔径相近，但由于半渗透膜的作用也会阻止其通过。实验表明，渗透率小于$987\times10^{-3}\mu m^2$的粉砂质泥岩，可以阻止皂溶液的穿过。看来在深处确实存在一定困难（柯德尔将此寄希望于微裂缝和蒙脱水引起的孔隙增大）。其次，形成胶粒所需要的皂量依温度而不同，约为600～6000ppm（Kennedy，1963；Zhuze，1971）以环烷酸钠为例，在25℃时须500ppm（Price，1978），在90℃时须8300ppm以上。而地层水一般只含2～30ppm的有机增溶剂。另据特拉菲穆克（Трафимук，1977）报导，苏联大部分地层水的有机酸含量平均为0.01g/l，而形成胶粒则需几g/l。如是，能满足胶粒临界浓度的情况是少见的。麦考利夫（1979）认为，若生油岩含有1%的有机质，孔隙率为25%，含烃660ppm，那么必须要有18%的有机质全是胶粒才行；这在自然界是不可能的。其它，运载水和增溶的烃量似乎也都太少了。总括看来，呈胶粒运移即使有，恐怕也只有局限的意义。

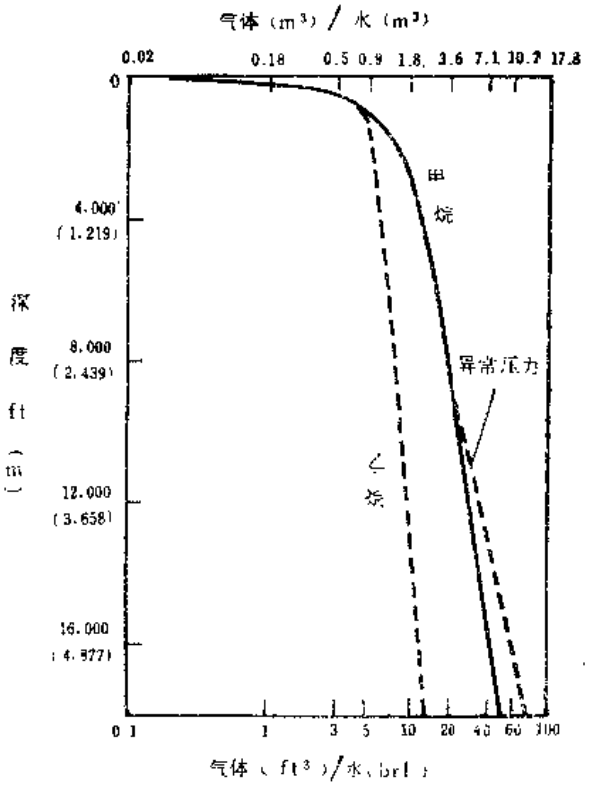


图 7—12 甲烷和乙烷在蒸馏水中的溶介度与深度关系

图中1ft = 0.3048m.
设温梯为2.7℃/100m

1．真溶液

在标准状况下（STP）甲烷的溶解度大约是25ppm。随着压力的增大，甲烷的溶解度迅速增加，如图7—13所示。甲烷在2500m深处的溶解度大约比在地表高100倍，6000m深处大约高300倍。日本开发的水溶性气田实际上就是蕴藏在承压水中的甲烷。乙烷在标准状况下的溶解度本来高于甲烷30%左右；在35×10^5Pa下二者大致相等；在高压下乙烷溶解度反较甲烷低的多。就整个天然气在水中的溶解情况而言，曲线将分布在图中实线的偏左方向，具体取决于所含重烃的比例。呈溶解状态运移对天然气说是重要的方式之一，这是大家公认的。

至于石油能否以水溶状态运移，以往一直评价很低（尤其当早期生油说占优势的时候），因为油水基本上是不混溶的。近来的研究表明，不仅石油中的轻组分有不同程度的溶解性，在高温下重组分也有一定的可溶性。所以，人们又重新评价石油的溶解运移。

表7—2列举了主要石油烃在标准状况时的溶解度。概括说，不同族烃的溶解度是烷烃＜环烷烃＜芳香烃，同族烃中分子越小越易溶。烃类混合物的溶解度比单个烃的溶解度总和约低50%；这表明在溶液中烃类有彼此取代的趋势。

外界因素中以温度对液烃的溶解影响最大，而压力则几乎无影响。如果水中饱含以气

表 7—2 烃在水中的溶解度

名　称	溶解度 ($g/10^6g$)	名　称	溶解度 ($g/10^6g$)
甲　烷	24.4	正辛烷	0.66
乙　烷	60.4	2，2，4—三甲基戊烷	2.44
丙　烷	62.4	环戊烷	150
正丁烷	61.4	环己烷	55.0
异丁烷	18.9	甲基环戊烷	42.6
正戊烷	38.5	甲基环己烷	14.0
异戊烷	47.8	苯	1780
正己烷	9.5	甲苯	538
2—甲基戊烷	13.8	邻二甲苯	175
2，2—甲基丁烷	18.4	乙苯	159
正庚烷	2.93	异丙苯	53
2，4—二甲基戊烷	3.62		

（转引自 Hobson, 1975）

体，将不同程度地降低对液烃的溶解性。据普赖斯（1976）的研究，烃的水溶性随温度之上升起初是平缓增长，而达到100℃时则急骤增长。据他推测，这是由于分子聚合体在高温下被解体而成为真正分子溶液所致。另外，也可能与水的集束结构有关，后者在低温下很普遍，在高温下将被破坏而解脱，从而更多地溶解一些烃。图7—13是几种石油在温度增加时的溶解度曲线。其中1、5是全油，2、3、4、6是拔顶原油，相当于比重大于0.9的重油。由图可见，当温度从25℃升高至180℃时，石油的溶解度将增大20～80倍，即达46.1～446ppm。在此增温范围内，拔顶原油的溶解度增加25～90倍，即达44.1～290ppm。可见，温度，特别是高温的影响是至为明显的。西蒙年柯（Симоненко, 1974）也观察到

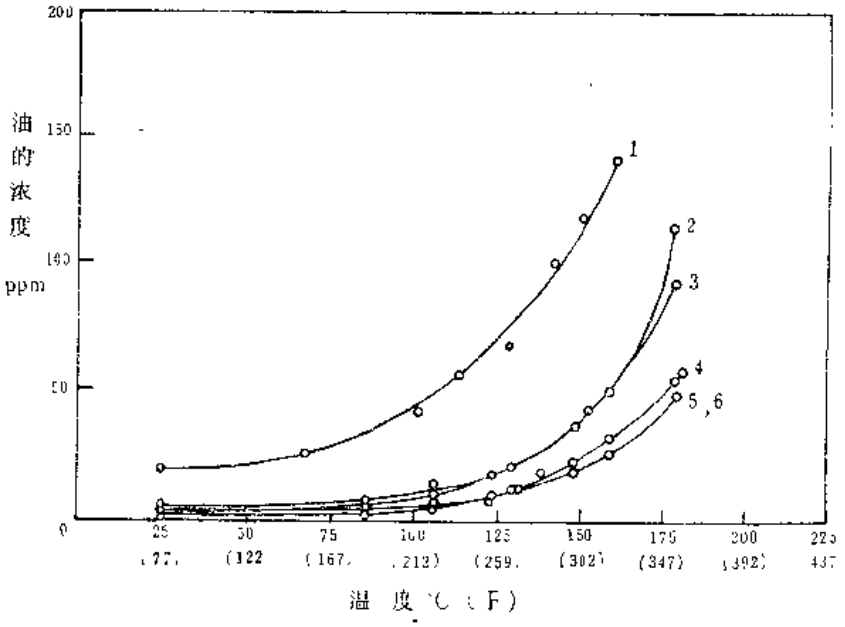


图 7—13　二种全石油（1、5）和四种拔顶石油（6、3、2、4）在水中溶解度随温度的变化
（据 Price, 1976）
拔顶温度为200℃

了类似的结果，即在80～150℃时石油组分的溶解度有一个明显的增长。不过，他认为这是由于水在超过100℃时失去极性而成为低极性溶剂，以致使水溶解了较多非极性化合物（如烃）的结果。

有机物质中的酸、酮、脂等，与其相应的烃类相比较，在水中有很好的可溶性，它们可以在储层和圈闭中发生向石油的转化。以三土知芳为代表的一些日本学者把此看做是石油初次运移的基本机制。这样可以绕过晚期排烃的种种困难。但这还仅只是个设想，更缺乏定量上的论证。迄今还没有发现含有丰富此类化合物的不成熟油藏。这些极性有机质不仅在生油岩中很少，而且由于可溶于水，故可能未及成烃或未及进入高温带就被驱逐出储层了。然而无论如何，至少对石油中的非烃运移或许是有价值的。

石油呈真溶液运移还必须解决如何脱溶的问题。据认为，被溶解到水溶液中的烃运移到储层后，可因温度、压力的降低和含盐度的增加等环境因素的变化而从溶液中解脱出来。

石油呈真溶液运移也有些困难之处。由上图可见，在100℃时石油在水中的溶解度不足50ppm，1350℃时不足100ppm，温度再高将超出石油生成的温度极限。由于地下水含盐、含气，以及多种烃的共溶，实际数值大概还要低些。柯德尔（1973）根据对湾岸地区西部石油储量与初次运移时泥岩中可流动的流体体积估计，提出烃的浓度必须远远大于100ppm才行。后来迪基（1975）认为由于压实晚期泥岩残留的孔隙水甚少，所以水流中的烃含量至少要10000ppm才行。这也就是说，一方面石油的溶解度偏低，另方面做为溶媒的水量又太少，因而靠真溶液不足以携出大量的石油。再者，呈真溶液运移主要适合于石油的轻组分，可是石油中还含有大量中、高分子烃（$>C_{10}$的烃占70～80%）。从化合物组合上看，当温度升高时N、S、O化合物和芳香烃的溶解度增长最快，这样运移出来的石油中它们的含量本应最多；但是世界上的石油却是以烷烃和环烷烃为主，而芳烃和N、S、O化合物则很少。

由上述可见，石油呈真溶液运移是可以肯定的一种方式。特别令人感兴趣的是，就温度方面说主要生成石油的时期也正是石油溶解度显著增高之刻。但是，在数量上呈溶解运移可能要受一定的局限。

5．气体溶液

在特定的温度和压力条件下，液烃可以溶于气体之中。凝析气田的存在就是明证。意大利的Malossa凝析气田产层深6100m，压力1050×10^5Pa，温度153℃。据推测在这样条件下，直到C_{13}的液烃都可溶解在气体之中。

索柯洛夫（1963）等人的实验也表明，在大约二、三千米深处的温压下，有相当数量的液烃尤其烷烃和环烷烃可溶于CO_2、CH_4以及其它气体之中。在压力很大时，液烃混合物的逆蒸发临界温度要比其单个组分低得多。微裂缝是气相运移最好的通道。也许还是必不可少的条件。气体溶液的形成不仅需要一定的温度压力，而且还需要数十倍于液相的气体。因此，这只能出现于深处。

呈气体溶液运移难于解释的问题：如高分子烃和非烃是不易溶在气体之中的；气泡通过含水孔隙时要遇到毛细压力的障碍；油藏中并非总体有巨量气体的，除非是漏掉了。

6．单分子扩散

扩散是分子本身自由运动的结果。它普遍出现于一切物质中。扩散分子不仅可以通过

气体；而且也可以通过液体乃至固体，不过速率慢得多了。扩散是浓度差引起的。扩散作用强度既与介质有关，又与扩散分子的活性有关。气烃中以分子量最小的甲烷扩散能力最强。随分子量加大，扩散能力减小。气体的扩散强度与渗透强度相比简直是微不足道的。至于液烃的扩散就无实际意义了。所以除了探讨气藏破坏或气体分散晕外，其它场合下很少涉及分子扩散。

综观前述，石油初次运移的相态不是一个孤立的问题，必须结合成油阶段、压实程度、水的丰度、增溶因素、以及温度压力等物理化学条件的变化通盘考虑。做为简要的概括，图7—14所示情况可供参考。

就当前的讨论形势看，似乎拥护连续油相运移者占据主流。然而，任何想把某一机制视为唯一和万能的，都将违背自然界的现实。不同机制依时间和条件的变化将是有机而谐调地发挥着作用，尽管有些细节还研究得不够。另外，石油是成分十分复杂的有机混合物，它的每一组成成分未必都要遵循统一的运移模式从母岩析出。

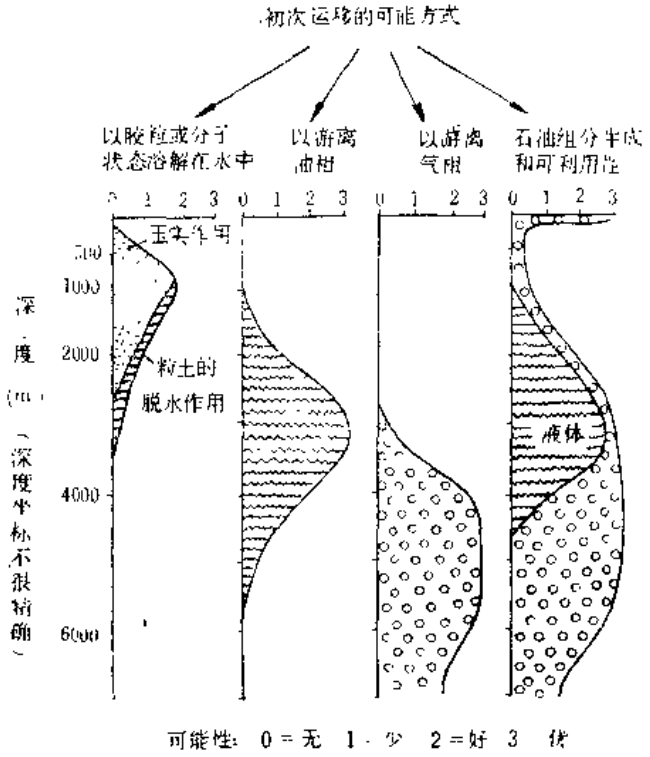


图 7—14 初次运移可能方式的综合图解
（据 Tissot and Welte, 1978）

三、与初次运移有关的若干问题

1．初次运移出来的烃的数量和质量

据亨特等人的估算，储层中的烃量占不到母岩中烃量的百分之一。这就是说，如果考虑损失到其它地方的烃，那么经初次运移出来的烃量最多只占烃类生成总量的百分之几，不超过百分之十。可见，运移效率是十分低的。

石油从母岩析出前后，在质量上也有所变化。由于母岩中物质运移的相对速度不同，

将引起类似于混合物色层效应的分异现象。烷烃被有机质和矿物表面吸附的程度比芳烃弱，更比N、S、O化合物弱，因此将优先析出，故石油的化合物组成一般是饱和烃含量>芳香烃>N、S、O化合物。从图7—15可见，母岩抽提物中以含大量N、S、O化合物为特征，而石油则以含大量饱和烃和芳烃为特征。

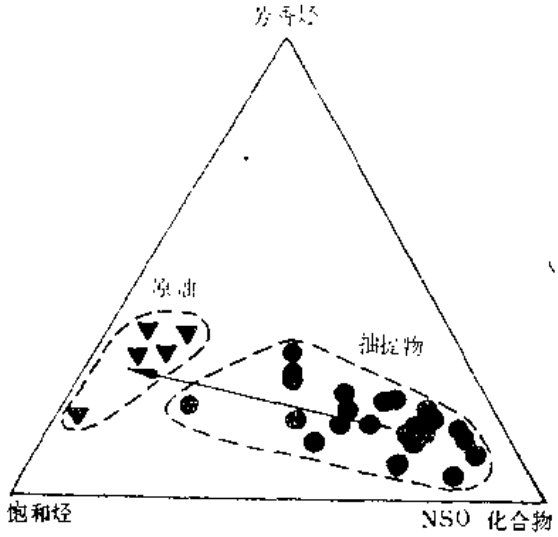


图 7—15 法国帕朗蒂盆地侏罗系原油与母岩抽提物的化合物组成
（引自 Barker，1979）

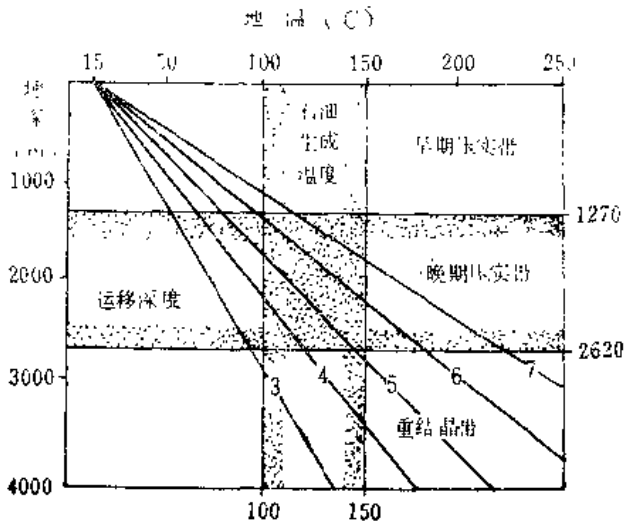


图 7—16 日本秋田（Akita）地区地温梯度对运移的影响
（据 青柳宏一等，1980）

2．压实的阶段性与流体排出

随着埋藏和压实，泥岩的密度变大，孔隙率（或含水量）减小。海德伯格（1930）首先按孔隙率将泥岩压实划分为：机械重排阶段——孔隙率 90～75%；脱水阶段——75～35%；机械变形阶段——35～10%；重结晶阶段——<10%。随后陆续有许多人进行了类似的研究，并给予不同的划分和命名。他们或三分或四分，或用人工样品或用天然样品；然而孔隙率—深度关系曲线的基本趋势是相似的，即由浅至深表征为高速—缓慢—稳定变化。不久前井波和夫和星野一男（1977）按泥质沉积物物理状态将成岩过程划分为：粘性压实阶段孔隙率 80～30%；塑性压实阶段 30～10%；弹性压实阶段 <10%。青柳宏一和浅川忠主张将上述三阶段易名为早期压实阶段、晚期压实阶段和重结晶阶段。早期压实阶段颗粒很少直接接触，沉积物呈粘性流动，主要成岩因素是压实下的颗粒重排，孔隙率80～30%，有大量水被逐出。晚期压实阶段颗粒接触加强，沉积物呈塑性固体特征，主要成岩因素为压实、硬化和矿物转化，孔隙率30～10%，有较少的孔隙水和层间水被逐出。重结晶阶段颗粒互相交代，自生矿物形成，孔隙受到充填，从而构成坚固格架，主要成岩因素是胶结和矿物转化，压实影响微弱，孔隙率<10%，所含水不易逐出，几乎长期被封存。

青柳和浅川认为，在早期压实阶段石油尚未成熟，而重结晶阶段石油难以排出，所以最重要的初次运移发生在晚期压实阶段。根据秋田（Akita）油田孔隙率—深度关系图推测，这个阶段约相当于1300～2600m。日本的中新世沉积石油生成温度约在100～150℃。据此，可绘如图7—16。由图可知，如果温梯为7℃/100m，则初次运移期间的地温为119～223℃，已超出油藏所要求的温度范围，所以形成大油藏的可能性低，但可形成气藏。如

果古温梯为3℃/100m，则初次运移期间的温度为54～93℃，低于生油所需，只能有生物甲烷气藏。如果古温梯为5℃/100m，则初次运移的温度为80～145℃，这种情况下形成大油藏的可能性是很大的。

3．砂岩的厚度和含量与初次运移

据美国7241个砂岩储层的统计，可采储量与砂岩厚度的平方成正比（Curtis等，1960）。这表明砂岩与页岩的接触面积（不是砂岩体积）是控制储量的一个重要因素。接触面积越大，页岩向砂岩的排流效率也越大。但就整个剖面而言，并不能认为砂岩越多越厚越好，也不能认为页岩越多越厚越好。剖面中生储层应有适当配合，以保证有充足的油源供给和良好的排流能力。美国7241个储油砂岩的平均单层厚度约为12m。生油岩的理想厚度，真柄钦次认为平均约为30m。泥岩单层厚度过大，其中间部分的流体不易排出，未必是良好征兆。真柄钦次根据一些统计资料的概括得出：有利含油剖面中砂岩的含量百分数大致在20～60%，中值为30～40%。

4．$C_{烃}/C_{有机质}$出现逆转的意义

如所周知$C_{烃}/C_{有机质}$是代表有机质成烃转化程度的指标之一。这一比值应该随埋藏加深而增大。但是，如果烃在某个深度间段内发生过初次运移，那么，该比值不是减少就是相对不变。图7—18是科德尔据菲利比资料改绘的。如图7—18所示，洛杉矶盆地的初次运移开始于1188.72～1828.8m之间，因为在此间段内比值出现了下降。发生过初次运移的间段

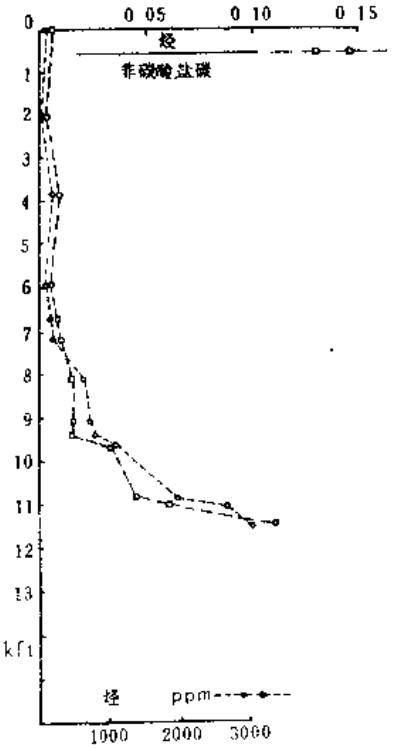


图 7—17 洛杉矶盆地烃含量和烃有机炭的深度变化
图中1kft=304.8m
（据 Codell，1972）
烃的沸点>325℃

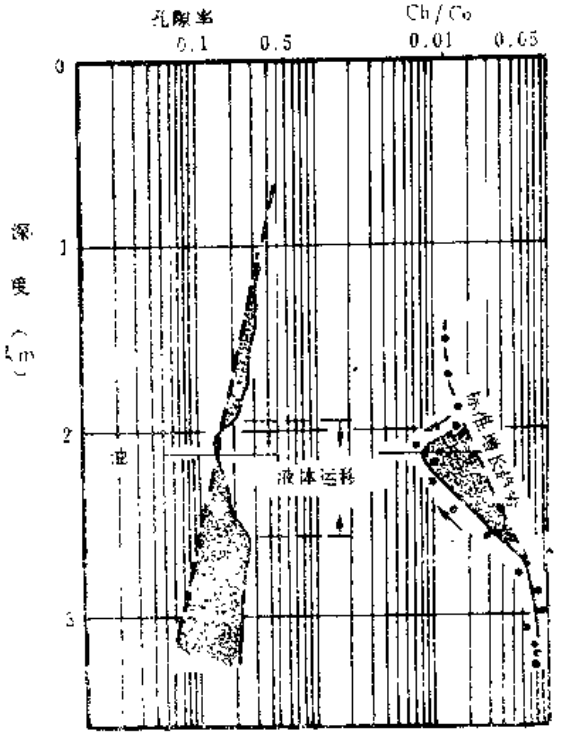


图 7—18 尼日利亚、尼日尔三角洲某钻井剖面中孔隙率和Ch/Co随深度的变化与初次运移的关系
（据 弓田，1977）

继续埋藏到一定深度后，初次运移停止。洛杉矶盆地初次运移变得没有意义的深度为2895.6m。在此深度之下，烃的绝对和相对浓度都增长得很快。这表明烃在继续生成，但由于渗透率和自由水量的严重降低而被保留了下来。由此可见，利用这个比值可以判断初次运移开始和结束的深度。过去我们习惯于把这指标高当做可能生油岩的标志。可是，如果考虑到初次运移作用，那么，就不能这样看待了。而做这种考虑显然是十分必要的。$C_{烃}/C_{有机质}$随深度加大而出现逆转时，表示发生了初次运移。如果地层流体压力梯度也同时显示出相应的异常，那就更证明了上述推断。图7—18为尼日利亚一口井的实例。

5．有效排油厚度问题

由于厚层泥岩的中间部分是欠压实的，其所封存的烃未及排出，所以产生了生油岩有效厚度问题。有些研究者认为巨厚的生油岩只有顶底各二、三十米才是有效的。这是有一定道理的。然而，异常高压是迟早要释放掉的，被封在泥岩中部的流体是否一直保持最高压状态而未经任何释放，也就是说其中流体是否一直就原封未动而没有任何排出呢？这一问题已经提到讨论日程了。

第三节　二　次　运　移

如果说初次运移与石油生成密切相关，那么二次运移则与石油的聚集（即油藏的形成）密切相关。因此，了解石油二次运移和聚集对于指导找油有直接意义。

二次运移是初次运移的接续。但二次运移的传导层主要是颗粒较粗的砂岩。这里孔隙的直径相对较大，又常有降水的不断补给，因而运移条件比初次运移要相对简单些。

一、二次运移的阻力

石油在二次运移中最主要最普遍的阻力就是毛管压力。毛管压力是水润湿系统中（储集层孔隙大多为水润湿系统）毛管油气界面上所产生的指向石油方向的压力（图7—19），其公式为：

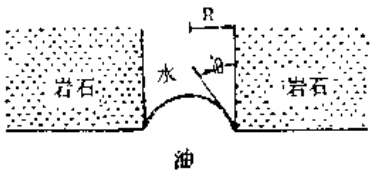


图 7—19　二次运移中的阻力
（据 Purcell, 1949）

$$P_c=\frac{2\sigma\cos\theta}{r_c}$$

式中σ为油水界面能力（10^3N/m）；θ为可湿性，用界面与管壁间夹角表之(度)；r_c为孔喉半径(cm)；P_c为毛管压力（10^3N/m^2）。

由公式可见，三个变量的任何变化都会改变毛管压力，改变对二次运移的阻力。

排替压力（P_d）是指要使一种非润湿性流体（如水润湿系统中的油、气）挤入润湿流体所饱和的毛管中所需要的最小毛管压力。简单说就是石油排出毛管中水所需要的力。只有排替压力大于毛管压力时油才能挤入水所占据的孔道。在毛细管中，排替压力与毛管压力相等。排替压力的大小决定了盖层及其遮挡因素对油气的封闭能力。

岩石的孔隙形态和结构是十分复杂的，并非直筒状的。当石油从大孔隙进入小孔隙，或者穿越孔隙喉道时，将在油体两端形成毛管压差（ΔP_c），公式如下：

$$\Delta P_c=\frac{2\sigma\cos\theta}{r_c}-\frac{2\sigma\cos\theta}{r_p}=2\sigma\cos\theta\left(\frac{1}{r_c}-\frac{1}{r_p}\right)$$

式中r_c为小孔隙或孔喉半径，r_p为大孔隙半径。孔径越小，石油挤入所需的排替压力也越大；而界面张力越小和界面弯曲程度越小，则排替压力也越小。油水界面张力一般为5～35×10^3N/m，气水界面张力范围较窄，一般为20～30×10^3N/m。θ角介于0～90°，>90°转为油湿。

二、二次运移的驱动力

1．浮力

浮力是二次运移中的主要驱动力。物理学上对浮力的定义为物体所排开液体的重量。石油地质学中所谓的浮力习惯上是指油气重量与同体积水重量之差。

油气水的密度范围分别是0.71～1，0.00073（甲烷）～0.5（高压混合气）和1～1.2g/cm³。即然油气水之间存在着比重差异，因而在重力场中油气总有在水中升浮的趋势。浮力的大小与流体的密度差有关，同时还与油（气）柱的高度有关。所以，油水间的浮力实际上就是同高度油柱压力与水柱压力之差（图7—20）。油水间的浮力梯度通常在230g/cm³左右，气水浮力梯度约为其2～5倍，所以气体有更大的浮力。

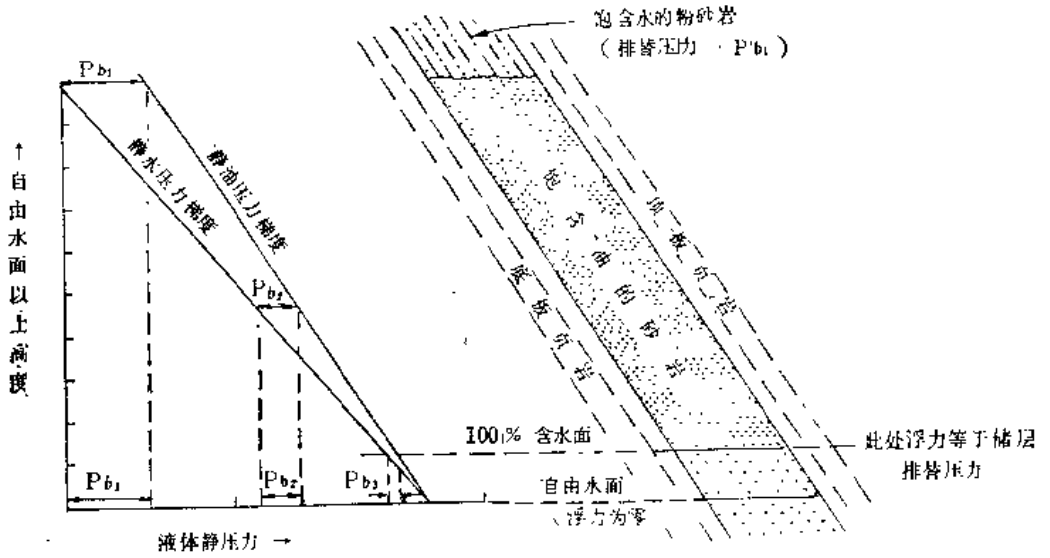


图 7—20 静水条件下石油的浮力

（据 Smith，1960）

浮力的大小可表达为：

$$F=Z\ (\rho_w-\rho_o)\ g$$

式中F为单位面积上的浮力，Z为连续油相的高度，ρ_w、ρ_o分别为水和油的密度，g为重力加速度。

假如储层中连续的油层厚度为1cm，水的比重为1.03，石油的比重为0.83；则单位面积上的浮力$F=1\times0.2$g/cm²$=0.0002\times10^5$Pa。如果油层厚1m，则浮力为0.02×10^5Pa。因此，油层要有一定的连续厚度才能克服毛管压力而浮起。这在实验上也曾得到了证明。

当地层倾斜时，浮力将分解成垂直层面和平行层面的两个分力，后者将推动石油沿地层上倾方向运移。

据计算如果连续油相的厚度为1m，长度为500m，地层倾角为30°，则上浮力约5.6×10^5Pa；若地层倾角为1°，则上浮力约0.17×10^5Pa。如果地层畅通；那么，估计地层只要有 1～2 m/km 的倾斜，石油即可上浮。实际上世界有些大油田的地层倾角很平缓，只有几度，甚至不足1°。不过，地层过于平缓的话，浮力有可能被摩擦力所抵消。

伯格（Berg，1975）提出下式用以确定石油上浮的临界油柱高度（Z_o）：

$$Z_o=2\sigma\left(\frac{1}{r_c}-\frac{1}{r_p}\right)/\ (\rho_w-\rho_o)\ g$$

油柱的实际高度（或油层厚度）超过Z_o时，石油可以上浮；否则不能上浮。据计算，在通常条件下细粒砂岩中油柱高需要3m，中—粗砂岩中需要0.3m。伯格的公式也被用来计算毛管压力封闭时所允许的油藏高度。

由储层底部进入的石油，有些因受毛管压力所阻，停留在底界面上。当油积累到一定厚度足以克服毛管压力时则上升到储层顶面，这个积累过程当然需要浮力以外的外力。如果储层发生倾斜，则石油积累到临界长度时便可靠着沿上倾方向的浮力分力克服阻力前进。自然条件下整个过程是交织进行的。

从页岩运移出来的油粒有些可能渺小到足以在砂岩孔隙中自由流动。只有当凝聚变大时才受到更大的阻力。卡特麦尔和迪基（1970）的实验表明：含油 20～40ppm，粒径为0.5～1.5μm的石油，可以自由地穿过52.311μm^2的砂岩。曾对西伯利亚含油气区的非产层砂岩进行过调查，发现在构造顶部含烃0.08%，翼部含烃为其一半。据认为这些石油是不连续相，以致未能有效地运移和集中。

2．水动力

二次运移是在充水的渗透层中进行的。储层砂岩中的水包括沉积时的残留水，由泥岩挤入的水，以及由地表渗入的降水。

当含水层的供水区与泄水区之间存在高差时，水将沿位能下降方向发生移动，于是便产生了水动力。

以前曾谈到，水在多孔介质中的渗流遵循达西定律，即

$$\frac{Q}{F\cdot t}=K\frac{P_2-P_1}{L\cdot\mu}$$

式中$Q/F\cdot t$的含意是单位时间内通过单位面积的流量，称做水流速，用V表之；（P_2-P_1）/L代表沿水流方向单位距离内的压力降落，称做水压梯度，可用dP/dL表之。这样上式可写成：

$$V=\frac{K}{\mu}\cdot\frac{dP}{dL}$$

由公式可知，水流速是该层渗透率和水压梯度的函数。自然界地层水的流速变化很大，由近于停滞直到每年上百米。

呈溶解相的油气在水动力作用下可随水一起运移。呈游离相的油气在水动力作用下可被推动前进。推动油气前进的水动力值等于连片油气两端的水压差。假设连续油柱的长度为L，其截面积为单位面积；则推动石油顺流前进的水动力P可表如下式：

$$P=L\frac{dP}{dL}\text{或}\ l\frac{d\phi}{dl}$$

由公式可知，水压梯度越大，则水动力作用越大；油柱长度越大，水动力作用也越大。

浮力的作用无需水的流动，可是水的流动却要对浮力作用发生影响。与静水压力下的浮力（P_{bs}）相比，下倾流动时对浮力起消弱作用（P_{bD}），上倾流动时对浮力起加强作用（P_{bU}）。其数量关系如图7—21所示。在石油的流动方向上，当水上倾流动时与浮力方向一致，石油向上倾流动；当水下倾流动时与浮力方向相反，石油或上倾流动（浮力＞水动力，即$F_1>l\frac{d\phi}{dl}$）或下倾流动（浮力＜水动力，即$F_1<l\frac{d\phi}{dl}$）。

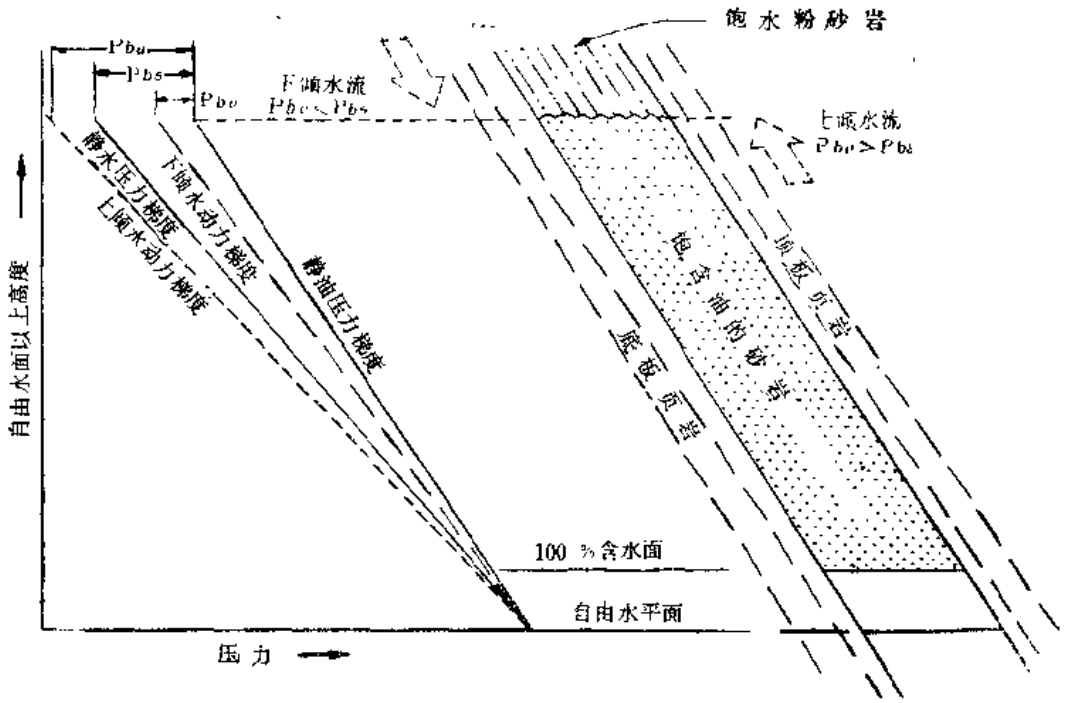


图 7—21 水动力对浮力的影响
（转引自 Schowalter，1979）

如果油气呈游离相运移，还要考虑毛细阻力。这时将出现如下的定量关系：

$$F_1>P_a\pm\frac{d\phi}{dl}\cdot l \text{ 或者 } F_1\leq P_a\pm\frac{d\phi}{dl}\cdot l$$

上式中的（＋）、（－）号分别代表水做下倾流动或上倾流动，p_a代表毛细阻力。

在石油的运移方向方面，当上浮力大于毛细阻力和水动力的代数和时，油气就向上倾运移；当上浮力小于毛细阻力和水动力的代数和时，油气就向下倾流动；当构成等式时，油气就可以聚集起来。

三、与二次运移有关的若干问题

1．二次运移中的相态

游离相是二次运移中的主要相态，前面所讨论的浮力和阻力正是针对游离相提出的。游离相包括可以穿越砂岩孔隙的极细小的分散油粒，据认为它们由于所带负静电荷的互斥作用而不易集聚。

由于浮力的作用，石油在储层中的运移很可能是贴近顶板进行的。这也许是在砂岩中

很少钻遇较高残余油饱和度的原因所在。

呈分子溶液运移被一些人（如卡特麦尔，1976；麦克奥利弗，1979）认为是低效的。与游离相相比较至少是次要的。溶解度低和以芳烃溶解度相对最高的诸矛盾，在二次运移中依然存在。由于有降水的补给，所以水量问题有所缓和。但仍显不足。以美国湾岸地区而论，在4572m深处为162℃，1524m深处为63℃。据麦考利夫计算，由160℃降至150℃释放出石油约20ppm，此次浓度欲使石油达到可以流动的30%临界饱和度，需要15000倍于孔隙体积的水。由60℃降至50℃释放石油1.5ppm，需要200000倍于孔隙体积的水。如上述计算和立论都是可信的，那么单靠溶解态运移显然是不行的。气的情况要好些。4572m和162℃可溶甲烷4850ppm，至4267m和151℃可溶4200ppm，相减得释放量650ppm，约折合每升水含0.65g甲烷，或折合孔隙中含气0.33%。此时欲达30%临界饱和度需要91倍于孔隙体积的水。类似的计算，由1524m和63℃降至1219m和55℃需要300倍于孔隙体积的水。

石油呈胶粒态二次运移的评价更低。胶粒纵使可以从母岩进入储层，但由于布朗运动将使它们处于充分的分散状态，难于分异。储层矿物表面对胶粒极性分子的吸附有可能使胶粒破坏从而释放出石油。但是要使释放出的石油达到20～30%的饱和度，那么极性分子也应有相当的含量，而这在自然界是不大可能的。

2．二次运移的通道

二次运移的通道主要是连续的渗透层、断层和不整合面。渗透性储层是最广泛最基本的二次运移通道，油气聚集也正是发生在其中。在渗透性砂岩中以孔隙型通道为主，在致密碳酸盐中以裂缝型通道为主。断层可以成为良好的运移通道，在穿层和垂向运移中具有独特的作用。所谓三次运移总是与断层相伴随的，但是断层有时不仅不是通道反而成为运移的屏障。这取决于断层面的封堵情况、断层两侧的岩性配搭，以及断层是否通达地表等。断层遮挡油藏是油藏类型中很重要的一类，我国渤海湾和苏北等地的油藏大多与断层遮挡有关。不整合面是旁侧运移的重要通道。与之有关的油藏其储层时代可以同母岩的时代有跨时代的层位间隔，并且常常造成新生古储的关系。玉门老君庙的石油沿不整合面进入到了第三系和基岩。克拉玛依的油藏形成与沿不整合面的运移有着广泛的联系。通过不整合面进行的二次运移，常可达到很远的距离这在陆相环境下尤显得突出。北非哈西麦萨伍德的石油至少运移了四十多公里。有的研究者认为通过不整合面发生一、二百公里的运移也是可能的。最后，砂泥岩的层面也是较为通畅的通道。

3．二次运移中的水平距离

这在各个盆地很不一致，由不出生油有利范围之内，到超出生油岩分布范围以外数十公里乃至上百公里。这取决于运移通道的畅通程度、母岩供给的富足程度、以及盆地的大小及其构造的格局和展布等。我国陆相含油盆地中的油田分布大多靠近生油凹陷，运移距离较近，一般常在30km之内。这是因为这些盆地普遍构造分割性强，岩性非均质显著以及水动力条件停滞。较远距离的运移常和不整合面有关，如克拉玛依油田的石油来自其东南的玛纳斯湖凹陷，最大距离约为80km。美国中勘萨斯的古潜山带中的石油，来自东南方的生油凹陷，最大运移距离约160km。与此对应，透镜体中的石油大多未经显著距离的二次运移。例如马岭油田的一些分散孤立的砂岩油藏，由于渗透性差，地层平缓，实际上只完成了初次运移。

4．二次运移的指向

石油是可以流动的物质，在以浮力和水动力为主的驱动下，其动移方向的总趋势是循阻力最小途径由高位能区流向低位能区，直到遇到遮挡而形成聚集，或者散失于地表并形成油苗。在沉积盆地中，生油地区一般位凹陷最深处，而与之相邻的斜坡和隆起是为二次运移的主要指向。尤其那些地理上首当其冲历史上长期继承发育的隆起地带更为有利。生产实际表明，一些丰富的油气田大多位于相关生油凹陷油气运移的主要指向上。我国的大庆油田就是正好位于主要的古龙生油凹陷油气运移的主要方向上；据计大约有87%的生油量被大庆长垣所圈闭。构造运动常可使地层发生褶皱断裂，改变其原有产状，这必将引起油气分布上的再调整。因此，在掌握盆地构造现有格局和历史发展的基础上可以对油气生生成和二次运移做出基本估计，进而可以予测油气的区域分布。

5．石油在二次运移中的变化

通过二次运移轨迹的追踪，可以在油藏与油源之间建立联系。已知，二次运移中石油的高分子量成分以及极性成分易被矿物表面所吸附，且轻质的和无极性成分则可自由通过。这样，就产生了天然的色层分异效果。当以吸附为主的二次运移过程中，石油成分变化的总趋势是：胶质、沥青烯、卟啉及钒镍等重金属减少，轻组分相对增多；在烃类内部烷烃相对增多，芳烃相对减少；烷烃中低分子烃相对增多，高分子烃相对减少。反映到物理性质上，表征为比重变轻，颜色变淡，粘度变稀。以酒泉盆地为例，自青西凹陷向鸭儿峡—老君庙—石油沟方向，可见原油正烷烃主峰值和镍卟啉逐渐降低，C_{22}以内与C_{23}以外正烷烃比值逐渐增加，以及比重、粘度、含蜡量、和凝固点逐渐减少变低（表7—3）。

表 7-3　老君庙背斜带第三系L层原油特性数据表

项目 \ 地区 \ 井号	鸭儿峡					老君庙				石油沟		
	189	158	60	610	684	4120	H-181	K-243	J-251	249	195	111
正烷烃主峰碳		C_{21}			C_{21}		C_{21}	C_{21}		C_{19}	C_{19}	C_{18}
C_{22-}/C_{23+}		1.63			1.93		2.08	2.26		2.97	2.68	8.12
镍卟啉（ppm）	30.0	17.64		26.10		19.20	13.56	8.52		7.02	6.60	7.35
比　重（D_4^{20}）		0.8657	0.8692	0.8692	0.8672	0.8613	0.8622	0.8659	0.8614	0.8607	0.849	0.8562
粘　度（$10^{-3}Pa\cdot s$）		23.5	26.6	27.3	25.7	21.5	21.0	28.3	22.8	22.5	19.2	20
含蜡质（%）		13.71	14.38	12.87	16.48	11.69	15.32	13.98	13.71	14.73	13.01	10.27
凝固点（℃）		13.3	4	−0.3	−3.8	7	2.3	5.3	−1.3	5.3	0.3	12.5

（兰州地质所，1981）

二次运移中依具体介质环境的变化，还可发生脱气、晶出等其它效应。特别值得注意的是氧化作用，后者可使石油的胶状物质增加，轻组分相对减少；环烷烃增加，烷烃和芳香烃相对减少；比重和粘度也随之加大。其效果大多与吸附作用相反。不过二次运移中的氧化作用通常要被吸附作用所抵消。只是当石油接近地表或者当大气借断层或地层水而与石油沟通时，氧化作用可以占据优势。

石油的成分变化也常反映于垂直方向的运移过程中。中东地区的第三系石油，根据某些成分的规律变化认为是由下伏的白垩系石油运移上来的。我国渤海湾地区的上第三系石油据物理、化学指标的判断，认为是由老第三系的石油运移上来的。这里的变化带有氧化

型特征（表7—4）。

表 7—4　大港油田原油性质数据表

地层		项目	石油性质				
			比重 (D_4^{20})	粘度 (10^{-3}Pa·s)	含蜡量 (%)	凝固点 (℃)	胶质沥青质 (%)
上第三系	明化镇组	明二	0.9322	112.6	6.1	−12.3	17.6
		明三	0.9184	62.7	8.0	−1.3	15.0
		明四	0.8991	29.8	9.0	2.8	12.6
	馆陶组	馆一	0.8878	18.3	9.2	16	9.2
		馆二	0.8777	62.0	11.9	21	12.3
		馆三	0.8695	25.6	11.7	21.8	4.8
		馆四	0.8564	11.7	14.8	30.5	7.2
下第三系	东营组		0.8111	4.99	16.37	25	8.67
	沙河街组	沙一—二	0.8583	7.59	18.26	21	9.66
		沙三	0.8200	2.87	12.49	23	5.66

第八章　油气藏的形成

第一节　油气聚集

油气在储集层中从高势区向低势区运移的过程中，遇到圈闭时就不能继续运移而在其中聚集起来，形成油气藏。油气在圈闭中积聚形成油气藏的过程，称为油气聚集。

油气聚集是二次运移的继续，也是油气藏形成过程中特别重要的阶段。没有油气聚集，就没有油气藏。

油气聚集包括单一圈闭和系列圈闭的油气聚集。单一圈闭的油气聚集最简单，也是研究油气聚集的基础。因此，首先从研究单一圈闭的油气聚集开始。

一、单一圈闭的油气聚集

（一）单斜圈闭的油气聚集

单一圈闭中最简单、最常见的是背斜圈闭。其基本特点是：储集层顶面呈拱形，由顶向四周下倾；其上方为非渗透性岩层所封闭，下方高位能区被水体所封闭；闭合区由通过溢出点的构造等高线所圈定。

在静水条件下，储集层中运移的油气遇到背斜圈闭时，先在最高部位聚集起来；后来的依次由较高部位向较低部位聚集，直到充满整个圈闭为止（图8—1，Ⅰ—Ⅱ）。这时，该圈闭的聚油作用已完成；若再有油经过时，无法继续在其中聚集，只能通过溢出点溢向上倾方向，但对天然气则不同。由于天然气比油轻，它可以继续进入圈闭，而将其中的石油排出。这一过程一直进行到将原先被石油占据的圈闭容积完全被天然气占据为止（图8—1，Ⅲ）。至此，单一背斜圈闭的油气聚集已最后完成。在条件不发生变化时，油气在圈闭中建立起相对稳定的平衡状态。

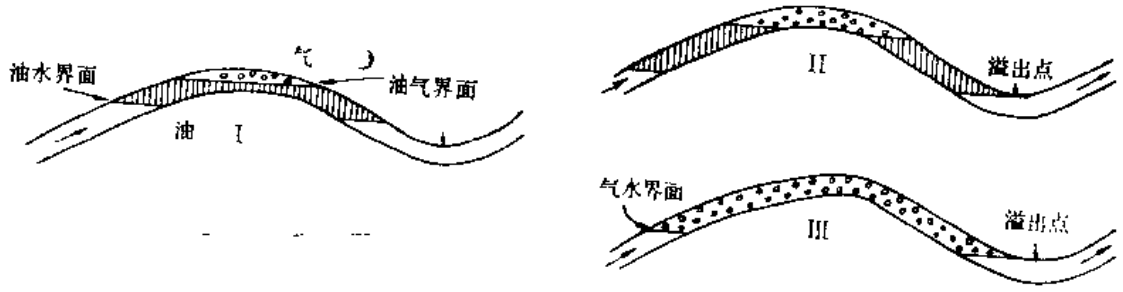


图 8—1　单一背斜圈闭中的油气聚集
（据 Gussow，1951）

（二）非背斜圈闭的油气聚集

非背斜圈闭除储集层的顶、底板为非渗透性岩层封闭外，在储集层上倾方向还存在不同类型的非渗透性遮挡。其闭合区是由储集层上倾方向的非渗透性遮挡线和储集层顶面的

构造等高线联合构成的。除透镜型岩性圈闭外，其它各类圈闭同样都存在溢出点。因此，油气在其中的聚集程序与背斜圈闭没有什么区别。

（三）圈闭封闭烃（油气）柱的最大高度和油气藏高度

圈闭封闭烃柱的最大高度，与盖层封闭能力及闭合度有关。圈闭封闭烃柱的最大高度（即临界烃柱高度），可用伯格公式表示之：

$$Z_{co}=\frac{2\gamma\left(\frac{1}{r_c}-\frac{1}{r_p}\right)}{(\rho_w-\rho_o)g}\pm\frac{\rho_w}{\rho_w-\rho_o}\frac{dh}{dx}x_o \qquad (1)$$

式中Z_{co}为临界油（烃）柱高度；γ为油（烃）水界面张力；r_c为喉道孔隙半径，这里是指盖层孔隙的半径；r_p大孔隙半径，这里是指储层的孔隙半径；ρ_w、ρ_o分别为水、油的密度；$\frac{dh}{dx}x_o$为水头差。

当盖层封闭能力强，封闭的烃柱临界高度大于或等于闭合度时，闭合度即为圈闭封闭烃柱的最大高度；当盖层封闭能力差，能封闭的临界烃柱高度小于闭合度时，该高度即为圈闭封闭的烃柱最大高度。

但是，该公式仅适用于砂质岩，不适用于粘土岩，而且计算喉道孔隙半径（r_c）的公式过于理想化，需要作一些调整。目前比较普遍采用的，而且效果较好的方法是，用压汞法测得的毛细管压力曲线，直接确定储集层和盖层的排替压力，并把汞—空气系统的排替压力，换算成烃—水系统的排替压力。

由于烃水系统的盖层和储集层的排替压力差存在下列关系：

$$2\gamma\left(\frac{1}{r_c}-\frac{1}{r_p}\right)=Pd_{(B)}-Pd_{(R)} \qquad (2)$$

（8—1）式可以改写成：

$$Z_{co}=\frac{Pd_{(B)}-Pd_{(R)}}{(\rho_w-\rho_o)g}\pm\frac{\rho_w}{\rho_w-\rho_o}\frac{dh}{dx}x_o \qquad (3)$$

又因烃水系统和汞—空气系统的排替压力存在下列关系：

$$P_{d(hw)}=\frac{\gamma_{hw}\cdot\cos\theta_{hw}}{\gamma_{ma}\cdot\cos\theta_{ma}}P_{d(ma)} \qquad (4)$$

式中$P_{d(hw)}$、γ_{hw}、θ_{hw}分别代表烃—水系统的排替压力、界面张力和接触面；$P_{d(ma)}$、γ_{ma}、θ_{ma}分别代表汞—空气系统的排替压力、界面张力和接触角。

根据实验统计数据，$\gamma_{ma}=480\times10^{-3}$N/m，$\gamma_{hw}=21\times10^{-3}$N/m（平均值），$\cos\theta_{hw}=1$ $\cos\theta_{ma}=0.776$。代入（4）式可得：

$$P_{d(hw)}=0.056P_{d(ma)} \qquad (5)$$

在实验室分别测得汞—空气系统的盖层排替压力［$P\alpha_{B(ma)}$］和储集层的排替压力［$P_{aR(ma)}$］后，可根据（5）式换算成$P_{d(hw)}$。再代入（3）式，即可求得静水条件和动水条件下的临界烃柱高度。

圈闭中可能的最大油气藏高度与封闭的最大烃柱高度是有一定区别的。两者之间的差值为油水过渡带。

所谓油水过渡带，在理论上是指纯含油带（除束缚水占据的空间外，其余孔隙空间全

部为油所占据）的底到100%含水带的顶面之间的垂直距离。这两个界面在实际工作中不易确定。在油田开发中一般把产无水纯油带的底面到产纯水带顶面的垂直距离称为油水过渡带，即同时产出油水的井段。其数值一般小于理论上的油水过渡带厚度。这是因为油水两种互不相溶的流体充满孔隙时，随饱和度的降低，相对渗透率明显减少；当达到一定限度时，实际上已不具渗透性。油水过渡带的厚度取决于储集层和流体的物理性质。典型油水过渡带的汞毛细管压力曲线、流体的相对渗透率和油藏中油水分布及产出的关系，如图8—2所示。

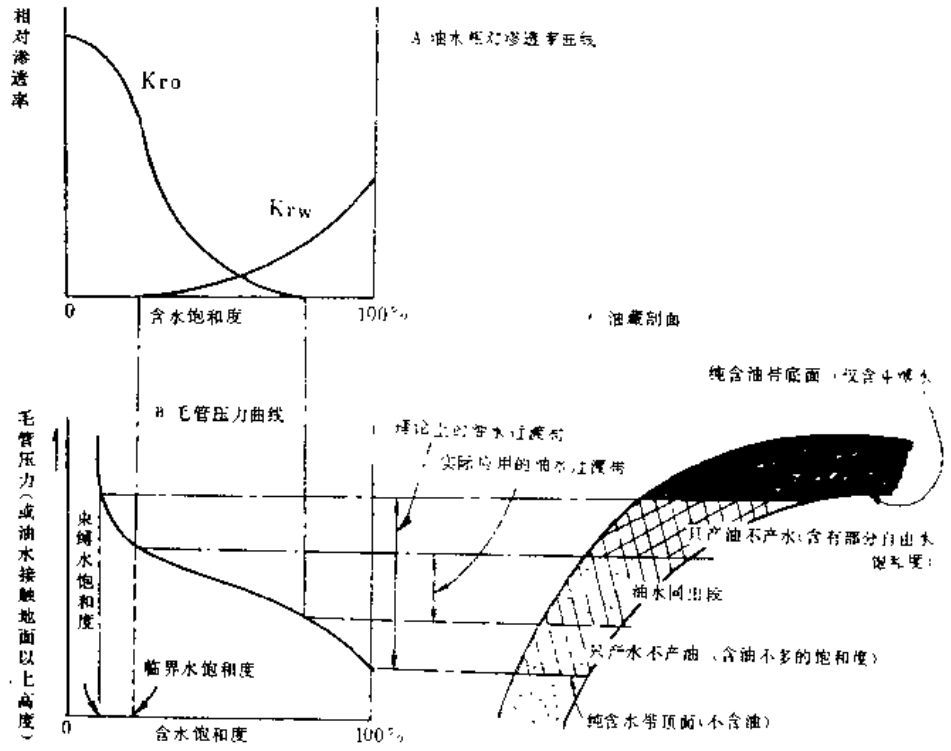


图 8—2　典型油水过渡带的汞毛细管压力、流体相对渗透率及油藏中油水分布，产出关系图
（据 Schowalter，1979）

不同类型圈闭在不同封闭条件下，最大油气藏高度和封闭的最大烃柱高度之间的关系如图8—3所示。

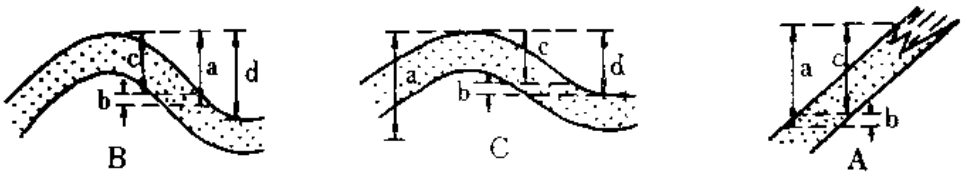


图 8—3　不同类型圈闭在不同封闭条件下的最大封存烃柱高度和最大油气藏高度的关系图
（据 西北大学《石油地质学》1978）
A—地层型圈闭和油气藏；B、C—背斜型圈闭和油气藏；a—盖层封闭烃柱的最大高度；b—油水过渡带的厚度；c—最大的油气藏高度；d—闭合度

二、系列圈闭中的油气聚集（差异聚集）

任一油气盆地中，圈闭常成带、成群分布，即存在系列圈闭。不同系列，甚至同一系

列的不同圈闭，由于与生油区相对的位置、圈闭形成条件和历史的差异性，各个圈闭聚油的机会也是不同的。

下面着重分析与油源区相垂直或斜交的系列圈闭的油气聚集（即差异聚集）的基本特点。

对于发育于区域均斜背景上（即与油源区垂直或斜交的）系列圈闭油气聚集的基本原理，最早是由加拿大石油地质学家格索（W.C. Gussow，1951—1954）所阐明，并称之为油气差异聚集原理。

格索首先分析了静水压力条件下单一圈闭中的油气聚集（如前所述）。继之，将前述原理应用于系列圈闭（图8—4）。

在图8—4，A中，当圈闭Ⅰ被油气充满时，继续进入的天然气可以通过排油在圈闭中聚集直到整个圈闭被气充满为止，而排出的油则通过溢出点，向上倾方向的圈闭Ⅱ中聚集。若油气源充足，上述过程相续在圈闭Ⅲ和Ⅳ中发生（如图8—4，B、C所示）；如油气源不足时，上倾方向（即距油源区较远）的圈闭则不产油气，只产水，称之空圈闭。在系列背斜圈闭中自上倾方向的空圈闭，向下倾方向变为纯油藏→油气藏→纯气藏的油气分布特征，是由油气差异聚集造成的。

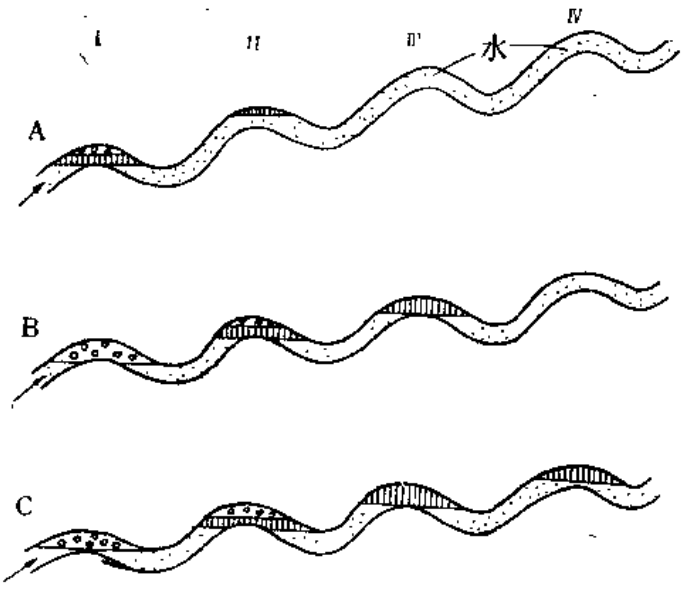


图 8—4　在相连的系列背斜圈闭中的油气聚集
（据 Gussow，1951，略加补充）

格索认为：油气差异聚集原理在世界各主要产油区均有典型实例，其中以加拿大阿尔伯达盆地的瑞姆彼一圣·阿尔伯达线状礁带最为典型。

图8—5为该礁带的南北向纵剖面。该礁型油气藏带的油源区位于西南下倾方向的盆地深拗陷区。油气进入该带后，沿礁带自南向北上倾方向作区域性运移，礁带具有良好的孔隙一渗透性、各礁块体之间具有良好的通道，构成彼此沟通的系列圈闭。

在该系列圈闭中，所有原生的天然气藏都分布于威查特湖（意译为迷人湖）以南下倾方向的圈闭中，南韦斯特罗斯，灵培一荷姆格伦以及库金湖等礁块都被湿气所充满，没有油；韦斯特罗斯到群丘湖等礁块为油气所充满且有巨大的气顶；威查特湖和格伦公园礁块则

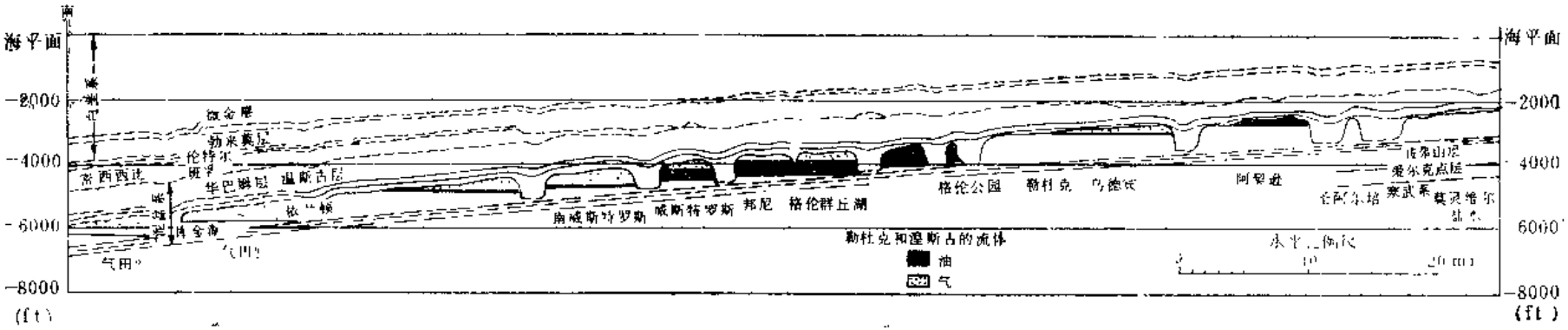


图 8—5　加拿大阿尔伯达盆地瑞姆彼—圣·阿尔伯达线状礁型油气田带纵剖面图

(据 Gussow, 1954简化)

图中1mi = 1609m, 1ft = 0.3048m; 温斯古应为尼斯库

被石油所充满（直到溢出点为止），没有气顶。但在其北的勒杜克—乌德宾礁块内重新出现气顶。这是因为从格伦公园礁块圈闭向上倾方向溢出石油进入勒杜克礁圈闭时，埋藏深度减少了914.4m，油藏压力降低导致石油中溶解的天然气游离出来，并把石油挤出，使上倾方向的艾奇逊、圣·阿尔伯达等圈闭中形成纯油藏。但在该带更靠北的莫灵维尔等礁圈闭，由于油气供给不及，都是只有盐水的空构造。

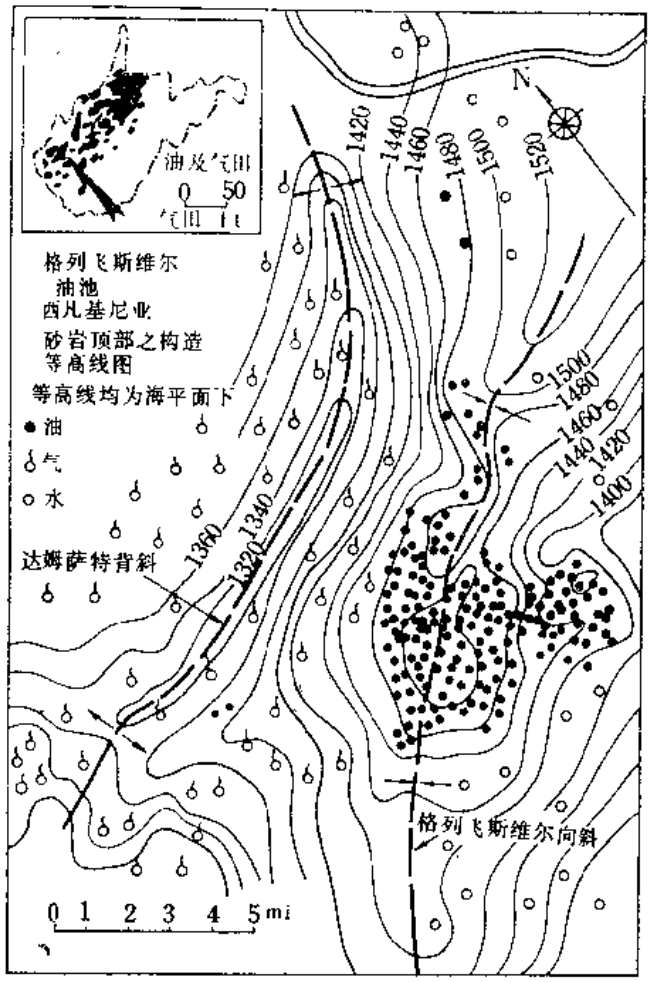


图 8—6 弗吉尼亚州西部林肯县的格列飞斯维尔向斜油藏的构造图及油气分布图
（据 戴维斯和斯蒂文逊，1929，重绘）
图中1mi=1609m，1ft=0.3048m

上述实例及其它类似的实例，都表明油气差异聚集得以发生，必须具备下列基本条件：1．在区域倾斜的下倾方向存在丰富的油源区；2．具有良好的油气通道，使油气在较大的范围内作区域性运移；3．在区域倾斜背景上存在相互连通的系列圈闭，而且溢出点向上倾方向递升；4．储集层中充满地下水，而且处于相对静止状态。

在系列圈闭中，一旦上倾方向最高的圈闭被油气充满后，该系列圈闭的油气聚集基本上业已完成。如果这时油源区仍继续生成油气，而又不能向上倾方向溢出的话，天然气将排挤油和水，并使之向储集层下倾方向回流。在这种情况下，天然气将占据最高背斜的顶部，甚至充满整个背斜圈闭，而油则占据向斜部分，形成向斜油藏。格索认为，美国弗吉尼亚州西部林肯县的格列菲斯维尔（Griffithsville）向斜油藏（图8—6）就是这样形成的。该油藏上倾方向的达姆萨特背斜和上倾方向的岩性圈闭中完全被天然气所充满，而向斜的较高部分则聚集石油，水则分布于向斜更低部位。

对于系列圈闭，还有一点要提及，这种系列背斜圈闭可以是轴向基本一致的背斜带上的若干相邻的，也可以是若干轴向不一致相邻的背斜圈闭所组成的。这些背斜圈闭是由递升的溢出点联系在一起，而与圈闭的高度和距离并无确定的关系。

油气差异聚集原理，归纳起来，可简述如下：在油源区形成的油气，进入饱含水的储集层后，沿一定的线路（由溢出点所控制）向储集层上倾方向运移，位于运移路线上的系列圈闭将被油气所充满，那些不在运移路线上的圈闭就不能聚集油了。油气差异聚集的结果，造成天然气分布于靠近油源区一侧的圈闭中，向上倾方向依次为油气藏、纯油藏和空圈闭。

这一原理的主要意义在于：指明油运移的方向和路线，为我们选择勘探对象时提供一

方面的依据，减少盲目性。

在自然界中，油层埋藏深度、温度、压力是不一致的。若储集层下倾方向埋深大、压力高，达到或超过泡点压力时，油层中只有溶解气。而不存在游离气顶，就无法形成纯气藏分布区，或纯气藏出现于上倾方向适当部位的圈闭中。此外，盖层分布不连续，有天窗、断层发育、水动力作用、地壳运动的影响都可使油气分布变得更为复杂。因此，在许多油气区内油气的实际分布情况，与油气差异聚集原理所阐明的分布特点，并不完全一致，甚至有很大的差别。在许多油气盆地中，油气分布于油源区内或相邻近的背斜带中，运移距离短，差异聚集作用并不显著。

第二节　油气藏形成的基本条件

油气藏，特别是大油气藏形成的基本条件应包括：充足的油气源，良好的储集层和有利的生储盖组合，大容积的有效圈闭。

一、充足的油气源

一个盆地或含油气区的油气源丰富程度（生成并提供形成油气藏的总油气量），取决于下列四个基本条件：（1）有机质的丰度（生油岩单位体积的有机质含量和生油岩体积的乘积）；（2）有机质类型；（3）有机质成熟度；（4）排烃效率或排烃系数。

在上述四个基本要素中除生油岩体积外，其它各项参数在生油岩评价中都已作过详细讨论。这里仅对能提供上述有利条件形成巨大生油岩体的地质环境作进一步论述。

能满足上述四个基本条件的盆地沉积区，应具有广阔的有利于有机质大量繁殖和保存的封闭或半封闭的沉积盆地；较高的沉积速率和较长的持续沉积时间，有利于有机质在较短的时间内成熟，并排出油气。盆地内具备这些条件的沉积区，称为生油坳（凹）陷。

由于盆地具有多种类型和演化模式，因而，不同盆地的生油坳陷内生油岩系发育情况有明显的差异性。生油坳陷可能仅存在于某一演化阶段，形成单一的生油岩系；也可能存在于若干演化阶段，形成多旋回、多层生油岩系。当存在多生油岩系时，其中主力生油岩系只有一个。这是因为盆地演化进程具有不可逆性和不重复性，只有多种有利因素叠合的生油岩系才能为主力生油岩系。

生油坳陷在盆地内的展布，归纳起来大致有以下三种基本型式：（1）位于盆地中央地带，如松辽、西西伯利亚、洛杉矶、锡尔特等盆地；（2）偏于盆地一侧，如波斯湾、伏尔加—乌拉尔、阿尔伯达、山九昆等盆地；（3）多生油凹陷，即统一的含油气盆地中存在若干个生油凹陷，如渤海湾盆地。

生油坳陷在盆地内的位置，在盆地发展和演化过程中可以保持基本一致，亦可能发生某种程度甚至是较大范围的转移。生油坳陷的面积大多与盆地的规模有密切关系。一般大中型盆地的生油坳陷面积较大。

生油坳陷内形成的生油岩体积，是不同层位成熟的生油岩体积的总和。这样就不难解释：世界上已知的大油气田比较集中分布在沉积速率高、沉降历史较长的大中型盆地里。

据克莱米(H. D. Klemme, 1977)的统计，世界上共有334个大油气田（最终可采储量

达68×10^6t以上的大油田222个，最终可采储量为10^{11}m³的大气田112个），分布于60多个油气盆地中。其中有16个盆地含有5个以上的大油气田，这16个盆地的大油气田总数为249个，占所有大油气田总数的71.5%；储量则可达90%以上。其中部分油气盆地的面积、体积沉积速率和大油气田数的分布，如表8—1所示。

表 8—1 主要含油气盆地的面积和体积沉积速率统计表

盆地名称	面积 k (km)²	体积沉积速率 k (km)³/10⁶a	大油气田数
波斯湾	2100.0	30.0	68
西西伯利亚	2300	30.0	15
墨西哥湾	1100	715.1	20
伏尔加—乌拉门	690	6.8	10
北海	620	9.275	20
西内部	602	1.0	6
二叠纪	320	2.2	11
马拉开波	83.1	1.2	8
南里海	50.0	1.8	10
中里海	35.7	1.7	8
山九民	40	2.9	7

但是，不能因此就认为中型的或小型盆地就不可能形成丰富的油源。有些盆地虽然面积较小、沉积历史也不长，但沉积岩系和生油层的厚度却很大，这在一定程度上弥补了面积小的缺陷。加上其它有利条件的配合，中小型盆地亦可为形成巨大的油气聚集提供丰富的油源。例如，洛杉矶盆地其面积仅39,000km²，但在晚中新世到更新世的短短二千多万年内沉积的沉积岩系厚达6000m以上，其中生油岩系2000—3000m，油源丰富；再加上有多种有利条件的配合，在其中形成了4个大油田和50多个中小型油气田，单位面积的产油率居世界首位（图8—7，1）。

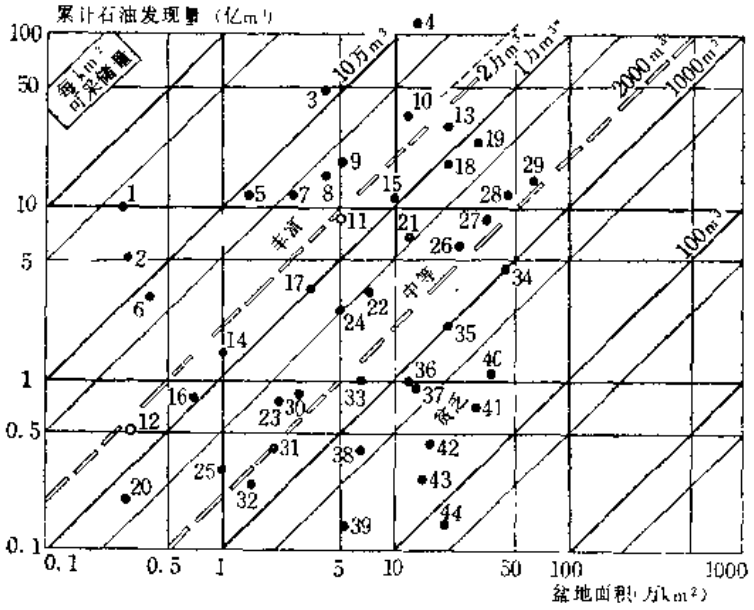


图 8—7 含油气盆地丰度图

（据 佩罗唐，1972）

此外，罗马尼亚的普洛耶什蒂和美国的文图拉（图8—7，8—2和8—6），以及我国的酒泉西部及泌阳等盆地的面积，都是小于5000km²的小型盆地，但也产出较丰富的油气。

与油源岩及油源区相比，气源岩及气源区的形成地质环境具有更大的广泛性。除前述环境外，广大的滨海含煤岩系发育区和煤盆地都可能是良好的气源区。但要使含煤岩系中生成的天然气聚集成巨大的气藏，还必须有良好的储、盖等条件的配合。对天然气来说，有足够的埋深及良好的封闭条件尤为重要。

但是，并非所有沉积坳陷区都是生油（气）坳陷。有些坳（凹）陷的沉积岩系厚度虽然很大，但沉积物供给的速率等于或超过沉降速率，使盆地内的坳陷区一直处于补偿或过补偿状态，水体很浅，甚至有时沉积物直接暴露在大气之中。这样，不能形成有利的生油环境。这种坳（凹）陷一般不能生油或生油潜量极低，通常称为非生油坳（凹）陷。

二、良好的储集层和有利的生储盖组合

储集层的岩石和孔隙类型是多种多样的。但只有孔渗性良好，且厚度较大的储集层，才能容纳大量油气，在其中形成巨大的油气藏。油气勘探的实践还证明：生、储、盖层的密切配合，也是形成大油气藏不可缺少的基本条件。

（一）生储盖的组合的基本概念和分类

所谓生储盖组合，系指三者组合的型式。其实质是以怎样的关系组合在一起才能使生油层中生成的油气有效地驱向储集层，而储集层中储存的油气不致向上逸散。

根据上述概念可知，在研究生、储、盖组合关系时，需着重解决两个实质性问题：（1）生油层中生成的油气向储集层输导的通道及输导能力；（2）盖层的质量和厚度。

沟通生油层和储集层的通道（或输导层）有三种基本型式：孔隙—裂缝系、不整合面和断层。前者为生油层和储集层直接接触带的主通道；后两者不仅可以把时间上不连续的，甚至空间上也不相邻的生油层和储集层组合在一起，构成生储盖组合。输导层输导油气的能力与生油层和储集层的接触方式及本身特征有关。一般来说，生油层和储集层垂向直接接触比侧向相邻的输导能力大；接触面积愈大输导能力愈强；通道孔隙直径粗大，两端压差大、形状简单、输导能力强。

盖层的质量和厚度是保证储集层具有良好封闭性的基本条件。盖层的质量主要取决于孔隙直径大小和裂缝发育程度（或可塑性）。盖层封闭性能的好坏，可以用盖层和储层之间的排替压力差来确定。

与输导油气的能力相比，盖层是从属的因素。在成油条件相似的情况下，输导能力强的组合中，生油层能高效率地驱出其中生成的油气，成为有效的源泉；反之，如果缺乏排烃能力，即使已生成大量烃类，也只能被“闷死”在生油层中，不能成为有效油源。因此，在进行生储盖组合分类时，必须首先考虑生油层与储集层的接触关系以及通道的型式和特征。

根据上述观点，这里首先根据生、储层接触关系将生储盖组合分为两大类，即连续的组合和不连续的（间断的）组合。然后再根据接触方式及通道型式，将各类组合加以进一步划分。具体划分方案及模式图，如图8—8所示。

1．连续的生储盖组合

这类组合的基本特点是：三者同存在于连续沉积的地层单位中。生、储层或者垂向交

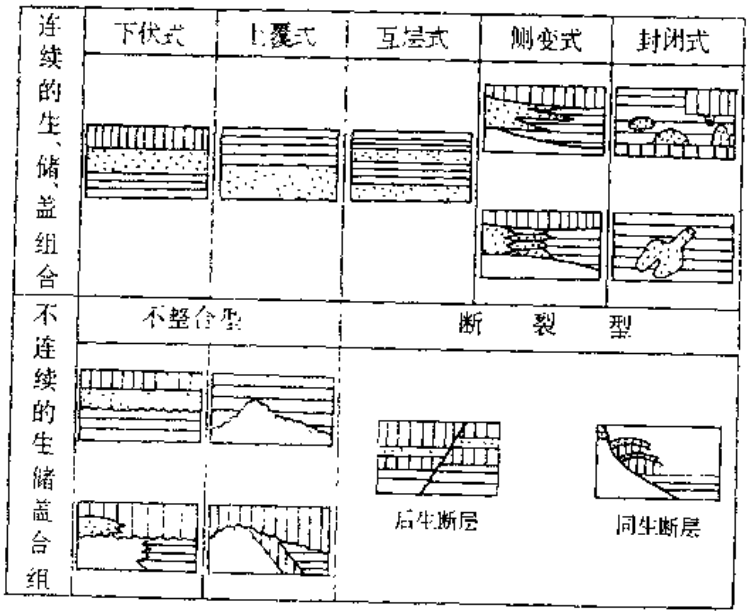


图 8—8 生储盖组合分类及模式图

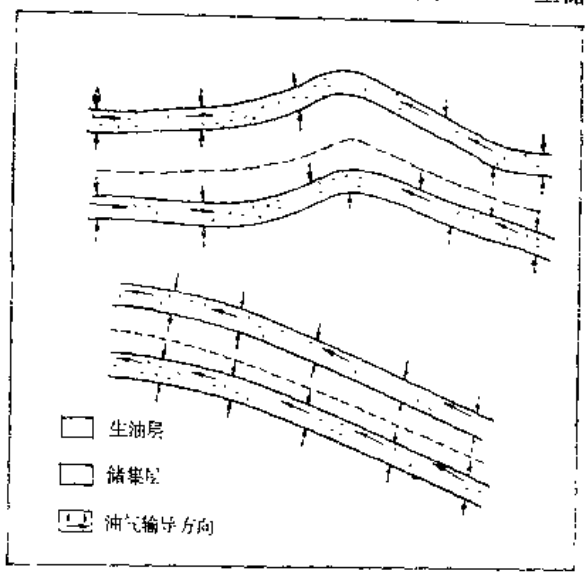


图 8—9 互层式组合油气输导示意图
(据 Cordell, 1977)

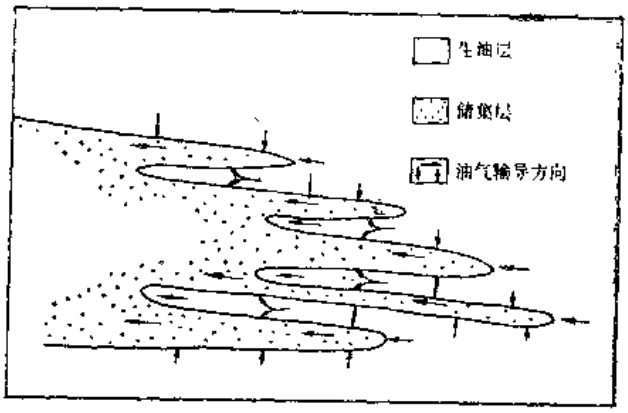


图 8—10 指状交叉式组合油气输导示意图
(据 Cordell, 1977)

替，或者侧向互变，但均属不同方式的直接接触；接触方式可以是面接触(上覆和下伏型)、带接触（侧变型）和体接触（封闭型）；无论哪一种接触方式，输导油气的通道都是以孔隙—裂缝系为主。由于该类组合中生、储层直接相接触，且界面的排替压力差极大，到达生油层界面上的油气可以无阻地流向储层。本类组合的几种油气输导方式如图8—9，图8—10和图8—11所示。

分析上述各图可以看出，不同型式组合中生、储层的接触方式和接触面积都有一定的差异，因而输导能力也各不相同。一般互层型（上覆—下伏复合型式）最佳，侧变型、上覆—下伏型次之；封闭型虽然接触面积广、输导能力较强，但明显地受到透镜状储集体大小的限制。

在一个含油气盆地中，连续的生储盖组合的不同型式，在时间和空间上的分布都有一

定的规律性。

在盆地发育过程中，每一构造旋迴的开始下降阶段，一般以粗碎屑岩为主，只有储集层而缺乏生油层。到相对稳定下降阶段，开始形成生油层，它与下伏的储集层可以形成上覆型组合；继之，由于旋迴性下降运动可以形成互层型组合；在稳定下降阶段的高峰期，即盆地的最大水浸期，盆地中心以泥质生油岩广布为特征，储集层不发育，只能形成封闭型组合，仅在有浊积砂进入时，才能形成互层型组合。在节奏上升阶段，为海退沉积，早期以互层型为主，稍晚可以形成下伏型组合。在上升侵蚀阶段不能形成完整的组合型式。

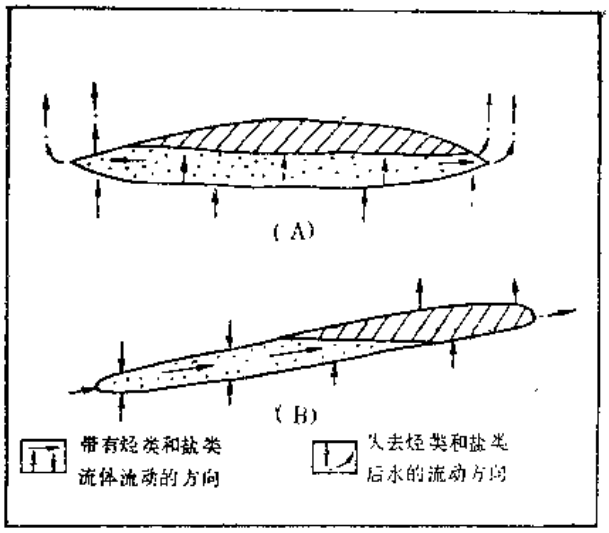


图 8—11 封闭型组合油气输导示意图
(据 Cordell, 1977)

由上可知，在盆地的某一构造旋回发展过程中，相对稳定沉降阶段的最大水浸期前后是形成良好的连续生储盖组合的主要时期。其组合型式如果发育得完全的话，可以由上覆型→互层型→封闭型→互层型→下伏型。实际上各油田（区）具体组合型式的变化要复杂得多，不一定这样完整。

连续的组合在空间上的分布亦有明显的递变规律。在坳陷中心的油源区一般仅能形成封闭型组合。向岸方向随着砂质岩的增加，可依次递变为互层型，侧变型。在岸带附近也可以形成新的封闭型。这种情况在发育碳酸盐岩的沉积盆地中亦有类似的特点。在坳陷中心油源区可以形成自生自储的封闭型组合，在陆棚台地边缘的礁和滩相储集层发育带，可以形成互层型、侧变型或封闭型组合。

2．不连续的（或间断性的）组合

这类组合的基本特征是生油层和储集层在时间上是不连续的；在空间上可以相邻，也可以不相邻；两者之间是由不整合面或断层面所沟通的。根据通道的特点，可以分为不整合型和断裂型。

不整合型 这种组合中的生油层和储集层是由不整合面所沟通的。它可以分别存在于不整合面的两侧，或同时存在于一侧。由于不整合面具有较强的输导能力，对油气聚集起着重要作用，特别当生油层和储集层分别紧靠不整合两侧时，可以形成良好的输导层。世界上和我国的不少不整合型的大油气田的组合，都属于这种型式，如利比亚的萨里尔油田，阿尔及利亚的哈西、迈萨乌德油田等。

断裂型 在断裂型组合中，生油层总是位于储集层下方，但两者可以位于断层的一侧，或两侧，以断层作通道。

这种组合在断层构造较发育的断陷盆地和三角洲发育区分布较为普遍。世界上许多中小型油气田及部分大油气田的组合，就是这种型式。我国济阳坳陷的孤岛油田上第三系油层与下第三系生油层的组合，就属于这一型式（图8—12）

但是，实际上许多大油田中油气运移的通道，有着多种复合型式，构成若干复合的组

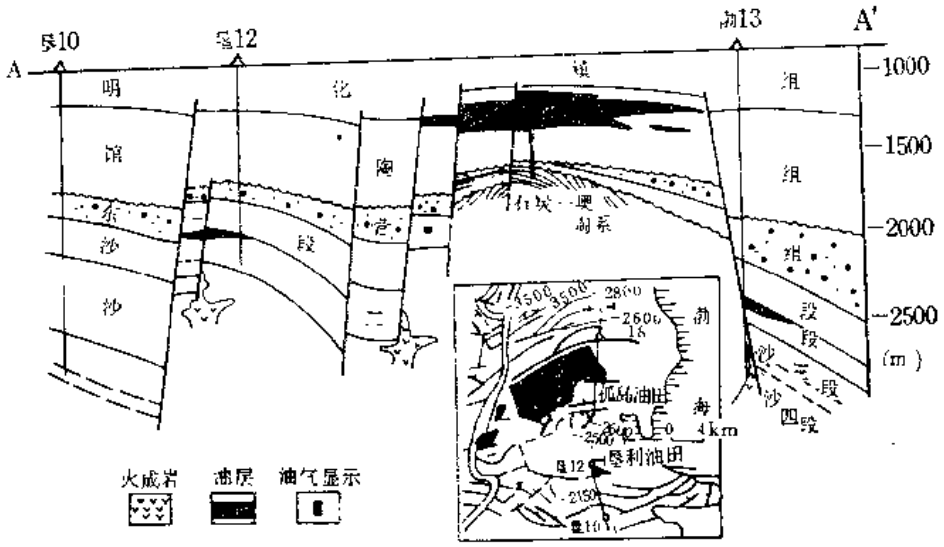


图 8—12　孤岛油田剖面示意图
（据 胜利油田勘探开发研究院，1977）
上第三系油层中的油气来自下部下第三系沙河街组

合型式。

（二）生储盖组合的评价

1．有利于油气聚集的最佳组合型式

所谓最佳的组合型式，就是输导能力和效率最高的组合型式。一般来说，互层型，侧变型和不整合型是较好的组合；断裂型、上覆和下伏型次之；封闭型组合中因大多数透镜状聚集体的容积较小，一般不能成巨大的油气聚集。

但是必须指出，各种型式组合（包括通道）很少是单一的。有时可以某一种为主，但常常是多种组合的复合。只有这样，才能通过多种输导系统，把较大范围的油气汇集起来，形成巨大的油气藏。这对于那些在时、空上都不连续的生储盖组合来说，尤其重要。

2．生油层的最佳厚度

一般来说，生油层的厚度大，生油的潜量也大。这里所指的生油层最佳厚度是从生储盖组合这一角度，考虑单层连续沉积的生油层在多大的厚度范围内具有最高的排烃效率。

据真柄钦次(1978)对世界各油区泥岩中流体压力在垂向上分布的分析，认为，巨厚泥质生油层向储集层提供流体（包括油气）的，主要是由紧靠储集层的30m（100ft）左右的生油层，其余部分的效率很低（图8—13）。根据这一研究得出，单层厚度为30～50m的油层具有最高的排烃效率。随着连续厚度增大，排烃效率降低。连续厚度大于200m以上，排烃效率明显降低。

3．砂岩的最佳百分率

克鲁宾和纳格尔（1953）在研究落基山区上白垩统中油气分布与砂岩百分率关系的基础上，推论大多数油田分布在砂/页比率为0.25～1.0的地带，相当于砂岩含量为20%～50%的地带。

迪基和罗恩（1958）在编制怀俄明州盐溪区白垩系弗朗提尔组和俄克拉荷马州宾夕法尼亚系阿托卡组的砂/页岩比率及其与油气分布关系时，均指出：前者油藏分布于砂/页岩比率为0.23～0.41（相当砂岩百分率为19～29%）；后者分布于砂岩百分率为33%～67%

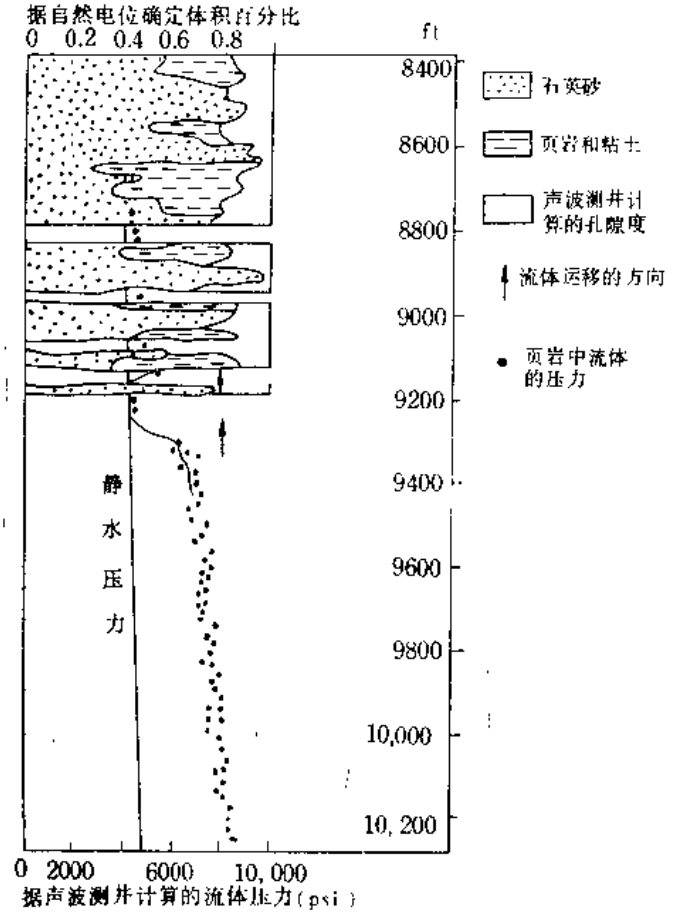


图 8—13 墨西哥湾沿岸某井流体压力分布图

(据 真柄钦次，1978)

图中1ft = 0.3048m 1psi = 6894.8Pa

区间。

对世界上不同地区砂岩中油藏分布与砂岩百分率之间的关系统计结果表明，砂岩百分率为20～60%区间，是油气分布的有利地带。

对生储盖组合的定性评价可综合如表8—2所示。

表 8—2 生、储、盖组合定性评价简表

组合特点 \ 评价	最好	较好	较差
组合型式	互层式 指状交叉式 不整合型 复合型式	上覆式 下伏式 侧变式 断裂式 储集体较大的透镜型	储集体较小的透镜型和距离较远的侧变式
生油层总厚及单层生油层的连续厚度	总厚度大，单层连续厚度在30～50m左右	总厚度较大，单层连续厚度在50～200m左右	生油层总厚度小，或总厚度虽大但为连续巨厚的生油层
砂岩百分率20～60%地带与油源区的关系	分布在油源区内，或紧靠油源区	分布在油源区附近，或不太远的地带	分布在油源区以外较远地带

三、大容积的有效圈闭

有效圈闭是形成油气藏的基本条件。要形成巨大的油气藏，必须有大容积的有效圈闭。

圈闭容积的大小，主要取决于闭合面积、闭合高、储集层的有效厚度和有效孔隙率等参数。一个大容积的圈闭，通常具有较大的闭合面积，较厚的储集层，较高的孔隙率，但闭合度的变化范围可能较大。

据对17个储量在13.9×10^8t（或13.9×10^8t当量的天然气）的特大油气田的不完全统计，含油气面积最小的为340km^2，最大的（霍戈登—潘汉斗油气田）达一万多平方公里，中值约2000km^2；油层的有效厚度最小为50m，最厚的达2100m（裂缝性灰岩裂缝带的垂直厚度），一般在100～400m；油层的有效孔隙率大多在20%以上，少数裂缝性储集层岩样的有效孔隙率可能较低，但裂缝带的实际孔隙率和渗透率均相当大。

但是，对大容积圈闭的勘探结果表明，并非所有这类圈闭都能有效地聚集油气，本章第一节中提到的本斯穹窿就是一例。

对聚油条件不同的圈闭进行对比分析表明，一个有效圈闭应具有：距油源区近；形成时间早；闭合度高和保存条件好。

（一）距油源区近

所谓距油源区近，是指圈闭不仅在空间位置上距油源区近，更重要的是与生油层之间有良好的输出层（即通道），圈闭位于油气运移的路线上。只有在上述意义上距油源区近的圈闭，才具有优先聚集油气的能力。

在油气运移路线上的圈闭，距油源区近的最先聚集，充满后才向储集层上倾方向较远、较高的圈闭中继续聚集油气。在油源较充分的条件下油气运移的路线和距离可以不断向远处延伸。但是，任一个含油气盆地，即使油源最充足的，也不可能把所有圈闭都充满油气。在一般情况下，空圈闭总是在油气运移路线之外的。其中有些距油源区较远，有些距油源区在空间位置上并不远，但不在油气运移路线上或缺乏良好的通道，因此不能有效地聚集油气。

（二）形成时间早

圈闭是油气聚集的场所或容器，先有圈闭存在，才能聚集油气。因此，圈闭形成的时间必须早于油气运移和聚集的，或两者同步才能有效地聚集油气。凡是最后一次区域性油气运移、聚集以前或同步形成的圈闭，都可能成为有效的聚集油气的圈闭。这并不是说所有形成早的圈闭都能聚集油气，只有那些形成时间早，又在油气运移路线上的圈闭，才能聚集油气。

在形成时间早的圈闭中，以与生油层系沉积同时开始形成的构造圈闭，包括同沉积背斜和同沉积断层圈闭，具有最佳的聚集条件和机会。这类构造圈闭不仅形成时间早，且常同时具有距油源区近，生储盖组合良好，位于运移路线上等条件，最有利于油气聚集。这就是为什么在油气勘探中很注意研究同沉积构造的根本原因。

（三）圈闭的闭合度高

当油水界面在流水作用下发生倾斜时，如果两端的高程差（ΔZ）大于闭合度（hc），或油水界面的倾角大于圈闭中储集层顶面的倾角，则该圈闭就不可能聚集石油，即不再是

有效圈闭。

同样，如果圈闭的闭合度（h_c）小于油水过渡带的厚度，则该圈闭即使有油聚集，也不能产出纯油，因而也就不能算做有效圈闭。

综上所述，圈闭的闭合度必须大于油水倾斜面两端的高程差（动水条件），或油水过渡带的厚度，这是有效圈闭的基本条件之一。

（四）保存条件好

任一圈闭的储集层上方都有封闭性良好的盖层。没有盖层或其封闭性遭到不同程度的破坏，都会影响圈闭的有效性。这一点对天然气来说，尤为重要。因为，天然气分子直径小、活动强，没有良好的保存条件是很难形成大气藏的。

综上所述，能形成巨大油气藏的有效圈闭必须具备："大（大容积）、近（距油源近，在运移路线上）、早（形成时间早）、高（闭合度高）及保（保存条件好）"这五个基本条件。

第三节　油气藏形成的时间

确定油气藏形成的时间，对勘探目标的选择和评价，提高油气勘探的成功率，加快油气勘探，都有十分重要的意义。

遗憾的是，目前尚未找到一种直接和可靠的方法。不过，只要我们根据该区油生气成、运移和聚集的地质—地球化学条件进行综合研究，也还能够得出一些较为可信的信息。确定油气藏形成时间的常用方法如下。

一、根据生油层的主生油期确定气藏形成的最早时间

在石油成因、运移等章中业已指出，生油层达到主生油期时才能大量生成石油，然后排出。油气藏形成的时间只能晚于主成油期，而不可能更早。因此，我们就可以根据对生油层中有机质演化的地质、地球化学资料，确定主生油期，并把这个时间作为油气藏形成的最早时间（即不可能早于该时间）。

不同油气区的地质，地温梯度和地热历史有着巨大的差别。富含有机质的沉积物埋藏到达主生油期的时间相差甚远。短的只要10～30Ma（如

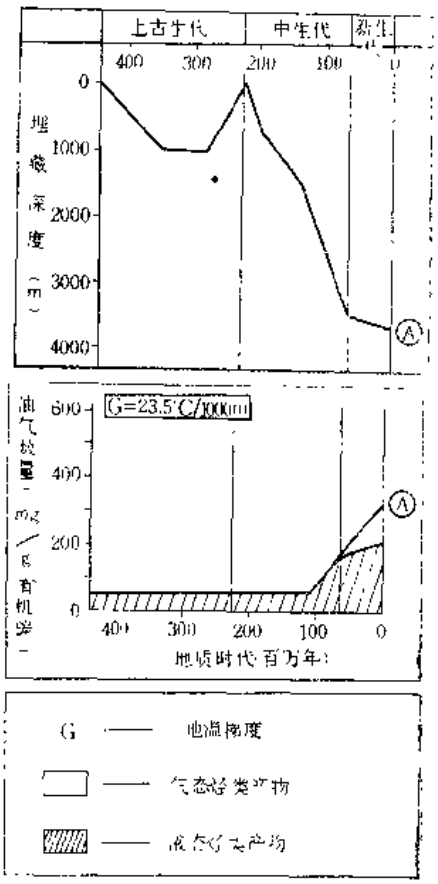


图 8—14　哈西·迈萨乌德区下志留统生油层底埋藏历史及所形成的烃类随地质时代而变化
（据 Tissot，1975）

美国洛杉矶盆地的上第三系，我国东部盆地的下第三系），长的可能要50Ma到10Ma，甚至300～400Ma。如阿尔及利亚的哈西·迈隆乌德区下志留统生油层，直到石炭纪埋深仅1000m，还未达到主生油期；二叠纪上升遭侵蚀，三叠纪重新开始强烈沉降，直到白垩纪末才埋深达3700m。用数字模拟计算烃类形成数量与地质时代的关系（图8—14），说明该生油层的主生油期从晚白垩世才开始，第三纪达到高峰。因此，该油气藏形成的时间最早不可能早于晚白垩世。自早志留世到晚白垩世，共经历了三亿多年。

二、根据区域倾斜发生的时期确定油气藏形成的最早时间

油气向储集层上倾方向运移的临界油柱高度（Z_o）：

$$Z_o=\frac{2\gamma\left(\frac{1}{r_t}-\frac{1}{r_p}\right)}{g(\rho_w-\rho_o)}$$

$$Z_o=l\cdot\sin\alpha$$

式中α为储集层倾角。Z_o是油柱长度（l）和$\sin\alpha$的乘积，只有$\alpha\neq0$时才能使向上倾方向的油柱达到一定高度值，才能使其浮力足以克服毛细管阻力，进而才能发生向上倾方向的运移。因此，油气藏形成只能发生在区域倾斜达到一定程度，油气能作区域性油气侧向运移以后，而不可能在其前。

早在1955年，格索研究阿尔伯达盆地上泥盆统中油气藏形成时间时，已采用过这种方法。他根据上泥盆统储集层到早石炭世末仍为水平层，二叠纪末仅发生微弱的西倾，侏罗纪末仅有4～13′的倾角，直到始新世才达到52′～1°28′的变化特点，认为，直到侏罗纪末还不足以形成二次运移所必须的倾斜度，只有始新世时才有可能作侧向二次运移。因此，该区上泥盆统中油气藏形成的时间不可能早于始新世。

对于该区油气藏形成的时间，蒂索（1975）根据生油层的主生油期的研究结果，也得出了基本一致的结论。

三、根据圈闭形成的时期确定油气藏形成的最早时间

圈闭是形成油气藏的前提，故其形成一定要早于或等于油气藏形成的时间。因此，可以根据圈闭形成的时间作为油气藏形成的可能最早时间。

圈闭可以是在储集层之上盖层沉积后不久形成（如透镜状岩性圈闭）；也可以是在储集层被埋藏相当长的地质时期后经构造运动改造而成。它可以是某一地质时期某一幕构造运动形成的，也可以是在漫长的地质时期内经多次改造而形成的。

图8—15为莱复生拟定的确定圈闭形成相对的时间顺序的示意剖面图。图中a—e为地层时代符号，1—7为圈闭号。1是a上覆泥岩盖层沉积后形成的尖灭型岩性圈闭；2是b—c之间造成不整合的构造变动所形成的断层圈闭；3是c沉积后形成的不整合面下的不整合圈闭；4是其上盖层沉积后形成的透镜型岩性圈闭；5—7是背斜圈闭，都是在e沉积后经褶皱而形成的。

在上述圈闭中所形成的油气藏，其形成的时间不会早于相应的圈闭。

对于经长期发育，逐步扩大其容积的圈闭，可根据圈闭容积应大于或等于油气藏容积的原则，对比不同发展阶段圈闭容积和现存油气藏容积之间的关系，就可以确定油气藏形

成的最早的可能时间。

当油气藏被断层切割时，还可以利用断层与油气藏的相互关系，通过确定断层形成的时间，作为油气藏形成时间的最早或最晚时间的界限。

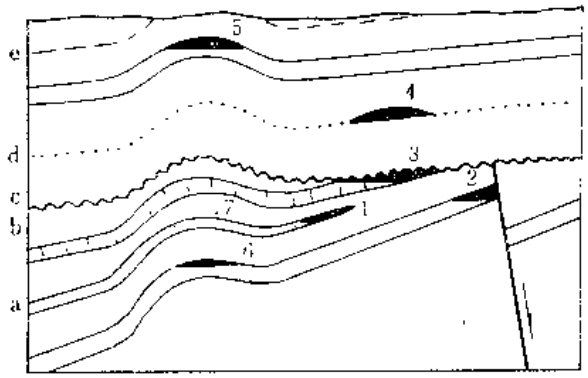


图 8—15 确定圈闭形成相对时间的示意剖面图
（据 Levorsen，1954）

四、根据饱和压力确定油气藏形成的时间

饱和压力又叫起泡点压力。当石油被天然气所饱和时，石油的比重最小、浮力大，粘度最小、流动性最强，因而运移和聚集作用也最为活跃。这种情况下形成的油藏，其地层压力（油贮压力）应是饱和压力。油藏的饱和压力与油藏形成时的埋深有关，因此达到此埋深的地质时期，就是油气藏形成的时期。

根据饱和压力推算油气藏形成时的埋深，可按下式求得：

$$H=\frac{10P}{\rho_w}$$

式中H为油藏形成时的埋深（m）；P 为饱和压力（10^5Pa），$10P$ 为饱和压力的水柱高（m）；ρ_w为比重，设为1。

若油藏的饱和压力为300×10^5Pa，埋深为3000m，那么，这就是说油藏形成时的埋深为3000m时的地质时期，这就是油藏形成的时间。

根据饱和压力所确定的油气藏形成时间，似乎比上述方法更直接和准确些。但是，这种方法是建立在一系列假设条件基础上的。首先，要求油藏在饱和压力下形成；其次，在油藏形成后的漫长地质年代里，油气的成分和温度保持不变，否则将会改变其饱和压力，使计算产生误差；再次，还要求油气藏形成后其上覆地层不遭受侵蚀。上述条件对一般油藏来说，是不易完全具备的。因此，它也是一种概略的方法。

五、根据圈闭容量确定天然气藏形成的时间

假设气藏形成时天然气充满圈闭容积，而在其后的整个地质时期内圈闭容积和温度保持不变，并维持在较低的压力下，同时气藏中的天然气也没有渗漏和散失；那么，气藏中气体的体积与压力之间的关系，得符合波义尔定律，即

$$P_0V_0=P_1V_1$$

式中 P_0、V 分别为气藏形成时的地层压力和气体体积；P_1、V_1 分别为现时气藏的地层压力和气体体积。根据假设，则V_0可以圈闭的容积表示之。

又因 $H=10P_0$ 或 $P_0=\frac{1}{10}H$

则

$$H=\frac{10P_1V_1}{V_0}$$

式中P_1.V_1.V_0都是可以测定或计算求得的参数，H可根据这些参数算出。确定出气藏形成时的埋深（H）后，就可按与上述相同的步骤确定气藏形成的地质时期。

但是，这种方法同样是建立在一系列难以完全满足的假设基础上，因而计算结果与实际情况存在一定程度，有时甚至较大程度的误差。不过，在综合分析时仍不失其参考价值。

六、利用成岩过程的岩石和矿物学资料确定油气藏形成时间

普罗佐鲁维奇（Г. Э. Прозолувич, 1966）等在研究西西伯利亚侏罗系—白垩系砂岩的成岩作用和次生变化时，发现在油藏部分再生石英（次生加大）最少，靠近油水接触带明显增多。他们认为石油的聚集可使再生石英作用停止。如果这个假设成立的话，那么油藏中再生石英的数量所代表的埋藏深度，应是油藏形成的深度。他们根据侏罗系和白垩系砂岩再生石英这种数量与埋藏深度之间相关性的分析，认为油藏（上侏罗统）中再生石英的含量大致相当埋深1000～1100m处。根据上述资料，作者得出上侏罗统的Б—Ⅰ，Б—Ⅱ、Ⅲ油层中的石油，大致在早白垩世的赛诺曼阶开始聚集的。

在西欧的德国和北海盆地油藏均作过不少类似的研究，并取得一定的效果。但是，这种方法同样有它自身的局限。因为，砂岩中再生石英数量受到多种因素影响，它与深度变化有时缺乏明显的相关性。这一点在应用时要特别给予注意。

此外，有人试图利用甲烷的碳同位素，氩、氦等稀有气体的含量和同位素成分，以及石油烃类组成与年代或深度的关系，来确定油气藏形成时间。这些方法实际上主要是用来确定烃类或稀有气体生成的年代问题，在解决油气源对比时尚有一定参考价值；可是如果用来确定油气藏形成的时间，则相去较远。这里就不一一介绍了。

第四节　油气藏破坏和油气再分布

一、概　　述

圈闭中聚集的油气，其四周被非渗透性岩层、水体单独或联合封闭，与介质的物理环境处于相对稳定的平衡状态。在缺氧、较低温度和压力条件下，油气具有化学上的稳定性。但是，上述的平衡和稳定都是相对的，有条件的。一旦条件发生变化，油气藏就将遭到破坏，或进行油气再分布。因此，所谓油气藏破坏和油气再分布，实质上就是在各种地质、物理、化学因素作用下，油气圈闭（主要是指封闭条件）或油气本身的物理化学稳定性遭到部分或全部破坏，致使油气在新条件下发生再运移和再聚集的过程。在这个过程中，油气部分或全部逸出圈闭并散失在大气中；或者因各种降解作用使石油发生氧化变质，从而部分或全部丧失其工业价值，统称为油气藏破坏。如果逸出的油气在一个或若干个新的圈闭内聚集成新的油气藏，则称为油气再分布。再分布的结果可以使原有较大的油气藏分散成若干较小的油气藏，降低其工业价值；但也可以由若干个油气藏中的油气，在再分布过

程中富集成一个较大的，甚至是巨大的油气藏，从而大大提高其工业价值。

造成油气藏破坏和油气再分布的因素是很多的。在很多情况下，圈闭的破坏和石油（气）本身物理化学稳定性的变化，又是相互联系的。但是，考虑到行文方便，下面将分别予以论述。

二、引起圈闭破坏和油气再分布的地质作用

（一）引起圈闭破坏的地质作用

破坏圈闭的地质作用有：侵蚀、断裂、刺穿、以及岩浆侵入所导致的热变质等。

侵蚀作用的结果，可以使圈闭上方的盖层被侵蚀，以致油层直接出露地表；或盖层残留厚度过小，以致不足以封闭油气。这些情况下，油气可以不断向地表逸散，使油气藏遭到严重的乃至彻底的破坏。但有些情况下油层上倾方向被侵蚀出露的面积较小。石油被氧化后可以形成沥青塞，使得下倾方向未逸出的油气得到保护，形成所谓沥青封闭型圈闭。

断裂和刺穿作用的结果，都可使油气圈闭造成一定程度的破坏，进而引起油气沿刺穿岩体及断裂系统向地表逸散。

此外，当构造运动使圈闭容积减少时，油气可以向上倾方向发生再运移。

无论那种情况造成的圈闭破坏，只要使油汽藏中的油气溢出地表时，就可在地表形成规模不等、类型不一的油气显示。

但是，必须指出，各种直达地表的通道不可能一直敞开。在重力作用下，或在氧化沥青和地下水沉淀的堵塞作用下，这些通道可以在不同程度上被堵塞。一般说埋藏较深的油气藏其通向地表的通道可能在较短的时期内被封闭；而埋藏较浅的油气藏其通道不易被封闭，油气逸散损失较严重，甚至会遭到彻底的破坏。

此外，盖层的质量和厚度，含油岩系的组成及油气藏的压力都对通道的开启程度和持续的时间具有一定程度的影响。

（二）引起油气再分布的地质作用

促使油气再分布的地质作用很多，但以断裂最主要。

1．断裂时油气再分布的作用

断裂对油气再分布的作用，表现在多方面。当断距小于储集层厚度时，油气再分布仅在储集层内作小的调整。

当断裂作用使油层的一部分与上方储集层连通时，可使原有油藏圈闭的容积变小，并使新溢出点以下的油气沿断层向上方储集层中运移，在新的圈闭内聚集成新的油气藏（图8—16和图8—17）。其结果，是使原先单一油气藏，分解成若干个油气藏，以致油气藏的规模和价值都相应地变小。

当油田中存在多油层，且最上部存在良好储集层，其上又有厚度大质量好的盖层时，断裂作用可以使多油层中的油气，向上方储集层中富集，形成巨大储量的主力油层。波斯湾盆地扎格罗斯山前带的许多巨大油气田都有这种特点。那里的油田大多存在三个主要含油层位，即第三系的主灰岩（伊拉克）或阿斯玛灰岩（伊朗）、白垩系灰岩和上侏罗统灰岩。而在第三系主灰岩（阿斯马灰岩）之上因有巨厚的法尔斯组膏盐层封闭，所以成为富集油气的主力油层。

2．其它地质因素对油气再分布的作用

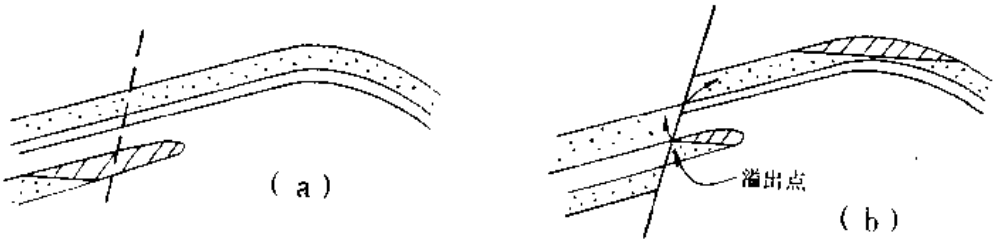


图 8—16 背斜翼部岩性油气藏中油气因断裂作用造成的再分布作用
(据 Hobson, 1956)

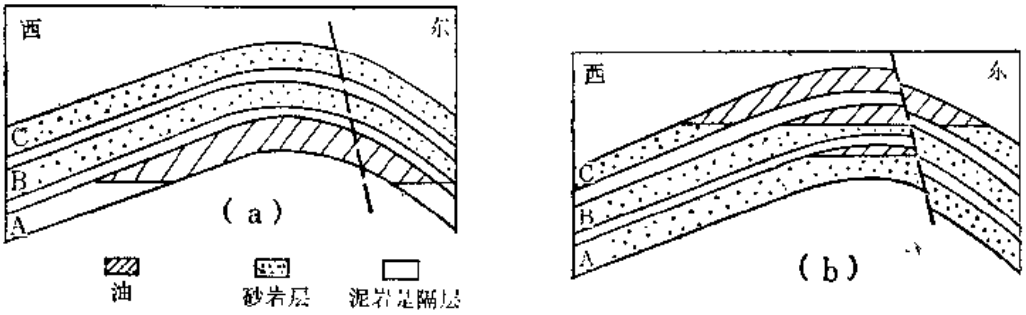


图 8—17 断层对具多储集层的单一油层的背斜油气藏中油气再分布的作用
(据 Hobson, 1956)

储集层不均衡掀起作用，可以使原有圈闭的高点位移，容积减少。如果油气充满或接近充满圈闭时，容积的减少将使油气溢出，向上倾方向运移。溢出的油气在适宜的条件下可在运移路线上的圈闭中聚集成新的油气藏。

储集层因构造运动上升变浅时，油层的压力相应地下降，于是油内的溶解气将游离析出，形成气顶。这时气占有原先石油占据的空间，而将石油挤出圈闭，溢向储集层上倾方向。如果储集层上倾方向有适当的圈闭，就可聚集起来形成新的油藏。

水动力作用不仅造成油水界面倾斜，而且明显改变圈闭的大小和位置，甚至使原有圈闭消失。因此，在水动力作用下，可以使原有油气藏中的油气发生再分布和再聚集。

三、油气藏中石油的变化

油气藏中石油的变化，按其条件和产物可分为氧化变质和热演化变质两类。

（一）石油的氧化变质作用

所谓氧化变质作用，系指原油在低温低压下氧化成为稠油和沥青类矿物的变化过程。原油的氧化变质作用常与油气藏遭受不同程度的破坏致使氧进入油气藏，或与原油通过一定渠道上升到氧化带乃至地表联系在一起的。

在氧化变质作用过程中，原油的轻组分由于蒸发、氧化和微生物降解作用而大量损耗，而重组分则不断增加。结果，原油变质成为稠油和沥青类矿物，大大减低了其工业价值。

石油的氧化变质作用依其强度大致可分为：（1）油贮内的降解作用；（2）地表充气条件下的变质作用。考虑到后者在油气显示一章已有所述及，下面着重讨论油贮内原油的降解作用。

油气藏中原油的降解作用是在油层水与地表的大气降水有一定连通性的条件下发生的。这种油层水一般含有少量（1～8ppm）溶解氧气及多种微生物（细菌）。

微生物降解作用对油所起的破坏较为明显。据估计世界上原油总储量的10%左右被细菌所消耗；另有10%原油的质量因微生物的降解作用变差。但是，在某些情况下，微生物降解作用对地下油气起着有益的作用。例如，当油层的一部分上升侵蚀而裸露地表时，氧化和微生物的降解作用可以造成沥青封闭，使其下的石油得以保存；又如，在油水界面上存在沥青“垫被”也是微生物降解和氧化作用的产物，但在“垫被”形成后，在某种程度上亦对其上的油气起一定的保护作用。

在油田中已发现的微生物有30属100个种以上的细菌、真菌、霉菌和酵母菌，不同菌种都能破坏一种或几种烃类，特别是碳数较低的烃类。虽然微生物破坏烃类的机理并没有完全搞清楚，但大量的实验和地质观察均已证实，微生物的降解作用是确凿无疑的。

乔布森（A. Jobson，1972）等用混合细菌处理加拿大萨斯喀彻温州的原油样品，在30℃条件下经21天培养后，发现微生物对原油的降解作用相当明显（图8—18）。原油的比重从0.827（40°API）增到1.046（5°API）；烷烃—环烷烃约有30%被破坏，芳烃少量被破坏。

拜莱（N. J. L. Bailey，1973）等所作的大量实验表明，低碳数（$<C_{20}$）的烃类先于高碳数的烃类被微生物所消耗；烷烃先于环烷烃和芳烃；正烷烃先于异构烷烃；单环的环烷烃和芳烃先于多环和复合的环烷烃、芳烃。微生物消耗最多的是低碳数的正烷烃，而对高碳数的异戊二烯型烷烃、复合环的甾烷和三萜烷烃、含N、S、O的重杂原子化合物则不起作用。因此，生物降解作用显著的原油在组成上具有烷烃，特别是正烷烃含量低，而多环和复合的环烷烃、芳烃、N、S、O的重杂原子化合物、沥青质等富集的特点。

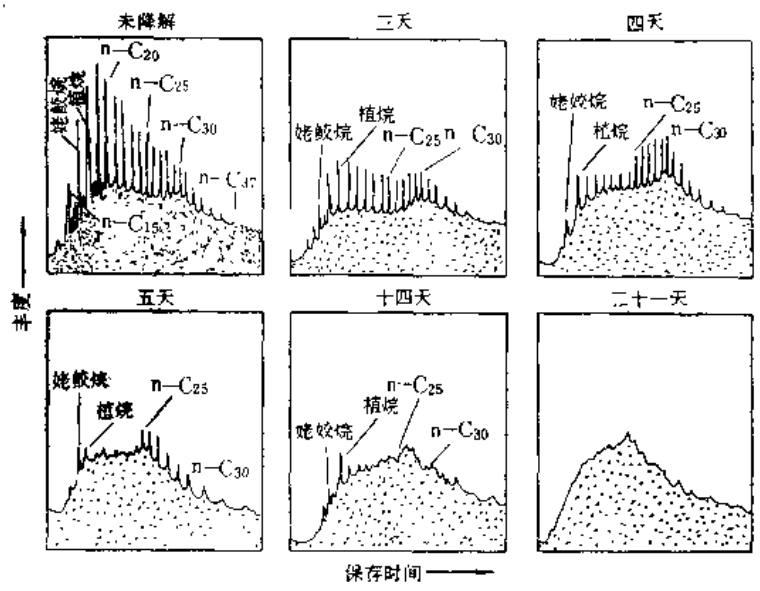


图 8—18 萨斯喀彻温州的原油样品在30℃时用混合微生物群培养21天的过程中。表示不同阶段微生物降解作用的气相色谱图
（据 Jobson等，1972）

萨斯喀彻温州威利斯顿盆地东北部密西西比系密森峪谷段中原油的变化，可以作为微生物降解作用的实例之一。油田东南为盐水区，微生物降解作用不明显，石油的比重为

36°API，饱和烃占47%；而油田的西北为淡水区，微生物作用显著，比重增加到15°API，饱和烃含量降到19%，含N、S、O化合物增加到37%，沥青质含量增加了一倍。

未降解和降解原油的气相色谱图（图8—19）有着明显的区别。对比上述图谱，可以看出：经微生物降解作用的原油（图8—19，上）中正烷烃含量显著减少，而异戊间二烯型烷烃则没有明显减少。植烷/正十八烷、姥鲛烷/正十七烷的比值则显著增大。

此外，微生物降解作用的结果，导致旋光性明显的增强。这是低分子的正烷烃（旋光性弱或无）的丧失，而高分子、复合环的环烷、芳烃及含N、S、O化合物富集的必然结果。

细菌降解作用使$\delta^{13}C$同位素类型曲线形状发生明显改变。图8—20为威利斯顿盆地微生物降解原油的$\delta^{13}C$类型曲线图。它与未降解原油的$\delta^{13}C$类型曲线相比，饱和烃的$\delta^{13}C$值明显升高，非烃和沥青质的$\delta^{13}C$值则因降解新分子的加入而略有下降，芳烃变化不大，原油总体的$\delta^{13}C$值略有提高。

氧化作用、水洗作用是使原油降解的另一类作用。

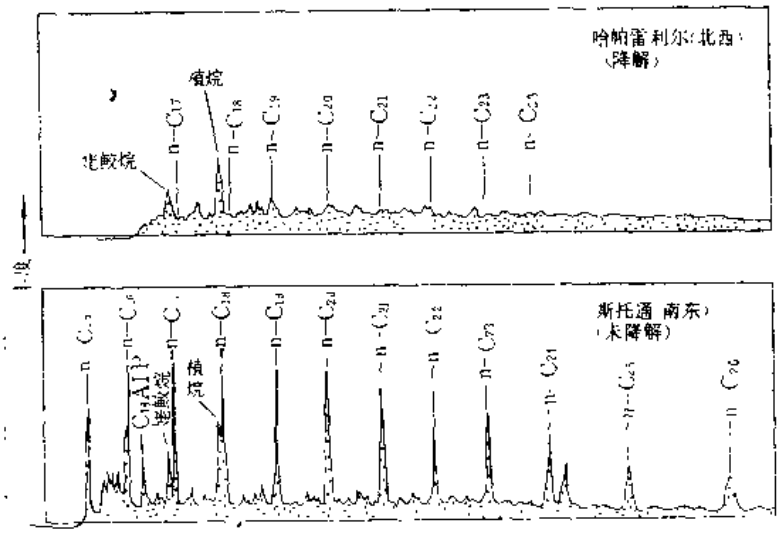


图 8—19　威利斯顿盆地密西西比系密森峡谷段原油饱和烃的气相色谱图
下图为未降解的 Stoughton原油，上图为High Prairie原油
(据 Bailey等，1973)

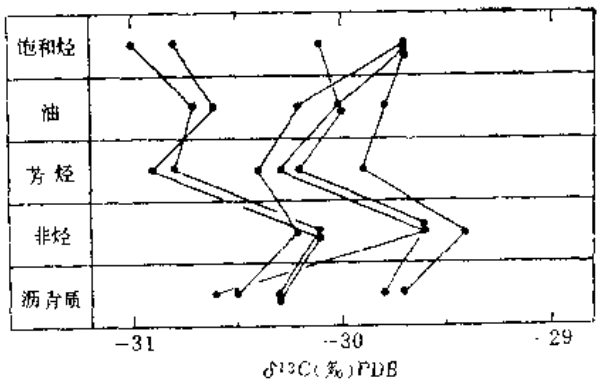
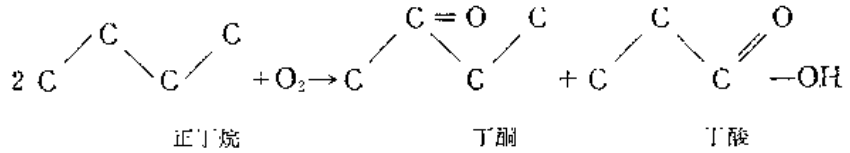


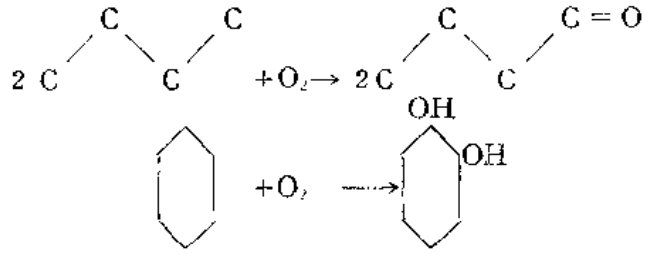
图 8—20　威里斯顿盆地生化降解原油分子类型—$\delta^{13}C$曲线
(据 Bailey等，1973)

原油氧化作用的结果，可以使烃类氧化为醇、酮和酸。例如，正丁烷被氧化可以形成丁酮和丁酸。其反应式如下：

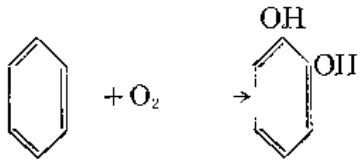


正丁烷　　丁酮　　丁酸

烷烃和环烷烃氧化，亦可形成醇类



芳烃氧化可形成酚类



氧化作用的结果，使石油轻烃减少、重组分增加，原油变质为稠油。

水洗作用的实质是溶于水中的氧气，氧化物和微生物与原油中的烃类作用。它们的变化具有同一的方向。因此，这里就不再重复论述。在不少文献和著作中，把委内瑞拉的拉贡尼拉斯（Laguni-llas）油田（图8—21）作为经水洗作用仍有开采价值的油田实例。

该油田的原油储量为$1.2\times10^8m^3$。在油层露头到上部油水接触面的淡水覆盖带宽5～10km是沥青封闭，其下为比重10～14°API的重质原油，向下倾方向是比重为14～22°API较轻质原油，深部为比重＞22°API的轻质原油。

（二）原油热演化变质作用

所谓热演化变质作用，系指油气藏中的石油在热力作用下向降低自由能而具有更高化学稳定性方向变化的过程。在这一过程中原油的一部分逐渐聚合成固体沥青类矿物而析出，形成所谓储层沥青。而另一较大部分则向低碳数烷烃方向演化，使得原油变轻、品质变佳；在演化的更高阶段则向轻质凝析油，最后向甲烷方向发展。热演化变质早期不仅没有明显的破坏作用，而且还有利于石油品质的改善，提高其工业价值，但演化达到一定程度后，特别是进入甲烷化阶段后，则在相当程度上降低了经济价值。

油气藏中石油的热演化与自然界的一切物质一样，都具有方向性，而这种方向性首先是由该物质的能量变化的方向性所决定的。任何物质的物理化学变化，都是在一定条件下朝自由能不断降低的方向发展，变化的产物应具有更高的稳定性。

油气藏中原油的热演化变质作用，是在缺氧的封闭系统中进行的，因而系统中的化学反应保持物质平衡状态。

上述基本原则决定了热演化变质作用的方向和产物。

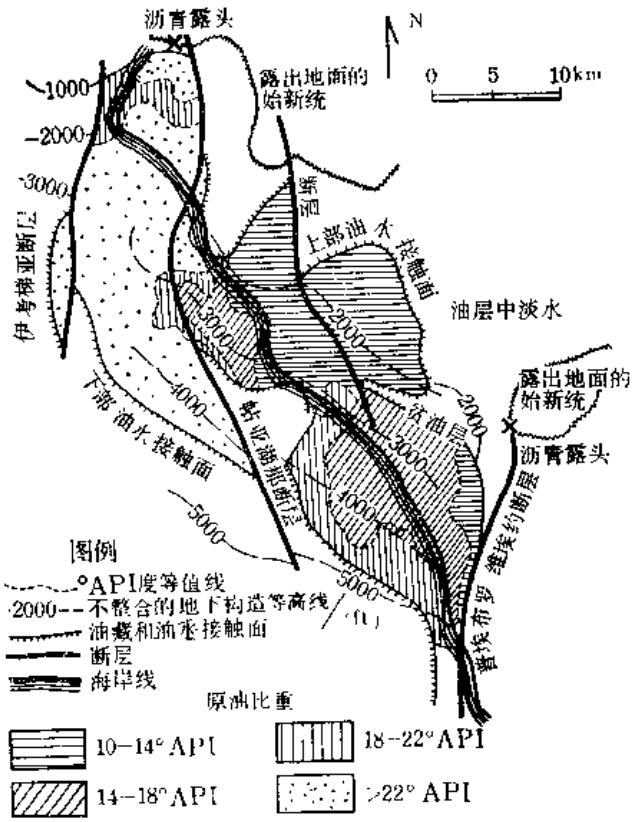


图 8—21 委内瑞拉贡尼拉斯油田的原油比重变化及油水接触面分布图
(据 Dickey和Hunt, 1972)

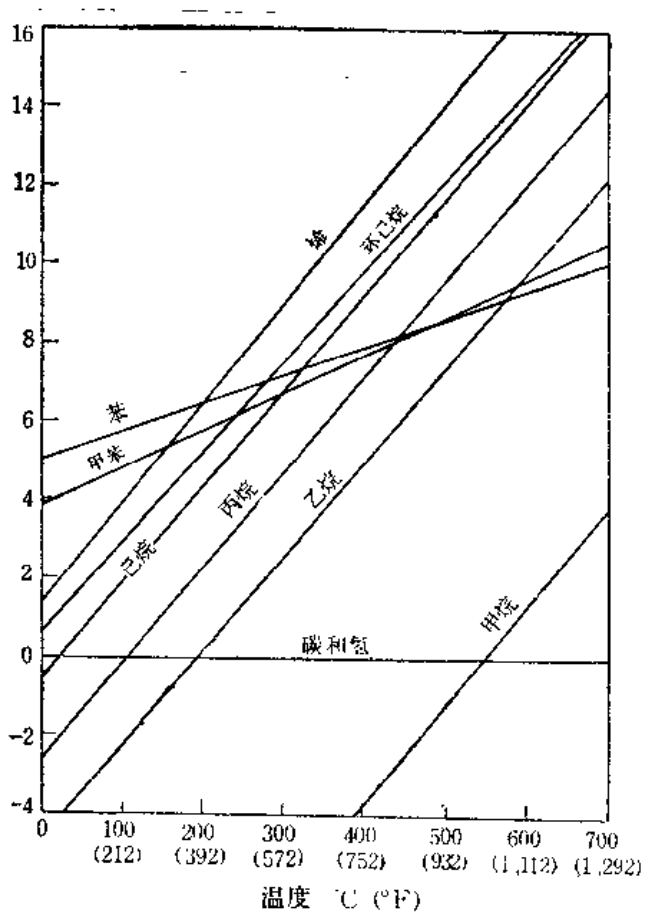


图 8—22 在常压下，随温度增加烃类的热稳定性
(据 Hunt等, 1975)

对于烃类来说，不同碳原子数，或同一碳原子数而结构不同的烃类，具有不同的自由能。在常压下，C_1—C_8的烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃的自由能和温度的关系，如图8—22所示。

从图可知：

1．烷烃的自由能随碳数增加而增大，甲烷的自由能最低，稳定性最高；

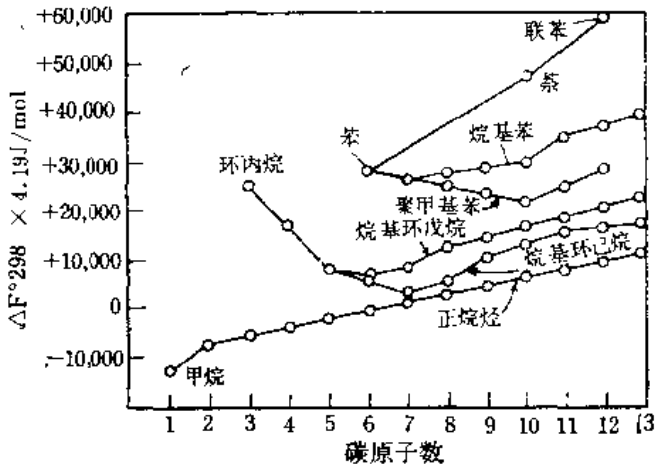


图 8—23　25℃时烃类的热稳定性

（据 Andrey等，转引自 Hunt，1979）

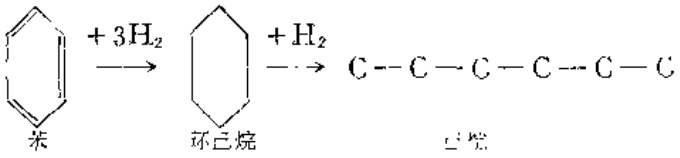
2．碳数相同（C_6）的烃类，自由能由大到小的次序：烯烃＞环烷烃＞烷烃，或者说热稳定性的次序：烷烃＞环烷烃＞烯烃；

3．芳香烃与环烷烃、烷烃的自由能大小次序，比较复杂，在低—中温条件下（小于250～300℃），芳烃＞环烷烃＞烷烃；而在高温条件下（大于250～300℃），环烷烃＞烷烃＞芳烃。考虑到油气藏中热演化变质作用都是在低—中温条件下进行的，因此就油气藏中烃类而言，在碳数相同条件下，烷烃最稳定，环烷次之，芳烃稳定性差。

不同碳数、不同结构的烃类热稳定性情况，在图8—23中表现得更为清晰。

根据上述资料，烃类热演化变质作用的变化方向，应该是由芳烃向环烷，再向烷烃直至甲烷方向进行。

但是，上述演化方向都是加氢反应。以苯为例：



而在油气藏并不存在游离氢源，氢都是与烃或烃类衍生物结合在一起的。要使前述反应得以实现，除了芳烃的环烷化反应，环烷的烷烃化以及高碳数链烷裂解为低碳数链烷的反应（这些都是加氢反应）外，必然还同时存在环烷的芳构化反应和芳烃聚合反应（这些都是放氢反应）。两者在该系统中保持平衡。因此，该系统中的化学反应不是简单的、单一方向的反应。而是复杂的多向的反应，但反应的总趋势是向降低自由能方向进行。

芳烃聚合反应的产物—多环稠合的含NSO化合物，在液态烃中的溶解度急剧降低，最后必将或早或迟地变为固体析出，成为储层沥青而离开这个系统。而烷烃化和甲烷化的结

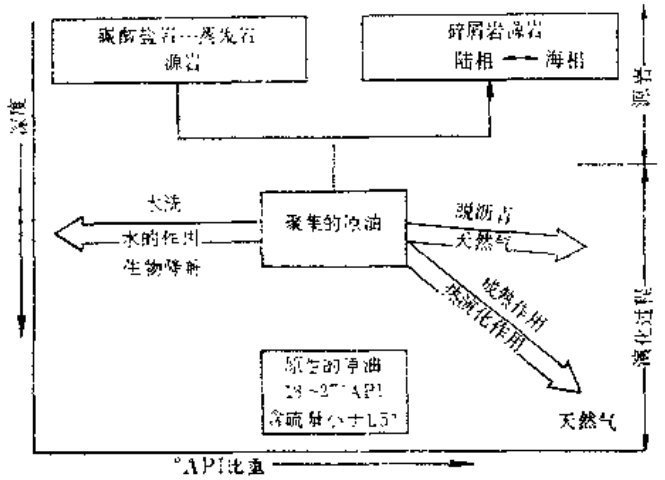


图 8—24　油藏中石油化学成分变化模式图
(据 Barker, 1979)

果将使液态原油变轻，成为轻质凝析油直至甲烷气。

根据上述分析，油藏中石油的变化可以归纳为如（图8—24）模式。

第九章　含油气盆地

第一节　含油气盆地概述

一、含油气盆地的概念

石油地质学主要是研究沉积盆地的地质学，因为石油主要赋存于沉积盆地之中，没有盆地也就没有可能去寻找石油。因此，对盆地的研究是评价油气远景的基础。

沉积盆地可以认为是：在地球表面具有相当厚沉积物的一个构造单元。盆地中的沉积物可以来自一个方向或几个方向，但沉积物厚度应比周围地区大得多，因此有时可以在盆地周围找到岸线形迹，与沉积作用同时具有下沉作用。

构造盆地是指受到后期构造作用改造而形成的盆地。其中沉积物厚度与周围比较起来没有明显差别，实际上也就是封闭的区域向斜。

地貌盆地是指陆地表面或洋底上的地形凹地，这种凹地可以有较厚沉积物，也可以只有少量沉积物。

无论是沉积盆地、构造盆地或地貌盆地，只要有过油气生成，并运移富集成为工业性油气田时，则这类盆地称为“含油气盆地”。

二、决定盆地中油气丰度的基本因素

一般说来，盆地中油气丰度直接由四个主要条件来决定，这就是：

（1）在沉积层系中必须富含生油的有机物质（material），在氧化作用、稀释作用和簸选作用受到限制的条件下，可以形成有利的生油沉积。

（2）考虑到有机物转化为油气，必须有适当的热作用，以达到热成熟（maturity），所以要注意盆地热流值与埋藏时间和深度的关系。

（3）要使油气富集起来，就要有有利的运导层或其他运移通道，因此油气运移是富集的重要因素，倾斜的砂层或张性断层常为此提供良好的运移条件。

（4）为了使油气聚集得以保持（maintenance）则多孔储集层必须为不渗透的盖层所遮盖，并要有适宜的圈闭条件。

上述四个油气富集因素的有利配合，使生油层、运移通道和储集层互相接触，在适宜的热流和应力条件下可以形成油气富集。

三、盆地演化的主要特征

沉积盆地在演化过程中主要受以下因素的相互影响：

（1）构造环境常常控制盆地大小和几何形态，同时也控制构成盆地底板和侧翼的基岩特性。而基岩性质和轮廓又影响区域地层倾斜和局部构造特征，从而控制盆地中流体的

运移和聚集。

（2）下沉速率和沉积速率的相互作用在一定程度上控制了盆地中沉积特点，有时下沉速率很大而沉积速率很小，这时就形成“饥饿盆地（或非补偿盆地）”。有时下沉速率和沉积速率相等，这时由于沉积物大量堆积可以促使盆地进一步下沉，许多三角洲盆地应属于这一类。

（3）圈闭样式的变化同样受构造环境所控制，在张性环境中盆地内主要出现掀斜断块和铲形正断层，形成滚动背斜及挤入构造等，如渤海湾盆地。而在压性环境中盆地内主要出现褶皱和冲断层等复杂构造，如酒泉盆地等（图9—1）。

除了上述相互影响的四个地质因素，尚有两个重要的物理因素，就是热流场和应力场。同一盆地在演化的不同时期内是经历了不同的热流作用和应力作用。因此张性盆地常可转化为压性盆地；反之，压性盆地可转化为张性盆地。这时构造样式和沉积作用也随之变化。

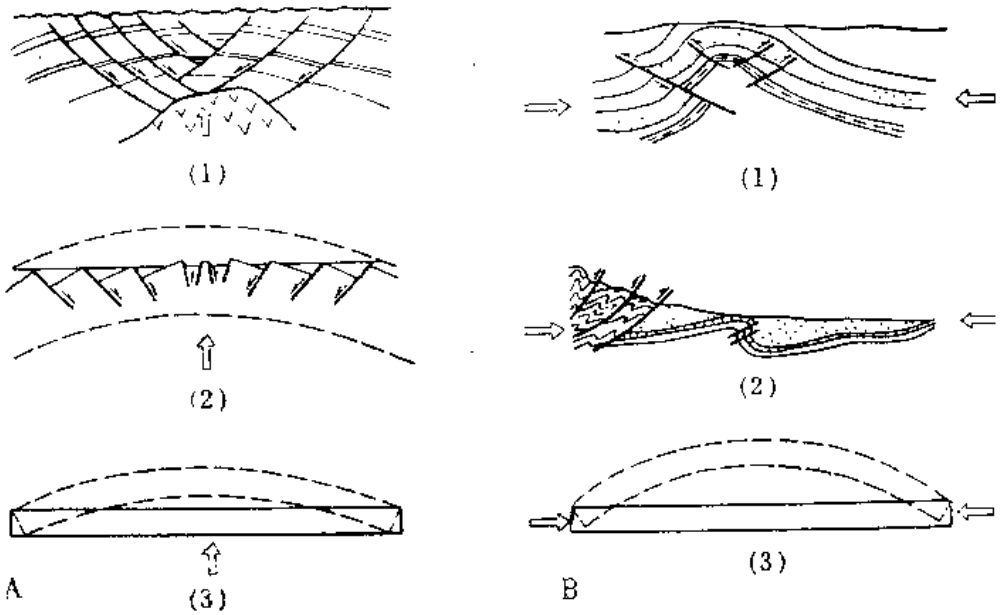


图 9—1　构造环境与圈闭样式示意图

A—中国东部张性盆地中的圈闭样式；
B—中国西部压性盆地中的圈闭样式

第二节　含油气盆地的分类

一、概述

为了对各种地质条件进行概括和比较，以便对各种盆地进行评价和勘探，许多学者提出了盆地分类。

含油气盆地的形成和发展是受大地构造条件所控制，所以含油气盆地的分类也都以不同的大地构造理论为基础。为了解释地球上巨型山系和盆地面貌，目前主要有三种主要假说：

固定论　是根据软流圈的热流动所引起的垂直运动来解释盆地的形成，大洋的形成就

是海洋化的结果，如苏联别洛乌索夫所代表的学派是传统的固定论者。

膨胀论 认为地球一直处于膨胀之中，大洋的形成不是由于海洋化的结果而是由于沿着洋中脊的增生作用和扩展作用。

活动论 是以岩石圈在软流圈上的水平运动来解释盆地的形成，现在流行的板块构造理论认为一些重要的含油气盆地与板块边界的活动有关（图9—2）。

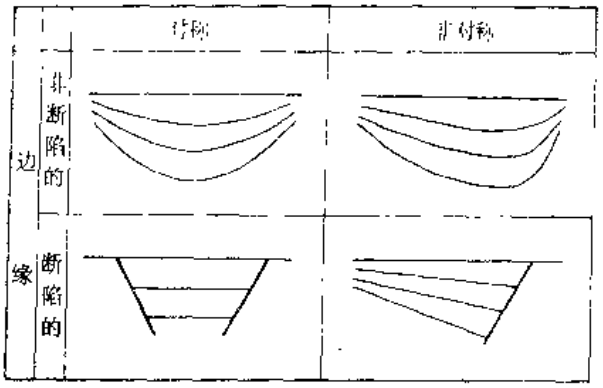


图 9—2 与板块边界活动带有关的各种不同类型的盆地
（据 W.R.Dickinson，1976）

近二十年来地质科学的进展，在理论上发展了板块构造学说，在应用上发展了反射地震勘探，二者对石油工业发展都起了重要作用。目前更多的学者采用板块构造理论作为研究含油气盆地的工作假说；采用反射地震勘探作为研究盆地深部地质的工具。下面将各种含油气盆地分类作一简述，以供参考。

二、盆地的几何形态分类

由于沉积盆地之间差别很大，每个沉积盆地都各有特色，甚至可以说一个盆地就是一种类型。查普曼（Chapman，1976）认为在教学中只作一个简单的分类就行，对于初学者来说这种分类还是很实用的（图9—3）。

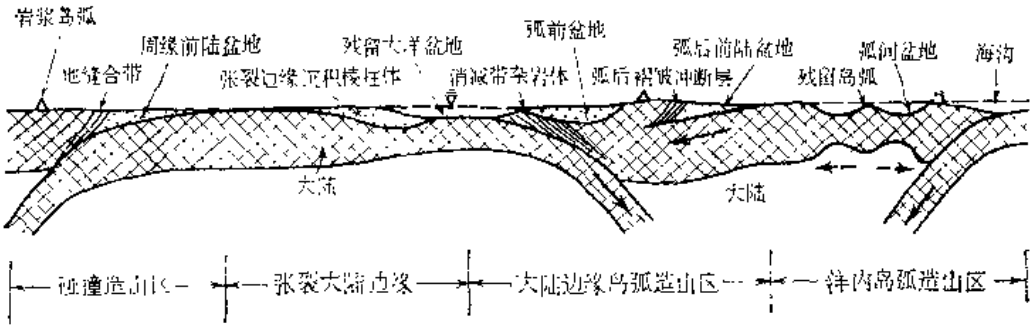


图 9—3 盆地的简单分类
（据 Chapman，1976）

沉积盆地在几何形态上可以先分为对称的和不对称的，然后这两种类型可以根据盆地边缘性质再划分为：断陷的和拗陷的。

三、以固定论为基础的盆地分类

布罗德（Бродъ，1965）的分类是以槽台学说为基础，同时考虑到盆地的地貌形态，将含油气盆地分成三大类，即：地台平原盆地、山前盆地和山间盆地，然后再根据盆地的基底时代作进一步划分，其分类如下：

（一）地台平原盆地

（1）具前寒武纪基底的盆地：如密歇根盆地、伏尔加—乌拉尔盆地；

（2）具古生代和不同时代基底的盆地：如西西伯利亚盆地、墨西哥湾盆地。

（二）山前盆地

（1）与古生代褶皱带山前凹陷有关的盆地：如阿帕拉契亚盆地、提曼—伯绍拉盆地。

（2）与后古生代褶皱带山前凹陷有关的盆地：如喀尔巴阡山前盆地、波斯湾盆地。

（三）山间盆地

（1）前寒武纪地台活化的山间盆地：如红海盆地、华北盆地。

（2）古生代褶皱带的山间盆地：如松辽盆地、准噶尔盆地。

（3）后古生代褶皱带的山间盆地：如特兰西瓦尼亚盆地、台湾西部盆地。

在这一分类中对盆地基底构造与盆地沉积盖层之间的关系考虑较少，而主要强调了地貌特征。

四、以活动论为基础的盆地分类

迪肯森（Dickinson，1976）以板块构造观点对盆地演化和分类进行论述，首先将盆地分为两大类：裂谷环境，是以离散板块运动和张性构造为主，由于地壳变薄发生了下沉作用；造山环境，是以聚敛板块运动和压性构造为主，由于板块俯冲而引起地壳下沉，也可能由于沉积负荷加大而促进下沉。然后，又将每一大类作进一步划分如下：

（一）裂谷型盆地

这组盆地的构造演化以拉伸的板块运动和地壳的张裂作用为主，包括下述八类：

（1）底克拉通盆地（infracratonic basin）：位于大陆内部的裂谷盆地，盆地基底已变薄；

（2）边缘坳拉谷（marginal aulacogen）：位于大陆边缘凹入部分，向大陆内部延伸的夭折裂谷；

（3）原始大洋裂谷（protoceanic rift）：在两个大陆地块之间，开始出现狭长的洋壳，但沉积作用仍受两侧大陆的影响（图9—4）；

（4）冒地斜沉积棱柱体（miogeoclinal prism）：位于大陆和大洋过渡带的陆阶、陆坡和陆隆上的沉积复合体，并将张裂的大陆边缘埋盖起来（图9—5）；

（5）陆堤（continental embankment）：位于张裂大陆边缘的外沿，形成逐渐向海洋方向推进的沉积物；

（6）新生大洋盆地（nascent ocean basin）：在大洋中脊与大陆地块之间，由于新岩石圈增长和下沉而形成的盆地；

（7）扭张性盆地（transtensional basin）：沿着转换断层系，发生的拉开盆地或楔状断陷盆地；

（8）弧间盆地（interarc basin）：由于岩浆弧裂开，弧后扩张所形成的小洋盆。

（二）造山型盆地

（1）海沟（oceanic trench）：由于板块俯冲所形成的深海槽（图9—6）；

（2）斜坡盆地（slope basin）：发育在海沟与斜坡折点之间的构造凹地（图9—6）；

（3）弧前盆地（forearc basin）：形成在岛弧与海沟间隙内（图9—6）；

（4）周缘前陆盆地（peripheral foreland basin）：与碰撞造山带相邻，发生在克拉通周缘的盆地（图9—7）；

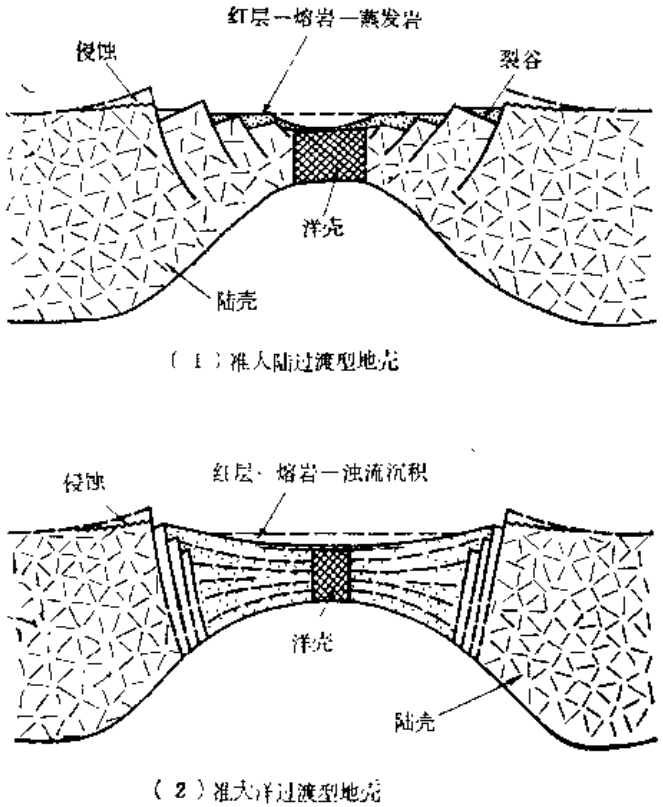


图 9—4　原始大洋裂谷示意图解

（据 W. R. Dickinson, 1976）

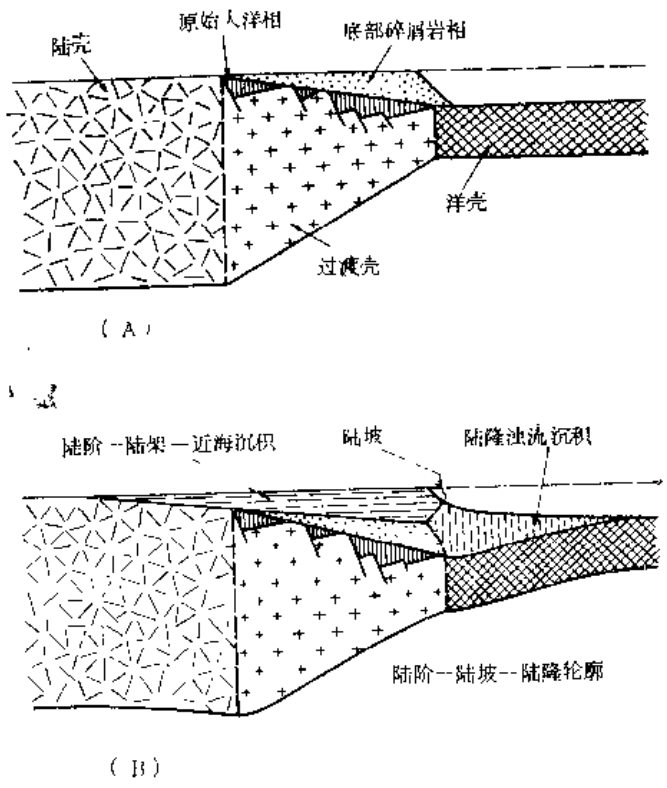


图 9—5　冒地斜棱柱体演化图解

（据 W. R. Dickinson, 1976）

从早期过渡型地壳快速下沉时底部为碎屑岩相（A），进一步发展到以挠曲下沉为主的三角洲碎屑沉积及深滩碳酸盐沉积(B)

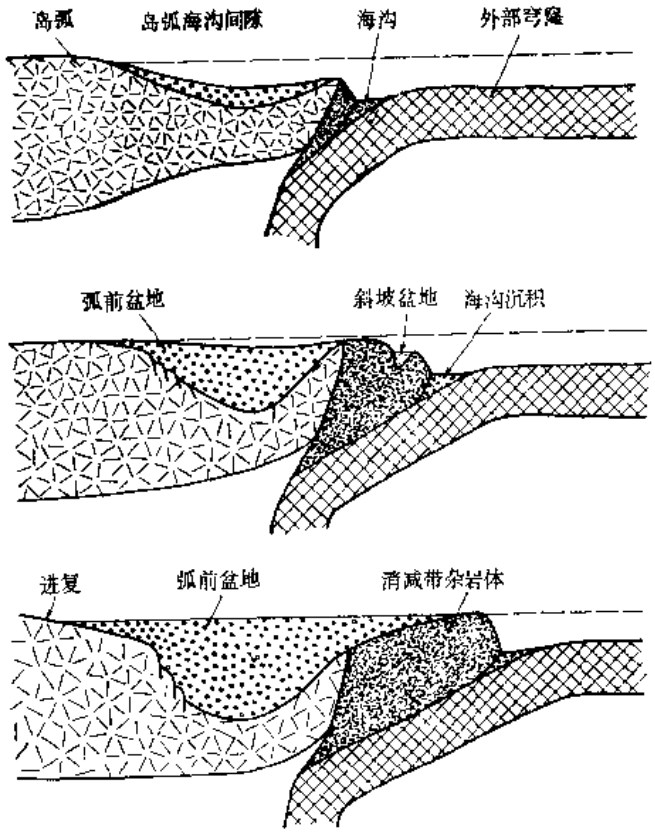


图 9—6　海沟、斜坡盆地和弧前盆地发育示意图
(据 W.R.Dickinson, 1976)
自上而下表示时间从早到晚

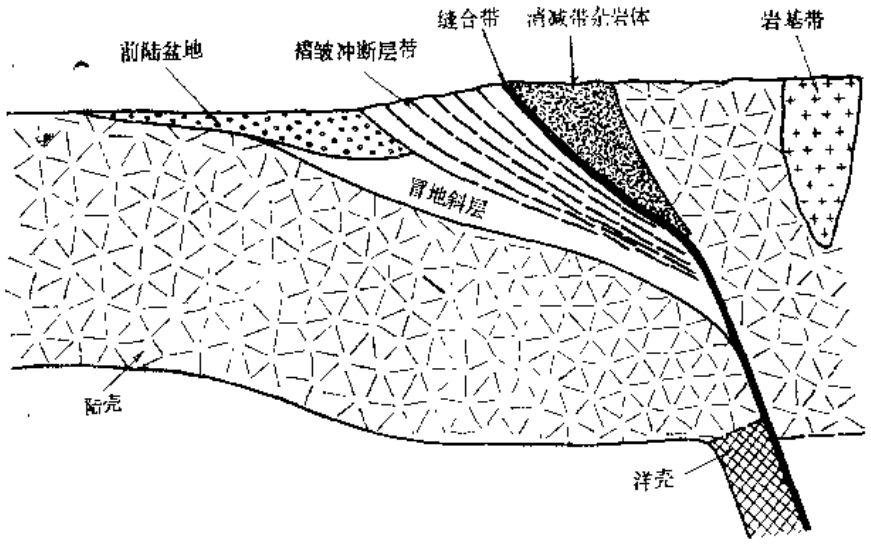


图 9—7　与碰撞造山带毗邻的周缘前陆盆地简图
(据 W. R. Dickinson, 1976)

(5) 弧后前陆盆地 (retroarc foreland basin)：与岛弧造山带相邻，发育在大陆边缘岩浆弧的后面 (图9—8)；

(6) 破裂前陆盆地 (broken foreland basin)：位于造山带的前陆盆地，由于基底变形和块断所引起的构造凹地；

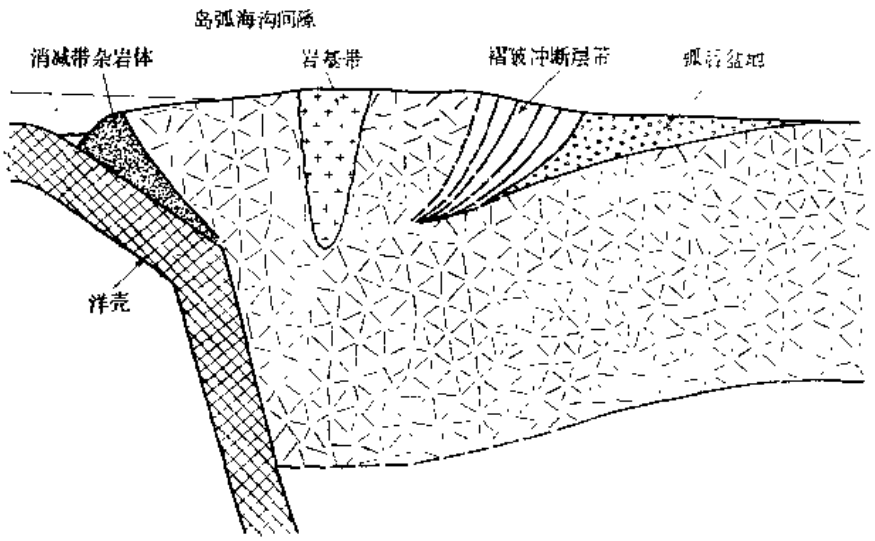


图 9—8 弧后前陆盆地横剖面简图
（据 W. R. Dickinson, 1976）

（7）扭压性盆地（transpressional basin）：沿着转换断层系，可以出现扭动褶皱（wrench fold）和向下坳曲的盆地；

（8）残余大洋盆地（remnant ocean basin）：沿着岛弧—海沟系的边界，由于老岩石圈的消减而产生的收缩盆地。

五、以地球动力学为基础的盆地分类

以地球动力学为基础来进行盆地分类，是近年来一种新的趋势（Bally，1975；朱夏，1983；刘和甫，1982，1983）。盆地作为岩石圈上巨大的沉陷区域，以岩石圈地球动力学的研究为前提，将对盆地形成的认识得到进一步的提高。

总之，在盆地内沉积及构造样式的演化是受地球动力学环境所控制，由于地球旋转速度的变化以及重力与热流的相互作用，使含油气盆地在不同地质历史时期遭受各种应力作用，但主要有两种力起着主导作用，即地球旋转惯性力和重力。因此，我们从地球旋转惯性力所产生的水平应力场(图9—9)和重力场来考虑，首先将含油气盆地划分为四大类，即：张裂环境、压缩环境、剪切环境和重力环境。然后再根据盆地所在的地壳结构和大地构造位置作进一步划分。最后讨论由于含油气盆地在空间和时间上的变化所产生的横向复合盆地和垂向复合盆地。

现将含油气盆地的分类列表于后（见表9—1）。

（一）张裂环境盆地

随着超级大陆的解体，中、新生代油气盆地的形成往往与大陆岩石圈破裂有关，也就是地壳破裂化作用所产生，这种碎裂往往与岩石圈的张应力有关，根据其地壳性质和所处大地构造位置可以分为四个类型：

（1）大陆裂谷盆地：形成于大陆扩张初期，盆地位于大陆型地壳之上，开始为裂陷作用，然后为区域性坳陷，如北海盆地和渤海湾盆地；

（2）陆间裂谷盆地：产生于海底扩张早期，出现有狭长的过渡型地壳，如红海盆

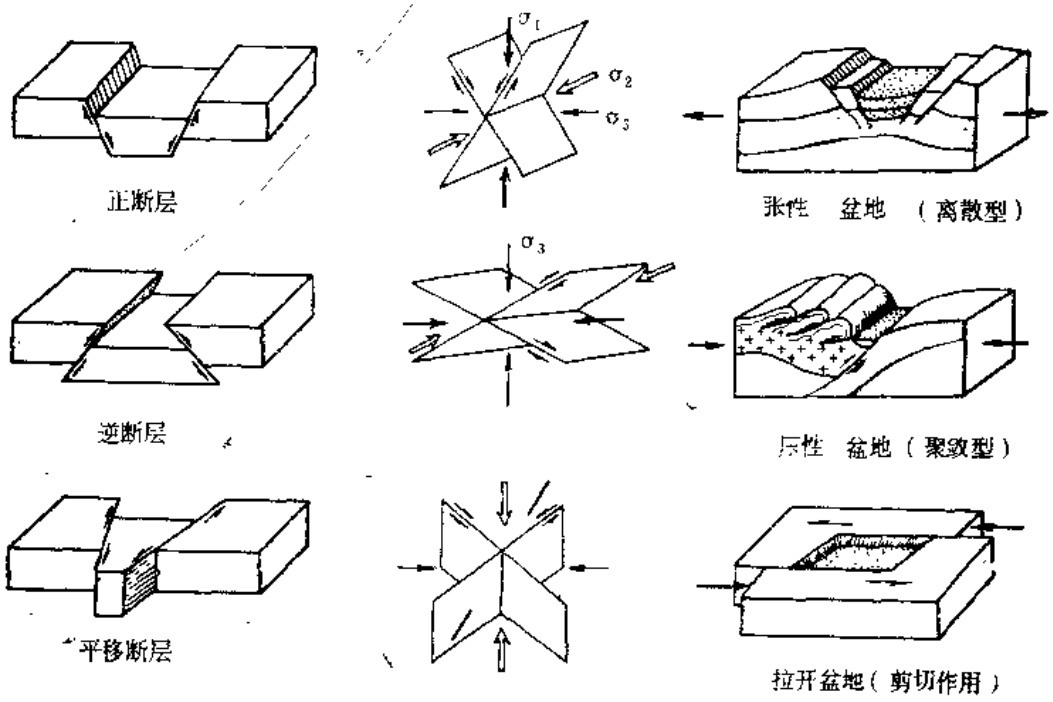


图 9—9 断层动力学模式和盆地形成（主应力轴$\sigma_1>\sigma_2>\sigma_3$）
（据 刘和甫，1983）

表 9—1 以地球动力学为基础的含油气盆地分类

张裂环境	1．大陆裂谷盆地	如北海盆地
	2．陆间裂谷盆地	如红海盆地
	3．大陆边缘盆地	如尼日尔盆地
	4．边缘海盆地	如日本海盆地
挤压环境	5．山前盆地	如酒泉盆地
	6．山间盆地	如准噶尔盆地
	7．弧前盆地	如库克湾盆地
	8．弧后盆地	如台湾西部盆地
剪切环境	9．张扭性盆地	如死海盆地
	10．压扭性盆地	如圣华金盆地
重力环境	11．克拉通内部盆地	如密歇根盆地
	12．克拉通边缘盆地	如北里海盆地

地；

（3）大陆边缘盆地：产生于海底扩张后期，在被动大陆边缘上沉积向海方向推进的进积型沉积，包括一些大型三角洲盆地，如大西洋沿岸的一些盆地；

（4）边缘海盆地：主要是由于弧后扩张或弧间扩张所产生的一些小洋盆，如日本海盆地及南海盆地。

另外当裂谷扩展作用遭到中断，没有形成新的海洋，这类盆地可以称为坳拉谷（aulacogen），我们把这类盆地暂归于大陆裂谷盆地之中。

（二）挤压环境盆地

与造山带有关的盆地常常是油气富集地带，因为褶皱—冲断层带中圈闭明显，油苗丰富，常常成为石油工业发展的摇篮，按其所处大地构造位置进一步划分于下：

（1）山前盆地：位于碰撞造山带的前缘，其下伏为大陆地壳，盆地结构为不对称，由褶皱—冲断层带向克拉通方向变为平缓，如酒泉盆地；

（2）山间盆地：位于不同时代或同一时代的造山带之间，如准葛尔盆地；

（3）弧前盆地：位于岛弧与海沟之间，如库克湾盆地；

（4）弧后前陆盆地：位于岛弧后面靠大陆一侧，如台湾西部盆地。

（三）剪切环境盆地

沿着直立的平移断层作剪切运动时，主要表现为水平分量而不具垂直分量，但当断层弯曲或断面偏离直立时，可以有张性或压性应力参与，这时可以产生隆起或凹陷。实际上大多数含油气盆地形成时既有水平运动分量，又有垂直运动分量。水平运动有利于构造圈闭的形成，垂直运动有利于沉积物聚集，因此剪切环境，常形成一些小而肥的盆地，如加利福尼亚州南部的洛杉矶盆地和文图拉盆地等。按盆地形成时的力学性质又可进一步划分为两类：

（1）张扭性盆地：这类盆地的边界断层主要为张性平移断层，或平移断层与正断层同时出现，在两条平移断层之间形成拉开盆地或楔状断陷（图9—10），死海盆地是一个典型例子；

（2）压扭性盆地：沿着平移断裂可以出现雁列褶皱，或由于岩块相对扭动而形成大的向斜盆地，如加利福尼亚州圣华金盆地（图9—11）。

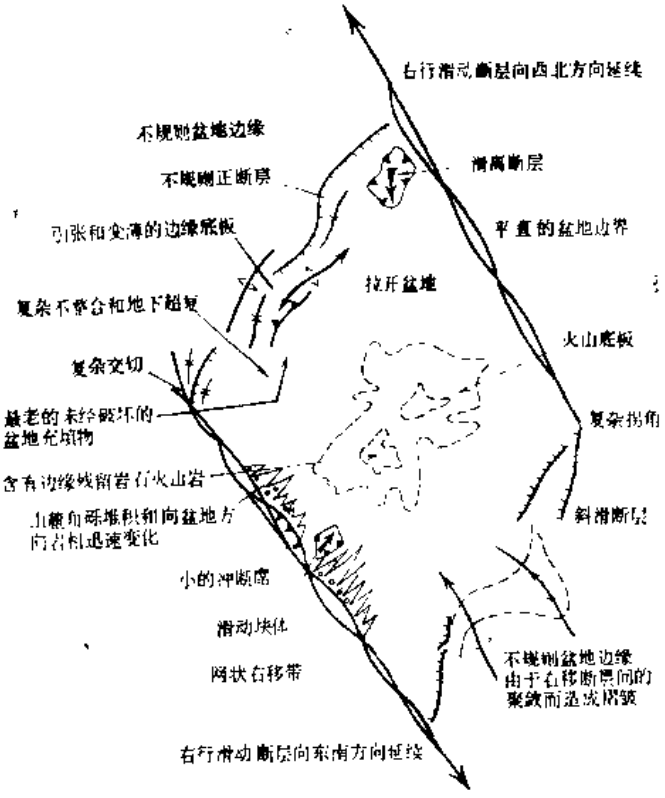


图 9—10 理想的张扭性拉开盆地简图

（据 J. C. Crowell, 1974）

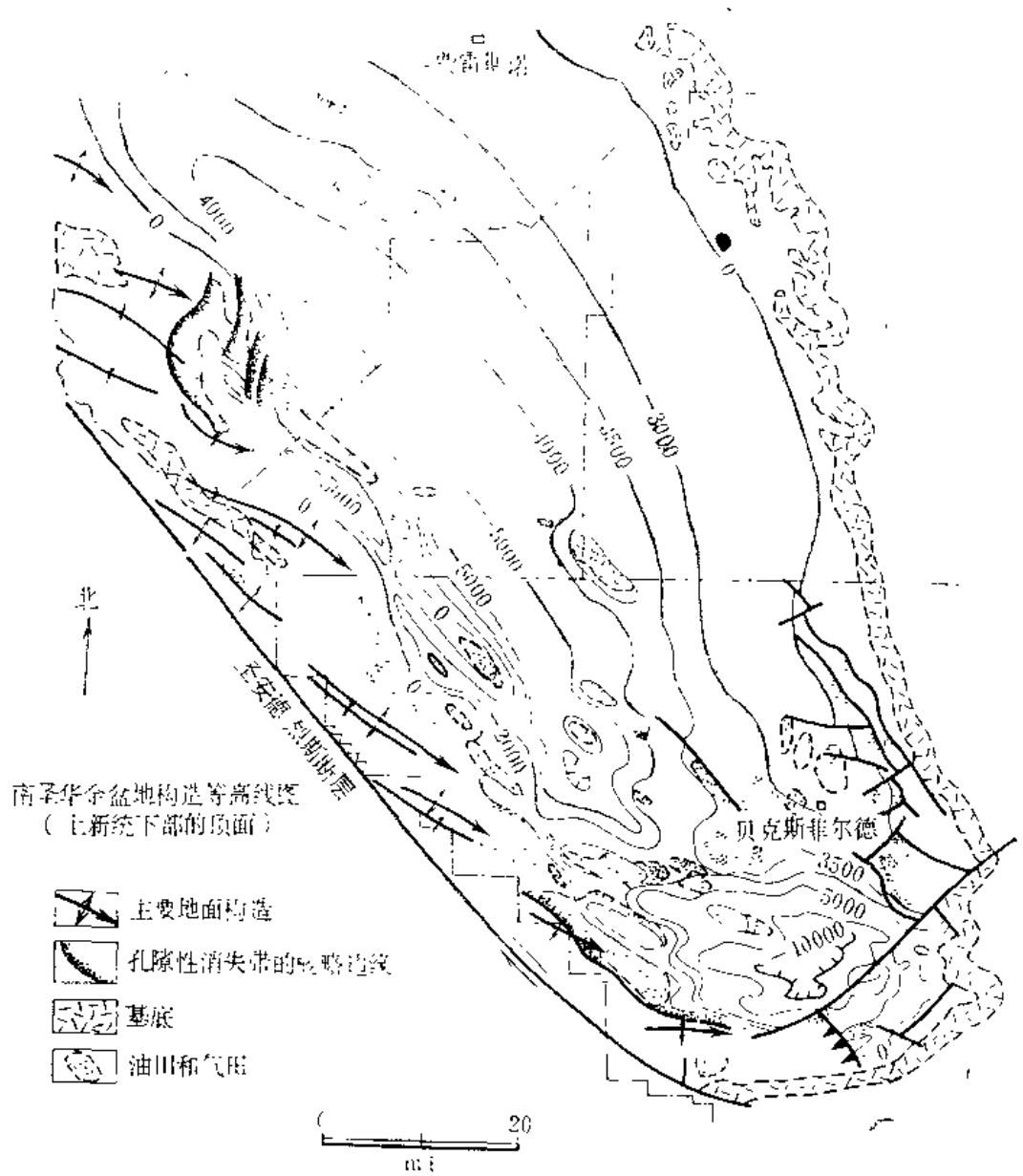


图 9—11 压扭性盆地基本特征简图
（据 R. E. Wilcox等 1973）

（四）重力环境盆地

克拉通盆地从表面上看来虽然很简单，但其下伏构造可能很复杂，用板块构造来解释这类盆地的特点，几乎没有取得成功。但用固定论的概念似乎可以成功地解释这种现象，因为这类盆地的持续下沉可达几亿年之久。在克拉通上花岗—片麻岩穹窿的发生可以认为是由于区域变质和花岗岩化过程中比重变小，因浮力而上升，作为稳生宙构造变形一种特点。那末，在克拉通上盆地的缓慢下沉，可以认为是由于岩石圈变冷，比重增大，因重力作用而逐渐下沉，作为显生宙构造变形的一种方式。对克拉通盆地按其大地构造位置可以进一步划分为两类：

（1）克拉通内部盆地：位于克拉通内部，常呈碟状大面积稳定下沉，构造变动微弱，

通
4
6
7
号

倾角平缓，如密歇根盆地及威利斯顿盆地；

（2）克拉通边缘盆地：位于克拉通边缘，向海域方向逐渐下倾，如北里海盆地。

上述12类盆地是按地球动力学进行分类的基本原型，但由于有些含油气盆地在长期地质历史中遭受复杂的变动和大地构造位置的变化，许多盆地是经常迭加变形，可以由两个或两个以上成因的盆地叠加在一起，这就形成复合盆地。根据盆地的叠加情况可以进一步分为横向复合盆地和垂向复合盆地。

横向复合盆地：盆地在横向上可以包括两种或两种以上不同类型的盆地。如波斯湾盆地，实际上就包括两种不同类型的盆地，波斯湾东侧为扎格罗斯山前盆地，属于挤压环境下产生的山前盆地，而波斯湾西侧则为克拉通边缘盆地，两者在构造样式、沉积特征及产油层位上都有很大区别，但目前已成为一个统一的含油气盆地。

垂向复合盆地：盆地在垂向上也可以叠加两种或两种以上的盆地。这类盆地在勘探初期不易被人认识，随着钻井和地震资料揭示，有些盆地常常有两层或两层以上的结构，如有些盆地下部为挤压环境下形成的盆地，而上部则为张裂环境下产生的盆地，反之亦然。

尽管盆地结构复杂，类型繁多，但我们应当按盆地的主要特征来确定其基本原型。

第三节　含油气盆地中的油气聚集

一、盆地类型与油气聚集

在含油气盆地中，圈闭不是一种孤立现象，而往往属于一个构造带或地层岩相带。在不同大地构造环境的盆地中往往形成不同的构造样式或圈闭类型，目前许多石油地质学家往往利用构造样式这一概念来外推或预测盆地中的隐伏圈闭类型以提高勘探效率。

在张裂环境盆地中油气聚集主要与掀斜断块，铲形正断层与滚动构造，以及披盖构造等有关，如北海盆地是张裂环境中形成的一个裂谷盆地，具有典型的三层构造即下层为断块构造，中层为滚动构造，而上层为披盖构造。我国渤海湾盆地也有类似结构，但在下层中尚有冲断层和褶皱构造出现。

一般在裂谷早期，在狭长的沉积槽中仅发现有少量天然气。但当地堑进一步扩展成为裂陷盆地时，可以具有丰富的生油岩，同时由于高地温，所以石油成熟快，有时在比较浅的层位也可以出现天然气带，如红海南部。

当裂谷作用进一步扩展，可以出现稳定的大陆边缘盆地，盆地的发育是通过沉积物向大陆边缘外侧推进沉积作用所形成，如一些新生代的三角洲盆地。这里可以出现由于盐或泥浮力上升而形成的挤入构造以及滚动构造，成为有利的油气圈闭。

挤压环境下形成的盆地，有一些是从稳定大陆边缘演化而来，也就是由开始的张裂环境转化到大陆碰撞或俯冲的挤压环境。伊朗西南的扎格罗斯山前盆地可以作为这种实例。在洋壳环境下所形成的挤压盆地是根据岛弧环境来划分，如前所述即划分为弧前盆地和弧后盆地，但两者都广泛发育冲断层—褶皱构造圈闭样式。

弧前盆地的沉积物一般是不成熟的，沉积物可以叠置到几千米厚。来自隆起和火山弧的岩石形成大量浊流沉积，由于构造复杂，储集岩相变化大，热流比较低等因素，勘探比较困难，如阿拉斯加湾和库克湾盆地。库克湾盆地可以作为弧前盆地含油性的典型例子，

在第三系中产大量石油和天然气，但烃可能起源于中生代岩层。

弧后盆地是发育在火山弧之后，其特征可以是各式各样，按盆地所在位置可以进一步分为陆壳上的和洋壳上的，按其成因可以分为原生弧后盆地和次生扩张形成的弧后盆地。盆地内的沉积可以来自大陆，也可以来自火山弧，热流值通常较高，特别与火山弧相邻的盆地部分，向大陆方向热流值降低。如缅甸盆地和苏门答腊盆地是弧后盆地中主要产油的实例。

与剪切环境有关的盆地形成，主要是由于沿断层发生弯曲，可以导至地壳差异升降。这类盆地中的沉积物可以迅速变化，从近岸，或陆相沉积，直到深海浊流沉积都可以出现。由于局部的同沉积构造运动，可以使沉积物厚度变化迅速，地温梯度也十分不同。石油产自粗碎屑到浊流沉积，圈闭类型也可以有背斜圈闭，断层圈闭和地层—岩性圈闭。在加利福尼亚州中部和南部一些小而肥的含油盆地如洛杉矶盆地、圣华金盆地和文图拉盆地等都与走向滑动断层有关。

与重力作用有关的一些盆地主要发育在稳定地块上，盆地常呈圆形，长期使沉积作用和下沉作用保持同步，主要反映在浅水沉积物上，或反映在等厚线轮廓上。沉积物的性质主要与海洋的相互关系来决定，一般情况下有相当富集的有机物，地热梯度属于正常，圈闭常与基底隆起有关，或者属于地层—岩性圈闭。显然，这类盆地的形成与板块构造演化没有任何直接联系。但也有人认为这类盆地可能叠置在前寒武系裂谷之上。如密歇根盆地和威利斯顿盆地。

综上所述，含油气盆地是油气生成、运移和聚集的基本地质单元。根据含油气盆地所处的不同大地构造位置或环境，可以用来预测油气圈闭类型及沉积体系特征，从而推断其含油气远景和确定勘探方法。

二、油气聚集带

（一）油气聚集带（或趋向带）的基本概念

油气聚集带这一名词在苏联石油地质文献中广泛地应用，而欧美则常用油气藏（田）趋向带，两者含义相近，但不完全一致。

所谓油气聚集带，系指与大构造单位（背斜带或与其相当级别的构造单位）联系在一起的油气田带（群）。在油气聚集带内的各油气田，具有相似的地质构造特征和油气藏形成条件。油气聚集带侧重于从构造角度阐述油气田成带、成群分布的特征。

油气藏趋向带，一般是指某一含油气层位中油气藏分布趋向一致或基本一致的油气藏带（群），如滨岸线油气藏（趋向）带、礁型油气藏带（群）、鞋带状油气藏带、河道砂油气藏带……等；也偶尔把背斜油气藏带及不同时代（层位）油气藏叠合分布的地带，亦称作趋向带。因此，油气藏趋向带可以看作是油气聚集带的同义词，侧重于表示地层型油气聚集带。

鉴于上述：油气聚集带的广义概念，则应既包括受构造因素控制的油气田带（群），也应包括受地层因素控制的油气藏（田）趋向带。

“油气聚集带”是指油气聚集的地带，并非指油气产生地带。油气聚集带内的油气，是由相邻近的生油区内汇集起来的，油气聚集带的周围可能都是它的汇油面积，也可能汇油面积仅仅存在于油气聚集带的一侧，或某一方向。该带所以能聚集丰富的油气，还与它具

有良好的油气聚集条件有密切关系。

考虑到地壳中油气田不是孤立存在，而是成带、成群分布的，而这些成带成群分布的油气田，往往具有相似的地质构造和油气藏形成条件。因此，采用“油气聚集带”(或“油气藏趋向带”)这个术语，代表这种成带、成群分布的油气田这一级别的油气聚集单位，是比较合适的。有了这一概念，在进行油气田勘探时，有助于从总体上把握油气聚集带的分布特点，对油气聚集带进行总体勘探，在较短的时间内查明该区域油气藏形成的地质、地球化学条件确定最佳的油气富集条件和地段，加快大油气田发现和勘探的速度。

（二）油气聚集带的分类

由于控制油气聚集带的地质因素比较复杂，不同学者可以从不同角度提出多种分类方案，繁简也不甚一致。但是，根据油气聚集带形成过程中起决定性的地质因素，大致可将

表 9—2　油气聚集带主要类型简表

大类	主要类型	具体形式	实例
构造类	(一) 背斜型油气聚集带	1. 中、强褶皱背斜带	1. 扎格罗斯山前背斜，酒泉盆地山前带
		2. 长垣、平缓背斜带	2. 大庆长垣、加瓦尔长垣、杜依马兹长垣、下普尔斯克长垣等
		3. 穹隆背斜群	3. 罗马什金、苏尔古特隆起南部背斜群、扶余背斜群等
	(二) 断裂型油气聚集带	1. 断块或断阶带	1. 克拉玛依断裂带西北侧的油田带
		2. 同生断层和逆牵引背斜带	2. 维尔克堡断裂带
		3. 逆掩断裂带	3. 落基山东侧逆掩断裂带
	(三) 盐(泥)丘型油气聚集带	1. 盐丘和盐背斜带	1. 墨西哥湾、吉恩维夫坳陷、罗马尼亚等均有极发育的盐丘和背斜油气田带
		2. 泥火山和泥底辟背斜带	2. 阿普歇伦西部背斜带、特立尼达岛南的泥火山背斜带等
地层类	(一) 潜山型油气聚集带	1. 与碳酸盐岩潜山有关的油气聚集带	1. 任丘、铁尔斯顿等潜山油气藏(田)带
		2. 与碎屑岩潜山有关的油气聚集带	2. 哈西—迈萨乌德、厄尔加西—厄尔阿伯莱布等潜山油气田(藏)带
		3. 与结晶基岩潜山有关的油气聚集带	3. 克拉大特—普鲁萨基岩潜山油田带
	(二) 与碎屑岩有关的岩性油气藏趋向带	1. 河道砂油气藏趋向带	1. 布奇、喀特研克等河道砂油气藏带
		2. 滨岸砂坝油气藏趋向带	2. 绿林县吴罗基组鲕带状油气藏带
	(三) 与碳酸盐岩有关的岩性油气藏趋向带	1. 上倾尖灭型油气藏趋向带	1. 霍戈登气田带
		2. 溶蚀白云岩化型油气藏趋向带	2. 春香油气田带
	(四) 礁型油气藏趋向带	1. 环礁型	1. 黄金带油气田带
		2. 马蹄礁型	2. 二叠纪盆地的马蹄礁油气田(藏)带
		3. 线状礁(堤礁)型	3. 瑞姆彼—圣·阿尔伯达、乌拉尔西坡堤礁
		4. 点礁型	4. 雨虹区尖托礁群、印尼拉瓦提盆地的怀洛—卡西姆礁群

油气聚集带分为两大类，七种主要类型。各类型还可进一步划分若干具体型式。现列表（表9—2）如下：

（三）油气聚集带的主要类型

考虑到在典型油气藏中，对若干类型油气聚集带（趋向带）作过介绍，这里仅对若干主要油气聚集带的基本特征，作简要的补充介绍。

1．背斜型油气聚集带

所谓背斜型油气聚集带，系指该油气田带（群）在构造上为一背斜带（群），其中油气藏形成很大程度上受背斜构造所控制。这一类型油气聚集带，根据背斜构造的特征，进一步可分为：强烈—中等褶皱的背斜带、长垣和平缓背斜带以及穹窿背斜群。

强烈—中等褶皱的背斜油气聚集带 这种油气聚集带主要分布在地壳中不同时代褶皱带的山前带、山间盆地和地台边缘坳陷区等活动性较大的地带。该类背斜带的褶皱较强，背斜闭合度大，背斜带延伸长度大。以波斯湾扎格罗斯山前带为例，它由一系列强烈到中等褶皱的背斜带组成，每个背斜带可长达数百公里；该带向波斯湾一侧，为生油深坳陷，储层厚度亦大，具有良好的生储盖组合。因此，这种背斜带常拥有巨大的油气储量。如伊

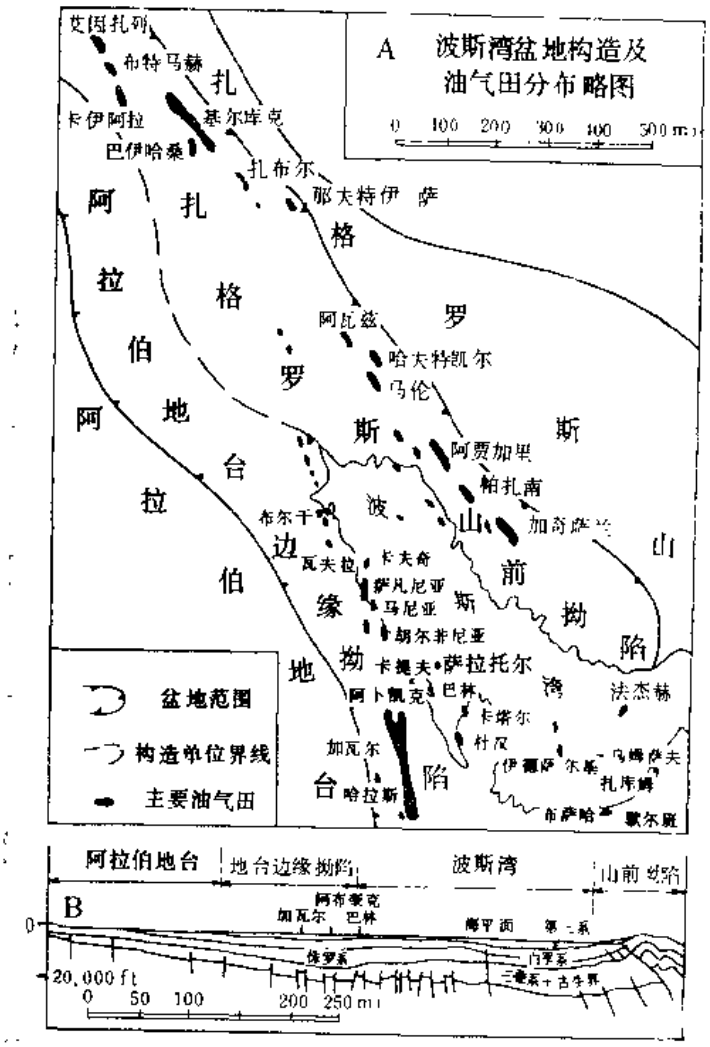


图 9—12 波斯湾盆地构造及油气田分布略图

图中 1mi = 1609m；图中"拗"字应为"坳"。

朗可采储量达十亿吨以上的阿贾加里、加奇萨兰、马伦等特大油气田和几十个大油气田，伊拉克的基尔库克、巴伊哈桑、阿因扎列、布特马赫、卡伊阿拉、札布尔等特大和大油气田，都位于这种背斜带（图9—12）中。

长垣、平缓背斜型油气聚集带 “长垣”这一构造术语，是苏联石油地质学家在研究乌拉尔—伏尔加含油气盆地过程中提出来的。所谓长垣，系指巨大而狭长的不对称背斜构造带。根据乌拉尔—伏尔加盆地的资料，长可达40～360km，宽约5～20km；闭合度为40～200m；缓翼倾角平均为30′～1°，不超过6°，陡翼倾角为3～20°，最大可达60°，陡翼大多向着邻近的坳陷。褶皱平缓，呈带状分布的一系列背斜组成的背斜带，称为平缓背斜带。平缓背斜两翼倾角常小于1°，有时可达2～5°。

乌拉尔—伏尔加含油气盆地内，分布一系列长垣油气聚集带（图9—13），其中有许多特大和大油气田，如杜依玛兹、阿尔兰等巨大油气田。这些长垣油气聚集带分布的地区，常常是主要含油岩系（泥盆—石炭系）的地层厚度、岩相剧变带和储集层厚度最大的地带。该带的一侧为盆地的生油区，生油岩发育，油源丰富，长垣就成为最有利于油气聚集的地带。

此外，我国的大庆长垣、沙特阿拉伯的加瓦尔长垣和苏联西西伯利亚的下普尔、尤比列依等长垣，都是拥有巨大的油气储量的长垣油气聚集带的典型代表。

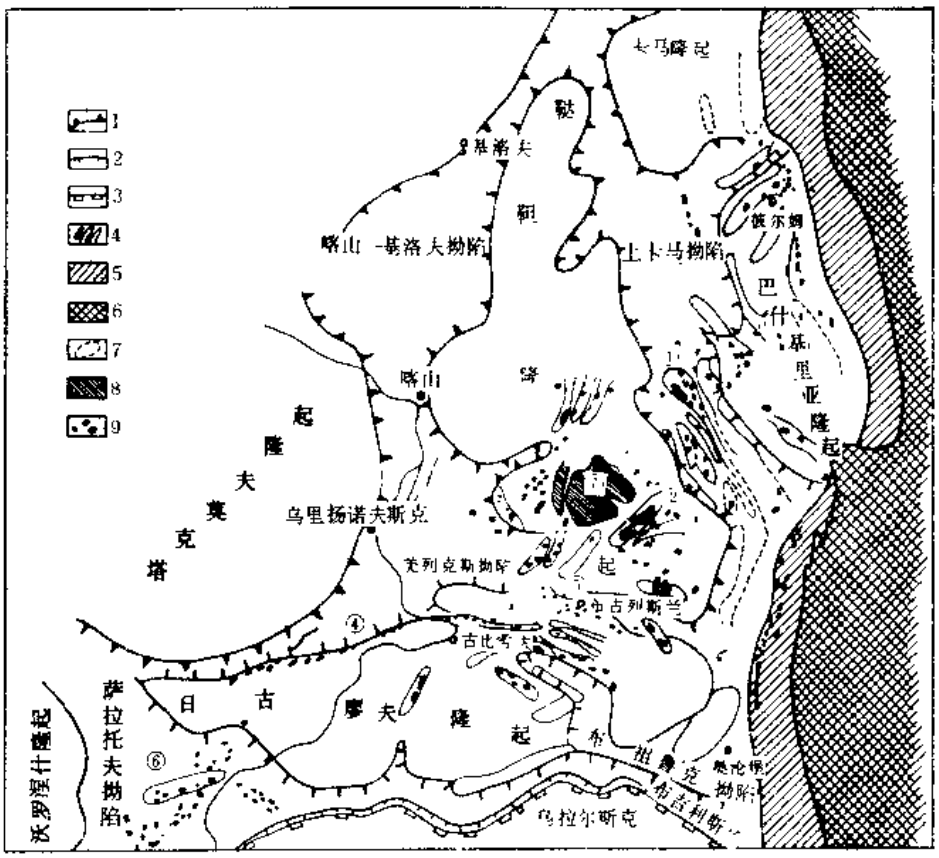


图 9—13 苏联乌拉尔—伏尔加盆地构造及油气田分布示意略图

（据 Максимов等，1964）

1—隆起边界；2—波里海盆地台阶；3—盐丘分布界限；4—构造带；5—乌拉尔山前坳陷；6—乌拉尔褶皱带；7—长垣；8—泥盆系大油田；9—油气田；①阿尔兰背斜带；②杜依玛兹长垣；③新耶尔霍夫长垣；④日古列廖夫长垣；⑤布古利斯兰长垣；⑥耶尔善—瑟尔盖长垣；⑦罗马什金背斜群，图中“坳”字应改为“坳”

穹窿背斜型油气田群 穹窿背斜群是构造运动不强烈的含油气盆地中较重要的油气聚集带类型之一。该类穹窿背斜大多是在大型基底隆起的背景上形成的，局部背斜没有一定的方向性。如苏联罗马什金特大油田和我国扶余Ⅲ号大油田都属于这一类型。

最后，应指出：并不是背斜带（群）中的所有背斜构造都必定含油。由于各种原因而未含油的背斜，称空（或干）背斜构造。

2．断裂型油气聚集带

依断裂的性质和特点，大致可分三种类型：断块（或断层）型、同生断层—逆牵引背斜带型和逆掩断层推复带型。

断块（或断阶）型油气聚集带可以克拉玛依—乌尔禾断裂带西北侧为代表，其特点如前所述。

同生断层—逆牵引背斜带以墨西哥湾沿岸非洲尼日尔三角洲和我国渤海湾新生代含油岩系的同生断层—逆牵引背斜带为代表。

所谓同生断层—逆牵引背斜带是指在同生（同沉积）断裂作用控制下，沿该带分布一系列逆牵引的背斜带。这些逆牵引背斜和同生断层共同控制该带的油气聚集作用。逆牵引背斜的成因主要是与下降盘在重力滑动过程中的“回倾”作用，或沉积厚度明显增加有关。

同生断层—逆牵引背斜带所以能形成较丰富的油气聚集，主要与下列因素有关：（1）该带的下倾方向为深坳陷，能提供丰富的油源；（2）同生断层和逆牵引背斜结合，提供形成时间早的有效圈闭；（3）下降盘砂岩层数增多，层厚增大，具有良好的储集层。

逆掩断层带有关的油气聚集带，虽然早已有油气田发现，但真正引人注目还是在1975年在落基山东侧派恩维尤（Pineview）大油田发现以来，才掀起勘探与逆掩断层带有关的油气聚集带的高潮。到1979年底短短的五年内，在怀俄明州西南部及相邻地区的逆掩断层带区就发现了六个较大的油田和四个大气田（图9—14），为美国石油工业增加了新的活力。

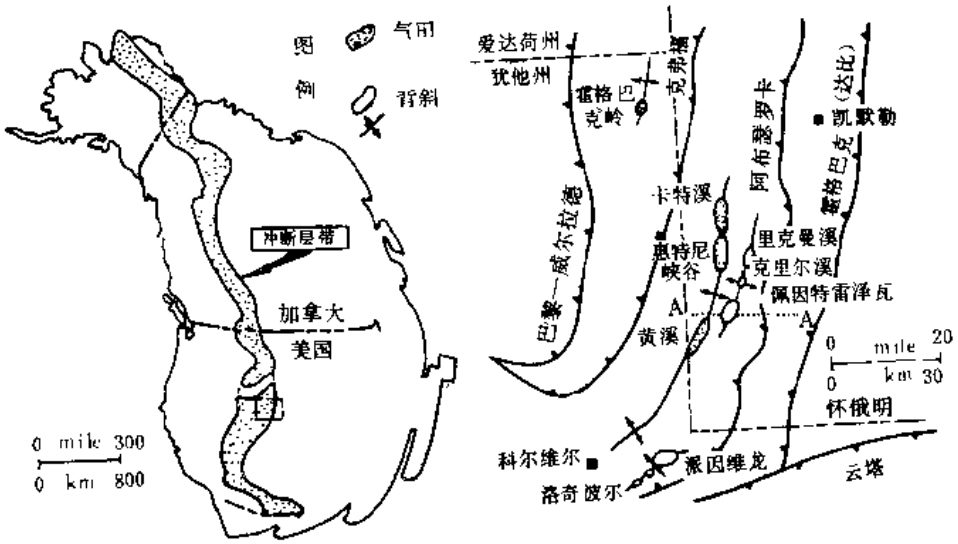


图 9—14 怀俄明州西南部及相邻地区的落基山东侧逆掩断裂推复带构造及油气田分布略图
（据 拉姆，1980）

落基山东侧的逆掩断层带在构造上十分复杂，大体上是由若干（5～6条）自西向东推复的逆掩断层组成。断层先在西部发生（侏罗纪），向东推移，大致在始新世结束。断层的最大特点是断层面呈犁式，在相当大的范围内非常平缓近于顺层面滑动。水平位移很惊人，整个逆掩断层带缩短了约110km。

石油产自奥陶系到白垩系不同层位，以三叠系和侏罗系为主要产层。在逆掩断层带虽然构造很复杂，但是油气圈闭的基本类型仍然是背斜和断层圈闭或两者复合的圈闭(图9—15)。

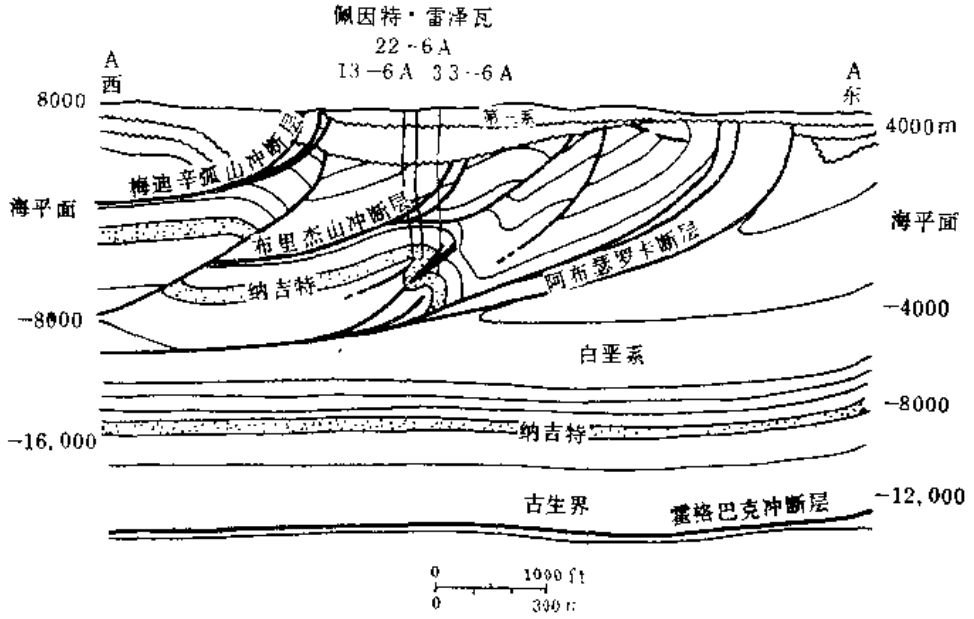


图 9—15 佩因特、雷泽瓦油田东西向构造剖面图
(据 拉姆，1980)

3．礁型油气田（藏）带

礁型油气藏带按其形成条件和展布特征，可分为：环礁、马蹄礁、线型（或堤）礁和补丁（或点）礁。其中环礁、马蹄礁和点礁前已作过介绍。现仅以加拿大的瑞姆彼—圣阿尔伯达线型礁为例（图9—16），简介如下。

该礁带位于阿尔伯达盆地南部，呈北北东向延伸，总长达250km。地质储量2.7×10^8t，可采储量1.23×10^8t，是阿尔伯达的主要产油气区之一。

该礁带是在库金湖组（中泥盆统）基台上发育起来的，晚泥盆世的弗兰期（D_3^1）为主要成礁期。礁体主要由珊瑚、藻类、层孔虫及苔藓虫等造礁生物组成，由于强烈的白云岩化作用，礁组合内部岩相分带已不明显。该带的产油层有两个，弗兰期的勒杜克和尼斯库组，但以勒杜克为主。储集层的孔隙类型是在原生礁格架及粒间孔隙的基础上，加上强烈的白云岩化和溶蚀作用所形成的次生孔隙。孔隙性、渗透性均较好。

多孔的勒杜克礁块周围和上方被埃瑞唐页岩（上泥盆统）所复盖。上覆较年青的上泥盆统到白垩系由于差异压实作用，形成平缓的背斜构造。因此，该带除以礁型油气藏占优势外，在个别油田（阿奇生）上覆白垩系砂岩层中也形成背斜油气藏。

关于该带油气藏的形成条件已进行较为深入的研究。认为覆于礁块之上的埃瑞唐页岩

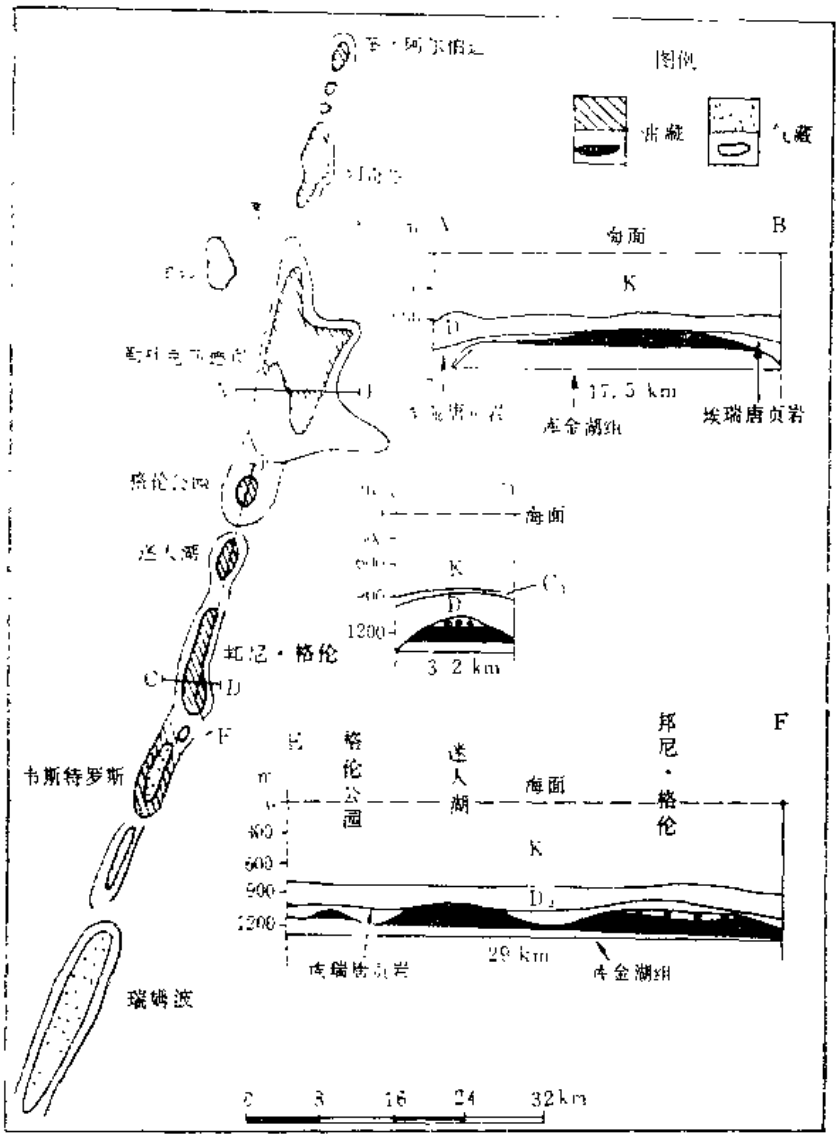


图 9—16 瑞姆彼—圣·阿尔伯达线状礁带油田分布及剖面图
(据 Grosvow, 1951)

为主要生油层，上要油源区位于该带的西南一侧。在埃瑞唐页岩沉积后，直到石炭纪末，该带的埋藏深度仅有500～600m，其上缺失二叠纪—侏罗纪沉积，未能有效生成油气，直到白垩纪和早第三纪才沉积巨厚的沉积岩层，使埃瑞彼页岩完全成熟。因此，该礁带油气藏形成的主要时期应是晚白垩世和第三纪。再者，从区域构造运动的角度分析，早石炭世末的阿帕拉契亚运动仅产生很平缓的区域性倾斜，侏罗纪末的内华达运动，使倾斜度稍有加强，仍只有 4～13′，还难以造成区域性的油气运移，直到早白垩世末，达到1°以上，并逐渐造成北高南低的区域性倾斜，使南西方向油源区的油气，不断向北运移。晚白垩世和早第三纪运移继续加强，并形成整个油气藏趋向带。该带的油气分布具有明显的差异聚集特征。

三、油 气 田

（一）油气田的概念及分类：

“油气田”这一术语，在石油地质学中应用非常广泛，许多石油地质学家都曾对它下

过定义。他们所下的定义以及所作的解释，一般都包括两方面的内容：（1）油气田是指一定产油面积内油气藏的总和；（2）这一定的产油面积是受一定的构造或地层因素所控制的地质单位。

对于后一内容，不同学者有着不同的理解。有的强调单一的构造（或地层）因素；有些则认为可以是单一的，也可以是多种因素所构成的综合（复合）地质体（或称地质单位）。

通过上述分析，我们认为："油气田是一定（连续）的产油面积上油气藏的总和；该产油气面积可以是受单一的构造或地层因素所控制的地质单位，也可以是受多种因素所控制的复合的地质单位"。

所谓一定的产油面积，是指不同层位的产油层叠合连片的产油面积。在叠合连片范围内不同层位的产油层，可以存在于同一构造或地层因素所控制的单一地质体中、如背斜、断块、单斜构造中的地层不整合和岩性尖灭等；也可以存在于受多种因素控制的复合地质条件，如与礁型、盐（泥）丘及古潜山等与上覆地层的背斜叠合所形成多因素控制的复合地质体。

但有些油气田的若干单个产油面积并不直接相连，只是位置接近，而且产油气层位、储集层类型和特征，以及圈闭形成机理都相似，也常可看作一个油气田。

根据控制产油面积的地质因素，油气田可分为下列三大类型，各类可进一步划分为若干亚类：

A．构造型油气田：a．背斜型油气田；b．断层型油气田。

B．地层型油气田：a．不整合和岩性尖灭油气田；b．透镜状和不规则岩性型油气田；c．礁型油气田（只有单一礁型油气藏）。

C．复合型油气田：a．盐（泥）丘型油气田；b．礁型油气田（存在多种类型油气藏）；c．潜山复合型油气田；d．侧向复合型油气田。

（二）构造型油气田

所谓构造型油气田，系指产油气面积上受单一的构造因素所控制的，如褶皱和断层。在通常情况下，褶皱常伴生断层，但以褶皱为主称为背斜油气田；有时则主要受断层控制，称断层或断块油气田。

1．背斜油气田

背斜油气田中控制产油面积的地质单位，是褶皱变形所形成的背斜构造。背斜的褶皱变形一般可以垂直穿过很厚的沉积岩层，在背斜范围内的储集层只要上方被盖层所覆，具有良好的封闭条件，都可形成背斜圈闭。因此，多油层在垂向上叠合，形成巨厚的含油层组常常是背斜油气田最显著的特点之一。由于巨厚的含油组可以补偿含油面积的不足，可使一些面积不太大的背斜油气田成为大油气田。如果一个背斜油气田，同时兼有巨大的含油面积和较厚的含油组，则常形成特大的油气田。但是，亦有少数背斜油气田的含油层数不多，厚度不大，甚至是单油层的。

基于上述原因，背斜型油气田在整个油气田中占有极为重要的地位。据M．T．哈尔鲍蒂等（1970）所列的266个大油气田的统计资料，背斜油气田（按本教材分类）为185个，占大油气田总数的70％以上。其中十个特大油田的石油储量相当世界石油可采储量的45％；十个特大天然气储量占世界天然气总储量的33.3％。

必须指出，并不是所有背斜构造在垂向上不同深度的构造形态都是一致的，即背斜的高点位置及褶皱的形态可以随深度而改变。莱复生在石油地质学（1954年）中总结了引起这种变化的十个原因：（1）中间层的收敛；（2）重复褶皱；（3）平行褶皱；（4）不协调和底辟褶皱；（5）背斜或断块型的潜山；（6）不对称褶皱；（7）浅处和地表的风化现象——沉积、溶解、滑动；（8）不整合面下的改造；（9）上冲断层；（10）位移油藏。但是，这些上、下不一致的背斜构造中，如果上下都有油藏存在，其中一些油汽田已不再称之为背斜油气田，而应归属于复合型油气田。

其次，背斜油气田的含油面积由背斜的闭合面积所控制。一般来说，它是受单一背斜的闭合面积所控制的，但有时相邻若干个在成因上有密切联系的背斜构造，虽然含油面积不完全连片，我们也把它当作同一油田，如布尔干油田、大庆油田等。它们实际上是油气聚集带。

背斜油气田的褶皱形态可以是多种多样的。它可以是强烈褶皱，甚至是倒转的；也可以是中等以至平缓的褶皱，背斜两翼的倾角仅几度，甚至不到一度。一般来说，褶皱强烈的，垂向影响的沉积岩厚度大，具有较高的闭合度，最高可达二千多米，但闭合面积都为中等大小；而比较平缓的背斜构造闭合度一般较小，闭合面积大小悬殊，大者可达数千平方公里，最小的甚至不到一平方公里。褶皱越平缓、面积愈小的褶皱，继承性愈差，穿过沉积岩层的厚度亦小。褶皱形态不同的背斜油气田在空间分布上有一定的规律性。一般在褶皱山系的山前地带，靠近褶皱山系方向褶皱的强度较大，向地台方向褶皱减弱。而大陆内部的地台区，一般褶皱较平缓。从克拉通区向褶皱山系方向褶皱逐步加强。

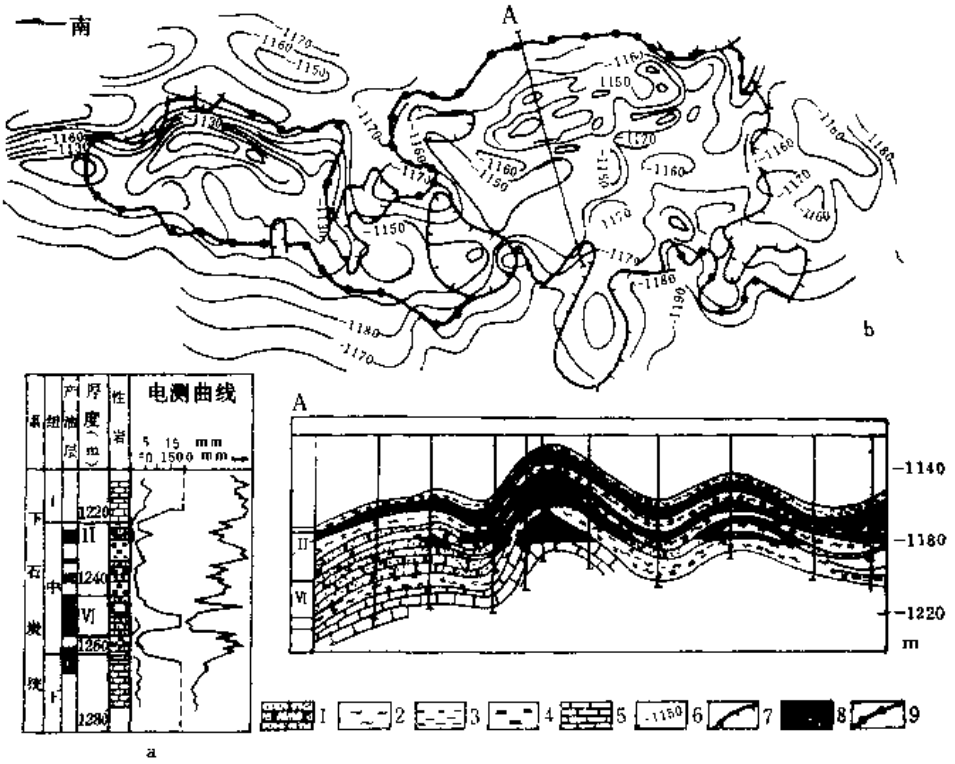


图 9—17　阿尔兰油田的综合图

（据 Максимов等，1970）

a. 油田地层柱状剖面图；b. 油田构造等高线图

1—砂岩；2—粉砂岩；3—泥岩；4—泥页岩；5—石灰岩；6—含煤组顶面等高线；7—储集层尖灭线

背斜油气田储集层的岩石类型可以是碎屑岩的，亦可以是碳酸盐岩的。碎屑岩储集层以中一细砂岩为主，且具有良好的孔隙性、渗透性，横向较为稳定；而碳酸盐岩储集层，可以是孔隙型的粒屑灰岩（如加瓦尔油田、泽勒坦油田等），但大多数是孔隙一裂缝型或裂缝一孔隙型储集层。有些油气田的储集层以碎屑岩或碳酸盐岩储集层为主；而有些油田既有碳酸盐岩储集层，又有碎屑岩储集层，如伏尔加一乌拉尔含油气盆地中的阿尔兰油田（图9—17）和库列绍夫油田（图9—18）。

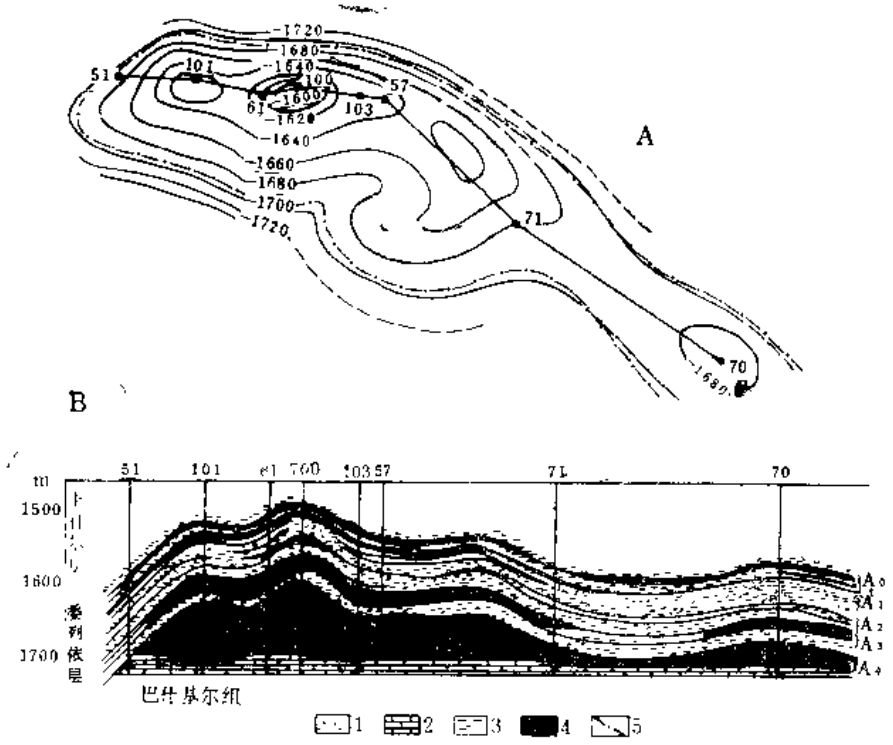


图 9—18 库列绍夫油田构造等高线图（A）和油田剖面图（B）
（据 Максимов等，1970）

背斜油气田中的油气藏类型，通常是以背斜油气藏为主，但亦常见有其它类型的油气藏，如断层、岩性等类型油气藏。有些油气田仅由单一的背斜油气藏所组成，如圣特弗泉油田和乌戈廉伊气田。但无论那一种情况不同层位的含油气面积，在垂向上均以楼房式叠合方式为主。

2．断层（断块）油气田

所谓断层（断块）油气田，系指在区域均斜背景上，其上倾方向，或各个方向都由断层控制所形成的油气田。

这类油气田常见于：（1）地堑或半地堑型断陷（或裂谷）盆地，如苏伊士、红海、阿曼地堑、莱茵地堑、马格达莱纳盆地以及我国的渤海湾盆地中的断层（断块）油气田；（2）盆地斜坡带或挠曲带，如墨西哥湾沿岸的断裂挠曲或同生断层带，尼日尔三角洲的同生断层带。

这种油气田中的主断层常常是同生断层，它不仅构成油气田的一侧边界，而且对生油层和储集层、油气圈闭的形成都起着重要的控制作用。

断层油气田一般以中小型为主，储量达到大油气田级别的廖廖无几，如奥菲西纳（委

内瑞拉）油田等。

（三）地层型油气田

所谓地层型油气田，系指在区域均斜或单斜构造背景上，由地层（不整合和岩性）因素所控制的含油面积。

地层型油气田中，油气藏类型以不整合和岩性油气藏为主，亦可存在断层和复合油气藏。不整合型油气藏包括不整合面上的支撑砂岩和不整合面下的单斜型油气藏，以及潜山油气藏。岩性油气藏可以是碎屑岩或碳酸盐岩中岩性（上倾尖灭和透镜体）油气藏。由单一生物礁油气藏构成的礁型油气田亦属地层型油气田。对一个地层型油气田来说，油气藏可以全部或主要是不整合油气藏组成的，如东德克萨斯油田（图9—19）。也可以完全是岩性油气藏，如霍戈登气田，绿林县的鞋带状油田等。但亦有一些油气田是由不整合和岩性油气藏复合而成的，如玻利瓦尔油田。

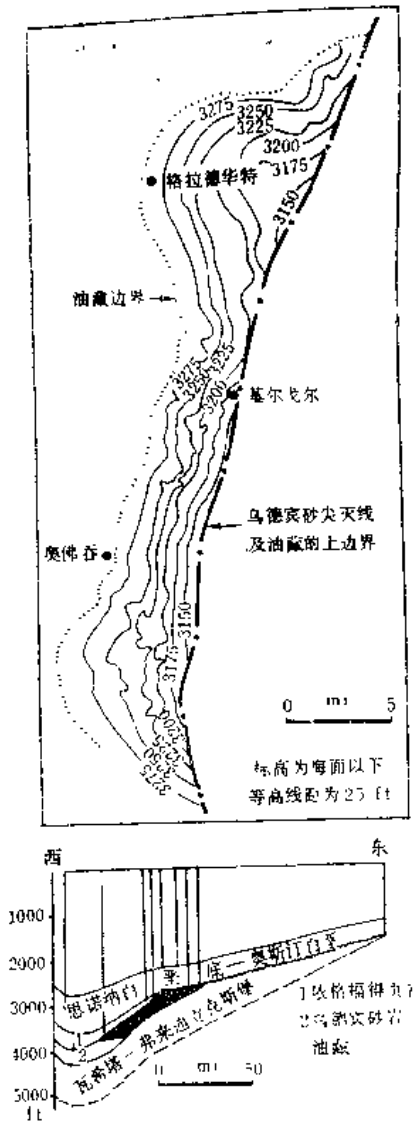


图 9—19 东得克萨斯油田构造图及剖面图

（据 Miner and Hunna，1941）

地层型油气田在分布上与古海（湖）盆的滨岸带有密切关系。在滨岸带由于海（湖）水频繁进退，形成削蚀和地层超覆、储集层岩性变化和上倾尖灭现象广泛发育，加上滨岸带存在多种类型的砂岩体和碳酸盐岩储集体。不同时期内由于沉积环境的变迁，可以叠合连片，形成大面积的油气田。如霍戈登气田（不包括潘汉斗）的含气面积达16,000 km^2以上，玻利瓦尔油田的面积达5000km^2以上。而在构造上则常与斜坡带有密切关系。

（四）复合型油气田

复合型油气山，系指在油气田范围内不同层位和深度的油气藏不是受单一（或占优势）构造或地层因素所控制，而是受构造和地层因素复合构成的综合地质体所控制的油气田。可分以下几种。

1．盐（泥）丘型油气田

这里所谓的盐（泥）丘油气田，系指狭义的，即刺穿的盐（泥）丘油气田。而盐（泥）底辟所形成的盐（泥）背斜油气田，则应归入背斜油气田内。

在刺穿的盐（泥）丘油气田中，进一步可分全刺穿和半刺穿两种。前者可以刺穿所有含油层，盐泥核甚至出露地表，形成盐丘或泥火山；后者刺穿部分含油层，在其上则为盐（泥）背斜构造。

在上述两种刺穿的盐（泥）丘油气田中，由于盐核刺穿储油层，除形成盐核、盐帽遮挡以及盐帽内的透镜体油气藏外，常使储集层断裂、尖灭甚至削蚀，可形成断层、不整合和岩性等多种油气藏。半刺穿的在盐（泥）刺穿上方还可以形成生长背斜油气藏。因此，我们把这类油气田归入复合型油气田。

就目前已有的资料，美国墨西哥湾、苏联滨里海的恩巴区、西北德志意盆地、北海盆地、西非的加蓬、罗马尼亚的喀尔巴阡山山前带的普洛耶什蒂—弗克沙尼盆地等都是著名的盐丘油气田发育区。此外，在比利牛斯山的山前带，波斯湾的扎格罗斯山的山前带、前乌拉尔边缘拗陷的别尔斯克区、第聂伯尔—顿涅茨盆地等地亦曾发现盐丘油气田。

关于泥刺穿（泥火山）型油气田，在西非的尼日尔三角洲，苏联的阿普歇伦含油区、缅甸的阿拉康海岸、拉丁美洲的特立尼达岛等地，都颇为著名。不少泥火山奇观，早就引起人们的注意。我国新疆独山子油田亦系泥火山型油气田。

2．礁型油气田

世界上与生物礁有关的油气田分布较广泛，且占有较重要的地位。我们把那些深部为礁型油气藏，浅层（礁上方）为礁生长而形成的压实生长背斜中的背斜油气藏，或强烈褶皱背斜中的背斜油气藏称之为复合的礁型油气田；而把那些由单一礁型油气藏组成的礁型油气田归入地层型油气田中。复合的礁型油气田则以美国二叠纪盆地中斯库瑞县的斯奈德—斯克雷礁型油气田最为典型。

3．潜山型（复合）油气田

潜山型复合油气田的深部为一潜山，而其上覆岩层中则是由于差异压实形成背斜构造，在不整合面上常伴有砂岩向潜山上倾尖灭或地层超覆，不整合面上下无论在构造特征和油气藏类型上均有巨大的差异性。如果，仅有叠合的地质体，而不存在不同类型油气藏的叠合，则不称为复合型潜山油气田。对于仅在潜山中存在油气藏的，应称之为地层油气藏，而潜山中不存在油气藏，仅在上覆背斜或断层圈闭中形成油气藏则称之为构造油气田。那些在不整合面上既有不整合和岩性油气藏，又有构造油气藏的，仍属复合型油气田。

潜山的岩石类型，可以是多种多样的，碎屑岩、碳酸盐岩和结晶基岩。其中碎屑岩和碳酸盐岩可以单独构成独立的潜山，亦可以一起构成潜山，结晶基岩一般单独构成潜山，个别情况下基岩亦可以与上覆沉积岩层一起构成潜山。

潜山的内部构造也是多种多样的，可以是单斜、秃顶背斜、断块、褶皱断块等。

潜山型复合油气田的油气藏类型也是多种多样的。在不整合面下以潜山油气藏为主，而不整合面上常因地层超覆可形成支撑砂岩型不整合油气藏或上倾尖灭型岩性油气藏和透镜状油气藏。断块型和褶皱断裂型的潜山，其两侧或一侧通常发育大断裂、这种断裂带常常是多次活动的、大型的同生断裂，使潜山上覆的储集岩层断开，可形成多种类型断层油气藏。而潜山上覆岩层的差异压实作用，常可形成背斜型油气藏。

潜山型复合油气田的模式剖面图，如图9—20所示。

4．侧向叠合型复合油气田

侧向叠合型复合油气田，系指在油田的不同层位中以构造型为主的油气藏和以地层型为主的油气藏，在不整合面上、下，或在不整合面以上，以侧向结合，构成统一的油气田。两类油气藏所形成的含油面积应是叠合连片的、或虽未能叠合连片，但应在相邻甚近的统一复合地质体内。

加利福尼亚州的日落—中途油田就是这类油田（图9—21）的典型代表之一。该油田的西南部为在不整合面下的斯贝拉赛（Spellacy）背斜油气藏，而油田东北部的二十五山地区在不整合上、下都存在不整合型油气藏。两者虽有不整合所分开，而且含油面积也未

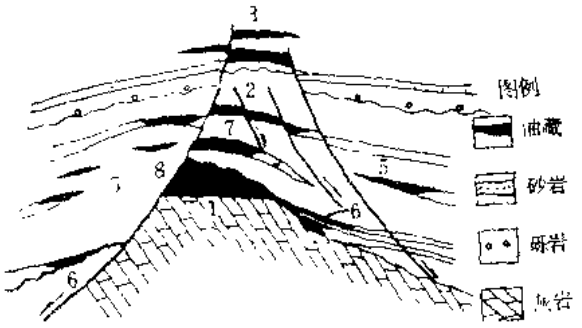


图 9—20 与潜山有关的油田模式剖面图

1—潜山油藏；2—潜山上被断层切割的压实背斜油气藏；3—浅层背斜和断层油气藏；4—断阶或逆牵引油气藏；5、6—地层超覆油气藏；7—潜山上方压实背斜油气藏；8—岩性油气藏

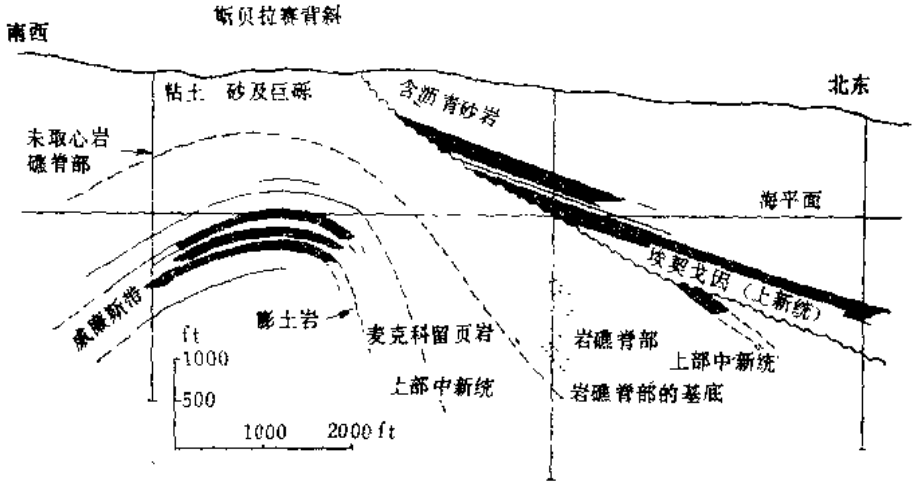


图 9—21 加利福尼亚中途油田威廉斯及二十五山区构造剖面图

上新统中的油藏属于不整合面上的支撑砂岩层圈闭；图中1ft = 1609m

能叠合连片，但都存在于统一的地质体中，即二十五山区系背斜的东北翼。因此，两者组成侧向叠合型复合油气田。

第十章　油气分布及其控制因素

第一节　有关油气生成问题

一、油气生成与盆地的关系

适于油气生成的区域常是长期下沉的区域，因为这些区域不仅有厚的沉积，而且有利于沉积的保存。如美国的墨西哥湾区域，中东的波斯湾区域以及我国的渤海湾区域，都是自中新生代以来是以长期下沉为主的沉积盆地，沉积巨厚的中新生代地层，盛产油气。

油气在平面上分布的范围常以盆地为单位。边沉积边下沉所形成的盆地谓之沉积盆地；如果沉积时为浅海广布，后来由于构造运动而形成一个向斜（或盆地），谓之构造盆地。前者盆地中心沉积较厚，边部沉积较薄，生油岩常很厚，产油较丰富，后者盆地中心和盆地边部厚度相若，生油岩常不发育，产油较差。

在沉积的过程中，限制性盆地或者说封闭的半封闭的盆地要比开阔的浅海对于生油更有利。如委内瑞拉的马拉开波湖、里海、黑海、地中海等均可称为限制性盆地、槛隔盆地、或封闭的半封闭的盆地，因为在这些盆地中，海水比较安静，容易形成还原环境。在开阔的浅海广布情况下，波浪强烈，主要为氧化环境，不适于生油；但在此开阔浅海下，海底不一定很平，亦可能有局部小凹陷。在此局部小凹陷中海水波浪也可能达不到基底，而形成还原环境，和限制性盆地相似，还是可以生油的（Weeks，1952、1958）。

盆地的种类和分类繁多，但不管盆地属于哪一种类型和分类，一般来说一个盛产油气的盆地必须具备比较厚的沉积，其中含有足够数量的有机物，有一定高的温度，使有机物质变为油气。在大地构造上太稳定的区域如地盾或克拉通内部盆地（克莱米分类Ⅰ类）（Klemme，1980）并不太适宜，因为这种盆地可能下陷不深，沉积可能不厚。在太活动的地区如优地槽（真地槽）区域，因为构造运动及火成岩活动强烈，其中生成的石油一般已被破坏。所以产油气丰富的盆地常为稳定区域的较活动带如地台地区，年轻地台，或山间盆地（松辽盆地）。

我国渤海湾盆地和苏北—南黄海盆地属于地台内部或板内裂谷型盆地，属于克莱米分类的Ⅲ类。这类盆地产油也相当丰富。

在一个盆地中适于生油的地区常是盆地内（更确切的说坳陷内）的凹陷。凹陷常为沉积中心，沉积最厚、最细，主要为浅海相或湖相，为盆地内主要生油地区，如黄骅坳陷的歧口凹陷。生成的油气将向凹陷边部运移，遇到圈闭即聚集起来形成油气藏。所以在凹陷周围常为油气聚集的场所。

二、油气生成与温度和深度的关系

现在我们知道，石油生成主要靠温度。其它如细菌作用在初期也起一定的作用。催化

剂作用，放射性作用只起一个促进作用，不是主要的。压力对石油生成不起多大作用，压力再大，亦不能把有机物质压成石油。最主要的条件是温度。而温度和埋藏的深度有密切关系。

沉积物中所含的有机物质必须沉积埋藏到一定的深度，温度升高至约60℃左右，才能开始变成石油。现代沉积中虽亦含液态烃，但为量甚微，而且是生物中原来含的烃，对形成石油的作用不大。

油气的形成可分为三个阶段：

成岩阶段

即由地表温度至50～60℃。在地表及很浅的地方，有机物质经过细菌作用，可以形成甲烷（沼气）。比甲烷较重的气态碳氢化合物不含或很少，属于干气，占碳氢化合物气体7%。在此成岩阶段中含有少量的液态烃，系有机物中原含有的，约占液态烃9%。

深成阶段

即由50～60℃至175～200℃之间（参前图6—22）。所有随着温度之升高而新生的液态碳氢化合物都是产生在此阶段，绝大部分系产生在60℃至150℃之间。大约91%的液态碳氢化合物系产自此深成阶段。大约82%的甲烷及所有较重的碳氢化合物气体系产自此阶段。乙烷、丙烷、丁烷形成于70℃至150℃之间，但产生的顶峰约在120℃附近。甲烷虽然和石油一样生成的很早，但大部分的甲烷系产生在150℃附近，略后于石油。主要是来自较重的烃的裂化及干酪根的降解。

终结阶段*

即油气生成在此阶段完结。温度由200℃至250℃。主要为约11%的甲烷及痕踪量高碳氢化合物。由于酪根生成甲烷的下限可能为250℃。一般来说由有机物质变为石油碳氢化合物大约开始于50～60℃。温度升高至175℃，石油碳氢化合物将全部形成而完结。

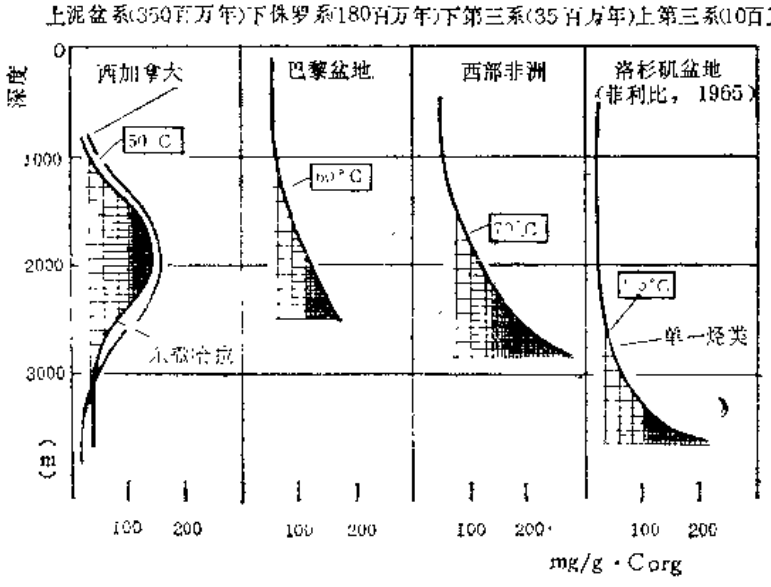


图 10—1 温度与时间的补偿关系
(据 Tissot等，1975)

* 此系潘钟祥教授遗稿中的称谓，相当于准变质阶段

但是形成碳氢化合物的门限温度因地质时代不同而有差异。时代老的温度可以低些，同样的温度在各个沉积盆地中，因温度梯度增加的快慢不同，其相应的深度亦有所不同。例如西加拿大上泥盆统中的有机质变成石油的门限温度为50℃，深度约为1300m左右（图10—1）。巴黎盆地下侏罗统托尔辛页岩，经蒂索等研究，其门限温度为60℃，相应深度约为1300m。初次运移大约在2000m的深度已经开始。非洲喀麦隆早白垩世至古新世剖面，经阿尔布莱雷特（1970）的研究，其门限温度为65℃，相应深度为1370m。在2500m深度石油形成达到顶峰。石油初次运移大约在2500～2850m的深度。在上第三系岩层中，因为年代轻，时间较短，有机物质需要埋藏较深，始能变为成熟的碳氢化合物。如美国洛杉机盆地的上第三系（中新统）岩层中，经菲利比研究，石油生成于2400m的深度。而在文图拉盆地，因温度梯度增加较慢，石油在3600m以下开始形成。在这两个盆地中，石油生成的深度虽不同，但石油生成的温度是一样的，都是在115℃以上。

蒂索等（1974）曾指出最适合于石油生成的深度为2000～3000m，最适合于生成天然气的深度为3000～4000m，虽然在较浅的地方亦有相当多的天然气形成。

盆地内沉积岩究竟应有多厚才有石油远景？通过上述可以看出石油生成的深度，因地层时代的不同和各地区地温梯度的不同以及有机物质的性质不同，而有所差异。一般来说第三系需要埋藏深些，老地层需要埋藏浅些。地温梯度增加慢的地区需要埋藏深，地温梯度增加快的地区需要埋藏较浅。就目前资料来看，一般来说：

上第三系大约需要埋藏2500～3600m的深度，或者说生油岩上覆岩层的厚度。

白垩—下第三系大约需埋藏1700～2700m的深度。

侏罗系大约需要埋藏1500～2000m的深度就可以了。

年代更老需要埋藏深度更浅些，就可变成石油。一般来说超过3600m深度以下，重要油藏常较少见。

三、二次生油(Second crop of oil)及其意义

所谓二次生油者（Welb, 1976）是指某一套地层（可以生油的母岩）沉积后，该地区遭受长期风化侵蚀，后来又下降接受新的沉积。当上升侵蚀时，该套地层的上部（至少有一千多至二千多米厚的地层）其中的有机物质尚未变成石油。殆至上面新的沉积达到一定的厚度（一千多至二千多米），使下面一套地层埋藏到一定深度，温度达到60℃左右，有机物质才开始变成石油。这时的油气生成过程谓之二次生油。

过去大家常认为一套岩层经过长期风化侵蚀，其中的油气均将散失。但同时又有互相矛盾现象，在不整合下面常有油气藏存在。现在看来由于二次生油的关系，不整合对油气的破坏可能不大，因为当风化侵蚀时，上部岩层中的有机物质尚未变成油气，侵蚀掉的只是岩层和有机物质，下部的油气不一定影响到。不整合下面的油气藏主要是二次生的油，未必是由深处运移上来的。

第二节　有关油气运移和聚集问题

一、初次运移的方向

过去一般认为石油的初次运移都是向上的，储集岩在上，生油岩在下，现在看来这种

概念是不完全对的，有修改的必要。初次运移可以向上，也可以向下（当然亦可以侧向），主要看储集岩是在哪一边。如果储集岩是在生油岩的上面，自然是向上运移的。如果生油岩的上面是一大套泥岩或蒸发岩，而在生油岩的下面有储集岩，则石油必然向下运移到储集岩中。所以初次运移可以向上，也可以向下。

1966年美国人霍尔姆奎斯特(Holmquest, 1966)研究了美国各地区的油田，他发现很多油田的生油母岩不是在下面，而是在上面，储集岩在下面。当然亦有不少的油田，其生油母岩在下面，储集岩在上面。另外从沉积学的观点出发，海进海退是经常发生的。海退沉积一般储集岩在上面，生油岩在下面。海侵沉积时则生油岩在上面，储集岩在下面。

二、断层对于油气运移和聚集的关系

一般人常认为断层是油气运移的通道。有的人还认为因张力而形成的正断层常作油气运移的通道，而因挤压力形成的逆断层或逆掩断层常作为油气运移的遮挡。这些说法在理论上虽有道理，但在油田上往往与实际情况不符合。例如渤海湾盆地在第三系含油岩系中，几乎都是正断层，按上述说法应该大多数是作油气运移的通道的。但实际情况相反，大多数是作遮挡的。世界各国油田有不少类似的例子。

断层作通道还是遮挡，断层的性质（正断层、逆断层）当然亦可能起些作用，但更重要的因素为断层两旁的岩性。断层两旁的岩石如果硬的脆的岩石较多，则在断层的附近容易产生裂缝，常作油气运移的通道。断层两旁的岩石如果软的岩石比较多，常作油气运移的遮挡。这是因为裂缝不发育；并且储油岩和断层另一边的页岩泥岩接触的机会比较多。

断层中间有无断层泥或断层角砾岩对断层作通道还是作遮挡亦有密切的关系。断层中间如果有断层泥，则断层常作遮挡。断层中间如果有角砾岩而且胶结不紧，则断层常作通道。断层泥和断层角砾岩的产生，虽和所受力的强弱和时间的长短有关，但和岩性亦有密切的关系。一般来说断层两旁的岩石硬的较多，产生断层角砾岩的可能性较大。一个断层初期亦可能作油气运移的通道，后来断层角砾岩间的裂缝被碳酸钙等沉淀充填，变为不渗透的岩层，而作遮挡。

总之，断层情况是十分复杂的，究竟断层作油气运移的通道，还是遮挡，需要根据具体情况，具体分析，不能一概而论。但在以碎屑岩为主的含油气盆地内，含油气岩系的页岩、泥岩及粉砂质泥岩等超过砂岩的，如渤海湾盆地，一般来说，断层多作遮挡。作通道的亦有，可能较少。

三、不整合对于油气运移和聚集的重要性

莱复生早已指出不整合对于油气聚集有密切的关系。世界上有很多的油气是聚集在不整合面附近，有的聚集在不整合面之上；然而聚集在不整合面之下者比聚集在不整合面之上者更多。所有的基岩油藏或潜山油藏都是位于不整合面之下，如我国玉门鸭儿峡油田及任邱油田。不整合面上下油气藏为什么特别多呢？我们认为有以下五种原因：

（1）长期风化侵蚀使孔隙性增强。不整合代表一个地区曾经长期上升，遭受风化侵蚀和溶解淋滤。这将使原来的裂缝扩大，原来的孔隙增强。不管不整合面下原来的岩石是沉积岩，岩浆岩或变质岩均将变为孔隙性及渗透性较高的岩石。这些岩石常可作为油气运移的通道或储集岩。如果原来的岩石为碳酸盐岩，因易于溶解，溶蚀孔隙及溶洞发育，为

极佳的储集岩。我国南方碳酸盐岩比较发育，在此区域找油，应注意不整合，因为在不整合的下面常为油气聚集的场所。

（2）不整合常为油气长距离运移的通道，不整合下面的岩石因长期风化侵蚀，孔隙性渗透性较高，常为油气运移的通道或储集岩，前已述及。不整合面常起伏凸凹不平，在此不整齐的面上沉积了时代不同，沉积环境不同，岩性迥异的岩石与之相接触。接触面本身即容易产生孔隙。在不整合面上常有风化残余的碎屑、碎岩块、砂砾岩等。固结后常为孔隙性渗透性较高的岩石，也常为油气运移的通道或储集岩。所以不整合常为油气运移的通道是无可置疑的。此外，造成不整合面的构造运动不仅可以使下伏岩层受到侵蚀，同时还可以使之发生变形（倾斜）和变位，促进油气运移。不整合不仅可作油气运移的通道，而且可运移很远的距离。我国玉门老君庙油田及石油沟油田，一般认为是由青西凹陷下白垩系黑色页岩所生的油气运移来的；油气分别运移了约35km及55km。阿尔及利亚哈西迈萨乌德寒武纪砂岩油田的生油母岩一般认为是志留系黑色页岩，而最近的志留系黑色页岩位于油田之西北约40km。说明油气通过不整合至少运移了40km。由于这里的原油为高度不饱和，油气在运移过程中可能已经过分异作用。在美国堪萨斯中央隆起上有很多奥陶系碳酸盐岩油藏，华尔特斯（Walters，1958）认为油源来自俄克拉何马中西部安纳达科盆地，石油主要是沿着宾夕法尼亚前不整合面运移来的，其运移的距离达160公里以上。在运移的途中还形成了奥陶系碳酸盐岩油藏中的差异聚集现象。

（3）不整合是生油岩和储集岩之间相互联系的桥梁，由于不整合是油气长距离运移的通道，它能将不整合上下相距甚远的生油岩和储集岩联系起来而形成油气藏。例如我国玉门老君庙油田距青西白垩系生油凹陷约35km，如果没有第三系和下白垩系之间的不整合提供油气运移的通道则不可能形成老君庙油田。阿尔及利亚哈西迈萨乌德寒武纪砂岩油田，距志留系生油母岩约40km以上，如果无三叠系与古生界之间的不整合提供油气运移的通道，则哈西迈萨乌德将是一个空构造。美国堪萨斯中央隆起距俄克拉何马中西部安纳达科奥陶系生油盆地约160多公里；如无宾夕法尼亚前不整合，则堪萨斯中央隆起上许多奥陶系碳酸盐岩油藏之形成，将是不可能的。

（4）不整合面常是大范围的沉积间断、岩相突变界面，可以作为油气运移的遮挡面，形成不整合圈闭和油气藏。

（5）不整合对于油气的破坏可能不大，现在我们知道石油的生成主要靠温度。沉积中的有机物质必须埋藏至一定深度（约1500m），温度升高到65℃以上，才能开始变为碳氢化合物。所以，当某地区长期上升，遭受风化侵蚀时，则上部约1500m的沉积中的有机物质尚未变为石油。下部岩层中的有机物质虽已变为碳氢化合物，但由于埋藏还相当深，并不一定会遭到破坏。所以不整合对于油气的破坏可能不大。

总起来看，不整合对于油气的运移和聚集都是有利的，而破坏性又不大。所以，不整合对于找油来说是非常有利的。但这不能简单地理解为，在一个含油气盆地内，区域性不整合次数愈多，油气聚集愈丰富，大油气田愈多。

对主要含油气盆地内区域不整合与含油岩系数量、储量集中程度，进行分析和比较表明，它们之间存在着一定的统计性关系。随区域不整合次数的增加，相应地含油岩系的数量亦随之而增加，但储量集中的百分率却降低（图10—2）。

这里所指的不整合次数，是最下一个区域含油岩系以上不整合的次数，因为只有这些

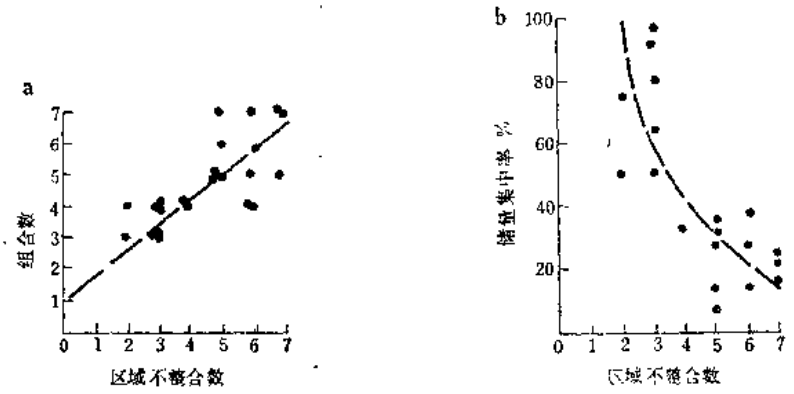


图 10—2 区域不整合数与含油气组合数

(据 И. И. Нестеров等, 1975)

(a) 含油组数与不整合关系图；(b) 不整合和储量集中率关系图

不整合才对油气聚集和分布发生影响，而其下的不整合并无实际意义。储量集中率是指盆地内大油气田储量与总储量的比值。

储量集中率与区域不整合次数的关系，可用下列方程表示之。

$$K=157.0-180.0\lg N$$

式中K为储量集中率，%；N为区域不整合次数。

现以北美地台区和伏尔加—乌拉尔盆地为例，对上述规律作简要说明。

北美地台范围有八个区域性不整合，它们存在于泥盆系与密西西比系、密西西比系与宾夕法尼亚系、宾夕法尼亚系与二叠系、二叠系与三叠系、侏罗系的道哈姆组与莫里逊组、侏罗系与白垩系、白垩系与下第三系、以及上第三系与更新统之间。它们呈角度不整合，下伏岩层遭受剥蚀、缺失厚度很大。差不多在两个不整合面之间都发育含油岩系，油气总储量较大。该区共发现二万多个油气田，但各个含油岩系的厚度较小，缺乏形成巨大油气田的充分条件，因此只有19个可列为大油气田，储量集中率仅29.3%。上述情况说明，多次上升运动提供了油气运移，聚集的条件，但含油气层厚度不大，形成巨大油气田的机会反而降低了。

伏尔加—乌拉尔盆地的情况则有明显的差别。这里可能影响油气藏形成的区域性沉积间断（或不整合）只有四次：下石炭统多内昔和维宪阶之间；二叠系和三叠系之间；侏罗系和白垩系之间以及上第三系和第四系之间。到目前为止(1975)已发现的大油气田15个，储量集中率达62%，是北美地台的二倍多。该区不整合之下发育较厚的含油岩系（泥盆系到二叠系），持续下降的时间长，生油层厚度亦较大，为形成巨大油气藏提供了良好的物质基础，而其后的构造运动和不整合面存在，大大促进了油气藏的富集，从而形成大型和特大型油气田。

根据上述分析，可以得出，在含油气盆地内不整合的次数不太多，而其存在巨厚含油岩系时，有利于形成巨大油气藏；而不整合次数过多，其下含油岩系厚度较小时，形成油气藏以中小型为多，储量集中率低。

四、蒸发岩的意义

世界上有许多含油气盆地含有蒸发岩，特别是碳酸盐岩发育的盆地。如沙特阿拉伯的

侏罗系，伊朗和伊拉克的中新统—渐新统，美国二叠纪盆地的二叠系，威利斯顿盆地的密西西比系（下石炭统）等。

蒸发岩形成于特有的沉积环境。形成独特的沉积旋回，自下而上为，碎屑岩—碳酸盐岩—蒸发岩。

海相碳酸盐岩—蒸发岩沉积旋回的次序为：（1）海相石灰岩；（2）白云岩化海相石灰岩；（3）白云岩；（4）硬石膏；（5）岩盐；（6）钾盐。这种蒸发岩沉积旋回次序代表海水逐渐浓缩的沉积过程。朗氏(W. B. Long)将之分为：正常海水期（1）；亚盐水期（2—4）；盐水期（5）；超盐水期（6）。

这种蒸发岩沉积旋回的次序不仅表现在纵向垂直剖面上，同样的次序亦表现在横的岩相图上。一般蒸发岩的沉积中心将代表接近于盐水期（或超盐水期），由沉积中心向外将逐渐被趋向于正常海水的同心圆的岩相带所围绕。蒸发岩沉积中心可位于盆地中央，亦可以位于盆地的边缘。因此，斯洛斯（L. L. Sloss, 1959)将原生蒸发岩分为盆地中心蒸发岩和盆地边缘蒸发岩两种类型。蒸发岩相和非蒸发岩相在横向上常被礁、砂坝（沙洲）、生物碎屑和鲕灰岩等隔开。

大陆内部的蒸发岩相，一般碳酸盐岩不发育，常以泥灰岩、泥质灰岩和白云岩薄夹层产出，石膏和岩盐（有时可包括钾盐）等蒸发岩常与碎屑岩组成旋回层。相应地，在平面上，在沉积中心分布蒸发岩，由中心向边缘、砂、泥岩相应地增多。我国中、新生代陆相含油气盆地中的蒸发岩分布情况，如渤海湾盆地的东营凹陷，江汉盆地的潜江凹陷，柴达木盆地，大多具有上述基本特征。

图10—3为江汉盆地早—中渐新世潜江组四段盐湖沉积分布图。在剖面上，咸水湖相砂页岩和膏盐等蒸发岩组成旋回沉积，碳酸盐岩不发育，大多为薄层状泥灰岩或泥质石灰岩和白云岩，局部可见鲕灰岩或生物碎屑灰岩。在平面上，凹陷中心部分以膏盐（部分有钾盐）为主，向边缘地带碎屑岩逐渐增多，砂质岩主要分布在邻近北侧主要物源区及西北侧丫角低凸起上。

蒸发岩和石油生成及聚集究竟有什么关系呢？

首先，蒸发岩常与生油岩有共存关系。威克斯（1952、1958）早已指出，蒸发岩沉积前常为槛隔的（如现在的地中海、委内瑞拉的马拉开波湖）或半封闭的盆地，这种盆地的水体盐度不大，适于生物繁殖；且水较安静，常为还原环境，利于有机质保存。所以在蒸发岩沉积以前的沉积环境，对生油是有利的。有利的生油层常出现在蒸发岩沉积以前的盐度正常到稍高的半封闭到封闭的海、湖相泥质相或碳酸盐相沉积环境中，也常出现在蒸发岩沉积后，盐盆地淡化的沉积环境中。这种情况，在我国若干新生代盐湖盆地中，表现十分明显。例如渤海湾盆地的沙河街组（渐新世）、江汉盆地的新沟咀组（早始新世）和潜江组（早—中渐新世）、柴达木盆地的渐新世和第四纪沉积（生气层）。但是，蒸发岩不一定直接位于生油岩之上，有些情况下甚至与生油岩完全无关。

蒸发岩是极好的盖层，据克莱米的统计（1975），大油田的33%储量以蒸发岩作盖层。特别是波斯湾盆地，锡尔特盆地、北非撒哈拉东、西大支壁盆地、荷兰—德国盆地、美国二叠纪盆地等众多大油气田的盖层，有许多是蒸发岩构成的。这对下伏储油气层起着极好的封闭作用。

从横向上的岩相看，石油聚集常与蒸发岩相和非蒸发岩相之间的过渡带相联系。这个

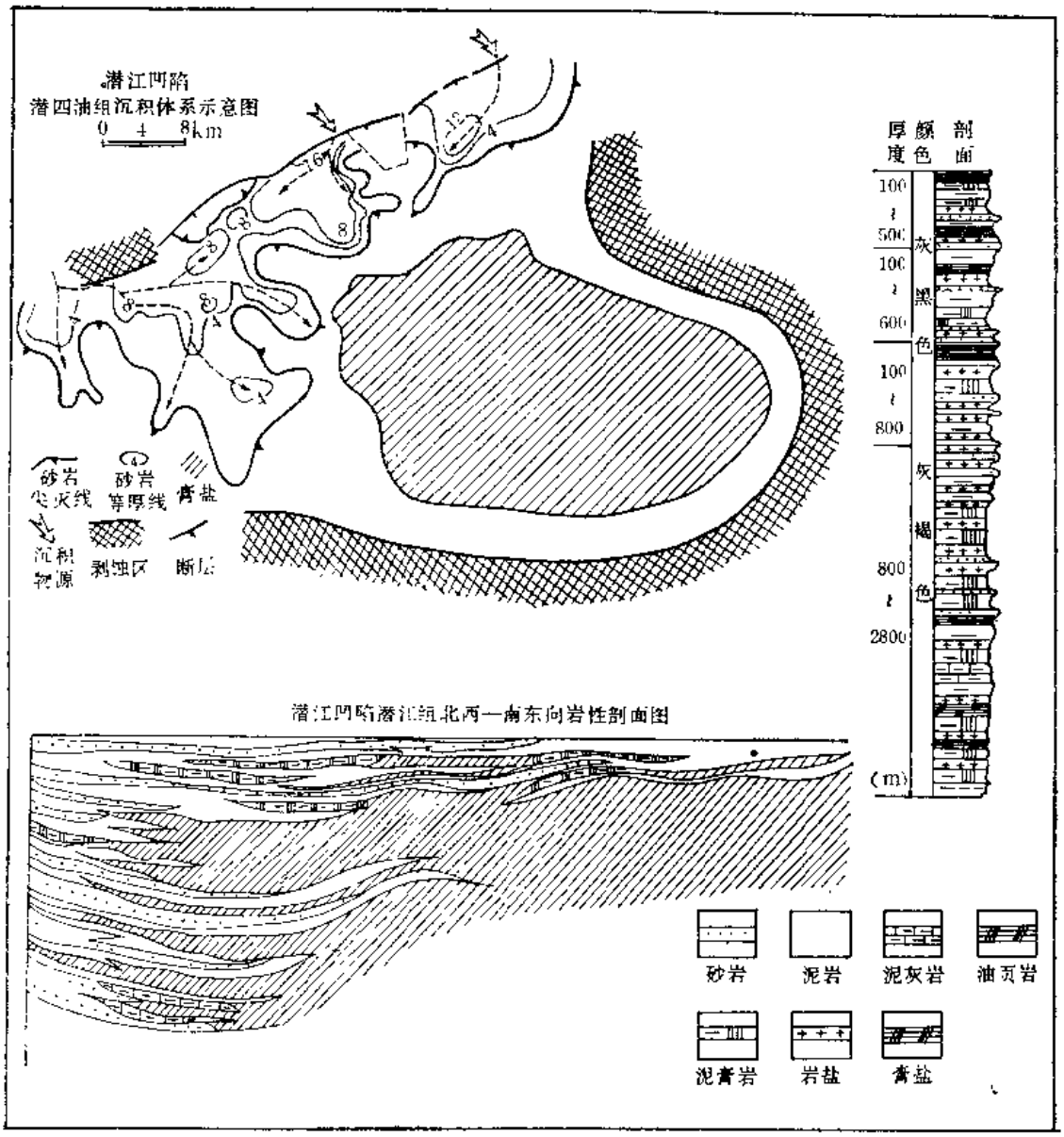


图 10—3 江汉盆地渐新世早—中期（潜江组四段）盐湖沉积分布图
（据 江继贝，1981）

过渡带是礁、砂坝、或其它砂岩体、生物碎屑灰岩和鲕状灰岩等孔隙—渗透性较高的有利油气储存的岩相带。这个过渡带亦常是生油层、储集层和盖层指状交叉的地带，有利于油气聚集。

蒸发岩具有较大的可塑性和易流动性。因此，蒸发岩系发育，特别是发育巨厚蒸发岩系的沉积盆地或凹陷中，常形成一系列与盐运动有关的聚油圈闭。我国江汉盆地潜江凹陷的王场油田（图10—4）、渤海湾盆地东明凹陷的文留油气田（图10—5）和东营凹陷的辛镇油田（见图5—19），都是与盐运动有关的不同类型聚油圈闭的典型实例。

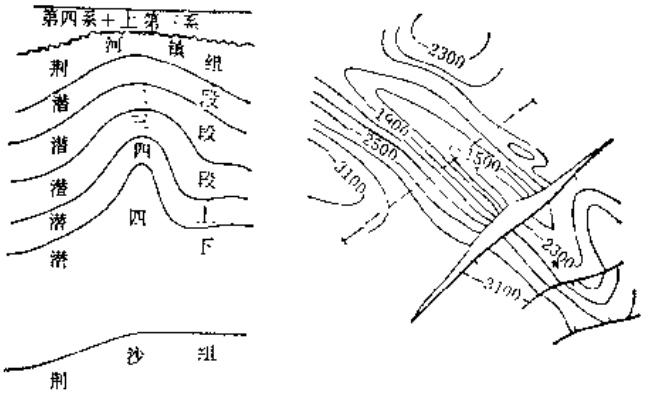


图 10—4　江汉盆地潜江王场油田构造图和剖面示意图
（据 江汉油田研究院，1980）

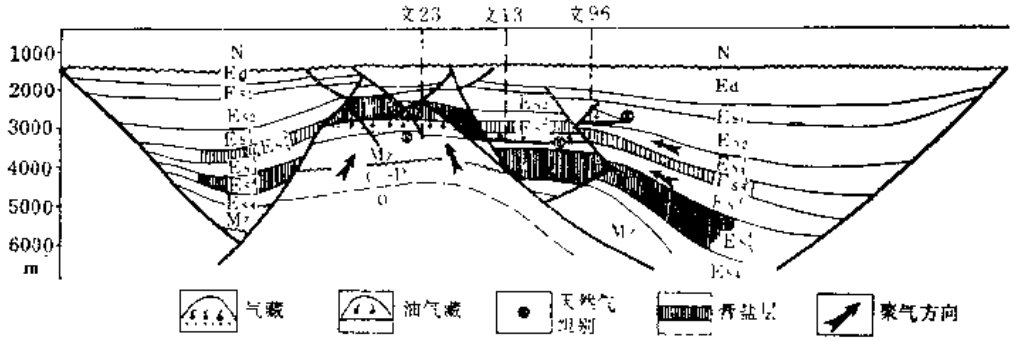


图 10—5　文留油气田的构造剖面图
（据 地质部第二石油普查勘探指挥部，1980）

五、三角洲、冲积扇、水下扇和深海扇等砂岩体中的油气

三角洲简单地说，就是由河流供给的沉积物在海或湖的滨岸地带所形成的沉积体系。由河流携带的体积巨大的陆源沉积物，在河流与海（湖）浪和潮汐等因素互相作用下堆积在河口附近的陆上和浅水环境中，形成所谓的三角洲沉积体系。但是，也有部分沉积物在波浪和沿岸流的作用下，由三角洲散布出来，形成与三角洲共生的其它滨岸带沉积体系。

三角洲沉积体系中含有丰富的油气，这已是人们所共知的事实。为什么三角洲体系中拥有如此丰富的油气藏呢？这是因为它具有形成油气藏的各种有利条件。

首先，三角洲体系中能形成巨大体积的母岩。河流携带大量的有机质和矿物质进入海（湖）盆，为前三角洲区水体提供丰富营养物质，有利于有机质大量繁殖，从而为母岩的形成提供了良好的物质基础。三角洲区的地壳活动性较大、地热梯度较高，有利于有机质提早成熟。三角洲区沉积速率较高，常形成欠压实超压页岩，其导热率低，可作为绝热盖层，也有利于烃类早熟。上述各项条件的结合，就使得前三角洲成为良好生油层发育区，从而可为三角洲体系提供丰富的油源。

其次，三角洲区分布多种良好的储油砂岩体，如分流河道砂、河口坝砂、三角洲前缘砂等。由于三角洲区的前积和水浸作用交替发生，加上同生断层发育，故可形成多种良好的生储盖组合，使生油层中形成的油气能有效地输导到储集层中，并在其中聚集起来。此外，三角洲不同类型沉积物有规律的排列，为油气运移提供有效的流体动力条件。

第三，三角洲区砂、页岩频繁交替所造成的地层超覆、尖灭，前三角洲常有的巨厚的超压页岩，以及同生断层和底辟构造发育，这就导致形成多种聚油圈闭。如背斜、断层、逆牵引背斜、底辟构造以及各种类型的地层圈闭等。

除三角洲外，近年来对陆相冲积扇、水下扇和海底扇中的油气也开始给予很大的注意。

我国新疆克拉玛依油田的二叠系和三叠系砂砾岩储集层，就是典型的冲积扇沉积。泌阳凹陷的双河等油田的储集砂岩体则被认为是由近源洪水携带大量陆源碎屑直接进入深水湖而形成的水下扇沉积。

无论是冲积扇或水下扇，之所以能形成油气聚集的一个基本条件，就是这些储集砂岩体靠近油源区，或与油源区之间有良好的输导层（通道）。在我国许多深水湖泊的边缘地带，都发育若干大小不等的近源冲积扇，或水下扇。水侵时期，水体扩大，这些冲积扇被深湖所覆盖；而枯水期，则扇体达不到深湖区，遂以陆上沉积为主。与生油区较邻近的各种扇形储集体，都是应予以注意的找油领域。

海底扇主要是由重力流和部分滑塌作用在海底峡谷出口处的深海中形成的水下扇形堆积体。世界上与海底扇砂岩储集体有关的油气层，如洛杉矶盆地上第三系砂岩产油层，北海盆地上古新统的浊积岩产油层，都是属于这一类砂岩储集体。

洛杉矶盆地晚第三纪时为半封闭的深海环境，以富含有机质的深海页岩沉积为主，其中含有深海扇砂岩体。两者呈互层状，或砂岩体被深海页岩（生油层）所包围，形成良好的生储盖组合。

综上所述，在不同环境中形成的砂岩储集体，所以能聚集油气，都是因为它们具有形成油气藏的有利条件。即位于油源区内或与之靠近；有良好的生储盖组合，油气能有效地输导到其中；具有不同类型的有效圈闭，使油气得以聚集并保存下来。

六、枢纽带是油气富集的有利地带

所谓枢纽带一般是指由沉积岩系较薄的稳定区到沉积岩系巨厚活动区之间的大斜坡上的厚度剧变带。也可以是指盆地内部隆起和坳陷之间斜坡上的过渡带。

无论是区域性的巨大斜坡，或是盆地内部的斜坡，其枢纽带都是值得高度重视的找油领域。这是因为，枢纽带在活动性大的一侧，常是良好的生油深坳陷区，具有丰富的油源；而斜坡，特别是枢纽带附近，则常是巨大楔状沉积体明显减薄、分叉和尖灭地带，或者是不整合、超覆和岩相突变地带，有利于形成多种圈闭，是油气聚集的有利场所。

对于枢纽带与油气分布的关系，早在1952年，威克斯（L. G. Weeks）总结北美地台油气分布特点时，就已指出它的重要性。美国习惯把北美地台稳定性和四周地槽系之间的坳陷带称为大斜坡带。他们把墨西哥湾称为南坡，阿帕拉契亚为东坡，阿拉斯加为北坡，落基山区东侧称为西坡。这些大斜坡带都是美国油气聚集最丰富的地带。

这种情况，不仅存在北美地台及周围地区，在世界其它地区亦如此。

马克西莫夫（Максимов, 1964）、乌斯宾斯卡娅（Успинская, 1955）、巴基洛夫（Бакиров, 1964）和涅斯捷罗夫（Нестеров, 1975）等在总结苏联巨大的伏尔加—乌拉尔和西西伯利亚油气盆地时，亦指出，碎屑岩最大厚度及厚度剧变带是油气富集的有利地带。

盆地内不同时代的地层厚度剧变带不都是固定的，常常是向一定方向偏移，确切地说，随深坳陷位移的改变而偏移。因此，不同时代的油气富集的地带亦随之而变动。图10—6为苏联伏尔加—乌拉尔盆地不同时代大油气田分布区图，表示自泥盆纪到二叠纪期间，有利油气聚集区的位置自盆地西侧（靠近俄罗斯地台一侧）向东、南靠近前乌拉尔和滨里海坳陷一侧有规律的迁移。类似的分布特点，在墨西哥湾和波斯湾盆地亦很明显。

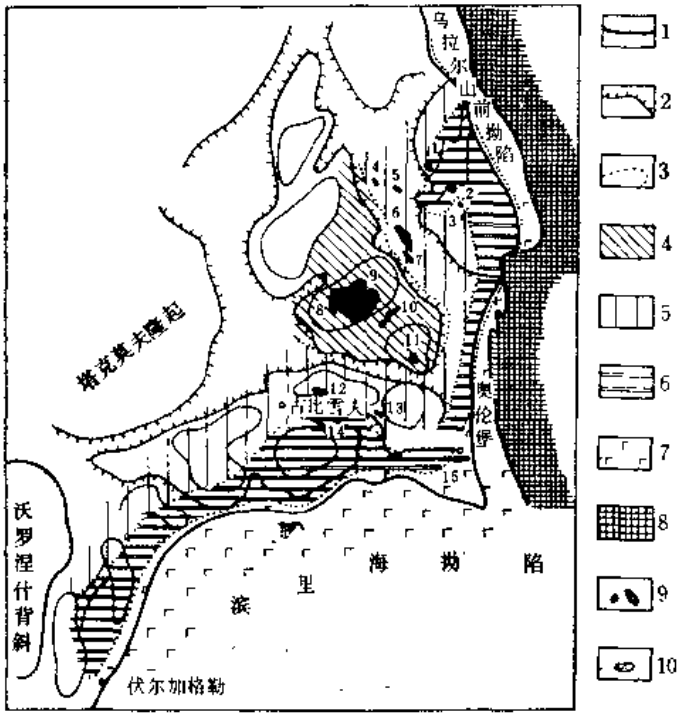


图 10—6 伏尔加—乌拉尔盆地不同时代油气田分布图
（据 Максимов, 1964）
1—盆地边界；2—隆起边界；3—油气带界线；4—泥盆系大油气田分布带；5—下石炭统大油气田分布带；6—上石炭统大油气田分布带；7—下二叠统大油气田分布带；8—乌拉尔褶皱带；9—大油田；10—大气田；原中"拗"字应为"坳"字

第三节 有关油气分布问题

一、油气在时间上的分布

油气可能产生于震旦纪直至第四纪。四川威远震旦系灰岩中的原生天然气藏已生产多年，苏联东西伯利亚勒拿—通古斯盆地的相应层位亦有巨大的原生气藏和凝析气藏。在承德东南平泉地区于震旦系雾迷山白云岩及铁岭灰岩的孔洞中发现黑色原油，也可能是原生的。自五十年代末、六十年代初以来，在路易斯安那州墨西哥湾沿岸及滨海地区（Atwater, 1959; D. I. Andrews and J. C. Stipe, 1961）及加利福尼亚州文图拉盆地相继发现可能属于第四纪原生油藏，打破了过去一般认为第四系中无原生油藏的传统概念。第四系中生成原生油藏的这种条件较为罕见。虽然，不同时代的沉积岩系中油气广泛分布，但生油能力是不一致的，则是确定无疑的。这就决定了不同时代油气分布是不均一的。

虽然储集层中的油气并非都是同时代母岩形成的，但从统计角度，不同时代储集层中分布的油气储量，依然能反映出不同时代生油能力的差异。

就油气储量的时代分布来说，中新生代油气最多是大家所公认的。威克斯（1950）曾指出，中新生代油气储量占全世界油气储量的87%。克尼拜尔（G. M. Knebel）等(1956)指出，在资本主义世界236个主要油田中，第三纪（七千万年）储层中占38.2%，中生代（一亿五千万年）储层中占52.7%，而古生代（三亿八千万年，时间最长）的储层中，仅占9.1%。我国目前石油亦主要分布于中、新生代的储层中，与世界上石油分布的情况大体符合。国外对世界大油气田油气储量的时代分布的统计，有代表性的如表 10—1 所示。

表 10—1　国外大油气田中油气储量的时代分布

油气田 / 作者及年份 / 地质时代	大油田			大气田		
	哈尔鲍蒂等 (1970)	美国两家石油公司 (1971)	涅斯捷洛夫等 (1975)	哈尔鲍蒂等 (1970)	美国两家石油公司 (1971)	涅斯捷洛夫等 (1975)
第三纪	29%	24%	32.9%	10.0%	11.6%	10.5%
中生代	63%	65%	59.1%	65.0%	62.4%	73.5%
古生代	8%	11%	8.0%	25%	26.3%	16.0%

不同作者的统计数据虽然略有出入，其基本含义是一致的，即石油以中、新生代为主，占89%到92%，只有8%到11%产于古生代储集层中；天然气在中、新生代所占比重减少，仅73.7到84%，古生代明显上升，占16%到26.3%。

古生代时间最长，为什么石油最少呢？很明显，这是因为古生代较老，经历的构造运动较多，有利于油气生成的活动带遭受强烈的褶皱和上升侵蚀，致使石油遭到破坏；而沉积厚度极薄的稳定带又缺乏良好的生油条件。所以，油气仅在稳定带的相对沉降区及稳定带到活动带的过渡区才适于油气保存。沉降幅度较大的多旋回的沉降区或过渡区，古生代含油气层的埋深一般都很大，大多已进入过成熟的成气阶段，从而导致液态烃向气态烃转化。这就是古生代储层中石油储量所占的比例低，而天然气所占的比例明显上升的主要原因。

但是，不同地区的地质条件是不同的，成油条件也有明显的差别。上述古生代成油和油气分布的一般特点，并不排斥有些盆地内的古生代，特别是晚古生代地层可能存在有利的成油和聚油条件，可能成为主要产油层位的事实。如伏尔加—乌拉尔盆地的主要产油层就是泥盆系—二叠系，上古生界也是北美地台的主要产油层位。

中、新生代经历的时间虽然较短，但由于地壳活动性强，沉降幅度大且速率高，为母岩形成和生烃提供了良好的条件；同时伴随海底扩张，热流增强，地温梯度增大，使得有机质成烃所需的时间大大缩短。古生代稳定的地台区成烃所需的时间一般在 $0.5\sim1\times10^8$a 以上，长的可能需要几亿年；而中、新生代母岩成烃的时间一般只要20～30Ma，有些只有几百万年。这就是中新生代油气比古生代丰富的基本原因。

二、油气在空间上分布

油气产地分布极为广泛，从赤道到极地，从陆地到海洋，到处都有，但又是极不均一

的。油气集中分布在现代地壳中相对活动的、长期以沉降为主的地区，也就是作为巨大坳陷区的含油气盆地。这些盆地从构造上说主要分布在：古地台边缘或古地台到古生代褶皱带之间的过渡带；大陆边缘中新生代褶皱带向洋下陷的活动带。世界上油气分布最富集的地带，包括波斯湾、墨西哥湾和加勒比区、西西伯利亚，伏尔加—乌拉尔、伯绍拉、北海、阿尔伯达和美国中央地台区诸油气盆地，北非诸盆地、苏联前高加索—滨里海诸盆地、中国东部及东海、南海诸盆地，都存在于上述相对活动带内。

这些地带所以能形成如此丰富的油气聚集，乃是成油有利条件汇合的结果。以下降为主的长期坳陷，区内发育巨厚的生油层和储集层，以及良好的生储盖组合；由于埋藏深度和地温不断增加，特别中、新生代以来沉降速率的增大，不仅为中、新生代生油层创造了良好的生油条件，而且促使古生代尚未成熟的生油层亦趋于成熟；多次构造运动，形成巨大而众多背斜、断裂促使油气运移和聚集；上覆良好的盖层，特别是巨厚的膏盐和泥岩层的存在，有利于下伏储集层中油气高度富集，形成大和特大油气田。

相反，在那些地壳长期上升的地带，或虽然一度处于强烈坳陷的沉降带，但后来经强烈构造变动而上升的地带，都不可能形成较丰富的油气聚集。

综上所述，地壳上广泛发育的坳陷区和地壳运动的不均一性，是造成油气分布既广泛。又不均一的根本原因。

三、油气藏的埋藏深度

蒂索等（1978）根据对美国和世界若干主要产油气区的12018个油藏所作的埋藏深度的统计，如表10—2和图10—7所示。

表 10—2 油藏的平均深度

油藏统计类别	油藏数	平均深度 (m)	深度分布的标准偏差 (m)
全部样品	12018	1465	903
第三系	2609	1552	891
潘农和维也纳盆地的第三系	231	1195	682
西非白垩—第三系	445	1362	766
加里福尼亚第三系	288	1509	901
委内瑞拉、哥伦比亚、特立尼达等国的第三系	93	1513	810
阿尔伯达泥盆系	241	1630	712
中东白垩—第三系	115	1901	942
墨西哥湾沿岸第三系	1038	1959	820

（据 Tissol 等，1978）

从上述资料可知，所统计的全部油藏的平均深度为1465m，各个盆地的平均深度从1195m（潘农和维也纳盆地）到1959m（墨西哥湾沿岸第三系）不等；各个统计范围油藏数最高峰的深度为800m到1800m，在3000m以下则明显减少。到目前为止，已探明油藏的最大深度为5800m（苏联前高加索区的安德列耶夫油田的上白垩统油藏）。凝析油藏的最大深度为6663m（美国墨西哥湾凯罗岛上第三系）。在4000m以下以气和凝析油（气）藏为主。气藏的最大深度已达8088m（美国得克萨斯州南部，1977）。

就石油储量的深度分布来说，加德纳（Gardner，1971）曾对546个大油田作过统计。

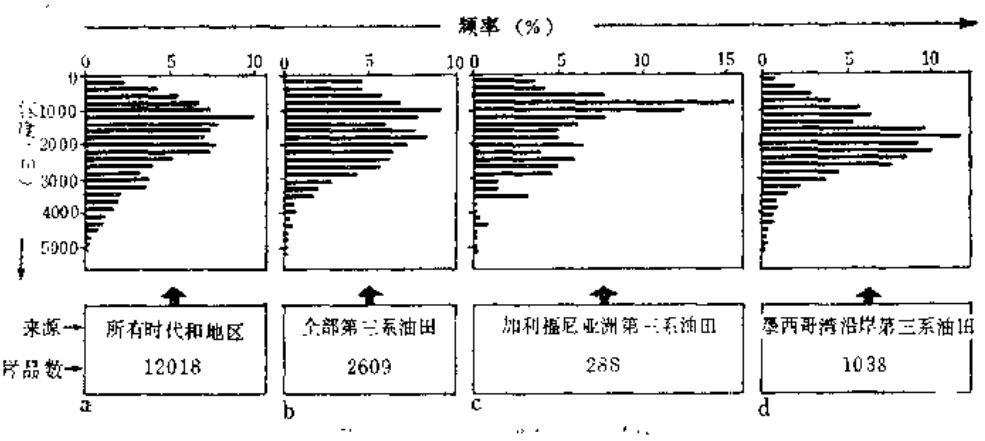


图 10—7　油气藏深度分布图

（据 Tissot等，1978）

表 10—3　石油储量的深度分布

深　度（×0.3048m）	大油田数	最终储量 ×7.2×10⁶ t	储量百分比 %	
			深度区间	累　积
0～1,000	40	12,216.0	2.354	
1,000～2,000	68	24,459.1	4.713	7.067
2,000～3,000	95	63,534.1	12.243	19.310
3,000～4,000	68	51,524.8	9.928	29.238
4,000～5,000	69	96,047.5	18.508	47.746
5,000～6,000	49	29,852.5	5.752	53.198
6,000～7,000	37	108,774.8	20.960	74.458
7,000～8,000	37	31,182.2	6.009	80.467
8,000～9,000	33	46,358.6	8.933	89.400
9,000～10,000	28	30,788.1	5.933	95.333
10,000～11,000	9	10,518.5	2.027	97.360
11,000～12,000	9	12,131.7	2.338	99.698
12,000⁺	4	1,5710	0.303	100.001
总　计	546	518,958.9	100.001	

不同深度储量分布，如表10—3所示。

从上表可知，95%以上的石油储量分布在小于3000m深度范围内，而储量中值（即50%储量）的深度大约为1600m左右。

综上所述，虽然不同盆地有不同的地温梯度可以造成油藏埋深有相当大的差别。如潘农和维也纳盆地，地温梯度高达50℃/km，其中第三系油藏的平均埋深仅1195m；而墨西哥湾岸地区的地温梯度为22～24℃/km（路易斯安那州）到29～33℃/km（得克萨斯州），其中第三系油藏的平均埋深，达到1959m。但是，总的来看，油藏的平均深度都浅于生油的门限深度，而远远浅于生油高峰期的深度，甚至连储量中值（即累积50%储量）的埋藏深度，仍远远浅于一般的生油高峰期的深度。对于这种分布特征，提出下列两种解释。一般认为：油气向上运移可能是油气分布深度明显比成油深度浅的主要原因，特别是在断裂和不整合比较发育的地区，这种现象尤为显著。但亦有人认为，油气分布的上述特点，恰好说明油气至少是有一部分是在浅处、较低温度条件下形成的。

四、天然气分布的广泛性

在油气工业的早期阶段，往往因为多种原因，对天然气的勘探和利用程度较石油低，探明的储量及产量均远低于石油，但近一、二十年来，探明天然气储量在油气总储量中所占比例不断提高，到1984年底已占探明油气总储量的45%，预计在不久的将来可以接近、甚至超过石油。天然气分布与石油相比，无论在时间、空间和深度上都具有更大的广泛性，具体表现如下：（1）天然气在时间上可以从震旦系直到第四系都有分布，特别是石油分布不多的震旦系，是重要的产气层位；石油较少的二叠系，也是重要的产气层。另方面主要产油层位的白垩系，却同时也是最主要的产气层；（2）在空间上，天然气除在油气田中与石油共生外，可以独立形成气田，以至规模巨大的气区；（3）在深度上，探明的天然气可以产于浅层第四纪沉积直到8088m深处（1977）。预计在10,000～15,000m深度范围内可能仍有天然气藏。

造成天然气比石油分布具有更大广泛性的原因，是多种多样的，主要原因如下。

首先，成气的母质比成油母质具有更大的广泛性。根据干酪根热降解成油说，成油的母质以Ⅰ—Ⅱ型干酪根为主，Ⅲ型干酪根成油效率极低；而成气母质则广泛得多，除Ⅰ—Ⅱ型分散有机质外，广泛分布而不适于生油的煤系页岩中的Ⅲ型干酪和煤层，都是重要的成气母质。成气母质的广泛性是造成天然气分布广泛性的最重要的原因。

其次，成气阶段比成油具有更大广泛性。石油主要生成于成熟阶段的早中期，而天然气除可以与石油一起生成（但该阶段的生成量比石油少）外，在未成熟阶段可以形成生物成因气，在成熟阶段的晚期和过成熟阶段都是主要成气阶段。除有机成气说外，近来天然气的深源无机成因说受到相当大的注意，这不仅对天然气成因，而且对找气都有十分重要的意义。

此外，天然气为气态分子，活动性大，分子直径小具有极强的穿透性和扩散张力，这也是造成天然气分布比石油分布更广泛的原因之一。

综上所述，地壳中油气分布特点可以概括为：时、空、深诸方面具有广泛性和不均一性，而天然气比石油具有更大的广泛性。

主要参考文献

1．王铁冠，1980，秭归、当阳盆地固体沥青及其液态烃类特征。石油与天然气地质，第1卷，第3期。

2．王璞培等，1976，渤海湾地区与同生断层有关的几种构造圈闭类型。石油勘探与开发，第2—5期。

3．王璞培等，1981，东营凹陷底辞构造圈闭的形成机制。石油学报，第2卷，第3期。

4．石油部石油勘探开发规划研究院，1977，中国陆向盆地石油地质及油气田分布规律。

5．兰州地质研究所，1981，《中国陆相油气的形成演化和运移》。甘肃人民出版社。

6．西北大学，1979，《石油地质学》。地质出版社。

7．朱夏，1983，试论中国中新生代油气盆地的地球动力学背景，《中国中新生代盆地构造和演化》。科学出版社。

8．刘和甫，1983，含油气盆地的地球动力学环境分析，《中国中新生代盆地构造和演化》。科学出版社。

9．陈荣书等，1982，《石油地质学》。武汉地质学院。

10．陈荣书，何生，1984，关于隐蔽圈闭的早期概念。石油天然气地质，第5卷。

11．陆巍贞、张寿增，1979，我国原油组成的特点。石油学报，第1卷，第1期。

12．林隆栋，1984，断裂掩覆油藏的发现与克拉玛依油田勘探前景。石油与天然气地质，第5卷，第1期。

13. 杨忠辉等，1982，油气田的水文地球化学标志及其应用。石油与天然气地质，第4期。

14. 杨继良，1983，大庆油田的油藏特征和松辽盆地的油气聚集规律。石油与天然气地质，第4卷，第2期。

15. 张文达、肖无然，1979，底渗透性砂岩的储油性能的评价。石油实验地质。

16. 张万选，1981，论油气藏的分类及中国油气藏的主要类型。石油学报，第2卷，第3期。

17. 张万选、张厚福主编，1981，《石油地质学》。石油工业出版社。

18. 张金来，1979，我国油田水的基本特征及其分类的讨论。地质论评，第25卷，第2期。

19. 郭则华，1981，试论浙西沥青煤的成因。石油勘探与开发，第4期。

20. 章鸿钊，1954，《古矿录》。地质出版社。

21. 黄第藩等，1984，《陆相有机质演化和成烃机理》。石油工业出版社。

22. 陶一川，1983，油气运移的流体动力学机理问题。石油与天然气地质，第4卷，第3期。

23. 韩世庆等，1981，江南隆起西侧沥青煤的产状成因及其地质意义。石油实验地质，第3卷，第2期。

24. 韩世庆等，1982，黔东麻江古油藏的发现及其地质意义。石油与天然气地质，第4期。

25. 谢振俭，1981，酒泉盆地西部鸭儿峡变质基岩油藏的形成条件。石油学报，第2卷，第3期。

26. T. E. 梁布兴、潘钟祥等，1959，《石油地质学原理》。地质出版社。

27. 潘钟祥，1983，不整合对于油气运移聚集的重要性及寻找不整合面下的某些油气藏。地质论评，第29卷，第4期。

28. 裘亦楠，1981，差异压实与大油气田。石油勘探与开发，第1期。

29. G. D. 霍布森，《石油地质学进展》(一)，1981，石油工业出版社。

30. M. 斯柯尔，不同成因天然气所含甲烷的氢、碳同位素组成。地质地球化学，1981，第3期。

31. A. I. 莱复生，1975，《石油地质学》。地质出版社。

32. И. О. 布罗德，1951，《石油与天然气矿藏》。石油工业出版社。

33. И. О. 布罗德，Н. А. 耶列明科，1958，《石油及天然气地质学原理》。地质出版社。

34. М. И. 乌克西莫夫，1980，《油田开发地质基础》。石油工业出版社。

35. B. P. 蒂索，D. H. 威尔特，1979，《石油形成和分布》。石油工业出版社，1982。

36. И. И. 涅斯捷洛夫，1975，《大油气田在地壳中的分布规律》。石油工业出版社。

37. M. T. 哈尔布特，1970，《探寻地层、不整合、古地貌圈闭的理论基础，地层圈闭油气田》(上册)。石油工业出版社，1977。

38. B. A. 苏林，1946，《天然水系中的油田水》。地质出版社，1956。

39. A. A. 托罗菲穆克等，1980，关于完善石油、天然气地质概念的基础问题。《石油勘探译丛》。1982，第3、4期。

40. 土田定次郎，1974，《石油地质学》。幼狮文化事业公司。

41. Andrews, D. I. and Stipe, J. C., 1961, In offshore Louisiana, nome commercial oil, gas indigenous to pleistocene, World oil, gune.

42. Beard D. C. and Weyl P. K., 1973, Influence of Texture on Perosity and Permeability of Uncensolidated. 《Bull AAPG》, V. 57.

43. Beebe, B. W., and curtis, B. F., 1968, Natural Gas of North America. AAPG Mem. 9, v. 1—2, Tulsa, Okla.

44. Berg, R. R., 1975, Capillary pressures in stratigraphic trap. AAPG Bull. V. 59, No6.

45. Bonham, L. C., 1980, Migration of hydrocannons in compacting basin. AAPG Bull. v. 64, No4.

46. Cartnill, J. C., 1976, Obscure nature of petroleum migration and entrapment, AAPG v. 60, No9.

47. Clayton J. L. and Suretland P. J., 1980, petroleum generation and migration in Denver barin, AAPG Bull. v. 64, №10.

48. Collins, A. G., 1975, Geochemistry of oilfield Waters, New York, Elsevier.

49. Collins, A. G., 1980, Oilfield brines. in: Developments in Petroleum.

50. Cordell, R. J., 1972, Depths of Oil origin and primary migration: A reuiew and critique, AAPG Bull. v, 56, №10.

51. Cordell, R. J., 1976, 1977, How oil migrates in clastic sediments. World oil. v. 183, №6.7; v. 184, №1.2.

52. Cordell, R. J., 1980. Problems of petroleum migration, Edific by W. H. Roberto, Ⅲ. AAPG tudies in Geology, №10.

53. Dickey, P. A., 1979, Oilfield Waters. in: "Petroleum Development Geology" Ⅺ.

54. "The Deliberates Search for the Subtle trap" AAPG Memoir 32, 1—10.

55. Erdman, J. G., 1975, Relation controlling oil and Gas generation in sedimentary basins, Proceedings of the Ninth World Petroleum Congress. Panel Discussin 3(1).

56. Faure, G., 1977, Principles of isotope geology. New York, Weley.

57. Fisher, W. L. et al., 1690, Delta system in the exploration for oil and gas. Bar. Econ. Geol. Univ. Texas. Austin.

58. Gussow, W. C., 1954, Differential entrapment of oil and gas, a fundamental principle, AAPG Bull. v. 38, №5, p816—853.

59. Gussow, W. C., 1955, Time of migration of oil and gas, AAPG Bull, v, 39, №5.

60. Gussow, W, C., 1968, Migration of reservoir fluids, Jour. Petrol. Technol., April.

61. Halbouty, M. T., 1970, Geology of giant Petroleum fields, AAPG Mem. 14. AAPG Tulsa, Okla.

62. Hedberg, H. D., 1964, Geologic arpects of origin of petroleum. AAPG Bull, V. 48, №11.

63. Hoefs, J., 1973, 1980, Zrd Ed. Stable isofope geochemistry. Berlin, Heidelberg, New York, Springer-Verlag.

64. Hubbert, M. K., 1940, The thery of ground water motion, Jour. of Geol., 48.

65. Hubbert, M. K., 1953, Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. AAPG Bull., 37.

66. Hunt, J. M., 1979, Petroleum geochemistry and geology, San Francisco, W. H. Freeman and co.

67. Jones, R. W., 1981, Some mars balance and geological conrtraints on migration michanisms, AAPG Bull, v. 65, №1.

68. King, R. E., 1972, Stratigraphic oil and gas fields-classification, Exploration Methods, and Case Histories. AAPG Mem. 16., Tulsa Okla.

69. Klemme, H. D., 1975, Giant oil fields related to their geologic setting, A possible guide to exploration. Bullitin of Canadian petroleum geology. v. 23, №1.

70. Klemme, H. D., 1980, Petroleum barins-classifications and characteristics, Journal of Petroleum Geology, v. 3, №2. P. 187—207.

71. Landes, K. K., et al., 1960, Petroleum resources in basement rocks, AAPG Bull, v. 44, №10.

72. Levorsen, A. I., 1964, Big geology for big needs. AAPG Bull v. 48, №2.

73. Levorsen, A. I., 1966, The Obscure and Subtle traps. AAPG Bull. v. 50, №10.

74. Neumann, H. J., et al., 1980, (Translation, Meyer. D. 1981), Composition and properties of petroleum, In: Geology of petroleum v. 5 (ed. Bechmann, H.), Ferdinand Enke Publishers Stuttgart.

75. Pan Chung-Hsiang, 1982, Petroleum in basement rocks. AAPG Bull. v. 66, №10.

76. Philippi, G, T., 1965 On the depth, time and mechanism of petroleum generation, Geochim. Cosmochim. Acta, 29, 1021—1049.

77. Price, L. C., 1976, Aqueous solubility of petrleum as applied to its origin and primary migration, AAPG Bull, v. 60, №2.

78. Silverman, S. R., Epstein, S., 1958, Carbon isotope compositions of petroleum and other sedimentary organic materials, AAPG Bull. v. 42, №5.

79. Silverman, S. R., 1971, Influence of petroleum origin and transformation on its distribution and redist ribution in sedimentary rocks, Proc. 8th World Petrol. Cong. v. 2.

80. Sloss, L. L., 1959, Relationship of primary evaparates to oil accumulation, Proceedings of the Fifth World Petroleum congress, section 1.

81. Stahl, W. et al, 1977, Carbon isotopes in oil and gas exploration in: Internat. Symposium on Nuclear Technology in Exploration, Extraction and Processing of Mineral Resources; Vienna, Internat. Atomic Energy Agency.

82. Stall, W., 1979, Carbon isotopes in petroleum geochemistry, in: E. jäger and J. Hunziker (eds), Lectures in Isotope Geology, Springer—Verlag.

83. Tiratsoo, E. N., 1979, Nature gas—A study, 3rd Ed., Scientific Press—Beaconsfield.

84. Tissot, B. P. and D. H. Welte, 1978, Petroleum formation and occurrence.

85. Webb, G. W., 1978, Oklahoma City oil-second crop from preserved subunconformity source rocks, AAPG, Bull, v. 60, №1.

86. Weeks, L. G., 1952, Factors of sedimentary basin development that control oil occurrence. AAPG Bull., v. 36, №. 11.

87. Weeks, L. G. ed., 1958, Habitat of oil; a Symposium, AAPG. Tulsa, Okla.

88. Wilson, J. L., 1975, Carbonate Facies in Geological History, Springer—Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 471p.

89. Багринцева К. И. 1977, Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. Москва «недра».

90. Высокий, Н. В., 1979, Геология природногогаза, М. "недра".

91. Гостинцев, К. К., Гросгейм, В. А. 1969, Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. Л. "недра".

92. Кремс, А. Д. 1954, Вопросы формирования залежей нефти и газа, М. Гостоптех издат.

93. Кремс, А. Н. идр., 1974, Условия формирования и закономерной размещения залежей нефти и таза, М. "недра".

94. Максимов, С. П. 1964, Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа, М, "недра".

95. Максимов, С. П. и др., (АВТ., 1970), Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уралыской нефтегазоной провинции. М. "недра".

96. Ресурсы горючих сланцев и Битуминозных песчаников за рубежом·Кузмина Е. М Нефтигаз геол. и геофиз (обз. Нифр.) 1979,

97. Савценко, В. П., 1952 Вопросы формирования Нефтяных и Газовых залежей, Нефт. Хоз. №.5.

98. Успенская, Н. Ю. 1952, Некоторые закономерности нефтегазонакопления на платформах. Гостоптехиздат.

99. Успенская, Н. Ю. 1955, О принципах классификации залежей нефти и газа. Нефт. Хоз. №6.

石油地质学实习及实验指导书

说　　明

本实习指导书是在武汉、成都两院校历年实习讲义基础上，由陈荣书、李世章、何生负责编写，最后由陈荣书负责定稿。

编写本指导书的主要目的是密切联系理论教学，加强编图、作图、分析资料能力的培养，使理论与实践密切相结合，提高学生分析和解决石油地质问题的能力。除第七章油气运移和第九章含油盆地、油气聚集带和油气田外，其它各章都有相应的实习。全部实习约需20～24学时，学时分配大致如下：实习一，2～3学时；实习二，2学时；实习三，2～3学时；实习四，2学时；实习五，2～3学时；实习六，2学时；实习七，2～3学时；实习八，6～8学时。各校可根据自己的条件，选用其中的一部或大部。

实验一　原油宏观特征的观察和测定

一　实　验　目　的

通过肉眼观察和简易实验，了解：（1）原油的基本物理性质及组份组成；（2）各种物理性质的某些外在联系及有关参数在原油简易评价中的作用；（3）各种物理参数对于查明原油的生成、运移、演化等方向所具有的参考价值。

二、实验内容和方法

（一）肉眼观察原油的颜色、萤光性、溶解性

要求每位同学细致地观察我国不同地区的3～5个原油样品，并作简易记录（表1）

1．颜色

原油颜色的深浅取决于胶质—沥青质的含量。一般胶质—沥青质含量愈高，颜色愈深。

观察原油颜色，一般观察在透射光照射下的颜色，即将样品朝光源方向，观察试管中对着眼睛一侧的颜色。若原油色深，透明度差，可摇动原油样品，观察留在试管壁上原油薄膜的颜色。

一般不观察反射光下的颜色，即向着光源一侧试管壁的颜色。因为反射光颜色常有萤光颜色干扰。

2．萤光性

原油中饱和烃不发萤光，不饱和烃及其衍生物才发萤光。低分子量轻芳烃呈天蓝色、随着分子量加大萤光色调加深，胶质一般呈浅黄—褐色，沥青质一般呈褐到棕褐色。

取上述原油一小滴，分别置于（1）号试管中，加入4ml氯仿、摇动试管，待完全溶解后，倒1/2于（2）号试管中，在其中再加2ml氯仿摇匀；将（2）号试管中的溶剂，倒1/2于（3）号试管中，再加2ml氯仿并摇匀。比较（1）、（2）、（3）号试管的荧光强度。

3．溶解性

石油主要是以烃类为主的有机化合物的混合物，难溶于水，但可溶于许多有机溶剂中。

取12支试管，分别装入2 ml的氯仿（$CHCl_3$）或四氯化碳（CCl_4），苯（C_6H_6），甲醇（CH_3OH）和水（H_2O），于各试管中分别加入一滴原油，摇匀后，观察比较溶剂颜色深

表 1　原油肉眼观察记录表

观察项目 / 原油样品	颜色(在透射光下)	荧光性		溶解性	
		①号试管		$CHCl_3$	
		②号试管		苯	
		③号试管		甲醇	
				水	
		①号试管		$CHCl_3$	
		②号试管		苯	
		③号试管		甲醇	
				水	
		①号试管		$CHCl_3$	
		②号试管		苯	
		③号试管		甲醇	
				水	
		①号试管		$CHCl_3$	
		②号试管		苯	
		③号试管		甲醇	
				水	

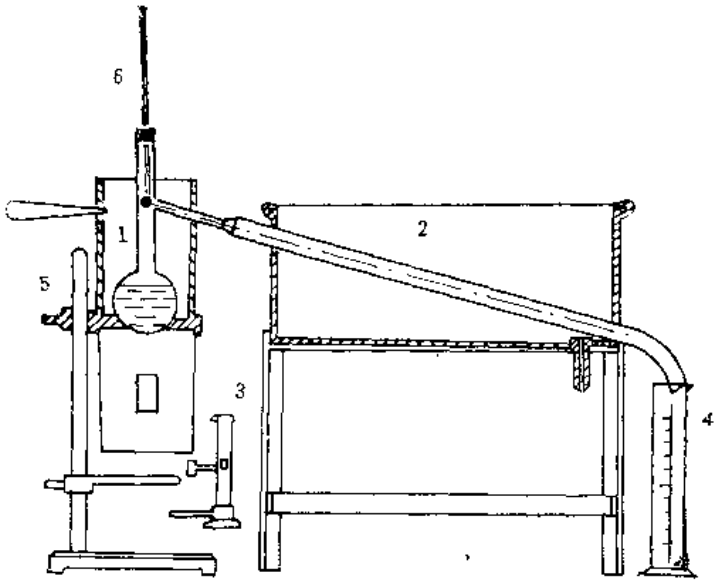
浅及其萤光性。

（二）原油理化性质测定

原油物理化学性质的测定可为原油的工业品质评价和地质研究提供基本参数。常规分析项目有馏程、比重、粘度、闪点、凝固点、含硫量、含砂量、含蜡量及含水量等。

1．馏程试验

原油是以碳氢化合物为主的有机化合物的混合物，每一种化合物均具有一定的沸点和凝点。馏分表示在一定的温度间隔下、蒸馏出的不同沸点范围的原油组分，故每一种馏分都有自己一定的化学成分和物理性质。每一馏分在石油中存在的数量，对石油总的理化性质有很大影响。



图实 1—1 馏程测定试验装置图

1—恩氏烧瓶；2—冷凝槽；3—喷灯；4—量筒；5—防风罩；6—高温温度计

试验时称50g 油样，倒入恩式蒸馏烧瓶中，将烧瓶均匀加温，记下馏出第一滴时的温度（初馏点）及温度为150℃、170℃、210℃、230℃、250℃、270℃、300℃时馏出的体积，根据这些馏分数量的相对多少可大致了解原油性质。

计算公式：

$$V_n=\frac{V_c}{W_o/D_4^{20}}\cdot 100\%$$

V_n：为每一馏分含量（体积百分数）；

V_c：为每一馏分馏出量（ml）；

W_o：油样量（g）；

D_4^{20}：为20℃时油样比重。

2．比重测定

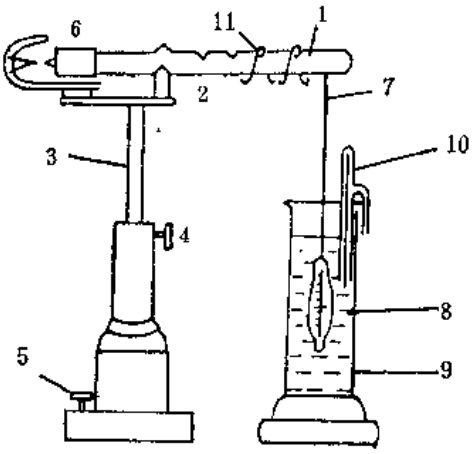
原油在20℃时的重量与同体积4℃时的纯水重量之比，称为原油比重，以 D_4^{20} 表示之。原油比重常用比重计、比重瓶或韦氏比重天平法测定。

韦氏比重天平装置如图1—2所示。测定时，先将天平调整平衡后，将浮子挂于小钩上并沉入量筒待测的原油中。此时，天平将失去平衡，再在平衡梁刻度上依次由最大到最小

加上法码，直到平衡。法码所在刻度的读数即为“视比重”（d_4^t）。同时，记下温度，用下式换算

$$D_4^{20}=d_4^t+\Delta\nu(t-20)$$

D_4^{20}：标准温度下的比重；



图实 1—2 韦氏天平装置简图

1—不等臂梁；2—托架；3—活动圆柱；4—螺旋；5—调整螺旋；6—平衡锤；7—小钩；8—浮沉子；9—量筒；10—温度计；11—法码

d_4^t：在试验温度下读数（视比重）；

$\Delta\nu$：为比重的温度补正数（可查表）；

t：为试验温度（℃）。

3．原油粘度测定

粘度是表示原油流动性能的重要参数。度量粘度的参数因测定的装置和计量单位的差别，分别称为：绝对粘度〔或动力粘度，单位为Pa·s(帕斯卡·秒)〕、运动粘度〔单位为m^2/s(二次方米每秒)〕和恩氏粘度（或相对粘度）。

恩氏粘度的测定是在一定温度（t）下，使200 ml的待测原油通过标准孔，测其流出时间；再以此时间与同体积蒸馏水在20℃时流出的时间（称为水值，常为51 s）做成比值即得，以E_t^{20}表示之。由恩化粘度查表可得相应的运动粘度。运动粘度乘以该温度时原油的比重，即为动力粘度。

运动粘度测定的仪器，如图1—3所示。它是一组毛细管粘度计的一支。每支仪器必须有粘度计常数。毛细管粘度计各支扩张部分的内径不同，供试验不同粘度的原油时选用。测定时，当A管中油样液面向下流动至a刻线处开始记时。当液面流至b刻线时停止记时。在温度t时运动粘度U_t（厘沱）按下式计算：

$$U_t=ct_t$$

c：粘度计常数$10^{-6}m^2$；

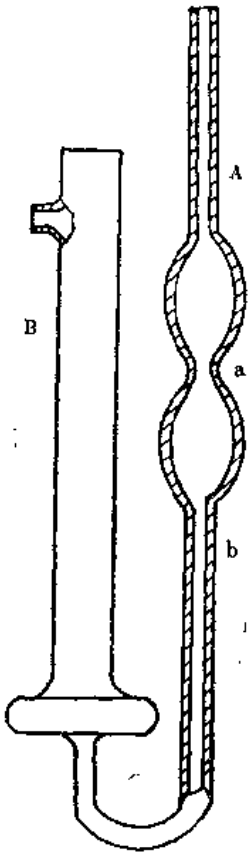
t_t：油样平均流动时间s。

4．原油组分分析

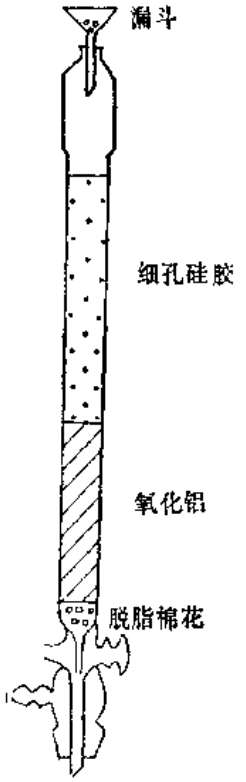
原油的组分，通常指的是饱和烃、芳烃，非烃和沥青质。根据物质分子结构的不同，被吸附的强弱也不同，相应脱附快慢也不一致。目前采用的柱色层法就是根据原油不同组分的这一特性（选择性溶解和选择性吸附）。利用硅胶、氧化铝作吸附剂，而用与上述组分相似性质的溶剂作冲洗剂，冲洗色谱柱、而将不同组分分离开来。

试验时，原油事先经馏程切割过。用正庚烷脱去沥青质（沉淀出来）。将滤液通过漏斗倒入色谱柱中（见图实1—4），用正庚烷或正己烷淋洗脱附饱和烃，收集冲洗液，经蒸馏则可得出含量。再用苯淋洗脱附芳烃，收集冲洗液经蒸馏得其含量。由于吸附能力极强，以致部份极性物质（即含氧氮硫的非烃化合物）不易完全脱附面残留在色谱柱上，由差减法即可算出非烃含量。需要指出的是若定量分析时，一切仪器用品均应事先洗净，严格称重。

色层分离法是石油有关分析中常用重要分析方法，其基本原理均是利用石油、天然气中不同化合物由于分子结构不同其吸附和脱附能力也不相同的特征，根据所使用吸附剂（固定



图实 1—3 毛细管粘度计



图实 1—4 色谱柱装置简图

相)、脱附剂和鉴定分离物（流动相）方法不同，若流动相为气体称气相色谱，若流动相是液体称为液相色谱；若按固定相性质分，如前所述玻璃管中装入吸附剂称柱色谱，用滤纸作固定相叫纸层析等。分类尚多，不作赘述。

三、仪 器 用 品

1．仪器

萤光灯、馏程测定仪、韦氏比重天平、恩氏粘度计。

2．用品

试管、烧杯（50～250ml）、漏斗、滤纸、停表。

3．试剂药品

氯仿、四氯化碳、二硫化碳、石油醚，甲醇、苯、正庚烷（正己烷）、氧化铝、硅胶、盐酸。

4．文具纸张（自备）

四、作 业 要 求

1．根据实习讲义填写观察内容，比较三种原油优劣。

2．据实验观察和讲课内容，小结原油的物理性质和化学性质的关系。

实验二 石油沥青矿物和含油岩石的鉴定

一、实验目的及要求

在油气田的调查和勘探过程中，十分重视地面或井下油气显示的确定。其中尤以井下含油岩石的鉴定，对确定可能的含油气层位，预测油气藏可能存在的位置，都有重要意义。必须及时准确地断定、记录和上报。

本次实验包括石油沥青矿物（油矿物）和含油岩石的鉴定两部分。

二、石油沥青矿物的鉴定

石油沥青矿物是指石油在热力，氧化和细菌的生物化学作用下，次生变化的产物。由于石油的原始组成不同，次生变化的方向和产物也不甚相同。石油的次生变化主要的方向及产物，大致可归纳如表 1 所示。

其中软沥青，地沥青，石沥青和地蜡为石油演化的早、中期产物；而碳质沥青以上为变质作用产物，它们与石油之间的实际联系已不明显。因此，本次实习主要作与石油关系较为密切的石油沥青矿物的识别和初步鉴定工作。

主要石油沥青矿物的化学成分和物理性质如表 2 和表 3 所示

表 1

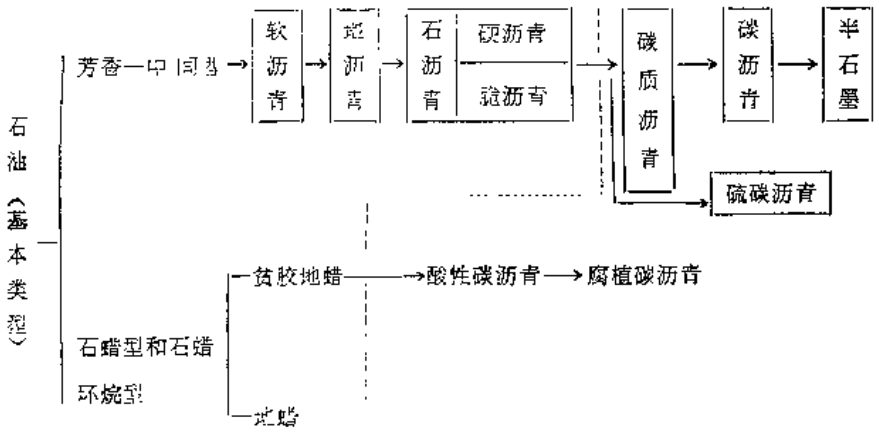


表 2　石油沥青矿物的元素组成简表

名　称	元素组成（重量 %）					C/H 重量比	备　注
	C	H	N	O	S		
石　油	850（平均值）	14.0（平均值）	← 1.0 平均值 →			6.1	
地　蜡	84～86	13～15	—	0～5.0	—	6.0	*软沥青为氧化程度较低的地沥青，其含H量在石油和地沥青之间
恩巴区贫胶地蜡	8.0～85.8	10.1～11.5	0.2～0.8	0.6～8.5	0.9～2.0	7.3～8.0	
软沥青*	70.5～80°	8.3～13.0	微量～2.4	0.25～16.7	0.36～10.2		
地沥青	81.73	9.84	← 8.43（平均值） →			8.3 平均值	

续表

名称		元素组成（重量%）					C/H 重量比	备注
		C	H	N	O	S		
石沥青	硬沥青	83.19	9.23	←———	7.58	———→	9.0	为半固态的石油初期氧化作用的产物
	脆沥青	83.14	7.48	←———	9.38	———→	11.1	
碳质沥青	黑沥青	85.40	9.25	←———	5.35	———→	9.2	
	焦性沥青	88.7	5.99	···→	5.31	———→	14.8	
碳沥青		>90～90	<3～5	<3～5			24.9～67.7	
次石墨		97.24	0.64	←———	2.12	———→	159.4	

本次实验将做地蜡、软沥青、地沥青、脆沥青、黑沥青、次石墨等六种石油矿物的物理性质的观察、实验和鉴定。对比上述六种油矿物（或准油矿物）的物理性质（观察和实验项目见表3）。

表 3　主要石油沥青矿物物理特性简表

名称	成因	颜色	断口	硬度	熔点	溶解性	可燃性	光泽	产状	比重
地蜡	物理分异产物	浅黄暗棕	粒状—粗糙	<1	30℃～60℃	易溶于所有有机溶剂	有明亮的火焰	油脂光泽	层状或脉状充填于岩层的裂隙中	0.9～0.94
软沥青	风化作用产物	黑色	粗糙—土状		<110℃	能完全溶于CS_2和乙醚	易燃，有明显带黑烟火焰	油脂光泽	半固态沥青湖	0.97～≥1
地沥青	风化作用产物	棕黑黑色	粗糙—贝壳状	0.5～2	>100℃	溶于全部有机溶剂	易燃，有明显带黑烟火焰	暗淡—明光	脉状和丘状	0.9～1.09
硬沥青	风化作用产物	黑色	贝壳状	0.5～3	100℃～175℃	在苯，CS_2 $CHCl_3$中几乎能完全溶解，在石油醚中能溶60%±	易燃，有明显带黑烟火焰	明亮	脉状和层状	1.006～1.35
脆沥青	风化作用产物	褐黑—黑	贝壳状	2	175℃～320℃	在CS_2、$CHCl_3$溶解性较好，在石油醚、酒精中溶解性较差	熔化时有分解现象，火焰弱	明亮	脉状	1.15～1.18
黑沥青	交质作用产物	黑	贝壳状	2～2.5	难熔	在CS_2中可溶2—10%	熔化时有膨胀及胀裂现象，火焰很弱	明亮	脉状	1.075～1.095

续表

名称	成因	颜色	断口	硬度	溶点	溶解性	可燃性	光泽	产状	比重
焦性沥青	交质产物作用	黑		2.5～3.5	难熔	不溶	燃烧困难		脉状	
次石墨	交质产物作用	黑	片状	3.0～4.5	很难熔	不溶	燃烧困难	金属或半金属光泽	脉状	1.86～1.98

三、岩石含油性的鉴定

当地表露头或井下岩心、岩屑中所显示的油气微弱时，肉眼不易鉴定。此时采用下列简易方法加以鉴定。

（一）浸水法

将样品置于水中，如岩样不亲水或于水中见有油膜，则该样品含油。或是滴水于样品上，水不渗入而呈珠滚下，亦可确定为含油。

（二）加热法

将试样研碎晾干，使其所含水分蒸发然后用牛角匙取岩样1/3勺(约1g)放入试管，中，在酒精灯上均匀加热，如试样含油则见管壁上有油珠或油膜附于管壁并可闻及石油沥青味。

（三）有机溶剂法

有机溶剂常用的有三氯甲烷（$CHCl_3$）、四氯化碳（CCl_4）、二硫化碳（CS_2）等。

1．砂岩含油测定

将研碎晾干的试样置于试管，加入1～2ml CCl_4，摇动后观察。如岩样中含油或沥青类物质则原来无色透明的溶剂因溶解石油而变为淡黄、棕黄、黄褐或褐色的溶液。如肉眼看不出溶液色调，则可用滤纸把溶液过滤然后观察滤纸是否有残迹。

2．碳酸盐岩含油测定

将岩样磨碎，加入稀盐酸。若含油及沥青类物质，则碳酸盐岩加盐酸后放出的CO_2气泡被油膜所包裹。以上测定不易观察时，可将稀盐酸处理后的岩样加入CCl_4或其它有机溶剂，观察其溶液颜色，若为黄褐等色调或在滤纸上留下黄、褐色残迹，则可证明该样品含有油或沥青类物质。

3．岩石中含有淡色石油鉴别

取1/3勺岩样，加入丙酮，再加入水。若含油，则呈乳状混油溶液。

（四）萤光法

借助石油在紫外光照射下发出萤光的特点，可利用萤光灯鉴定是否含油并且予以粗定量。

1．萤光灯直接照射

一般在野外自然露头或井下所取岩心、岩屑中如含油丰富则利用油的直观特征可以鉴别是否含油。当自然露头风化较久或井下岩层因含油饱和度低，含油岩层薄，而于岩屑中难于判断时，可将样品或岩屑用紫外线直接照射，观察其发光特征。但应注意除石油及沥青类物质发光外，在岩屑中也常遇到另一些发光物质，如石膏、石英、方解石、盐岩、油页岩、重晶石等，应从萤光色调及其它特点上加以区别（见表4）。

表 4

发光物质	萤光色调	鉴别特点
石英（蛋白石）	灰　白	坚硬、加酸不起泡
方解石	乳　白	结晶完好、菱形解理、加酸起泡
石　膏	淡天蓝、乳白	无色半透明、硬度小加酸不起泡
盐　岩	亮紫	无色、透明、晶形完整、具咸味
油浸泥岩	暗褐、褐黄	黑褐色、油腻感、污手
油页岩		
软沥青	橙、褐橙	具可塑性
白　蜡	亮　蓝	
油质沥青	白、浅黄、浅蓝、天蓝、蓝绿	
胶质沥青	黄、橙、浅黄、褐	
煤质沥青	黑、暗褐	
土壤沥青	玫瑰及青蓝	

2．紫外光灯照射（1）

将1/3勺岩样加入 1～2ml 的 CCl_4（或是 $CHCl_3$等有机溶剂）在紫外光灯照射下观察其萤光特点，以确定其含油与否。

3．紫外光灯照射（2）

亦可将 CCl_4溶有石油沥青的溶液滴在瓷盘上晾干，或者直接滴在装有岩粉的乳钵中，在紫外光灯照射下观察。据发光的不同形状可估计沥青类的含量。

实习三　储集岩孔隙特征的对比观察及碎屑岩储集性能影响因素的分析

一、实　习　目　的

储集岩是构成圈闭的基本要素之一。储集空间的大小及其连通性的好坏，对油气藏中油气的储存和渗滤能力有极大的影响。

两大主要储集岩类即碎屑岩和碳酸盐岩的储集空间特征及其影响因素有着明显的区别。本次实习的目的为：了解储集空间的主要特征及其差异性；着重分析控制碎屑岩储集性的主要因素。

二、砂岩和碳酸盐岩储集层孔隙特征的观察和对比

（一）砂岩储集层孔隙特征的观察，注意以下两点：（1）手标本要注意疏松—致密程度、轻—重程度（标本应是新鲜的未遭风化的岩石或岩心）；（2）幻灯（薄片）和图版观察要注意其孔隙类型、孔隙直径大小、连通情况、喉道大小、碎屑成分、碎屑颗粒的粒度、分选磨圆情况、胶结物含量及胶结类型。

（二）碳酸盐岩储层的孔隙特征，注意以下两点：（1）通过标本（包括光面）的观察，了解碳酸岩储集层的岩石孔隙类型可以是多种多样的（孔、洞、缝）；（2）通过典型幻灯片（薄片）和图版的观察，了解碳酸盐岩储集层的孔隙类型，原生孔隙和次生孔隙，特别注意溶蚀孔隙发育情况。

（三）对比碎屑岩和碳酸盐岩储集层孔隙特征的差异性。

（四）完成实习报告—“碎屑岩和碳酸盐岩储集层孔隙特征及其差异性”一份。

三、影响碎屑岩储集性的因素

（一）实习目的和重点

影响碎屑岩储集性的因素是多种多样的，包括粒度大小、分选、磨圆、排列方式、碎

表 1　碎屑岩储集层的储集性及有关参数

沉积环境	样品数	陆屑（%）					胶结物（%）			粒径 mm		有效孔隙率（%）	渗透率 ×987×$10^{-3}\mu m^2$	分选系数	编号
		总量（占岩石的百分数）	石英（占陆屑的百分数）	长石（同右）	岩屑（同右）	杂质（同右）	碳酸盐	膏质	泥质	中值的变化范围	中值的平均值				
砾石心滩	5	90.6	42.0	34.0	24.0	0	9.4			28～60.0	30.0	14.6	18	5.2	1
											34.10	14.25	19	4.5	2
											14.20	14	25	4.2	3
缓流心滩	8	87.4	44.6	28.4	20.0	6.0			12.6	0.225～8.0	6.60	15.5	40	3.6	4
											2.810	15	77.5	3.2	5
											0.465	16.3	126	3.6	6
											0.360	13.5	175	2.9	7
边滩砂	12	92.3	48.2	24.8	18.0	9.0	1.6		6.1	0.06～0.158	0.176	23.6	880	2.4	8
分流河道	14	92.5	50.8	25.2	14.0	10.0	1.3		6.2	0.025～0.086	0.108	19.2	663	2.6	9
天然堤河漫	4	76.2	46.6	21.4	12.0	20.0	5.5		18.3	0.126～0.220	0.056	8.3	22	4.0	10
河口坝砂	15	93.6	56.6	25.8	9.6	8.0	1.3		5.1	0.03～0.09	0.162	21.4	516	2.5	11
远坝砂	7	80.2	52.1	18.2	8.4	21.0	4.4		15.4	0.054～0.108	0.072	10.5	52	3.2	12
湖滩砂	10	93.2	52.4	24.4	9.2	14.0	6.8				0.085	12.7	62	3.1	13

屑矿物成份、胶结物的含量与成分、压实作用、裂缝、溶蚀作用及其它次生变化等。

本次实习着重根据（表1）提供的资料，分析粒度中值，分选系数对碎屑储集性的影响，其它因素（如胶结物的含量和成分，砂岩成分、成熟度等）对储集性的影响。可根据自己的具体条件和兴趣来决定。

实习需要半对数纸、双对数纸、铅笔、橡皮、三角板等。

（二）实习步骤

（1）在半对数纸上做有效孔隙率（纵坐标）和渗透率（横坐标即对数轴）的关系曲线图，分析两者的相关性（一般在中—细砂岩中有比较明确的相关性）；

（2）在半对数纸上作有效孔隙率（纵坐标）和粒度中值（横坐标即对数轴，单位为mm）的关系曲线图，分析两者的相关性；

（3）在双对数纸上作粒度中值（纵坐标，单位为mm）和渗透率（横坐标，单位为μm^2）关系曲线图；

（4）在半对数纸上作分选系数（纵坐标）和渗透率（横坐标即对数轴，单位为μm^2）的关系曲线，分析它们的相关性；

（5）综合上述四张关系曲线图的分析，对影响孔隙和渗透性的因素及有关问题作出小结和必要的讨论，完成文字小结一份（所编的四张图描清楚，作为小结的附图）。

实习四　圈闭和油气藏类型的识别

一、实　习　目　的

圈闭是油气聚集的场所，是形成油气藏的基本要素。圈闭的类型及形成条件不仅对油气藏形成起着决定性的作用，而且对油气田的勘探和开发亦有重大的实际意义。不同类型油气藏所采用的勘探方法及部署不同，开发方案也不同。因此，正确的判断圈闭及可能的油气藏类型，对于石油地质工作者有着特别重要的意义。

本次实习的主要目的，是通过所给的储集层顶面或盖层底面的构造图、储集层分布图以及气油水分布图（图实4—1-4），确定圈闭和油气藏类型，圈定圈闭的闭合面积，绘制圈闭和油气藏横剖面图；以便更好地理解和掌握圈闭和油气藏在平面图和横剖面图上的特点。

二、实习的步骤和方法

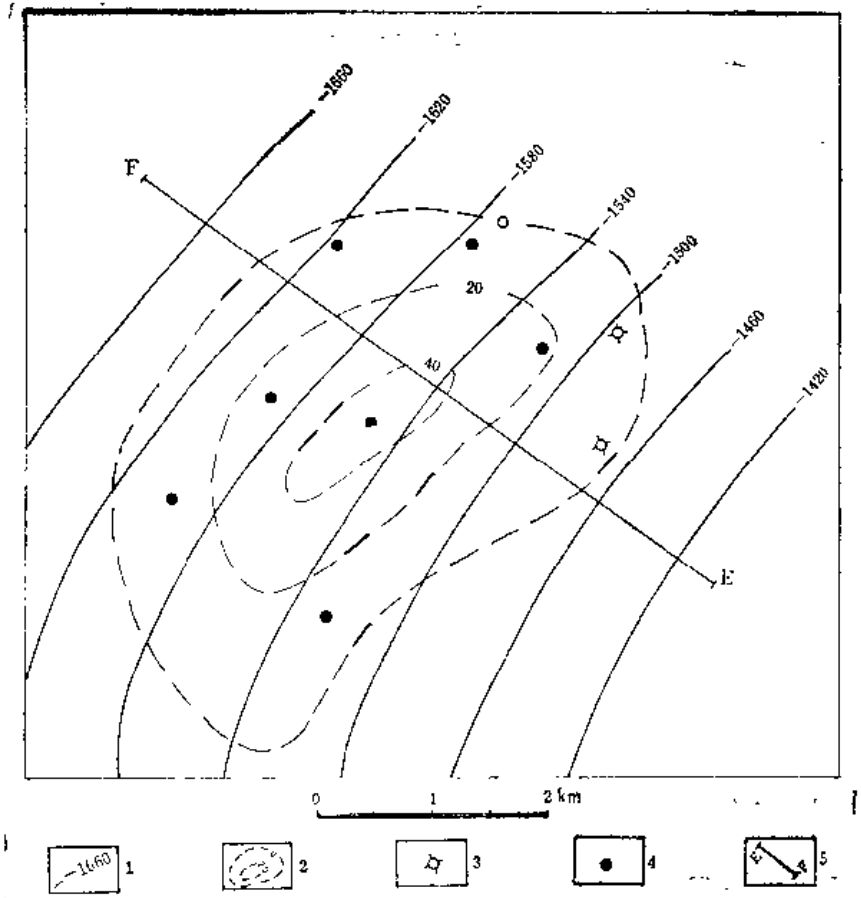
（1）阅读图1—4构造等高线图及储集层分布图。在平面图上找出溢出点位置（用字母C表示），圈定闭合面积，计算闭合高度，并将计算数字标在图上。

（2）通过绘制给定剖面线的圈闭和油气藏横剖面（5个），结合储集层分布的变化及油气水分布情况，确定圈闭及油气藏类型。

（3）对照平面和剖面图建立立体概念，掌握并牢记不同类型圈闭和油气藏在平面和剖面上的图示。

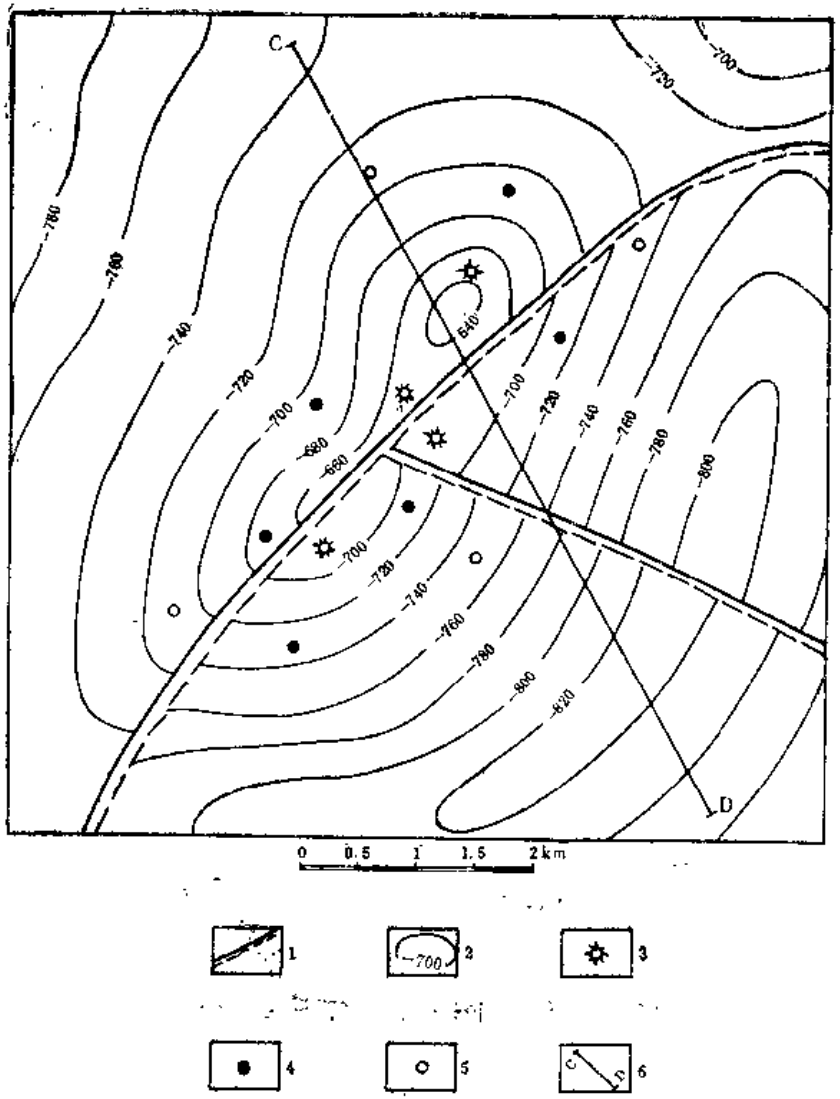
三、实　习　用　品

铅笔、橡皮、直尺（或三角板）和方格纸。



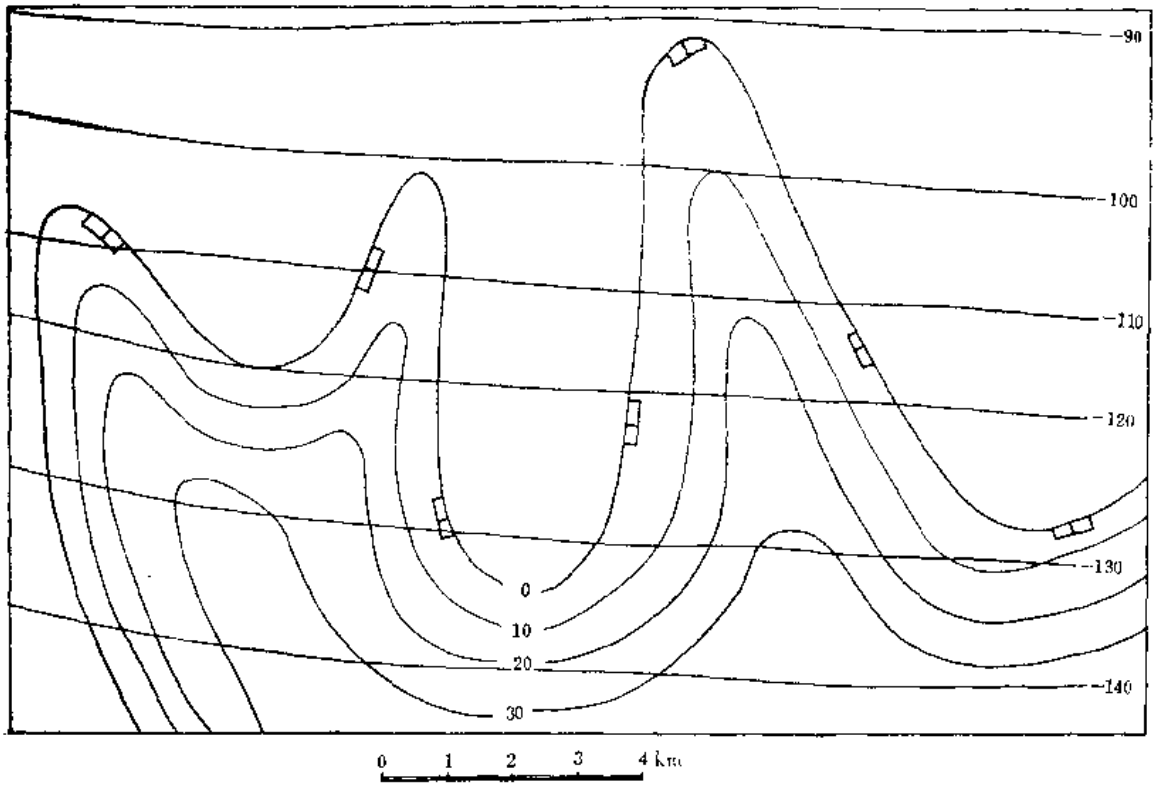
图实 4—2A　某油山P层底面构造图及Q砂层等厚度图

1—Q上覆P层底面等高线（m）；2—Q砂层等厚线（m）；3—产水井；4—产油井；5—剖面线



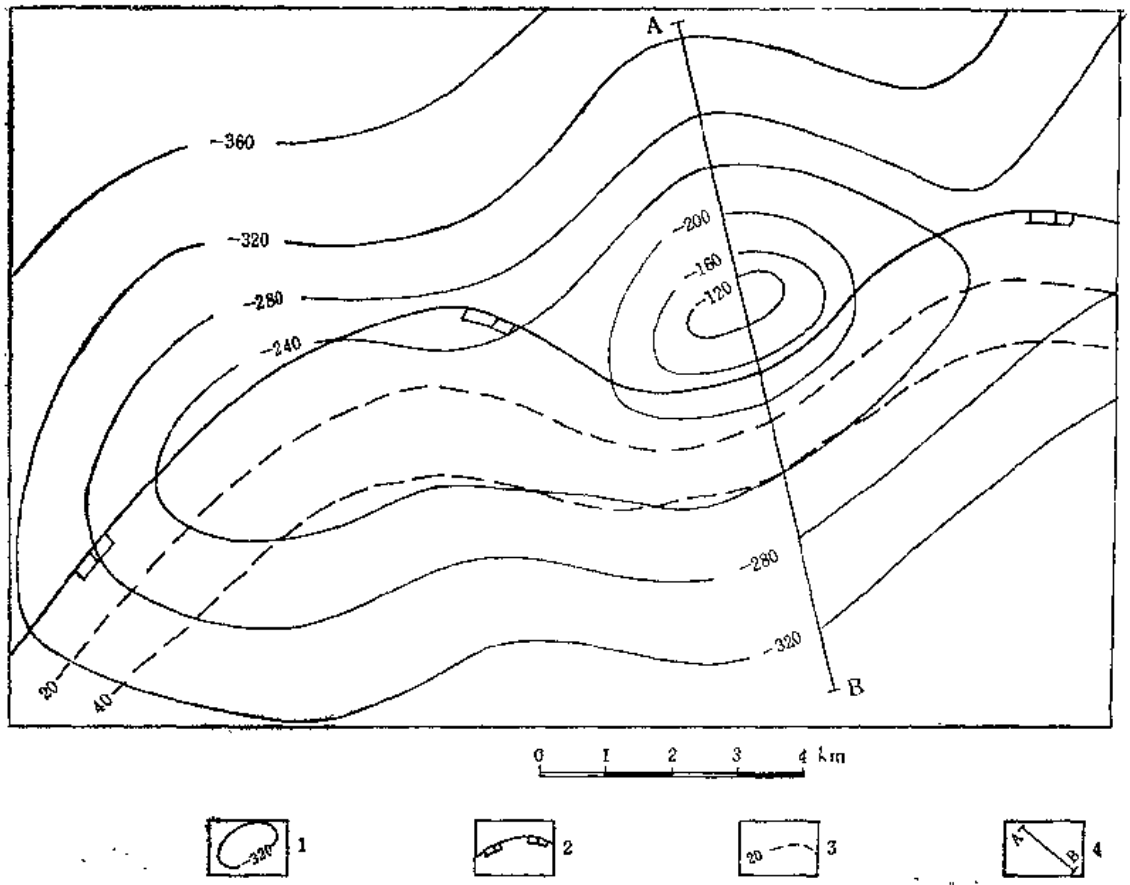
图实 4—1　某油田L层顶面构造图

1—断层；2—L层顶面等高线（m）；3—产气井；4—产油井；5—产水井；6—剖面线



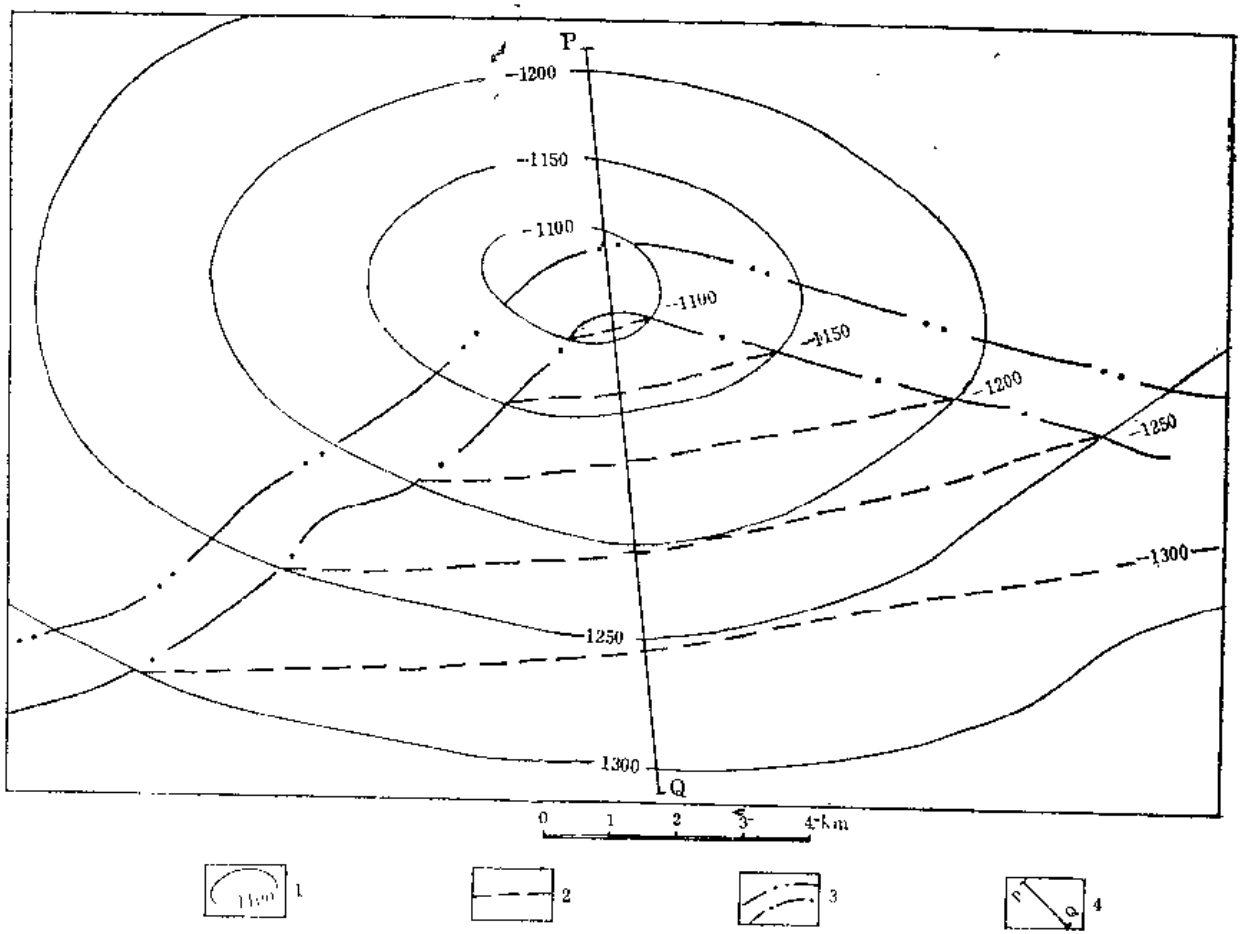
图实 4—2B 某区M层底面构造图及N砂层等厚度图

1—M层底面等高线（m）；2—M层下伏N砂层尖灭线；3—N砂层等厚线（m）



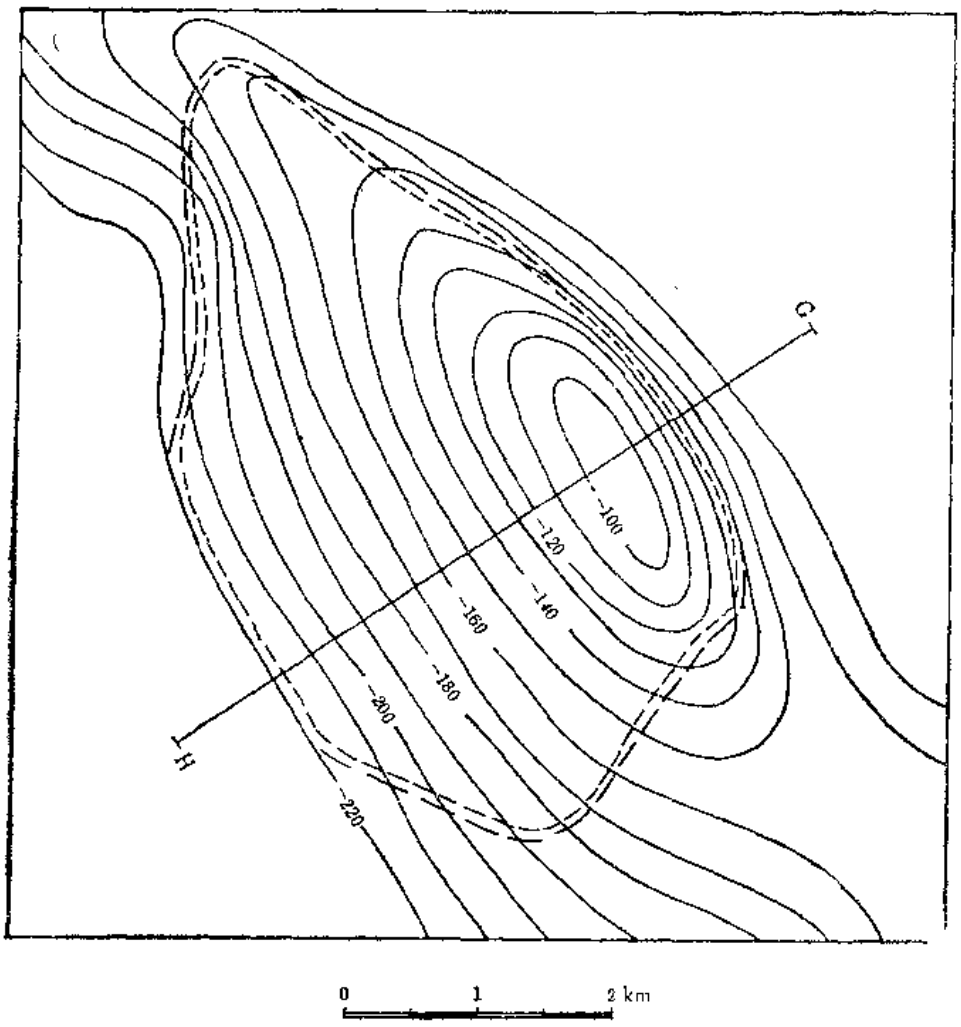
图实 4—2C 某区S层底面构造图及T砂层等厚度图

1—T砂层上覆S层底面等高线（m）；2—T砂层尖灭线；3—T砂层等厚线（m）；4—剖面线



图实 4—3 某区R层构造图及不整合面等高线图

1—不整合面等高线（m）；2—R砂层顶面等高线（m）；3—R砂层侵蚀终止线；4—剖面线



图实 4—4　某油田P砂层顶面构造及油藏分布图

1—油水界线；2—P砂层顶面等高线（m）；3—剖面线

实习五　有机质成烃演化曲线和成熟度分区

一、实习目的和要求

有机质演化曲线和反射率等值线是反映盆地内某一油气源层中有机质成烃演化的基本图件，对认识有机质成烃的演化阶段，油气资源的远景评价和定量计算都有十分重要的意义。

本次实习要求完成某一成油气层的有机质成烃演化曲线和镜煤反射率（R_o%）等值线图的编制，并作简要说明；以便加深对有机质成烃模式及其演化阶段的认识，培养利用煤

岩学的基本方法之一——镜煤反射率，对生油气层进行初步的评价和解释的能力。

二、实习步骤和注意事项

（1）在课下复习好有关有机质成烃演化以及煤岩学方法在油气勘探中的应用等章节的内容。准备好实习用的坐标纸、三角板、铅笔和橡皮。

（2）阅读附表所提供的资料，掌握某一生油气层的氯仿抽提物（g)/有机碳（g）的比值、烃(g)/有机碳（g）的比值、C_{24}—C_{30}正烷烃CPI值和镜质体反射率（R_o%）等随埋藏深度或（温度）的增加而发生的变化规律。

（3）在坐标纸上确定纵坐标（深度）和横坐标〔氯仿抽提物(g)/有机碳(g)，烃(g)/有机碳（g）和CPI〕的比例尺。比例尺选择以能清楚表达曲线图为准。这次实习可选用下列比例尺；纵坐标1:20000（深度），横坐标1cm＝0.01〔氯仿抽提物（g)/有机碳（g)，烃（g)/有机碳（g)〕，1cm＝0.2（CPI)。在深度轴上标明有机质各重要演化阶段的镜煤反射率（R_o%）和温度（℃）的分界值。

样品号	深度 (m)	有机碳重量(%)	氯仿抽提物(g)/有机碳(g)	烃(g)/有机碳(g)	C_{24}—C_{30}正烷烃 CPI	镜煤反射率 R_0(%)	古地温 (℃)
1	775	0.89	0.041	0.017	2.38	0.34	39.95
2	910	1.24	0.040	0.016	3.34	0.36	45.08
3	1250	1.40	0.039	0.017	1.76	0.43	58
4	1450	1.38	0.038	0.019	1.40	0.47	65.6
5	1564	1.36	0.040	0.023	1.36	0.50	69.93
6	1620	1.44	0.050	0.030	1.29	0.51	72.06
7	1720	1.51	0.060	0.037	1.28	0.54	75.85
8	1776	1.60	0.062	0.036	1.23	0.55	77.99
9	1796	1.41	0.067	0.038	1.20	0.56	78.75
10	1820	1.65	0.072	0.042	1.17	0.565	79.66
11	1868	1.72	0.080	0.048	1.19	0.57	81.48
12	1900	1.67	0.088	0.058	1.12	0.59	82.7
13	1920	1.77	0.093	0.065	1.08	0.60	83.46
14	1950	1.61	0.095	0.068	1.09	0.61	84.6
15	1980	1.66	0.092	0.068	1.11	0.615	85.74
16	2042	1.52	0.101	0.071	1.08	0.63	88.1
17	2170	1.62	0.116	0.076	1.05	0.68	92.96
18	2380	1.98	0.114	0.075	1.03	0.75	100.94
19	2480	2.12	0.104	0.071	1.04	0.80	104.74
20	2590	2.23	0.088	0.065	1.02	0.84	108.92
21	2850	2.25	0.086	0.056	1.00	0.96	118.8
22	2970	2.26	0.068	0.045	1.01	1	123.36
23	3260	2.22	0.049	0.036	1.03	1.2	134.38
24	3600	2.06	0.042	0.024	0.98	1.4	147.3
25	4000	2.09	0.040	0.021	1.01	1.7	162.5
26	4240	2.10	0.038	0.020	0.99	1.93	171.62
27	4500	2.03	0.035	0.018	1.00	2.2	181.5
28	4724	2.02	0.033	0.017	1.02	2.45	190.0

注：已知地表平均温度10.5℃，古地温梯度为3.8℃/100m

（4）根据附表上提供的数据作出氯仿抽提物（g)/有机碳（g）的比值、烃（g)/有机碳（g）的比值和C_{24}—C_{30}正烷烃CPI值同深度的关系曲线。在镜煤反射率散点图（图实6—1）上以R_o（%）=0.5，1.2，2.0勾出反射率的等值线。

（5）根据上述关系曲线，划分有机质成烃的演化阶段（未成熟、成熟、过成熟阶段)。对各演化阶段的基本特征加以简单的小结。根据反射率等值线图以 R_o（%）=0.5，1.2，2.0为界线用不同线条或不同颜色划分出有机质演化和成熟程度的不同区域（未成熟、成熟、过成熟区)。阐明各不同成熟区的主要产物，及其对指导找油气工作的实际意义。

附表：某盆地L生油气岩层的有机质（有机碳)、转化率〔氯仿抽提物（g)/有机碳（g)，烃（g)/有机碳（g)〕、C_{24}—C_{30}正烷烃CPI、镜煤反射率（R_o，%)以及古地温（℃）随深度变化的资料。

实习六　生油（气）岩的综合评价

一、实　习　目　的

通过生演（气）岩各项分析指标的识别和评价，判断母岩生成油、气条件，评定母岩成烃的等级（可分为好、较好和较差三级）和类型（生油抑或生气)。

本次实习提供的生油（气）层的有关参数为：1.井深；2.岩性简述；3.有机碳含量；4.可溶有机质；5.总烃（指抽提物中的烃类)；6.总烃/有机碳；7.轻烃（C_{1-4})；8.C_{2-4}/C_{1-4}；9.干酪根类型（按蒂索分类)；10.CPI值；11.镜质体反射率（R_o，%)(见附表)。

二、实　习　步　骤

（1）认真复习有关生油（气）岩的部分教材和参考读物；

（2）详细简读附表提供的资料，从岩性特征、相应的地化分析资料所代表的石抽地质意义及计算出总烃/有机碳，划分出生油层段，对生油岩的成烃条件、等级和类型作出初步判断；

（3）在厘米方格纸上选取一定的比例尺，做各地化指标随深度而变化的曲线。比例尺大小以能明显反映出这些参数的变化特征为原则；

（4）在上述基础上总结出不同层位生油层的特征，并根据其成烃条件及潜力，评定生油岩的等级及成烃类型。

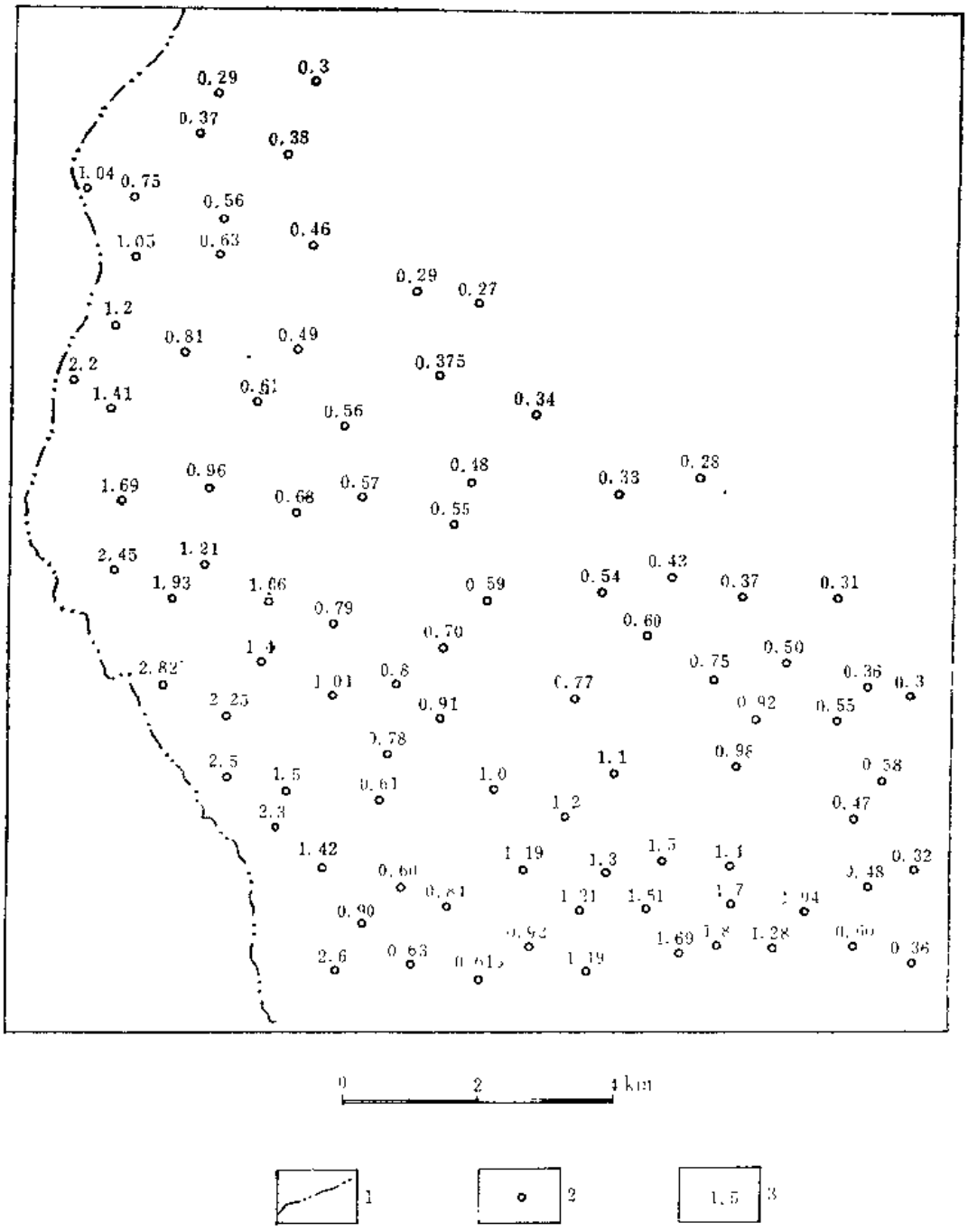
三、作　业　要　求

（1）完成各项地化指标随深度变化（不同层位生油层的地化指标）综合图；

（2）根据上述图件对生油层作出评价的文字小结一份。

四、实　习　用　品

厘米方格计算纸（30×50cm²）一张、直尺、三角板、铅笔、橡皮等文具。



图实 6—1　某油区L生油层镜质体反射率散点图

1—含油区的边界；2—样品点位；3—镜质体的反射率值（R_o，%）

表　××钻孔泥质岩的岩性及地化指标

井　深 (m)	岩　性　简　述	有机碳 %	可溶有机质 ppm	总　烃 ppm	总烃/有机碳，%(待计算)	轻烃(C_1—C_4)，ppm	C_{2-4}/C_{1-4} (%)	干酪根类型 (按苛素)	CPI值	镜质体反射率，R_0%	母岩评价
1500～1580	深灰色泥岩	1.80	760	100		1800	5.6	Ⅱ	1.42	0.43	
～1600	浅灰色细砂岩										
～1730	深灰色泥岩	1.86	820	120		2000	7.2	Ⅱ，少量Ⅰ	1.34	0.18	
～1850	灰色泥岩	0.84	1000	180		2000	8.0	Ⅱ	1.28	0.52	
～1950	黄绿—棕黄粉—细砂岩										
～2070	棕红—黄色砂、砾岩										
～2150	灰—灰绿色泥岩	0.45	600	125		1400	10.6	Ⅲ，部分Ⅱ	1.32	0.49	
～2170	灰色粉—细砂岩										
～2300	深灰色泥岩	1.65	2000	520		6000	16.8	Ⅱ	1.24	0.72	
～2400	灰绿—黄绿色泥岩	0.36	400	86		2000	14.7	Ⅲ—Ⅱ	1.26	0.68	
～2500	灰色泥岩	0.78	1600	400		6000	20.6	Ⅱ	1.18	0.80	
～2530	黄—浅灰色砂岩										
～2700	深灰色泥岩夹砂岩	1.52	3200	1000		10100	27.8	Ⅱ	1.11	0.92	
～2850	深灰色泥、页岩夹油页岩	2.61	8000	2280		12600	31.5	Ⅱ—Ⅰ	1.10	1.10	
～2870	浅灰—白色砂岩										
～3200	深灰色泥、页岩和灰白色粗粉—细砂岩不等厚互层（泥5，砂1）	2.21	6000	2200		11800	37.2	Ⅱ，部分Ⅰ	1.06	1.20	
～3400	灰—深灰色泥岩	1.42	3200	1000		10060	36.8	Ⅱ	1.01	1.30	
～3500	灰绿—黄绿色泥岩	0.32	360	70		1200	34.7	Ⅲ，部分Ⅱ	1.19	1.28	
～3650	棕红色泥岩和石膏层										
～3690	黄褐—浅灰色砂砾岩										
～3960	黑色碳质页岩夹煤层多层	6.82	2400	300		7860	6.8	Ⅲ型和煤	1.02	2.40	

实习七　TTI值的计算和应用

一、实习的目的

本实习根据选定的某油区一口井的地质剖面所建立的地质模型，定量计算特定生油层的TTI值，确定其成熟度（或演化阶段），为有机质成烃定量研究提供一方面的参数。具体要求如下：

（1）掌握特定的（或各个）生油层的顶、底面时间—埋深—地温关系图（即地质模型）的编图方法；

（2）明确TTI法的基本概念及求取TTI值的方法；

（3）学会TTI值在有机质成烃定量研究中的应用和解释。

二、TTI法的基本概念

现代石油成因研究证明，有机质成烃演化过程中温度和时间是主要影响因素。确切地说，温度与成烃量呈指数关系，时间与成烃量呈正线性关系。基于上述思想，洛帕廷于1969—1971年提出一个简单的方法，根据时间、温度定量计算有机质成熟度的方法，即时间—温度指数（简称TTI值）。这个方法经威普莱斯（1980）的补充和发展，在油气勘探中得到广泛应用。其基本公式如下：

$$\Delta i\ (\text{成熟度}) = \Delta t_i \cdot \gamma_i = \Delta t_i \cdot r^n \qquad (1)$$

式中 Δt_i 代表 i 温度间隔沉积所对应的时间；γ 为温度因子；$\gamma = r^n$ 表示温度与成熟度呈指数关系；Δi 为 i 温度间隔内达到的成熟度。

成熟度是指有机物埋藏后所经历时间内，由于增温效应引起的变化。由于成熟度对有机质的影响是叠加的、不可逆的，所以一个盆地的总成熟度，实际上是每个间隔所获得成熟度的总和。即

$$\text{TTI值} = \sum_{n_{min}}^{n_{max}} (\Delta t_i)(r^n) \qquad (2)$$

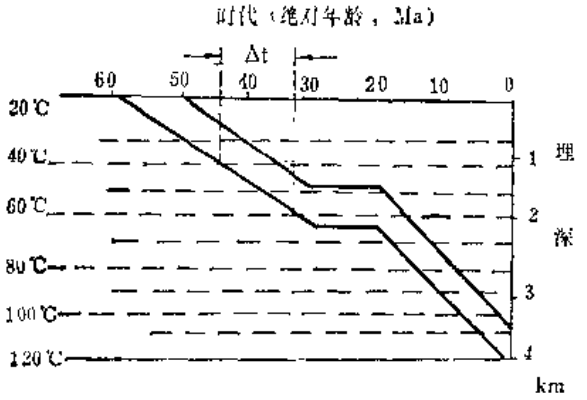
式中 n_{min} 和 n_{max} 是经历最低到最高温度的间隔数。

三、TTI值计算方法和步骤

（1）在计算TTI值前，根据钻井剖面和测井资料（见附表），编制地质模型图（图实7—1）。

具体作法是：在以纵坐标为深度、横坐标为时间的方格纸上，选择适当的比例尺；再确定所计算的生油层位（如图实7—1的A层）的底或顶面开始沉积的时间和埋深（两者均为零）；依次再确定出随后各地质时间的时间和深度，并联结成时间—埋深关系折线（注意某个时间和井深，而不是生油层现在的时间和深度）；其它层位依此类推，即可得出一张不同生油层总的时间—埋深关系图；在此基础上，根据井温测井资料，以10℃为一般温度间隔，编制温度剖面，最后形成时间—埋深—温度关系图，即地质模型。

（2）其次，以100～110℃间隔为基数，指数 $n=0$，其它间隔的指数如表实7—1所



图实 7—1　A生油层的地质模型—时间—埋深—温度关系图

表实 7—1　不同温度间隔的温度因子数据表

温度间隔（℃）	指数值（n）	温度因子（Y）	温度间隔（℃）	指数值（n）	温度因子（Y）
30～40	－7	2^{-7}	100～110	0	1
40～50	－6	2^{-6}	110～120	1	2
50～60	－5	2^{-5}	120～130	2	2^2
60～70	－4	2^{-4}	130～140	3	2^3
70～80	－3	2^{-3}	140～150	4	2^4
80～90	－2	2^{-2}	150～160	5	2^5
90～100	－1	2^{-1}	－ ----	m	2^m

表实 7—2　根据地质模型计算TTI值格式

层位 / 项目 / 温度区间 ℃ / 温度因子		A层			××层
		Δt（Ma）	区间TTI值	累计TTI	同　前
20～30	2^{-8}				
30～40	2^{-7}				
40～50	2^{-6}				
50～60	2^{-5}				
60～70	2^{-4}				
70～80	2^{-3}				
80～90	2^{-2}				
90～100	2^{-1}				
100～110	2^0				
110～120	2^1				
120～130	2^2				
130～140	2^3				
140～150	2^4				
150～160	2^5				
170～180	2^6				
180～190	2^7				
	⋮				
--------	2^m				

列。考虑到每升高10℃成熟度提高一倍的关系，选择$\gamma=2$。

（3）分别计算各研究层段的、不同时间间隔的TTI值。

计算区间和累计TTI值的数据表如下：

上表的其它各项数值可根据地质模型图上某生油层顶、底每经历一个温度间隔（即增加10℃）所需的时间，按公式（1）标出区间的TTI值，最后计算不同区间累加的TTI值。

（4）TTI值的解释和应用

计算出TTI值后，要赋予它特定的成熟度含义，才能应用TTI值确定成熟度。威普莱斯广泛研究各油气盆地大量实际资料的基础上，对油气生成和保存各个阶段的TTI值参数及相应的镜质体反射率（R_o，%）的关系，如表实7—3所示。

表实 7—3 生油及油气保存重要阶段的TTI和R_o%关系表

阶　　段	TTI值	R_o（%）	阶　　段	TTI值	R_o（%）
开始生油	15	0.65	<50°API（<0.7796）		
生油高峰	75	1.00	原油保存下的下限	约1000	2.00
生油结束	160	1.30	湿气保存下限	约1500	2.20
<40°API（<0.8251）			已知最大深度		
原油存在的下限	约500	1.75	产出的干气	约6500	4.80

将计算获得各个层位不同时间内累加的TTI值，与上表参数相对照，，就可确定各个生油层开始成熟（达到并超过门限值）的时间，生油窗经历的时间，现在已达到的成熟阶段，这样就能对它作出评价。

（5）完成报告编写

根据所作的标有E号底、Ef^2顶（Ef^3底）、Ef^4底（Ef^3顶）、Ef^4顶四个标志层的地质模型（时间、深度、温度关系图），及计算出的TTI值，在剖面图上标出开始生油、结束生油的区间，分出：未成熟带、成油带、成气带。

在此基础上对Ef^2、Ef^3、Ef^4的成烃条件作出简要文字解述、完成小结一份。文字应与图件、数据相符、文字力求简洁。

思考题：若该井所在的构造是吴堡运动时形成的，该构造的远景如何？若三垛运动时形成呢？

五、实　习　用　品

方格纸15×30cm一张及常用文具（三角板、直尺、铅笔、橡皮）及计算器。

附表：××钻井地层简表

地层系统				距今年代(Ma)	井深(m)	岩性特征	沉积相
系	统	组	段				
第四系		Q		2	0—201	土黄色、灰色粘土及灰黄、灰色砂层	
上第三系	上—中新统	盐城组	Ny^2	12	861	浅棕黄色粘土与黄灰、灰白色砂层、砂砾层互层	河流
			Ny^1	25	1587	浅棕红色泥岩夹砂岩，下部为夹白色砂砾岩层	滨湖
						三垛运动	
下第三系	渐新统	三垛组	Es^1	40	2179	棕红色泥岩与浅棕色砂岩、粉砂岩互层	河流浅湖
	始新统		Es^2	47	2544	棕色泥岩夹浅棕色粉细砂岩，下部砂岩，砂砾岩	河流湖泊
		戴南组	Ed^2	53	2789	浅棕，夹棕色砂岩与棕色泥岩	河流浅湖
			Ed^1	60	3023	暗棕色、泥岩夹灰黑色泥岩与夹棕色粉、细砂岩互层	河流浅湖
						吴堡运动	
	古新统	阜宁组	Ef^4	64	450 3473	深灰、灰黑色泥岩夹泥质灰岩、粉砂岩	浅湖深湖
			Ef^3	66	3793	深灰、灰黑泥岩与浅灰、灰白色砂岩互层	河流浅湖
			Ef^2	70	4163	深灰、灰黑色泥岩夹泥灰岩、鲕粒灰岩	浅湖深湖
			Ef^1	74	4613	浅棕色粉、细砂岩与棕色泥岩互层	浅湖滨湖河流
			Et	80	4993	杂色砂岩、白色砂岩、底部砂砾岩	半深湖河流
						仪征运动	
白垩系	上统	赤山组	Kc			砖红色、浅棕红色细砂岩	

注：地表年平均温度15℃，地温梯度4℃/100m

实习八　油气藏形成条件的综合分析（大作业）

一、实习目的

通过对酒西盆地前山背斜带（老君庙背斜带）油气分布特征及油气藏形成条件的分析，达到：（1）牢固地掌握油气藏形成的基本条件以及各种条件之间的有机结合；（2）通过对各种实际资料的阅读、分析、编图、小结的编写和讨论，提高吸收、加工地质信息的能力和文字表达能力。

二、作业的要求和步骤

课前复习好油气藏形成条件有关内容，包括石油的成因，运移和聚集等作用原理。在

此基础上，按下列步骤完成本实习的有关内容：

1．阅读参考资料第一节，盆地的地质概况，对盆地的地理、区域构造位置，区域构造的基本特征，以及前山背斜带在盆地内的位置、基本特点，有一清晰和概括的理解。

2．学习“资料”第二节，分析前山背斜带各油田的含油层位、油藏类型，总结油气在时、空上的分布特征。

3．系统阅读“资料”第三节全部内容，对提供的资料，以及应用这些资料解决哪些方面问题的有关原理，都要做到心中有数。

1．根据地质的地球化学指标和原油特征，确定主要生油层位及主要油源区（表1、2、4，图实8—5和图实8—10）。

5．根据青西坳陷生油层埋藏史（图实8—6）和有机质演化的资料，确定主要生油层的成油期和运移期。

6．根据油层特点及储集性，确定主要储集层和可能的储集层；根据生、储、盖在时空上的分布特点，结合前山背斜带的构造特征，分析输导油气的通道类型及途径，确定生、储、盖组合类型，编出模式图。

7．根据提供的原油分析资料（表2和表3），及孢粉组合资料，沿青西凹陷—鸭儿峡—老君庙、石油沟的构造剖面，编制有关指标变化趋势图，进一步确定油气运移方向（编图仅作一个方向，但分析资料是要注意可能存在的多向性和主次关系）。

8．分析前山背斜带构造发展史，确定构造形成时间，特点，及其对储集层发育油气运移、聚集和保存的影响。（图实8—7、8、9）

9．综合上述分析，写出酒泉西部盆地前山背斜带油气分布特征及油气藏形成条件的初步分析（每人独立完成一份）。

附：酒泉西部盆地前山背斜带油气地质资料

实习八附件　酒泉西部盆地前山背斜带油气地质资料（供油气藏形成条件综合分析大作业用）

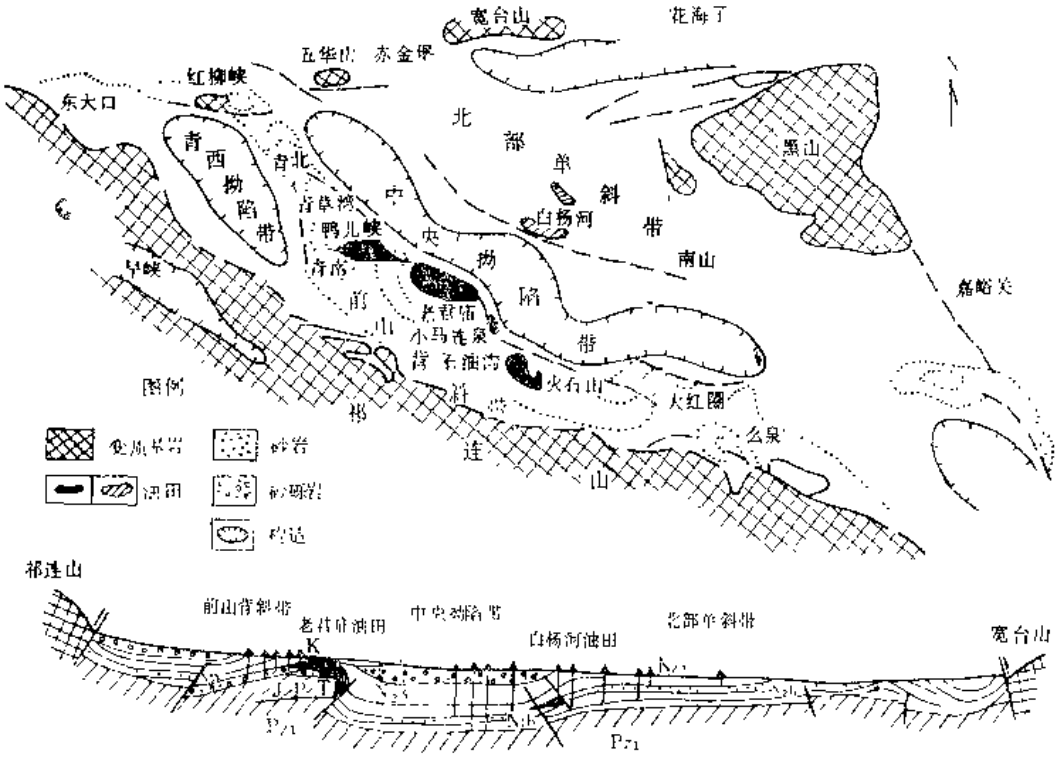
酒泉西部盆地位于甘肃西部，嘉峪关—文殊山以西的河西走廊西端。盆地南以逆掩断裂与祁连山为界；北界合黎山、宽台山。北西—南东向长约230km，宽仅10～35km，面积2700 km²。为一小型油气盆地，也是我国石油工业发展早期的重要基地。

一、盆地的地质概况

酒西盆地是祁连山褶皱系河西走廊边缘坳陷西部的一个小盆地。在区域构造上南界祁连山褶皱山系；北界阿拉善地块及马宗山海西活动带。

盆地基底为早古生代变质岩（南山群）。沉积岩系包括石炭系到第四系，最大总厚度可达7500米，可进一步划分为两个亚构造层。石炭系到中侏罗统属下亚构造层，由海相石灰岩（早石炭世）。海相砂页岩及海陆交互含煤沉积（晚石炭世）到陆相碎屑岩沉积（二叠纪到中侏罗世）。下亚构造在盆地内分布不普遍。上侏罗统—白垩系到第四系属上亚构造层，在盆地内广泛分布。就是说，自晚侏罗世开始，盆地总体沉降，并大体形成现今的基本轮廓。

根据盆地的地质结构特征，可以进一步划分下列构造单位：Ⅰ、青西凹陷；Ⅱ、前山背斜带；Ⅲ、中央凹陷带和Ⅳ北部单斜带（图实8—1）。



图实 8—1 酒泉西部盆地构造单元及油气田分布示意图

注图中"拗"字应改为"坳"

前山背斜带南界祁连山大逆掩断层（可能为一逆掩断层推覆带），北界背斜带西北翼的逆断层带。自东南向西北有么泉、大红圈、火石山、石油沟、老君庙、鸭儿峡及潜伏的青南、青西等背斜组成，呈边幕状排列，其总体的延伸方向大致与祁连山褶皱带相平行。由于受来自祁连山方向的侧压力作用，背斜带南西和北东两侧具明显不对称性，南西翼缓，北东翼陡，并伴有向北东向推覆的逆掩断层。背斜带的背斜构造褶皱强烈，闭合度可达千米以上，但构造上下没有明显的不协调现象。该带的老君庙、鸭儿峡和石油沟等背斜及鞍部的小马莲泉均已成为规模不等的工业性油田。其中老君庙油田的储量较大，产量较高。

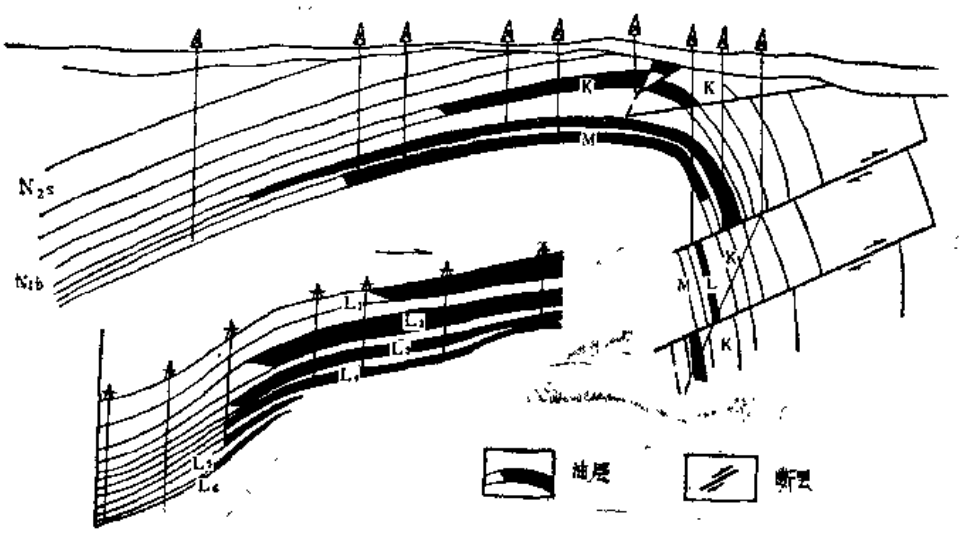
二、典型油气田概况

（一）老君庙油田（图实8—2）

位于前山背斜带中段，为一不对称的短轴背斜，轴向西偏北 280°，东西长约 8km，南北宽约 3km，据L层顶面构造等高线图，闭合度约800m。背斜被三组性质不同的断层复杂化，其中以北翼逆掩断层对背斜的影响较大，油层均被断开。

该油田的产油层有白杨河组的K、L、M层。K层含油面积较小，产能低，一般仅2t/d左右，不能自喷，属断层油藏，一般认为是L层油藏沿断裂向上运移形成的。

L层总厚 40～70m，储集性能良好，是老君庙油田的主要产油层，单井日产量为几十吨到百余吨。主要产油区位于背斜顶部及南翼。L层可分七个油层，L_{1-6}。其中L_{1-3}横向稳定属层状背斜油藏，L_{4-6}主要分布在南翼为尖灭型岩性油藏，L_6变化较大为透镜型油藏。



图实 8—2　老君庙油田剖面示意图

M层总厚60～70m，产油面积和储集性均比L层差。储集性变化较大，呈舌状分布。油藏以岩性和背斜—岩性复合型为主。

此外，在第三系和白垩系之间不整合面下5～15m的白垩系砂岩中亦获产量不等的油流。

（二）鸭儿峡油田（图实8—3）

位于老君庙背斜西北，两者以鞍部相隔。油田构造特征及含油范围如图3所示。

油田的主要产油层位为白杨河组的L、M层。L层为主要产油层，可进一步分为L_1—L_4四个油层组

此外，在前泥盆纪变质基岩中发现裂缝性油藏；在下白垩统—上侏罗统生油岩的砂岩透镜体中发现透镜型岩性油藏。为该区在新层位中寻找新的油气藏提供了依据。

（三）石油沟油田（图实8—4）

石油沟油田位于老君庙油田的东南。石油沟背斜的轴部由上石炭统—三叠系地层组成。油田仅分布在背斜西北端下倾部位。

主要产油层为上第三系白杨河组的L、M层，油层向背斜上倾部分因埋藏浅，遭到氧化，成为沥青封闭的重油带，已失去产油能力，主要产油区Ⅰ区为断层封闭油藏。油层压力较低，不能自喷。其它各块产能较小。此外，不整合面下的二叠到三叠系中亦有少量油流。

三、前山背斜带油气藏形成条件分析的基础资料

（一）可能生油层、储集层和生、储、盖组合

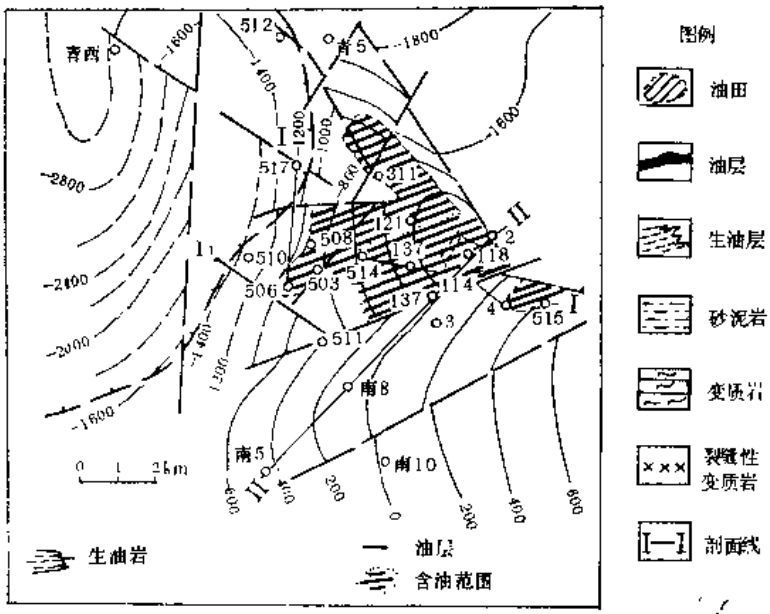
1．可能的生油层和成油期

虽然盆地中沉积岩系最大的总厚度可达7500m，但具有生油条件的，只有石炭统和上侏罗统—下白垩统。

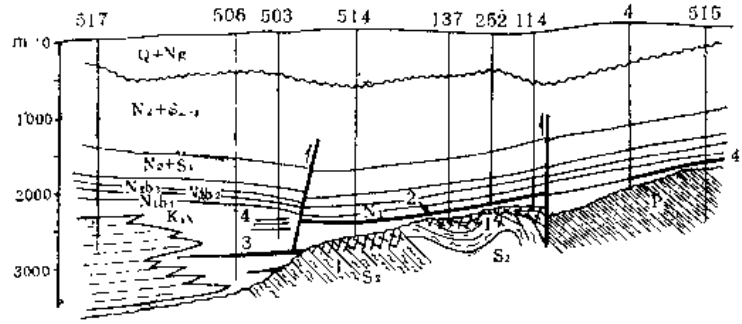
上石炭统太原组为海相—海陆交互相沉积，由黑色泥岩，砂岩夹石灰岩和煤层组成，总厚度不到200m，又经多次侵蚀，分布零星，体积不大，而且生油指标偏低。

上侏罗统—下白垩统，合称新民堡群。其中尤以下新民堡群（J_3—K_1）最有利于生油。

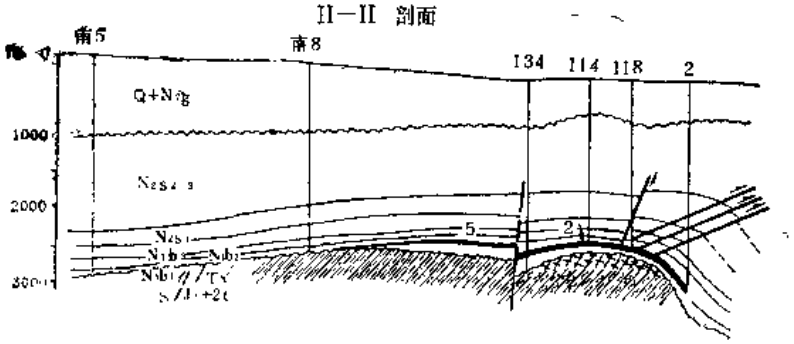
酒西盆地下新民堡群沉积环境和厚度分布，如图实8—5所示，根据该图可以看出，在



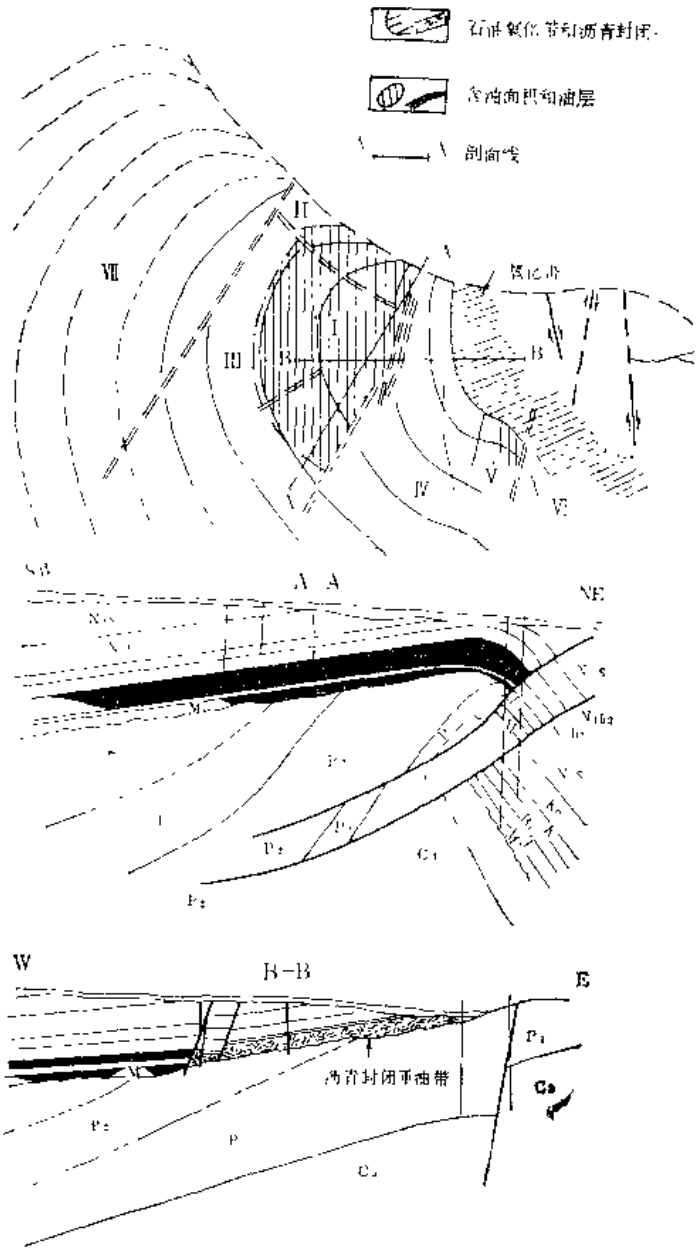
I—I 剖面



II—II 剖面



图实 8—3 鸭儿峡油田的构造平面及剖面略图



图实 8—4　石油沟油田构造平面和剖面示意图

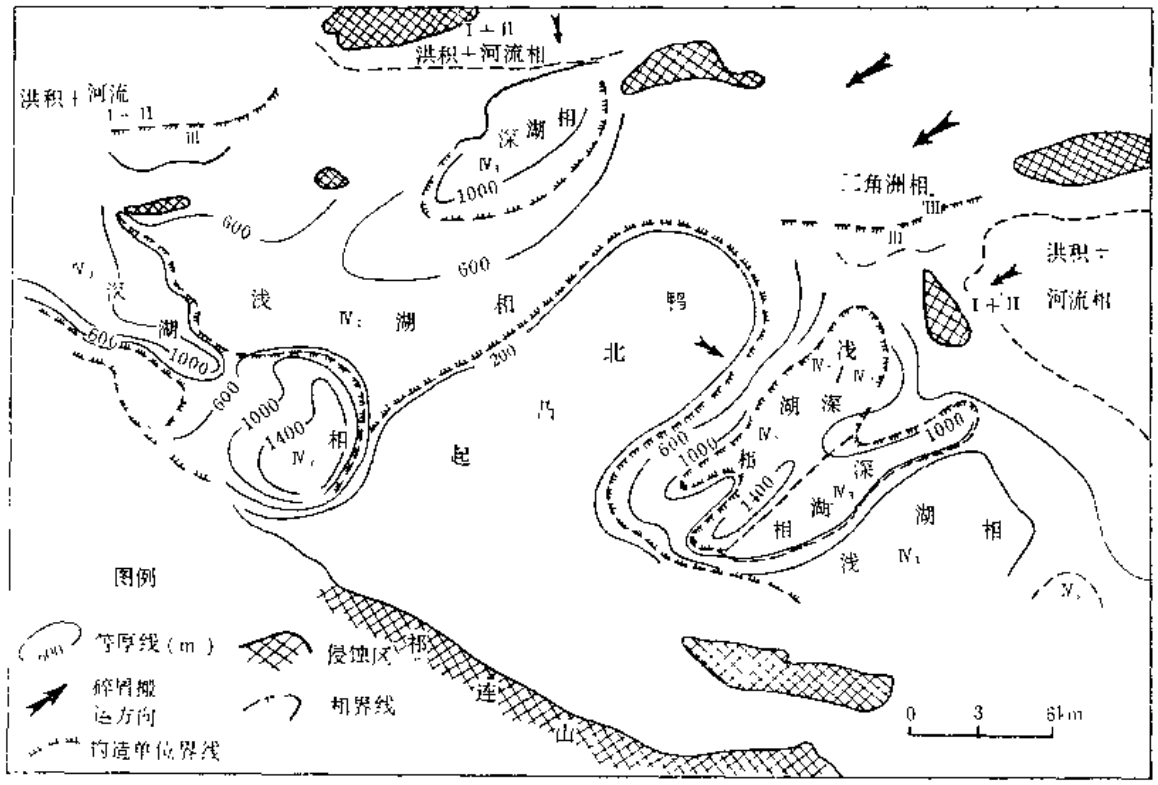
表 1　酒西盆地主要生油凹陷生油岩分布简表

凹陷 / 主要参数 / 层位	玉门凹陷			石北凹陷		
	面积 (km^2)	平均厚度 (m)	体积 (km^3)	面积 (km^2)	平均厚度 (m)	体积 (km^3)
K_{1x}	345.0	318.0	109.81	152.2	313.0	47.64
J_3	293.2	620.0	181.78	211.8	704.0	149.11
总计		938.0	291.59		1017.0	196.75

（据 玉门石油管理局勘探开发研究院，1982）

该地层单元沉积时，在前山背斜带附近，有两个沉积中心，即青西和石北两个沉积中心。前者最大厚度达1400m以上，广泛沉积以纸状暗色页岩为代表的深湖相；后者则以浅一深湖过渡相为主，深湖相区分布较窄。

暗色页岩中有机质丰富，剩余有机炭含量高达0.89～2.75%；有机质中除陆生植物外，还有大量的浮游低等植物和水生动植物，干酪根类型以Ⅱ型为主，是良好的生油有机质。据初步估算，上述两个主要生油凹陷的生油岩面积，平均厚度及体积，如表1所示。两个凹陷相比，青西凹陷体积大，以深湖相为主，有机质丰度和类型也比石北更为优越，是酒泉盆地生油潜量最大的凹陷，石北次之。



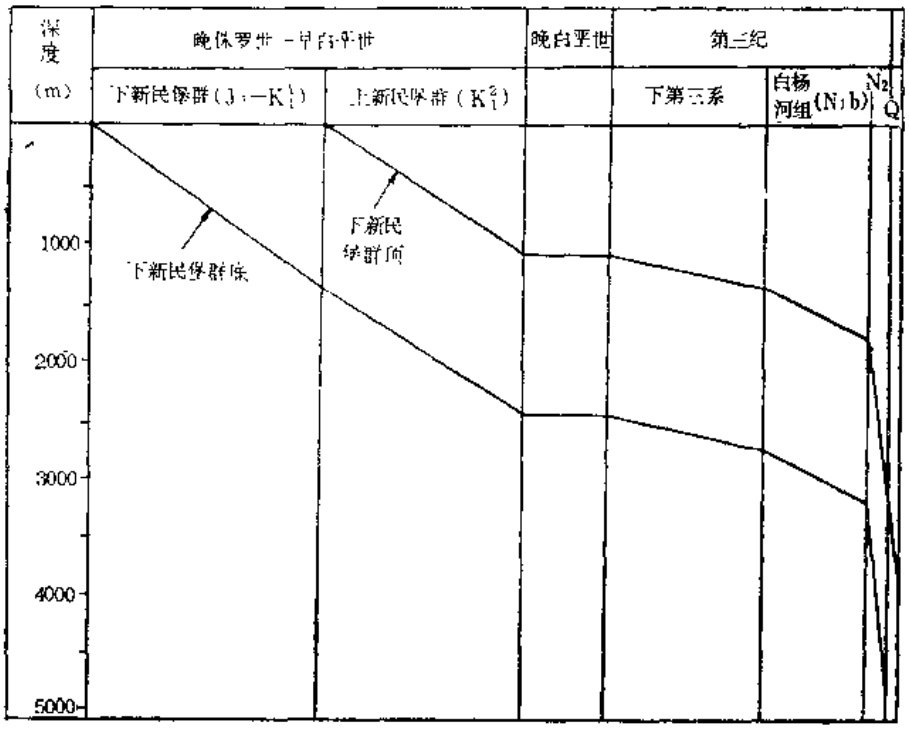
图实 8—5 酒西盆地下新民堡群沉积环境及厚度分布图
（据 玉门石油管理局，1982）

青西和石北凹陷中的下新民堡群生油层沉积后，该区一直处于持续下降为主的构造环境中，有利于有机质转化成烃。据已有资料证明，青西凹陷第三系最厚可达3500m以上，一般在2200～3000m；石北凹陷的第三系最厚亦可达2500m以上。有利于生油层熟化。图实8—6为青西凹陷下新民堡群生油层顶、底板埋藏史。

根据地化指标分析，酒西盆地下新民堡群生油层埋深达1200～1500m（平均为1400m），即可进入成熟期，埋深达1800～2000m时进入高峰期，成熟阶段一直延续到2600～2800m深，在2800m以下，残余烃/有机碳的比值明显下降，进入高成熟到过成熟阶段。结合该区的埋藏史，就可对主要成油期和初次运移的主要时期作出较好的判断。

2．储集层和主要生、储、盖组合类型

酒西盆地前山背斜带的已知储油层有：白杨河组间泉子段的L和M油层、干油泉段的K和BC油层、下新民堡群的砂岩透镜体产油层、前泥盆系变质基岩中的裂缝性储集层。



图实 8—6 　青西凹陷下新民堡群生油层埋藏史

此外，在不整合面下的石炭—三叠系亦获少量油流。但以白杨河组占绝对优势。前山背斜带已探明的原油储量90%以上集中在该层中，特别是由背斜或背斜和断层联合控制的油藏中。

白杨河组的间泉子段的河湖相砂岩体纵贯前山背斜带，长达四十余公里。砂岩层物性好，孔隙度达17.8～29.0%，渗透率在$100\sim1100\times0.987\times10^{-3}\mu m^2$，一般为几百$0.987\times10^{-3}\mu m^2$，横向稳定性好。其上覆有十分稳定的区域性质纯、厚度大（300～400m）泥岩盖层封闭，将油气密闭在其下的储集层中。在前山背斜带凡是该储集层发育良好，且有适当通道与生油层沟通的，都可能成为主要产油层。

此外，油源区内存在的砂岩透镜体，及各类储集体，以及与生油层毗连的不整合下，特别是潜山中的各类储集体都是有利的，或可能的储集层。

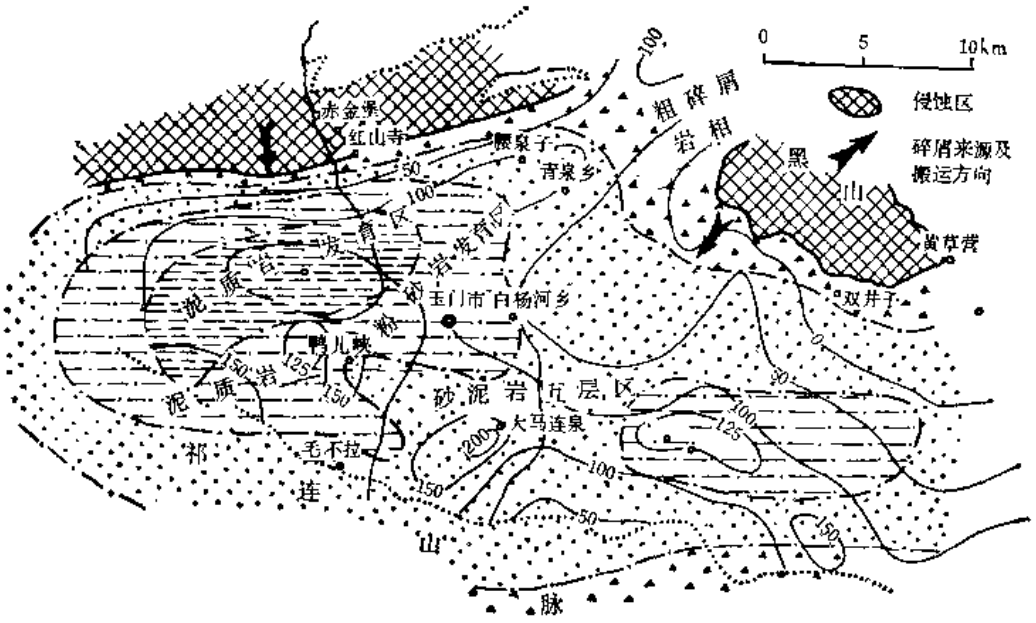
由于主要储集层（上第三系白杨河组）和生油层（J_3—K_1x_1）在时间上有明显的间隔，两者是不连续的；因此，生油层和储集层之间必需通过断层或区域不整合面的沟通，才能形成统一的生、储、盖组合。实际上，前山背斜带各油区的上第三系储集层中的油气，就是由生油层中生成后经过断层，不整合面及区域性砂岩体的孔隙—裂缝系等多种通道运移而来的。因此，可以说前山背斜带的组合型式是以不连续的复合组合为主要类型；连续组合中的封闭型仅居次要地位。由于盆地主要生油层沉积前后，缺乏粗碎屑沉积，而其它较大型盆地中常见的互层式、指就交叉式组合在酒泉盆地前山背斜带均不发育。

（二）前山背斜带的构造形成历史及其对油气运移、油气聚集的关系

构造形成历史的研究，涉及多方面的内容。本作业着重从构造形成历史的基本轮廓及其对储集层分布，油气运移方向和油气聚集的控制作用。

前山背斜带老君庙背斜北侧的逆掩断层自海西期以来。一直断续运动，对下构造的沉积起明显控制作用。前山背斜带的基底在燕山早期（早中侏罗世末）的构造运动以来，一

直是一相对隆起区。晚侏罗世—早白垩世开始，盆地总体沉降，广泛接受下新民堡群沉积。这时前山背斜带总体来看仍处于北西向隆起的控制下但北东向断裂活动较显著，相应地东北向的鸭北凸起亦有明显的影响，下新民堡群的生油凹陷都分布在两个方向隆起复合体两侧的青西和石北两个主凹陷内（图实8—5）。晚白垩世盆地抬升，未接受沉积。第三纪又开始沉降，但盆地东南侧和西北侧沉降幅度有明显差异，形成东南高西北低，南北浅中央深的坳陷盆地，盆地内沉积一套红色碎屑岩系。上第三系白杨河组沉积，明显受这种构造格局的控制(图实8—7)。这时前山背斜带的轮廓已初步形成，对白杨河组砂岩体的分布有明显的影响(图实8—7)。



图实 8—7 酒西盆地N_1b_1（间泉子）段岩相及厚度图

在第三纪时前山背斜带上广泛发育的砂岩体，东南高、西北低；以及前山背斜带高中央凹陷带低，并伴有众多的不同方向的同生断裂的活动；这就为生油凹陷内形成的油气创造了向前山背斜带运移的良好条件。

根据对前山背斜带白杨河组间泉子段（主要储集层，N_1b_1）顶面构造形成历史的分析，在N_1b_2（石油沟段）末已初具轮廓（图实8—8），到N_2s末已定型（图实8—9），而且在石油沟西北端以西的各背斜具有较好的封闭性（思考这样的构造条件对油气聚集能起什么作用？）

（三）原油特征资料

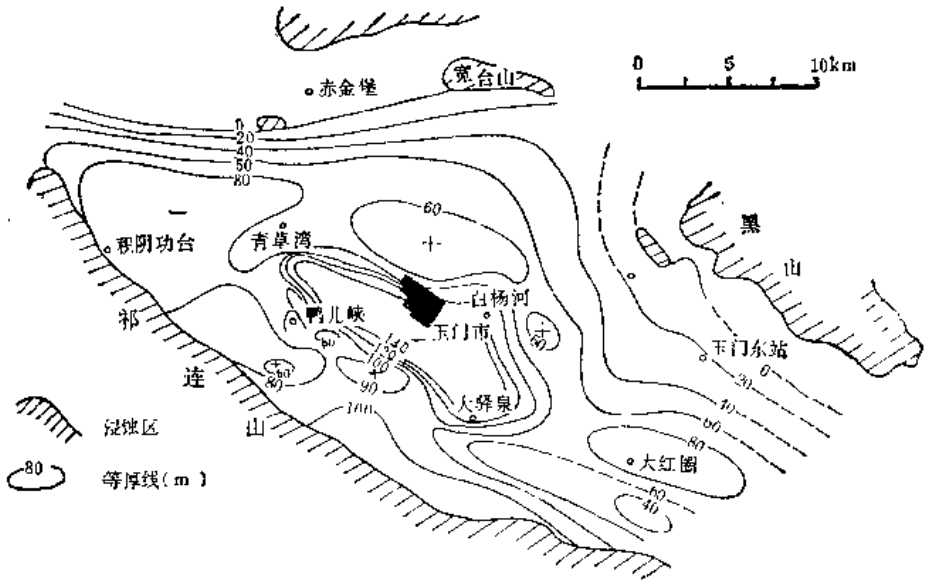
1．原油的物性资料

根据兰州地质研究所对L层原油物性数据的统计，如表2所示。

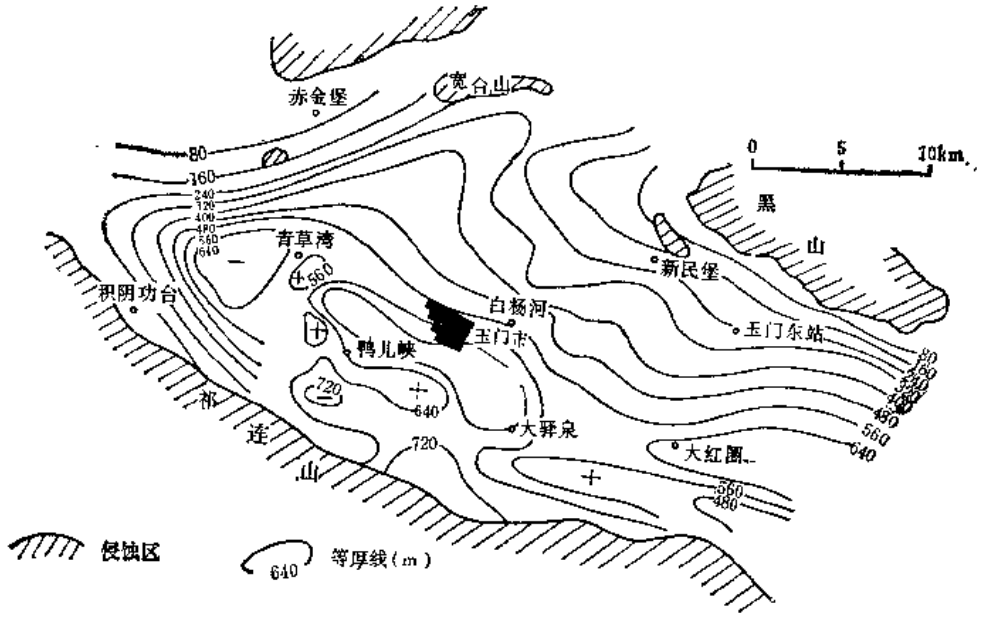
思考上述原油物性资料对判断生油岩沉积环境、层位以及油气运移方向能提供哪些有价值的信息？

2．原油化学组成

老君庙油田第三系原油中饱和烃含量达55%以上，且烷烃>>环烷烃>>芳烃，在原油分类上属于石蜡基原油。对不同层位原油作色谱分析，在“全烃”色谱图中，正烷烃的分布的形态是有明显相似性（图实8—10），而且图谱的基线较平缓，没有明显的鼓包（其大



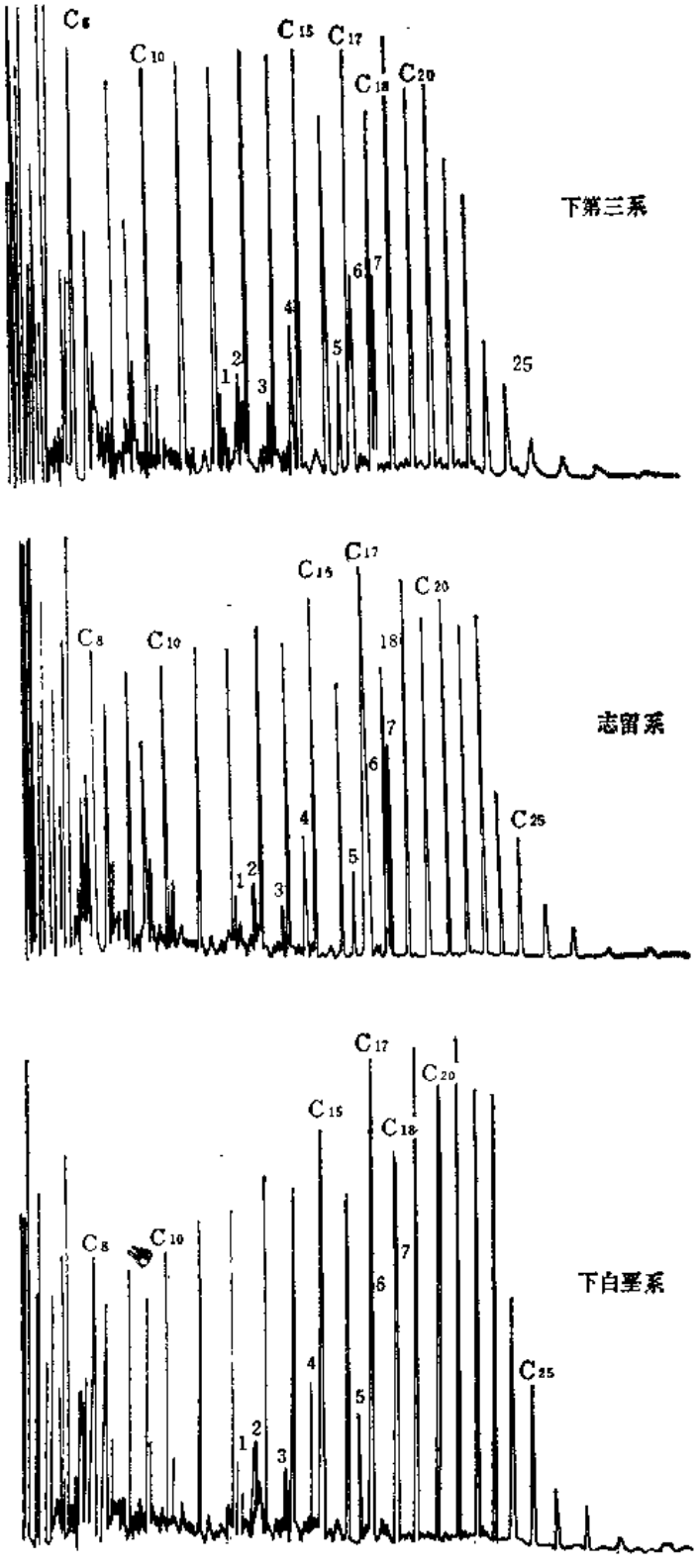
图实 8—8 酒西盆地N_1b_2底、N_1b_1顶面古构造图



图实 8—9 酒西盆地N_2s底、N_1b_1顶面古构造图

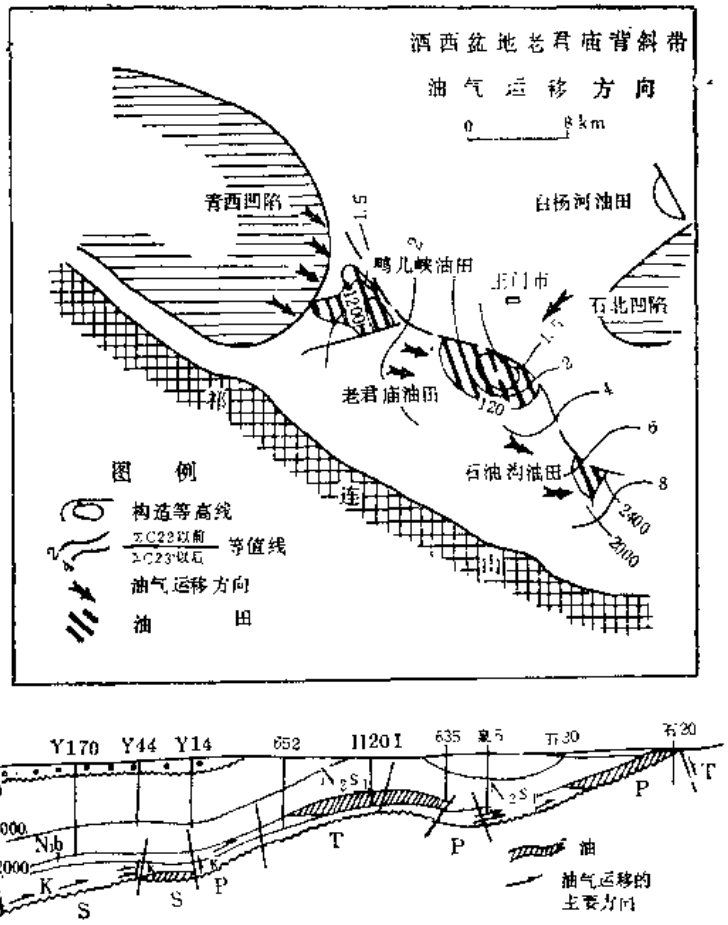
表 2 前山背斜带“L”层原油物性数据表

项目 \ 油田	鸭儿峡	老君庙	石油沟
比重 (d_4^{20})	0.8640	0.8619	0.8571
粘度 (10^{-3}Pa·s)	25.4	22.1	20.4
含蜡量 (%)	14.26	14.68	13.29
凝固点 (℃)	10.3	3.06	-1.9



图实 8—10 酒西盆地不同层位原油色谱图

(据 兰州地质所，1979)



图实 8—11 酒西盆地前山背斜带油气运移方向示意图
(据 沈平等, 1977)

小反映环烷烃相对含量)。

正烷烃的奇偶优势指标 (*OEP*)、主峰碳数和$\Sigma C_{22}^-/\Sigma C_{23}^+$的比例在横向上表现出一定的变化趋势 (表3)。这种趋势看来与油气运移方向有一定关系。一般认为，表 3 所反映的上述三指标的变化与区域性运移的指向，有密切关系。

不同油田、不同层位原油中异戊(间)二烯型烷烃的分布，如表 4 所示。有关原油和母岩抽提物中异戊二烯型烷烃指标对比，常为油源对比提供依据。本资料缺乏母岩资料，但根

表 3 前山背斜带 "L" 层原油正烷烃特征

地区 / 项目	鸭儿峡	老君庙	石油沟
OEP 值	1.06	1.06	1.03
主峰碳数	C_{21}	C_{21}	C_{19}
$\leqslant C_{22}/\geqslant C_{23}$	1.63	2.03	1.18
变化趋势		——→	

(据 沈平, 1977)

表 4　酒西盆地原油中异戊二烯型烷烃特征峰比值

地　区	时　代	1/7*	2/7	3/7	4/7	5/7	6/7	样品数
石油沟	L	0.49	0.58	0.38	0.84	0.58	1.05	5
三君庙	L	0.48	0.69	0.41	00.84	0.57	1.05	9
	M	0.57	0.68	0.43	0.90	0.59	1.07	7
鸭儿峡	I	0.47	0.57	0.39	0.79	0.58	1.03	7
	S	0.32	0.38	0.27	0.60	0.46	0.86	5

（据 兰州地质研究所，1981）

* 兰州地质所采用的类异戊二烯烷烃比值代号如下：1—异十三烷（i—C_{13}）；2—异十四 烷（i—C_{14}）；3—法呢烷（i—C_{15}）；4—异十六烷（i—C_{16}）；5—异十八 烷（i—C_{18}）；6—姥鲛烷（i—C_{19}或Pr）；7—植烷，（i—C_{20}，或 Ph），它与斯塔尔采用的代号所代表烃分子是不同的。

据原油的资料，可以确定是同源的，还是多源的。

3．原油的孢子花粉组成

原油中的孢子、花粉是原油运移途径中吸收、汇集起来的。因此，研究原油中的孢粉组合，可以为追索运移途径和确定油源岩提供一方面的依据。酒西盆地前山背斜带不同油田及层位原油中的孢粉组合，据江德昕等（1980、1981）的研究，特征如下：

（1）第三纪储油层中原油的孢粉集合。该集合孢粉最丰富、包括来自早白垩世新民堡群中常见的枣形莎草蕨孢，微小单槽粉，本内苏铁粉和皱球粉等孢粉，早第三纪火烧沟组和晚第三纪白杨河组的多种孢粉组成的孢粉集合。不同时代的孢粉在白杨组油层的原油中共存是晚第三纪原油孢粉集合的基本特征。

（2）白垩纪储集层中原油孢粉集合。白垩纪储集层的原油孢粉中仅含有白垩纪的孢粉，特别是下新民堡群中常见的孢粉，而不含其他时代的孢粉。

（3）志留纪储集层中的原油孢粉集合。酒泉盆地志留系为变质岩系，裂缝性变质岩为储集层。原油中的孢粉集合仅含有下新民堡群的孢粉，而没有其它时代地层中的孢粉。

根据不同时代储集层中原油孢粉集合的特点，可以对酒泉西部盆地不同层位原油的来源及其可能的运移方向作出判断。

根据提供的资料、总结确定酒西盆地主要油源层的依据有哪些？

补充思考题：

1．石油沟背斜以东没有油气的原因何在？

2．在青西凹陷中相当间泉子层位能否找到像样的油田？理由何在？应该在什么层位寻找哪种类型油气藏？