

塔里木盆地寒武系源岩地化特征及与典型海相原油对比

杨福林^{1,3}, 云露², 王铁冠³, 丁勇², 李美俊³

[1. 铜仁学院, 贵州 铜仁 554300; 2. 中国石化西北油田分公司, 新疆 乌鲁木齐 830011;

3. 中国石油大学(北京) 地球科学学院, 北京 102249]

摘要:对27件塔里木盆地台盆区寒武系烃源岩样品进行地球化学分析及油源对比表明,寒武系烃源岩具有低姥植比、 C_{21} 三环萜烷/ C_{23} 三环萜烷比值大于1、升藿烷含量低甚至不含、伽马蜡烷含量高、 C_{28} 规则甾烷相对含量高、 C_{27} 三芳甾烷相对含量高、三芳甲藻甾烷含量高及同位素偏重等特征。寒武系烃源岩与典型寒武系、奥陶系原油油岩对比分析表明,寒武系烃源岩与T904和TD2等典型寒武系原油具有良好的亲缘性,而与台盆区大量发现的奥陶系油藏原油并无相关性,从而否定了寒武系烃源岩作为台盆区海相原油主力烃源岩的可能性。此外,塔西北地区柯坪隆起肖尔布拉克、东二沟及苏盖特布拉克等剖面烃源岩样品在生源构成上与台盆区其余寒武系烃源岩有一定差异,其母源有机质可能与奥陶系原油母源有机质具有部分相同的菌藻类构成。

关键词:三芳甾烷;油源对比;烃源岩;寒武系;塔里木盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Geochemical characteristics of the Cambrian source rocks in the Tarim Basin and oil-source correlation with typical marine crude oil

Yang Fulin^{1,3}, Yun Lu², Wang Tieguan³, Ding Yong², Li Meijun³

(1. Tongren University, Tongren, Guizhou 554300, China; 2. Northwest Oilfield Company, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang 830011, China;

3. College of Geoscience, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: 27 Cambrian source rock samples collected from the Tarim Basin were analyzed for geochemical characteristics and oil-source correlation studies. Most Cambrian source rock samples show a series features such as low pristane/phytane, C_{21} tricyclic terpane/ C_{23} tricyclic terpane values, low homohopanes content, high content of gammacerane, high relative content of C_{28} regular steranes and C_{27} triaromatic steroids, high content of triaromatic dinosteroids and heavier stable carbon isotopic values. The oil-source rock analysis between typical Cambrian and Ordovician oils reveals that Cambrian source rocks have a high degree of similarity with Cambrian oils and are different from those Ordovician oils. So that the Cambrian source rocks are believed not to be the major source rocks of Ordovician reservoirs. Besides, source rocks from Xiaerbulake, Dongergou and Sugaitubulake profiles of the Kalpin Uplift show some differences with the rest of Cambrian source rocks on source constitution, which implies partially the same organism compositions with Ordovician oils.

Key words: triaromatic steroid, oil-source rock correlation, source rock, Cambrian, Tarim Basin

塔里木盆地是中国陆上最大的含油气盆地,面积达 $56 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图1)。作为一个典型的叠合复合型盆地,其具有多盆地原型、多期构造运动及多期调整再分配等区域地质特点^[1]。多年勘探实践表明,塔里木盆地油气储量巨大,具有多生油层系、多油气源区、长期多期生烃及多期聚集等特点^[2-3]。塔里木盆地海相原油主要见于3个油气聚集区:雅克拉-塔北-哈德

逊构造带,塔中构造带及巴士托-和田河构造带^[4]。虽然前人已经做过大量的油源对比研究^[5-14],然而塔里木海盆地相原油的烃源岩依然尚未明确。尽管主力烃源岩普遍认为是寒武系与奥陶系烃源岩,但具体是来自寒武系还是奥陶系(主要是上奥陶统),却未有定论。究其原因,可归于以下两点:一是台盆区下古生界海相烃源岩岩心样品的数量较少。烃源岩资料的匮乏

收稿日期:2016-02-03;修订日期:2017-08-11。

第一作者简介:杨福林(1987—),男,博士,有机地球化学及油藏地球化学。E-mail:fulinyang2015@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(41272158)。

及部分烃源岩质量不佳(如抽提物色质分析条件不理想等)大大限制了人们研究时所得出结论的准确性。也正是由于奥陶系烃源岩样品的匮乏,使得有些学者在研究中先入为主地将奥陶系作为烃源岩的可能性否决掉,而想当然地将油源对比结论往寒武系烃源岩所靠拢;二是不同研究者在进行油源对比时采用的指标有较大的差别。如包建平^[6]和王红军等^[15]基于补身烷、三环萜烷与甾烷类参数认为塔里木盆地寒武系烃源岩主要源自中-下寒武统。贾承造等^[16]基于轻烃、中等分子量烃类以及重烃指纹参数对比,认为塔河油田的油源主要来自于下奥陶统。王廷栋^[17]对轮南西部重油研究认为中-上奥陶统烃源岩作为重油的烃源岩有矛盾,并根据这些矛盾及重油中芳基类异戊二烯烃的存在,认为奥陶系重油应该来自寒武系一下奥陶统烃源岩。孙永革等^[18]在轮南地区原油和沥青裂解产物中均检测出芳基类异戊二烯烃以及异常丰富的四甲基苯,推断轮南原油有寒武系烃源层的贡献。

基于此,在采集大量寒武系烃源岩样品的基础上,选取典型寒武系及奥陶系原油样品进行了油岩对比分析,以期进一步明确塔里木盆地海相原油的油源问题。

1 样品与实验方法

本次研究中寒武统烃源岩样品类型多样,包括岩心、岩屑和野外露头。样品主要来自巴楚隆起(库南1井、和4井岩心)、塔北隆起(星火1井岩屑)、塔东地区(塔东2井、尉犁1井岩心及恰克马克铁什剖面露头)及柯坪隆起(肖尔布拉克、东二沟及苏盖特布拉克剖面露头)(图1)。5件寒武系原油样品及10件奥陶系样品原油样品来自塔北、塔东及塔西南等。具体层位及深度等数据参见表1。

烃源岩各馏分的分离主要采用索氏抽提法完成。用大约450 mL 三氯甲烷抽提24 h以获取氯仿沥青。烃源岩抽提物用正己烷除去沥青质,再在硅胶、氧化铝层析柱上作族组分分离,依次用正己烷、二氯甲烷+正己烷(体积比2:1)及二氯甲烷冲洗,先后得到饱和烃、芳烃及非烃馏分^[14]。饱和烃及芳烃馏分的色谱质谱分析在安捷伦6890色谱仪及安捷伦5975i质谱仪上完成。色谱条件如下:HP-5MS色谱柱(60 m × 0.25 mm × 0.25 μm),氮气作为载气。饱和烃升温程序:初始温度100 °C保持1 min,然后以4 °C/min的速率升至220 °C,以2 °C/min的速率升至300 °C,恒温5 min^[19]。芳烃馏

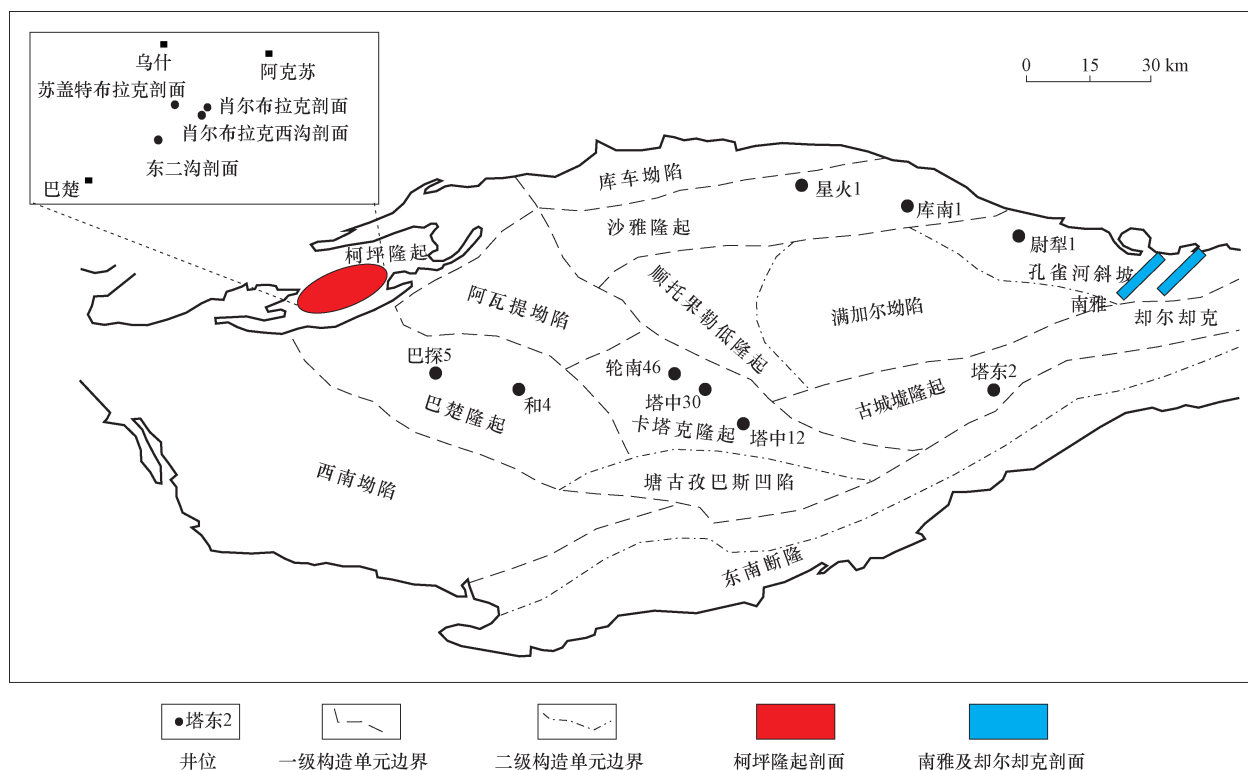


图1 塔里木盆地构造单元划分及样品采集点

Fig. 1 Structural element division and locations of sampled wells in the Tarim Basin

分升温程序:初始温度 80 ℃保持 1 min,然后以 3 ℃/min 的速率升至 300 ℃,恒温 15 min。进样口温度为 300 ℃^[20]。采用 EI 电子轰击模式,电压 70 eV。芳烃质谱扫

描离子范围为 50 ~ 600。生物标志化合物的定性通过与参考文献中的图谱对比确定。源岩及原油的各馏分稳定碳同位素实验在 FLASH2000EA – MAT253IRMS 上完成。

表 1 塔里木盆地烃源岩及典型寒武系、奥陶系原油分布

Table 1 Distribution of source rocks and typical Cambrian and Ordovician crude oils in the Tarim Basin

层位	剖面或井号	深度/m	地区	样品类型	$R_o/\%$
Є ₃ ql	库南 1	4 994	塔北	岩心	—
Є ₃ ql	库南 1	5 188	塔北	岩心	—
Є ₃ ql	和 4	4 598 ~ 4 599	塔西南	岩心	—
Є ₃ t	塔东 2	4 772	塔东	岩心	—
Є ₂ m	尉犁 1	4 228	塔东	岩心	1.72
Є ₂ m	尉犁 1	4 235	塔东	岩心	1.69
Є ₂ s	肖尔布拉克	XEBLK – 08	柯坪隆起	露头	0.95
Є ₁ xd	尉犁 1	4 334	塔东	岩心	1.73
Є ₁ xd	尉犁 1	4 338	塔东	岩心	1.99
Є ₁ xd	尉犁 1	4 379	塔东	岩心	1.85
Є ₁ xd	尉犁 1	4 383	塔东	岩心	1.91
Є ₁ xd	QKMKTS – 01		塔东	露头	1.33
Є ₁ xd	QKMKTS – 02		塔东	露头	1.14
Є ₁ xd	塔东 2	4 919	塔东	岩心	2.92
Є ₁ y	星火 1	5 826 ~ 5 830	塔北	岩屑	1.39
Є ₁ y	星火 1	5 831 ~ 5 837	塔北	岩屑	1.77
Є ₁ y	星火 1	5 838 ~ 5 844	塔北	岩屑	1.71
Є ₁ y	XEBLK – 06		柯坪隆起	露头	1.05
Є ₁ y	XEBLK – 05		柯坪隆起	露头	1.11
Є ₁ y	XEBLK – 01		柯坪隆起	露头	—
Є ₁ y	XEBLK – XG – 01		柯坪隆起	露头	—
Є ₁ y	XEBLK – DG – 01		柯坪隆起	露头	1.05
Є ₁ y	DEG – 02		柯坪隆起	露头	—
Є ₁ y	DEG – 03		柯坪隆起	露头	—
Є ₁ y	DEG – 04		柯坪隆起	露头	—
Є ₁ y	SGTBLK – 02		柯坪隆起	露头	0.98
Є ₁ y	SGTBLK – 04		柯坪隆起	露头	1.11
J	LK1	4 265 ~ 4 305	塔东	原油	—
O ₃ l	MA4 – 2	2 017 ~ 2 041	塔西南	原油	—
O ₁ y	T904	5 900 ~ 5 935	塔北	原油	—
Є	TD2	4 561 ~ 5 040	塔东	原油	—
O ₃ l	TZ26	4 392 ~ 4 402	塔中	原油	—
O ₃ l	HD24	6 314 ~ 6 451	塔北	原油	—
O ₃ l	RP6C	6 534 ~ 7 220	塔北	原油	—
O ₁	S46	5 372 ~ 5 504	塔北	原油	—
O ₁	S47	5 344 ~ 5 369	塔北	原油	—
O ₂ yj	TP37	6 804 ~ 6 940	塔北	原油	—
O ₁₋₂ y	YB1	5 550 ~ 5 630	塔西南	原油	—
O ₁₋₂ y	YJ1X	7 178 ~ 7 260	塔北	原油	—
O ₂ yj	XK7	6 880 ~ 6 980	塔北	原油	—
S ₁ k	SHUN9	5 587	顺托果勒	原油	—
O ₁₋₂ y	T302	5 377 ~ 5 497	塔北	原油	—

2 结果与讨论

2.1 链烷烃及姥植比

塔里木盆地寒武系烃源岩链烷烃的分布随层位由深至浅变化差异明显。下寒武统玉尔吐斯组烃源岩正构烷烃发育较为完整,呈现出双峰态后峰型分布(图2i,j)。这表明烃源岩生源可能由低等生物与高等植物混合构成,且以高等陆源输入占优势。而中-下寒武统在盆地东西部分布差异明显。西部主要以分布于柯坪隆起的中寒武统沙依里克组灰黑色砂屑白云岩为主,正构烷烃分布完整、含量丰富且以中分子量烃类为主(图2d)。而东部地区则以尉犁1井为代表,正构烷烃含量较低,碳数分布较为均衡(图2e,f)。这种相对含量的差异主要受成熟度的影响:柯坪隆起肖尔布拉克剖面成熟度较低,故高分子量烃类得以保存;而东部地区普遍成熟度很高,如尉犁1井寒武系烃源岩达到高成熟-过成熟范畴($R_o > 1.5\%$),这使得热稳定性较差的大分子量正构烷烃开始裂解耗散。上寒武统则呈现出明显的低分子量烃类分布优势(碳数小于 C_{20}),暗示了生源组成以低等水生生物或菌藻类为主^[21-22](图2a,b)。

虽然可能受到多种因素的影响,姥植比(Pr/Ph)依然是指示氧化还原环境的有效参数^[23-24]。寒武系烃源岩的Pr/Ph除极少数样品外均小于1.0,主要分布于0.5~1.0,表明烃源岩沉积于还原环境中,而姥植比大于1的上寒武统库南1井、和4井及塔东2井烃源岩则沉积于氧化性略强的底水沉积环境中。这种中-下寒武统至上寒武统姥植比的增大可能暗示着全盆地大气含氧量的逐渐上升。

此外,在寒武系烃源岩饱和烃色谱图中普遍有“UCM”鼓包的存在,尤以柯坪隆起及塔东尉犁1井下寒武统样品更为显著(图2i,l),显然烃源岩有机质的保存条件较差,有可能遭受到了生物降解的影响。

2.2 甾萜烷

2.2.1 萜萜烷

三环萜烷广泛分布于石油和沉积有机质中,可能来源于原生动物的细胞膜,一般认为三环己戊二烯醇是其前驱物^[25]。同时藻类也可能是其来源^[26-27],此外也有证据表明 C_{19} 和 C_{20} 三环萜烷可能来自高等植物。寒武系烃源岩除少数样品(星火1和塔东2)外,均含有丰富的三环萜烷系列化合物,柯坪隆起各剖面样品三环萜烷

对藿烷的相对丰度优势尤甚。前人对塔里木盆地油源研究时提出过 $C_{20} + C_{21}$ 三环萜烷与 $C_{23} + C_{24}$ 三环萜烷的比值 $[(C_{20} + C_{21})/(C_{23} + C_{24})TT]$ 用作区分寒武系与奥陶系原油的经验参数^[8]。本文中寒武统烃源岩 $C_{21}/C_{23}TT$ 比值除柯坪隆起外均大于1,分布于1.0~1.77(表2)。柯坪隆起肖尔布拉克、东二沟及苏盖特布拉克等各剖面样品 $C_{21}/C_{23}TT$ 几乎均小于1(0.66~1.11),这可能暗示了柯坪剖面沉积有机质的生源构成异于盆地其他地区(图3)。寒武系原油 $C_{21}/C_{23}TT$ 分布于0.69~1.33,远高于奥陶系原油的0.40~0.63。显然, C_{21}/C_{23} 三环萜烷比值参数可以很好的区分寒武系与奥陶系原油,而从三环萜烷构成来看寒武系烃源岩与LK1,TD2等寒武系原油的亲缘性更好。

石油和沉积有机质中的藿烷系列来自原核生物的细胞膜,是主要的三萜类生物标志化合物。塔里木盆地寒武系烃源岩中普遍检测到丰富的藿烷系列,包括 C_{29} — $C_{35}\alpha\beta$ 藿烷系列。但藿烷系列中普遍以 $C_{30}\alpha\beta$ 藿烷为主, C_{31} — C_{35} 等升藿烷含量很少,升藿烷/ C_{30} 藿烷比值分布于0.37~1.46,绝大多数小于1,而与寒武系原油的0~1.47相接近。奥陶系升藿烷/ C_{30} 藿烷的比值则分布于1.94~3.52,几乎均高于2.0,远高于寒武系烃源岩,从而显示出油岩上的不相关性。 C_{29}/C_{30} 藿烷上也表现出相似的性质。 C_{35}/C_{34} 藿烷比值常用来表征沉积环境的氧化还原程度,较高的 C_{35}/C_{34} 藿烷比值一般表征还原性较强的海相碳酸盐岩沉积^[28-30]。寒武系烃源岩基本不含 C_{35} 升藿烷,也与其泥岩或硅质岩等岩性构成相一致。

伽马蜡烷含量常用于指示水体分层环境^[31]。寒武系烃源岩与寒武系原油其伽马蜡烷/ $C_{31}R$ 比值基本大于1.0,分布于0.82~2.00,而奥陶系原油除TP37外其余均小于0.8(表2)。虽然不宜由此断定全盆地寒武系烃源岩均存在水体分层现象,但显然可以得出寒武系烃源岩与奥陶系原油沉积环境明显不同,而与寒武系原油更为一致(图4)。

2.2.2 甾萜烷

石油和沉积有机质中的甾萜烷来自真核生物, C_{27} — C_{28} — C_{29} 规则甾萜烷分布特征通常反映沉积有机质的生源构成^[32-33]。寒武系烃源岩 m/z 217谱图上主要分布3种类型的 C_{27} — C_{28} — C_{29} 规则甾萜烷,分别是以塔东地区塔东2、尉犁1井为代表的“V”字型、以柯坪隆起肖尔布拉克、苏盖特布拉克剖面为代表的“L”型及以塔北隆起星火1井为代表的反“L”型。一般来讲, C_{27} 规则甾萜烷占优势的“L”型分布表征低等水生生物来

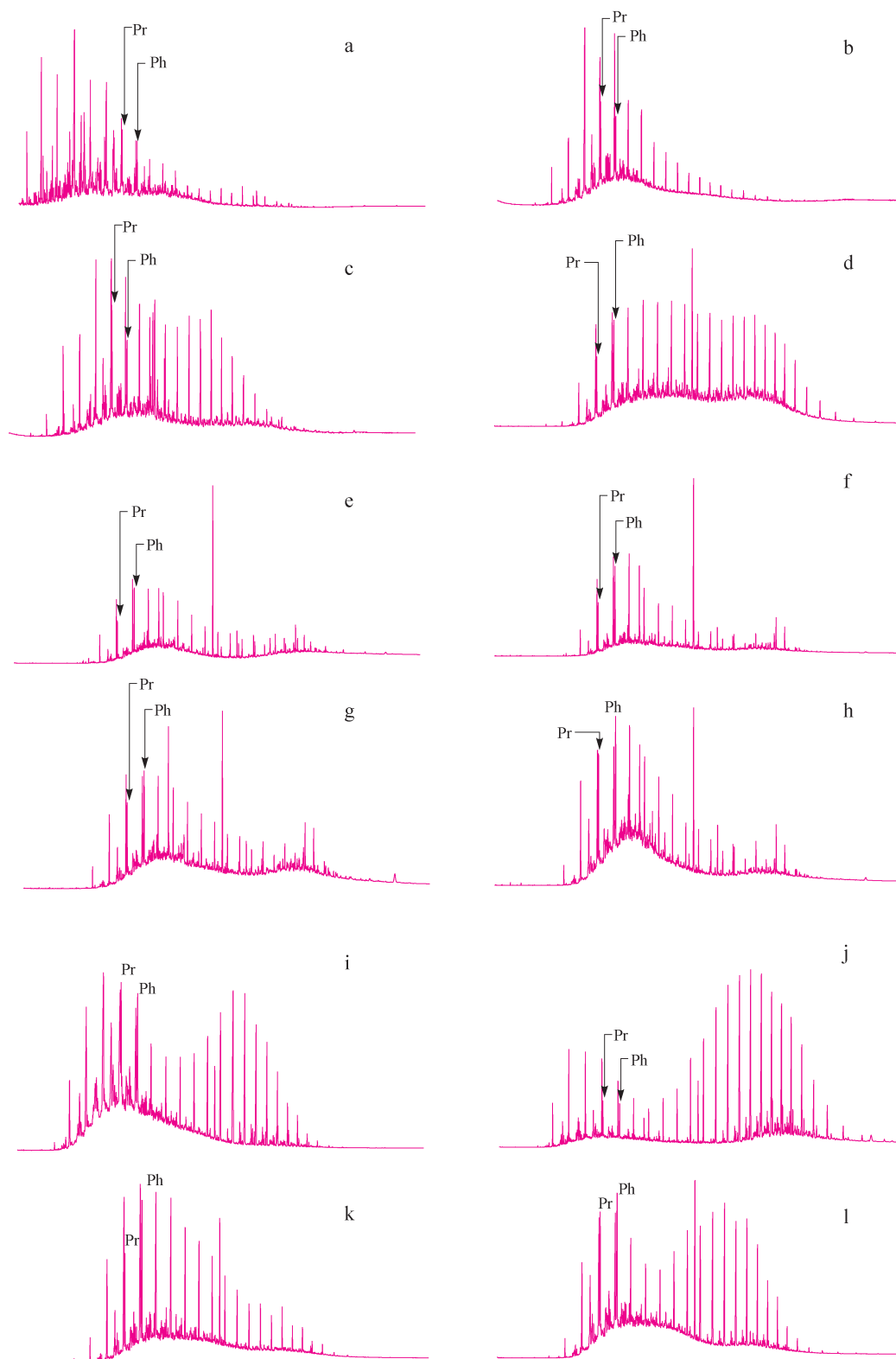


图2 塔里木盆地典型寒武系烃源岩饱和烃色谱

Fig. 2 Saturate hydrocarbon chromatograms of typical Cambrian source rocks in the Tarim Basin

a. 库南1井, E_3ql , 埋深4 994.50 m, 灰黑色灰质泥岩, $\text{Pr}/\text{Ph}=0.94$; b. 和4井, E_3ql , 埋深4 598.00 m, 灰色泥灰岩, $\text{Pr}/\text{Ph}=1.06$; c. 塔东2井, E_3t , 埋深4 772.10 m, 灰黑色泥岩, $\text{Pr}/\text{Ph}=1.27$; d. 肖尔布拉克-8, E_2s , 灰黑色砂屑白云岩, $\text{Pr}/\text{Ph}=0.55$; e. 尉犁1井, E_2m , 埋深4 228.68 m, 黑色泥质白云岩, $\text{Pr}/\text{Ph}=0.58$; f. 尉犁1井, E_2m , 埋深4 235.35 m, 黑色泥质灰岩, $\text{Pr}/\text{Ph}=0.51$; g. 尉犁1井, E_1xd , 埋深4 338.60 m, 黑色泥质灰岩, $\text{Pr}/\text{Ph}=0.69$; h. 尉犁1井, E_1xd , 埋深4 383.55 m, 黑色泥质灰岩, $\text{Pr}/\text{Ph}=0.68$; i. 恰克马克铁什-1, E_1xd , 灰黑色硅质泥岩, $\text{Pr}/\text{Ph}=0.93$; j. 星火1井, E_1y , 埋深5 831.00 m, 灰黑色炭质页岩, $\text{Pr}/\text{Ph}=0.95$; k. 肖尔布拉克-1, E_1y , 灰黑色硅质岩, $\text{Pr}/\text{Ph}=0.59$; l. 苏盖特布拉克-2, E_1y , 硅质岩, $\text{Pr}/\text{Ph}=0.82$

表2 塔里木盆地寒武系烃源岩及典型寒武系、奥陶系原油饱和烃地球化学参数
Table 2 Geochemical parameters of saturated fractions of the Cambrian source rocks,
typical Cambrian oils and typical Ordovician oils in the Tarim Basin

层位	井号/剖面	深度/m	A	B	C	D	E	F	G	H	I/%	J/%	K/%	L
€ ₃ ql	库南1	4 994	0.94	1.48	0.81	0.30	0.52	0.00	1.83	0.48	31.49	26.82	41.69	0.64
€ ₃ ql	库南1	5 188	1.20	1.53	0.61	0.28	0.50	0.00	1.34	0.37	24.52	30.72	44.77	0.69
€ ₃ ql	和4	4 598 ~ 4 599	1.06	1.61	0.78	0.58	0.58	0.00	0.97	0.97	27.17	27.57	45.26	0.61
€ ₃ t	塔东2	4 772	1.27	1.45	0.53	0.51	0.49	0.72	0.82	1.34	28.93	27.50	43.57	0.63
€ ₂ m	尉犁1	4228	0.58	1.32	0.30	0.39	0.56	0.00	1.38	0.95	32.65	28.89	38.46	0.75
€ ₂ m	尉犁1	4235	0.51	1.42	0.51	0.30	0.51	0.00	2.00	0.60	32.92	28.91	38.17	0.76
€ ₂ s	XEBLK-08		0.55	0.69	0.56	0.46	0.61	0.00	1.12	0.90	43.75	26.41	29.84	0.89
€ ₁ xd	尉犁1	4 334	0.59	1.77	0.58	0.41	0.70	0.00	1.16	0.92	35.67	27.81	36.52	0.76
€ ₁ xd	尉犁1	4 338	0.69	1.23	0.52	0.40	0.49	0.70	1.43	1.09	29.23	31.79	38.98	0.82
€ ₁ xd	尉犁1	4 379	0.81	1.44	0.62	0.50	0.56	0.00	1.40	1.02	33.15	30.31	36.54	0.83
€ ₁ xd	尉犁1	4 383	0.68	1.77	0.65	0.41	0.54	0.00	1.58	0.99	33.19	29.31	37.50	0.78
€ ₁ xd	QKMKTs-01		0.93	1.13	0.41	0.50	0.70	0.00	1.18	0.64	48.75	28.14	23.11	1.22
€ ₁ xd	QKMKTs-02		0.78	1.00	0.56	0.51	0.63	0.00	1.02	0.77	47.31	24.63	28.06	0.88
€ ₁ xd	塔东2	4 919	1.15	1.06	0.56	0.47	0.49	0.54	0.87	1.46	29.54	26.38	44.08	0.55
€ ₁ y	星火1	5 826 ~ 5 830	1.04	1.23	0.50	0.37	0.50	0.55	1.00	0.87	24.73	34.23	41.04	0.83
€ ₁ y	星火1	5 831 ~ 5 837	0.95	1.24	0.42	0.37	0.48	0.52	1.02	0.84	25.06	34.05	40.89	0.83
€ ₁ y	星火1	5 838 ~ 5 844	0.97	1.08	0.44	0.37	0.50	0.55	1.02	0.91	25.96	34.77	39.27	0.89
€ ₁ y	XEBLK-06		0.69	0.84	0.43	0.49	0.62	0.00	1.04	0.69	47.01	25.00	27.99	0.88
€ ₁ y	XEBLK-06		0.80	0.66	0.30	0.48	0.62	0.00	0.89	0.83	46.09	25.80	28.11	0.80
€ ₁ y	XEBLK-01		0.59	0.74	0.39	0.47	0.59	0.00	1.15	0.81	47.79	25.54	26.67	0.85
€ ₁ y	XEBLK-XG-01		0.55	0.80	0.53	0.45	0.64	0.00	1.06	0.80	45.72	25.17	29.11	0.86
€ ₁ y	XEBLK-DG-01		0.73	1.06	0.38	0.51	0.48	0.00	0.98	1.17	39.92	27.27	32.81	0.83
€ ₁ y	DEG-02		0.64	0.87	0.60	0.36	0.53	0.00	1.56	0.92	38.11	27.75	34.14	0.81
€ ₁ y	DEG-03		0.48	0.71	0.47	0.29	0.63	0.00	1.45	0.71	39.57	28.26	32.17	0.88
€ ₁ y	DEG-04		0.72	0.97	0.53	0.39	0.49	0.00	1.33	0.75	37.34	27.60	35.06	0.79
€ ₁ y	SGTBLK-02		0.82	1.11	0.38	0.40	0.70	0.00	1.12	0.73	41.48	29.99	28.53	1.05
€ ₁ y	SGTBLK-04		0.95	0.73	0.50	0.48	0.63	0.00	1.30	0.74	45.25	23.64	31.10	0.76
J	LK1	4 265 ~ 4 305	0.78	0.69	0.28	0.49	0.61	0.00	1.19	0.55	46.85	25.48	27.66	0.92
O ₃ l	MA4-2	2 017 ~ 2 041	2.20	0.88	0.89	0.48	0.46	0.61	1.36	1.07	34.63	27.02	38.36	0.70
O ₁ y	T904	5 900 ~ 5 935	1.02	1.33	0.38	0.38	0.89	—	—	0.00	32.77	34.67	32.56	1.06
€	TD2	4 561 ~ 5 040	1.10	1.13	0.49	0.39	0.46	0.71	1.18	1.47	32.66	29.21	38.13	0.77
O ₃ l	TZ26	4 392 ~ 4 402	1.15	0.76	0.48	0.47	0.53	0.63	1.22	1.24	31.24	27.14	41.62	0.65
O ₃ l	HD24	6 314 ~ 6 451	0.75	0.45	0.72	0.51	0.97	0.00	0.26	2.03	32.51	19.63	47.86	0.41
O ₃ l	RP6C	6 534 ~ 7 220	0.92	0.52	0.91	0.61	0.88	0.00	0.63	2.08	37.31	19.72	42.97	0.46
O ₁	S46	5 372 ~ 5 504	0.80	0.40	0.64	0.30	0.90	0.99	0.28	3.52	34.68	13.75	51.57	0.27
O ₁	S47	5 344 ~ 5 369	0.90	0.44	0.57	0.43	0.77	1.02	0.28	2.97	36.64	16.25	47.12	0.34
O ₂ yj	TP37	6 804 ~ 6 940	0.85	0.43	0.49	0.56	0.83	—	2.16	1.94	34.02	21.63	44.35	0.49
O ₁₋₂ y	YB1	5 550 ~ 5 630	0.82	0.63	0.92	0.53	0.88	—	0.55	1.22	42.46	17.79	39.75	0.45
O ₁₋₂ y	YJ1X	7 178 ~ 7 260	0.91	0.49	0.89	0.59	0.98	—	0.57	2.08	37.35	19.70	42.95	0.46
O ₂ yj	XK7	6 880 ~ 6 980	0.86	0.52	0.30	0.27	1.00	0.79	0.55	2.01	35.15	19.45	45.40	0.43
S ₁ k	SHUN9	5 587	0.78	0.45	0.66	0.54	0.77	0.00	0.72	1.96	36.64	18.78	44.58	0.42
O ₁₋₂ y	T302	5 377 ~ 5 497	0.86	0.43	0.62	0.51	0.90	1.14	0.62	3.48	33.94	19.55	46.52	0.42

注: A. Pr/Ph; B. C₂₁三环萜烷/C₂₃三环萜烷; C. C₂₄四环萜烷/C₂₆三环萜烷; D. Ts/(Ts + Tm); E. C₂₉藿烷/C₃₀藿烷; F. C₃₅升藿烷/C₃₄升藿烷; G. 伽马蜡烷/C₃₁R 升藿烷; H. 升藿烷/C₃₀藿烷; I. C₂₇规则甾烷; J. C₂₈规则甾烷; K. C₂₉规则甾烷; L. C₂₈规则甾烷/C₂₉规则甾烷

源,而 C₂₉规则甾烷占优势的反“L”型分布则暗示高等植物的输入。由此可以推断柯坪隆起的来源以菌藻类

为主,而星火1井寒武系烃源岩则有高等陆源有机质的贡献。

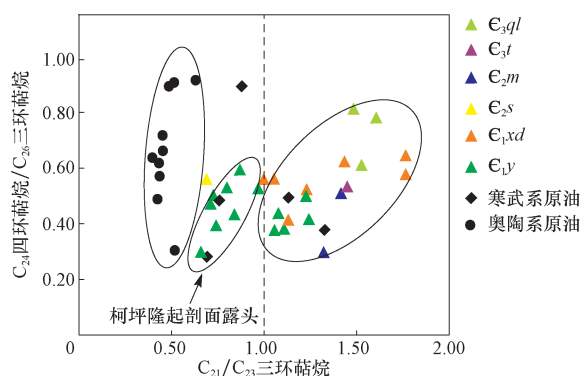


图3 塔里木盆地寒武系烃源岩及典型寒武系、奥陶系原油 C_{21}/C_{23} 三环萜烷与 C_{24} 四环萜烷/ C_{26} 三环萜烷相关图

Fig. 3 Correlogram of C_{21}/C_{23} tricyclic terpanes vs. C_{24} tetracyclic terpene/ C_{26} tricyclic terpene of saturated fractions of the Cambrian source rocks, typical Cambrian oils and typical Ordovician oils in the Tarim Basin

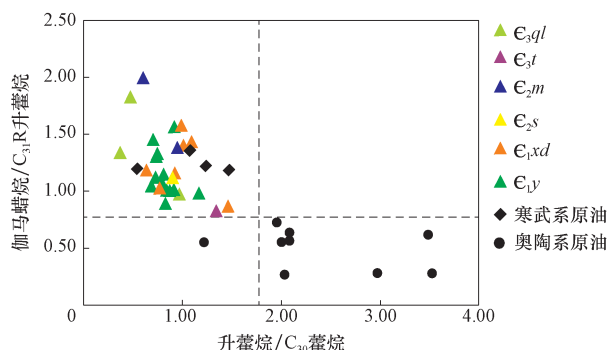
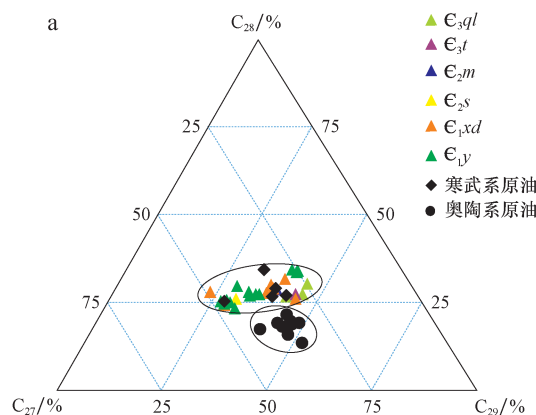


图4 塔里木盆地寒武系烃源岩及典型寒武系、奥陶系原油升萜烷与伽马萜烷含量相关图
Fig. 4 Correlogram of homohopanes/ C_{30} hopane vs. gammacerane/ C_{31} R homohopane of saturated fractions of the Cambrian source rocks, typical Cambrian oils and typical Ordovician oils in the Tarim Basin



前人研究均表明塔里木盆地寒武系原油 C_{28} 规则甾烷含量较高,而塔河奥陶系油藏原油等典型海相原油的 C_{28} 甾烷含量较低^[9,34-35]。王铁冠等研究指出全盆地已知的钻遇寒武系的岩心样品中, C_{28} 甾烷含量达 25% ~ 38%^[10]。本次研究中,除个别样品(恰克马克铁什-2, 苏盖特布拉克-4)外,所有寒武系烃源岩样品 C_{28} 规则甾烷相对含量均大于 25%,而 LK1 和 T904 等寒武系原油的 C_{28} 规则甾烷相对含量也均大于 25% (25.48% ~ 34.67%), HD24 和 S46 等奥陶系原油则均小于 25%。在图 5a 中可以明显看出寒武系烃源岩与寒武系原油聚为一类,均高于 25%,而奥陶系原油则明显分布异于寒武系烃源岩。

2.3 芳烃

芳烃化合物是原油的重要组成部分,可指示原油母质沉积环境、来源及其成熟度、原油运移和油源对比等许多地质-地球化学信息^[36-38]。芳烃中的芴(F)、硫芴(SF)和氧芴(OF)3类化合物的相对组成也常用于判断海陆相及氧化还原等古沉积环境^[39]。总体上讲,塔里木盆地寒武系烃源岩硫芴含量较高,其最高值达 99.06%(东二沟-4)(表3),较高的硫芴含量通常表征较强的还原性环境。塔北地区库南1井及塔东北恰克马克铁什剖面则分别呈现出氧芴与芴的优势分布,反映了寒武纪盆地内随着区域的变化沉积环境也有相应的变化。此外,寒武系烃源岩除柯坪隆起部分样品外(肖尔布拉克-东沟-1, 东二沟-4),绝大多数样品二苯并噻吩/菲的比值较小(小于 0.5)。这与寒武系原油的分布区间较为吻合,而奥陶系原油则比值较高(0.5 ~ 0.73)(表3)。显然,奥陶系原油烃源岩的沉积环境还原性应当强于寒武系烃源岩。

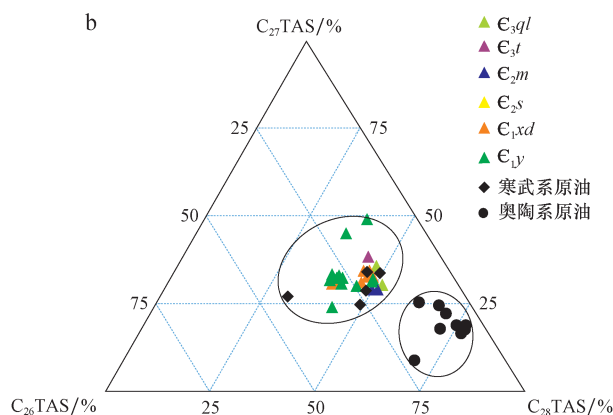


图5 塔里木盆地寒武系烃源岩及典型寒武系、奥陶系原油 C_{27} - C_{28} - C_{29} 规则甾烷(a)与 C_{26} - C_{27} - C_{28} 三芳甾烷(b)三角图

Fig. 5 Triangular diagrams of C_{27} - C_{28} - C_{29} regular steranes and C_{26} - C_{27} - C_{28} triaromatic steroids of aromatic fractions of the Cambrian source rocks, typical Cambrian oils and typical Ordovician oils in the Tarim Basin

表3 塔里木盆地寒武系烃源岩及典型寒武系、奥陶系原油芳烃地球化学参数

Table 3 Geochemical parameters of aromatic fractions of the Cambrian source rocks, typical Cambrian oils and typical Ordovician oils in the Tarim Basin

层位	井号/剖面	深度/ m	F/ %	SF/ %	OF/ %	DBT/P	C ₂₆ TAS/ %	C ₂₇ TAS/ %	C ₂₈ TAS/ %	TAS(26 + 27)/28	C ₂₆ /C ₂₈ 20S TAS	C ₂₇ /C ₂₈ 20R TAS	TDSI
€ _{3ql}	库南1	4 994	25.83	23.06	51.10	0.11	18.04	30.60	51.36	0.95	0.36	0.60	0.74
€ _{3ql}	库南1	5 188	25.17	20.85	53.98	0.01	16.63	36.01	47.36	1.11	0.37	0.76	0.77
€ _{3ql}	和4	4 598 ~ 4 599	12.98	80.52	6.50	0.46	—	—	—	0.00	—	—	0.00
€ _{3t}	塔东2	4 772	42.84	17.77	39.39	0.06	17.13	38.72	44.16	1.26	0.41	0.88	0.77
€ _{2m}	尉犁1	4 228	28.06	64.67	7.27	0.08	19.86	29.38	50.76	0.97	0.32	0.58	0.62
€ _{2m}	尉犁1	4 235	29.79	63.23	6.98	0.05	21.29	29.25	49.46	1.02	0.39	0.59	0.71
€ _{2s}	XEBLK-08		54.85	32.24	12.90	0.04	27.11	32.94	39.95	1.50	0.60	0.82	0.83
€ _{1xd}	尉犁1	4 334	11.01	86.03	2.96	0.19	20.39	34.54	45.07	1.22	0.49	0.77	0.80
€ _{1xd}	尉犁1	4338	15.98	76.96	7.06	0.25	22.75	31.43	45.82	1.18	0.45	0.69	0.77
€ _{1xd}	尉犁1	4 379	17.61	73.26	9.13	0.27	19.11	32.86	48.03	1.08	0.34	0.68	0.64
€ _{1xd}	尉犁1	4 383	12.05	82.81	5.15	0.22	20.70	32.79	46.51	1.15	0.41	0.71	0.76
€ _{1xd}	QKMKTS-01		54.22	5.18	40.60	0.19	29.34	30.96	39.71	1.52	0.68	0.78	0.83
€ _{1xd}	QKMKTS-02		57.79	14.55	27.66	0.05	29.76	31.04	39.20	1.55	0.67	0.79	0.88
€ _{1xd}	塔东2	4 919	45.58	14.89	39.52	0.08	19.09	34.75	46.16	1.17	0.40	0.75	0.81
€ _{1y}	星火1	5 826 ~ 5 830	33.91	43.53	22.56	0.11	19.40	32.14	48.46	1.06	0.40	0.66	0.74
€ _{1y}	星火1	5 831 ~ 5 837	23.81	60.43	15.76	0.38	20.16	31.46	48.38	1.07	0.42	0.65	0.77
€ _{1y}	星火1	5 838 ~ 5 844	23.45	63.36	13.18	0.42	24.31	30.22	45.47	1.20	0.50	0.66	0.79
€ _{1y}	XEBLK-06		15.05	81.43	3.53	0.38	28.53	33.56	37.91	1.64	0.69	0.89	0.86
€ _{1y}	XEBLK-05		20.31	77.33	2.36	0.64	27.14	33.15	39.72	1.52	0.65	0.83	0.85
€ _{1y}	XEBLK-01		47.11	15.36	37.53	0.01	18.91	45.40	35.69	1.80	0.61	1.27	0.82
€ _{1y}	XEBLK-XG-01		21.89	67.60	10.51	0.14	29.74	32.08	38.18	1.62	0.69	0.84	0.87
€ _{1y}	XEBLK-DG-01		0.98	98.17	0.85	1.95	11.85	49.34	38.81	1.58	0.58	1.27	0.84
€ _{1y}	DEG-02		7.71	89.86	2.42	0.20	27.62	30.77	41.61	1.40	0.52	0.74	0.79
€ _{1y}	DEG-03		44.29	34.08	21.62	0.09	26.44	32.62	40.95	1.44	0.63	0.80	0.70
€ _{1y}	DEG-04		0.52	99.06	0.42	1.35	33.46	24.11	42.43	1.36	0.76	0.57	0.00
€ _{1y}	SGTBLK-02		24.14	66.63	9.23	0.05	27.85	32.54	39.61	1.52	0.70	0.82	0.88
€ _{1y}	SGTBLK-04		21.85	76.61	1.54	1.03	—	—	—	—	—	—	—
J	LK1	4 265 ~ 4 305	17.31	64.03	18.66	0.19	26.36	24.81	48.83	1.05	0.48	0.51	0.64
O _{3l}	MA4-2	2 017 ~ 2 041	47.38	26.96	25.66	0.08	22.72	29.07	48.21	1.07	0.45	0.60	0.79
O _{1y}	T904	5 900 ~ 5 935	46.30	21.54	32.16	0.11	42.27	27.22	30.51	0.64	0.27	0.70	—
€	TD2	4 561 ~ 5 040	43.04	30.48	26.49	0.03	19.69	34.28	46.03	1.17	0.40	0.74	0.78
O _{3l}	TZ26	4 392 ~ 4 402	21.73	63.80	14.48	0.16	16.88	33.84	49.28	1.03	0.34	0.69	0.83
O _{3l}	HD24	6 314 ~ 6 451	25.80	66.33	7.88	0.68	21.59	9.26	69.15	0.45	0.23	0.13	0.24
O _{3l}	RP6C	6 534 ~ 7 220	28.24	66.40	5.36	0.64	7.76	24.83	67.41	0.48	0.15	0.37	0.39
O ₁	S46	5 372 ~ 5 504	37.03	51.45	11.53	0.55	4.37	19.17	76.46	0.31	0.07	0.25	0.23
O ₁	S47	5 344 ~ 5 369	35.67	52.63	11.70	0.58	6.52	16.95	76.53	0.31	0.09	0.22	0.24
O _{2yj}	TP37	6 804 ~ 6 940	22.04	74.36	3.60	0.51	11.95	25.87	62.18	0.61	0.23	0.42	—
O _{1-2y}	YB1	5 550 ~ 5 630	20.25	71.07	8.67	0.54	7.38	22.50	70.11	0.43	0.13	0.32	0.70
O _{1-2y}	YJIX	7 178 ~ 7 260	28.41	65.87	5.72	0.73	—	—	—	—	—	—	—
O _{2yj}	XK7	6 880 ~ 6 980	29.45	63.51	7.04	0.61	6.52	19.20	74.29	0.35	0.09	0.26	0.39
S _{1k}	SHUN9	5 587	18.80	60.20	20.99	0.53	10.81	18.31	70.88	0.41	0.17	0.26	0.42
O _{1-2y}	T302	5 377 ~ 5 497	31.80	58.55	9.66	0.64	6.07	17.56	76.37	0.31	0.10	0.23	0.72

注:TAS. 三芳甾烷;TDSI. 三芳甲甾烷指数,TDSI=三芳甲甾烷/(三芳甲甾烷+三芳3-甲基-24-乙基胆甾烷)。

除极个别样品(和4、苏盖特布拉克-4)检测不到三芳甾烷外,几乎所有寒武系烃源岩样品($C_{26} + C_{27}$)的含量均高于 C_{28} 三芳甾烷,表现在 $(C_{26} + C_{27})/C_{28}$ 比值分布于0.95~1.80。前人研究指出来自寒武系烃源岩的原油中 $C_{26}20S$ 、 $C_{26}20R + C_{27}20S$ 及 $C_{27}20S$ 三芳甾烷含量较高,而来自中-上奥陶统烃源岩的原油 $C_{28}20S$ 及 $C_{28}20R$ 则较高^[40-41],这也与本文研究相一致。图6中可知, $C_{26}/C_{28}20S$ 和 $C_{27}/C_{28}20R$ 等参数分别以0.3和0.5为界限可以完美地将寒武系烃源岩与奥陶系原油区分开来,而寒武系原油则落在寒武系烃源岩的分布区间内。李美俊等2012年所做的研究也得出相似的结论^[14]。

由于 C_{26} 、 C_{27} 和 C_{28} 三芳甾烷是由 C_{27} 、 C_{28} 和 C_{29} 脱甲基芳构化而来,因此应当保留了部分地球化学信息。受 $C_{27} - C_{28} - C_{29}$ 规则甾烷三角图的启发,本文构造了 $C_{26} - C_{27} - C_{28}$ 三芳甾烷三角图。如图5b所示,寒武统烃源岩与奥陶系原油分布差异更为明显。显然,用 $C_{26} - C_{27} - C_{28}$ 三芳甾烷三角图划分原油族群要比 $C_{27} - C_{28} - C_{29}$ 规则甾烷三角图更为显著有效。此外,寒武系烃源岩中含有丰度较高的三芳甲藻甾烷。TDSI(三芳甲藻甾烷指数)分布于0.70~0.88,而寒武系原油的值则分布于0.64~0.83,奥陶系原油普遍低于0.5,显然寒武系烃源岩与寒武系原油有着更好的亲缘性。

2.4 同位素

一般来讲,依据同位素的继承性和油气生成演化过程中的同位素分布和变化规律,碳同位素可用于油源对比。随着极性增加,饱和烃、氯仿沥青、芳烃、非烃及沥青质的稳定碳同位素值依次变重。通过稳定碳同位素曲线直接对比即可判断油源的相关性^[42-43]。寒武系烃源岩大多数样品馏分稳定碳同位素较重(大于-30‰),其中-上寒武统和4井最重,达-25.8‰。从区域上讲,塔东地区突尔沙克塔格组的馏分稳定碳同位素要轻于塔北隆起及巴楚隆起。从层位上讲,自上寒武统突尔沙克塔格组进入中-下寒武统则馏分碳同位素逐渐变轻,至苏盖特布拉克剖面玉尔吐斯组达到最轻(-32.5‰)。值得注意的是,寒武系烃源岩中同位素偏轻($< -30‰$)的样品基本分布于柯坪隆起,暗示了生源构成上与盆地其余地区的差异性。寒武系与奥陶系原油的同位素曲线分布如图7所示。显然寒武系原油与寒武系烃源岩有着明显的一致性;而奥陶系原油同位素则明显偏轻,分布于-32‰~-36‰^[10,44-47],显然不可能源自寒武系烃源岩。

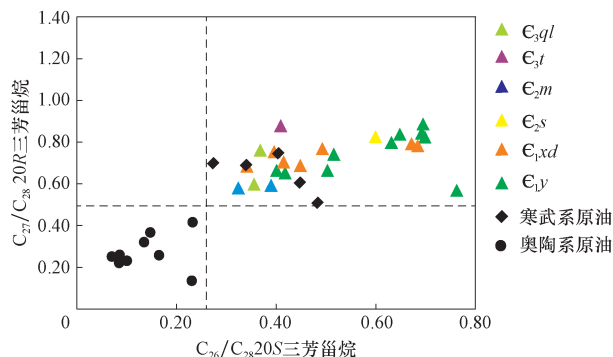


图6 塔里木盆地寒武系烃源岩及寒武系、奥陶系典型原油 $C_{26}/C_{28}20S$ 三芳甾烷与 $C_{27}/C_{28}20R$ 三芳甾烷相关图

Fig. 6 Correlogram of $C_{26}/C_{28}20S$ triaromatic steroids vs. $C_{27}/C_{28}20R$ triaromatic steroids of Cambrian source rocks, typical Cambrian oils and typical Ordovician oils in the Tarim Basin

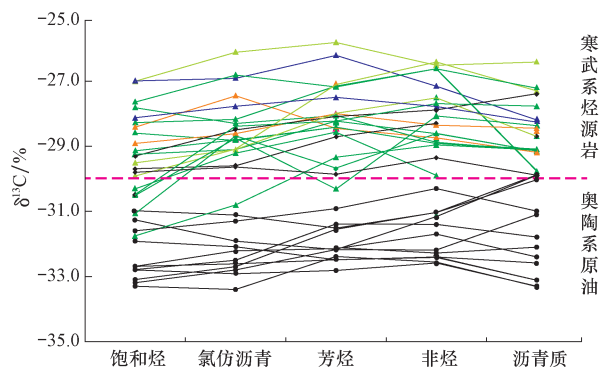


图7 塔里木盆地寒武系烃源岩、寒武系原油及奥陶系原油稳定碳同位素曲线

Fig. 7 Carbon isotope curves for Cambrian source rock extracts, typical Cambrian oils and typical Ordovician oils from the Tarim Basin

2.5 寒武系烃源岩与台盆区海相原油的关系

寒武系烃源岩具有 C_{21}/C_{23} 三环萜烷比值大于1、很低甚至不含 C_{35} 升藿烷、高伽马蜡烷含量、 C_{28} 规则甾烷相对含量大于25%、 C_{27} 三芳甾烷相对含量大于25%、 $(C_{26} + C_{27})/C_{28}$ 三环萜烷大于1、三芳甲藻甾烷含量高及同位素偏重等特征,这与寒武系原油有着良好的一致性,而与奥陶系原油亲缘性较差。值得注意的是,柯坪隆起寒武系烃源岩 C_{21}/C_{23} 三环萜烷及同位素组成等均异于其余寒武系样品,这暗示了该地区沉积有机质的生源构成与台盆区大多数地区有差异。可以推测,柯坪隆起寒武纪时已经出现了部分与台盆区奥陶系海相原油母源有机质相同的菌藻类等有机体。

3 结论

1) 塔里木盆地寒武系烃源岩普遍具有 C_{21}/C_{23} 三环萜烷比值大于1、低升藿烷含量、高伽马蜡烷含量、高 C_{28} 规则甾烷相对含量、高 C_{27} 三芳甾烷相对含量、 $(C_{26} + C_{27})/C_{28}$ 三芳甾烷比值大于1、高三芳甲藻甾烷含量及同位素偏重等特征。

2) 油岩对比分析表明,寒武系烃源岩与寒武系原油具有亲缘性,而与塔里木盆地奥陶系原油并无相关性,从而否定了寒武系烃源岩作为台盆区奥陶系原油主力烃源岩的可能性。

3) 柯坪隆起寒武系烃源岩在生源构成上与台盆区其余寒武系烃源岩有一定的差异,可能混入的某些菌藻类等母源有机体与奥陶系原油生源母质相似或相同。

致谢:感谢中国石化西北油田分公司、中国石油塔里木油田公司提供的实验样品。感谢朱雷、师生宝在实验分析中提供的帮助。

参 考 文 献

- [1] 康玉柱. 塔里木盆地塔河大油田形成的地质条件及前景展望[J]. 中国地质, 2003, 30(3): 215–319.
Kang Yuzhu. Geological characteristics of the formation of the large Tahe oilfield in the Tarim Basin and its prospects[J]. Geology in China, 2003, 30(3): 215–319.
- [2] 叶德胜, 周康康. 塔里木盆地形成大型-巨型油气田的基本地质条件[J]. 石油与天然气地质, 1991, 12(3): 283–291.
Ye Desheng, Zhou Kang. Basic geological conditions for forming huge oil-gas fields in Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 1991, 12(3): 283–291.
- [3] 翟光明, 何文渊. 塔里木盆地石油勘探实现突破的重要方向[J]. 石油学报, 2004, 25(1): 1–7.
Zhai Guangming, He Wenyuan. An important petroleum exploration region in Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(1): 1–7.
- [4] 蔡希源. 塔里木盆地大中型油气田成控因素与展布规律[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(6): 693–701. 2004, 25(1): 1–7.
Cai Xiyuan. Main factors controlling hydrocarbon accumulation of middle-and large-sized oil and gas fields and their distribution rules in the Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(6): 693–701.
- [5] 赵孟军, 肖中尧, 彭燕, 等. 塔里木盆地有机地球化学研究新进展[R]. 塔里木石油勘探开发指挥部勘探研究中心, 1997.
Zhao Mengjun, Xiao Zhongyao, Peng Yan, et al. New advances in organic geochemical research concerning Tarim Basin[R]. Exploration and Research Center under the Headquarters for Petroleum Exploration in Tarim Basin, 1997.
- [6] 包建平, 朱俊章. 塔里木盆地台盆区海相原油成因及聚集机理研究[J]. 江汉石油学院, 2000.
Bao Jianping, Zhu Junzhang. Study on origin and enrichment rules of marine crude in Tarim platform basin area[J]. Jianghan Petroleum College (in Chinese), 2000.
- [7] Zhang S C, Hanson A D, Moldowan J M, et al. Paleozoic oil-source rock correlations in the Tarim basin, NW China[J]. Organic Geochemistry, 2000, 31(4): 273–286.
- [8] Zhang S C, Huang H P. Geochemistry of palaeozoic marine petroleum from the Tarim Basin, NW China: Part 1. Oil family classification[J]. Organic Geochemistry, 2005, 36(8): 1204–1214.
- [9] 马安来, 张水昌, 张大江, 等. 轮南、塔河油田稠油油源对比[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(1): 32–38.
Ma Anlai, Zhang Shuichang, Zhang Dajiang, et al. Oil and source correlation in Lunnan and Tahe heavy oil fields[J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(1): 32–38.
- [10] 王铁冠, 王春江, 张卫彪, 等. 塔河油田奥陶系油气藏成藏地球化学研究[R]. 中国石化新星西北分公司, 2003.
Wang Tieguan, Wang Chunjiang, Zhang Weibiao, et al. Geochemical study on formation of the Ordovician oil/gas reservoirs in Tahe oil field[R]. Sinopec Xinxiang Northwest China Branch, 2003.
- [11] Cai C F, Li K K, Ma A L, et al. Distinguishing Cambrian from Upper Ordovician source rocks: Evidence from sulfur isotopes and biomarkers in the Tarim Basin[J]. Organic Geochemistry, 2009, 40: 755–768.
- [12] Li S M, Pang X Q, Jin Z J, et al. Petroleum source in the Tazhong Uplift, Tarim Basin: New insights from geochemical and fluid inclusion data[J]. Organic Geochemistry, 2010, 41: 531–553.
- [13] Yu S, Pan C C, Wang J J, et al. Molecular correlation of crude oils and oil components from reservoir rocks in the Tazhong and Tabei uplifts of the Tarim Basin, China[J]. Organic Geochemistry, 2011, 42: 1241–1262.
- [14] Li M J, Wang T G, Paul G L, et al. The significance of 24-norcholestanes, triaromatic steroids and dinosteroids in oils and Cambrian-Ordovician source rocks from the cratonic region of the Tarim Basin, NW China[J]. Applied Geochemistry, 2012, 27: 1643–1654.
- [15] 王红军, 张光亚, 包建平. 哈德逊地区石炭系油藏油源问题的探讨[C]. 塔里木石油勘探开发指挥部勘探研究中心, 2000.
Wang Hongjun, Zhang Guangya, Bao Jianping. Discussions on the oil source issue concerning the Carboniferous oil reservoirs in the Hudson area[C]. Exploration and Research Center under the Headquarters for Petroleum Exploration in Tarim Basin (in Chinese), 2000.
- [16] 贾承造, 李小明. 塔里木盆地石油天然气勘探. 国家“九五”科技攻关项目专题报告[C]. 中国石油天然气集团公司, 2001.
Jia Chengzao, Li Xiaodi. Oil and gas exploration of Tarim Basin. Special report of sciences and technologies project of the ninth five-year-national-plan in China[C]. China National Petroleum Corporation, 2001.
- [17] 王廷栋, 徐志明, 林峰. 轮南地区油气藏成藏机制研究[J]. 西南石油学院学, 2002.
Wang Tingdong, Xu Zhiming, Lin Feng. Study on the mechanism for formation of the oil/gas reservoirs in Lunnan area[J]. Southwest China Petroleum College, 2002.
- [18] Sun Yongge, Xu Shiping, Lu Hong, et al. Source facies of the Paleozoic petroleum systems in the Tabei Uplift, Tarim Basin, NW China: Implications from arylisoprenoids in crude oils[J]. Organic Geochemistry, 2003, 34: 629–634.
- [19] Wang T G, Zhu D, Lu H, et al. Biodegraded oil and its high molecular weight ($C_{35}+$) n-alkanes in the Qianmiqiao Region in the Bohai Bay Basin, Northern China[J]. Acta Geologica Sinica, 2004, 78: 93–101.
- [20] Wang T G, Li S M, Zhang S C. Oil migration in the Lunnan region, Tarim Basin, China based on the pyrrolic nitrogen compound distribution[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2004, 41:

- 123–134.
- [21] Gelpi V, Schneider H, Mann J. Hydrocarbons of geochemical significance in microscopic algae[J]. *Phytochemistry*, 1970, 9: 603–12.
- [22] Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence[M]. New York: Springer-Verlag, 1984: 93–130.
- [23] Didyk B M, Simoneit B R T, Brassell S C, et al. Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation[J]. *Nature*, 1978, 272: 216–22.
- [24] Peters K E, Walters C C, Moldowan J M. The biomarker guider: biomarkers and isotopes in petroleum exploration and earth history, vol 2[M]. UK: Cambridge University Press, 2005.
- [25] Ourisson G, Albrecht P, Rohmer M. Predictive microbial biochemistry—from molecular fossils to procaryotic membranes[J]. *Trends in Biochemical Sciences*, 1982, 7: 236–239.
- [26] Volkman J K, Banks M R, Denver K, et al. Biomarker composition and depositional setting of Tasmanite oil shale from northern Tasmania, Australia[M]. The 14th International Meeting on Organic Geochemistry, 1989 18–22.
- [27] Aquino Neto F R, Trendel J M, Restle A, et al. Occurrence and formation of tricyclic and tetracyclic terpanes in sediments and petroleum[M]. New York: John Wiley & Sons, 1983: 659–676.
- [28] Boon J J, Hine S H, Burlingame A L, et al. Organic geochemical studies of Solar Lake laminated cyanobacterial mats. [M]. New York: John Wiley & Sons, 1983: 207–227.
- [29] Connan J, Bouroulec J, Dessort D, et al. The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha palaeoenvironment from Guatemala: a molecular approach [J]. *Organic Geochemistry*, 1986, 10: 29–50.
- [30] Fu J M, Sheng G Y, Peng P A. Peculiarities of salt lake sediments as potential source rocks in China[J]. *Organic Geochemistry*, 1986, 10: 119–126.
- [31] Sinninghe Damste J S, de Leeuw J W. Biomarkers or not biomarkers: a new hypothesis for the origin of pristane involving derivation from methyltrimethyltridecylchromans (MTTCs) formed during diagenesis from chlorophyll and alkylphenols. Comments on Li et al., 1995, 23 (2): 159–167[J]. *Organic Geochemistry*, 1995, 23: 1085–1093.
- [32] Moldowan J M, Seifert W K, Gallegos E J. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks[J]. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1985, 69: 1255–1268.
- [33] Peters K E, Snedden J W, Sulaeman A, et al. A new geochemical-stratigraphic model for the Mahakam Delta and Makassar slope, Kalimantan, Indonesia[J]. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 2000, 84: 12–44.
- [34] 张水昌, 梁狄刚, 黎茂稳, 等. 分子化石与塔里木盆地油源对比[J]. *科学通报*, 2002, 47(增刊)
- Zhang Shuichang, Moldowan J M, Li Maowen, et al. The abnormal distribution of molecular fossils in the pre-Cambrian and Cambrian: its biological significance. *Science China D (Earth Science)* [J], 2002, 45: 193–199.
- [35] 王传刚, 王铁冠, 张卫彪, 等. 塔里木盆地北部塔河油田原油分子地球化学特征及成因类型划分[J]. *沉积学报*, 2006, 24(6): 902–908.
- Wang Chuangang, Wang Tiegang, Zhang Weibiao, et al. Molecular geochemistry and classifications of genetic types of petroleum from Tahe Oilfield of the Northern Tarim Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2006, 24(6): 902–908.
- [36] 刘洛夫, 王伟华, 徐新德, 等. 塔里木盆地群5井原油芳烃地球化学研究[J]. *沉积学报*, 1996, 14(2): 47–55.
- Liu Luofu, Wang Weihua, Xu Xinde, et al. Study on aromatic hydrocarbons of crude oils from Qun 5 Well in Tarim basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1996, 14(2): 47–55 (in Chinese with English abstract).
- [37] 张敏, 张俊. 塔里木盆地原油噻吩类化合物的组成特征及地球化学意义[J]. *沉积学报*, 1999, 17(1): 121–126.
- Zhang Min, Zhang Jun. Composition characteristics and geochemical significances of thiophene-type compounds for crude oils in Tarim basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1999, 17(1): 121–126 (in Chinese with English abstract).
- [38] 罗健, 程克明, 付立新, 等. 烷基二苯并噻吩—烃源岩热演化新指标[J]. *石油学报*, 2001, 22(3): 27–31.
- Luo Jian, Cheng Keming, Fu Lixin, et al. Alkylated dibenzothiophenes index-A new method to assess thermal maturity of source rocks[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2001, 22(3): 27–31 (in Chinese with English abstract).
- [39] 李素梅, 曾凡刚, 庞雄奇, 等. 金湖凹陷西斜坡油气运移分子地球化学研究[J]. *沉积学报*, 2001, 19(3): 459–464.
- Li Sumei, Zeng Fangang, Pang Xiongqi, et al. Oil migration study of the western slope, Jinhu depression of Subei basin, eastern China [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2001, 19(3): 459–464 (in Chinese with English abstract).
- [40] 张水昌, 王飞宇, 张宝民, 等. 塔里木盆地中上奥陶统油源层地球化学研究[J]. *石油学报*, 2000, 21(6): 23–28.
- Zhang Shuichang, Wang Feiyu, Zhang Baomin, et al. Middle-upper Ordovician source rock geochemistry of the Tarim Basin [J]. *Acta Petrol. Sin.* 2000, 21: 23–28 (in Chinese with English abstract).
- [41] Mi J K, Zhang S C, Chen J P, et al. The distribution of the oil derived from Cambrian source rocks in Lunna area, The Tarim Basin, China [J]. *Chinese Science Bulletin*. 2007, 52 (Suppl. 1): 133–140.
- [42] Stahl W J. Carbon and nitrogen isotopes in hydrocarbon research and exploration[J]. *Chemical Geology*, 1977, 20: 121–149.
- [43] Galimov E M. Isotope organic geochemistry[J]. *Organic Geochemistry*, 2006, 37: 1200–1262.
- [44] 王传刚, 王铁冠, 何发歧, 等. 塔河油田原油稳定碳同位素特征及其成藏意义[J]. *新疆石油地质*, 2005, 26(2): 156
- Wang Chuangang, Wang Tiegang, He Faqi, et al. Characters of oil stable carbon isotope and its pool farming mechanism of Tahe oilfield [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2005, 26(2): 156
- [45] Yu S, Pan C C, Wang J J, et al. Correlation of crude oils and oil components from reservoirs and source rocks using carbon isotopic compositions of individual n-alkanes in the Tazhong and Tabei Uplift of the Tarim Basin, China[J]. *Organic Geochemistry*, 2012, 52: 67–80.
- [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): 175–182.
- Chang Xiangchun, Wang Tiegang, 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): 175–182.
- [47] 云露, 曹自成. 塔里木盆地顺南地区奥陶系油气富集与勘探潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(6): 788–797.
- Yun Lu, Cao Zicheng. Hydrocarbon enrichment pattern and exploration potential of the Ordovician in Shunnan area, Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(6): 788–797.