

澳大利亚陆相原油与中国陆相原油的对比及形成环境讨论

罗斌杰 王有孝 沈平 杨醒华 郑国东

(中国科学院兰州地质研究所)

内容提要: 利用质谱和毛细色谱等技术分析了澳大利亚的11个陆相原油样品和中国的部分陆相原油样品, 通过对原油的姥鲛烷、植烷、姥植比以及稳定碳同位素的对比, 对主要的陆相成油环境中生成原油的地球化学特征进行了分析, 在原来单方面利用原油中姥植比或稳定碳同位素比值来划分原油形成环境的基础上, 提出了原油形成环境的综合判识模式: 即以 $\delta^{13}C\%$ 值为横坐标, 以Pr/Ph比值为纵坐标, 不同成因的原油均落在了不同的区间, 并清楚地划分出了五种基本类型的成油环境: I. 淡水-微咸水湖相环境; II. 咸水湖相环境; III. 河流-湖沼相环境; IV. 泥质-沼泽环境及三角洲带; V. 海相环境。

主题词: 陆相原油 姥植比 碳同位素形成环境 中国和澳大利亚

第一作者简介: 罗斌杰 男 52岁 研究员 地球化学

中国和澳大利亚的油气, 大多数是在陆相沉积盆地中形成的。1984年11月澳大利亚Delhi石油公司慷慨地提供了11个原油样品¹⁾, 这些样品选自埃罗曼加盆地(Eromanga Basin)的侏罗系储层。经质谱和毛细色谱等分析为石蜡基原油, 主要由正构烷烃组成, 以高姥植比和重碳同位素较富集为特征。根据中国陆相原油烃类组成和碳同位素研究, 将陆相原油划分了四种类型^[1]。澳大利亚埃罗曼加盆地侏罗系的原油与中国陆相原油的第三种类型相近, 是河湖-湖沼相沉积环境含煤地层中形成的。

一、澳大利亚埃罗曼加-库珀盆地含油气简况

澳大利亚陆地面积770多万平方公里, 是世界主要产油气国家之一。澳大利亚的油气, 主要来自古生代和中新生代的陆相沉积。大自流盆地是世界上11个沉积面积大于一百万平方公里的大盆地之一。其中, 泥盆系至侏罗系基本为陆相沉积, 仅东部边缘的二叠系、白垩系和南部边缘的第三系有浅海-滨海相沉积。陆相和某些滨海相的含煤层系是油气生成的源岩, 这是澳大利亚陆相油气形成很重要的特点。

1) 澳大利亚原油样品是中国地质矿产部杨朴、刘正增、冯福阔、谢秋元、张义纲与中国科学院兰州地质所罗斌杰、沈平等访问澳大利亚时, 由Dr. Truf. Mont和Dr. Peter. Moor提供。色谱资料由程学惠、吴贻华分析。同位素资料由文启彬分析。

程序升温至300℃恒温,保持到分析结束。载气为He气。阻力管分流比为1:47。氢气为50ml/min;空气为450ml/min。

2. 质谱分析

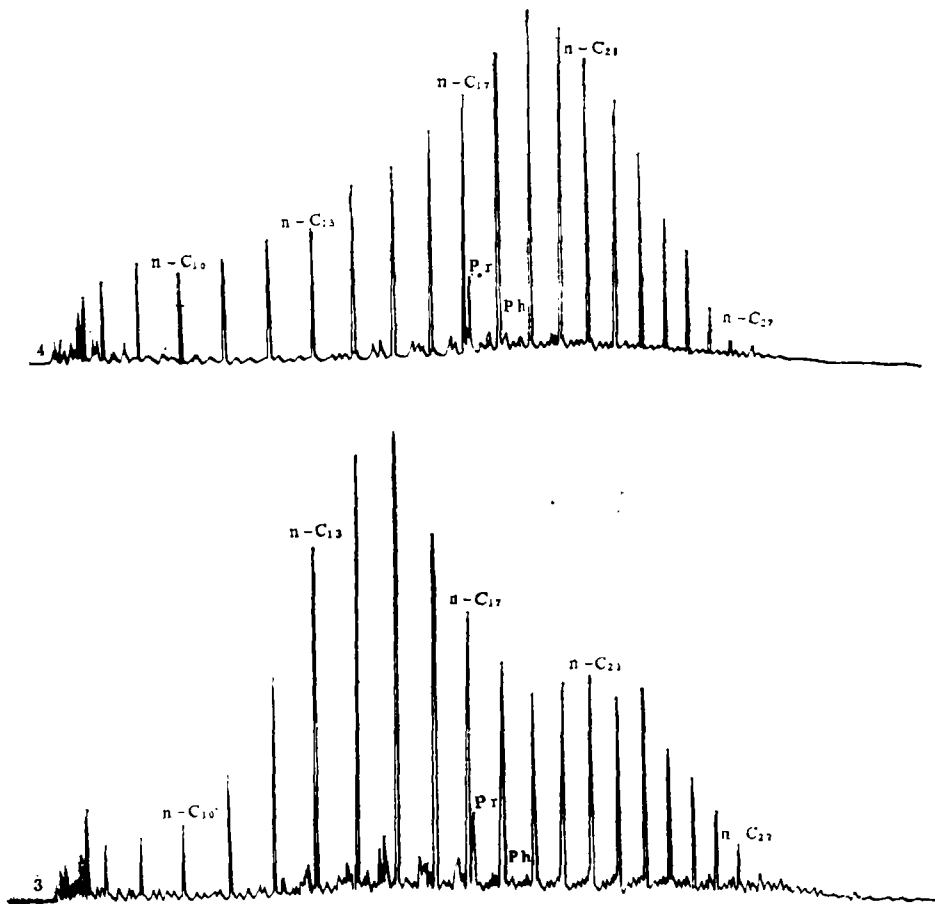
仪器: MAT-251同位素质谱仪。测量精度: 0.02‰。测量工作标准: 炉黑。计算结果是相对国际标准PDB。

三、结果和讨论

1. 原油全烃特征

11个澳大利亚油样中,四个采自中下侏罗统赫通(Hutton)砂岩,一个采自中侏罗统的伯克黑德(Birkhead)组,三个采自上侏罗统穆加-那慕尔(Mooga-Namur)组,三个采自上侏罗一下白垩统的穆加-穆尔塔(Mooga-Murta)组。

原油全烃分析结果见图2和表1。这些原油的组成大体相似,为石蜡基原油,以正构烷烃为主,主峰碳数的分布范围在 C_{10} — C_{21} ,有少量的异构烷烃。Pr/ nC_{17} 值及Ph/ nC_{18} 值分别为0.22—0.49和0.04—0.09,仅卡罗(Charro)区伯克黑德组的原油Pr/n



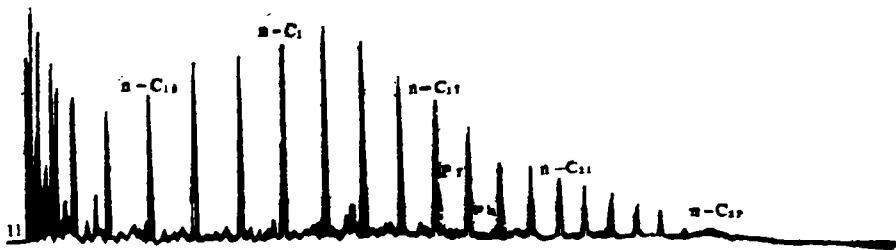


图 2 澳大利亚原油全烃色谱图

Fig. 2 Total-hydrocarbon chromatograms of the Australia crude oil

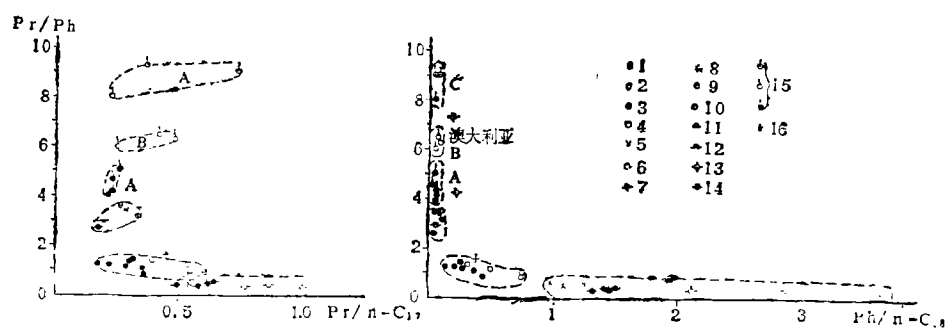
表 1 埃罗曼加-库珀盆地原油分析资料

Table 1 Analytical data of crude oil in Eromanga-Cooper Basin, Australia

层位	NO.	API	凝固点(F)	深度(英尺)	主峰碳原子数	$\delta^{13}C_{\text{‰}}$	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	Pr/Ph
穆 尔 塔 段 (MURTA-MEMBER)									
贝拉(Biala)	9	42.2	60	3904~3990	C15~17	-25.29	0.26	0.054	5.00
里米斯塔(Limes-ta)	6	41.8	60	3936~3936	C19~20	-25.33	0.24	0.049	4.33
杰克逊(Jackson)	11				C13~15	-24.91	0.37	0.050	9.23
那 穆 尔 砂 岩 段 (NAMUR SANDSTONE-MEBER)									
贝拉(Biala)	4	42.5	60	4026~4072	C19	-24.80	0.24	0.052	4.13
迈金来(Mckinlay)	3	39.0	60	4055~4098	C14~15	-23.53	0.26	0.052	6.00
那库纳(Narcoono)	10	52.7	5	4496~4506	C8~10	-24.90	0.49	0.089	9.38
伯 克 黑 德 组 (BRIkHEAD FORMATION)									
卡罗(Charro)	7				C13	-26.24	0.74	0.095	9.63
赫 通 砂 岩 (HUTTOU SANDSTONE)									
卡里那(Keriana)	2	39.7	90	5145~5165	C23~25	-25.22	0.22	0.050	4.00
杰克逊(Jackson)	5				C19~20	-25.43	0.24	0.049	4.33
那库纳(Narcoono)	1	49.0	26.6	5292~5297	C11	-25.32	0.43	0.082	6.50
库卡(Chookoo)	8				C10	-24.05	0.23	0.043	8.00

注：1 英尺 = 0.3048m

C₁₇值较高，为0.74。异构烷烃以高的姥植比为特征，比值可达4.0—10.0（图3）。根据原油的全烃分布、姥植比、Pr/nC₁₇和Ph/nC₁₈比值关系，可划分为三个油组：A组原油Pr/Ph值为4.0—5.0，B组原油为6.0—6.5，C组原油Pr/Ph值最高，为8.0—9.23。三组原油与层位分布之间没有发现严格的相关性。从分布概率上说，中上侏罗统的穆尔塔与那慕尔段以A-B组原油为主，姥植比相对较低，中下侏罗统的伯克黑德与赫通段则以B-C组原油为主，姥植比较高。一个油组的原油随储层埋藏深度增加，主峰碳数变小，姥植比增加，表现了向成熟演化的趋势。



1. 陕甘宁盆地 2. 准噶尔盆地 3. 酒西盆地 4. 松辽盆地
5. 中原油田 9. 江汉盆地 7. 柴达木盆地 8. 库车凹陷 9. 柴达木盆地
10. 齐古盆地 11. 民和盆地 12. 福山凹陷 13. 北部湾
14. 库车凹陷 15. 澳大利亚 16. 英国

图3 中国和澳大利亚原油中Pr/Ph与Pr/nC₁₇、Ph/nC₁₈关系图

Fig. 3 Relation between Pr/Ph and Pr/n-C₁₇, Ph/n-C₁₈ of crude oils in China and Australia

澳大利亚不同地区的原油，其姥植比都很高，变化范围颇大（表2）。陆相原油一般都大于3，在鲍威尔（Powell, J. G., 1973）列举的资料中，被认为是低蜡的海相原油，其姥植比也达1.5—3.1，这与约翰斯认为Pr/Ph比值大是海相原油的标志，提出了完全相反的意见。鲍威尔（1973）提出以Pr/Ph比低于3为海相，高于4为陆相，作为划分海、陆相原油的指标^[4]。

表2 澳大利亚原油特征（据Powell, J.G.1973）

Table 2 Characteristics of the Australia crude oil

盆地和州或地方	取样的井 或油田数	储油层时代	姥植比与植 对比指标			油源的环境
			含蜡量*	姥植比 (250—300℃)		
阿马德斯，北部地方	1	O	低	1.5	23	海相
博温和苏拉特，昆士兰	9	D—J	高	5.6—8.6	20—35	陆相或近海相
	1	J	低	2.0	47	陆相或近海相
长纳房，西澳大利亚	5	T和K	低	1.7—3.1	55—65	海相
	7	T—J	高	3.3—4.3	30—12	近海相
库珀，南澳大利亚	6	P	高	4.0—10.0	15—30	陆相
加利利，昆士兰	1	P	高	2.0	15	陆相
吉普斯兰，维多利亚	5	K ₁ —E ₂	高	7.3—12.0	14—32	陆相
奥特韦，南澳大利亚维多利亚	2	K	高	7.0—7.5	18—21	陆相
巴布亚	2	N ₁	高	3.0—3.3	30—34	近海相
新几内亚	1	N ₁	低	2.8	56	海相
珀恩，西澳大利亚	6	P—J	高	1.0—1.2	16—21	陆相
	2	J	高	3.1—4.2	36—39	近海相
	2	P和K	高	5.0—5.3	27—43	陆相

*高蜡原油有50°F流点；或如果流点小于50°F，但大于30°F，并按美国矿物局(USBM)馏份11的浊点在25°F以上，或馏份15的浊点在95°F以上。[K = 5/9 (°F + 459.67)]

2. 原油碳同位素

11个澳大利亚原油的碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -23.53 — -26.40% 。澳大利亚吉普斯兰盆地白垩系、第三系陆相原油碳同位素资料 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -25.8 — -26.2% 。两者都相对富集重碳同位素, 为煤系地层形成的凝析油和原油的碳同位素特征。

不少学者根据 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -26% 或 -27% 来划分原油形成的海、陆相环境¹⁾。澳大利亚埃罗曼加盆地原油 $\delta^{13}\text{C}$ 值重于 -26% , 从地质资料研究表明, 它是陆相形成的凝析油和原油。这种石蜡基原油, 起源于陆生植物的蜡质及茎、叶和果实外皮的角质层、植物的花粉和孢子外壁等。

原油 $\delta^{13}\text{C}$ 值的变化与正构烷烃和异构烷烃分布之间有一定关系, 在主峰碳数较大, 姥植比较低的A组原油, 其 $\delta^{13}\text{C}$ 值较低, 随主峰碳数变小, 姥植比增高, 相对成熟的原油中, $\delta^{13}\text{C}$ 值也较高。表现了在环境控制的背景上, 受成熟演变作用的影响。

四、中国陆相原油的特征

根据 Pr/Ph 、 Pr/nC_{17} 、 Ph/nC_{18} 比值资料, 可将中国的陆相原油划分为四种类型(表3)。

I类: Pr/Ph 比值近于1, 为 0.87 — 1.39 , 植烷、姥烷含量中等, Pr/nC_{17} 与 Ph/nC_{18} 分别为 0.3 — 0.6 和 0.2 — 0.8 , 是淡水-微咸水湖相沉积中形成的原油(图4)。作者1983年访问英国, 由Eglington, G. 教授陪同在英国南部采得Kamarege的侏罗系海相原油, 也属于这一类型(图5)。世界上大多数海相原油的姥植比同属此种类型^[3]。因此, 当 Pr/Ph 近于1时, 异构烷烃的分布特征不能作为海相环境和陆相环境下形成原油的标志特征。

II类: Pr/Ph 小于 0.8 , 为 0.33 — 0.70 , 是咸水湖相环境沉积形成的原油。姥烷和植烷的含量都高, Pr/nC_{17} 与 Ph/nC_{18} 分别为 0.5 — 1.2 和 0.9 — 4 , 植烷含量特高, 有时高出正烷烃, 而成为最高峰。以它为界线将正烷烃分为前后两个峰群, 低碳数的前峰群具奇碳优势, 高碳数的后峰群具偶碳优势(图4)。正烷烃的偶奇优势和异戊间二烯烷烃的植烷优势同时存在, 是这类原油的显著特征。海相咸化环境也有可能形成这种分布特征。

III类: Pr/Ph 大于 2.5 , 为 3.0 — 4.28 。异构烷烃的含量低, Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 分别小于 0.35 和 0.2 , 为河流、湖沼相环境形成的原油(图4)。滨海沼泽环境也可形成这种类型。

IV类: Pr/Ph 为 2.73 — 7.23 , 与III类的特征相近, 但异构烷烃含量较高, Pr/nC_{17} 与 Ph/nC_{18} 分别为 0.85 — 1.27 和 0.18 — 0.21 。有时还具有高的芳烃含量。如北部湾第三系的原油中萘、甲基萘、联苯、甲苯联苯和菲的峰值都较高(图4)。其形成环境可能为泥炭沼泽相及海陆交互带。

中国陆相原油的碳同位素分布范围很广, 其 $\delta^{13}\text{C}$ 值大体从 -20 — -32% 。中国海相

1) V.G.斯温登、P.S.穆尔, 1984, 澳大利亚中部埃罗曼加盆地的石油勘探和生产, 北京石油地质会议。

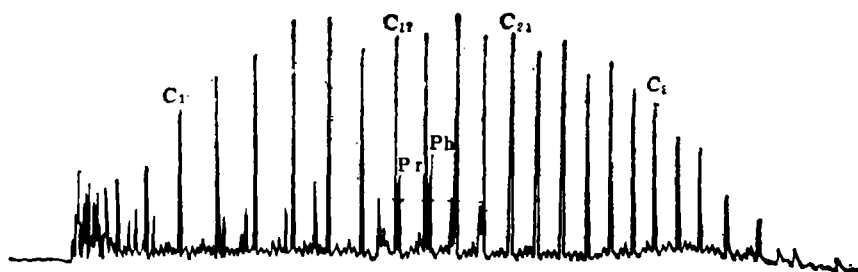
表 3 中国陆相盆地原油全烃色谱分析结果

Table 3 Chromatographic data of total-hydrocarbon
of terrestrial crude oil in China

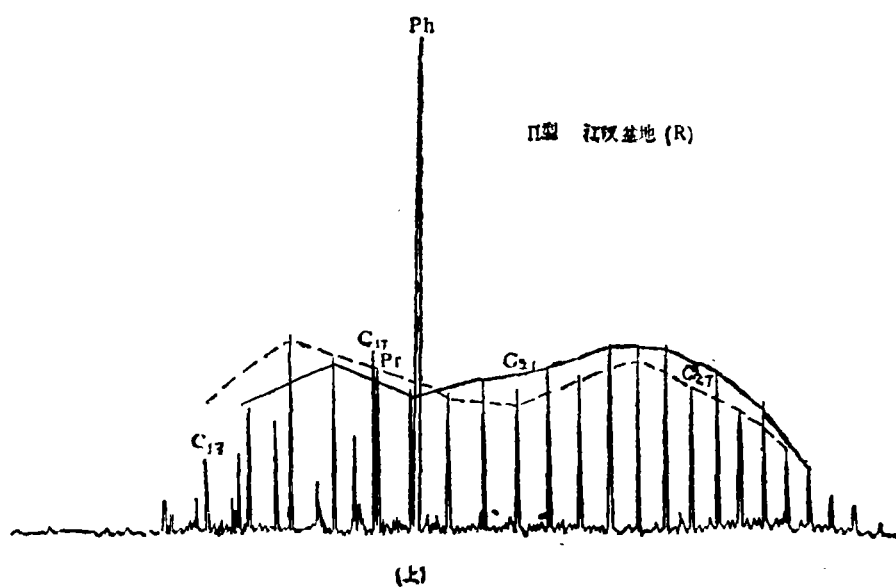
产 地	井 号	层 位	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	Pr/Ph	原油类型
陕甘宁盆地	212	J	0.37	0.44	0.87	I
	261	J	0.37	0.38	1.04	
	22	T	0.23	0.21	1.29	
	7	T	0.30	0.29	1.18	
	1	T	0.30	0.28	1.23	
	43	T	0.32	0.26	1.37	
准噶尔盆地	29	P	0.55	0.50	1.20	
	184	J	0.40	0.32	1.39	
酒西盆地	114	S	0.56	0.77	0.75	
	503	K	0.61	0.77	0.96	
松辽盆地	1—32	K	0.18	0.15	1.25	
中原油田	16	S ₂	0.55	1.08	0.58	I
	39	S ₄	0.58	0.99	0.70	
	11	S ₄	0.61	1.26	0.57	
江汉油田	3	R	0.78	2.13	0.37	
	10	R	1.07	3.66	0.33	
		R	0.87	2.86	0.46	
柴达木盆地	11	N ₂ ¹	0.65	1.52	0.46	
	20	N ₁	0.59	1.41	0.47	
	1	E ₃	0.62	1.44	0.42	
	17	E ₁	0.50	1.32	0.36	
库车凹陷		J	0.30	0.09	3.46	II
柴达木盆地	14	J	0.27	0.08	3.51	
齐古油田		J	0.31	0.10	3.22	
民和盆地	1	J	0.20	0.07	3.00	
库车凹陷*		N	0.17	0.07	2.75	
福山凹陷	5	E	0.85	0.21	4.28	
北 部 湾		N	1.27	0.18	7.23	IV

*油苗

I型 陕甘宁盆地 (I)



II型 江汉盆地 (R)



(k)

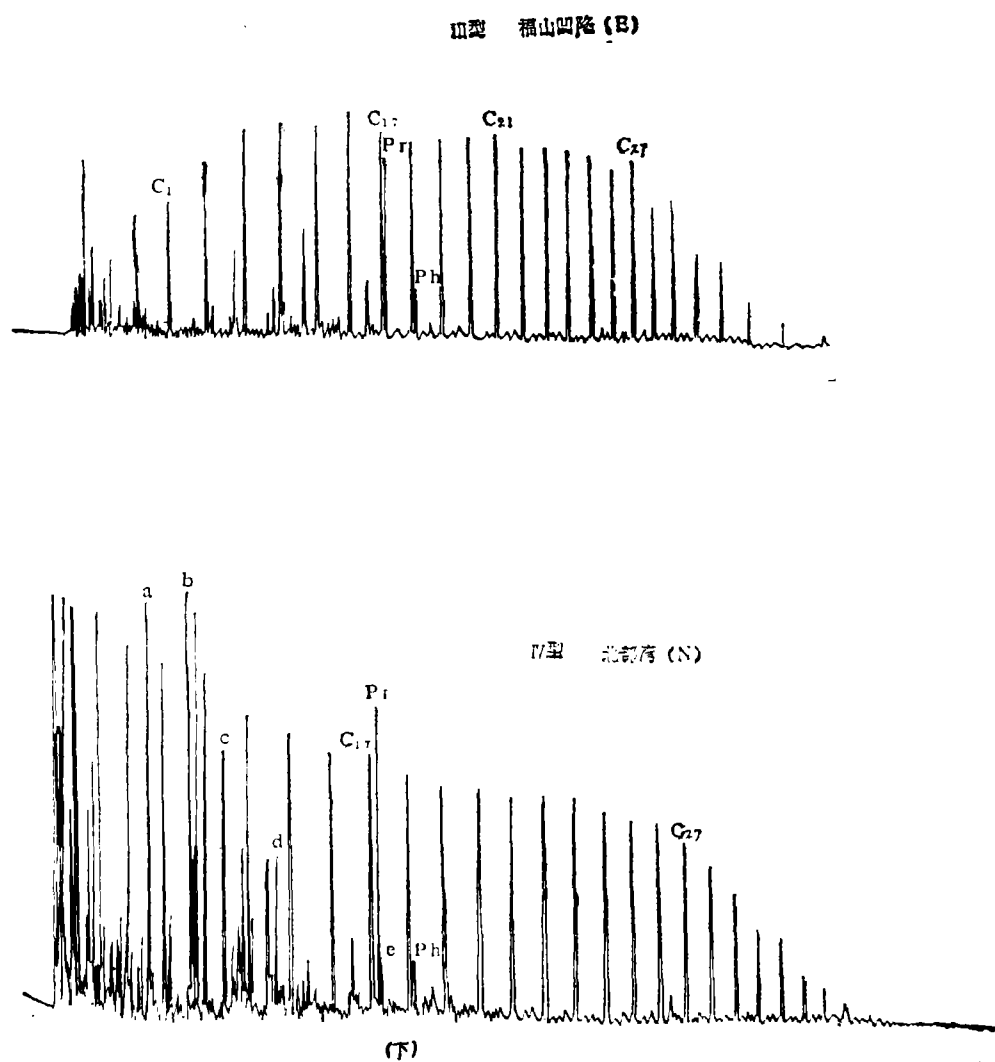


图4 中国 I、II、III 和 IV 型陆相原油全烃色谱图

Fig. 4 Total-hydrocarbon chromatograms of terrestrial crude oils of Type I, II, III and IV in China

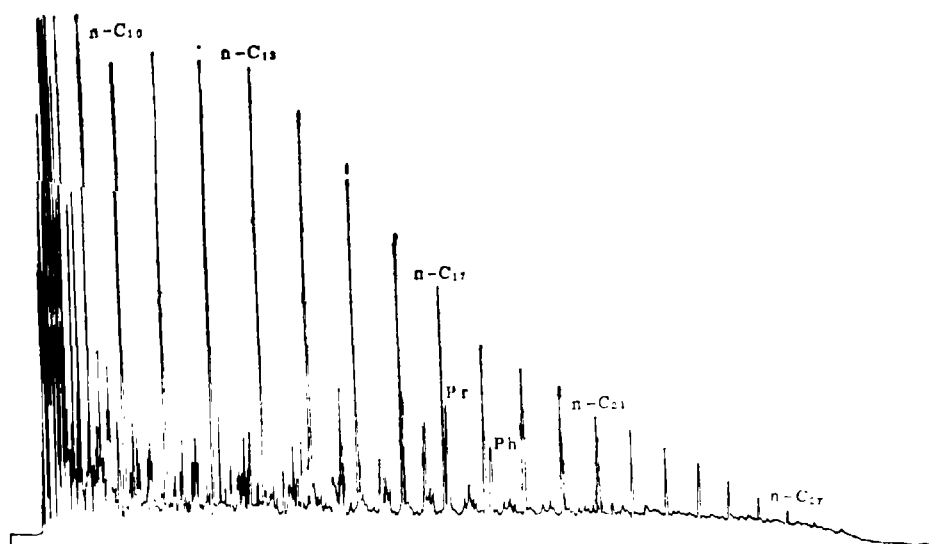


图5 英国侏罗系kamarege海相原油全烃色谱图

Fig. 5 Total-hydrocarbon chromatograms of the marine facies crude oil of Kamarege (J), England

原油的 $\delta^{13}\text{C}$ 值一般大于 -26‰ 。陆相淡水微咸水湖相沉积一般小于 -27‰ ，沼泽相及咸水湖相沉积的 $\delta^{13}\text{C}$ 值一般也大于 -26‰ 。

五 澳大利亚原油和中国陆相原油的对比讨论

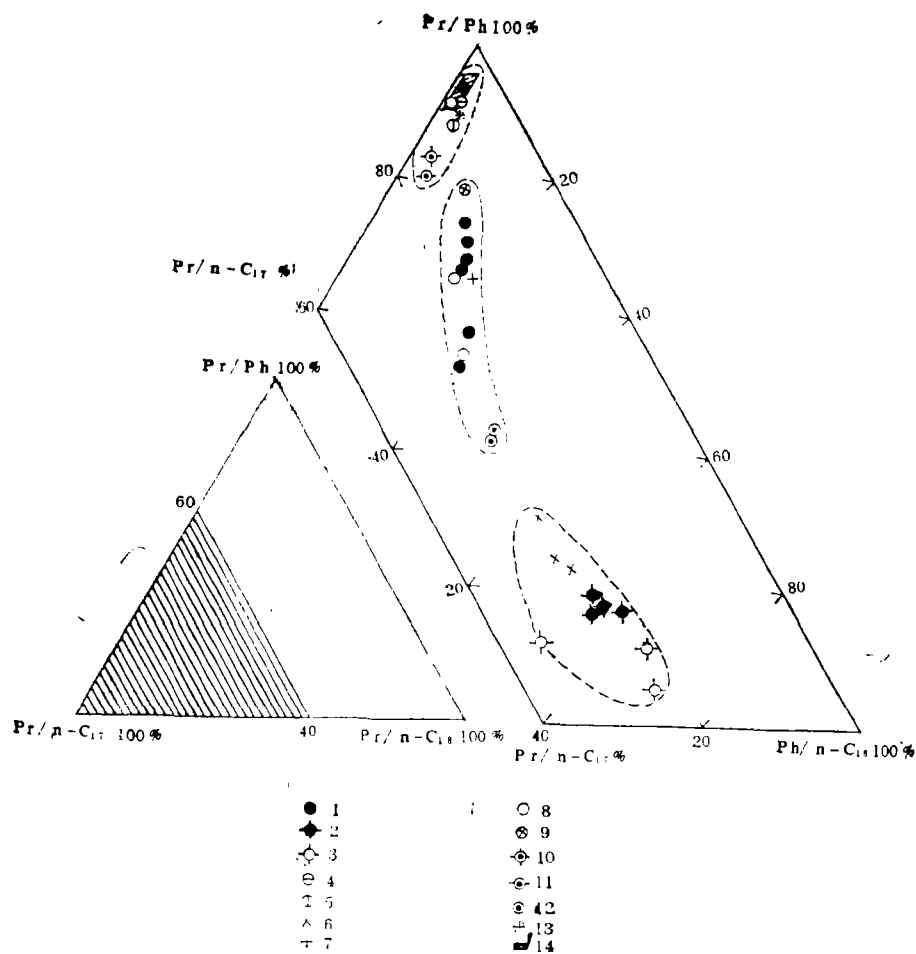
澳大利亚原油的性质，相当于中国陆相原油的Ⅲ型（图6），集中分布在 Pr/Ph 、 Ph/nC_{18} 、 Pr/nC_{17} 三角图的上角，为含煤层系的河流-湖沼环境下形成的原油，与中国柴达木盆地、民和盆地、齐古油田侏罗系的原油性质相近。

原油中烃类的分布特征，可用以讨论原油形成的沉积环境，作为判识沉积环境的一种地球化学相的指标。

1. 中国、澳大利亚原油中类异戊二烯烃的环境意义

原油中类异戊二烯烃的结构继承于生物母质。姥鲛烷可来源于海洋浮游生物，叶绿素的植基侧链、高等植物中的倍半萜、双萜、多萜等都是类异戊二烯烃的重要来源。

异构烷烃、植烷、姥鲛烷等是有机质演化的阶段产物，它们大体是在镜煤反射率 R_o 为 $0.3-0.4\%$ 时出现。在热演化中遵循化学热力学规律，高碳数的异戊二烯烃断裂成低碳数的类异戊二烯烃，植烷的递减速率大于姥鲛烷。随着沉积物埋藏深度和温度的增加，有机质中异构烷烃的含量逐渐减少，姥鲛烷与植烷的比值增大。沉积物中异构烷烃的变化可以用于讨论有机质的成熟演化。随着生油岩的热演化，异构烷烃的这种变化使相同油源岩中早期形成的原油与晚期形成的原油相比，其成熟度较低，异构烷烃较多，



1. 陕甘宁盆地 2. 柴达木盆地 3. 江汉油田 4. 柴达木盆地 5. 齐古油田
 6. 中原油田 7. 英国 8. 准噶尔盆地 9. 英国 10. 北部湾 11. 福山凹陷
 12. 酒西盆地 13. 库车凹陷 14. 澳大利亚

图 6 中国和澳大利亚原油中 Pr/Ph 和 Pr/nC_{17} ,
 Ph/nC_{18} 值三角示意图

Fig. 6 Triangular diagram of Pr/Ph and $Pr/n-C_{17}$,
 $Ph/n-C_{18}$ of crude oils in China and Australia

长链的异构烷烃较多, 植烷的含量也较高。如酒西盆地白垩统油源岩, 在白垩纪晚期和第三纪早期形成的原油, 其植烷高于姥鲛烷, Pr/Ph 值为 0.9—1.0, 在第三纪晚期形成的原油中, 植烷低于姥鲛烷, 姥植比为 1.0—1.1。酒西盆地油源研究中, 应用这个特性进行了油组划分和对比, 把志留系、白垩系储层中 Pr/Ph 值小于 1 的原油, 与第三系储层中 Pr/Ph 大于 1 的原油区分开来。然而酒西盆地不同时期同一油源岩形成的原油, 姥植比的变化幅度并不很大, 两期形成原油的 Pr/Ph 值仅相差 0.2 左右。由于原油

是有机质演化的阶段产物,一般保持了沉积早期阶段和主要成油时期母质转化的相应特征,其后运移及原油的进一步转化,是在脱离油源岩的条件下进行的。原油及油源岩分离后,各自遭受热演化的影响,使原油和油源岩之间,利用热演化中变化较大的物质来进行相应的对比,存在一定的困难。

随着油层埋藏深度增加,类异戊二烯烷烃各组分的相对百分含量也发生一定的变化,苏北油田Pr/Ph值由0.75增至1.5, $(iC_{18} + iC_{16} + iC_{15}) / (Pr + Ph)$ 值由0.38增至0.8。范善发根据汪本善等沉积物有机质热模拟的资料,用原油中植烷系列变化将原油划分为不同的成熟阶段,Pr/Ph在0.3—0.8为低成熟阶段,0.8—1.0为成熟阶段,>1为高成熟阶段。其 $(iC_{18} + iC_{16} + iC_{15}) / (Pr + Ph)$ 值相应为0.2—0.5、0.3—0.6和大于0.6^[2]。

类异戊二烯烷烃是原油对比的较好指标。生物降解和热解作用能改变它的丰度和比例而影响可比性。然而,就中国和澳大利亚原油的研究来看,控制原油中异构烷烃丰度及分布特征的最主要因素是母质和沉积的介质环境。它们之间的相关性在图6中表现得极为清楚。在相近的盐度,pH和Eh条件下,海洋和内陆湖泊沉积中形成原油的异构烷烃组成是相近的,姥植比等分不出起源于陆相还是海相。但根据原油的姥植比可以把河流沼泽环境、淡水-微咸水及正常海水环境和咸水环境下形成的原油区分开。

原油中类异戊二烯烷烃和沉积介质环境下生物有所反映的这种相关性,与不同介质环境下生物有机质的组成、原始有机质遭受的氧化还原作用以及微生物作用有关。叶绿素上的植基,在微生物作用下,降解成植醇。植醇在不同的条件下发生不同的转化。在还原条件下,加氢形成植二醇,然后脱水加氢形成植烷。在弱氧化条件下,植醇氧化为植烷酸,然后脱羟基加氢形成姥鲛烷。

淡水-微咸水湖和正常海,是低含氧的弱氧化-弱还原水介质条件。有机质堆积后,在沉积阶段和早期成岩作用阶段,姥鲛烷和植烷形成的量大体相等,并随氧化还原程度的不同,其比值大于1或小于1。异构烷烃具中等含量。

咸水湖相,是在含盐度高、弱碱性或有H₂S酸性贫氧的强还原和还原条件下进行堆积。有利于植烷的形成,可形成较多的类异戊二烯烷烃并得到保存。

河流-湖沼环境,有机质是在富氧的开敞环境的水介质下进行堆积,有利于有机质向姥鲛烷转化。耗氧细菌活跃,植醇被分解为CO₂和H₂O,姥鲛烷可大于植烷2—3倍以上,异构烷烃含量很低。

泥炭-沼泽环境和海陆交互带,多为酸性环境。G. W. M. 利杰姆巴赫(1975)指出,这种环境pH值小于5,介质呈酸性,有腐植酸和酚等有毒物质存在,使环境中大量亲氧细菌的活动受到限制,而厌氧细菌活跃起来,大部分植醇经微生物作用变成植烷醇,随成岩作用脱羧变成姥鲛烷。姥鲛烷大于植烷2—3倍以上,异构烷烃含量也较高^[2]。

2. 中国、澳大利亚原油的碳同位素对比

沉积环境、原始有机质组成,有机质演化和运移方式等都影响着原油中碳同位素的 $\delta^{13}C$ 值。在这些过程中,碳同位素将按同位素交换平衡、动力效应及物理化学效应等规律进行分配。

生物的新陈代谢过程发生同位素分馏,不同环境下生物具有不同的碳同位素值。陆

地植物吸收大气圈的 CO_2 进行光合作用, 由于它有选择性地吸收 $^{12}\text{CO}_2$, 使轻碳同位素相对在陆生植物中富集。陆生植物 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -24‰ — -34‰ , 藻类为 -12‰ — -23‰ 。水生植物、沙漠和盐沼植物及热带草本植物的 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 -6‰ — -19‰ 。石油与油源岩有机质之间碳同位素接近而较轻。因此, 在海洋及由水生生物为主的湖沼相沉积和咸水湖相的有机质形成的原油, 都具有较重的碳同位素。

生油岩中有机质的碳同位素分布, 随有机质的成熟演化, 由于分馏效应、同位素平衡等影响而有规律地变化。原油的碳同位素值与生油岩的成油阶段有机质的同位素值相近。原油的不同组分有不同的碳同位素值。一般随极性增大而增高。从饱和烃、芳烃、非烃、沥青质到油源岩干酪根, 其 $\delta^{13}\text{C}$ 值变化可达 3‰ 。石油在运移过程中 $\delta^{13}\text{C}$ 值的变化, 一般是随距离增大而降低, 变化在 1‰ — 2‰ , 但 200°C 前的馏分则随运移距离的增大而增高。微生物作用也使 $\delta^{13}\text{C}$ 增高。这使得原油中碳同位素在环境和有机母质控制的背景上发生一定的变化。但从中国澳大利亚原油碳同位素分布表明, 其主要的控制因素仍是环境和有机母质。

因此 $\delta^{13}\text{C}$ 值可以用来划分油气形成的环境。海相原油的碳同位素较重, 陆相淡水微咸水原油相对富集轻的碳同位素。学者们对划分海陆相原油的标准有所不同, $\delta^{13}\text{C}$ 从 -26‰ — -30‰ 。从中国原油统计概率上看, 大体可用 -26‰ 为界限值。如中国陆相的渤海湾第三系、库车、大庆油田、玉门油田的白垩系原油, 四川盆地、陕甘宁盆地的侏罗系原油, 以及准噶尔盆地二叠系的陆相原油等, 其 $\delta^{13}\text{C}$ 值均落在陆相原油的范围, 低于 -26‰ 。塔里木盆地石炭系、陕甘宁盆地二叠系、四川盆地三叠系的海相原油, 其 $\delta^{13}\text{C}$ 值高于 -26‰ , 落在海相原油的范围内。但是, 渤海湾、东营、江汉、柴达木等盆地第三系咸水环境的陆相原油, 其 $\delta^{13}\text{C}$ 值高于 -26‰ 。塔里木盆地侏罗系陆相原油, 澳大利亚侏罗系陆相原油, 其 $\delta^{13}\text{C}$ 值也高于 -26‰ , 这些陆相原油, 是沼泽环境煤系地层形成的凝析油和原油。因此只有淡水-微咸水湖相和某些泥炭沼泽沉积形成的原油, 其 $\delta^{13}\text{C}$ 值才低于 -26‰ 。某些煤系地层形成天然气和凝析油, 具有较重的碳同位素已有报道。我们仅指出在河流-沼泽含煤系地层及咸水湖相沉积中形成的原油也具有重的碳同位素的相对富集。

3. 原油形成环境的综合判识

综上所述, 原油的碳同位素和异构烷烃都能区分原油的形成环境, 并各有侧重。因此, 我们以 $\delta^{13}\text{C}$ 值编绘了综合判识原油形成环境的图式, 不同环境形成的原油分布在不同的区间: I. 淡水-微咸水湖相环境; II. 咸水湖相环境; III. 河流-湖沼相环境; IV. 泥炭-沼泽环境及海陆交互带; V. 海相环境(图7)。

澳大利亚原油属第III类, 为河流-湖沼环境形成的原油。中国原油的类型繁多, 丰富多彩, 研究不同类型原油的形成环境, 将进一步促进油气形成理论的发展。

地化指标是多因素综合影响的结果, 地球化学标准, 大都是概率性的, 要结合地质条件, 多因素地去综合判识。这里只是提出一个用定量区间判识原油形成环境标志的模式来讨论。

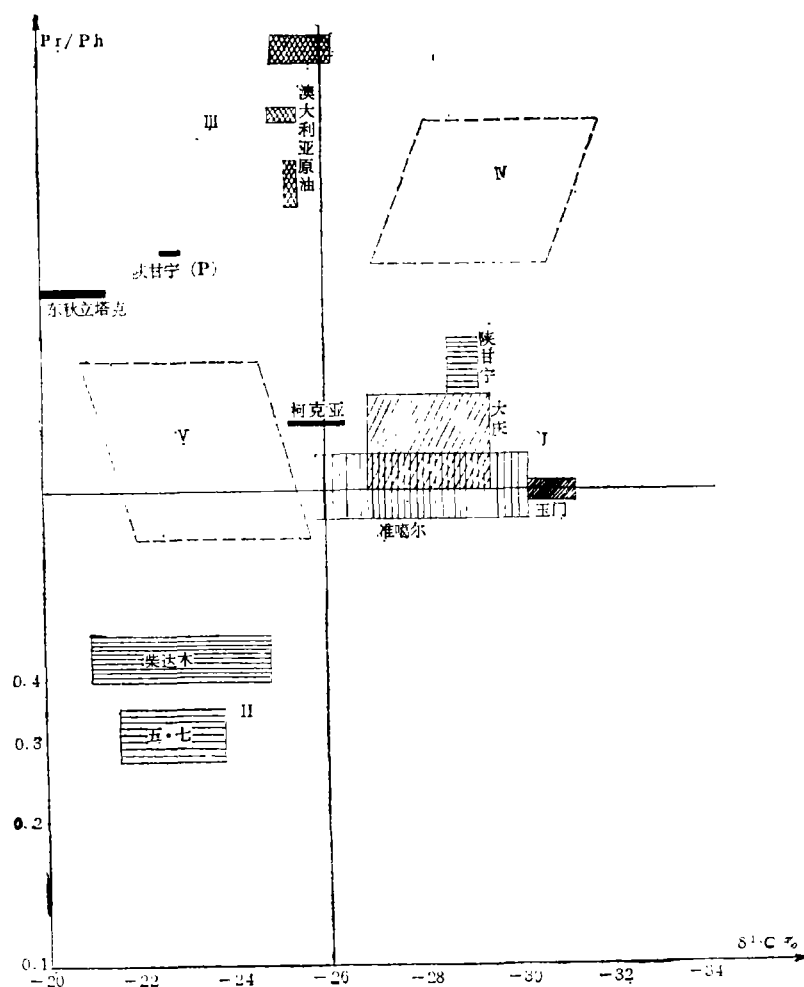


图7 各类原油形成环境分布图

Fig. 7 Distribution of generational environments of various crude oils

参 考 文 献

- 〔1〕 罗斌杰, 1982, 陆相有机质聚集演化及成油阶段, 中国科学院兰州地质研究所集刊, 第 1 号, 科学出版社。
- 〔2〕 范善发, 1982, 稳定同位素的地球化学, 有机地球化学, 科学出版社。
- 〔3〕 Tissot, B. P. and D. H. Welte, 1978, petroleum Formation and Occurrence, Springer-Verlag, Berlin, Heideberg, New York.
- 〔4〕 T. G. powell and D. M. Mckirdy, 1973, Nature Physical Science, V. 243, N. 124, p. 37-39.

CORRELATION OF TERRESTRIAL PETROLEUM IN CHINA AND AUSTRALIA AND DISCUSSION ON ITS FORMATION ENVIRONMENT

Luo Binjie Wang Youxiao Shen Ping Yang Xinghua Zheng Guodong

(Lanzhou Institute of Geology, Academia Sinica)

Abstract

The majority of oil and gas in China and Australia formed in terrestrial sedimentary basins. Eleven oil samples collected from Eromanga Basin were provided generously by Australia Delhi petroleum Company in 1984. They were sampled from the Middle Jurassic-Early Cretaceous strata. On the basis of mass-spectrometer and capillary chromatography analyses, they are characterised by paraffin-base crude oil with high ratio of pristane/phytane and heavy $\delta^{13}\text{C}$ value. The compositions of samples are more or less alike, and carbon atom numbers of the principle peak distribute widely from C_{10} to C_{21} with a little isoprenoid and the ratios of Pr/nC_{17} and Ph/nC_{18} are 0.22-0.49, 0.04-0.09 respectively, only Brikhead oil samples of Charro have a high ratio of Pr/nC_{17} (0.74). In accordance with the ratios of Pr/Ph , Pr/nC_{17} and Ph/nC_{18} , the samples can be divided into three sub-groups approximately. The ratios of Pr/Ph in the three sub-groups A,B,C are 4.0-6.0, 6.0-6.5, 8.0-9.63 respectively, coinciding with the distribution pattern of hydrocarbon chromatogram. The $\delta^{13}\text{C}$ values of eleven oil samples range from -23.53‰ to -26.24‰. A lot of scholars use $\delta^{13}\text{C}$ (-2.6‰) as a boundary value to tell oils formed in marine environment from that in terrestrial. But geological data indicate that the samples are generated in terrestrial environment. According to the ratios of Pr/Ph , Pr/nC_{17} and Ph/nC_{18} , the Chinese terrestrial petroleum can be classified into four types. Type I: The ratio of Pr/Ph is near 1.0 (0.87-1.39) with medium pristane and phytane content. The ratios of Pr/nC_{17} and Ph/nC_{18} are 0.18-0.61 and 0.15-0.77 respectively. It is generated in fresh-brackish lacustrine sediments. The majority of marine oils distribute in this range. Type II: the ratio of Pr/Ph is less than 0.80 (0.33-0.70), the phytane content is specially high, usually with predominant odd carbon numbers in lower carbon numbers, meanwhile the predominance of even carbon numbers in higher ones when phytane is regarded as a boundary. Type II forms in saline lacustrine environment and some of marine crude oils formed in saline environment probably have this kind of characteristics. The ratio of Pr/Ph in Type III is more than 2.50 (2.75-4.28) with very low content

of isoprenoid and the ratios of Pr/nC_{17} , Ph/nC_{18} are less than 0.85, 0.21 respectively. It is generated in river-lacustrine or swamp deposits. The environment of forming type **IV** is peaty-swamp or bog. The ratio of Pr/Ph is 7.23, while those of Pr/nC_{17} , Ph/nC_{18} are 1.27, 0.18 respectively. Type III and Type IV are similar in characteristics, however, there is a high content of isoprenoid in the latter. The value of C in the Chinese terrestrial petroleum distributes from -20‰ to -32‰ widely. Owing to the $\delta^{13}C$ value of oils formed in salt lacustrine deposits and some of swamps is heavier than -26‰ as well, to authors opinion, it could not use the $\delta^{13}C$ value (-26‰) to separate marine oils from terrestrial ones. However, on the basis of statistical probability, we can distinguish between fresh-brackish lacustrine and marine oils by using $\delta^{13}C$ (-26‰) as a boundary value. This paper introduces a new graph which expresses the relationship between the ratio of Pr/Ph and the value of $\delta^{13}C$ in determining the environments of oil formation. The different regions of the graph respect different geochemical environments in which variant types of crude oils are generated, such as Region I: the fresh-brackish lacustrine, II: the salt water lacustrine, III: the river-lacustrine, IV: the peat-bog, V: the marine.