

塔里木盆地石油有机地球化学 特征和油源问题探讨

胡伯良*

(中国科学院兰州地质研究所)

油源岩的有机地球化学特征

塔里木盆地有巨厚的沉积盖层, 其中主要的生油岩系有三套。

一 三套油源岩的沉积特征和有机质丰度

1. 石炭—二叠系 石炭系以海相碳酸盐岩为主, 在中、下石炭统夹有厚层的碳质页岩和石英砂岩。碳酸盐岩中含有丰富的珊瑚和腕足类等化石。在和什拉甫剖面(图1),

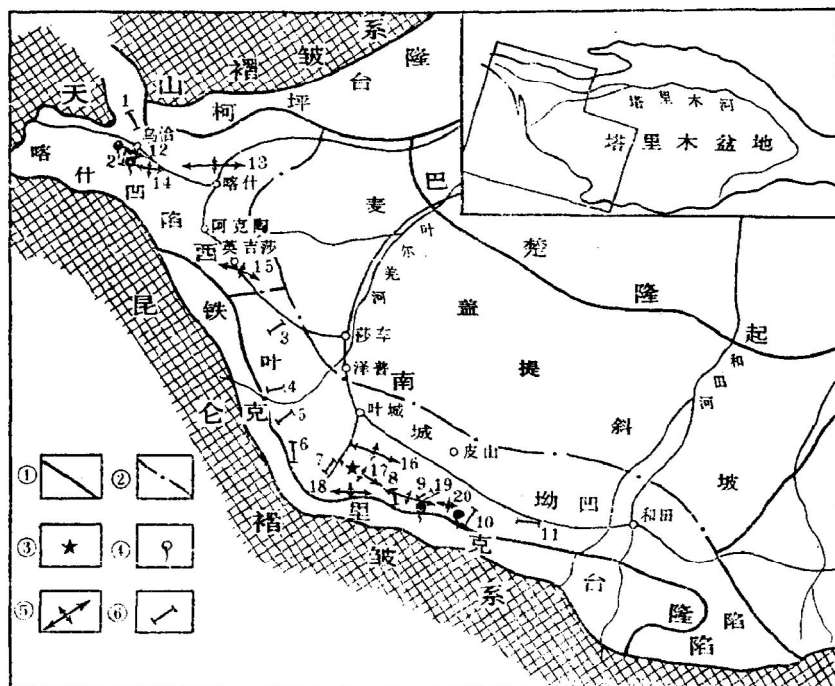


图1 塔里木盆地西南坳陷构造和剖面位置及油气分布

①一级构造分区界线②二级构造界线③油田④油苗⑤地面构造⑥剖面位置

主要剖面和构造位置: 1.库孜贡苏 2.杨叶 3.齐姆根 4.阿尔塔什 5.和什拉甫 6.棋盘 7.阿克亚
8.玉力群 9.克里阳 10.杜瓦 11.皮牙曼 12.克拉托背斜 13.喀什背斜 14.明遥路背斜 15.英吉沙
背斜 16.固满构造 17.柯克亚构造 18.甫沙构造 19.玉力群构造 20.桑株构造

* 来常玉、钱吉盛、郭丽芬、陈一平、唐澄思、吕德宣、彭亚兰、张继忠、王金旺、盛小平和胡伯良等参加了室内分析, 张继忠还参加了野外采样。

中石炭统有一套黑色泥晶灰岩、介屑泥晶灰岩及介屑灰岩,连续厚度达126米,在其灰岩晶洞中有液体油苗。锤击灰岩,有芬芳的油味。在克孜里奇曼上石炭统下部黑色泥晶灰岩中有沥青细脉及晶洞沥青。下二叠统为海退半封闭的滨海相沉积。在柯坪台隆普昌地区的黑色生物灰岩中,节理裂隙发育,有的延伸5—9米,全为沥青脉所充填,有的还与晶洞沥青液体油苗贯通。上二叠统为海退后的陆相碎屑岩和基性喷发岩。

石炭一二叠系在铁克里克台隆、柯坪台隆、南天山和盆地中央有广泛的分布。厚1000—4100多米,可能的生油岩厚217—1754米。岩石样品主要采自和什拉甫、棋盘和杜瓦三个剖面。碳酸盐岩中的有机质丰度较低,有机碳含量0.01—0.41%,平均为0.10% (37块样品);氯仿沥青A₁₀—105ppm,平均为20ppm (38块样品)。这种低值符合普遍的规律。据H. M. 吉门(1962)^[3]研究结果,现代灰质和粘土沉积物中的有机质含量是相似的,平均为1.0%左右,而在古代灰岩中,有机质的平均含量为0.24%,大大低于页岩(平均1.14%)。但烃类的平均含量是相似的(96—98ppm)。他认为这可能是成岩作用过程中灰岩损失的有机质比页岩的大。塔里木盆地石炭一二叠系的碳酸盐岩中有机碳的含量稍低于四川盆地嘉陵江组碳酸盐岩。四川石油管理局的同志把那里的碳酸盐岩油源岩的有机碳含量定为0.1—0.4%,塔里木盆地恰进入其下限。

石炭一二叠系还有大量的泥质岩层。其有机碳含量显然比碳酸盐岩大得多,平均为0.71% (5块样品),氯仿沥青A平均为110ppm。然而,它们的沥青转化系数平均只有2.6%,比碳酸盐岩(6.7%)低很多。

2. 上三叠—中侏罗统 侏罗系主要分布在库车坳陷和西南坳陷以及盆地东部。上三叠统仅见于库车坳陷。

在库车坳陷,上三叠—侏罗系总厚约4000米,其中可能的生油岩约1300多米。上三叠统塔里奇克组(T_{3t})和黄山街组(T_{3h})可能的生油岩厚度为600米。塔里奇克组为河流沼泽相沉积,主要由河流砂岩、泥岩及沼泽煤层组成。灰绿色、灰黑色泥岩总厚170多米,含有丰富的植物碎片,有机碳含量0.16—1.03%。黄山街组为浅湖相沉积,主要是灰绿色泥岩夹泥灰岩,底部是河流三角洲砂砾岩。可能生油的灰绿色、灰黑色泥岩总厚400多米,有机碳含量0.53—0.86%,氯仿沥青A₄₀₀—1400ppm。侏罗系阳霞组(J_{1y})主要由河流砂岩、沼泽泥岩和煤层以及湖相泥岩组成,可能生油的灰黑色泥岩、页岩总厚200米,有机碳含量1.10%,氯仿沥青A含量660ppm。克孜勒努尔组(J_{2k})为河湖沼泽相沉积,可能生油的灰绿色、灰黑色泥岩总厚400多米,有机碳含量0.21—0.80%,氯仿沥青A含量400—1000ppm。

西南坳陷中,下侏罗统为潮湿气候下的河流、沼泽和湖相沉积。岩性和岩相及厚度变化较大。在玉参一井暗色泥岩厚度达340米(未见底);有机碳含量0.68—4.17%,氯仿沥青A含量为230—1290ppm。在杨叶剖面上,510米湖相沉积中黑色泥岩达406米,有机碳含量平均(23块样品)达3.43%,氯仿沥青A为17000ppm,烃类含量达800ppm(据109/69队资料)。

3. 上白垩—下第三系 这是一套海相碳酸盐岩与泥岩互层,夹石膏层,石膏层最厚达500—1500米。岩石的颜色从褐红色、浅灰绿色到黄绿色,包括有泥岩、砂质泥岩、灰质泥岩、泥灰岩、灰岩、白云岩、介壳灰岩和砂岩。为半封闭的滨海和泻湖相沉积,

腹足类瓣鳃类化石特别丰富。沉积厚度一般在600—1000米，由西向东减薄。可能的生油岩厚度在28—332米。有机质含量普遍低。据历年分析资料，有机碳平均(61块样品)仅为0.09%。据地质部石油地质综合大队分析的44个样品，氯仿沥青A为90ppm。

二 油源岩中有机质的地球化学性质

油源岩中的可溶有机质用氯仿抽提，并对其不同馏分分别进行气体色谱和红外光谱鉴定；对干酪根作了元素分析和电子顺磁共振测定。还测定了可溶性有机质和干酪根的碳同位素。

1. 氯仿沥青A

石炭—二叠系碳酸盐岩中有机碳含量普遍较低，但其中的氯仿沥青A所占的比例较高，沥青化系数(氯仿沥青A/有机碳 $\times 100\%$)平均达6.7%；而石炭—二叠系的泥岩和侏罗系的泥岩虽有机碳含量较高，但沥青化系数平均比上述碳酸盐岩低一、两倍。下第三系碳酸盐岩中有机质的沥青化系数平均高达10.7%。

从氯仿沥青A的族组分分析看，石炭—二叠系的碳酸盐岩中的可溶性有机质中烃类占大部分，非烃和沥青质只占很小的比例；而泥岩中的可溶性有机质则非烃和沥青质占很大比例。

饱和烃的色谱分析和芳烃的红外光谱测定结果列于表1。石炭—二叠系碳酸盐岩的正构烷烃OEP值大部分在0.92—1.20之间，主峰位置在 C_{10} — C_{20} 附近；这反映有机质成熟度高，以海相有机质为主；另外有些样品在 C_{27} — C_{29} 处也显峰群凸起，可能反映陆源有机质的特征。泥岩页岩中的正构烷烃，包括二叠系和石炭系在内，奇偶优势比较显著，OEP值大多在1.30以上，主峰位置在 C_{27} — C_{29} 附近；也有些样品在 C_{10} 附近显峰群凸起。

芳烃馏分的红外光谱主要被用来计算芳烃结构指数。识别油源岩的芳烃结构指数是用810/740吸收峰的强度来计算的。分析数据列于表1最末一栏。有些样品的芳烃结构指数在0.57—0.85之间，接近和达到了油源岩的水平。氯仿沥青A和原油芳烃馏分的红外光谱十分类似。

2. 不溶有机质(干酪根)

岩石中的干酪根是用盐酸、氢氟酸反复处理氯仿抽提过的样品，除去无机矿物而得。岩石中的分散有机质大部分是这种不溶有机质。塔里木盆地干酪根主要属于Ⅲ类，处于生油生气的演化阶段。石炭—二叠系的样品，H/C原子比普遍低于侏罗系的；后者一般在0.61—0.91之间，而前者一般在0.51—0.72之间。但石炭—二叠系的O/C原子比较高，一般在0.09—0.14；而侏罗系的在0.07—0.10(见表2)。在蒂索的干酪根分类演化图上，石炭—二叠系

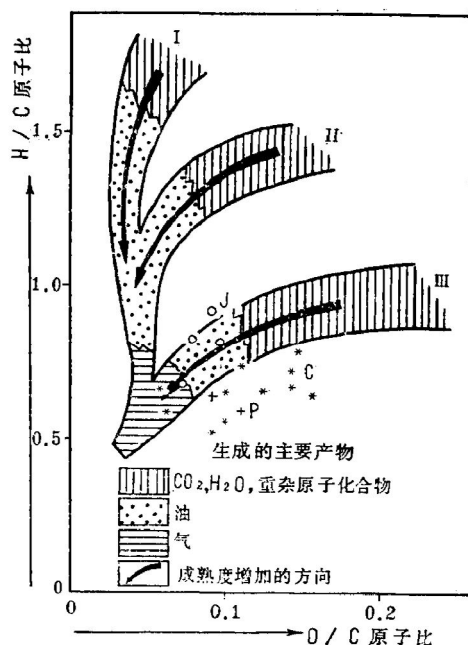


图2 塔里木盆地干酪根的元素组成及其类型
• 侏罗系 + 二叠系 * 石炭系

表1 氯仿沥青A饱和烃色谱分析和芳烃红外光谱分析

样品编号	时代	样品名称	取样地点	OEP值	主峰位置	碳数范围	姥蛟烷 植烷	姥蛟烷 正C ₁₇	植烷 正C ₁₈	姥蛟烷+植烷 正C ₁₇ +正C ₁₈	810 740
1	N ₁ ¹	泥岩	柯4井	1.04	C ₂₀	C ₁₈ —C ₃₃	0.6	0.6	0.28	0.35	
16	E ₂ ²	泥岩	巴什布拉克	0.82	C ₂₀	C ₁₄ —C ₃₃	2.00	0.52	0.22	0.35	
4	E ₂	介壳砂岩	克2井	1.14	C ₁₉	C ₁₅ —C ₃₁	0.59	0.45	0.30	0.35	
8	J ₂ ²	泥岩	依3井	1.72	C ₁₉ , C ₂₉	C ₁₄ —C ₃₅	1.45	0.62	0.35	0.47	0.66
10	J ₂ ²	泥岩	依3井	1.36	C ₂₇	C ₁₄ —C ₃₃	1.82	0.77	0.41	0.58	0.33
11	J ₂ ²	泥岩	依3井	1.39	C ₂₉	C ₁₆ —C ₃₃	1.00	0.80	0.44	0.57	0.66
14	J ₂ ²	碳质页岩	卡普浪河	1.08	C ₁₉	C ₁₄ —C ₃₃	1.33	0.53	0.32	0.41	0.78
3	J ₁₋₂	砂质泥岩	克3井	3.14	C ₂₉	C ₁₇ —C ₃₃			0.45		
32	P ₁	泥岩	棋盘	1.90	C ₁₉ , C ₂₉	C ₁₆ —C ₃₅	0.87	0.54	0.33	0.40	0.47
33	P ₁	泥岩	棋盘	1.50	C ₂₉	C ₁₆ —C ₃₅	0.70	0.88	0.36	0.47	0.73
36	C ₃	灰岩	棋盘	1.06	C ₁₉ , C ₂₉	C ₁₆ —C ₃₅	0.92	0.46	0.30	0.36	0.68
37	C ₃	白云岩	棋盘	1.26	C ₂₅	C ₁₄ —C ₃₅	1.25	0.71	0.44	0.56	0.61
43	C ₃	灰岩	棋盘	1.02	C ₂₃	C ₁₇ —C ₃₅	0.67	0.80	0.27	0.37	0.57
45	C ₃	灰岩	棋盘	1.30	C ₁₉ , C ₂₉	C ₁₆ —C ₃₃	0.69	0.56	0.36	0.42	0.85
46	C ₃	灰岩	棋盘	1.09	C ₂₃	C ₁₆ —C ₃₁	0.50	0.67	0.31	0.38	0.41
49	C ₃	灰岩	杜瓦	0.85	C ₂₀	C ₁₇ —C ₃₄			0.71		0.60
50—55	C ₃	灰岩	杜瓦	0.92	C ₂₇	C ₁₈ —C ₃₄					
18	C ₃	灰岩	和什拉甫	1.20	C ₂₇	C ₁₇ —C ₃₅					0.77
20	C ₂	灰岩	和什拉甫	1.16	C ₁₉	C ₁₅ —C ₂₉	0.63	0.50	0.46	0.48	
23	C ₁	页岩	和什拉甫	0.84	C ₂₀	C ₁₅ —C ₃₀					0.18
24—29	C ₁	灰岩	和什拉甫	1.51	C ₂₉	C ₁₅ —C ₃₅	1.00	0.43	0.32	0.36	

色谱分析者：夏子蓉等；红外光谱分析者：唐澄思。

的样品点恰位于Ⅲ类干酪根生油生气的范围。说明这些干酪根是多芳核和含氧官能团的，主要来源于陆源有机质。适宜于生成天然气。

石炭—二叠系的镜煤反射率由1.30—1.83，平均达1.61，表明其有机质已进入形成凝析油和湿气为主的过成熟阶段。而侏罗系的镜煤反射率在0.40—1.02之间，平均0.69，相当于成油阶段（据杨斌等同志的资料）。

干酪根中有大量的自由基，它们是干酪根的化学键分裂的结果。通常干酪根的自由基含量随埋藏深度增大和温度升高而增加，到达最大值后，即相当于湿气和凝析油生成的结束阶段，自由基含量减小以致消失。塔里木盆地的干酪根的电子顺磁共振波谱测定结果也与元素、镜煤反射率等有明显的一致性。侏罗系和下第三系的干酪根每克有机碳的自旋浓度（ $\times 10^{17}$ ）在0.94—5.97，而石炭系灰岩的干酪根一般在10.0—21.15。

3. 有机质中碳同位素（ δC^{13} ）的分布

表2 塔里木盆地干酪根元素分析和自由基含量表*

编号	时代	岩性	C (%)	H (%)	O (%)	H/C (原子比)	O/C (原子比)	自由基含量 (自旋数/克碳)
4**	E ₂	介壳泥灰岩	15.64	2.49	6.53	1.91	0.31	0.94×10^{17}
8	J ₂	灰黑色粉砂质泥岩	77.46	5.30	9.00	0.82	0.09	3.39×10^{17}
10	J ₂	灰绿色粉砂质泥岩	77.88	5.89	9.85	0.91	0.10	4.04×10^{17}
14	J ₂	碳质页岩	82.19	4.59	8.04	0.67	0.07	9.24×10^{17}
11	J ₂	灰黑色泥岩	76.32	5.29	8.08	0.83	0.08	5.79×10^{17}
31	P ₂	灰色泥岩	78.83	4.21				1.73×10^{17}
32	P ₁	灰色泥岩	78.34	3.85	11.64	0.59	0.11	9.19×10^{17}
33	P ₁	灰黑色泥岩	77.60	4.10	9.37	0.63	0.09	5.41×10^{17}
26	C ₃	深灰色泥岩	61.62	3.41	11.58	0.66	0.14	10.01×10^{17}
36	C ₃	灰黑色灰岩	61.20	3.78	8.86	0.74	0.11	13.99×10^{17}
45	C ₃	灰色泥灰岩	71.97	3.25	15.26	0.54	0.16	2.84×10^{17}
46	C ₃	深灰色灰岩	72.75	4.72	14.28	0.78	0.15	2.41×10^{17}
47	C ₃	浅灰色灰岩	66.08	3.58	10.77	0.65	0.12	17.02×10^{17}
61	C ₂	深灰色含炭灰岩	72.76	3.86	15.29	0.64	0.16	2.92×10^{17}
49	C ₂	深灰色生物灰岩	44.73	2.68	8.48	0.72	0.14	10.90×10^{17}
18	C ₁	灰黑色灰岩	81.69	3.95	6.11	0.58	0.06	19.33×10^{17}
21	C ₁	灰色泥质灰岩	65.96	3.05	8.67	0.55	0.10	21.15×10^{17}
22	C ₁	灰黑色灰岩	62.86	3.33	8.28	0.64	0.10	12.29×10^{17}
23	C ₁	深灰色白云岩	81.52	3.62	5.96	0.53	0.06	13.39×10^{17}
24	C ₁	灰黑色灰岩	58.24	2.47	6.92	0.51	0.09	3.16×10^{17}

* 碳氢分析者: 来常玉; 氧分析者: 胜利油田研究院; 顺磁共振波谱测定者: 刘佩琪。

** 分析结果有些异常, 也许是样品处理的原因。

岩石中有机质和原油的碳同位素是由四川石油管理局地质勘探开发研究院实验室测定。所用的标准是北京周口店奥陶系灰岩, $C^{13}/C^{12}=1123.6 \times 10^{-5}$, 与国际通用标准PDB仅差 $\delta C^{13}=0.09\%$ 。

对塔里木盆地石炭—二叠系、侏罗—第三系的可能生油岩, 共选择了十二块样品, 测定了它们的干酪根和可溶性有机质的 δC^{13} 值, 共二十个项次。 δC^{13} 从-18.3—27.3‰, 大部分在-18.3—23.4‰之间, 显示海相有机质的特征, 与沉积岩相和古生物的研究相一致。另有一些样品的 δC^{13} 在-24.0—27.3‰之间, 可能与陆源有机质有关。它们在时代上的分布没有明显的规律性。

综合上述塔里木盆地油源岩的有机地球化学特征, 三套油源岩中以侏罗系的最为有利, 厚度大, 有机质丰度高, 正处于生油气阶段, 但分布范围有局限性; 石炭—二叠系的碳酸盐岩虽然有机质丰度低, 但分布广, 厚度大, 生油气潜力最大; 上白垩—下第三

系的生油岩分布局限,有机质丰度低,厚度小,从目前所见到的来看,是不太好的生油岩。

石油产状及有机地球化学特征

塔里木盆地目前除发现柯克亚高产油气田和依奇克里克小油田外,其它构造也发现有工业油流,在十七个构造和地区钻井中见到油气显示。其它的油气苗分布广泛,产状多样,分布在从石炭—二叠系、侏罗—白垩系到第三系中,有液体油苗、气苗、含油砂岩、沥青、地蜡、晶洞油苗。最近,在奥陶系页岩中发现有沥青。

一 石油产状和一般性质

1. 桑林地蜡 产于桑株背斜北翼老第三系中。桑株背斜在叶城凹陷昆仑山山前的第一排构造带上,轴部出露二叠系。

2. 玉力群背斜地面油砂、井内油砂和原油 玉力群背斜轴部为侏罗系,断层复杂。地面油砂产自背斜东段克里阳村北上白垩统砂岩中,砂岩厚约一米,灰白色中到粗砂。钻井岩心油砂取自玉浅1井(E_2^2)的含细砾粗砂岩。

玉力群背斜的原油显示最早由新疆地质局第二地质大队发现,他们在勘探硫磺时先后打了62口浅钻,在27口中发现了石油显示,分布在第四系与第三系的接触带上,深10—20米,石油显示与硫化氢和硫磺矿共生,它们之间有成因上的联系。在一口井中曾提捞原油两公升,比重0.90;粘度(20°C)239.11厘泊;含蜡0.84%。

3. 柯克亚背斜的原油 油样取自柯1井——叶城凹陷柯克亚背斜上第一口高产油井。该背斜位于昆仑山前第二排背斜带上。原油产自第三系中新统红层(西和甫组7—8段),为随天然气喷出的凝析油,呈茶褐色半透明。常温下流动性很好。比重(d_4^{20})0.7683;粘度(20°C)2.42;含蜡7.3%;含硫0.043%;凝固点 -6°C 。这是典型的低硫石蜡质原油。原油中链烷烃含量占绝对优势,环烷烃与芳烃含量不高,链烷烃分子比较规整。由于总环数的数值不高,可以判断其芳烃和环烷烃在分子中占的比例很低。

自获得第一口高产油气井以来,又在西和甫组4—5段获新的原油:比重0.781;粘度(20°C)4.37;凝固点 $+12.5^\circ\text{C}$ 。

4. 克拉托背斜地表油砂和钻孔原油 背斜位于喀什凹陷西端。背斜轴部为新第三系。在地面出露多层厚层含油砂岩。五十年代以来,几经钻探未获工业油流。油样取自废井口,产于中新统陆相地层。油砂取自背斜轴部露头。

5. 杨叶油苗 油苗样品取自杨叶鼻状构造轴部下白垩统砂岩中。

在喀什凹陷,除克拉托和杨叶的油苗外,在乌恰县附近100公里范围内,还发现直接油苗和间接油苗20多处。其中有液体原油、油砂、沥青和硫化氢泉等,分布在早白垩世到第四纪沉积中。

6. 依奇克里克油田的原油 一个油样采自依36井上侏罗统,色黑,粘度大,凝固点较高。另一个取自依30井中侏罗统,该井为气井,原油随天然气喷出而凝析,呈黄色,含蜡量高,在常温下就凝结。

依奇克里克背斜在库车坳陷北缘,在天山山前第一排构造带。

7. 东秋立塔克背斜原油 背斜位于库车坳陷天山山前第二排构造带上。原油产自东秋一井中新统，呈黄色，比重小(0.79)，凝固点小于 -28°C ；粘度(30°C)1.63厘泊；含硫0.01%。

8. 基里什油苗 油苗产于东秋立塔克背斜西部中新统。油样呈浅黄色；粘度(20°C)2.19厘泊；比重0.82；含硫0.6%；含蜡6.99%；凝固点 4°C 。

9. 康村油苗 很早就被当地居民发现，并作照明用。油苗位于库车北30公里康村附近，产于库车塔吾背斜的新第三系。原油呈浅黄色，凝固点 9°C ；比重0.84；粘度(20°C)3.93厘泊。

10. 喀桑托开背斜原油 喀桑托开背斜为库车坳陷天山山前第三排背斜带上的一个长轴背斜。油样取自新1井和老1井。产层在新第三系($N_2-N_1^2$)。原油呈浅黄色，凝固点低，粘度小。

11. 克拉苏河油砂 油砂取自库姆格列木背斜轴部克拉苏河沿岸的下白垩统紫红色粉砂岩。背斜位于库车坳陷天山山前第二排构造带。

库车坳陷在十三个构造近八十处有油气显示。

二. 原油和油苗的有机地球化学特征

1. 柯克亚油田原油 原油饱和烃含量高达91.2%；芳烃很少，芳烃结构指数为5.4。

据汪燮卿等人(1980)色-质仪测定结果，柯1井原油中的生物标记化合物三萜烷的含量甚微。如图3，原油以正烷烃占绝对优势，分布范围在 $C_{12}-C_{28}$ ，主峰在 C_{14} ，不显奇偶优势， $OEP=1.03$ 。异构烷烃相对较低。姥鲛烷/正 $C_{17}=0.32$ ，植烷/正 $C_{18}=0.14$ ，姥鲛烷/植烷=1.4。柯克亚油田四口井(柯1、3、4和10井)的五个不同层位的油样色谱分析的结果表明它们的正烷烃和异构烷烃的特征基本一致。柯1井原油的 $\delta C^{13}=-26.1\%$ ，与克里阳上白垩统油苗和桑株地蜡的 δC^{13} 十分一致，都类似石炭-二叠系一些岩石中有机质的 δC^{13} ，而不同于第三系海相岩石中有机质的。柯1井原油含痕量镍卟啉，含硫量很低。

由上可见，柯克亚原油是一种高度成熟的原油，具有陆源有

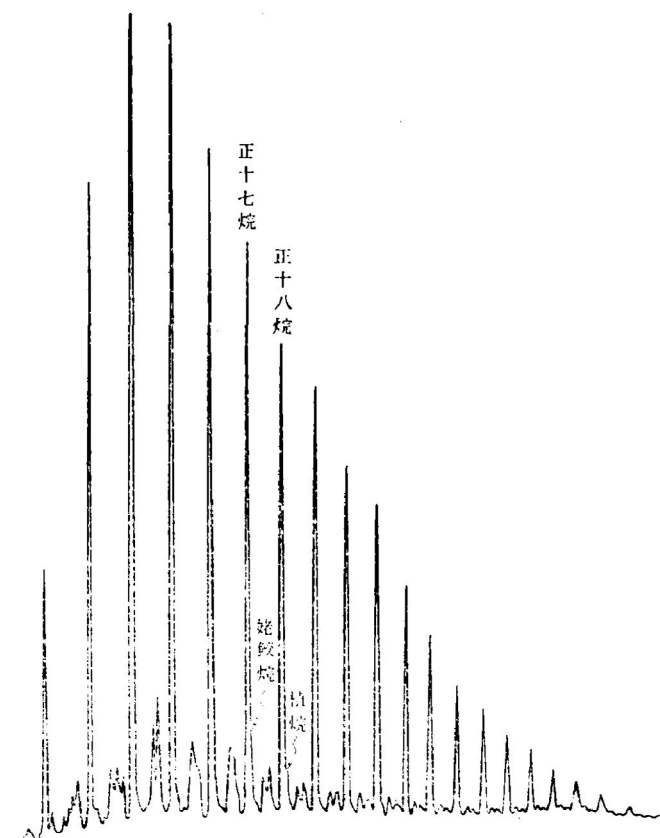


图3 柯1井原油饱和烃色谱图

机质的特征,可能来自石炭—二叠系。

2. 克拉托原油和杨叶油苗 克拉托原油的正烷烃和异构烷烃的分布基本相似。正烷烃略显奇数碳分子的优势(图4), $OE\bar{P}=1.07$; 姥鲛烷/正 $C_{17}=0.38-0.40$, 植烷/正 $C_{18}=0.27-0.31$, 姥鲛烷/植烷 $=1.31-1.37$, 芳烃结构指数为 $0.77-0.83$ 。

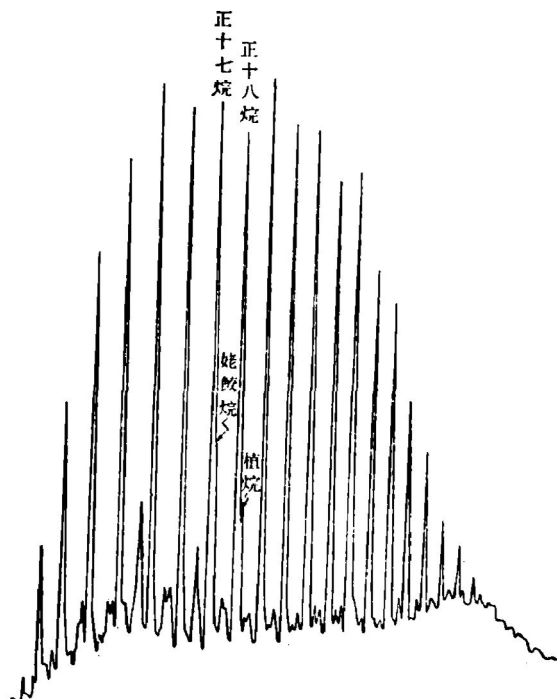


图4 克拉托原油色谱图

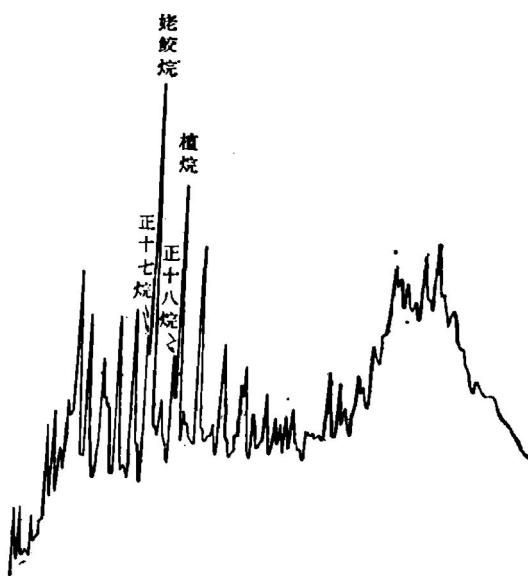


图5 杨叶油苗色谱图

杨叶油苗以异构烷烃占优势。植烷、姥鲛烷、降姥鲛烷、法呢烷等类异戊二烯烷烃显得很突出(见图5)。姥鲛烷/正 $C_{17}=1.74$, 植烷/正 $C_{18}=1.89$, 姥鲛烷/植烷 $=1.18$ 。碳数超过 C_{24} 以后,峰形呈驼峰凸起,可能反映多环芳烃。杨叶油苗烃类的这种分布特征,可能是由于原油经降解和水洗作用形成。

杨叶油苗镍卟啉含量达 18.0ppm , 芳烃结构指数达 0.91 。

杨叶油苗缺少正烷烃,但其异构烷烃的分布仍很类似于克拉托原油。克拉托三个油苗样品和杨叶的三个样品碳同位素分析结果十分接近, $\delta C^{13}=-25.5-26.5\text{‰}$ 。据新疆石油管理局的资料,克拉托和杨叶油苗异构烷烃(植烷、姥鲛烷、降姥鲛烷、异十六烷和法呢烷)的分布与那里侏罗系生油岩氯仿抽提物饱和烃馏分的十分一致。

由上可见,克拉托和杨叶的原油具有陆相成因的特征,它们都可能来源于侏罗系的陆相油源岩。

3. 库车坳陷原油和油苗 库车坳陷原油和众多的油苗产于中新统、下白垩统和中、上侏罗统。产于中新统的康村油苗、基里什油苗、东秋1井和喀桑托开原油,不但其物理性质很相似,而且它们的饱和烃分布也很一致。正烷烃占绝对优势(图6),分布范围从 $C_{13}-C_{31}$,主峰在 C_{17} 附近,不显奇偶优势, $OE\bar{P}$ 值在 $0.92-1.01$; 姥鲛烷/植烷在 $1.74-2.00$ 。康村油苗的芳烃结构指数为 0.86 。由于芳烃馏分含量少,有些样品无法

进行红外光谱测定。产于依奇克里克油田中、上侏罗统原油正烷烃的分布不同于中新统油苗(图7),但异构烷烃的分布十分类似。OEP=1.01—1.07,芳烃结构指数在0.59—0.85。上述中新统油苗和中、下侏罗统原油的 δC^{13} 主要分布-20—-22‰之间,与中侏罗统泥岩干酪根和可溶性有机质的 δC^{13} 相似。说明这些原油和油苗来自同一的侏罗系油源岩。

据原油孢粉分析结果¹⁾,在库车坳陷依奇克里克油田的原油中没有发现比侏罗纪更早的孢粉,而在康村和基里什的中新统油苗中发现有侏罗纪的孢粉。因而认为库车坳陷的石油来自侏罗系。这与有机地球化学分析的结果相一致。

库车坳陷中,下侏罗统的油源岩以湖泊沼泽相沉积为特征。然而,原油的稳定碳同位素却具有海相有机质成因的特征。曾有人在库车坳陷侏罗系沉积中发现过有孔虫和海绿石。中、新生界是否全是陆相?有无局部海侵或残留海?这值得进一步注意。

另外,在克拉苏河地表下白垩统油砂的 $\delta C^{13} = -27.7 \text{—} -28.0 \text{‰}$ 。黑英山油苗(上侏罗统)含有痕量镍卟啉。显示陆相原油特征。可能来自另一个油源。

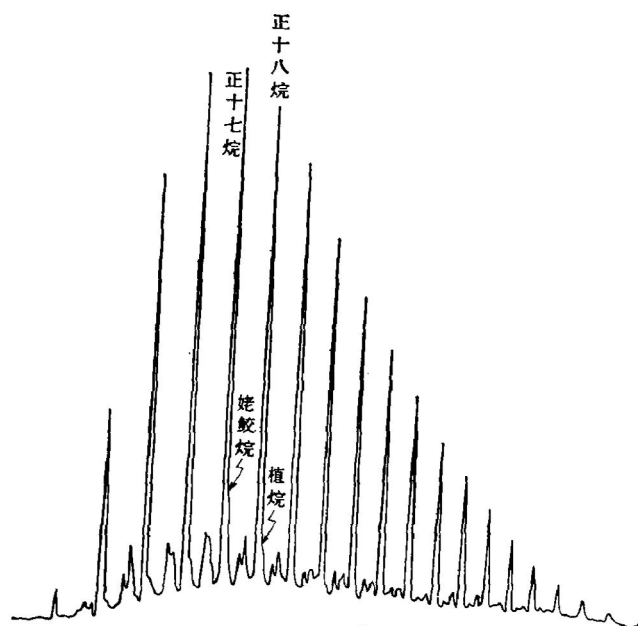


图6 基里什油苗饱和烃色谱图

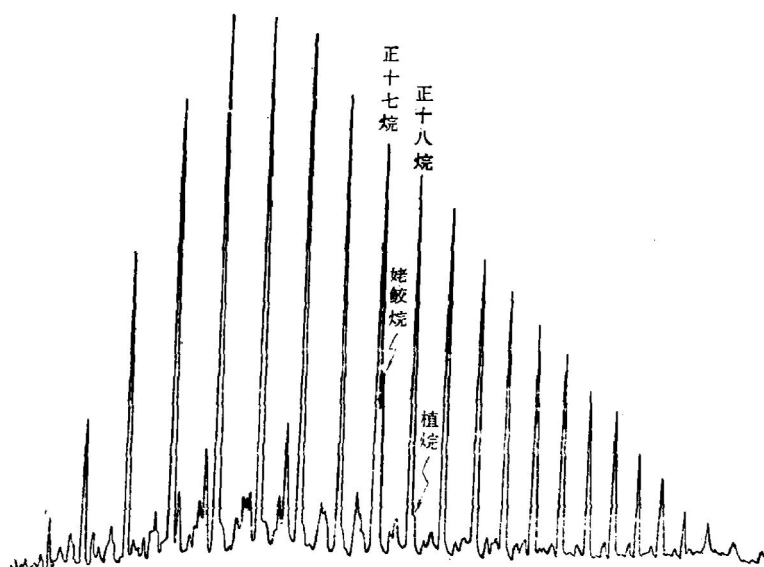


图7 依奇克里克油田原油色谱图

1) 江德昕和杨惠秋, 1980, 塔里木盆地库车坳陷原油中的孢子花粉与油源岩。

在采样和分析中,得到新疆石油管理局邹义声和张连璧等、四川石油地质勘探开发研究院实验室、胜利油田地质科学研究院、兰州大学刘佩琪和地质部石油地质综合大队梅博文等同志给予大力协助。在此一并致谢。

(收稿日期 1980年12月26日)

参 考 文 献

- [1] 汪燮卿等, 1980, 中国某些盆地的生油岩和原油中的生物标记化合物, 石油学报, 第1卷1期。
- [2] J.M.亨特, 1967, 碳酸盐岩中石油的成因, 石油地质学译文集(第三集), 科学出版社, 1976。
- [3] H.M.吉门, 1962, 灰岩中的有机质, 石油地质学译文集(第三集), 科学出版社, 1976。
- [4] 安藤直行, 1971, 石油和同位素地质学, 石油地质学译文集(第三集), 科学出版社, 1976。
- [5] F.M.斯温, 1970, 陆相有机地球化学, 科学出版社, 1979。
- [6] Hunt, J.M. 1979, Petroleum geochemistry and geology, Part IV, 13, Freeman, U.S.A.
- [7] Stahl, W., 1974, Economically important application of carbon isotope data of natural gases and crude oil—A brief review. Proceedings of a panel, International atomic energy agency, P.25—29.
- [8] Stahl, W., 1978, Source rock-crude oil correlation by isotopic typecurves, Geochim. Cosmochim. Acta, Vol.42, No.10, P.1574—1577.
- [9] Tissot, B.P. and Welte, H.D., 1978, Petroleum formation and occurrence—A new approach to oil and gas as exploration, Springer-Verlag, Berlin-Heidelberg-New York, P.429—528.
- [10] Tissot, B.P., 1977, The Application of the results of organic geochemical studies in oil and gas exploration, development in petroleum geology, Applied Science Publishers Ltd, P.53—82.
- [11] Willims, J.A., 1974, The characterization of oil type in the Williston Basin, Bull. AAPG., Vol. 58, No.12, P.1242—1252.

ON THE ORGANIC GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS AND OIL-SOURCE CORRELATIONS IN TARIM BASIN

Hu Boliang

(Lanzhou Geological Institute, Academia Sinica)

Abstract

In this paper, by using of some advanced techniques, the organic geochemical characteristics of the crude oil and its possible source rocks in Tarim basin and their oil-source correlations have been studied and presented here.

It is pointed out that, in Tarim, the marine beds of Upper Cretaceous-Lower Tertiary is a moderate source rock only; the Jurassic lacustrine formation is rich in organic matter and may be the best source bed in this basin, but it is distributed only in some local areas, such as Kuqa and Kashi depressions; the Permo-Carboniferous system has a relatively low content of organic matter, but it is widespread and very thick, therefore, it may be the most potential source bed for oil and gas among the three possible source beds in the basin.

The high-yield crude oil and gas in the continental Miocene of the Kekeya oil field are highly matured and characterized by terrigenous origin, therefore, the author believes that they may migrate from Permo-Carboniferous source beds.

Some crude oil in the Kuqa depression is marked by marine origin, which shows that the Meso-Cenozoic in this area may contain some marine source beds.