

文章编号: 0253-9985(2000)03-0249-03

查干凹陷原油地球化学特征与油源对比

林卫东

(中国石油天然气集团公司西北地质研究所, 甘肃兰州 730020)

摘要: 查干凹陷是一个中、新生代断陷盆地, 其原油属低密度、低粘度、低硫中蜡轻质油, 具饱和烃含量高(占原油的 80%~90%)、 C_{27} 甾烷丰富等特点。该凹陷发育下白垩统巴音戈壁组二段和苏红图组一段两套烃源岩。甾烷 $\alpha\alpha(20R)$ C_{27}/C_{29} 比值, 类异戊二烯烷烃 Pr/Ph , Pr/nC_{17} 比值及碳同位素曲线特征均显示原油与巴音戈壁组二段的白云质泥岩具有较好的亲缘关系, 而与苏红图组一段深灰色泥岩亲缘关系不明显。因此, 查干凹陷的原油主要来自下白垩统巴音戈壁组二段的白云质泥岩。

关键词: 原油; 烃源岩; 地球化学特征; 油源对比; 查干凹陷

第一作者简介: 林卫东, 男, 31 岁, 工程师, 石油地质

中图分类号: TE122 文献标识码: A

查干凹陷位于银根-额济纳旗盆地东部查干德勒苏坳陷的西北部, 地处内蒙古自治区乌拉特后旗。凹陷呈 NE—SW 走向, 轴长 60 km, 最大宽度 32 km, 面积约 2 000 km²。近期在下白垩统巴音戈壁组 (K_1b)、苏红图组一二段 (K_{1s1} , K_{1s2}) 见到了良好的油气显示, 其中查参 1 井和毛 1 井在苏红图组两个层系中还获低产油流, 显示了良好的油气勘探前景。

1 地质概况

查干凹陷是一个呈西北断、东南超的单断箕状

结构的中新生代断陷盆地, 地层层序划分为下白垩统巴音戈壁组、苏红图组, 上白垩统乌兰苏海组 (K_2w) 及第三系、第四系, 其中下白垩统巴音戈壁组、苏红图组为该凹陷的主要勘探目的层(图 1)。

烃源岩主要分布在下白垩统巴音戈壁组二段和苏红图组一段, 均为较好一好的烃源岩(表 1)。巴彦戈壁组二段干酪根主要为 II_1 型, 已达成熟-高成熟阶段; 苏红图组一段干酪根以 II_2 型为主。原油密度为 0.81~0.84 g/cm³, 含蜡量为 9.25%~9.3%, 含硫量为 0.020%~0.037%, 粘度为 2.63~

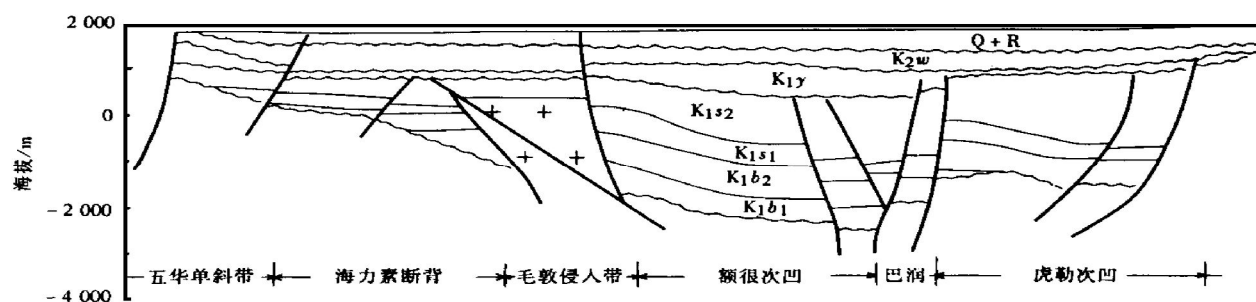


图 1 查干凹陷剖面图

Fig. 1 Cross section of Chagan Sag

表 1 查参 1 井暗色泥岩有机质丰度

Table 1. Organic matter abundance of dark mudrock in Chacarr 1 Well

层位	岩性	成熟烃源岩厚度/m	有机碳/%	氯仿沥青“A”/%	总烃/%	生烃潜量/ $mg \cdot g^{-1}$
苏红图组一段	深灰色泥岩	48	1.40(5)	0.019 1(3)	78×10^{-4} (3)	0.59(3)
	灰、深灰色泥岩	40	0.85(19)	0.054 5(19)	558×10^{-4} (12)	1.27(19)
巴音戈壁组	深灰色白云质泥岩	381	0.55(21)	0.083 5(8)	655×10^{-4} (8)	1.04(21)
	黑灰色页岩	155	0.93(13)	0.060 1(5)	484×10^{-4} (5)	1.09(12)
	深灰色泥岩	268.5	0.61(7)	0.018 5(4)	182×10^{-4} (3)	0.37(7)

* 括号内数值为样品数

6.06 mPa·s, 初馏点 65~120℃, 属低密度、低粘度、低硫、中蜡轻质原油。

收稿日期: 1999-11-09

2 原油地球化学特征

(1) 饱和烃占原油的 80%~90%，芳烃、非烃和沥青质含量较低。

(2) 饱和烃色谱正构烷烃主峰碳为 nC_{17} 、 nC_{20} 。轻/重比值 1.44~1.56。

(3) 查参 1 井原油的 C_{27} 甾烷含量相对较高， C_{27}/C_{29} 为 0.70， C_{28}/C_{29} 比值为 0.60。毛 1 井原油甾烷的 C_{27}/C_{29} 和 C_{28}/C_{29} 分别为 0.39 和 0.69， C_{27} 甾烷的相对含量比查参 1 井低，表明查参 1 井原油母质的水生有机质生源较毛 1 井多。查参 1 井原油的三环萜烷含量高，三环萜烷/五环萜烷为 1.53，三环萜烷/ C_{30} 藿烷为 4.88。两个原油中 γ -蜡烷含量高，特别是毛 1 井， γ -蜡烷/ C_{31} 高达 5.27，表明源岩形成于咸水介质环境。

(4) 原油为正常成熟原油。正构烷烃 OEP 为 1.12~1.22， C_{29} 甾烷 $S/(S+R)$ 和 $\beta\beta/\Sigma C_{29}$ 比值分别大于 0.4 和 0.45，藿烷也显示了成熟原油的特征：查参 1 井、毛 1 井原油的 C_{31} 藿烷 $S/(S+R)$ 分别为 0.68 和 0.58， Ts/Tm 分别为 1.45 和 0.85。

3 油源对比

3.1 生物标记化合物

3.1.1 甾烷

规则甾烷是甾类化合物的主要组成部分，其中与母源性质关系密切的分子是 15 α ，14 α ，17 α (20R) 构型的 C_{27} ， C_{28} 和 C_{29} 甾烷，因此 $\alpha\alpha\alpha$ (20R) C_{27}/C_{29} 和 $\alpha\alpha\alpha$ (20R) C_{28}/C_{29} 被认为是确定油源的最好指标。原油、油砂甾烷的 $\alpha\alpha\alpha$ (20R) C_{27}/C_{29} 和 $\alpha\alpha\alpha$ (20R) C_{28}/C_{29} 比值分别为 0.39~0.75 和 0.4~0.7，苏红图组一段深灰色泥岩分别为 0.1~0.6 和 0.1~0.3，巴音戈壁组二段深灰色泥岩段分别为 0.50~0.65 和 0.3~0.7，白云质泥岩段分别为 0.4~0.7 和 0.3~0.7，黑灰色页岩段分别为 0.6~0.9 和 0.3~0.7。

表 2 原油、油砂与可能烃源岩的甾烷、类异戊二烯烷烃对比

对比参数		原油、油砂	苏红图组一段 深灰色泥岩	巴音戈壁组二段		
				深灰色泥岩段	白云质泥岩段	黑灰色页岩段
甾烷	$\alpha\alpha\alpha$ (20R) C_{27}/C_{29}	0.39~0.75	0.1~0.6	0.5~0.65	0.4~0.7	0.6~0.9
	$\alpha\alpha\alpha$ (20R) C_{28}/C_{29}	0.4~0.7	0.1~0.3	0.3~0.7	0.3~0.7	0.3~0.7
类异戊二烯烷烃	Pr/Ph	0.79~0.94	0.7~2.5	0.7~1.4	0.7~1.4	1~1.5
	Pr/ nC_{17}	0.83~1.34	0.5~1	0.5~2	0.5~2	0~0.5

(表 2)。上述数据表明，原油、油砂抽提物与巴音戈壁组二段烃源岩特别是白云质泥岩段有可比性而与苏红图组一段无亲源关系。原油、油砂抽提物样品点群基本落在巴音戈壁组二段烃源岩的范围内(图 2)。

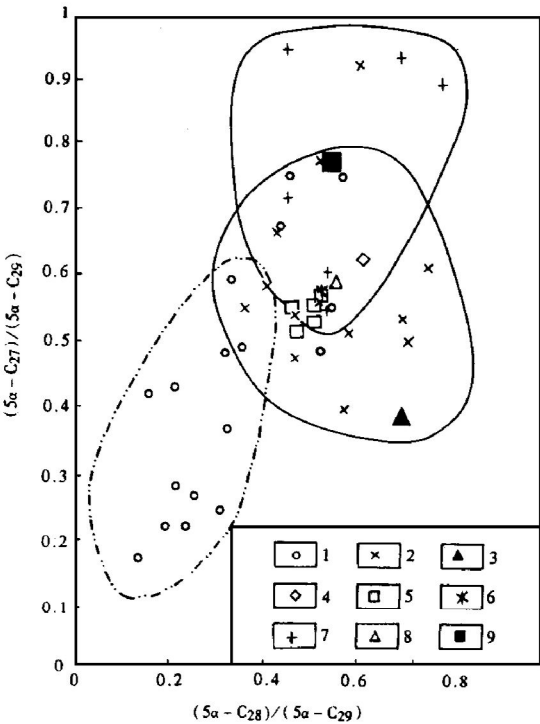


图 2 原油与典型烃源岩的甾烷相对比值关系图

Fig. 2 Relative ratio of sterane both in crude oil and typical source rocks

1- K_1s_1 深灰色泥岩; 2- K_1b_2 白云质泥岩; 3- 毛 1 井原油 K_1b_1 ; 4- 毛 1 井油砂; 5- 查参 1 井油砂; 6- K_1b_2 深灰色泥岩; 7- K_1b_2 灰黑色页岩; 8- 毛 1 井油斑; 9- 查参 1 井原油 K_1s_1

3.1.2 类异戊二烯烷烃

查干凹陷原油的类异戊二烯烷烃的 Pr/Ph 和 Pr/ nC_{17} 分别为 0.79~0.94 和 0.83~1.34，苏红图组一段烃源岩具姥鲨烷优势和低 Pr/ nC_{17} 特征，与原油亲缘关系不明显。巴音戈壁组二段灰黑色页岩多数样品的 Pr/ nC_{17} 比值小于 0.4，与原油的可比性较差。白云质泥岩的姥植比和 Pr/ nC_{17} 与原油接近，二者具亲缘关系(表 2，图 3)。

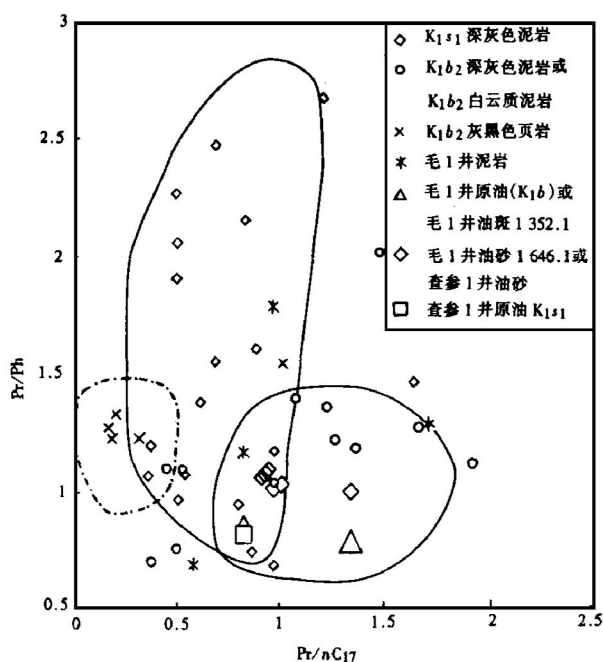
图3 原油、烃源岩 Pr/Ph 与 Pr/nC₁₇ 关系图

Fig. 3 Relationship between Pr/Ph and Pr/nC₁₇ in both crude oil and source rocks

3.2 碳同位素组成

从原油及烃源岩的同位素类型曲线的分布来

看, 查参1井原油、毛1井原油及苏红图组一、二段油斑和巴音戈壁组白云质泥岩的 $\delta^{13}\text{C}$ 值较接近, 原油与苏红图组一段深灰色泥岩的相关性较差(图4)。

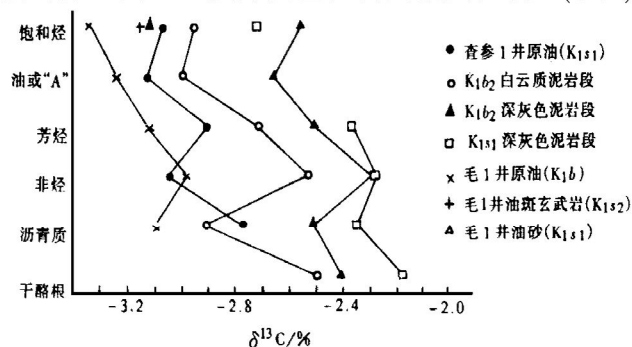


图4 原油和烃源岩的同位素类型曲线

Fig. 4 Curves of isotopic types in crude oil and source rocks

4 结论

查干凹陷原油为成熟的轻质原油, 与巴音戈壁组二段白云质泥岩的亲缘关系较明显, 与灰黑色页岩有一定的可比性, 而与苏红图一段深灰色泥岩的相关性较差。

GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF CRUDE OIL AND CORRELATION OF OIL SOURCE IN CHAGAN SAG

Lin Weidong

(Northwest Institute of Geology, CNPS, Lanzhou)

Abstract: Chagan Sag is a Mesozoic-Cenozoic fault depression. The crude oil in it is of low density, low viscosity, low sulfur content, mid paraffin and lightweight oil characterized by high saturated hydrocarbon contents (80%~90%) and rich C₂₇ sterane. The second member of Bayingebi Formation (K₁b₂) and the first member of Suhongtu Formation (K₁s₁) of the Lower Cretaceous are potential source rocks of the sag. The ratio of $\alpha\alpha\alpha(20R)$ C₂₇/C₂₉ and $\alpha\alpha\alpha(20R)$ C₂₈/C₂₉ of crude oil and the extract from oil bearing sand is 0.39~0.75 and 0.4~0.7 respectively. The ratio of Pr/Ph and Pr/nC₁₇ is 0.79~0.94 and 0.83~1.34. The carbon isotopic characteristic curve of crude oil is more similar to dolomitic mudstone of K₁b₂ and differs from the dark grey mudstone of K₁s₁. Synthetical correlation shows that the crude oil is mainly derived from the second member of Bayingebi Formation (K₁b₂) dolomitic mudstone.

Key words: crude oil; source rock; geochemical characteristics; oil-source correlation; chagan sag