

银根—额济纳旗盆地拐子湖凹陷 白垩系油源对比分析

王 萍¹, 向连格², 姜海健¹, 陈清堂³, 史大海³, 陈强路¹, 王 杰¹, 徐良发¹

(1. 中国石化 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126; 2. 宁夏回族自治区地质调查院, 银川 750021; 3. 中国石化 中原油田分公司, 河南 濮阳 457000)

摘要: 银根—额济纳旗盆地拐子湖凹陷 X 井白垩系巴音戈壁组二段发现的高产油流展示了该低勘探盆地的光明前景。目前对原油的来源尚没有统一的认识, 为了有效预测油气藏和明确勘探方向, 开展了油源对比研究。对 X 井苏红图组一段油砂、巴音戈壁组二段原油及苏红图组二段、巴音戈壁组二段、巴音戈壁组一段泥岩开展的族组分含量、生物标志化合物及碳同位素组成等研究表明, 油砂、原油与巴音戈壁组一段烃源岩各方面地化特征最为接近, 生标上均具有高 C_{30} 重排藿烷、高伽马蜡烷含量、低 Pr/Ph 值、高成熟度的特征, 反映出 X 井苏红图组一段油砂和巴音戈壁组二段原油同源, 均与巴音戈壁组一段烃源岩具有良好的亲缘关系。

关键词: 生物标志化合物; 油源对比; 巴音戈壁组; 苏红图组; 白垩系; 拐子湖凹陷; 银额盆地

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Cretaceous oil-source correlation in Guaizihu Sag, Yin'gen-E'ji'naqi Basin

WANG Ping¹, XIANG Liange², JIANG Haijian¹, CHEN Qingtang³,

SHI Dahai³, CHEN Qianglu¹, WANG Jie¹, XU Liangfa¹

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

2. Geological Survey Institute of Ningxia Hui Autonomous Region, Yinchuan, Ningxia 750021, China;

3. Zhongyuan Oil Field Branch Company, SINOPEC, Puyang, Henan 457000, China)

Abstract: Recently, high oil product was gained in the second member of the Cretaceous Bayingebi Formation (K_1b_2) in the well X in the Guaizihu Sag of Yin'gen-E'ji'naqi Basin, which revealed a bright exploration prospect. It has not obtained a quite unified understanding of petroleum source, so some research were made on the oil-source correlation, which will be helpful for the prediction of hydrocarbon reservoir and the selection of exploration direction. The analyses of composition, biomarker and carbon isotope were made with oil sand samples from the first member of Suhongtu Formation (K_1s_1), crude oil samples from the second member of Bayingebi Formation, and mudstone samples from the second member of Suhongtu Formation (K_1s_2) as well as and the second and first members of Bayingebi Formation. The geochemical features of oil sands, crude oil are close with K_1b_1 source rocks, showing high contents of C_{30} -diahopane and gammacerane, low Pr/Ph and high maturity. The good similarity reflects that K_1s_1 oil sands and K_1b_2 oil are homologous, and their parent material are both from K_1b_1 source rocks.

Key words: biomarkers; oil-source correlation; Bayingebi Formation; Suhongtu Formation; Cretaceous; Guaizihu Sag; Yin'gen-E'ji'naqi Basin

银根—额济纳旗盆地(简称银额盆地)是我国为数不多的勘探程度较低的大中型含油气盆地。拐子湖凹陷为盆地内务桃亥坳陷的二级单元。近年来,中原油田在银额盆地拐子湖凹陷部署钻探 X 井(图 1),在多个层位见油气显示,部分层段还获

得高产油气流,有力证实了该区具备一定的生烃条件和勘探前景。目前对该区原油的来源尚无定论。本文以 X 井为研究对象,整合原油、油砂和烃源岩的地球化学特征,利用族组分含量、原油饱和烃色谱、色谱/质谱特征及碳同位素组成等手段进行油

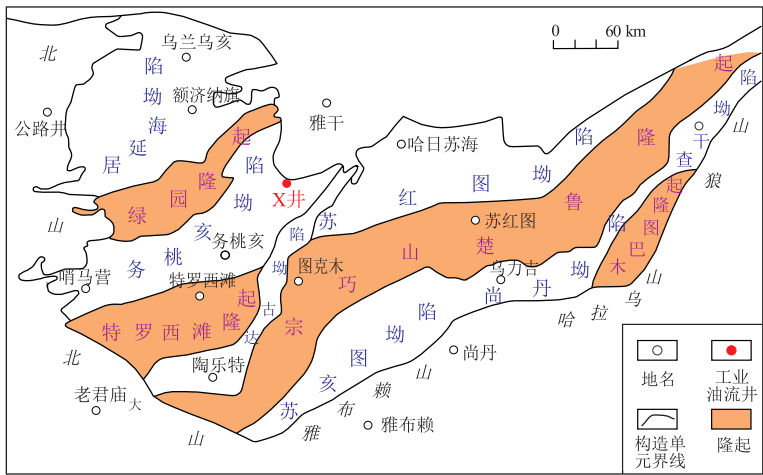


图 1 银根—额济纳旗盆地构造分区及采样井位置

Fig.1 Tectonic units and sampling well location in Yin'gen-E'ji'naqi Basin

源对比,从而明确烃源,圈定可靠的油源区,为资源量计算提供重要的基础资料,以期为后续油气勘探领域的拓展提供科学依据。

1 区域地质背景

银额盆地位于内蒙古自治区西部乌拉特后旗,构造上处于古生代 4 大板块(塔里木板块、哈萨克斯坦板块、西伯利亚板块和华北板块)结合部位,构造—沉积作用复杂。盆地内划分为 7 个拗陷(居延海拗陷、务桃亥拗陷、达古拗陷、苏亥图拗陷、尚单拗陷、查干德勒拗陷和苏红图拗陷)和 5 个隆起(绿圆隆起、宗乃山隆起、特罗西滩隆起、本巴图隆起和楚鲁隆起)(图 1),具体由 31 个凹陷和 25 个凸起组成^[1]。银额盆地虽然经历了 60 余年的油气勘探,但勘探程度仍然较低,在地质认识方面仅仅通过野外踏勘及少量钻井岩心,对盆地内发育的石炭—二叠系、侏罗系和白垩系 3 套泥岩的分布、烃源岩品质进行了初步的分析。前人研究认为,该盆地内查干凹陷、哈日凹陷、天草凹陷等勘探程度较为成熟的凹陷,其主力烃源岩均为白垩系巴音戈壁组。

而在油源对比方面,也只在早期简单地开展了查干、哈日、天草及路井凹陷的油气源对比^[1]。关于拐子湖凹陷烃源岩特征及油气来源尚未见相关的报道。

X 井是中原油田近年来部署在拐子湖凹陷的探井,该井位于凹陷内中洼西部斜坡,自上而下钻遇新生界、上白垩统乌兰苏海组(K_2w)、下白垩统银根组(K_1y)、苏红图组二段(K_1s_2)、一段(K_1s_1)、巴音戈壁组二段(K_1b_2)、一段(K_1b_1)和前中生界。X 井揭示拐子湖凹陷发育 K_1b_1 、 K_1b_2 和 K_1s_2 3 套以湖相泥岩为主的潜在源岩,是该区油气富集的物质基础(图 2)。在录井过程中见到油浸、油斑、油迹、荧光、气测异常等各级别油气显示。其中 K_1s_1 顶部、 K_1b_2 底部、 K_1b_1 中部及底部为油气显示密集段。在试油段(K_1b_2 底部)采集原油 1 件,其他试油层位(K_1s_1 及 K_1b_1)采集油砂样品。为了进行油源对比,同时采集了该井 3 套泥岩岩心样品进行烃源岩综合评价。本文所开展的实验测试均在中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所进行,部分数据收集自中原油田分公司。

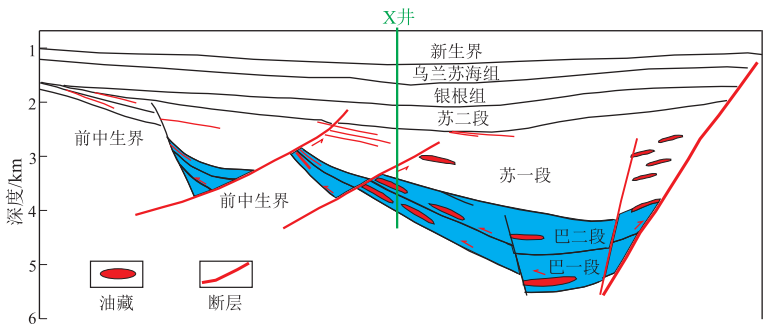


图 2 银根—额济纳旗盆地拐子湖凹陷油藏模式示意

Fig.2 Reservoir pattern in Guali Lake Sag, Yin'gen-E'ji'naqi Basin

2 烃源岩地球化学特征

X井处于拐子湖凹陷边缘,在凹陷中心发育厚层强振幅—连续反射地震相,是较好的烃源岩发育层段。其中, K_1b_1 以深灰色泥岩、黑色页岩、黑色泥岩为主,厚度173.3 m; K_1b_2 厚度132.8 m,岩性主要为深灰色泥岩、灰色粉砂质泥岩; K_1s_2 为深灰色泥岩、深灰色灰质泥岩和灰色泥岩,厚120 m。

文中采用秦建中等^[2]的我国陆相湖泊泥质烃源岩有机质丰度评价标准。通过有机质丰度、类型、成熟度的相关测试结果,明确了X井 K_1b_1 、 K_1b_2 和 K_1s_2 3套泥岩的有机地球化学综合特征。 K_1s_2 泥岩有机质丰度均小于0.39%, S_1+S_2 平均0.25 mg/g,氯仿沥青“A”平均 28.62×10^{-6} ,源岩品质差;干酪根类型主要为Ⅲ型, R_o 平均0.81%,表明源 K_1s_2 刚开始生烃,处于低熟—成熟阶段,总体评价为一套非烃源岩层。该井 K_1b 有机碳、氯仿沥青“A”及 S_1+S_2 值分布均较广。上部 K_1b_2 品质差,有机质丰度峰值为0.23%, S_1+S_2 平均0.22 mg/g,氯仿沥青“A”在 $(7.5\sim543.3)\times10^{-6}$ 之间,源岩品质差;有机质类型较 K_1s_2 好,以Ⅱ₁—Ⅱ₂型为主; R_o 平均1.10%,已达到成熟阶段,地化综合指标评定为非—差烃源岩。下段 K_1b_1 泥岩有机质丰度0.14%~1.07%, S_1+S_2 平均1.23 mg/g,氯仿沥青“A”平均 804.54×10^{-6} ;有机质类型为Ⅰ—Ⅱ₁型,类型较好; R_o 为0.93%~1.33%,整体为成熟—高成熟,综合评价为一套中等烃源岩。

3 拐子湖凹陷油源对比

3.1 族组分含量

烃源岩中原始母质的性质和物质组成很大程度上决定了相应的原油的族组成特征,但族组分还受到演化程度、油气运移分馏效应及遭遇后期改造等地质因素的影响,在油源对比中有一定的局限性。相关研究表明X井各层段烃源岩演化程度差异较小,油气运移范围局限,且并未遭受后期的地

质改造,因而本次研究采用烃源岩—原油的族组分含量对比。

由族组分含量(图3,表1)可知, K_1s_1 油砂、 K_1b_2 原油的饱和烃组分含量基本在60%以上,饱/芳比值为2.4~6.6,非烃和沥青质含量较低(<20%),表现出明显的轻组分特征,表明其烃源岩母质类型较好,以低等水生生物为主,而且演化程度较高^[3]。在烃源岩方面,3套泥岩的组分含量差别显著。其中 K_1s_2 泥岩组分含量变化较大,饱和烃含量分布在1.58%~50.96%,但平均含量低于30%,其组成以非烃+沥青质为主; K_1b_2 泥岩轻质组分与重质组分基本持平; K_1b_1 泥岩样品饱和烃含量最高,其数值点落在与 K_1s_1 油砂、 K_1b_2 原油的饱和烃组分含量重叠的区域内(图3)。因此,从族组分含量方面来看,油砂、原油样品与 K_1s_2 泥岩差异明显,而与 K_1b_2 、 K_1b_1 泥岩较为接近。

3.2 生物标志化合物

3.2.1 正构烷烃

饱和烃中正构烷烃碳数组成与分布特征能够提供烃源岩母质输入差异及成熟度方面的信息^[4]。

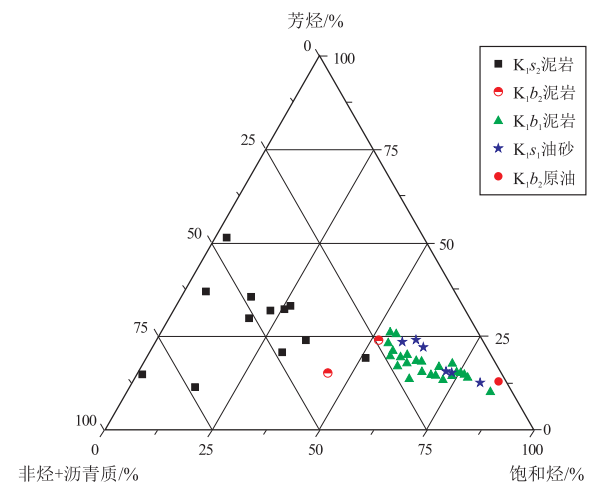


图3 银根—额济纳旗盆地拐子湖凹陷X井油砂、原油和泥岩样品族组分含量三角图

Fig.3 Triangular diagram of group composition of oil sands, crude oil and source rocks in well X, Guaizihu Sag, Yin'gen-E'ji'naqi Basin

表1 银根—额济纳旗盆地拐子湖凹陷X井油砂、原油及各层段泥岩族组分含量

类别	深度/m	样品数	岩性	饱和烃/%	芳烃/%	非烃+沥青质/%	饱/芳比
K_1b_1 原油	3 430.0	1	原油	85.14	12.85	2.01	6.6
K_1s_1 油砂	2216.8~2329.3	6	油砂	57.41~80.92	15.44~24.11	6.43~19.05	2.4~6.4
K_1s_2 泥岩	1709.3~2244.0	12	主要为灰—深灰色泥岩	1.58~50.96	11.54~51.43	29.81~83.56	0.1~2.7
K_1b_2 泥岩	3266.0~3371.8	2	灰色泥岩	44.34~51.71	15.09~23.90	24.39~40.57	2.2~2.9
K_1b_1 泥岩	3402.0~3642.0	34	主要为灰—深灰色泥岩、其次为灰黑色页岩	30.53~84.72	9.31~39.04	5.16~35.09	0.8~8.4

K_1b_2 原油、 K_1s_1 油砂及 K_1b_1 烃源岩的饱和烃色谱均为单峰型,碳数分布较为一致,范围分别为 $nC_{10} \sim nC_{36}$ 、 $nC_{12} \sim nC_{37}$ 和 $nC_{14} \sim nC_{33}$,主峰碳数为 nC_{15} 、 nC_{19} 和 nC_{17} ,属于前峰型;而 K_1s_2 和 K_1b_2 烃源岩的饱和烃色谱均为双峰型,与前者存在明显的区别(图4)。

孟仝祥等^[5-6]认为,一组色谱峰中,轻组分(ΣC_{21-})主要来自于低等菌类、浮游生物、藻类等水生生物,重组分(ΣC_{22+})主要来自于陆生高等植物,两者比值($\Sigma C_{21-}/\Sigma C_{22+}$)可反映母质来源的差异。 K_1s_2 及 K_1b_2 烃源岩的轻重比均小于 0.5,具有微弱的高碳优势,结合其饱和烃色谱双峰型,表明该层段泥岩有机质的来源既有水生生物,又有陆生高等植物,但以后者为主。而 K_1b_2 原油、 K_1s_1 油砂及 K_1b_1 烃源岩的轻重比均较高,基本在 2.0 以上,低碳优势明显,三者具有很好的一致性,主要反映低等浮游生物的贡献。

3.2.2 类异戊二烯

一般认为姥鲛烷(Pr)和植烷(Ph)是光合生物中叶绿素植醇侧链的成岩产物^[7]。植醇在还原条件下侧链断裂脱水先形成植烯,后进一步加氢还原形成植烷,而在氧化环境下则先氧化成植烷酸,进而脱羧基后加氢形成姥鲛烷^[8],故两者的相对丰度常用来反映沉积环境。并且有学者进一步指出:

$Pr/Ph < 0.5$ 为强还原的沉积环境; $Pr/Ph = 0.5 \sim 1.0$ 为一般的还原环境; $Pr/Ph = 1.0 \sim 2.0$ 为弱还原—弱氧化环境; $Pr/Ph > 2$ 见于偏氧化环境^[9-10]。

随着研究的深入,越来越多资料表明,除了叶绿素,浮游动物中的不饱和类异戊二烯^[11]、古细菌醚类脂物^[12]等生物体内的分子也能在地质演化过程中形成姥鲛烷和植烷。BURNHAM 等^[13-14]等认为,干酪根及长链的正构烷烃受热裂解也会释放出一定量的 Pr 和 Ph。国内学者傅家谟等^[15]还具体指出了不同的演化阶段 Pr/Ph 的相应变化。因此,Pr/Ph 受到沉积环境、输入的前驱物及成熟度的三重影响。在用该值判断沉积环境时,尤其要考虑到成熟度的影响。

虽然 K_1s_2 、 K_1b_2 和 K_1b_1 泥岩饱和烃色谱峰均无奇偶优势,但三者之间仍然存在成熟度方面的细微差异。干酪根镜检在 3 个层段均检测到了镜质体反射率,测得 R_o 的平均值分别为 0.81%、1.10% 和 1.16%,且生标指数研究表明,油砂与原油的成熟度与 K_1b_1 烃源岩较为接近(图5)。由表2可见, K_1s_2 及 K_1b_2 烃源岩的 Pr/Ph 值均小于 0.5, K_1b_2 原油、 K_1s_1 油砂及 K_1b_1 泥岩的 Pr/Ph 值位于 0.42 ~ 0.98 之间。根据上述影响 Pr/Ph 参数的综合因素,除了成熟度导致的差异外, K_1s_2 及 K_1b_2 烃源岩的 Pr/Ph 值还指示强还原的沉积环境;相对而言, K_1s_1

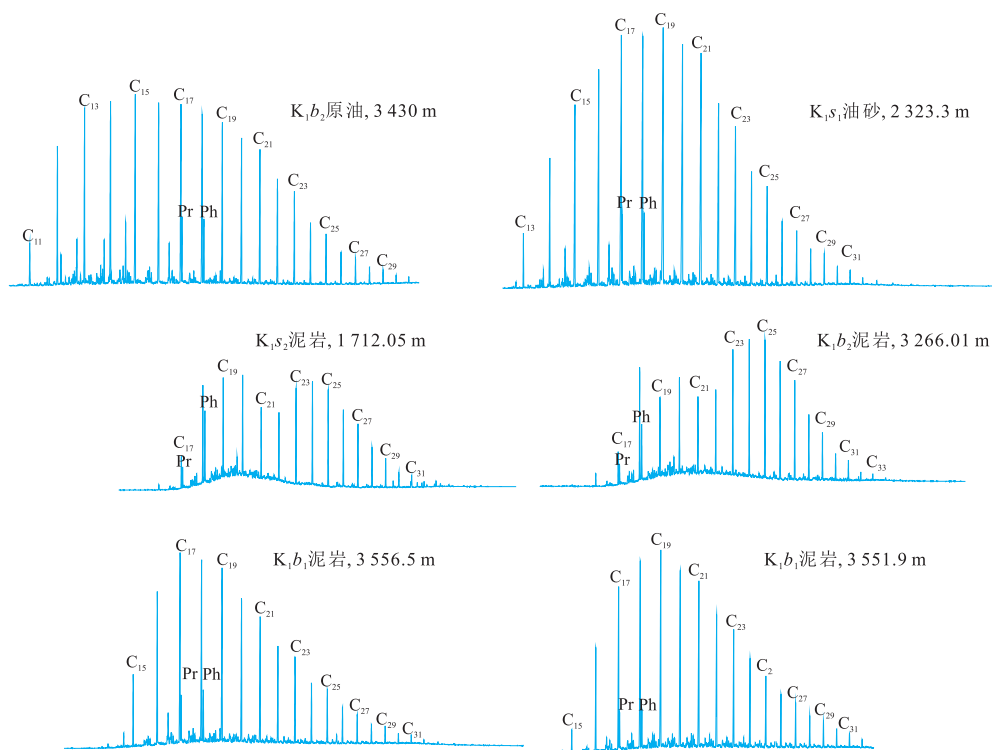


图4 银根—额济纳旗盆地拐子湖凹陷X井油砂、原油及各层段烃源岩饱和烃色谱图

Fig.4 Saturates chromatograms of oil sands, crude oil and source rocks in well X, Guaizihu Sag, Yin'gen-E'ji'naqi Basin

表2 银根—额济纳旗盆地拐子湖凹陷X井油砂、原油及各层段烃源岩生物标志化合物参数

Table 2 Biomarker parameters of oil sands, crude oil and source rocks in well X, Guaizihu Sag, Yin'gen-E'ji'naqi Basin

层位	深度/m	样品类型	$\Sigma C_{21-}/\Sigma C_{22+}$	主峰碳	OEP	Pr/Ph	C_{30} 重排藿烷/ C_{30} 藿烷	伽马蜡 烷指数	$C_{29}\alpha\alpha\alpha 20S/$ ($20S+20R$)	$C_{29}\alpha\beta\beta/$ ($\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta$)
K_1b_2	3 430.0	原油	3.60	nC_{15}	1.04	0.92	1.24	0.89	0.65	0.57
	2 216.8	油砂	0.73	nC_{18}	0.87	0.49	0.48	0.77	0.33	0.35
K_1s_1	2 220.8	油砂	1.08	nC_{18}	0.94	0.66	1.07	1.25	0.30	0.36
	2 224.5	油砂	1.58	nC_{18}	0.89	0.42	1.31	0.80	0.29	0.27
	2 323.3	油砂	2.86	nC_{19}	1.04	0.79	0.34	1.07	0.27	0.33
K_1s_2	1 709.3	灰绿色泥岩	0.35	nC_{20}, nC_{25}	1.11	0.22	0.06	0.33	0.33	0.35
	1 715.1	灰绿色泥岩	0.52	nC_{18}, nC_{25}	1.09	0.45	0.06	0.14	0.27	0.33
	1 997.6	灰色泥岩	0.61	nC_{20}, nC_{24}	1.01	0.26	0.04	0.06	0.24	0.76
	1 998.8	灰色泥岩	0.48	nC_{20}, nC_{23}	1.04	0.19	0.05	0.15	0.29	0.27
K_1b_2	3 266.0	灰色泥岩	0.22	nC_{20}, nC_{25}	1.05	0.13	0.06	0.18	0.27	0.33
	3 267.3	灰色泥岩	0.36	nC_{20}, nC_{25}	1.06	0.28	0.08	0.17	0.28	0.34
	3 269.7	灰色泥岩	0.19	nC_{18}, nC_{25}	1.06	0.23	0.06	0.19	0.31	0.35
	3 371.8	灰色泥岩	0.42	nC_{20}, nC_{25}	1.10	0.46	0.04	0.53	0.24	0.13
K_1b_1	3 551.5	灰色泥岩	2.37	nC_{19}	1.02	0.88	0.21	0.18	0.48	0.44
	3 551.9	灰色泥岩	1.87	nC_{19}	1.02	0.82	0.36	0.37	0.40	0.40
	3 556.5	灰色泥岩	1.98	nC_{19}	1.02	0.67	1.17	0.53	0.54	0.50
	3 615.8	灰色泥岩	2.79	nC_{17}	1.04	0.82	1.13	0.84	0.60	0.50
	3 618.0	灰色泥岩	2.97	nC_{17}	1.03	0.98	0.74	0.50	0.58	0.51

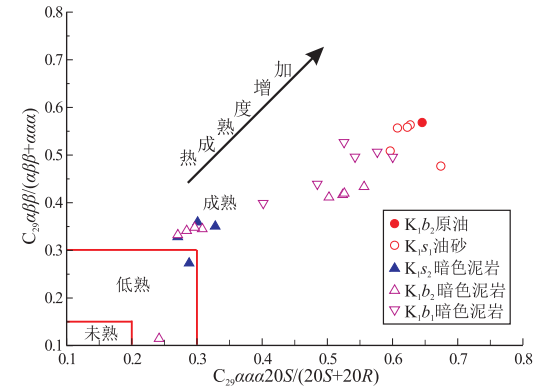


图5 银根—额济纳旗盆地拐子湖凹陷X井油砂、原油和泥岩样品 $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20S/(20S+20R) - C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ 相关图

Fig.5 $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20S/(20S+20R) - C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ diagram of oil sands, crude oil and source rocks in well X, Guaizihu Sag, Yin'gen-E'ji'naqi Basin

油砂及 K_1b_1 烃源岩显示较弱的植烷优势,其还原程度较前者要弱一些。

3.2.3 甾萜烷类化合物

素有“分子化石”之称的甾烷、萜烷类生物标志化合物是分子级别的微观参数,在母源输入、沉积环境和成熟度方面,原油的这些化合物的分子组成具有很好的母质继承性^[16],目前已成为地球化学家们进行油源对比的一种精细手段。由饱和烃质量色谱图(图6)可见,原油、油砂及各套烃源岩中均检测到伽马蜡烷和 C_{30} 重排藿烷。

C_{30} 重排藿烷碳环骨架与正常藿烷相同,但是甲基侧链碳位却有所区别^[17],其前身物可能是热稳定性较强的细菌藿类先质^[18-19]。研究认为, C_{30} 重排藿烷易在亚氧化环境、酸性介质条件和黏土矿物的催化作用下形成^[20-21]。同时,由于此化合物常常在煤、陆相烃源岩和陆相原油中检测到,因此,也被作为一种可能的陆源生物标志化合物^[22]。其相对丰度(C_{30} 重排藿烷/ C_{30} 藿烷)常被用作油源对比^[23]。本次研究在原油、油砂及各个层段的烃源岩中均检测到 C_{30} 重排藿烷,但 K_1s_2 、 K_1b_2 烃源岩中的含量明显较低,仅仅高于检出限(图6);而在原油、油砂及 K_1b_1 烃源岩中, C_{30} 重排藿烷/ C_{30} 藿烷比值较高,并出现了大于1的情况(表2)。

伽马蜡烷是一个异常盐度^[16]或稳定水体分层标志^[24]的一种 C_{30} 三萜烷类化合物,其前身物为四膜虫醇^[25]。伽马蜡烷含量变化与沉积水体的盐度密切相关,常出现在高盐度的海相和非海相的沉积物中,但在一般的淡水沉积环境中也能检测到丰度很低的伽马蜡烷。检测到 K_1b_2 原油的伽马蜡烷指数(伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷)为 0.89, K_1s_1 油砂的伽马蜡烷指数为 0.77~1.25,两者数值均较高,均反映较强的还原环境。在各层段泥岩中, K_1s_2 、 K_1b_2 的伽马蜡烷指数分别为 0.06~0.33 和 0.17~0.53,与原油及油砂差距较大。 K_1b_1 泥岩的伽马蜡烷指数为 0.18~0.84,平均0.41,与油砂及原油的伽马蜡

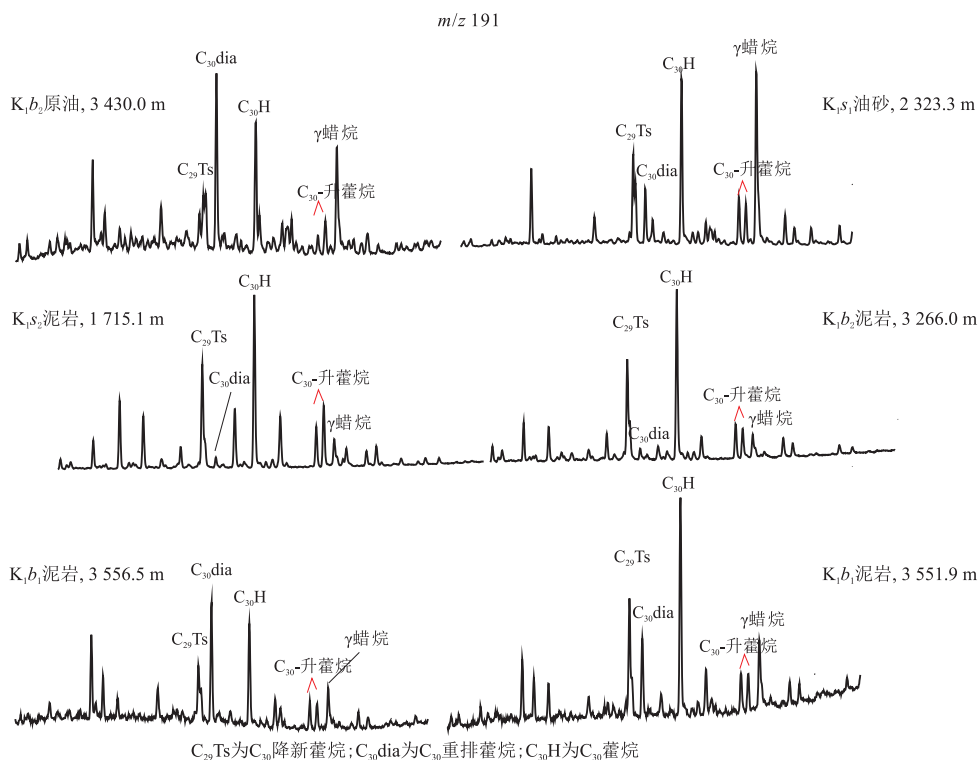


图6 银根—额济纳旗盆地拐子湖凹陷X井油砂、原油及各层段烃源岩饱和烃质谱图

Fig.6 Saturates gas chromatography-mass spectrogram of oil sands, crude oil and source rocks in well X, Guaizihu Sag, Yin'gen-E'ji' naqi Basin

烷指数较为接近。且在 m/z 191 质谱图上,油砂、原油及 K_1b_1 烃源岩伽马蜡烷远远高于相邻的 C_{30} 升藿烷,而 K_1s_2 、 K_1b_2 烃源岩则相反(图6)。以上说明油砂、原油及 K_1b_1 烃源岩沉积环境为咸水环境,三者具有同源特征。

为了全面进行油源对比,在原油及源岩母质来源、沉积环境相匹配的基础上,成熟度也是油源对比考察的一项重要指标。研究表明,规则甾烷中, C_{29} -甾烷随着成熟度的增加,20S 与 $\beta\beta$ 异构体的比例随之增加,最终达到平衡状态,平衡值分别是 0.52~0.55 和 0.67~0.71。因而, C_{29} -甾烷 $\alpha\alpha\alpha 20S/(20S+20R)$ 和 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ 是很好的源岩和原油成熟度表征参数^[26]。

X井泥岩、原油和油砂样品 C_{29} -甾烷异构化参数相关图如图5所示。油砂、原油样品和 K_1b_1 泥岩显示出的成熟度较高, K_1s_2 及 K_1b_2 泥岩测试点位于低熟—成熟区域内。可见,油砂、原油及 K_1b_1 成熟度较为一致,即在成熟度方面 K_1b_1 泥岩与油砂及原油成熟度更为接近。

3.3 碳同位素组成

相对于全油、族组分碳同位素,单体烃碳同位素组成的分布曲线在油源对比中更具优越性,目前已成为油源对比研究的先进手段之一^[27]。饱和烃

单体碳同位素分析,即检测从 C_{13} 到 C_{35} 左右的正构烷烃和部分异戊二烯烃的碳同位素组成。其母质继承性很强,相同来源的原油有非常相似的单体烃碳同位素组成和分布曲线^[28]。

图7a为X井 K_1s_1 段油砂与 K_1b_2 原油之间的饱和烃单体稳定碳同位素比值对比图。从整体上看,正构烷烃单体的碳同位素比值趋势较为一致,均呈现出中间轻、两端重的分布特征,且前端的轻质部分较后面的重质组分比值重一些。值得注意的是,在 C_{22} 之后,油砂与原油的单体碳同位素出现轻微的差异,前者较后者同位素偏正。由于在油气运移过程中,烃类化合物中轻质量数的 ^{12}C 优先 ^{13}C 运移,运移路径越长,其碳同位素越负。图7a的结果似乎有悖于常规烃源岩/油/油砂同位素分布模式。造成这一现象的具体原因尚需要开展进一步的研究工作,但油砂与原油相对应的每一个单体正构烷烃的碳同位素比值相差仍然在 2‰ 以内,说明 K_1s_1 油砂与 K_1b_2 原油为同源。

石油天然气有机烃类的碳同位素组成主要受控于其母源有机质,但在地质历史过程中会因受到热成熟作用而发生一定程度的分馏效应,但总体而言,同源原油因成熟度不同而产生的稳定碳同位素组成 $\delta^{13}C$ 差异不超过 2‰~3‰,反之,则为非同源^[30]。

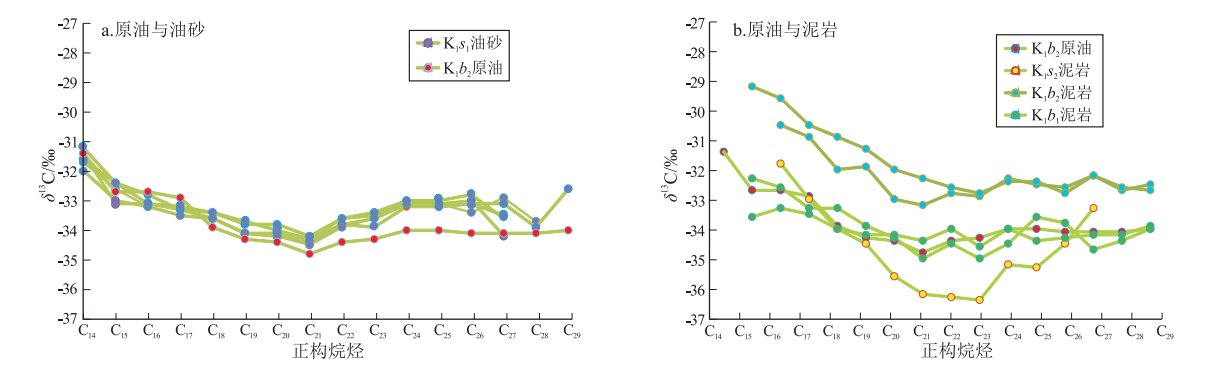


图7 银根—额济纳旗盆地拐子湖凹陷X井原油与各层段油砂(a)、泥岩(b)饱和烃单体稳定碳同位素比值对比
Fig.7 Saturates carbon isotopic composition of crude oil and oil sands (a), crude oil and source rocks (b) in well X, Guaizihu Sag, Yin'gen-E'ji'naqi Basin

图7b为X井K₁b₂原油与不同层段泥岩的饱和烃单体稳定碳同位素比值对比图。由于受不同生烃母质的影响,K₁s₂、K₁b₂、K₁b₁泥岩的碳同位素组成出现明显差别。K₁s₂泥岩与其他泥岩的正构烷烃单体碳同位素比值区别最为显著,其单体碳同位素比值整体较轻,其中,C₂₁、C₂₂和C₂₃单体碳同位素可达到-36‰。K₁b₂和K₁b₁的泥岩单体碳同位素比值趋势可以分为两大类,由于两大类之间相对应的单体碳同位素比值相差大于2‰,所以视为不同的烃源。而与K₁b₂原油同在一个类别的是K₁b₁泥岩,说明K₁b₂原油的烃源母质来自K₁b₁。

4 结论

(1)族组分含量方面,X井油砂、原油样品以轻质组分为主,K₁b₂、K₁b₁泥岩的饱和烃含量也在50%以上,成分上较为接近;而K₁s₂泥岩差异明显,以非烃质+沥青为主。

(2)生物标志化合物特征表明,X井K₁s₁油砂和K₁b₂原油样品色谱、色谱/质谱面貌与K₁s₂、K₁b₂泥岩差异较大,与K₁b₁泥岩特征相一致,均具有高C₃₀重排藿烷、高伽马蜡烷含量、低Pr/Ph值、高成熟度的特征,表明K₁s₁油砂和K₁b₂原油同源,均与K₁b₁烃源岩具有良好的亲缘关系。

(3)油砂、原油的饱和烃单体碳同位素比值分布趋势与K₁b₁泥岩的碳同位素组成曲线较为一致,体现了同源的特征。

致谢:中国石化勘探院无锡石油地质研究所吴小奇高级工程师对文章的撰写给予了悉心指导,中国石化中原油田分公司在岩心、原油样品的采集和部分测试数据的分享方面给与了大力协助与支持,审稿专家对初稿提出了详细的修改意见,在此一并表示真诚感谢!

参考文献:

[1] 张代生,李光云,罗肇,等.银根—额济纳旗盆地油气地质条件[J].新疆石油地质,2002,24(2):130-133.
ZHANG Daisheng, LI Guangyun, LUO Zhao, et al. Characteristics of petroleum geology in Yin'gen-E'ji'naqi Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2002, 24(2): 130-133.

[2] 秦建中,金聚畅,刘宝泉.海相不同类型烃源岩有机质丰度热演化规律[J].石油与天然气地质,2005, 26(2):177-184.
QIN Jianzhong, JIN Juchang, LIU Baoquan. Thermal evolution pattern of organic matter abundance in various marine source rocks[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(2): 177-184.

[3] 万中华,李素梅.渤海湾盆地南堡油田原油碳同位素组成特征及影响因素[J].石油勘探与开发,2010,37(1):21-25.
WAN Zhonghua, LI Sumei. Carbon isotope composition and influence factors of oil in Nanpu oilfield in Bohaiwan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(1): 21-25.

[4] 罗宪婴,赵宗举,孟元林.正构烷烃奇偶优势在油源对比中的应用—以塔里木盆地地下古生界为例[J].石油实验地质,2007,29(1):74-77.
LUO Xianying, ZHAO Zongju, MENG Yuanlin. The application of n-alkane's odd-even carbon number predominance in oil-source rock correlation: an example of the Lower Paleozoic in Tarim Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2007, 29(1): 74-77.

[5] 孟仟祥,房嫄,徐永昌,等.柴达木盆地石炭系烃源岩和煤岩生物标志物特征及其地球化学意义[J].沉积学报,2004,22(4):729-736.
MENG Qianxiang, FANG Xuan, XU Yongchang, et al. Biomarkers and geochemical significance of Carboniferous source rocks and coals from Qaidam Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22(4): 729-736.

[6] 王志远,刘占红,易铁,等.不同气候和植被区现代土壤类脂物分子特征及其意义[J].土壤学报,2003,40(6):967-970.
WANG Zhiyuan, LIU Zhanhong, YI Tie, et al. Features of lipids and their significance in modern soils from various climate-vegetation regions[J]. Acta Pedologica Sinica, 2003, 40(6): 967-970.

[7] BOOKS J D, GOULD K, SMITH J W. Isoprenoid hydrocarbons in coal and petroleum[J]. Nature, 1969, 222(5190): 257-259.

- [8] 彼得斯 K E, 沃尔特斯 C C, 莫尔多万 J M. 生物标志化合物指南[M]. 2版. 张水昌, 李振西, 译. 北京: 石油工业出版社, 2011. PETERS K E, WALTERS C C, MOLDOWAN J M. The biomarker guide[M]. 2nd ed. ZHANG Shuicang, LI Zhenxi, trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [9] LI Maowen, LIN Renzi, LIAO Yongsheng, et al. Organic geochemistry of oils and condensates in the Kekeya Field, southwest depression of the Tarim Basin (China) [J]. Organic Geochemistry, 1999, 30(1): 15-37.
- [10] TEN HAVEN H L, DE LEEUM J W, RULLKÖTTER J, et al. Restricted utility of the pristane/phytane ratio as a palaeo environmental indicator[J]. Nature, 1987, 330(6149): 641-643.
- [11] BLUMER M, SNYDER W D. Isoprenoid hydrocarbons in recent sediments: presence of pristane and probable absence of phytane[J]. Science, 1965, 150(3703): 1588-1589.
- [12] RISATTI J B, ROWLAND S J, YON D A, et al. Stereochemical studies of acyclic isoprenoids-III. Lipids of methanogenic bacteria and possible contributions to sediments[J]. Organic Geochemistry, 1984, 6: 93-104.
- [13] BURNHAM A K, CLARKSON J E, SINGLETON M F, et al. Biological markers from Green River kerogen decomposition [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1982, 46(7): 1243-1251.
- [14] KOOPMANS M P, RIJPSTRA W I C, KLAPWIJK M M, et al. A thermal and chemical degradation approach to decipher pristane and phytane precursors in sedimentary organic matter [J]. Organic Geochemistry, 1999, 30(9): 1089-1104.
- [15] 傅家谟, 盛国英, 许家友, 等. 应用生物标志化合物参数判识古沉积环境[J]. 地球化学, 1991, 3(1): 1-12. FU Jiamo, SHENG Guoying, XU Jiayou, et al. Application of biomarker compounds in assessment of paleoenvironments of Chinese terrestrial sediments[J]. Geochimica, 1991, 3(1): 1-12.
- [16] PETERS K E, WALTERS C C, MOLDOWAN J M. The biomarker guide, volume 2: biomarkers and isotopes in the petroleum exploration and earth history [M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2005.
- [17] 张文正, 杨华, 候林慧, 等. 鄂尔多斯盆地延长组不同烃源岩 $17\alpha(\text{H})$ -重排藿烷的分布及其地质意义[J]. 中国科学(D辑 地球科学), 2009, 39(10): 1438-1445. ZHANG Wenzheng, YANG Hua, HOU Huilin, et al. Distribution and geological significance of $17\alpha(\text{H})$ -diahopanes from different hydrocarbon source rocks of Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. Science in China (Series D Earth Sciences), 2009, 52(7): 965-974.
- [18] KOLACZKOWSKA E, SLOUGUI N E, WATT D S, et al. Thermodynamic stability of various alkylated, dealkylated and rearranged 17α - and 17β -hopane isomers using molecular mechanics calculations[J]. Organic Geochemistry, 1990, 16(4/6): 1033-1038.
- [19] ARMANIOS C, ALEXANDER R, KAGI R I. High diahopane and neohopane abundances in a biodegraded crude oil from the Barrow Sub-Basin of Western Australia [J]. Organic Geochemistry, 1992, 18(5): 641-645.
- [20] MOLDOWAN J M, FAGO F J, CARLSON R M K, et al. Rearranged hopanes in sediments and petroleum [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1991, 55(11): 3333-3353.
- [21] PETERS K E, MOLDOWAN J M. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments [M]. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1993.
- [22] PHILIP R P, GILBERT T D. Biomarker distribution in oils predominantly derived from terrigenous source material [M]// LEYTHAEUSER D, RULLKÖTTER J. Advances in Organic Chemistry, 1985. Oxford: Pergamon Press, 1986: 73-84.
- [23] 肖中尧, 黄光辉, 卢玉红, 等. 库车坳陷勒勤1井原油的重排藿烷系列及油源对比[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(2): 35-37. XIAO Zhongyao, HUANG Guanghui, LU Yuhong, et al. Rearranged hopanes in oils from the Quele 1 well, Tarim Basin, and the significance for oil correlation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(2): 35-37.
- [24] 张立平, 黄第藩, 廖志勤. 伽马蜡烷: 水体分层的地球化学标志[J]. 沉积学报, 1999, 17(1): 136-140. ZHANG Liping, HUANG Difan, LIAO Zhiqin. Gammacerane: geochemical indicator of water column stratification [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999, 17(1): 136-140.
- [25] TEN HAVEN H L, ROHMER M, RULLKÖTTER J, et al. Tetrahymanol, the most likely precursor of gammacerane, occurs ubiquitously in marine sediments [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1989, 53(11): 3073-3079.
- [26] HANSON A D, ZHANG S C, MOLDOWAN J M, et al. Molecular organic geochemistry of the Tarim Basin, Northwest China [J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(8): 1109-1128.
- [27] 王大锐. 油气稳定同位素地球化学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2000: 174-183. WANG Darui. Stable isotopic geochemistry of oil and gas [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000: 174-183.
- [28] 李美俊, 任平, 胡礼国, 等. 碳同位素类型曲线在辽河盆地油源对比中的应用[J]. 特种油气藏, 2000, 7(2): 11-13. LI Meijun, REN Ping, HU Liguang, et al. Application of carbon isotope typical curve to oil source correlation in Liaohe Basin [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2000, 7(2): 11-13.
- [29] PETERS K E, KONTOROVICH A E, MOLDOWAN J M, et al. Geochemistry of selected oils and rocks from the central portion of the West Siberian Basin, Russia [J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(5): 863-887.

(编辑 黄娟)