

银额盆地哈日凹陷巴音戈壁组精细油源对比

陈治军¹,马芳侠¹,肖刚²,张勇²,高怡文¹,王小多¹,韩长春¹

[1. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院,陕西 西安 710075;

2. 中国石油渤海钻探工程有限公司 第二录井公司,河北 任丘 062552]

摘要:近年来,银额盆地哈日凹陷的油气勘探取得了一些成果,但该凹陷地质条件复杂、勘探难度极大,且随着勘探的深入,前期的油气来源研究成果已不能满足精细勘探研究的需求。基于原油/油砂和烃源岩样品的测试分析资料,将巴音戈壁组细分为3个层段(自下而上分别为巴一段、巴二段和巴三段)后开展精细油源分析,并对主力供烃源岩进行分布预测和生烃特征评价,以期明确油气来源和主力供烃源岩特征。研究结果表明:碳同位素对研究区油源有很好的指示作用,哈日凹陷主力产油层段巴一段和巴二段的原油分别主要来自于巴一段和巴二段烃源岩,无环链烷烃、甾烷、萜烷、芳烃等生物标志化合物也指示出同样的油源结论,特别是芳烃化合物在本次研究中取得了很好的应用效果。巴一段有效烃源岩最大厚度为151 m,巴二段有效烃源岩最大厚度为222 m,2套主力供烃源岩在研究区均有较大厚度的有效烃源岩分布。巴一段烃源岩 TOC 平均为0.89%,干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 为-29.1‰~-24.5‰, R_o 为0.60%~2.01%,烃源岩为有机质丰度中等—好、II₁型—II₂型、成熟—高成熟的烃源岩。巴二段烃源岩 TOC 平均为1.18%,干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 为-30.3‰~-23.8‰, R_o 为0.60%~2.17%,烃源岩为有机质丰度好—极好、II₁型—II₂型、成熟—高成熟的烃源岩,2套主力供烃源岩有机质丰度较高,且基本处于生油气高峰期热演化阶段,有很好的生烃潜力,能为油气成藏提供良好的烃类基础。

关键词:生物标志化合物;油源对比;主力供烃源岩;展布特征;生烃特征;巴音戈壁组;哈日凹陷;银额盆地

中图分类号:TE112.1

文献标识码:A

Oil-sources rock correlation of Bayingebi Formation
in Hari sag, Yingen-Ejinaqi BasinChen Zhijun¹, Ma Fangxia¹, Xiao Gang², Zhang Yong², Gao Yiwen¹, Wang Xiaoduo¹, Han Changchun¹

[1. Research Institute of Yanchang petroleum (group) CO., LTD., Xi'an, Shaanxi 710075, China;

2. No. 2 Logging Company of CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited., Renqiu, Hebei 062552, China]

Abstract: In recent years, some achievements have been made in oil & gas exploration in Hari sag, Yingen-Ejinaqi basin, but the exploration here is very difficult due to its complex geological conditions. Especially, with the deepening of exploration, previous research results of oil & gas sources can not meet the needs of fine exploration research. Based on the test and analysis data of crude oil, oil sand and source rock samples, Bayingebi Formation is subdivided into three segments (K_1b^1 , K_1b^2 and K_1b^3 from bottom to top), then the fine oil source analysis is carried out, and the distribution prediction and characteristics evaluation of the main source rocks are carried out in order to clarify the source of oil and the characteristics of the main source rocks. The results show that carbon isotopes have a good indication for oil sources in the study area, the crude oil in main oil-producing segments of K_1b^1 and K_1b^2 mainly comes from K_1b^1 and K_1b^2 source rocks, respectively. Biomarkers such as acyclic alkanes, steroids, terpenes and aromatics also indicate the same conclusion. In particular, aromatic compounds have achieved good application results in this study. The maximum thickness of effective source rocks in K_1b^1 is 151 m, and K_1b^2 is 222 m, the two sets of main source rocks both with a large thickness in the study area. As for geochemistry characteristic of source rock in K_1b^1 , TOC averages at 0.89%, $\delta^{13}\text{C}$ of kerogen ranges from -29.1‰ to -24.5‰, R_o from 0.60% to 2.01%, the source rocks are characterized by medium-good organic mater abundance, Type II₁ - II₂ and maturity - high maturity. For source rocks in K_1b^2 , TOC averages at 1.18%,

收稿日期:2018-07-19;修订日期:2019-03-20。

第一作者简介:陈治军(1980—),男,高级工程师,油气地球化学。E-mail:chenzhijun2203@aliyun.com。

通讯作者简介:马芳侠(1968—),女,高级工程师,油气地质。E-mail:532838744@qq.com。

基金项目:国土资源部重点项目(2017YQZYPJ01);油气藏地质及开发工程国家重点实验室(成都理工大学)开放基金资助项目(PLC20190403)。

$\delta^{13}\text{C}$ of kerogen ranges from -30.3% to -23.8% , R_o from 0.60% to 2.17% , the source rocks are good-excellent organic matter abundance, Type $\text{II}_1 - \text{II}_2$ and maturity-high maturity source rock. With high abundance of organic matter, and in the thermal evolution stage of the peak period of hydrocarbon generation, the two sets of main source rock both have a good hydrocarbon generation potential, and can provide a good hydrocarbon basis for oil & gas accumulation.

Key words: biomarker, oil-source correlation, main source rock for hydrocarbon supply, distribution characteristics, hydrocarbon generation characteristics, Bayingebi Formation, Hari sag, Yingen-Ejinaqi basin

银根-额济纳旗盆地(以下简称银额盆地)是中国陆上为数不多的油气勘探程度较低的大中型沉积盆地之一^[1],由于盆地具有大地构造背景复杂、构造单元零碎、古地理环境多变、地层岩性繁多等特点,油气地质条件非常复杂,勘探难度极大^[2-3]。近年来,得益于油气成藏理论的创新与勘探工艺技术的进步,银额盆地的油气勘探呈现“多点开花、持续突破”的局面。盆地中部哈日凹陷的YHC1井获得日产 $9.15 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的高产工业气流,实现了该盆地自1955年实施勘探以来的重大突破^[4]。部署于盆地中部拐子湖凹陷的GC1井获得了日产原油 56.17 m^3 、日产天然气 $7\,290 \text{ m}^3$ 的高产油气流,预示了该区有很好的油气勘探潜力。盆地西部天草凹陷也陆续发现了一系列高产油流井,证实了该凹陷油气富集程度高。银额盆地油气勘探的持续突破为中国石油工业注入了新的活力,预示着该盆地具有较大的油气勘探潜力,且有望成为重要的储量增长点。但这些凹陷普遍存在油气来源不明朗、油气藏连续性差、分布规律不明确等问题,严重制约了油气勘探进程和勘探成果的扩大^[5]。

哈日凹陷因具有储层类型丰富、含油层系多、油藏和气藏共存、常规与非常规油气共生等特点,成为银额盆地众多凹陷中油气地质条件最为复杂、勘探难度最大的凹陷之一,也成为很多学者关注的焦点和研究的热点。前人对该凹陷烃源岩的研究已经开展了很多,对于油气来源也有了初步的认识。王小多等^[6]对哈日凹陷的烃源岩、储集层等油气成藏条件进行了梳理,对勘探有利区进行了预测。陈治军等^[5,7-9]在哈日凹陷开展了系统的烃源岩评价、油源对比、气源分析、优质烃源岩成因分析、烃源岩地球物理预测和评价方法研究等,为该区烃源岩研究提供较为丰富的依据。研究区前期开展的油气源对比研究是将巴音戈壁组油气与银根组、苏红图组和巴音戈壁组烃源岩进行对比,研究成果认为巴音戈壁组油气藏的源岩主要为巴音戈壁组烃源岩、油气藏具有“近源成藏、侧向运移极为有限”的特点^[5,7]。上述结论为哈日凹陷在勘探初期的研究提供了很好的依据,但随着勘探的深入,特别是巴音戈壁组开始划分为3段,此结论已不能满足精细勘探研究的需求,开展精细油源对比显得尤为必要。鉴

于此,文章基于原油/油砂和烃源岩样品的测试分析资料,将主力含油层段巴音戈壁组3个层段的原油/油砂与巴音戈壁组3个层段烃源岩作为对比对象进行精细油源分析,并对哈日凹陷主力供烃源岩的分布进行预测,对其生烃特征进行评价,以期明确油气来源和主力供烃源岩特征,为该区的油气成藏规律研究提供依据。

1 地质背景

银额盆地处于哈萨克斯坦-准噶尔、塔里木、西伯利亚和华北4个板块的结合部位^[10],地跨4个性质不同的大地构造单元,具有复杂多变的构造背景。盆地经历了变质结晶基底-褶皱基底形成、沉积盖层发育、板内伸展和陆内造山等演化阶段^[11-12],形成了众多具有相似构造发育史、彼此相对独立的小型凹陷^[13-15]。哈日凹陷是苏红图坳陷的一个次级构造单元,位于银额盆地的中北部(图1)。钻井揭示的沉积地层自下而上有石炭系、二叠系、白垩系和第四系,其中主要的沉积地层白垩系可划分为下白垩统和上白垩统,下白垩统自下而上又可划分为巴音戈壁组(K_1b)、苏红图组(K_1s)和银根组(K_1y),上白垩统仅有乌兰苏海组(K_2w)^[5]。巴音戈壁组自下而上包括巴一段(K_1b^1)、巴二段(K_1b^2)和巴三段(K_1b^3),苏红图组自下而上分为苏一段(K_1s^1)和苏二段(K_1s^2)。

钻井资料和前人研究成果均表明,哈日凹陷下白垩统烃源岩发育程度较好, K_1y 、 K_1s 和 K_1b 均有烃源岩发育,但烃源岩在有机质丰度、类型、成熟度、生物标志化合物等特征方面差异很大^[5,7-8]。 K_1y 发育一套以深灰色白云质泥岩、泥质白云岩为主要岩性的烃源岩,总有机碳含量(TOC)平均可达 4.69% ,有机质类型以I型为主,虽然该套烃源岩为有机质丰度极高、类型好的烃源岩,但其成熟度较低,基本处于低成熟热演化阶段;烃源岩生物标志化合物呈现正构烷烃具有明显的奇偶优势、植烷(Ph)相对于姥鲛烷(Pr)具有明显优势、伽马蜡烷含量较高、 C_{27} 规则甾烷相对含量(在 $C_{27} \sim C_{29}$ 规则甾烷总含量中的占比,下同)稍占优势、 Ts/Tm 比值较低等特征,表明烃源岩具有以水生生物

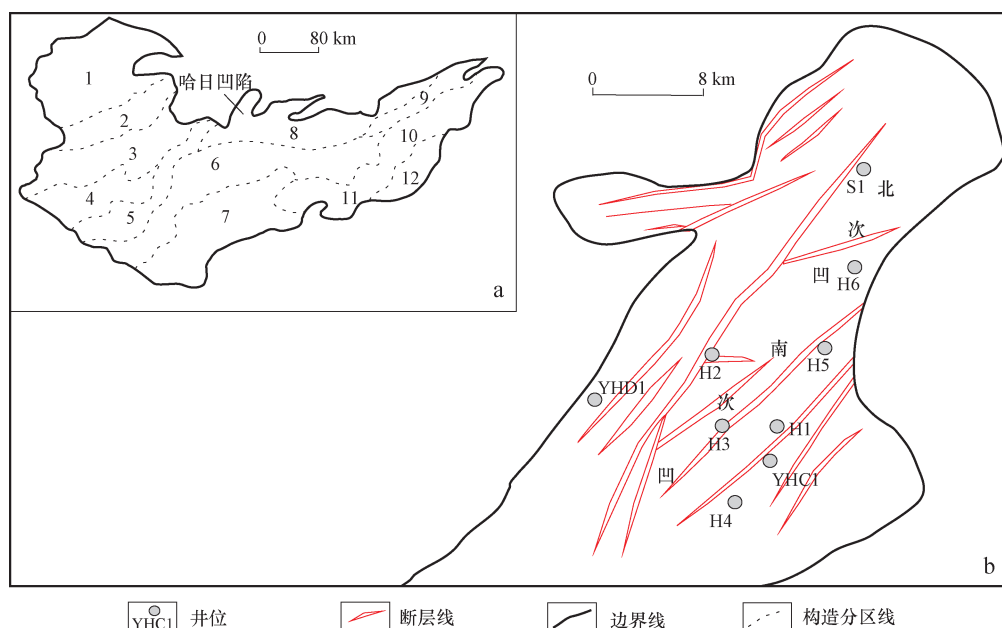


图1 哈日凹陷构造位置(a)及井位分布(b)

Fig. 1 Tectonic location of Hari sag (a) and well distribution (b) in Hari sag

1. 居延海凹陷; 2. 绿园隆起; 3. 务桃亥凹陷; 4. 特罗西滩隆起; 5. 达古凹陷; 6. 宗乃山隆起; 7. 苏亥图凹陷;
8. 苏红图凹陷; 9. 楚鲁隆起; 10. 查干德勒苏凹陷; 11. 尚丹凹陷; 12. 本巴图隆起

输入为主的生源特征和强还原、微咸-半咸水、水体分层的沉积古环境^[5,8]。 K_1s 烃源岩岩性为灰色-深灰色泥岩、灰质泥岩、含灰泥岩等, 烃源岩为有机质丰度中等、 II_1 型- II_2 型、低成熟-成熟烃源岩; 生物标志化合物特征表现为正构烷烃具有微弱的重碳优势、Pr 和 Ph 含量相差不大、伽马蜡烷含量中等、 C_{29} 规则甾烷相对含量占据优势等, 表明烃源岩具有以水生生物和高等植物混源的生源特征和弱还原、微咸-半咸水的沉积古环境^[5]。虽然 K_1b 可划分 3 段、且 3 个层段均有烃源岩发育, 前期的研究是将其作为一个整体开展评价。整体上, K_1b 烃源岩为有机质丰度中等-好、 II_2 - III 型、成熟-高成熟烃源岩; 生物标志化合物具有 Pr 相对于 Ph 具有优势、伽马蜡烷含量较低、 C_{29} 规则甾烷相对含量占据优势、 Ts/Tm 比值整体较高等特征, 表明烃源岩具有水生生物和高等植物混源的生源特征和弱还原-弱氧化、微咸-半咸水的沉积古环境^[5]。

研究区较好的烃源岩条件为油气成藏提供了较好的烃类基础, 目前已发现了 YHC1 井 K_1b^2 凝析气藏、H2 井 K_1b^2 含灰泥岩油藏、H3 井 K_1b^1 薄层砂岩油藏、H5 井 K_1b^1 火山岩气藏等多类型油气藏, 勘探也证实油气藏分布的主要层系为 K_1b^1 和 K_1b^2 。从整体上来看, K_1b (包括 K_1b^1 和 K_1b^2) 原油和油砂的生物标志化合物具有正构烷烃无明显的奇偶优势、Pr 相对于 Ph 具有微弱优势、伽马蜡烷含量较低、 C_{29} 规则甾烷相对

含量占据优势、 Ts/Tm 比值高等特征, 与 K_1b 烃源岩相似, K_1b 油气藏的源岩应该为 K_1b 烃源岩^[5]。伴随着勘探的深入, 精细勘探研究需要明确 K_1b^1 和 K_1b^2 原油的确切来源, 这就需把 K_1b 烃源岩和原油分成小层后开展精细油源对比研究。

2 样品及分析方法

本次研究中, 共在 YHC1 井、H2 井、H3 井、H4 井和 H5 井取烃源岩样品 39 个, 样品分布的层段为 K_1b^1 、 K_1b^2 和 K_1b^3 , 样品岩性为泥岩、粉砂质泥岩、含灰泥岩、含云泥岩、灰质泥岩、白云质泥岩等, 对烃源岩样品开展的测试分析项目有岩石热解分析、总有机碳含量测试、氯仿沥青“A”测定及其族组成分析、干酪根显微组分鉴定、干酪根碳氢氧元素分析、干酪根镜质组反射率测定、干酪根碳同位素、岩石氯仿抽提物饱和烃气相色谱分析、岩石氯仿抽提物生物标志物色谱-质谱分析、岩石氯仿抽提物芳烃色谱-质谱分析、饱和烃单体烃碳同位素测试等。原油/油砂样品共 5 个, 分别为 YHC1 井 K_1b^2 凝析油样品 2 个、H2 井 K_1b^2 原油样品 1 个、H3 井 K_1b^1 原油和油砂样品各 1 个, 对原油/油砂样品开展的测试分析项目有饱和烃气相色谱分析、族组成分析、生物标志物色谱-质谱分析、芳烃色谱-质谱分析、饱和烃单体烃碳同位素测试等。测试项目均委托长江大学地球化学实验室完成, 实验仪器、

测试环境、操作流程等见文献[5]。

3 精细油源对比

3.1 碳同位素

碳同位素是一类油源对比较为理想的参数,因为原油和烃源岩干酪根的碳同位素主要受控于沉积古环境和母源特征,受成熟度等的影响较小^[16-17]。一般情况下,碳同位素差异大于3‰的原油是不同源的^[18-19]。

3.1.1 全油/全岩碳同位素

K_1b^1 烃源岩样品数为7个,干酪根 $\delta^{13}C$ 值为 $-29.1\text{‰} \sim -24.5\text{‰}$, 平均为 -27.7‰ , $\delta^{13}C$ 相对偏轻。 K_1b^2 烃源岩样品数为16个,干酪根 $\delta^{13}C$ 值为 $-30.3\text{‰} \sim -23.8\text{‰}$, 平均为 -26.7‰ 。 K_1b^3 烃源岩样品数为8个,干酪根 $\delta^{13}C$ 值为 $-26.7\text{‰} \sim -21.2\text{‰}$, 平均为 -23.9‰ , $\delta^{13}C$ 相对偏重。 K_1b^1 原油未开展碳同位素测试, K_1b^2 个凝析油样品的全油 $\delta^{13}C$ 值分别

为 -25.8‰ 和 -26.8‰ , 平均为 -26.3‰ 。全油/全岩碳同位素特征表明, K_1b^2 凝析油与 K_1b^2 烃源岩 $\delta^{13}C$ 值最为相近,他们之间应该存在有亲缘关系(图2)。

3.1.2 饱和烃单体烃碳同位素

单体烃碳同位素能从分子级别反映单个化合物的来源,较全油/全岩、族组分碳同位素,单体烃碳同位素更具优越性,可作为可靠的原油成因判识和油源研究指标^[16,20-22]。从烃源岩与原油/油砂正构烷烃碳同位素组成来看,相似的沉积古环境使得巴音戈壁组3套烃源岩(K_1b^1 、 K_1b^2 和 K_1b^3)的正构烷烃单体碳同位素值差别不大,以至于不能严格将其区分开来。但仍可看出 K_1b^1 烃源岩整体偏轻, K_1b^3 烃源岩整体偏重,这种特征与烃源岩干酪根碳同位素一致。 K_1b^1 原油/油砂与 K_1b^1 烃源岩的正构烷烃单体烃碳同位素值最为接近、组成特征也相似,他们之间可能有一定的成因联系; K_1b^2 原油与 K_1b^2 烃源岩正构烷烃单体碳同位素组成曲线基本叠合,他们之间也可能有亲缘关系(图3)。

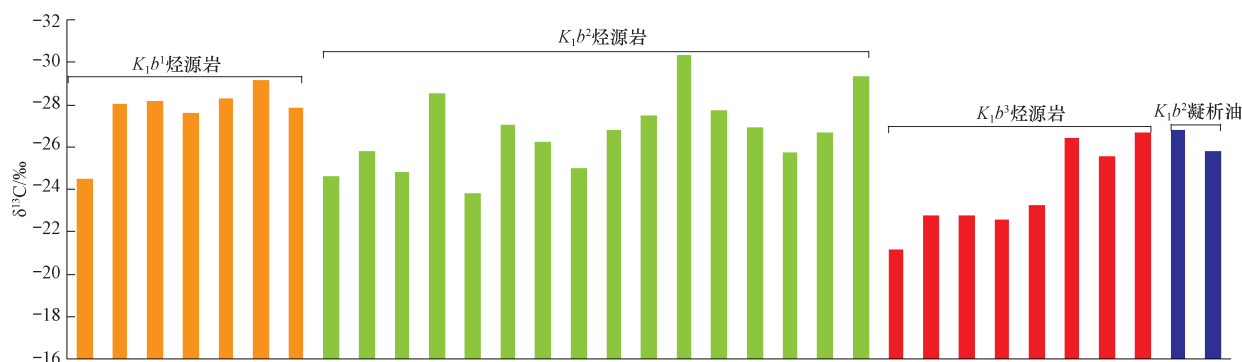


图2 哈日凹陷 K_1b 烃源岩干酪根、原油碳同位素特征对比

Fig. 2 Comparison of carbon isotope characteristics between source rock kerogen and crude oil of K_1b in Hari sag

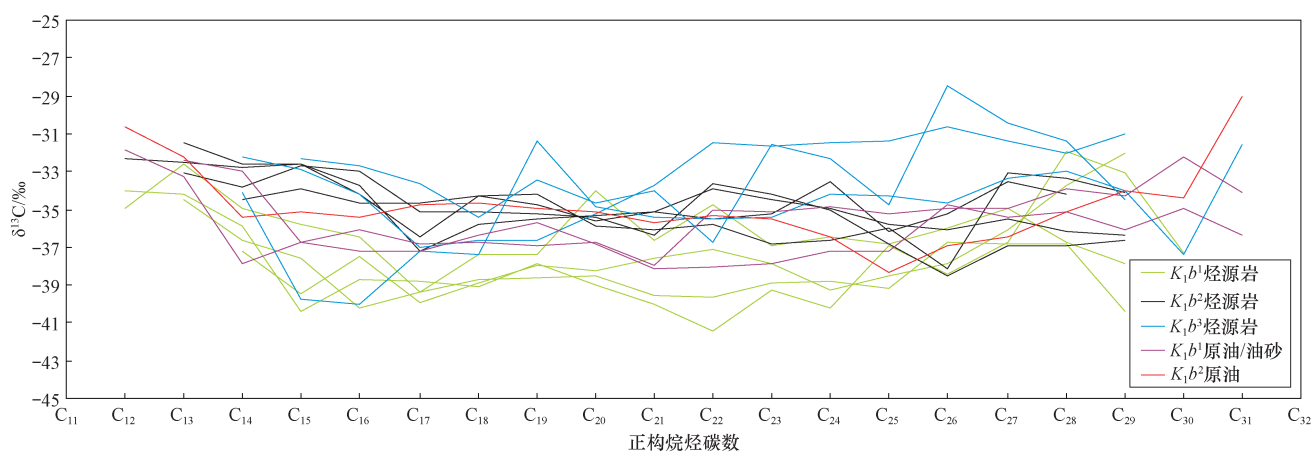


图3 哈日凹陷 K_1b 烃源岩、原油/油砂正构烷烃碳同位素组成

Fig. 3 Carbon isotope of individual n -alkanes of source rocks, crude oil and oil sand of K_1b in Hari sag

Pr 和 Pr 的碳同位素相关关系显示: K_1b^1 原油/油砂与 K_1b^1 烃源岩处于同一区域,以相对偏轻的 Pr 和 Ph $\delta^{13}C$ 值为特征; K_1b^2 原油与 K_1b^2 烃源岩位于同一区域,以明显偏重的 Pr $\delta^{13}C$ 值为特征; K_1b^3 烃源岩以明显偏重的 Ph $\delta^{13}C$ 值为特征,与 K_1b^1 原油/油砂和 K_1b^2 原油有所差异(图 4)。

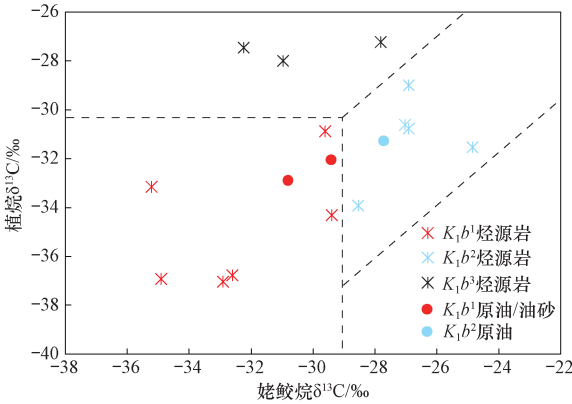


图 4 哈日凹陷 K_1b 烃源岩、原油/油砂 Pr 和 Pr 同位素相关关系

Fig. 4 Carbon isotope correlation relationship of Pr and Pr of source rocks, crude oil and oil sand of K_1b in Hari sag

3.2 无环链烷烃

正构烷烃在原油和烃源岩抽提物中含量很高,主要来自活体生物类脂化合物,正构烷烃的分布和组合特征可以反映有机质母质来源和成熟度方面的信息,是油源对比有力的工具^[23-26]。但有学者研究发现,成熟度对烃源岩正构烷烃分布有更大的影响,因为在较高成熟度条件下正构烷烃开始裂解,长链正构烷烃由于 C-C 键断裂而成为中-短链正构烷烃,从使得正构烷烃的分布峰型改变、主峰碳数前移、相关参数不能真实反映样品的母源特征^[27-29]。本研究中样品的埋深差异很大,如同为 K_1b^2 烃源岩,凹陷中心 YHC1 井的样品深度为 2 910 ~ 3 074 m,而凹陷边缘 H2 井样品的深度仅为 1 060 ~ 1 196 m,这就导致同层段烃源岩样品的成熟度差异很大,将所有样品放在一起开展对比的做法欠妥、也难以寻求规律,本研究只选取 H2 井开展正构烷烃特征对比分析油源。

从 H2 井 K_1b 各层段烃源岩与 K_1b^2 原油对比来看(表 1,图 5): K_1b^1 烃源岩正构烷烃的分布峰型主要为单峰前峰型,主峰碳以 C_{21} 为主, OEP (称奇偶优势)值平均为 1.51, CPI (称碳优势指数)值平均为 1.52,正构

表 1 哈日凹陷 H2 井烃源岩、原油饱和烃色谱参数

Table 1 Chromatographic parameters of certain saturated hydrocarbon of source rocks and crude oil in Well H2, Hari sag

样品来源	OEP	CPI	$\sum nC_{21-} / \sum nC_{22+}$	Pr/Ph	Pr/ nC_{17}	Ph/ nC_{18}
K_1b^1 烃源岩	1.27 ~ 2.04	1.32 ~ 1.83	0.54 ~ 1.51	0.04 ~ 5.92	0.03 ~ 3.63	0.23 ~ 0.72
	1.51(6)	1.52(6)	1.14(6)	1.91(6)	1.06(5)	0.46(5)
K_1b^2 烃源岩	0.91 ~ 1.12	1.11 ~ 1.27	0.78 ~ 1.41	0.81 ~ 1.49	0.30 ~ 0.52	0.31 ~ 0.54
	1.05(4)	1.18(4)	1.16(4)	1.15(4)	0.36(4)	0.38(4)
K_1b^3 烃源岩	0.85(1)	1.36(1)	4.03(1)	1.77(1)	0.47(1)	0.51(1)
K_1b^2 原油	1.05(1)	1.21(1)	1.15(1)	1.05(1)	0.29(1)	0.27(1)

注: OEP : 奇偶优势; CPI : 碳优势指数; $\sum nC_{21-} / \sum nC_{22+}$: 正构烷烃轻重碳比; Pr/Ph: 姥鲛烷/植烷; Pr/ nC_{17} : 姥鲛烷/正 17 烷; Ph/ nC_{18} : 植烷/正 18 烷; a ~ b: 最小值 ~ 最大值; c(d): 平均值(统计个数)

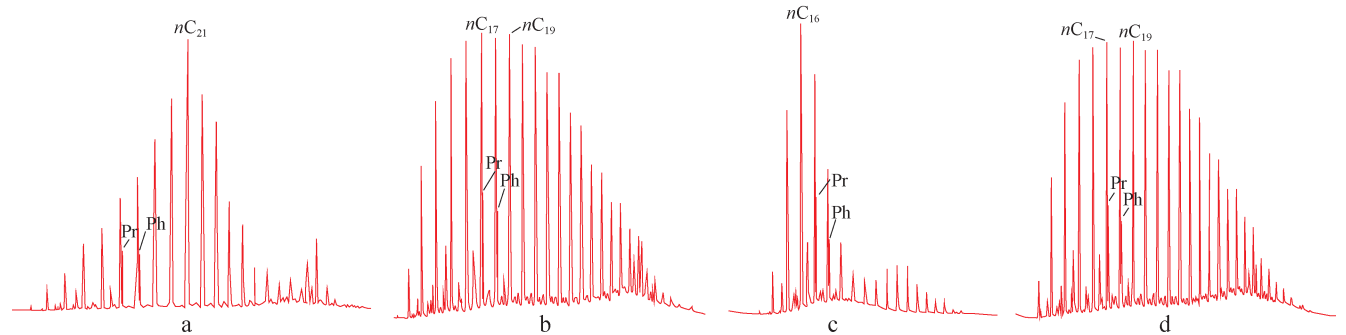


图 5 哈日凹陷 H2 井 K_1b 典型烃源岩和原油的饱和烃色谱

Fig. 5 Chromatograms of saturated hydrocarbon of typical source rocks and crude oil of K_1b in Well H2, Hari sag

a. K_1b^1 , 埋深 1 446.7 m, 含灰泥岩; b. K_1b^2 , 埋深 1 060.5 m, 灰质泥岩; c. K_1b^3 , 埋深 930.0 m, 灰色泥岩; d. K_1b^2 , 埋深 1 074.5 m, 原油

烷烃的轻重碳比 $\sum nC_{21-}/\sum nC_{22+}$ 平均 1.14, 烃源岩有明显的奇碳优势和微弱的轻碳优势。 K_1b^2 烃源岩正构烷烃的分布峰型均为单峰前峰型, 主峰碳以 C_{17} 、 C_{19} 为主, OEP 值平均为 1.05, CPI 值平均为 1.18, 正构烷烃的轻重碳比 $\sum nC_{21-}/\sum nC_{22+}$ 平均 1.16, 烃源岩具有轻微的奇碳优势和轻碳优势。 K_1b^3 烃源岩仅有 1 个样品, 正构烷烃分布峰型为单峰前峰型, 主峰碳为 C_{16} , OEP 值为 0.85, CPI 值平均为 1.36, 正构烷烃的轻重碳比 $\sum nC_{21-}/\sum nC_{22+}$ 平均 4.03, 烃源岩具有明显的轻碳优势。从正构烷烃分布峰型和各种参数来看, H2 井 K_1b^2 原油与 K_1b^2 烃源岩特征非常相似, 说明他们之间有一定的成因联系。

类异戊二烯烷烃中研究和应用最多的是 Pr 和 Ph, 尽管受到很多因素(沉积古环境、母质输入、成熟度等)的制约, Pr/Ph 值依然是指示氧化还原环境的有效指标^[23,30-32]。Pr/Ph 值指示 H2 井巴音戈壁组 3 套烃源岩与 K_1b^2 原油均为弱还原—弱氧化环境的沉积古环境, 同时 K_1b^2 原油与 K_1b^2 烃源岩的 Pr/Ph 值、Pr/ nC_{17} 值和 Ph/ nC_{18} 值最为接近(表 1)。

3.3 甾类化合物

甾类化合物是重要的生物标志化合物, 通常用来判识有机质的母质来源和成熟度, 在油源对比研究中有很广泛的应用^[26,33]。研究区 K_1b 各层段烃源岩、原油和油砂样品检测出的甾类化合物主要有 C_{27} 甾烷、 C_{28} 甾烷和 C_{29} 甾烷, 孕甾烷、升孕甾烷、 C_{30} 甾烷、 C_{27} 重排甾烷和 C_{29} 重排甾烷含量普遍较低, C_{27} 、 C_{28} 和 C_{29} 甾烷基本以 $\alpha\alpha\alpha 20R$ 规则甾烷为主(图 6)。

甾类化合物中的 C_{27} 、 C_{28} 和 C_{29} 甾烷的相对含量对生源有很好的指示作用, 因为 C_{27} 和 C_{28} 甾烷通常来源于藻类等低等水生生物, 而 C_{29} 甾烷主要来源于高等植物, 通常用 C_{27} 、 C_{28} 和 $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$ 规则甾烷的分布形态来判断生源构成^[22,34-38]。哈日凹陷 K_1b^3 烃源岩 C_{27} 、 C_{28} 和 $C_{29}\alpha\alpha\alpha 20R$ 规则甾烷的分布主要呈现不对称“V”型, 明显有别于反“L”型的 K_1b^1 烃源岩、 K_1b^2 烃源岩、 K_1b^2 原油、 K_1b^1 原油/油砂(图 6)。同时也可看出, K_1b^1 原油/油砂与 K_1b^1 烃源岩、 K_1b^2 原油与 K_1b^2 烃源岩最为相似, 他们分别具有亲缘关系(图 6)。

重排甾烷可用于评价成熟度, 且对沉积环境有一定的指示作用。通常认为, 较低含量的重排甾烷与有机质成熟度低或沉积水体咸化有关^[5,26], K_1b^2 原油与 K_1b^2 烃源岩在重排甾烷/(重排甾烷+规则甾烷)比值方面具有很高的相似性, 均以较低含量为特征(图 6, 表 2)。 C_{29} 甾烷异构化参数 $C_{29}20S/(20S+20R)$ 和 C_{29}

$\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 也是很好的成熟度指标, 他们的反应平衡值分别为 0.52~0.55 和 0.67~0.71^[37]。但如前文所述, 由于本研究中同层段烃源岩埋深差异大(由于样品为来自于凹陷不同构造位置的探井), 甾烷异构化成熟度参数规律性不明显, 对油源没有很好的指示作用(图 6, 表 2)。

3.4 萜类化合物特征

萜类化合物对有机质的沉积环境、母质来源、成熟度等均有较好的指示作用, 常被用于油气来源分析的研究中^[26,33]。研究区 K_1b 各层段烃源岩、原油和油砂样品检测出的萜类化合物主要有五环三萜、四环帖、三环萜、二环倍半萜、伽马蜡烷等, 萜类化合物类型非常丰富。萜类化合物以五环三萜丰度最高, 三环萜、四环萜和二环倍半萜含量较低。其中五环三萜包括藿烷系列化合物和伽马蜡烷, 藿烷系列化合物均以 C_{30} 藿烷为主峰, C_{31} ~ C_{35} 升藿烷含量依次降低(图 6)。

由于三环帖烷主要来自于菌类和藻类等生物, 较高的三环萜烷丰度指示着较为咸化的沉积古环境和菌类等低等生物的主要输入^[26,32,37]; 三环萜烷具有较高的热稳定性和抗生物降解能力, 三环萜烷的优势含量说明有机质具有较高的成熟度^[23,26,37]。从三环萜烷整体的丰度来看, K_1b^3 烃源岩最高、 K_1b^1 烃源岩和 K_1b^1 原油/油砂次之、 K_1b^2 烃源岩和 K_1b^2 原油最低(图 6)。

前人研究表明, 大多数湖相泥岩藿烷比甾烷丰度略高, 高蜡油中甾烷含量明显低于萜烷含量, 有机质的母源特征对样品的萜烷/甾烷值有很大的影响^[39]。 K_1b^1 烃源岩萜烷/甾烷值为 3.00~9.15, 平均 5.66; K_1b^2 烃源岩萜烷/甾烷值为 1.79~5.35, 平均 3.21; K_1b^3 烃源岩萜烷/甾烷值为 0.98~2.58, 平均 1.79; K_1b^1 原油/油砂萜烷/甾烷值为 5.03~6.09, 平均 6.56; K_1b^2 原油的萜烷/甾烷值为 2.71~4.49, 平均 3.60。 K_1b^1 烃源岩与 K_1b^1 原油/油砂、 K_1b^2 烃源岩与 K_1b^2 原油最为接近, 表明他们两两之间在母源输入特征方面具有一定的相似性(表 2)。

烃源岩和原油中伽马蜡烷的相对含量与有机质的沉积水体咸度密切相关, 通常用伽马蜡烷指数(伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷)来表征其含量, 较高的伽马蜡烷指数通常指示着较高的水体盐度、水体分层、还原性的沉积古环境^[26,36-37,40]。 K_1b^3 烃源岩的伽马蜡烷指数为 0.02~0.08, 平均为 0.06, 伽马蜡烷含量最低(表 2)。 K_1b^1 烃源岩与 K_1b^1 原油/油砂、 K_1b^2 烃源岩与 K_1b^2 原油的伽马蜡烷指数很接近, 表明他们两两之间应该具有相同的沉积古环境(表 2)。

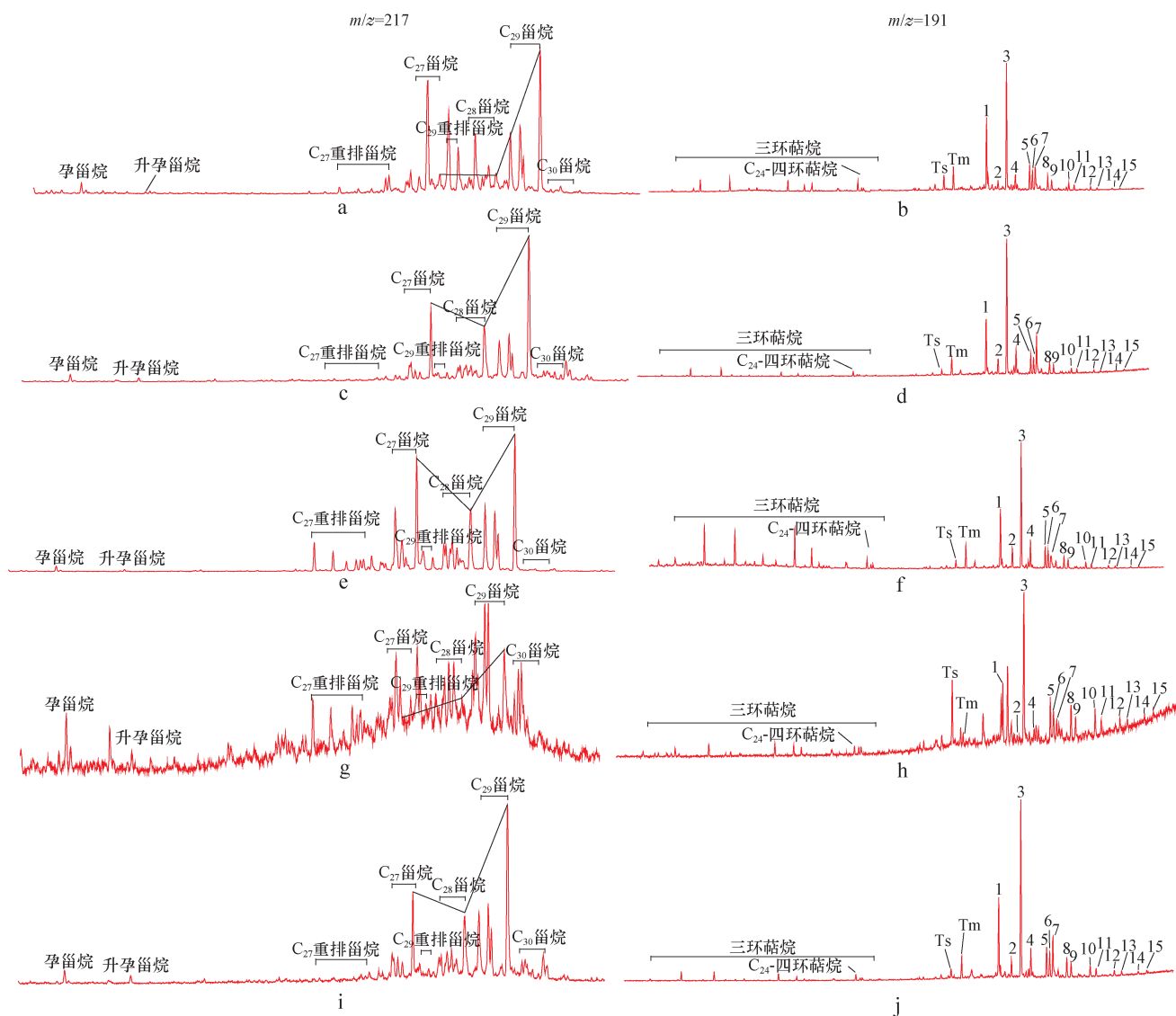


图6 哈日凹陷 K_1b 典型烃源岩、原油和油砂甾萜类化合物色谱图

Fig. 6 Chromatograms of sterane and terpenoid compounds of typical source rocks, crude oil and oil sand of K_1b in Hari sag

a. H2井, K_1b^1 , 埋深1 308.3 m, 深灰色粉砂质泥岩; b. H3井, K_1b^1 , 埋深1 920.8 m, 深灰色泥岩; c. H2井, K_1b^2 , 埋深1 062.3 m, 深灰色白云质泥岩; d. H2井, K_1b^2 , 埋深1 060.5 m, 深灰色灰质泥岩; e. H3井, K_1b^3 , 埋深1 294.6 m, 灰色灰质泥岩; f. H2井, K_1b^3 , 埋深930.9 m, 灰色泥岩; g. H3井, K_1b^1 , 埋深1 878.1 m, 灰色灰质泥岩油砂; h. H3井, K_1b^1 , 埋深1 892.0 m, 原油; i. H2井, K_1b^2 , 埋深1 074.5 m, 原油; j. H2井, K_1b^2 , 埋深1 074.5 m, 原油; 1. C_{29} 降藿烷; 2. C_{29} 降藿烷; 3. C_{30} 藿烷; 4. C_{30} 藿烷; 5. C_{31} 升藿烷(22S); 6. C_{31} 升藿烷(22R); 7. 伽马蜡烷; 8. C_{32} 二升藿烷(22S); 9. C_{32} 二升藿烷(22R); 10. C_{33} 三升藿烷(22S); 11. C_{33} 三升藿烷(22R); 12. C_{34} 四升藿烷(22S); 13. C_{34} 四升藿烷(22R); 14. C_{35} 五升藿烷(22S); 15. C_{35} 五升藿烷(22R)

萜类化合物中的 C_{27} 三降藿烷 $Ts/(Ts + Tm)$ 是常用的成熟度指标, 因为 Ts 是比较稳定的化合物, 而 Tm 则与热演化有关, 随着热演化程度的增加, $Ts/(Ts + Tm)$ 值逐渐增大, 约在生油阶段晚期该值达到0.5^[26,37]。同样由于同层段烃源岩样品的埋深差异大, $Ts/(Ts + Tm)$ 值反映在各个层段上没有规律性, 对油源分析也无很好的指示作用(表2)。

烃源岩、原油/油砂指示母源、沉积环境和成熟度的部分生物标志化合物参数相关关系表明: 一些参数

指示 K_1b^1 、 K_1b^2 和 K_1b^3 套烃源岩特征不同, 容易区分开来, 且 K_1b^1 原油/油砂与 K_1b^1 烃源岩、 K_1b^2 原油与 K_1b^2 烃源岩具有相似性(图7a, b); 另外一些参数表明, K_1b^2 和 K_1b^3 烃源岩特征相似、难以区分, 这种相似性可能由于2套烃源岩相似的沉积环境、所取样品深度分布差异大等原因所致, 但仍然可以看出, K_1b^1 烃源岩与 K_1b^2 和 K_1b^3 烃源岩特征明显不同, K_1b^1 原油/油砂与 K_1b^1 烃源岩有明显的亲缘关系(图7c, d)。

表 2 哈日凹陷 K_1b 烃源岩、原油/油砂甾萜烷部分参数

Table 2 Chromatographic parameters of certain sterane and terpenoid compounds of source rocks, crude oil and oil sand of K_1b in Hari sag

样品来源	$C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha + \alpha\beta\beta)$	重排甾烷/(重排甾烷 + 规则甾烷)	$8\beta(H) - 补身烷/8\alpha(H) - 补身烷$	萜烷/甾烷	C_{35} 升藿烷/ C_{34} 升藿烷	$Ts/(Ts + Tm)$	伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷	C_{29} 甾烷/ C_{27} 甾烷
K_1b^1	0.24 ~ 0.46	0.11 ~ 0.25	1.82 ~ 3.30	3.00 ~ 9.15	0.41 ~ 0.53	0.30 ~ 0.41	0.02 ~ 0.31	1.06 ~ 9.66
烃源岩	0.31(7)	0.19(4)	2.77(6)	5.66(4)	0.47(6)	0.36(6)	0.17(6)	3.04(5)
K_1b^2	0.26 ~ 0.52	0.03 ~ 0.13	4.16 ~ 11.82	1.79 ~ 5.35	0.49 ~ 0.72	0.07 ~ 0.72	0.02 ~ 0.37	0.79 ~ 7.19
烃源岩	0.36(11)	0.08(11)	5.65(10)	3.21(11)	0.58(13)	0.38(14)	0.23(19)	2.00(11)
K_1b^3	0.27 ~ 0.44	0.09 ~ 0.12	3.44 ~ 12.24	0.98 ~ 2.58	0.00 ~ 0.64	0.23 ~ 0.67	0.02 ~ 0.08	0.29 ~ 1.34
烃源岩	0.34(5)	0.10(5)	9.06(3)	1.79(3)	0.31(4)	0.38(5)	0.06(5)	0.82(3)
K_1b^1	0.47 ~ 0.48	0.45 ~ 0.48	1.95 ~ 2.00	5.03 ~ 6.09	0.45 ~ 0.48	0.86 ~ 0.87	0.14 ~ 0.24	1.07 ~ 1.32
原油/油砂	0.48(2)	0.47(2)	1.98(2)	6.56(2)	0.47(2)	0.86(2)	0.19(2)	1.20(2)
K_1b^2	0.31 ~ 0.40	0.07	5.57	2.71 ~ 4.49	0.63	0.35 ~ 0.51	0.25 ~ 0.29	0.41 ~ 2.25
原油	0.35(2)	0.07(1)	5.57(1)	3.60(2)	0.63(1)	0.43(2)	0.27(2)	1.33(2)

注:a~b. 最小值~最大值;c(d). 平均值(统计个数)

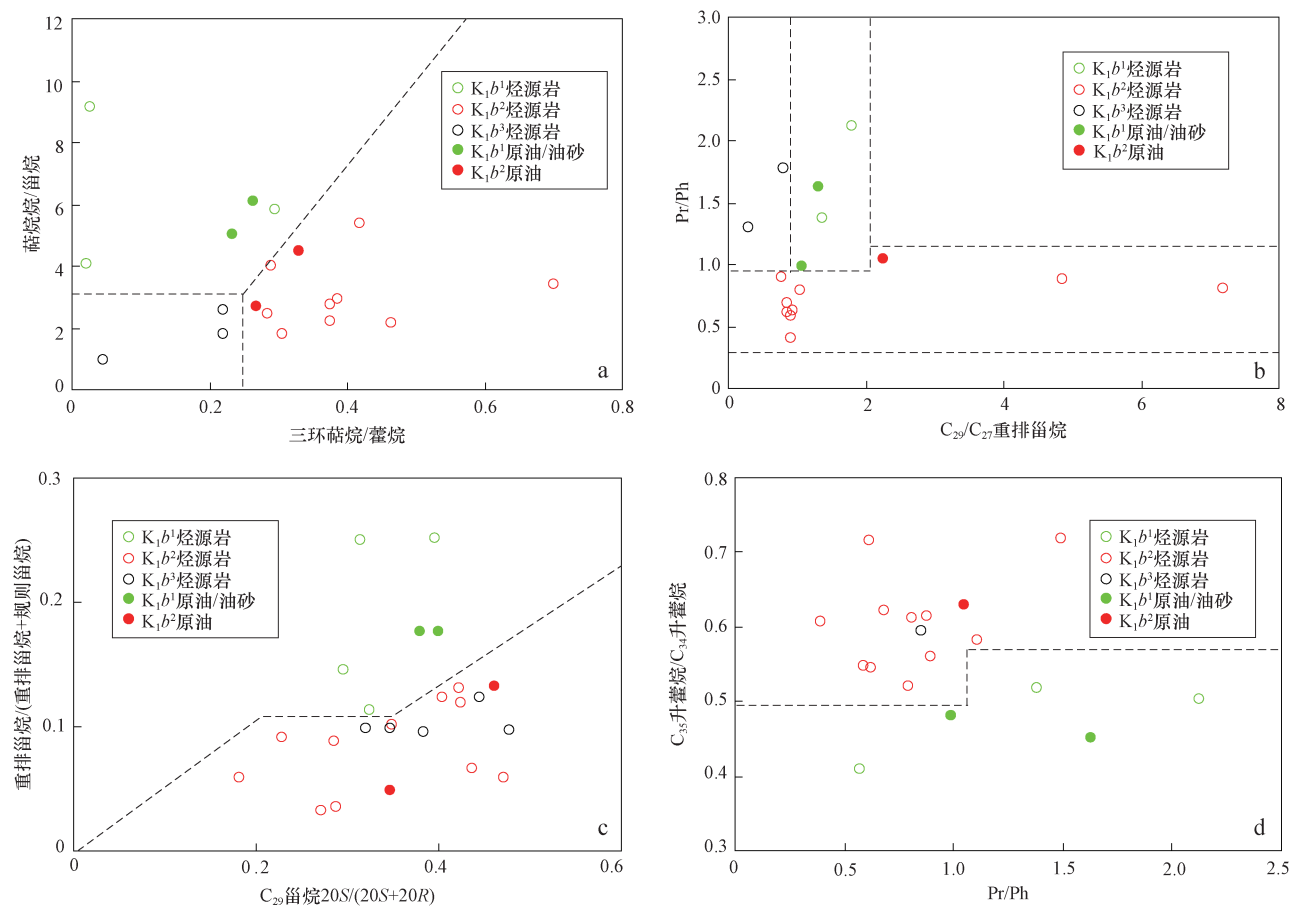


图 7 哈日凹陷 K_1b 烃源岩、原油/油砂部分生物标志化合物参数相关关系

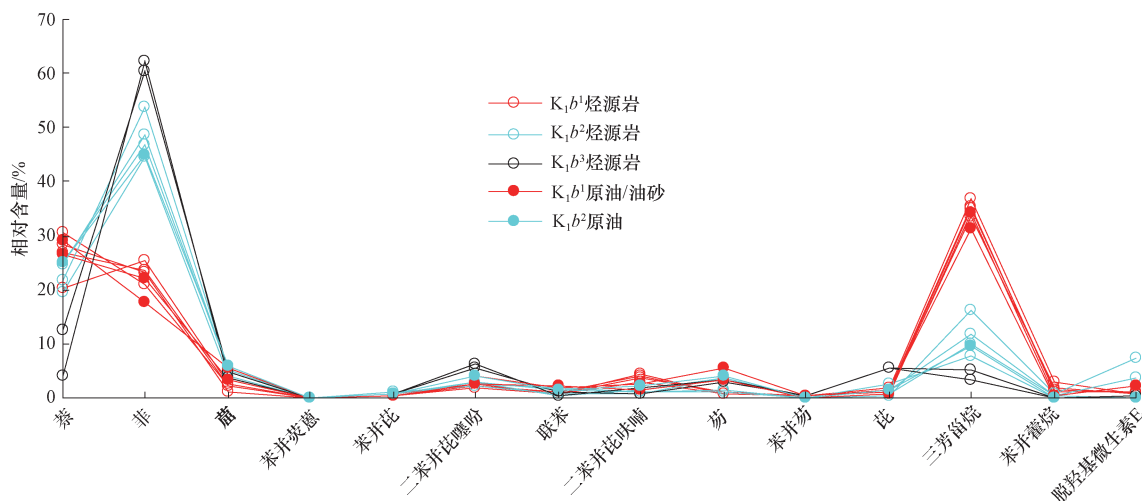
Fig. 7 Correlation relationship of certain biomarker parameters of source rocks, crude oil and oil sand of K_1b in Hari sag

a. 三环萜烷与甾烷甾烷关系;b. C_{29}/C_{27} 重排甾烷与 Pr/Ph 关系;c. C_{29} 甾烷 $20S/(20S + 20R)$ 与重排甾烷/(重排甾烷 + 规则甾烷)关系;
d. Pr/Ph 与 C_{35} 升藿烷/ C_{34} 升藿烷

3.5 芳烃特征

原油和烃源岩抽提物中的芳烃具有含量高、分布广、热稳定性高等特征,对有机质的母质来源、沉积环

境、成熟度有很好的指示作用,在油—源对比、油—油对比研究中有很广泛的应用^[30,41-46]。研究区 K_1b 烃源岩、原油和油砂共检测出 175 种芳烃化合物,按系列可划分 16 个,即萘系列、菲系列、蒽系列、苯并荧蒽系

图8 哈日凹陷 K_1b 烃源岩、原油/油砂芳烃系列相对含量Fig. 8 The component of aromatic hydrocarbon of source rocks, crude oil and oil sand of K_1b in Hari sag

列、苯并芘系列、二苯并噻吩系列、联苯系列、二苯并呋喃系列、芴系列、苯并芴系列、芘系列、苯并蒽系列、芘系列、三芳甾烷系列、苯并藿烷系列和脱羟基维生素 E 系列。对芳烃各个系列化合物的相对含量进行归一化计算, K_1b 烃源岩、原油/油砂的芳烃化合物中萘系列、菲系列和三芳甾烷系列有较高的含量, 三者含量之和占总芳烃的 69.8% ~ 86.3%; 蒽系列、三芴系列和芘系列含量中等, 他们的含量之和占总芳烃的 9.3% ~ 2.11%; 其他系列化合物含量较少, 仅占总芳烃的 1.9% ~ 10.0%。研究区巴音戈壁组 3 套烃源岩从芳烃主要的 14 个系列化合物的含量方面能够较为容易地区分开来: K_1b^3 烃源岩以“较高的菲系列和二苯并噻吩系列含量、较低三芳甾烷系列含量”为特征, 明显区别于其他两套烃源岩; K_1b^1 烃源岩以“较低的非系列和蒽系列含量、较高的三芳甾烷系列含量”为特征, 也明显区别于其他两套烃源岩; K_1b^2 烃源岩的菲系列、蒽系列、二苯并噻吩系列和三芳甾烷系列的含量介于其他两套烃源岩之间, 同时具有较高的脱羟基维生素 E 系列含量为其显著的特征 (图 8)。 K_1b^1 原油/油砂与 K_1b^1 烃源岩、 K_1b^2 原油与 K_1b^2 烃源岩在芳烃系列化合物的含量方面分别具有相似的特征, 他们两两之间的亲缘关系明显 (图 8)。

原油和烃源岩抽提物的芳烃中有很多化合物都对有机质来源有很好的指示作用: 1,2,5-三甲基萘 (1,2,5-TMN) 和 1,2,5,6-四甲基萘 (1,2,5,6-TeMN) 可能来源于高等植物生源的五环三萜香树脂素或树脂生源的二环二萜刺柏酸, 是陆源高等植物来源的标志物^[42,47]; 陆相原油 1,2,5-/1,3,6-TMN 较高 (基本大于 0.3), 而海相原油中该比值较低 (小于 0.3)^[48];

陆相原油中 1,2,5,6-四甲基萘 (1,2,5,6-TeMN) 含量高, 而海相原油 1,2,5,6-TeMN 占总四甲基萘 (TeMN) 分量小^[48]。研究区 K_1b 烃源岩、原油和油砂 1,2,5-/1,3,6-TMN 比值平均为 0.76, 1,2,5,6-TeMN/TeMN 平均为 19.65, 较高的 1,2,5-/1,3,6-TMN 和 1,2,5,6-TeMN/TeMN 比值预示着陆源高等植物输入特征明显。1,2,5-TMN/TMN 与 1,2,5,6-TeMN/TeMN/相关关系也可以看出, K_1b^1 、 K_1b^2 和 K_1b^3 套烃源岩特征不同, K_1b^1 原油/油砂与 K_1b^1 烃源岩、 K_1b^2 原油与 K_1b^2 烃源岩的母源特征相似 (图 9a)。

芳烃中的芴、氧芴 (二苯并呋喃) 和硫芴 (二苯并噻吩) 的相对含量对原油和烃源岩的沉积环境有很好的指示作用, 通常高相对含量的硫芴暗示强还原环境, 氧芴含量占优势则意味着沉积环境氧化性较强^[30,41,49-50]。4,6-/1,4-DMDBT 和 2,4-/1,4-DMDBT 相关关系、三芴系列相对含量等显示: K_1b^1 、 K_1b^2 和 K_1b^3 套烃源岩特征不同, K_1b^1 原油/油砂与 K_1b^1 烃源岩、 K_1b^2 原油与 K_1b^2 烃源岩有一定的亲缘关系 (图 9b, 图 10)。

芳烃中指示有机质成熟度的参数很多, 前人建立了一系列利用芳烃化合物评价成熟度的参数, 其中一些参数还可以被用于烃源岩等效镜质体反射率的定量计算中。三甲基萘指数 $TMNR_1 = 2,3,6$ -三甲基萘/(1,4,6-三甲基萘+1,3,5-三甲基萘) 和四甲基萘指数 $TeMNR = 1,3,6,7$ -四甲基萘/(1,3,6,7-四甲基萘+1,2,5,7-四甲基萘) 是常用的成熟度指标, 从低熟到高熟热演化阶段, 这两个比值都是逐渐增大的^[42]。菲系列化合物的甲基化、甲基重排及脱甲基化作用主要受热力学作用控制, 利用菲系列化合物可以建立很多、很

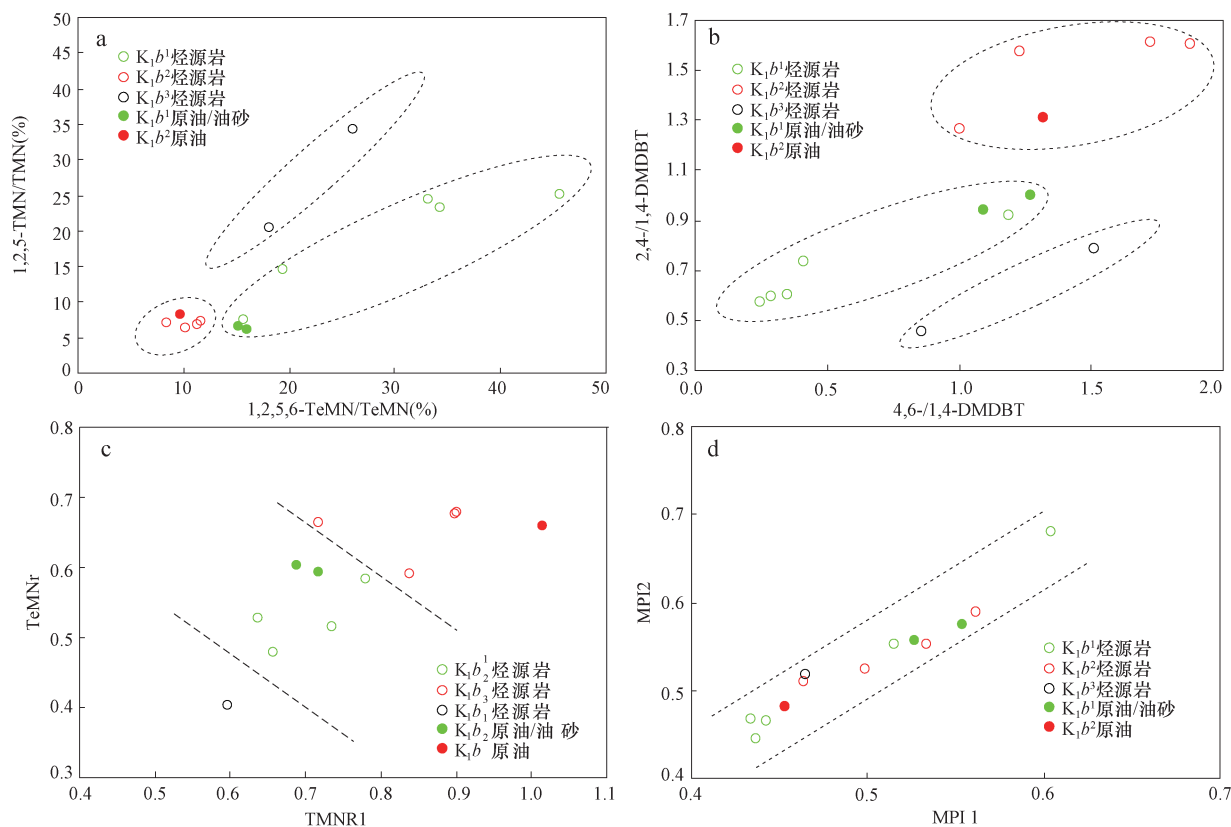
图9 哈日凹陷 K_1b 烃源岩、原油/油砂部分芳烃参数相关关系

Fig. 9 Correlation relationship of certain aromatic hydrocarbon parameters of source rocks, crude oil and oil sand of K_1b in Hari sag

a. 1,2,5-TeMN/TeMN 与 1,2,5-TMN/TMN 关系; b. 4,6-/1,4-DMDBT 与 2,4-/1,4-DMDBT 关系;

c. TMNR1 与 TeMNR 关系; d. MPI1 与 MPI2 关系

1,2,5-TMN/TMN-1,2,5 代表三甲基萘/ Σ 三甲基萘; 1,2,5,6-TeMN/TeMN 代表 1,2,5,6-四甲基萘/ Σ 四甲基萘; 4,6-/1,4-DMDBT 代表 4,6-二甲基二苯并呋喃/1,4-二甲基二苯并呋喃; 2,4-/1,4-DMDBT 代表 2,4-二甲基二苯并呋喃/1,4-二甲基二苯并呋喃; $TMNR_1$ 代表 $2,3,6-(1,4,6+1,3,5)-$ 三甲基萘; TeMNR 代表 $1,3,6,7$ -四甲基萘/($1,3,6,7$ -四甲基萘+ $1,2,5,7$ -四甲基萘); 甲基菲指数 $MPI_1 = 1.5 \times (2 - \text{甲基菲} + 3 - \text{甲基菲}) / (\text{菲} + 1 - \text{甲基菲} + 9 - \text{甲基菲})$; 甲基菲指数 $MPI_2 = 3 \times (2 - \text{甲基菲}) / (\text{菲} + 1 - \text{甲基菲} + 9 - \text{甲基菲})$

有用的成熟度参数,其中甲基菲指数 $MPI_1 = 1.5 \times (2 - \text{甲基菲} + 3 - \text{甲基菲}) / (\text{菲} + 1 - \text{甲基菲} + 9 - \text{甲基菲})$ 、 $MPI_2 = 3 \times (2 - \text{甲基菲}) / (\text{菲} + 1 - \text{甲基菲} + 9 - \text{甲基菲})$ 等在研究中有很广泛的应用^[23,42,51]。TMNR1 和 TeMNR 相关关系显示 K_1b^1 原油/油砂与 K_1b^1 烃源岩、 K_1b^2 原油与 K_1b^2 烃源岩特征相近(图 9c)。同时可以看出,虽然甲基菲成熟度参数在层段分布方面无规律可循(由于同层位样品的埋深差异大),但 MPI_1 与 MPI_2 相关关系较好,代表了甲基菲指数对研究区烃源岩、原油和油砂样品的成熟度有很好的指示(图 9d)。

虽然受控于同层段烃源岩样品埋深差异大,部分指示成熟度的生物标志化合物及其参数分布无规律性,对油源指示意义不大。但绝大多数生物标志化合物及其参数、碳同位素等均对原油来源有很好的指示,特别是芳烃化合物在本次油源对比研究中取得了很好的应用效果。精细油源对比结果表明: K_1b^1 原油/油砂与 K_1b^1 烃源岩、 K_1b^2 原油与 K_1b^2 烃源岩特征相近,且

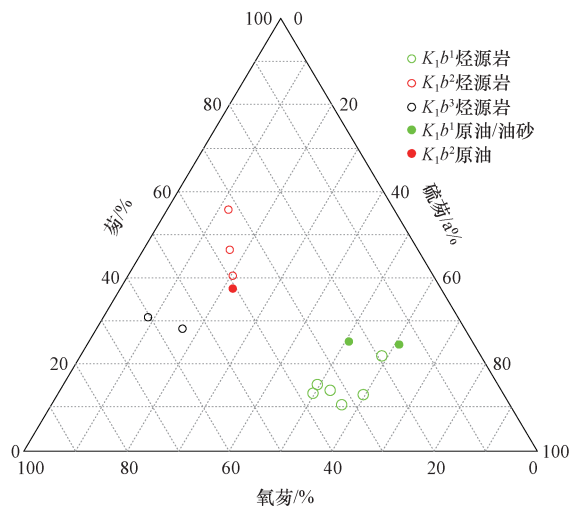


图10 哈日凹陷 K_1b 烃源岩、原油和油砂芳烃三芬系列(F,SF 和 OF)三角图

Fig. 10 Distribution of fluorine (F), dibenzothiophene (SF) and dibenzofuran (OF) of source rocks, crude oil and oil sand of K_1b in Hari sag

K_1b^3 烃源岩与 K_1b^1 原油/油砂、 K_1b^2 原油特征明显不同, K_1b^1 和 K_1b^2 原油分别主要来源于 K_1b^1 和 K_1b^2 烃源岩, 由此确定的主力供烃源岩为 K_1b^1 和 K_1b^2 烃源岩。

4 主力供烃源岩特征

4.1 展布特征

主力供烃源岩 K_1b^1 和 K_1b^2 烃源岩均为深湖-半深湖相沉积的暗色泥岩系。其中 K_1b^1 烃源岩岩性为深灰色-灰色泥岩、凝灰质泥岩、粉砂质泥岩等, 在凹陷局部区域发育程度较好。 K_1b^2 烃源岩以深灰色含灰泥岩和灰质泥岩为主, 为银额盆地范围内各个凹陷都较为发育的好的源岩。

有效烃源岩是指既有油气生成又有油气排出的岩石, 它在某种程度上控制着盆地内油气藏的分布^[52]。参照前人研究成果, 取 TOC 大于 0.5% 作为有效烃源岩的识别标准^[53-55], 对研究区主力供烃层段的有效烃源岩进行了单井识别和平面展布预测。2套烃源岩均在研究区均有较大厚度的有效烃源岩分布: K_1b^1 有效烃源岩在北次凹的厚度为 0~151 m, 厚度较大的区域在 H6 井区; 南次凹的厚度为 0~106 m, 厚度略小于北次凹, 厚度较大的区域在 H2 井区(图 11a)。 K_1b^2 有效烃源岩在北次凹的厚度为 0~222 m, 厚度较大的区域在 H6-S1 井区; 南次凹的厚度为 0~125 m, 厚度较

大的区域在 H2 井区和 H1 井区(图 11b)。

4.2 生烃特征

4.2.1 有机质丰度

烃源岩优劣最直接的标志是有机质丰度, 常用的参数有 TOC 、热解生烃潜量 ($S_1 + S_2$) 和氯仿沥青“A”等^[23,56]。 K_1b^1 烃源岩 TOC 为 0.14%~2.31%, 平均为 0.89%; $S_1 + S_2$ 为 0.09~44.67 mg/g, 平均为 4.63 mg/g; 氯仿沥青“A”为 0.003%~0.176%, 平均为 0.073%。 K_1b^2 烃源岩 TOC 为 0.08%~5.15%, 平均为 1.18%; $S_1 + S_2$ 为 0.05~77.87 mg/g, 平均为 7.85 mg/g; 氯仿沥青“A”为 0.001%~1.218%, 平均为 0.182%。参照陆相烃源岩有机质评价标准^[57], K_1b^1 烃源岩为中等-好烃源岩, K_1b^2 烃源岩为好-极好的烃源岩(表 3)。

TOC 平面分布表明 2 套主力供烃源岩有着相似的分布规律, 即越靠近湖盆中心, TOC 值越高, 南北 2 个次凹的沉积中心为高有机质丰度烃源岩展布区域。 K_1b^1 在南次凹 H2 井区和北次凹 H6-S1 井区均有品质较好的烃源岩发育, 而 K_1b^2 在南次凹 H2-H1-H3 井区和北次凹 H6 井区西部有高有机质丰度烃源岩展布(图 12a,b)。

4.2.2 有机质类型

不同类型烃源岩的产烃类型、生油气能力、生排烃

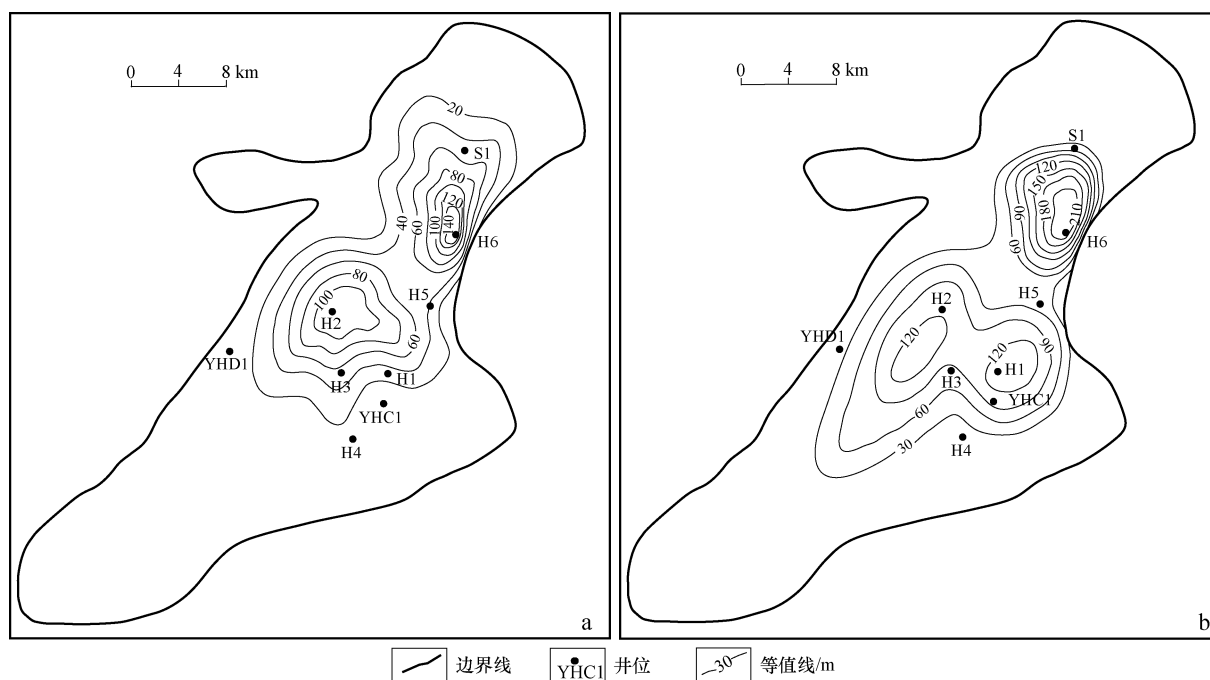


图 11 哈日凹陷巴音戈壁组主力供烃源岩平面分布

Fig. 11 Distribution of main source rocks in Bayingebi Formation, Hari sag

a. K_1b^1 ; b. K_1b^2

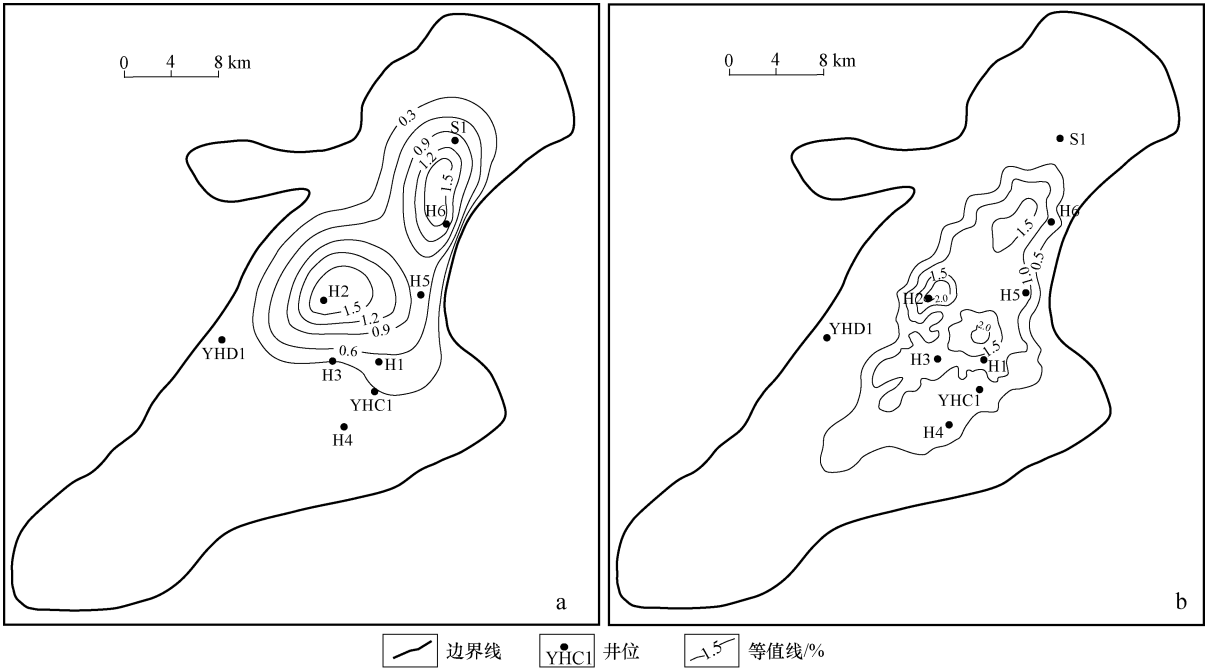


图 12 哈日凹陷巴音戈壁组主力供烃源岩 TOC 平面分布
Fig. 12 Distribution of TOC of main source rocks in Bayingebi Formation, Hari sag
a. K_1b^1 ; b. K_1b^2

表 3 哈日凹陷主力供烃源岩地球化学测试数据

Table 3 Organic geochemical test of main source rocks in Hari sag

层位	TOC/%	$\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$	氯仿沥青 “A”/%	$(S_1 + S_2)/$ ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	$I_H/(\text{mg} \cdot \text{g}^{-1})$	H/C	$R_o/\%$	$T_{\text{max}}/\text{℃}$
K_1b^1	0.14 ~ 2.31	-29.1 ~ -24.5	0.003 ~ 0.176	0.09 ~ 44.67	51 ~ 1045	0.51 ~ 1.02	0.60 ~ 2.01	379 ~ 537
	0.89 (17)	-27.7 (9)	0.073 (10)	4.63 (16)	279 (10)	0.82 (7)	1.10 (14)	451 (16)
K_1b^2	0.08 ~ 5.15	-30.3 ~ -23.8	0.001 ~ 1.218	0.05 ~ 77.87	8 ~ 1017	0.62 ~ 1.34	0.60 ~ 2.17	338 ~ 537
	1.18 (21)	-26.7 (16)	0.182 (18)	7.85 (20)	219 (17)	0.96 (11)	1.37 (20)	468 (20)

注:a~b. 最小值~最大值;c(d). 平均值(统计个数)

过程等都有存在较大差别^[5,23],本次采用三类四分法^[5,23,58],主要从岩石热解参数、干酪根碳同位素组成、干酪根原子比等方面对主力供烃源岩的有机质类型进行研究。

岩石热解参数最高热解峰温(T_{max}) - 氢指数(I_H)、氧指数(I_O) - I_H 分类表明, K_1b^1 和 K_1b^2 烃源岩有机质类型主要为Ⅱ₁型 - Ⅲ型,即以混合型或偏腐殖型干酪根为主(图 13a,b)。干酪根 C、H、O 元素组成表明, K_1b^1 和 K_1b^2 烃源岩的有机质类型主要为Ⅱ₁型 - Ⅱ₂型(图 13c)。

干酪根原子比和碳同位素组成也可以用于有机质类型的识别中,一般情况下,陆相烃源岩干酪根具有较重的碳同位素值和较低的 H/C(原子比,下同)比值^[5,23]。 K_1b^1 烃源岩干酪根 H/C 为 0.51 ~ 1.02, O/C(原子比,下同)为 0.06 ~ 0.16, $\delta^{13}\text{C}$ 为 -29.1‰ ~ -24.5‰。 K_1b^2 烃源岩干酪根 H/C 为 0.62 ~ 1.34,

O/C 为 0.05 ~ 0.18, $\delta^{13}\text{C}$ 为 -30.3‰ ~ -23.8‰。O/C - H/C、H/C - $\delta^{13}\text{C}$ 分类也均表明 K_1b^1 和 K_1b^2 烃源岩有机质类型主要为Ⅱ₁型 - Ⅱ₂型(图 13c,d)。

4.2.3 有机质成熟度

K_1b^1 烃源岩的镜质组反射率(R_o)为 0.60% ~ 2.01%,平均 1.10%; T_{max} 为 379 ~ 537℃,平均 451℃(表 3),烃源岩为成熟 - 高成熟烃源岩。 K_1b^2 烃源岩的 R_o 为 0.60% ~ 2.17%,平均 1.37%; T_{max} 为 338 ~ 537℃,平均 468℃(表 3),烃源岩亦为成熟 - 高成熟烃源岩。 K_1b^2 位于 K_1b^1 之上,但 K_1b^2 烃源岩成熟度(R_o 和 T_{max} 平均值)略高于 K_1b^1 ,造成这种反常现象的原因是同层段样品埋深差异较大、且样品的深度分布不均。

湖盆中心由于埋深较大,烃源岩热演化程度较高,具有较高的 R_o 值;而凹陷边缘由于埋深浅,烃源岩普遍具有较低的 R_o 值。从 R_o 值平面分布来看(图 14a,b),

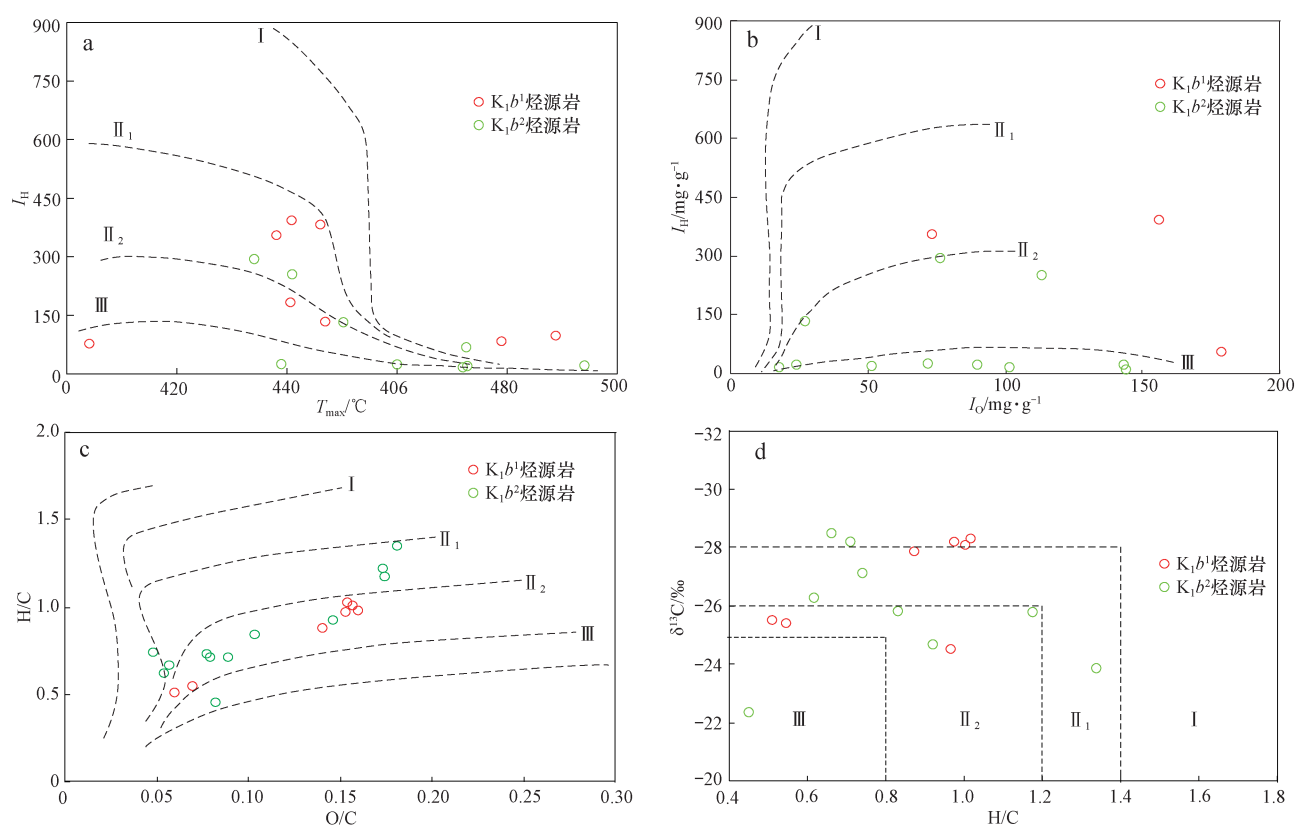


图 13 哈日凹陷主力供烃源岩有机质类型分类图(底图据文献[53,59])

Fig. 13 Classification of organic matters in main source rocks in Hari sag(base map from references[53,59])

a. $T_{max} - I_H$ 分类; b. $I_0 - I_H$ 分类; c. $O/C - H/C$ 分类; d. $H/C - \delta^{13}C$ 分类; I 型. 腐泥型; II₁ 型. 腐殖腐泥型; II₂ 型. 腐泥腐殖型; III 型. 腐殖型

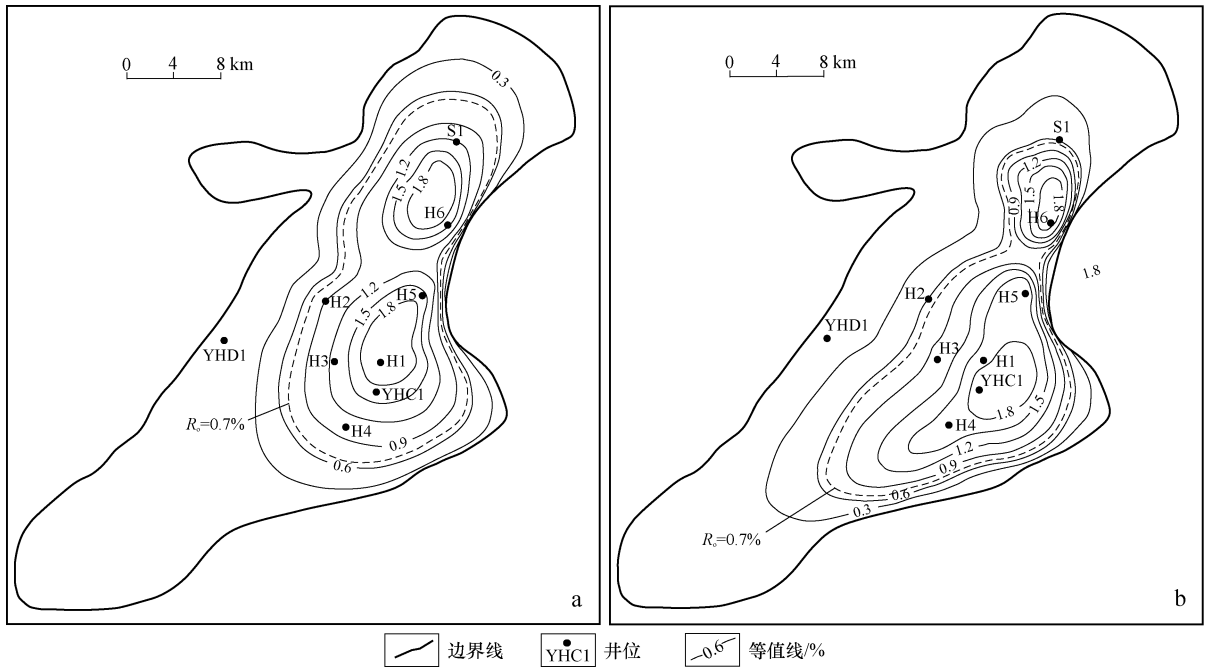


图 14 哈日凹陷主力供烃源岩 R_o 平面分布图

Fig. 14 Distribution of R_o of main source rocks in Hari sag

a. K_1b^1 ; b. K_1b^2

2 套主力供烃源岩的成熟度均较高,基本处于生油气高峰期热演化阶段。平面上,烃源岩中的成熟-高成熟烃源岩($R_o > 0.7\%$)分布面积较大, K_1b^1 成熟烃源岩面积为 328.8 km^2 ,占凹陷总面积的 33.0% ; K_1b^2 成熟

烃源岩面积位 302.8 km², 占凹陷总面积的 30.4%。

5 结论

1) 绝大多数生物标志化合物及其参数、碳同位素等均对原油来源有很好的指示, 特别是芳烃化合物在本次油源对比研究中取得了很好的应用效果。精细油源对比结果表明, K₁b¹ 原油/油砂与 K₁b¹ 烃源岩、K₁b² 原油与 K₁b² 烃源岩特征相近, K₁b¹ 和 K₁b² 原油分别主要来源于 K₁b¹ 和 K₁b² 烃源岩, 由此确定研究区的主力供烃源岩为 K₁b¹ 和 K₁b² 烃源岩。

2) 2 套主力供烃源岩在研究区均有较大厚度的有效烃源岩分布, K₁b¹ 有效烃源岩的厚度为 0 ~ 151 m, K₁b² 有效烃源岩的厚度为 0 ~ 222 m。

3) K₁b¹ 烃源岩 TOC 平均为 0.89%, 干酪根 H/C 为 0.51 ~ 1.02, δ¹³C 为 -29.1‰ ~ -24.5‰, R_o 为 0.60% ~ 2.01%, 烃源岩为有机质丰度中等—好、II₁ 型—II₂ 型、成熟—高成熟的烃源岩。K₁b² 烃源岩 TOC 平均为 1.18%, 干酪根 H/C 为 0.62 ~ 1.34, δ¹³C 为 -30.3‰ ~ -23.8‰, R_o 为 0.60% ~ 2.17%, 烃源岩为有机质丰度好—极好、II₁ 型—II₂ 型、成熟—高成熟的烃源岩。

4) 研究区 2 套主力供烃源岩厚度较大、分布面积广、有机质丰度高、且基本处于生油气高峰期热演化阶段, 均具有很好的生烃潜力, 能为油气成藏提供好的源岩条件。

参 考 文 献

- [1] 吴茂炳, 王新民. 银根—额济纳旗盆地油气地质特征及油气勘探方向[J]. 中国石油勘探, 2003, 8(4): 45—49.
Wu Maobing, Wang Xinmin. Petroleum geological characteristic and prospecting directions for oil and gas in Yingen-Ejinaqi Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2003, 8(4): 45—49.
- [2] 荆国强. 银根—额济纳旗地区晚古生代盆地形成与演化研究[D]. 西安: 长安大学, 2010.
Jing Guoqiang. Study on the formation and evolution of the basin in Neopaleozoic in area of Yin'gen-Eji'naqi[D]. Xi'an: Chang'an University, 2010.
- [3] 陈治军, 刘舵, 刘护创, 等. 银额盆地厚层粗碎屑岩沉积特征与地层沉积年代的厘定[J]. 沉积学报, 2018, 36(3): 468—481.
Chen Zhijun, Liu Duo, Liu Huchuang, et al. Sedimentary characteristics and stratigraphic age of the thick-bedded coarse elastic rocks in the Yingen-Ejin Banner Basin, Northern China[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2018, 36(3): 468—481.
- [4] 赵春晨, 刘护创, 任来义, 等. 银额盆地 YHC1 井白垩系气藏形成的地质环境及其远景意义[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(3): 439—451.
Zhao Chunchen, Liu Huchuang, Ren Laiyi, et al. Geological environment and prospective significance of cretaceous gas reservoir in Well YHC1 of Yin'e Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(3): 439—451.
- [5] 陈治军, 高怡文, 刘护创, 等. 银根—额济纳旗盆地哈日凹陷下白垩统烃源岩地球化学特征与油源对比[J]. 石油学报, 2018, 39(1): 69—81.
Chen Zhijun, Gao Yiwen, Liu Huchuang, et al. Geochemical characteristics of Lower Cretaceous source rocks and oil-source correlation in Hari sag, Yingen-Ejinaqi Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(12): 69—81.
- [6] 王小多, 刘护创, 于珺, 等. 银额盆地哈日凹陷油气成藏条件研究及有利区带预测[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(36): 142—147.
Wang Xiaoduo, Liu Huchuang, Yu Jun, et al. Research on petroleum geological conditions and prediction of favorable exploration zone in Hari sag of Yingen-Ejinaqi Basin[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(36): 142—147.
- [7] 陈治军, 赵春晨, 王小多, 等. 银额盆地哈日凹陷哈参 1 井天然气地球化学特征及气源对比[J]. 石油天然气学报, 2017, 39(6): 29—39.
Chen Zhijun, Zhao Chunchen, Wang Xiaoduo, et al. Geochemical characteristics and origin of natural gas of Well Hacan 1 in Hari sag, Yingen-Ejinaqi Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2017, 39(6): 29—39.
- [8] 陈治军, 任来义, 贺永红, 等. 银额盆地哈日凹陷银根组优质烃源岩地球化学特征及其形成环境[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2017, 47(5): 1352—1364.
Chen Zhijun, Ren Laiyi, He Yonghong, et al. Geochemical characteristics and formation environment of high-quality hydrocarbon source rocks of Yingen Formation in Hari sag, Yingen-Ejinaqi Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2017, 47(5): 1352—1364.
- [9] 陈治军, 任来义, 刘护创, 等. 地球物理方法在哈日凹陷烃源岩预测和评价中的应用[J]. 石油地质与工程, 2016, 30(6): 30—35.
Chen Zhijun, Ren Laiyi, Liu Huchuang, et al. Application of geophysical methods in forecasting and evaluation of hydrocarbon sources in the Hari sag[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2016, 30(6): 30—35.
- [10] 白晓寅, 贺永红, 任来义, 等. 银根—额济纳旗盆地苏红图坳陷西区构造特征与演化[J]. 延安大学学报(自然科学版), 2017, 36(2): 57—61.
Bai Xiaoyin, He Yonghong, Ren Laiyi, et al. Tectonics and evolution of the west Suhongtu depression in Yingen-Ejinaqi Basin[J]. Journal of Yanan University (Natural Science Edition), 2017, 36(2): 57—61.
- [11] 钟福平, 钟建华, 王毅, 等. 银根—额济纳旗盆地苏红图坳陷早白垩世火山岩地球化学特征与成因[J]. 矿物学报, 2014, 34(1): 107—116.
Zhong Fuping, Zhong Jianhua, Wang Yi, et al. Geochemistry characteristics and origin of Early Cretaceous volcanic rocks in Suhongtu depression, Inner Mongolia, China[J]. Acta Mineralogica Sinica, 2014, 34(1): 107—116.
- [12] 陈志鹏, 任战利, 崔军平, 等. 银额盆地哈日凹陷 YHC1 井高产油气层时代归属及油气地质意义[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(2): 354—368.
Chen Zhipeng, Ren Zhanli, Cui Junping, et al. Age and petroleum

- geological implications of prolific formations in Ha'ri Depression Well YHC1, Yin'e Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40 (2): 354–368.
- [13] 卫平生, 张虎权, 林卫东, 等. 银根—额济纳旗盆地油气勘探远景 [J]. *天然气工业* 2005, 35 (3): 7–10.
Wei Pinsheng, Zhang Huquan, Lin Weidong, et al. The prospect of oil and gas exploration in the Yinghan-Ejeanqi Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 35 (3): 7–10.
- [14] 卫平生. 银根—额济纳旗盆地油气地质特征及勘探前景 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2006.
Wei Shengping. Geological features and exploration prospect in Yinghan-Ejeanqi Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.
- [15] 郭彦如, 王新民, 刘文岭. 银根—额济纳旗盆地含油气系统特征与油气勘探前景 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2000, 19 (6): 4–8.
Guo Yanru, Wang Xibmin, Liu Wenling. Characteristic of hydrocarbon system and exploration prospect of Yinghan-Ejeanqi Basin [J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 2000, 19 (6): 4–8.
- [16] 李素梅, 庞雄奇, 郭栋. 不同成因类型原油单体烃碳同位素特征及其地球化学意义 [C]//王涛, 贾承造, 庞雄奇, 等. 第五届油气成藏机理与油气资源评价国际学术研讨会论文集. 北京: 中国石油大学 (北京), 2009: 731–739.
Li Sumei, Pang Xiongqi, Guo Dong. Monomer hydrocarbon carbon isotope characteristics and geochemical significance of different genetic types of crude oil [C]//Wang Tao, Jia Chengzao, Pang Xiongqi, et al. The fifth international academic conference of oil and gas accumulation mechanism and resource evaluation proceedings. Beijing: China Petroleum University (Beijing), 2009: 731–739.
- [17] 李素梅, 庞雄奇, 杨海军, 等. 塔中隆起原油特征与成因类型 [J]. *地球科学—中国地质大学学报*, 2008, 33 (5): 635–642.
Li Sumei, Pang Xiongqi, Yang Haijun, et al. Characteristics and genetic type of the oils in the Tazhong Uplift [J]. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 2008, 33 (5): 635–642.
- [18] 马安来, 金之钧, 朱翠山. 塔里木盆地顺南1井原油硫代金刚烷系列的检出及意义 [J]. *石油学报*, 2018, 39 (1): 42–53.
Ma Anlai, Jin Zhijun, Zhu Cuishan. Detection and research significance of thiadimondids from crude oil in Well Shunnan 1, Tarim Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39 (1): 42–53.
- [19] 史江龙, 李剑, 李志生, 等. 塔里木盆地塔中隆起寒武系深层油气地球化学特征及成因 [J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38 (2): 302–310.
Shi Jianglong, Li Jian, Li Zhisheng, et al. Geochemical characteristics and origin of the deep Cambrian oil and gas in the Tazhong Uplift, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38 (2): 302–310.
- [20] 李素梅, 郭栋. 东营凹陷原油单体烃碳同位素特征及其在油源识别中的应用 [J]. *现代地质*, 2010, 24 (2): 252–258.
Li Sumei, Guo Dong. Characteristics and application of compound specific isotope in oil-source identification for oils in Dongying depression, Bohai Bay Basin [J]. *Eosience*, 2010, 24 (2): 252–258.
- [21] 李洪波. 塔北隆起北缘原油轻烃单体烃碳同位素特征 [J]. *石油实验地质*, 2013, 35 (3): 302–306.
Li Hongbo. Compound specific carbon isotope composition of light hydrocarbons in crude oils from the north of the Northern Tarim Uplift [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2013, 35 (3): 302–306.
- [22] 刘金萍, 耿安松, 熊永强, 等. 正构烷烃单体碳、氢同位素在油源对比中的应用 [J]. *新疆石油地质*, 2007, 28 (1): 104–107.
Liu Jinping, Geng Ansong, Xiong Yongqiang, et al. Application of free C and H isotopes in normal alkane to correlation of oil sources in Huanghua Depression [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2007, 28 (1): 104–107.
- [23] 卢双航, 张敏. 油气地球化学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2018: 174–176.
Hou Dujie, Zhang Min. Oil and gas geochemical [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018: 174–176.
- [24] 王奇, 郝芳, 徐长贵, 等. 渤海海域沙西北地区潜山油源及城藏特征 [J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39 (4): 676–684.
Wang Qi, Hao Fang, Xu Changui, et al. Origin and accumulation characterization of petroleum in buried hill reservoirs in Shaxibei area, Bohai Sea [J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39 (4): 676–684.
- [25] 陈建平, 魏军, 倪云燕, 等. 酒西坳陷原油地球化学特征与成熟度分类 [J]. *石油学报*, 2018, 35 (9): 491–503.
Chen Jianping, Wei Jun, Ni Yunyan, et al. Geochemical features and maturity classification of crude oil in the Jiuxi depression, Jiuquan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39 (5): 491–503.
- [26] 王炳凯, 冯乔, 田方正, 等. 新疆准噶尔盆地南缘二叠系芦草沟组烃源岩生物标志化合物特征及意义 [J]. *地质通报*, 2017, 36 (2/3): 304–313.
Wang Bingkai, Feng Qiao, Tian Fangzheng, et al. The characteristics and significance of biomarker compounds in the Permian Lucaogou Formation hydrocarbon source rock on the southern margin of the Junggar Basin [J]. *Geological Bulletin of China*, 2017, 36 (2/3): 304–313.
- [27] Qin Xiaomei, Chi Hai, Fang Wenjun, et al. Thermal stability characterization of *n*-alkanes from determination of produced aromatics [J]. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 2013, 104: 593–602.
- [28] Tang Xiaoqiang, Huang Guanghui, Zhang Min, et al. Compositional characteristics and geochemical significance of *n*-alkanes in process of crude oil cracking [J]. *Earth Science Frontiers*, 2009, 16 (6): 372–378.
- [29] 唐小强, 黄光辉, 张敏, 等. 原油裂解过程中正构烷烃的组成变化特征及其地球化学意义 [J]. *地学前缘 (中国地质大学 (北京); 北京大学)*, 2009, 16 (6): 372–378.
Tang Xiaoqiang, Huang Guanghui, Zhang Min, et al. Compositional characteristics and geochemical significance of *n*-alkanes in process of crude oil cracking [J]. *Earth Science Frontiers*, 2009, 16 (6): 372–378.
- [30] 杨福林, 王铁冠, 李美俊. 塔里木盆地寒武系烃源岩地球化学特征 [J]. *天然气地球科学*, 2016, 27 (5): 861–872.
Yang Fulin, Wang Tieguan, Li Meijun. Geochemical study of Cambrian source rocks in the cratonic area of Tarim Basin, NW China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27 (5): 861–872.
- [31] 张字龙, 范洪海, 蔡煜琦, 等. 鄂尔多斯盆地黄陵地区直罗组有机地球化学特征及其与铀成矿关系 [J]. *地质学报*, 2016, 90 (12): 3408–3423.
Zhang Zilong, Fan Honghai, Cai Yuqi, et al. The organic geochemical characteristic of the Zhiluo Formation and its relationship with uranium mineralization in Huangling area, Ordos Basin [J]. *ACTA*

- Geologica Sinica, 2016, 90(12): 3408–3423.
- [32] 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 等. 准噶尔盆地南缘油气生成与分布规律—典型类型原油油源对比[J]. 石油学报, 2016, 37(2): 160–171.
- Chen Jianping, Wang XuLong, Deng Chunping, et al. Oil-source correlation of typical crude oils in the southern margin, Junggar Basin, Northwestern China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 160–171.
- [33] 赵青芳, 李双林, 温珍河, 等. 北黄海盆地 LV 井侏罗系烃源岩特征及油源对比[J]. 沉积学报, 2016, 34(4): 794–802.
- Zhao Qingfang, Li Shuanglin, Wen Zhenhe, et al. Geochemical characteristics of Jurassic source rocks from Well LV and oil-source correlation in North Yellow Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2016, 34(4): 794–802.
- [34] 徐妹慧, 何生, 朱钢添, 等. 鄂西渝东下古生界海相页岩饱和烃组成特征及其指示意义[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(2): 217–228.
- Xu Shuhui, He Sheng, Zhu Gangtian, et al. Characteristics of saturated hydrocarbons from Lower Paleozoic marine shales in western Hubei-eastern Chongqing area and their indications [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2): 217–228.
- [35] 张焕旭, 陈世加, 杨迪生, 等. 东道海子凹陷周缘构造油气源对比及勘探潜力分析[J]. 沉积学报, 2017, 35(2): 393–404.
- Zhang Huanxu, Chen Shijia, Yang Disheng, et al. Oil-gas source correlation around Dongdaohaizi Sag for hydrocarbon exploration potential analysis [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2017, 35(2): 393–404.
- [36] 杨亚南, 周世新, 李靖, 等. 鄂尔多斯盆地南缘延长组烃源岩地球化学特征及油源对比[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(4): 550–565.
- Yang Yanan, Zhou Shixin, Li Jing, et al. Geochemical characteristic of source rocks and oil-source correlation of Yangchang Formation in southern Ordos Basin, China [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(4): 550–565.
- [37] 马立元, 尹航, 陈纯芳, 等. 鄂尔多斯盆地红河油田原油地球化学特征及油源分析[J]. 沉积学报, 2015, 33(2): 416–425.
- Ma Liyuan, Yin Hang, Chen Chunfang, et al. Research of geochemistry characteristics and source of crude oils from the Honghe Oilfield in the Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(2): 416–425.
- [38] 柳波, 陆军, 吕延防, 等. 方正断陷不同成因天然气地球化学特征及成藏模式[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(3): 370–377.
- Liu Bo, Lu Jun, Lyu Yanfang, et al. Geochemical characteristics and accumulation models of different genetic types of natural gas in the Fangzheng Fault Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(3): 370–377.
- [39] 黄海平, 李虹, 马刊创, 等. 大民屯凹陷高蜡油的形成条件[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(1): 64–71.
- Huang Haiping, Li Hong, Ma Kanchuang, et al. Formation condition of high wax oils in Damintun sag [J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(1): 64–71.
- [40] 杨福林, 云露, 王铁冠, 等. 塔里木盆地寒武系源岩地化特征及与典型海相原油对比[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(5): 851–861.
- Yang Fulin, Yun Lu, Wang Tieguan, et al. Geochemical characteristics of Cambrian source rocks in the Tarim Basin and oil-source correlation with typical marine crude oil [J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(5): 851–861.
- [41] 罗斌杰, 李新宇. 原油中芳烃化合物特征[J]. 地球化学, 1993, (2): 127–135.
- Luo Binjie, Li Xinyu. Characteristics of aromatic hydrocarbons in crude oils [J]. Geochimica, 1993, (2): 127–135.
- [42] 许婷, 侯读杰, 曹冰, 等. 东海盆地西湖凹陷轻质原油芳烃地球化学特征[J]. 沉积学报, 2017, 35(1): 182–191.
- Xu Ting, Hou Dujie, Cao Bing, et al. Characteristics of aromatic geochemistry in light oils from Xihu sag in East China Sea Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2017, 35(1): 182–191.
- [43] 王辉. 辽河西部凹陷沙河街组泥岩中多环芳烃分布特征及其地球化学意义[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2016, 31(6): 39–46.
- Wang Hui. Distribution characteristic of polycyclic aromatic hydrocarbons in Shahejie Formation mudstone, the Western Sag, Liaohe Basin and its geochemical significance [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2016, 31(6): 39–46.
- [44] 刘洪军, 秦黎明, 张枝焕. 准噶尔盆地西北部和什托落盖盆地侏罗系烃源岩芳烃分布特征及地球化学意义[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(6): 1104–1115.
- Liu Hongjun, Qin Liming, Zhang Zhihuan. Geochemical significance and distribution characteristic of polycyclic aromatic hydrocarbons from Jurassic source rocks in the Heshituoluogai basin, northwest Junggar [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(6): 1104–1115.
- [45] 贺训云, 姚根顺, 蔡春芳, 等. 黔南塘隘组苗岭烃地球化学特征及意义[J]. 地球化学, 2012, 41(5): 442–451.
- He Xunyun, Yao Genshun, Cai Chunfang, et al. Aromatic hydrocarbons distribution in oil seepages from the southern Guizhou Depression, SW China: Geochemical characteristics and geological implications [J]. Geochimica, 2012, 41(5): 442–451.
- [46] 常象春, 王铁冠, 陶小晚, 等. 哈拉哈塘凹陷奥陶系原油芳烃生物标志物特征及油源[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 175–183.
- Chang Xiangchun, Wang Tieguan, Tao Xiaowan, et al. Aromatic biomarkers and oil source of the Ordovician crude oil in the Halahatang Sag, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2): 175–183.
- [47] Alexander R, Larcher AV, Kagi RI, et al. The use of plant-derived biomarkers for correlation of oils with source rocks in the Cooper/Eromanga basin systems, Australia [J]. The AEPG Journal, 1998, 28(1): 310–324.
- [48] 朱扬明, 张洪波, 傅家谟, 等. 塔里木不同成因原油芳烃组成和分布特征[J]. 石油学报, 1998, 19(3): 33–37.
- Zhu Yangming, Zhang Hongbo, Fu Jiamo, et al. Distribution and composition of aromatic hydrocarbon in various oils from Tarim basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 1998, 19(3): 33–37.
- [49] Hughes W B, Holba A G, Dzou L I P. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1995, 59(17): 3581–3598.
- [50] Li Meijun, Wang Tieguan, Zhong Ningning, et al. Ternary diagram of fluorenes, dibenzothiophenes and dibenzofurans: Indicating depositional environment of crude oil source rocks [J]. Energy Exploration & Exploitation, 2013, 31(4): 569–588.
- [51] Dutkiewicz A, Volk H, Ridley J, et al. Geochemistry of oil in fluid in-

- clusions in a middle Proterozoic igneous intrusion: implications for the source of hydrocarbons in crystalline rocks [J]. *Organic Geochemistry*, 2004, 35(8): 937–957.
- [52] 金强. 有效烃源岩的重要性及其研究[J]. *油气地质与采收率*, 2001, 8(1): 1–4.
- Jin Jiang. Importance and research about effective hydrocarbon source rocks [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2001, 8(1): 1–4.
- [53] 饶丹, 章平澜, 邱蕴玉. 有效烃源岩下限指标初探[J]. *石油实验地质*, 2003, 25(增刊): 578–581.
- Rao Dan, Zhang Pinglan, Qiu Yunyu. Discussion on lower of content of organic matters for effective source rocks [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2003, 25(S): 578–581.
- [54] 朱光有, 金强, 王锐. 有效烃源岩的识别方法[J]. *石油大学学报(自然科学版)*, 2003, 27(2): 6–10.
- Zhu Guangyou, Jin Jiang, Wang Rui. Identification methods for efficient source rocks [J]. *Journal of the University of Petroleum, China*, 2003, 27(2): 6–10.
- [55] 肖晖, 赵靖舟, 熊涛, 等. 鄂尔多斯盆地古隆起西侧奥陶系烃源岩评价及成藏模式[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(6): 1087–1097.
- Xiao Hui, Zhao Jingzhou, Xiong Tao, et al. Evaluation of Ordovician source rocks and natural gas accumulation patterns in west flank of a paleo-uplift, Ordos basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(6): 1087–1097.
- [56] 钱宇, 王作栋, 张婷, 等. 准噶尔盆地东部侏罗系烃源岩和天然气地球化学特征及低熟气勘探前景[J]. *石油学报*, 2017, 38(1): 44–54.
- Qian Yu, Wang Zuodong, Zhang Ting, et al. Geochemical characteristic of Jurassic source rocks and natural gas in the eastern Jungar and exploration potential of low-mature gas [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(1): 44–54.
- [57] 中国石油天然气总公司. 陆相烃源岩地球化学评价方法: SY/T5735-1995[S]. 北京: 石油工业出版社, 1996.
- China National Petroleum Company. Geochemical evaluation standard of terrestrial hydrocarbon source rock: SY/T5735-1995 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996.
- [58] 成海燕, 李安龙, 龚建明. 陆相烃源岩评价参数浅析[J]. *海洋地质动态*, 2008, 24(2): 6–10.
- Cheng Haiyan, Li Anlong, Gong Jianming. Appraisal parameters of terrestrial hydrocarbon source rocks [J]. *Marine Geology Letters*, 2008, 24(2): 6–10.
- [59] 侯读杰, 张林晔. 实用油气地球化学图鉴[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003.
- Hou Dujie, Zhang Linye. Practical oil and gas geochemical map [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.

(编辑 张亚雄)

(上接第850页)

- [16] 丁文龙, 林畅松, 漆立新, 等. 塔里木盆地巴楚隆起构造格架及形成演化[J]. *地学前缘*, 2008, 15(2): 242–252.
- Ding Wenlong, Lin Changsong, Qi Lixin, et al. Structural framework and evolution of Bachu uplift in Tarim basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2008, 15(2): 242–252.
- [17] 蔡习尧, 钱一雄, 陈跃, 等. 塔中地区中下奥陶统划分与对比[J]. *新疆石油地质*, 2007, 28(3): 292–295.
- Cai Xiyao, Qian Yixiong, Chen Yue, et al. Division and correlation of middle–lower Ordovician in Tazhong area, Tarim basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2007, 28(3): 292–295.
- [18] 赵治信, 谭泽金, 唐鹏, 等. 塔里木盆地覆盖区奥陶纪生物地层[J]. *新疆石油地质*, 1999, 20(6): 493–500.
- Zhao Zhixin, Tan Zejin, Tang Peng, et al. Biostratigraphy of Ordovician in cover area of Tarim basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 1999, 20(6): 493–500.
- [19] 赵宗举, 赵治信, 黄智斌, 等. 塔里木盆地奥陶系牙形石带及沉积层序[J]. *地层学杂志*, 2006, 30(3): 193–203.
- Zhao Zongju, Zhao Zhixin, Huang Zhibin, et al. Ordovician conodont zones and sedimentary sequences of the Tarim Basin, Xin Jiang, N W China [J]. *Journal of Stratigraphy*, 2006, 30(3): 193–203.
- [20] 景秀春. 塔里木盆地奥陶纪台地相区牙形石及寒武–奥陶系界线[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2009.
- Jing Xiuchun. The Ordovician conodonts and the Cambrian-Ordovician boundary at the platform facies in the Tarim basin, China [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2009.
- [21] 王清龙, 林畅松, 李浩, 等. 塔里木盆地西北缘中下奥陶统碳酸盐岩沉积微相特征及演化[J]. *天然气地球科学*, 2018, 29(9): 1274–1288.
- Wang Qinglong, Lin Changsong, Li Hao, et al. Carbonate sedimentary microfacies characteristic and evolution of the middle and lower Ordovician in northwestern of Tarim basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2018, 29(9): 1274–1288.
- [22] Fischer A G. The lofter cyclothems of the alpine Triassic [J]. *Kansas Geological Survey Bulletin*, 1964, 169: 107–149.
- [23] 鲍志东, 朱井泉, 江茂生, 等. 海平面升降中的元素地球化学响应—以塔中地区奥陶纪为例[J]. *沉积学报*, 1998, 16(4): 32–36.
- Bao Zhidong, Zhu Jingquan, Jiang Maosheng, et al. Isotope and trace element evolution: Responding to sea-level fluctuation—an example of Ordovician in middle Tarim basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1998, 16(4): 32–36.
- [24] 胡明毅. 塔北柯坪奥陶系碳酸盐岩地球化学特征及环境意义[J]. *石油与天然气地质*, 1994, 15(2): 158–163.
- Hu Mingyi. Geochemical characters and environmental significance of Ordovician carbonate rocks in Keping area, Tarim basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 1994, 15(2): 158–163.
- [25] Haq B U, Stephen R S. A chronology of Paleozoic sea-level changes [J]. *Science*, 2008, 322(5898): 64–68.

(编辑 张亚雄)