

塔北哈 6 井油砂及沥青砂岩抽提物的 地球化学特征及对比

程 斌¹, 王铁冠¹, 常象春^{1,2}, 袁 媛¹, 王 宁¹

(1. 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 山东科技大学, 山东 青岛 266510)

摘要: 采集塔里木盆地哈拉哈塘凹陷哈 6 井石炭系油砂及志留系沥青砂岩样品共 5 件, 对其抽提并进行稳定碳同位素、饱和烃气相色谱及质谱等分析。石炭系油砂与志留系沥青砂岩抽提物的稳定碳同位素组成十分相似; *CPI* 值为 0.95~1.06, *OEP* 值为 0.94~1.00, 姥鲛烷/植烷值为 0.34~0.76; C_{21}/C_{23} 三环萜烷为 0.37~0.47, C_{29}/C_{30} 藿烷为 0.91~0.97, $C_{35}S/C_{34}S$ 藿烷为 0.91~1.00, 伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷为 0.69~0.79, $Ts/(Ts+Tm)$ 为 0.39~0.43, C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 规则甾烷及芴、硫芴、氧芴的相对组成均非常接近。样品抽提物中正烷烃和类异戊二烯烃与 25-降藿烷系列化合物和 UCM 鼓包共存。分析认为石炭系与志留系原油源自相同的烃源岩, 两者均存在多期充注且遭受了不同程度的生物降解作用。

关键词: 油砂; 沥青砂岩; 抽提物; 石炭系; 志留系; 哈拉哈塘凹陷; 塔里木盆地

中图分类号: TE122.1⁺14

文献标志码: A

Geochemical characteristics and correlation of extracts from Silurian bituminous sandstones and Carboniferous oil sands in well Ha6, northern Tarim Basin

Cheng Bin¹, Wang Tieguan¹, Chang Xiangchun^{1,2}, Yuan Yuan¹, Wang Ning¹

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Shandong University of Science and Technology, Qingdao, Shandong 266510, China)

Abstract: Five Silurian bituminous sandstone and Carboniferous oil sand samples were collected from well Ha6 in the Halahatang Sag of the Tarim Basin, and geochemical analyses including extraction, stable carbon isotope composition, saturate fraction gas chromatography and biomarkers were performed. The $\delta^{13}C$ (‰) values for extracts from the Silurian bituminous sandstone and the Carboniferous oil sand samples are very close. The *CPI* values range from 0.95 to 1.06, the *OEP* values from 0.94 to 1.00, the Pr/Ph values from 0.34 to 0.76, the C_{21}/C_{23} tricyclic terpane values from 0.37 to 0.47, the C_{29}/C_{30} hopane values from 0.91 to 0.97, the $C_{35}S/C_{34}S$ hopane values from 0.91 to 1.00, the gammacerane/ C_{30} hopane values from 0.69 to 0.79, the $Ts/(Ts+Tm)$ values from 0.39 to 0.43. Besides, the relative concentration of C_{27} , C_{28} and C_{29} regular steranes for extracts from all samples is significantly similar and so does the relative concentration of fluorene, dibenzofurans and dibenzothiophene. Extracts from five samples all contain 25-norhopanes and *n*-alkanes and acyclic isoprenoids with different abundance and the saturated fraction gas chromatograms show baseline humps called UCM, i. e., *n*-alkanes and acyclic isoprenoids co-exist with UCM and 25-norhopanes. Based on the above analyses, it was concluded that Silurian and Carboniferous oils were derived from same source rocks and had undergone multiple charges and different degrees of biodegradation.

Key words: oil sand; bituminous sandstone; extract; Carboniferous; Silurian; Halahatang Sag; Tarim Basin

哈拉哈塘凹陷是塔北隆起近年新发现的重要含油气构造单元, 凹陷内发育多套储集层(石炭系、志留系及奥陶系)。奥陶系一间房组和鹰山组

灰岩是整个凹陷内油气资源最为丰富的层位, 而有关奥陶系油气藏的研究报道也有很多^[1-6]。石炭系、志留系砂岩也是塔里木盆地的重要储层, 广泛

分布于塔中隆起、北部拗陷和塔北隆起。哈拉哈塘凹陷中部哈6井在石炭系角砾岩段获工业油气流,在志留系沥青砂岩段获油气显示,显示两套储层具有良好的勘探前景^[7]。前人对塔里木盆地志留系沥青砂岩进行了很多相关研究^[8-18],但是迄今未发现有关塔里木盆地石炭系油砂及志留系沥青砂岩抽提物地球化学特征的详细报道。本文利用色谱、色谱/质谱及稳定碳同位素等分析手段,对哈6井石炭系油砂样品和志留系沥青砂岩样品抽提物的地球化学特征进行详细剖析,并对两者进行对比,以期为凹陷内石炭系、志留系的油气勘探提供帮助。

1 地质背景

哈拉哈塘凹陷是塔北隆起的次级构造单元,北接轮台低凸起,南邻满加尔拗陷,东西侧分别是轮南低凸起和英买力低凸起,面积约4 000 km²。哈6井位于凹陷中部,是中国石油天然气股份有限公司2006年钻探的一口风险探井(图1)。钻井揭示该区石炭系与上覆二叠系、志留系与下伏奥陶系及石炭系与志留系之间均呈角度不整合接触。哈6井石炭系根据岩性组合特征自下向上可分为东河塘组东河砂岩段、巴楚组角砾岩段和卡拉沙依组中泥岩段、标准灰岩段、上泥岩段和东河塘组东河砂岩段、巴楚组角砾岩段和卡拉沙依组中泥岩段、标准灰岩段、上泥岩段和砂泥岩段^[19-22],志留系自下而上可分为柯坪塔格组和塔塔埃尔塔格组(图2)^[23]。

哈6井在石炭系角砾岩段获得低产工业油气流,在志留系塔塔埃尔塔格组、柯坪塔格组沥青砂岩段见到良好的油气显示。石炭系角砾岩段岩性为中厚—厚层状泥岩、粉砂质泥岩与泥质粉砂岩互层,局部夹泥晶灰岩,底部为薄层—中厚层状荧光—油浸细砂岩、中砂岩、含砾细砂岩和砂砾岩等;志留系塔塔埃尔塔格组下部和柯坪塔格组上部发育大套中厚层—厚层状沥青砂岩,塔塔埃尔塔格组下部油气显示相对较强,多为荧光、油斑及油浸级别,而柯坪塔格组上部油气显示相对较弱,局部见荧光显示^[7]。

2 样品及实验

此次研究采集并分析哈6井石炭系巴楚组油砂样品2个、志留系塔塔埃尔塔格组沥青砂岩样品3个。使用试剂(二氯甲烷/甲醇:97/3)对样品进行抽提并持续24 h,抽提物脱沥青质后分离为饱和烃、芳烃和非烃3种馏分。饱和烃馏分进行色谱和色谱-质谱分析。色谱分析采用日本岛津GC-2010色谱仪,配置HP-5石英毛细柱(30m×

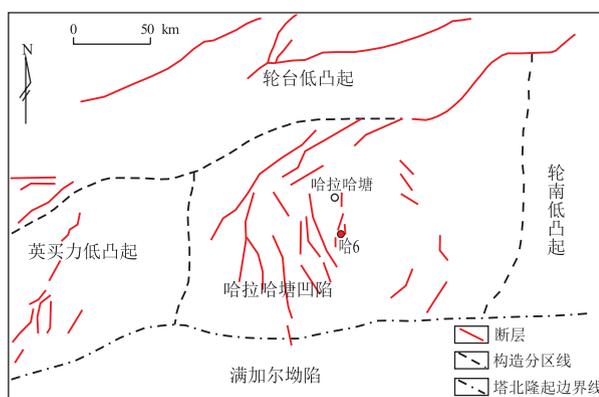


图1 塔北哈拉哈塘凹陷区域构造位置及哈6井井位示意
Fig.1 Location of Halahtang Sag in northern Tarim Basin, and location of well Ha6

系	统	组	段	地层代号及接触关系	井深 /m	厚度 /m	油气显示
二叠系				P	5 630.0	343.5	
石炭系	下统	卡拉沙依组	砂泥岩段	C ₁ ^s	5 775.0	145.0	
			上泥岩段	C ₁ ⁿ	5 797.0	22.0	
			标准灰岩段	C ₁ ^g	5 813.0	16.0	
			中泥岩段	C ₁ ^m	5 898.0	85.0	
		巴楚组	角砾岩段	C ₁ ^b	5 962.0	64.0	■
		东河塘组	东河砂岩段	C ₁ ^d	6 102.0	140.0	
志留系	下统	塔塔埃尔塔格组		S _{1t}	6 341.0	239.0	▲
		柯坪塔格组		S _{1k}	6 485.0	144.0	▲
奥陶系	上统	桑塔木组		O _{2s}	6 570.0	85.0	

~ 角度不整合 ■ 油气层 ▲ 沥青砂岩

图2 塔北哈拉哈塘凹陷哈6井石炭系与志留系地层剖面示意^[23]

Fig.2 Stratigraphic successions for Carboniferous and Silurian formation in well Ha6, Halahtang Sag, northern Tarim Basin

0.25mm × 0.25 μm),载气选用氮气。炉温初设100 ℃,保持1 min,之后以4 ℃/min升温至300 ℃,并恒温25 min。色谱-质谱分析采用Agilent 6890 GC色谱仪及Agilent 5975i质谱仪,配置HP-5MS毛细柱(60 m×0.25 mm×0.25 μm),载气为氮气。色谱仪炉温初设50 ℃,1 min后以20 ℃/min升温至120 ℃,之后以3 ℃/min升温至310 ℃,并恒温25 min。离子源采用电子轰击(EI)方式,电离电压为70 eV。

芳烃馏分进行色谱-质谱分析,采用Agilent 6890 GC色谱仪及Agilent 5975i质谱仪,配置HP-5MS毛细柱(60 m×0.25 mm×0.25 μm),载气为氮气。色谱仪炉温初设80 ℃,1 min后以3 ℃/min升温至310 ℃,并恒温16 min。离子源采用电子轰击(EI)方式,电离电压为70 eV。

抽提物及族组分进行稳定碳同位素组成分析, 仪器采用 FLASH 2000 EA-MAT 253 IRMS, 载气为氦气, 燃烧炉温度为 980 °C, PDB 标准。

3 结果与讨论

3.1 族组分及碳同位素组成特征

石炭系 2 个油砂样品抽提物的族组成较为相似, 以饱和烃为主, 饱/芳比分别为 2.96 和 2.38 (表 1); 志留系 3 个沥青砂岩样品抽提物的族组成非常相似, 以沥青质为主, 饱/芳比为 1.30~1.58 (表 1); 两者之间相差较大, 反映充注石炭系、志留系砂岩储层的原油可能源自不同的烃源岩或者同源原油经历了不同的后期改造作用。

原油、抽提物的稳定碳同位素组成继承其母源有机质的碳同位素组成, 一定程度上也会受到热成熟过程中同位素分馏效应的影响。一般来说, 同源原油因成熟度不同而产生的稳定碳同位素组成差异不超过 2‰~3‰^[24]。实验样品抽提物及族组分的碳同位素差异很小 (<2‰) (表 1), 由此可以推断充注石炭系和志留系的原油很可能源自相同的烃源灶。

3.2 饱和烃气相色谱

正烷烃是饱和烃馏分的重要组成部分, 包含有机质类型及成熟度等多方面的地球化学信息。例如, 基于奇碳数与偶碳数正烷烃的相对丰度而构建

的碳优势指数 (*CPI*)^[25] 及奇偶优势比 (*OEP*)^[26] 便是反映母质输入及评价成熟度非常有效的指标。通常情况下, 高 *CPI* 值可以指示低成熟度及陆生植物的输入, 而 *CPI* 值为 1 左右则指示原油及源岩具有海相有机质输入优势和/或处于成熟阶段^[27]。但是 *CPI* 和 *OEP* 值极易受到次生作用的影响, 很大程度上限制了两者的应用。

生物降解是最常见的次生作用之一, 而正烷烃是原油及沉积物抽提物族组成中最易遭受生物降解的馏分。石炭系 2 个油砂样品抽提物的饱和烃气相色谱图极其相似, 一方面缺少低碳数 (<*C*₁₅) 的正烷烃, 但是整体上正烷烃分布规则, 另一方面色谱基线存在 UCM 鼓包 (图 3), 表明原油充注时遭受了轻微的生物降解作用。志留系 3 个沥青砂岩样品抽提物的饱和烃色谱图同样十分相似, 3 个样品普遍缺少低碳数的正烷烃且色谱基线存在十分明显的 UCM 鼓包 (图 3), 表明原油也遭受了生物降解作用。除此之外, 志留系 S2、S3 样品抽提物中高碳数 (>*C*₂₅) 的正烷烃丰度很低, 导致无法计算 2 个样品抽提物的 *CPI* 和 *OEP* 值。虽然存在生物降解等次生作用的影响, 但是石炭系 2 个油砂样品以及志留系 S1 样品抽提物的 *CPI* 和 *OEP* 值都接近 1 (表 2), 可以作为原油及源岩具有海相有机质输入优势和/或处于成熟阶段的侧面证据。

表 1 塔北哈拉哈塘凹陷石炭系油砂、志留系沥青砂岩抽提物族组成及稳定碳同位素

Table 1 Bulk composition and δ¹³C values (‰) of extracts from Silurian bituminous sandstone and Carboniferous oil sand samples of Halahatang Sag, northern Tarim Basin

层位	样品名称	深度 /m	饱和烃 /%	芳烃 /%	非烃 /%	沥青质 /%	饱/芳	δ ¹³ C _{PDB} /‰				
								沥青“A”	饱和烃	芳烃	非烃	沥青质
石炭系	C1	5 954.5	55.5	18.8	13.5	12.2	2.96	-33.5	-33.5	-33.1	-33.2	-34.0
	C2	5 957.4	42.9	18.0	14.6	24.5	2.38	-33.4	-33.7	-33.4	-33.1	-33.3
志留系	S1	6 305.0	32.9	21.5	12.0	33.5	1.53	-33.3	-32.9	-32.9	-32.9	-33.8
	S2	6 306.2	26.5	20.4	10.5	42.6	1.30	-33.3	-33.0	-32.6	-32.6	-34.1
	S3	6 306.7	32.1	20.2	10.0	37.7	1.58	-33.9	-33.0	-33.0	-33.0	-34.1

表 2 塔北哈拉哈塘凹陷石炭系油砂、志留系沥青砂岩抽提物地球化学参数

Table 2 Geochemical parameters for extracts from Silurian bituminous sandstone and Carboniferous oil sand samples of Halahatang Sag, northern Tarim Basin

层位	样品名称	<i>CPI</i>	<i>OEP</i>	Pr/Ph	<i>C</i> ₂₁ / <i>C</i> ₂₃ TT	<i>C</i> ₂₉ / <i>C</i> ₃₀ H	<i>C</i> ₃₅ <i>S</i> / <i>C</i> ₃₄ SH	<i>G</i> / <i>C</i> ₃₀ H	<i>T</i> _s / (<i>T</i> _s + <i>T</i> _m)	<i>C</i> ₂₇ 规 则甾 烷/%	<i>C</i> ₂₈ 规 则甾 烷/%	<i>C</i> ₂₉ 规 则甾 烷/%	芴/%	SF/%	OF/%
石炭系	C1	1.05	0.97	0.50	0.44	0.97	1.00	0.72	0.43	31.8	22.0	46.2	3.0	93.7	3.3
	C2	1.06	1.00	0.34	0.37	0.94	0.98	0.73	0.43	32.7	20.9	46.4	7.8	83.3	8.9
志留系	S1	0.95	0.94	0.76	0.46	0.91	0.98	0.75	0.39	29.4	20.2	50.4	2.4	95.0	2.6
	S2			0.72	0.44	0.91	0.91	0.69	0.40	33.5	16.0	50.5	3.0	90.4	6.6
	S3			0.74	0.47	0.91	0.94	0.79	0.41	28.7	20.1	51.2	3.0	93.6	3.4

注: *C*₂₁/*C*₂₃TT 表示 *C*₂₁/*C*₂₃ 三环甾烷; *C*₂₉/*C*₃₀H 表示 *C*₂₉/*C*₃₀ 藿烷; *C*₃₅*S*/*C*₃₄SH 表示 *C*₃₅藿烷(*S*)/*C*₃₄藿烷(*S*); *G*/*C*₃₀H 表示伽马蜡烷/*C*₃₀藿烷; SF 表示二苯丙噻吩(硫芴); OF 表示二苯并呋喃(氧芴)。

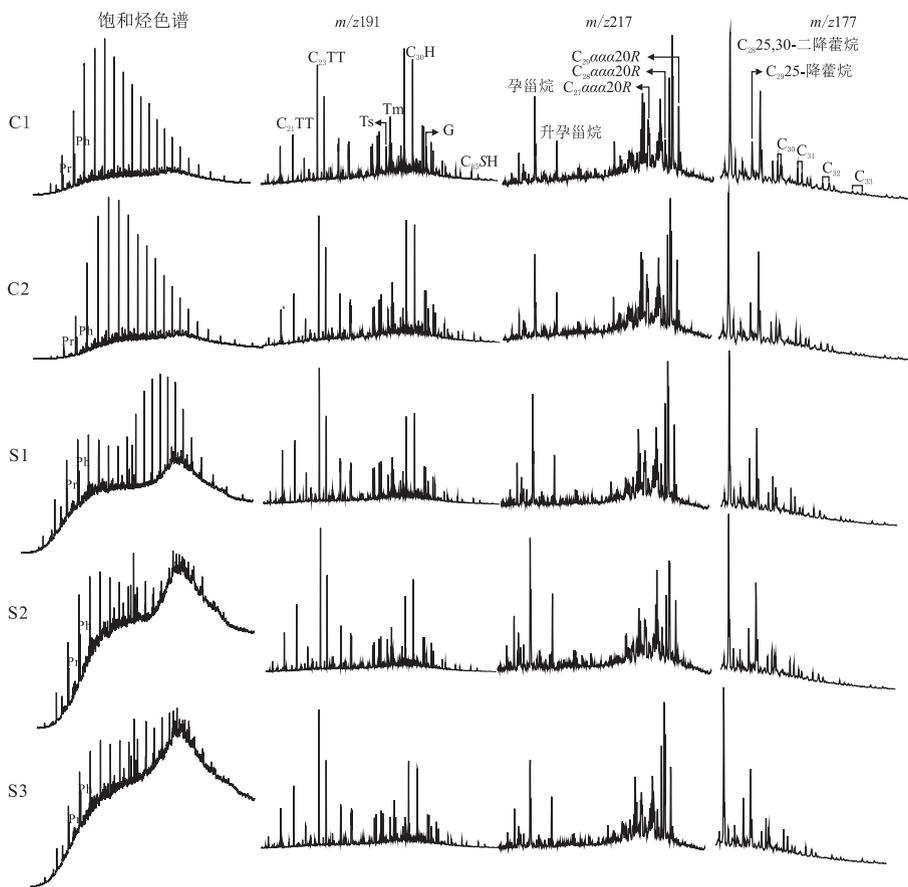


图 3 塔北哈拉哈塘凹陷样品抽提物饱和和烃气相色谱及质量色谱

Fig.3 Saturate fraction gas chromatograms, and m/z 191, m/z 217, m/z 177 chromatograms for extractives from Silurian bituminous sandstone and Carboniferous oil sand samples of Halahatang Depression

姥鲛烷/植烷 (Pr/Ph) 可以反映源岩沉积环境的氧化还原条件,但是受热成熟度及母质输入的影响较大。Didyk 等^[28]指出原油中 Pr/Ph < 1 及高卟啉和硫含量可指示缺氧的源岩沉积环境,而 Pr/Ph > 1 则表明源岩处于氧化性沉积条件。对于生油窗内的烃源岩和原油而言,Pr/Ph 值与沉积环境的氧化还原条件相关性很弱。高 Pr/Ph 值 (> 3.0) 反映氧化条件下陆相有机质的输入,低 Pr/Ph 值 (< 0.8) 反映典型的缺氧条件,通常是高盐或碳酸盐岩沉积环境。Pr/Ph 值还受到除沉积环境氧化还原条件之外其他因素的影响,因此只有在其他地球化学和地质数据佐证的情况下,才能根据 Pr/Ph 值判断烃源岩沉积时的氧化还原条件,而常用来与 Pr/Ph 值相互佐证的指标包括硫含量或者 C₃₅ 升藿烷指数等。升藿烷指数可以表示为 C₃₅S/C₃₄S 藿烷,源于煤/树脂的原油,其 C₃₅S/C₃₄S 藿烷值较低 (< 0.6),低于海相页岩、碳酸盐岩或者海相源岩原油,与偏氧化性沉积条件相一致;而源于海相碳酸盐岩的多数原油具有较高的 C₃₅S/C₃₄S 藿烷值 (> 0.8) 及较高的 C₂₉/C₃₀ 藿烷值 (> 0.6),与偏还原性的沉积条件相

一致^[27]。Ten Haven 等^[29]同样不赞成仅仅依据 Pr/Ph 值判断沉积环境的氧化还原条件,他们认为低 Pr/Ph 值 (< 1) 代表一种典型的高盐环境。

石炭系 2 个油砂样品抽提物的 Pr/Ph 值很低,分别为 0.50 和 0.34;志留系 3 个沥青砂岩样品抽提物的 Pr/Ph 值稍高,为 0.72~0.76(表 2)。5 个样品抽提物的 Pr/Ph 值均在 0.80 以下,指示与蒸发岩和碳酸盐岩沉积相关的咸水、高盐条件; C₃₅S/C₃₄S 藿烷为 0.91~1.00, C₂₉/C₃₀ 藿烷为 0.91~0.97(表 2),反映其烃源岩为海相碳酸盐岩偏还原性的沉积条件。

3.3 分子标志物

3.3.1 三环萜烷及藿烷

5 个样品的三环萜烷及藿烷系列分布整体上十分相似(图 3)。三环萜烷系列可用于油源对比、预测源岩特征、评价原油成熟度及生物降解程度^[27,30-31]。石炭系油砂抽提物中三环萜烷系列与藿烷系列丰度呈均势,志留系沥青砂岩抽提物中藿烷系列相对三环萜烷系列丰度略低(图 3)。三环萜烷系列较藿烷系列具有更强的抗生物降解能力,由此反映出该地区志留系原油经受了较石炭系原

油更强的生物降解作用。抽提物中三环萜烷系列均以 C_{23} 三环萜烷为主峰, C_{21}/C_{23} 三环萜烷为 0.37~0.47 (<1.00), 与塔北隆起中上奥陶统原油完全一致。 C_{29}/C_{30} 藿烷可以用于区分源岩类型^[27,32-33], 通常源于碳酸盐岩及蒸发岩烃源岩的原油 C_{29}/C_{30} 藿烷相对较高 (>0.7), 而源于泥质烃源岩原油的 C_{29}/C_{30} 藿烷则相对较低 (0.4~0.75)^[34]。此次研究中 5 个样品抽提物的 C_{29}/C_{30} 藿烷值均较高, 为 0.91~0.97, 据此可以断定石炭系与志留系油气资源具有相同的源岩类型。

伽马蜡烷在表征海相和非海相烃源岩沉积环境中的分层水体 (通常为高盐度所致) 及油-油对比中十分有用。高伽马蜡烷比值和低 Pr/Ph 值表明烃源岩沉积时具有较高盐度。Poole 和 Claypool^[35] 曾用伽马蜡烷很好地地区分了 Great 盆地源自不同源岩的原油及沥青。伽马蜡烷比值可以表示为伽马蜡烷/ $C_{31}22R$ ^[27], 5 个样品抽提物伽马蜡烷/ $C_{31}22R$ 值很高且变化范围小 (0.69~0.79), 除此之外, 5 个样品抽提物均具有很低的 Pr/Ph 值 (<0.8) (表 2), 这说明石炭系、志留系原油的烃源岩具有较高盐度的沉积条件, 为同一套源岩。 $18\alpha(H) - 三降新藿烷 / [18\alpha(H) - 三降新藿烷 + 17\alpha(H) - 三降藿烷] [Ts / (Ts + Tm)]$ 是一项基于 C_{27} 藿烷相对热稳定性的成熟度参数, 但是受源岩有机质类型影响很大^[27]。5 个样品抽提物的 $Ts / (Ts + Tm)$ 值均很低且十分接近, 为 0.39~0.43, 表明 5 个样品抽提物的成熟度非常接近。

25-降藿烷系列通常作为强烈生物降解作用的标志, 尤其是它们成完整系列出现的时候。很多原油或抽提物包含 25-降藿烷系列, 但是表现为未

遭受生物降解或者仅遭受轻微的生物降解, 因为其包含大量的正烷烃和类异戊二烯烃。这种原油是油藏中遭受强烈生物降解作用和未遭受或者遭受轻微生物降解作用原油混合的产物^[36]。混合过程可能是连续的, 前提是原油遭受生物降解的速率与油藏充注的速率相匹配, 或者不连续, 油藏前期充注原油遭受生物降解, 后期再次充注未遭受生物降解的新鲜原油。后期充注的原油可能与前期原油源自同一套烃源岩, 但是具有更高的成熟度, 也可能源自完全不同的烃源岩。一方面, 石炭系油砂、志留系沥青砂岩抽提物中均存在完整的 25-降藿烷系列 (图 3), 且饱和烃色谱图基线存在明显的 UCM 鼓包; 另一方面, 抽提物中存在不同丰度的正烷烃和类异戊二烯烃, 表明石炭系、志留系均有多期的原油充注, 且遭受了不同程度的生物降解。

3.3.2 甾烷

石炭系油砂、志留系沥青砂岩抽提物的甾烷系列分布型式十分相似。样品抽提物中 $\alpha\alpha\alpha C_{27}$ (20R)、 $\alpha\alpha\alpha C_{28}$ (20R) 及 $\alpha\alpha\alpha C_{29}$ (20R) 规则甾烷分布几乎一致, 均呈近似对称的“V”字型 (图 3)。 $C_{27}-C_{28}-C_{29}$ 规则甾烷相对组成广泛用于油-油对比及油源对比^[37], 并且其主要用途在于区分源自不同源岩或者同源岩不同有机相的原油^[27]。样品抽提物中 $C_{27}-C_{28}-C_{29}$ 规则甾烷相对组成十分相似, $\alpha\alpha\alpha C_{27}$ (20R) 规则甾烷相对含量为 28.7%~33.5%, $\alpha\alpha\alpha C_{28}$ (20R) 规则甾烷相对含量为 16.0%~22.0%, $\alpha\alpha\alpha C_{29}$ (20R) 规则甾烷相对含量为 46.2%~51.1% (表 2), $C_{27}-C_{28}-C_{29}$ 规则甾烷相对组成三角图中 5 个样品聚成一类 (图 4), 表明 5 个样品具有一致的源岩有机相。

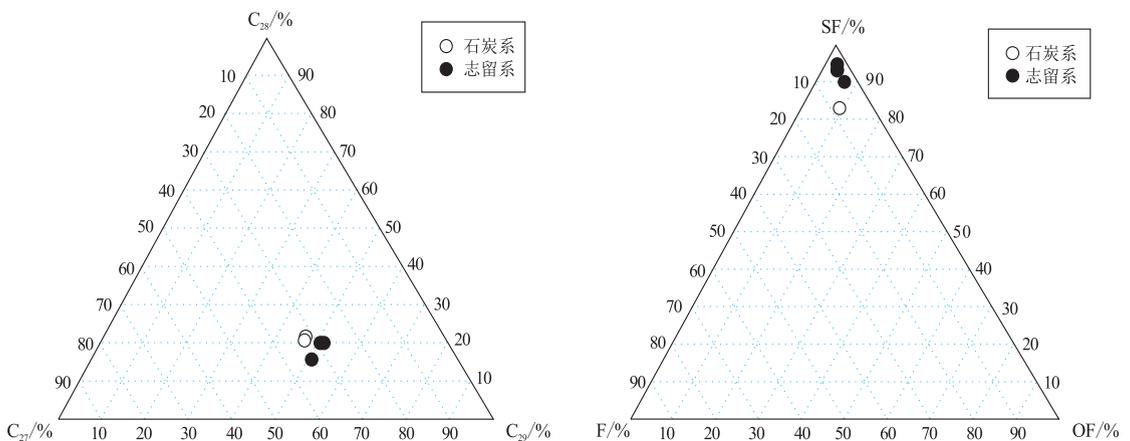


图4 塔北哈拉哈塘凹陷样品抽提物 $C_{27}-C_{28}-C_{29}$ 规则甾烷、三芬相对组成三角图

Fig.4 Sterane ternary diagram and F-OF-SF ternary diagram for extracts from Silurian bituminous sandstone and Carboniferous oil sand samples of Halahatang Sag, northern Tarim Basin

3.3.3 “三芴”系列

芳烃是原油及抽提物的重要组成部分,可提供沉积环境等方面的地球化学信息。芳烃中芴、二苯并呋喃(氧芴)、二苯并噻吩(硫芴)是三类分子结构相似的化合物,三者及其烷基取代的衍生物俗称为“三芴”系列。“三芴”的相对组成可以用于油—油、油—岩对比,具有沉积环境的指示意义,通常海相咸水强还原环境原油及烃源岩具有高硫芴系列含量,而偏氧化沉积环境的有机质则氧芴系列含量高^[38]。样品抽提物中三芴相对组成十分相似,芴相对含量为2.4%~7.8%,硫芴相对含量为83.3%~95.0%,氧芴相对含量为2.7%~8.8%(表2),从三芴相对组成三角图中可以看出(图4),5个样品抽提物三芴相对组成具有明显的硫芴优势,表明其源岩沉积于海相咸水的强还原环境。

4 结论

(1)石炭系2个油砂及志留系3个沥青砂岩抽提物的族组成差异明显,但是其稳定碳同位素组成十分相似;石炭系油砂抽提物的Pr/Ph分别为0.50和0.34,志留系沥青砂岩抽提物的Pr/Ph值稍高,为0.72~0.76。结合 $C_{35}S/C_{34}S$ 藿烷值及 C_{29}/C_{30} 藿烷值,可以判断两者烃源岩均为海相碳酸盐岩偏还原性的沉积条件;样品抽提物的饱和烃色谱图均具有不同程度的UCM鼓包,反映原油遭受了不同程度的生物降解。

(2)样品抽提物的三环萜烷及藿烷系列分布十分相似,三环萜烷系列均以 C_{23} 三环萜烷为主峰, C_{21}/C_{23} 三环萜烷为0.37~0.47,其 C_{29}/C_{30} 藿烷值均较高(0.91~0.97),伽马蜡烷/ $C_{31}22R$ 值很高且变化范围小(0.69~0.79), $Ts/(Ts+Tm)$ 值均很低且十分接近(0.39~0.43)。样品抽提物中均存在完整的25-降藿烷系列,但是同时存在不同丰度的正烷烃和类异戊二烯烃,表明石炭系、志留系均有多期的原油充注且遭受不同程度的生物降解。抽提物的甾烷系列分布型式十分相似,数值非常接近,表明5个样品具有一致的源岩有机相。样品抽提物芳烃中的芴、氧芴、硫芴三者相对含量分别为2.4%~7.8%,83.3%~95.0%,2.7%~8.8%,同样数值十分接近。

(3)石炭系油砂及志留系沥青砂岩抽提物具有相似的化学组成以及相同的烃源岩有机相,源自相同的烃源层与油源区;石炭系、志留系均有多期(至少2期)的原油充注,而且后期遭受了不同程度的生物降解等次生作用。

参考文献:

- [1] 崔海峰,郑多明,滕团余.塔北隆起哈拉哈塘凹陷石油地质特征与油气勘探方向[J].岩性油气藏,2009,21(2):54-58.
Cui Haifeng, Zheng Duoming, Teng Tuanyu. Petroleum geological characteristics and exploration orientation in Halahatang Depression of Tabei uplift[J]. Lithologic Reservoirs, 2009, 21(2): 54-58.
- [2] 张朝军,周新源,王招明,等.哈拉哈塘地区下奥陶统烃源岩发现的地质意义[J].新疆石油地质,2008,29(5):588-590.
Zhang Chaojun, Zhou Xinyuan, Wang Zhaoming, et al. The geological significance for discovery of Lower Ordovician source rocks in Halahatang area, Tarim Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(5): 588-590.
- [3] 张朝军,贾承造,李本亮,等.塔北隆起中西部地区古岩溶与油气聚集[J].石油勘探与开发,2010,37(3):263-269.
Zhang Chaojun, Jia Chengzao, Li Benliang, et al. Ancient karsts and hydrocarbon accumulation in the middle and western parts of the North Tarim uplift, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(3): 263-269.
- [4] 朱光有,刘星旺,朱永峰,等.塔里木盆地哈拉哈塘地区复杂油气藏特征及其成藏机制[J].矿物岩石地球化学通报,2013,32(2):231-242.
Zhu Guangyou, Liu Xingwang, Zhu Yongfeng, et al. The characteristics and the accumulation mechanism of complex reservoirs in the Halahatang area, Tarim Basin[J]. Bulletin of Mineralogy, Petroleum and Geochemistry, 2013, 32(2): 231-242.
- [5] 朱光有,杨海军,朱永峰,等.塔里木盆地哈拉哈塘地区碳酸盐岩油气地质特征与富集成藏研究[J].岩石学报,2011,27(3):827-844.
Zhu Guangyou, Yang Haijun, Zhu Yongfeng, et al. Study on petroleum geological characteristics and accumulation of carbonate reservoirs in Hanilcatam area, Tarim Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(3): 827-844.
- [6] 程斌,王铁冠,常象春. C_5-C_7 轻烃在原油地球化学研究中的应用:以塔北隆起哈拉哈塘凹陷奥陶系原油为例[J].天然气地球科学,2013,24(2):398-405.
Cheng Bin, Wang Tieguan, Chang Xiangchun. Application of C_5-C_7 light hydrocarbons in geochemical studies: A case study of Ordovician crude oils from the Halahatang depression, Tabei uplift[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(2): 398-405.
- [7] 张有瑜,罗修泉.塔里木盆地哈6井石炭系、志留系砂岩自生伊利石K-Ar、Ar-Ar测年与成藏年代[J].石油学报,2012,33(5):748-757.
Zhang Youyu, Luo Xiuquan. K-Ar and Ar-Ar dating of authigenic illite and hydrocarbon accumulation history of Carboniferous and Silurian sandstone reservoirs in well Ha 6, Tarim Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2012, 33(5): 748-757.
- [8] 刘洛夫,赵建章,张水昌,等.塔里木盆地志留系沥青砂岩的成因类型及特征[J].石油学报,2000,21(6):12-17.
Liu Luofu, Zhao Jianzhang, Zhang Shuichang, et al. Genetic types and characteristics of the Silurian asphaltic sandstones in Tarim Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2000, 21(6): 12-17.
- [9] 刘洛夫,赵建章,张水昌,等.塔里木盆地志留系沉积构造及沥

- 青砂岩的特征[J].石油学报,2001,22(6):11-17.
- Liu Luofu, Zhao Jianzhang, Zhang Shuichang, et al. The depositional and structural settings and the bituminous sandstone distribution characteristics of the Silurian in Tarim Basin [J]. Acta Petroli Sinica, 2001, 22(6): 11-17.
- [10] 刘洛夫, 方家虎, 王鸿燕. 塔里木盆地志留系沥青砂岩岩石学特征及其意义[J]. 西安石油学院学报: 自然科学版, 2001, 16(1): 16-22.
- Liu Luofu, Fang Jiahu, Wang Hongyan. Petrological characteristics of the Silurian asphaltic sandstones in Talimu Basin and the significance of studying them [J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute: Natural Science Edition, 2001, 16(1): 16-22.
- [11] 刘洛夫, 赵建章, 张水昌, 等. 塔里木盆地志留系沥青砂岩的形成期次及演化[J]. 沉积学报, 2000, 18(3): 475-479.
- Liu Luofu, Zhao Jianzhang, Zhang Shuichang, et al. Hydrocarbon filling ages and evolution of the Silurian asphalt sandstone in Tarim Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2000, 18(3): 475-479.
- [12] 张俊, 庞雄奇, 刘洛夫, 等. 塔里木盆地志留系沥青砂岩的分布特征与石油地质意义[J]. 中国科学: D 辑: 地球科学, 2004, 34(增刊 I): 169-176.
- Zhang Jun, Pang Xiongqi, Liu Luofu, et al. Distribution characteristics and petroleum geological significance of the Silurian asphaltic sandstones in Tarim Basin [J]. Science in China: Series D: Earth Science, 2004, 34(Sup I): 169-176.
- [13] 黄继文, 顾忆, 陈强路, 等. 塔里木盆地志留系沥青砂岩热模拟实验及其供烃意义[J]. 石油实验地质, 2012, 34(4): 445-450.
- Huang Jiwen, Gu Yi, Chen Qianglu, et al. Thermal simulation of Silurian bituminous sandstone and its significance of hydrocarbon supply in northern Tarim Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(4): 445-450.
- [14] 刘光祥. 塔里木盆地 S74 井稠油热模拟实验研究(二): 沥青生烃潜力探讨[J]. 石油实验地质, 2008, 30(4): 382-385.
- Liu Guangxiang. Thermal simulation of heavy crude oil from well S74 in the Tarim Basin (II): Hydrocarbon generating potential of bitumen [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008, 30(4): 382-385.
- [15] 何坤, 米敬奎, 张水昌, 等. 塔里木盆地志留系沥青砂的二次生烃及地质意义[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(5): 682-691.
- He Kun, Mi Jingkui, Zhang Shuichang, et al. Secondary hydrocarbon generation of the Silurian asphalt sandstone in the Tarim Basin and its geological implication [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(5): 682-691.
- [16] 姜振学, 庞雄奇, 刘洛夫, 等. 塔里木盆地志留系沥青砂破坏烃量定量研究[J]. 中国科学: D 辑: 地球科学, 2008, 38(增刊 I): 89-94.
- Jiang Zhenxue, Pang Xiongqi, Liu Luofu, et al. Quantitative research of destroyed hydrocarbon amount of Silurian asphaltic sandstones in Tarim Basin [J]. Science in China: Series D: Earth Science, 2008, 38(Sup I): 89-94.
- [17] 姜振学, 庞雄奇, 王显东, 等. 塔里木盆地志留系沥青砂岩有效厚度的确定方法[J]. 地质学报, 2006, 80(3): 418-423.
- Jiang Zhenxue, Pang Xiongqi, Wang Xiandong, et al. Determination methods of effective thickness of Silurian bituminous sandstone in the Tarim Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(3): 418-423.
- [18] 朱东亚, 金之钧, 胡文璋, 等. 塔中地区志留系砂岩中孔隙游离烃和包裹体烃对比研究及油源分析[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(1): 25-34.
- Zhu Dongya, Jin Zhijun, Hu Wenxuan, et al. Comparative study of free hydrocarbons in pores with inclusion hydrocarbons and oil-source rock correlation for Silurian sandstone in Tazhong area [J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(1): 25-34.
- [19] 顾家裕. 塔里木盆地石炭系东河砂岩沉积环境分析及储层研究[J]. 地质学报, 1996, 70(2): 153-161.
- Gu Jiayu. Sedimentary environment and reservoir characteristics of the Carboniferous Donghe sandstone in the Tarim Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 1996, 70(2): 153-161.
- [20] 朱筱敏, 张强, 赵澄林, 等. 塔里木中部地区东河砂岩段沉积特征和沉积环境演变[J]. 地质科学, 2004, 39(1): 27-35.
- Zhu Xiaomin, Zhang Qiang, Zhao Chenglin, et al. Sedimentary facies and environmental changes of the Donghe sandstones in central Tarim [J]. Chinese Journal of Geology, 2004, 39(1): 27-35.
- [21] 顾家裕, 张兴阳, 郭彬程. 塔里木盆地东河砂岩沉积和储层特征及综合分析[J]. 古地理学报, 2006, 8(3): 285-294.
- Gu Jiayu, Zhang Xingyang, Guo Bincheng. Characteristics of sedimentation and reservoir of the Donghe sandstone in Tarim Basin and their synthetic analysis [J]. Journal of Palaeogeography, 2006, 8(3): 285-294.
- [22] 吴因业, 孙龙德, 顾家裕, 等. 塔里木盆地满西地区石炭系东河砂岩沉积层序分析与储集层评价[J]. 古地理学报, 2008, 10(1): 13-24.
- Wu Yinye, Sun Longde, Gu Jiayu, et al. Sedimentary sequence analysis and reservoir evaluation of the Donghe sandstone of Carboniferous in Manxi area of Tarim Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2008, 10(1): 13-24.
- [23] 林志永. 塔里木盆地哈拉哈塘凹陷哈6井录井报告[R]. 库尔勒: 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司, 2007.
- Lin Zhiyong. Log report of Well Ha 6, Halahatang sag, Tarim Basin [R]. Korla: PetroChina Tarim Oilfield Company, 2007.
- [24] Peters K E, Kontorovich A E, Moldowan J M, et al. Geochemistry of selected oils and rocks from central portion of the West Siberian Basin, Russia [J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(5): 863-887.
- [25] Bray E E, Evans E D. Distribution of *n*-paraffins as a clue to recognition of source beds [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1961, 22(1): 2-15.
- [26] Scalan E S, Smith J E. An improvement measure of the odd-to-even predominance in the normal alkanes of sediment extracts and petroleum [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1970, 34(5): 611-620.
- [27] 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: 500-695.
- [28] Didyk B M, Simoneit B R T, Brassell S C, et al. Organic geochemical indicators of paleoenvironmental conditions of sedimentation [J]. Nature, 1978, 272(5650): 216-222.

- [29] Ten Haven H L, de Leeuw 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.
- [30] Serfert W K, Moldowan J M. Paleoreconstruction by biological markers[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1981, 45(6): 783-794.
- [31] Zumberge J E. Predictions of source rock characteristics based on terpane biomarkers in crude oils: a multivariate statistical approach[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1987, 51(6): 1625-1637.
- [32] Connan J, Bouroulec J, Dessort D, et al. The microbial input from a carbonate-anhydrite facies of a sabkha palaeoenvironment from Guatemala: a molecular approach [J]. *Organic Geochemistry*, 1986, 10(1/3): 29-50.
- [33] Clark J P, Philp R P. Geochemical characterization of evaporite and carbonate depositional environments and correlation of associated crude oils in the Black Creek Basin, Alberta[J]. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 1989, 37(4): 401-416.
- [34] Hill R J, Schenk C J. Petroleum geochemistry of oil and gas from Barbados: Implications for distribution of Cretaceous source rocks and regional petroleum prospectivity [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2005, 22(8): 917-943.
- [35] Poole F G, Claypool G E. Petroleum source-rock potential and crude-oil correlation in the Great Basin [C]. Woodward J, Meissner F F, Clayton J L. *Hydrocarbon Source Rocks of the Greater Rocky Mountain Region*. Denver, CO: Rocky Mountain Association of Geologists, 1984: 491-511.
- [36] Volkman J K, Alexander R, Kagi R I, et al. Demethylated hopanes in crude oils and their application in petroleum geochemistry [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1983, 47(4): 785-794.
- [37] Peters K E, Snedden J W, Sulaeman A, et al. A new geochemical-sequence model for the Mahakam Delta and Makassar slope, Kalimantan, Indonesia [J]. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 2000, 84(1): 12-44.
- [38] 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.

(编辑 徐文明)

(上接第735页)

- [11] Granth P J. The occurrence of unusual C_{27} and C_{29} sterane predominances in two types of Oman crude oil [J]. *Organic Geochemistry*, 1986, 9(1): 1-10.
- [12] Volkman J K. A review of sterol markers for marine and terrigenous organic matter [J]. *Organic Geochemistry*, 1986, 9(2): 83-99.
- [13] 孟凡巍, 周传明, 袁训来, 等. 通过 C_{27}/C_{29} 甾烷和有机碳同位素来判断早古生代和前寒武纪的烃源岩的生物来源 [J]. *微体古生物学报*, 2006, 23(1): 51-56.
Meng Fanwei, Zhou Chuanming, Yuan Xunlai, et al. Biological origin of early Palaeozoic and pre-Cambrian hydrocarbon source rocks based on C_{27}/C_{29} sterane ratio and organic carbon isotope [J]. *Acta Micropalaeontologica Sinica*, 2006, 23(1): 51-56.
- [14] Li M W, Jiang C Q. Bakken/Madison petroleum systems in the Canadian Williston Basin. Part 1: C_{21} - C_{26} 20-*n*-alkylpregnanes and their triaromatic analogs as indicators for Upper Devonian-Mississippian epicontinental black shale derived oils [J]. *Organic Geochemistry*, 2001, 32(5): 667-675.
- [15] Moldowan J M, Dahl J, Jacobson S R, et al. Chemostratigraphic reconstruction of biofacies: Molecular evidence linking cyst-forming dinoflagellates with pre-Triassic ancestors [J]. *Geology*, 1996, 24(2): 159-162.
- [16] McCaffrey M A, Moldowan J M, Lipton P A, et al. Paleoenvironmental implications of novel C_{30} steranes in pre-Cambrian to Cenozoic Age petroleum and bitumen [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1994, 58(1): 529-532.
- [17] Moldowan J M, Fago F J, Lee C Y, et al. Sedimentary 24-*n*-propylcholestanes, molecular fossils diagnostic of marine algae [J]. *Science*, 1990, 247(4940): 309-312.
- [18] 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.
- [19] 钟宁宁, 张枝焕. 石油地球化学进展 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1998.
Zhong Ningning, Zhang Zhihuan. *Advancing in petroleum geochemistry* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998.
- [20] Fowler M G, Douglas A G. Saturated hydrocarbon biomarkers in oils of Late pre-Cambrian age from eastern Siberia [J]. *Organic Geochemistry*, 1987, 11(3): 201-213.
- [21] Grosjean E, Love G D, Stalvies C, et al. Origin of petroleum in the Neoproterozoic-Cambrian South Oman Salt Basin [J]. *Organic Geochemistry*, 2009, 40(1): 87-110.
- [22] Peters K E, Clark M E, Gupta U, et al. Recognition of an infracambrian source rock based on biomarkers in the Baghewala-1 oil, India [J]. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1995, 79(10): 1481-1494.
- [23] 吴群, 彭金宁. 川东北地区埋藏史及热史分析: 以普光2井为例 [J]. *石油实验地质*, 2013, 35(2): 133-138.
Wu Qun, Peng Jinning. Burial and thermal histories of northeastern Sichuan Basin: A case study of well Puguang 2 [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(2): 133-138.

(编辑 韩 彧)