

# 柴达木盆地北缘块断带原油的 地化特征及油源问题

罗铸金 汤锡元

(西北大学)

柴达木盆地北缘断层纵横交错，控制着本区的构造格局和中新生界地层的岩性和厚度，故称北缘块断带。其范围西起昆特依凹陷，东至旺尕秀地区，北界阿尔金山—祁连山山前断裂带，南邻葫芦山、埃姆尼克山一线，面积约三万平方公里（图1）。

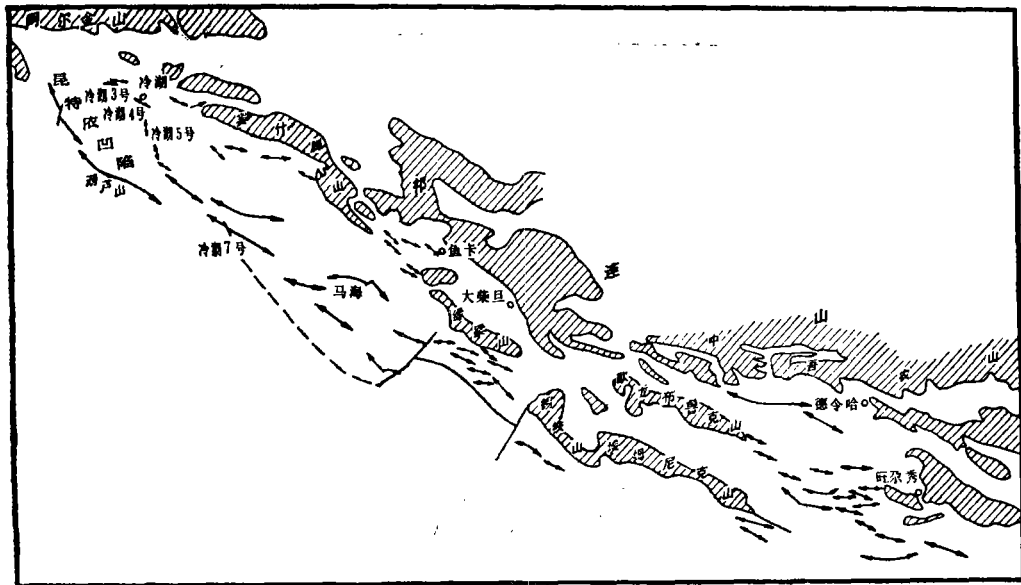


图1 柴达木盆地北缘块断带构造位置图

北缘块断带是我国最老的石油基地之一，已发现冷湖三号、四号、五号、鱼卡和马海等油气田。冷湖地区的三个油田产层分别为中侏罗统大煤沟组第六段（ $J_2d^6$ ）、老第三系（E）和中新统（ $N_1$ ）；东部鱼卡油田产层为中侏罗统采石岑组（ $J_2c$ ）。

本区石油勘探和研究工作历史较长，但各区研究程度不一。冷湖较详，鱼卡次之，其他地区工作较少。为了进一步开发柴达木盆地，我们在此取样进行了地球化学研究。

## 一、冷湖地区的原油地化特征

### 1. 原油的特征

冷湖地区共采集了七个油样,  $J_2d^6$  三个,  $E_3$  和  $N_1$  各两个。

$J_2d^6$  原油同  $E_3$ 、 $N_1$  原油的区别(见表1)主要表现为  $J_2d^6$  原油具七低四高特点, 即原油的汽油含量、总烃、饱和烃、饱/芳比、正烷烃  $\Sigma_{20}^- / \Sigma_{21}^+$  比重、Pr/Ph 及  $\delta^{13}C$  值比  $E_3$ 、 $N_1$  原油低, 比重、芳烃含量、CPI 值和饱和烃旋光度比  $E_3$ 、 $N_1$  原油高。因此,  $J_2d^6$  和  $E_3$ 、 $N_1$  原油应属不同类型。为叙述方便,  $J_2d^6$  原油称为 I 类,  $E_3$ 、 $N_1$  原油为 II 类, 鱼卡  $J_2C$  原油为 III 类。

### 2. I、II 类原油成因讨论

原油族份上的差异, 是其生成、迁移、聚集及保存过程中地质—地化环境综合作用的结果。但是各种因素的影响不是等同的。从表上看, 本区 I、II 类原油的区别具有

表1 冷湖不同油田(产层)原油特征比较

油田及产层时代		三号, $J_2d^6$	四号, $E_3$	五号, $N_1$
比 重		0.8028—0.84	0.8035—0.8251	0.8007—0.8117
汽油含量%		27—30	31—48.12	39—47.75
烃组成%	总 烃	65.06	90.59	89.74
	饱 和 烃	57.00	83.77	84.22
	芳 烃	8.06	6.83	5.22
	饱/芳	8.13	12.28	15.26
正烷烃	CPI $_{20-30}$	1.11	1.01	0.98
	$\Sigma C_{20}^-$	1.37	1.68	2.28
	$\Sigma C_{21}^+$			
类异戊二烯烃	Pr/Ph	3.06	4.87	4.16
	Pr/nC <sub>17</sub>	0.22	0.25	0.17
	Ph/nC <sub>18</sub>	0.08	0.06	0.05
饱和烃	旋光度	约0.18	/	约0.03
	$\delta^{13}C\%$ (PDB)	约-30.3	/	约-26.4
原油 $\delta^{13}C\%$ (周口店灰岩)		-27.6	-24.5	-22.5

1. 比重、汽油含量, 引自青海石油管理局地质研究所1978年编《柴达木盆地石油地质基础数据表》; 饱和烃旋光度和  $\delta^{13}C$  资料据杨斌《克拉玛依—乌尔禾油区原油地球化学特征》图7; 其余各项为平均值。

2. 三层原油的 Pr/nC<sub>17</sub> 和 Ph/nC<sub>18</sub> 也略有差异, 但绝对值较小, 尚难估计它们的地化意义。正文中未考虑, 列出供参考。

多解性，如运移作用、保存条件等的不同，似乎都能造成这种情况。例如，如果认为同源石油从 $J_2d^6$ 运移至 $E_3$ 、 $N_1$ 聚集，表1中汽油含量、总烃、饱和烃、饱/芳比、正烷烃 $\Sigma_{20}^-/\Sigma_{21}^+$ 和比重等的差别可以得到说明，但是 $\delta^{13}C$ 及Pr/Ph资料则相矛盾。因为在运移过程中 $\delta^{13}C$ 值应当变低值，而实际资料正好相反。同时，Pr/Ph比值是运移过程中变化不大的参数，但 $J_2d^6$  (3.06)与 $E_3$  (4.78)、 $N_1$  (4.16)的原油差别很明显；如果认为冷湖三号油田保存条件差，原油曾受到生物降解等次生变化，这不仅同 $\delta^{13}C$ 资料不符（生物降解 $\delta^{13}C$ 值变重），而且三层原油的正烷烃图谱完整、规则、Pr/nC<sub>17</sub>和Ph/nC<sub>18</sub>比值都比较低，看不出有明显影响。虽然冷湖三号、四号和五号三个油田的地表都见有油砂和地蜡存在，但从产层埋深、断层发育及石油地质储量诸方面看，三个油田相差无几。破坏只是局部的，保存条件不足以造成I、II类原油的不同。

此外，还考虑了母源有机质的可能影响。根据G.T.菲利皮提出的判断母源物质的参数 $nC_{21} + nC_{22}/nC_{28} + nC_{29}$ <sup>(1)</sup>，算得了 $J_2d^6$ 原油为4.22—9.46， $E_3$ 原油为4.56—6.19， $N_1$ 原油为4.16—7.67。此外还算了 $R_1$ 值<sup>1)</sup>， $J_2d^6$ 原油为1.01—1.19， $E_3$ 原油为0.90—0.95， $N_1$ 原油为0.80—0.90。这些参数虽有微细差别，总的来说还比较接近。这说明母源有机质也不是造成I、II类原油不同的主要原因。

研究表明，形成I、II类原油的主要原因是它们的成熟度不同：

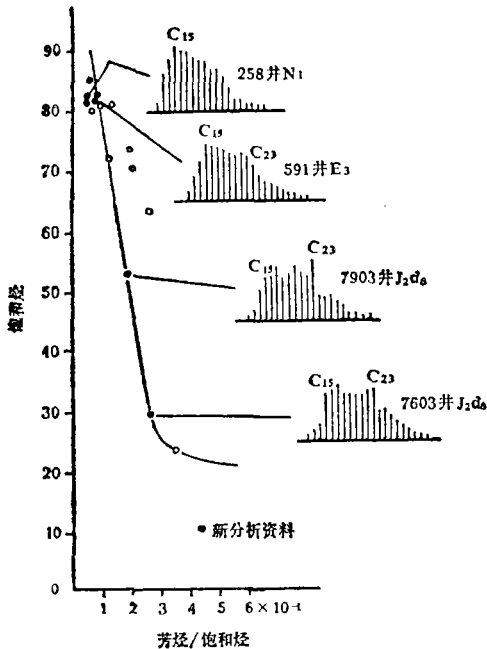


图2 冷湖原油饱和烃与芳/饱比关系及正烷烃分布图

(1) 众所周知，随成熟度增加，原油的饱和烃含量将明显增加，芳烃增加幅度相对较小，芳/饱比降低<sup>(2)</sup>，由图2可以看出，从 $J_2d^6$  (7603井、7903井)至 $E_3$  (571井)再到 $N_1$  (258井)，原油的饱和烃由30%增加到80%以上。相应地芳/饱比由0.264降至0.065；正烷烃分布也显示出有规律的变化。 $J_2d^6$ 原油近于双峰，呈箱状，除前峰 $C_{15}$ 外， $C_{23}$ 尚有较高比例，至 $E_3$ 特别是 $N_1$ 原油，主峰在 $C_{15}$ ，后峰消失呈单峰型。CPI值也由1.11 ( $J_2d^6$ )降至1.01 ( $E_3$ )和0.97 ( $N_1$ )。说明原油的成熟度由 $J_2d^6$ 至 $E_3$ 和 $N_1$ 是增加的。

(2) 随着成熟度增加，原油的 $\delta^{13}C$ 值将变重，旋光度将降低， $\delta^{13}C$ 与旋光度组合关系可反映原油的成熟度。图3是引自杨斌的资料<sup>2)</sup>。引用时已略去了与本文无关的部分。这些资料是外国石油公司测定的。该图表明，五号 $N_1$ 原油的成熟度比

1)  $R_1$  值 =  $\frac{CPI_{22} - 30}{CPI_{14} - 22}$ ,  $R_1$ 值与有机质性质有关。

2) 杨武：克拉玛依—乌尔禾油区原油地球化学特征，中国石油学会第二次学术年会论文。

三号J<sub>2</sub>d<sup>6</sup>原油高。这个结论同图2及全油田的δ<sup>13</sup>C资料是一致的。

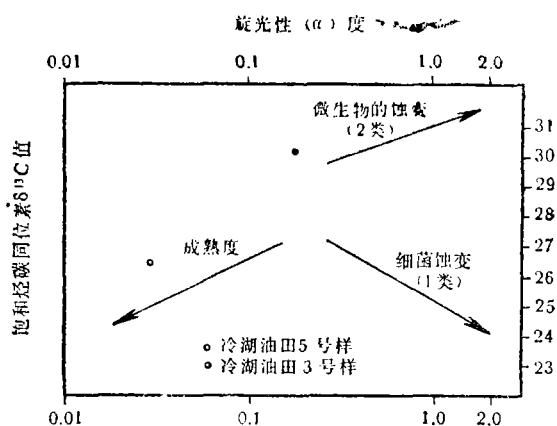


图3 冷湖原油饱和烃δ<sup>13</sup>C与旋光度关系图

虽然冷湖地区E—N样品的镜质组份太少未取得R<sup>0</sup>资料，但从三号J<sub>2</sub>d<sup>6</sup>及全区J<sub>2</sub>d<sup>7</sup>地层R<sup>0</sup>值尚未达到0.6%的情况判断，四号、五号油田的储层没有经历过强烈的地热史。同时，三个油田产层的埋深比较接近，三号J<sub>2</sub>d<sup>6</sup>为200—1200米，四号E<sub>3</sub>为150—1000米，五号N<sub>1</sub>为80—900米。现代地温一般低于30℃，因此可以认为，母岩成熟度不同是造成两类原油的根本原因。

## 二、不同原油的可能油源

### 1. 冷湖原油的可能油源

不同的原油，如果来自同一地区的相同生油层，称之为“同源”；如果地区相同，层位不同或者层位相同，地区不同，则叫“不同源”。在油气勘探工作中，查明油源有重要的实际意义。

根据地质—地化资料，冷湖地区新生界地层生油条件很差，J<sub>2</sub>d<sup>6</sup>样品又集中在三号地区尚不成熟。故这里只涉及中侏罗统第四段和第五段（J<sub>2</sub>d<sup>4</sup>—J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>），这是本区的主要生油层<sup>1)</sup>。

下面主要根据δ<sup>13</sup>C值、正烷烃分布特征和Pr/Ph比值进行讨论。

#### (1) δ<sup>13</sup>C值

当原油的δ<sup>13</sup>C值略低于抽提的δ<sup>13</sup>C值时，二者有良好的亲缘关系；如果相差太大，或者原油的δ<sup>13</sup>C值明显高于抽提物时，则无亲缘关系。由表2的资料可以看出：

1) 罗铸金：柴达木盆地北部地区中—新生界地层的地化特征及油源问题，第二届有机地球化学及陆相生油会议论文，1984年。

(3) 一般说来，随成熟度增高，原油的汽油含量、总烃含量、饱和烃所占的比例、正烷烃低分子部分的比例、δ<sup>13</sup>C值都相应地增高，Pr/Ph比值在一定范围内也增高。比重、芳烃的比例、CPI值、旋光度却相应地降低。表1的资料正是这样，它表明E<sub>3</sub>、N<sub>1</sub>原油的成熟度高于J<sub>2</sub>d<sup>6</sup>原油的结论是可信的，而N<sub>1</sub>原油的成熟度又略高于E<sub>3</sub>原油的成熟度。

那么，I、II类原油不同的成熟度是在什么条件下形成的？原油成熟度的高低，既可能是储层中的热演化引起，也可因母岩成熟度不同所造成。

表2 冷湖原油和岩石抽提物的 $\delta^{13}\text{C}$ 资料

样品	油田	时代	$\delta^{13}\text{C}(\text{‰})$	样品	井号	时代	$\delta^{13}\text{C}(\text{‰})$
原油	三号	$\text{J}_2\text{d}^6$	-27.4—-27.7	岩石抽提物	石深3	$\text{J}_2\text{d}^5$	-26.3
	四号	$\text{E}_3$	-24.2—-24.7		深85	$\text{J}_2\text{d}^5$	-24.5
	五号	$\text{N}_1$	-22.2—-22.8		深85	$\text{J}_2\text{d}^4$	-22.4

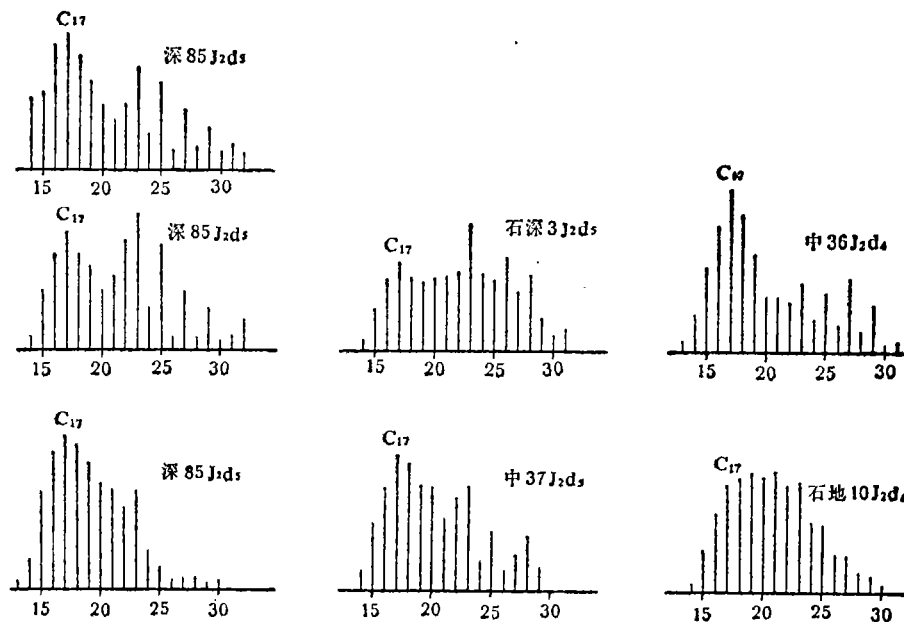
①同层原油的 $\delta^{13}\text{C}$ 值很稳定，不同层原油和抽提出的 $\delta^{13}\text{C}$ 值差别很明显。

②三号 $\text{J}_2\text{d}^6$ 原油的 $\delta^{13}\text{C}$ 值稍低于该区 $\text{J}_2\text{d}^6$ 抽提物，表明它们存在良好的亲缘关系，冷湖四号深85井 $\text{J}_2\text{d}^4$ — $\text{J}_2\text{d}^5$ 抽提物的 $\delta^{13}\text{C}$ 值与三号 $\text{J}_2\text{d}^6$ 原油相差较大，关系不密切。

③ $\text{E}_3$ 、 $\text{N}_1$ 原油的 $\delta^{13}\text{C}$ 值明显高于三号地区 $\text{J}_2\text{d}^6$ 抽提物，它们不可能存在亲缘关系，同四号深85井的 $\text{J}_2\text{d}^6$ （相应于 $\text{E}_3$ 原油）和 $\text{J}_2\text{d}^4$ （对应于 $\text{N}_1$ 原油）抽提物有一定关系。

### (2) 正烷烃分布

图2中原油的正烷烃分布表明， $\text{J}_2\text{d}^6$ 、 $\text{E}_3$ 和 $\text{N}_1$ 原油各具特色。 $\text{J}_2\text{d}^6$ 原油近于双峰，呈箱状，除前峰 $\text{C}_{16}$ 外， $\text{C}_{23}$ 尚有较高的比例； $\text{E}_3$ ，特别是 $\text{N}_1$ 原油，正烷烃分布的主峰在 $\text{C}_{16}$ ，后峰消失，呈单峰型。图4为抽提物的正烷烃分布，比较图2和图4的正烷烃分布可以看出：

图4 冷湖地区 $\text{J}_2\text{d}^4$ — $\text{J}_2\text{d}^6$ 抽提物正烷烃分布图

①石地10井 $\text{J}_2\text{d}^4$ 和石深3井 $\text{J}_2\text{d}^5$ （特别是后者），其抽提物的正烷烃分布与 $\text{J}_2\text{d}^6$ 原油相似，而与 $\text{E}_3$ 、 $\text{N}_1$ 原油差别明显。

②深85井 $\text{J}_2\text{d}^5$ （图4左下）抽提物正烷烃分布与 $\text{E}_3$ 原油相似，而与 $\text{J}_2\text{d}^6$ 原油有别。由

于新分析样品缺少85井J<sub>2</sub>d<sup>4</sup>正烷烃资料,对N<sub>1</sub>原油难作判断。

### (3) Pr/Ph比值

表3是冷湖原油和岩石抽提物的pr/ph资料,由表可以看出:

表 3 冷湖原油和岩石抽提物的pr/ph比值

样品	油田	产层	Pr/Ph比值	样品	井 号	时 代	Pr/Ph比值
原 油	三 号	J <sub>2</sub> d <sup>6</sup>	3.38	岩 石 抽 提 物	中36 石地10 石深3 中37	J <sub>2</sub> d <sup>4</sup> J <sub>2</sub> d <sup>4</sup> J <sub>2</sub> d <sup>5</sup> J <sub>2</sub> d <sup>5</sup>	1.54
			3.18				2.88
			2.62				2.67
			(3.10)				2.10
	(2.79)						
油	四 号	E <sub>3</sub>	4.88	”	深85 ” ”	J <sub>2</sub> d <sup>4</sup> J <sub>2</sub> d <sup>5</sup> J <sub>2</sub> d <sup>5</sup>	(0.35)
			4.85				(2.99)
			(3.0)				2.11
	五 号	N <sub>1</sub>	4.61	”	”	J <sub>2</sub> d <sup>5</sup> J <sub>2</sub> d <sup>5</sup>	1.57
			3.70				1.43
			(2.76)				

注:括号内为原分析数据,其余为新分析资料

①依Pr/Ph资料,冷湖地区原油和抽提物的对应关系不如 $\delta^{13}\text{C}$ 值和正烷烃分布那样有规律,且较为复杂。

②冷湖三号J<sub>2</sub>d<sup>6</sup>原油Pr/Ph比值一般在3.0左右,J<sub>2</sub>d<sup>4</sup>—J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>地层岩石抽提物,除中36井(1.54)低一些外,一般都大于2.0,且接近于3.0,表明三号的J<sub>2</sub>d<sup>6</sup>原油与该区的J<sub>2</sub>d<sup>4</sup>—J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>地层有一定亲缘关系;四号深85井J<sub>2</sub>d<sup>4</sup>—J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>地层,除一个样品为2.99外,大部分样品Pr/Ph比值都较低,同三号J<sub>2</sub>d<sup>6</sup>原油有一定差别。

③E<sub>3</sub>、N<sub>1</sub>原油,除两个样品的Pr/Ph值在3.0左右外,其余样品都比较高,特别是新分析资料,多数在4.5而接近5.0,这是所有分析岩样中从未见过的高值。岩石抽提物的Pr/Ph比值一般都低于3.0,三号、四号和五号地区均如此。这一方面显示E<sub>3</sub>、N<sub>1</sub>原油同三号地区的J<sub>2</sub>d<sup>4</sup>—J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>地层无关,同时,很有可能四号、五号地区的J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>地层只为E<sub>3</sub>、N<sub>1</sub>提供了部分石油。另外Pr/Ph比值较高的油是来自目前尚不清楚的成熟度较高的油源区。

综上所述,冷湖地区的油源,三号油田J<sub>2</sub>d<sup>6</sup>原油比较清楚,系来自该区的J<sub>2</sub>d<sup>4</sup>—J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>地层,与四号、五号地区无关;E<sub>3</sub>、N<sub>1</sub>原油的油源复杂一点,它们与三号地区的J<sub>2</sub>d<sup>4</sup>—J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>地层无关,与四号、五号构造附近的J<sub>2</sub>d<sup>4</sup>—J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>地层只能部分对应。也就是说,四号、五号地区的J<sub>2</sub>d<sup>4</sup>—J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>地层可能只为E<sub>3</sub>、N<sub>1</sub>提供一部分油源,还有一部分成熟度较高的油可能来自邻近的其他深凹陷区。

### 2. J<sub>2</sub>C鱼卡原油和路乐河油砂的可能油源

这个地区的地化分析资料较少,只能做初步说明,资料列于表4。

表4 鱼卡一路乐河油样、岩样分析资料

样品	取样地点	时代	R°%	CPI	Pr/Ph	Pr/nC <sub>17</sub>	Ph/nC <sub>18</sub>
油样*	鱼卡油田	J <sub>2</sub> c	/	/	1.82	0.57	0.34
油砂	路乐河油田	J <sub>2</sub> c	/	0.93	1.82	0.43	0.21
岩样	鱼卡剖面	J <sub>2</sub> d <sup>7</sup>	0.58	1.52	0.95	0.26	0.27
岩样	鱼卡剖面	J <sub>2</sub> d <sup>5</sup>	0.75	1.15	0.81	0.35	0.47
岩样*	鱼卡构造轴部	J <sub>2</sub> d <sup>5</sup>	/	/	1.44	0.51	0.36

\* 为原分析样品

由表4资料可以看出:

①根据Pr/Ph、Pr/nC<sub>17</sub>、Ph/nC<sub>18</sub>三项资料,鱼卡、路乐河的油与冷湖地区的油(表1)差别十分明显。

②鱼卡原油和路乐河油砂中的Pr/Ph、Pr/nC<sub>17</sub>及Ph/nC<sub>18</sub>三项资料十分相似,意味着它们具有共同的油源。

③鱼卡剖面J<sub>2</sub>d<sup>7</sup>岩石抽提物CPI为1.52,岩样R°值为0.58,成熟度很低,Pr/Ph等三项参数与原油明显有别,因此,尽管该层有机质丰度高、性质也好,但鱼卡J<sub>2</sub>c原油并非来自J<sub>2</sub>d<sup>7</sup>地层。

④从Pr/Ph、Pr/nC<sub>17</sub>和Ph/nC<sub>18</sub>等三项资料看,J<sub>2</sub>c原油同J<sub>2</sub>d<sup>2</sup>层的关系更密切一些。因此,可以认为,鱼卡及路乐河的J<sub>2</sub>c原油与J<sub>2</sub>d<sup>7</sup>地层无关,而是来自J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>及其以下地层。

### 三、几点初步认识

1.冷湖J<sub>2</sub>d<sup>0</sup>原油同E<sub>3</sub>、N<sub>1</sub>原油有明显区别,分属两种类型,加上鱼卡一路乐河的原油,本区已知有三类原油。而冷湖两类原油的差别,既不是运移作用、保存条件,也不是在储层中经历了不同的地热史所造成,而是油源层成熟度不同造成的,应属来自不同的油源区。

2.冷湖三号J<sub>2</sub>d<sup>0</sup>原油,来自该区J<sub>2</sub>d<sup>4</sup>—J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>油源层,与四号、五号地区的地层无关;四号、五号油田的E<sub>3</sub>、N<sub>1</sub>原油与三号地区的J<sub>2</sub>d<sup>4</sup>—J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>油源层无关,其情况较为复杂,一部分来自该区的J<sub>2</sub>d<sup>4</sup>—J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>地层,另一部分可能来自未知油源区的石油。虽然对E<sub>3</sub>、N<sub>1</sub>原油的油源暂时说不清楚,但我们认为,正是这点对今后发现新的油源具有重要意义。

3.鱼卡J<sub>2</sub>c原油同路乐河油砂的油同源,它们与J<sub>2</sub>d<sup>7</sup>地层无关,而是来自J<sub>2</sub>d<sup>5</sup>及其以下地层。

限于资料和水平,以上只能是初步认识,有待进一步工作证实。

在工作中,甘青藏石油会战指挥部,青海石油地质研究所提供了大量资料,煤炭部西安煤研所和西北大学柴达木盆地北缘研究队的同志们曾大力协助,仅致谢意。

(收稿日期:1985年5月27日)

## 参 考 文 献

- [1] Philippi, G.T., 1974, The Influence of Marine and Terrestrial Source Material on the Composition of Petroleum, *Geochim. Cosmochim. Acta*, Vol. 38.
- [2] Connan, J. et al., 1975, Alteration of Petroleum in Reservoirs, *Proceeding of North World Petroleum Congress*, Vol. 2.
- [3] Tissot, B.P. et al., 1978, *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag, Berlin.

## GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS AND PROVENANCES OF CRUDE OIL IN THE NORTHERN MARGINAL FAULTED BLOCK ZONE OF QAIDAM BASIN

Luo Zhujin

Tang Xiyuan

(Northwest University)

### Abstract

Using the data derived from the analyses of GC, carbon isotopes and hydrocarbon groups, this paper studies the geochemical characteristics and possible provenance of crude oil in the northern marginal faulted block zone of Qaidam Basin.

These studies indicate:

1. The  $J_2d^6$  crude oil in Lenghu Area differs greatly from those in  $E_3$  and  $N_1$  formations and they are attributed to two different types. Together with another type of crude oil from Yuka-Lulehe, there are three types of crude oils in this area. The two types of crude oils in Lenghu are resulted from different maturities of the source beds in different areas.

2. The  $J_2d^6$  crude oil in Lenghu No. 3 Area comes from  $J_2d^4$ - $J_2d^5$  source beds in the same area, bearing no relation with the source beds in Lenghu No. 4 and 5 areas; while the crude oils producing from  $E_3$  and  $N_1$  in No. 4 and 5 areas are not related to the source beds in No. 3 Area.

A part of the crude oils may derive from  $J_2d^4$ - $J_2d^5$  beds, the other part probably comes from an unknown source area.

3. The crude oils from Yuka and Lulehe may have the same provenance, i.e. from  $J_2d^5$  and the underlying source beds bear no relationship to  $J_2d^7$  bed.