

文章编号: 0253-2697(2024)08-1202-17 DOI:10.7623/syxb202408004

鄂尔多斯盆地海相页岩油地球化学特征及油源对比

黄军平¹ 刘新社² 张艳¹ 井向辉² 张才利² 李相博¹

(1. 中国石油勘探开发研究院西北分院 甘肃兰州 730020; 2. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院 陕西西安 710018)

摘要:鄂尔多斯盆地西缘在海相地层中获得了页岩油勘探突破。与公开报道的形成页岩油的烃源岩相比,乌拉力克组海相页岩的有机碳含量偏低,明确海相页岩油是原位生成还是外源运移具有重要意义。研究结果表明:乌拉力克组海相页岩油具有高饱和烃含量(88.35%~93.96%)、高饱和烃与芳香烃比值(9.63~18.57)、高 $\sum nC_{21-} / \sum nC_{22+}$ (4.51~5.58);具有明显的C₂₇甾烷优势,较高的三环萜烷与藿烷比值(0.89~1.09),低的藿烷与甾烷比值(0.91~1.10),较轻的全油碳同位素分布(-31.8‰~-31.6‰)。乌拉力克组页岩油具有正序列的碳同位素分布,即饱和烃碳同位素($\delta^{13}C_{\text{saturated}}$)、芳香烃碳同位素($\delta^{13}C_{\text{aromatic}}$)和非烃碳同位素($\delta^{13}C_{\text{non}}$)表现为 $\delta^{13}C_{\text{saturated}} < \delta^{13}C_{\text{aromatic}} < \delta^{13}C_{\text{non}}$,且正构烷烃中单体烃的碳同位素偏轻,为-35.7‰~-30.4‰,且随碳数增加逐渐变轻,这揭示出乌拉力克组页岩油具有明显的海相原油特征。页岩油饱和烃中表征成熟度的生物标志化合物参数C₂₉20S/(20S+20R)和C₂₉αββ/(ααα+αββ)分别为0.37~0.47和0.58~0.62,基于芳香烃中甲基菲比值F1和F2换算的等效镜质体反射率为0.86%~1.09%,表明乌拉力克组页岩油处于成熟阶段。对生物标志化合物、单体烃和全油碳同位素、成熟度等进行综合分析认为,乌拉力克组页岩油与羊虎沟组海陆过渡相烃源岩、延长组湖相烃源岩的地球化学特征均存在较大差异,而与乌拉力克组海相页岩的地球化学特征最为相似。因此,乌拉力克组页岩油为典型的自生自储型页岩油,这一认识对鄂尔多斯盆地、乃至整个华北地区古生界海相页岩油勘探具有重要意义。此外,研究结果也表明,在低有机质含量的海相烃源岩分布区可以发育页岩油油藏。

关键词:鄂尔多斯盆地;乌拉力克组;海相页岩油;地球化学特征;油源对比

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Geochemical characteristics of marine shale oil and oil-source correlations in Ordos Basin

Huang Junping¹ Liu Xinshe² Zhang Yan¹ Jing Xianghui² Zhang Caili² Li Xiangbo¹

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development-Northwest, Gansu Lanzhou 730020, China;

2. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Shaanxi Xi'an 710018, China)

Abstract: A breakthrough has been made in exploration of shale oil in marine strata in the western margin of Ordos Basin. Compared with the publicly reported shale oil layers, the organic carbon content of marine shale is lower in Wulalike Formation. Therefore, it is of great significance to determine whether marine shale oil in Wulalike Formation is generated in situ or originated from external sources. The results show that the marine shale oil of Wulalike Formation has high saturated hydrocarbon content, high ratio of saturated hydrocarbon to aromatic hydrocarbon, and high $\sum nC_{21-} / \sum nC_{22+}$, which are 88.35%-93.96%, 9.63-18.57 and 4.51-5.58, respectively. Moreover, the shale oil has a significant advantage from C₂₇ sterane, with a relatively high ratio of tricyclic terpene to hopane (0.89-1.09), a low ratio of hopane to sterane (0.91-1.10), and light carbon isotope of whole oil (-31.8‰ - -31.6‰). In Wulalike Formation, the shale oil shows a positive distribution sequence of carbon isotopes. That is, the carbon isotope values of saturated hydrocarbon ($\delta^{13}C_{\text{saturated}}$), aromatic hydrocarbon ($\delta^{13}C_{\text{aromatic}}$) and non-hydrocarbon ($\delta^{13}C_{\text{non}}$) are shown as $\delta^{13}C_{\text{saturated}} < \delta^{13}C_{\text{aromatic}} < \delta^{13}C_{\text{non}}$. Additionally, the n-alkanes have light single molecule carbon isotopes, ranging from -35.7‰ to -30.4‰, which gradually becomes lighter with the increase of carbon number, revealing that the shale oil of Wulalike Formation has obvious marine crude oil characteristics. The biomarker parameters of C₂₉20S/(20S+20R) and C₂₉αββ/(ααα+αββ) for saturated hydrocarbons are 0.37-0.47 and 0.58-0.62, respectively. The equivalent vitrinite reflectance converted based on the methyl phenanthrene ratio F1 and F2 is 0.86%-1.09%, indicating that the shale oil of Wulalike Formation is in the mature stage. The comprehensive analysis of saturated and aromatic biomarkers, carbon isotopes of single molecule hydrocarbons, carbon isotopes of whole oil and maturity show that the Wulalike Formation shale oil is different from Yanghugou Formation marine terrestrial transitional source rocks and Yan-chang Formation lacustrine source rocks, but most similar to Wulalike Formation marine shales in terms of geochemical characteristics. Therefore, Wulalike Formation is dominated by a typical self-generating and self-storing shale oil, which is of great significance for exploration of the Paleozoic marine shale oil in Ordos Basin and even in North China. In addition, the study results also demon-

基金项目: 国家科技重大专项“岩性地层油气藏区带、圈闭评价方法与关键技术”(2017ZX05001-003)和中国石油勘探与生产分公司科技项目(kf2021-04-01和2022KT0103)资助。

第一作者及通信作者: 黄军平,男,1983年4月生,2021年获长江大学博士学位,现为中国石油勘探开发研究院西北分院高级工程师,主要从事油气地球化学与油气成藏综合研究工作。Email:cnhjp2007@163.com

strate that shale oil reservoirs can be developed in the distribution area of marine source rocks with low organic matter contents.

Key words: Ordos Basin; Wulalike Formation; marine shale oil; geochemical characteristics; oil-source correlations

引用:黄军平,刘新社,张艳,井向辉,张才利,李相博.鄂尔多斯盆地海相页岩油地球化学特征及油源对比[J].石油学报,2024,45(8):1202-1218.

Cite: HUANG Junping, LIU Xinshe, ZHANG Yan, JING Xianghui, ZHANG Caili, LI Xiangbo. Geochemical characteristics of marine shale oil and oil-source correlations in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(8): 1202-1218.

鄂尔多斯盆地是中国最重要的油气生产基地之一,目前商业开发的原油主要为来源于中生界延长组的陆相原油^[1]。此外,在上古生界发现有煤系地层生成的零星凝析油显示^[2-3]。2022年,鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组海相地层取得了页岩油勘探突破,在YT3井乌拉力克组海相页岩中获得了产油量为5.3 t/d的工业油流,由此拉开了鄂尔多斯盆地下古生界石油勘探的序幕^[4]。

目前,海相页岩油的成功勘探主要出现在美国。Zou等^[5]研究认为,有机质丰度是页岩油勘探最核心的指标之一,如威利斯顿盆地巴肯组和墨西哥湾盆地鹰滩组页岩,其页岩油赋存层段的总有机碳(TOC)含量超过了4.0%^[6]。中国之前尚未在海相地层中取得页岩油勘探突破,仅在陆相地层中发现了页岩油富集,如松辽盆地青山口组、渤海湾盆地沙河街组和孔店组、准噶尔盆地芦草沟组和鄂尔多斯盆地延长组泥页岩^[4],其共性特征是具有较高的有机质丰度。松辽盆地古龙凹陷页岩油勘探核心区青山口组页岩的TOC含量超过2.0%^[7];渤海湾盆地东营凹陷沙河街组三段下部和沙河街组四段上部、沧东凹陷孔店组二段、鄂尔多斯盆地延长组7段(长7段)和准噶尔盆地二叠系芦草沟组页岩的TOC含量均超过2.0%^[8]。然而,据公开发表的文献^[4]报道,鄂尔多斯盆地奥陶系乌拉力克组海相页岩的TOC含量普遍不高,为0.14%~1.70%,低于中国陆相页岩油赋存页岩的TOC含量,也低于美国海相页岩的TOC含量。基于此,深入探讨鄂尔多斯盆地海相页岩油工业油流井的油源问题是当前亟需解决的重要问题,对明确下一步海相页岩油的勘探方向具有重要的指导作用,对低丰度海相页岩油的勘探也具有重要的启示。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地位于华北板块西部,构造上包括西缘逆冲带、天环坳陷、伊陕斜坡、晋西挠褶带、伊盟隆起和渭北隆起6个一级构造单元^[9-10][图1(a)]。2021年,位于西缘逆冲带内的YT2井在乌拉力克组海相页岩中钻遇低产油流,而获得页岩油勘探突破的YT3井也位于西缘逆冲带内[图1(a)],揭示该地区海相页岩

油具有较大的勘探潜力。鄂尔多斯盆地西缘逆冲带构造复杂,发育多条西倾东冲的逆冲断层,断裂产状较陡。受逆冲断裂影响,盆地西缘南段发育多个冲断席,局部见受断裂影响而产生的地层重复^[11]。

中一晚奥陶世,随着海平面大幅度上升,鄂尔多斯盆地西缘由于构造沉降的差异,使得乌拉力克组发育一套深水沉积,水体自东向西逐渐变深,依次发育深水斜坡相、广海陆棚相和盆地相。其中,广海陆棚相缺氧、还原的沉积环境有利于形成富含笔石的海相页岩^[11],为页岩油的形成提供物质基础。YT3井乌拉力克组之上还发育石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系和白垩系。其中,石炭系羊虎沟组、二叠系太原组和山西组、侏罗系延安组均发育煤系烃源岩,而三叠系延长组烃源岩并不发育[图1(b)]。

2 样品与实验分析

原油样品与烃源岩样品分别来自YT2井、YT3井和银洞官庄剖面[图1(a)]。原油样品采自乌拉力克组,烃源岩样品采自山西组、太原组、羊虎沟组和乌拉力克组。对烃源岩样品和原油样品进行了族组分抽提、分离,以及饱和烃和芳香烃的色谱-质谱(GC-MS)分析。此外,对原油样品还进行了全油色谱、族组分碳同位素、正构烷烃单体烃碳同位素和全油碳同位素分析;对烃源岩样品进行了有机碳、热解、干酪根制备和碳同位素分析。

干酪根碳同位素分析与饱和烃、芳香烃的GC-MS分析在中国石油大学(北京)重质油国家重点实验室完成。族组分分离过程根据行业标准SY/T 5119—2008^[12]完成;干酪根制备根据国家标准GB/T 19144—2010^[13]完成。饱和烃、芳香烃的GC-MS分析条件与文献^[14]一致。同位素质谱分析使用仪器为EA-Precision型元素分析-稳定同位素质谱仪,实验方法按国家标准GB/T 18340.2—2010^[15]完成,数据按碳同位素组成的国际标准(PDB标准)计算。实验数据分析误差小于0.1%。

正构烷烃单体烃碳同位素分析的样品制备步骤为:首先,使用0.5 nm分子筛对饱和烃馏分进行络合处理,使正构烷烃络合于分子筛中;然后,破坏分子筛

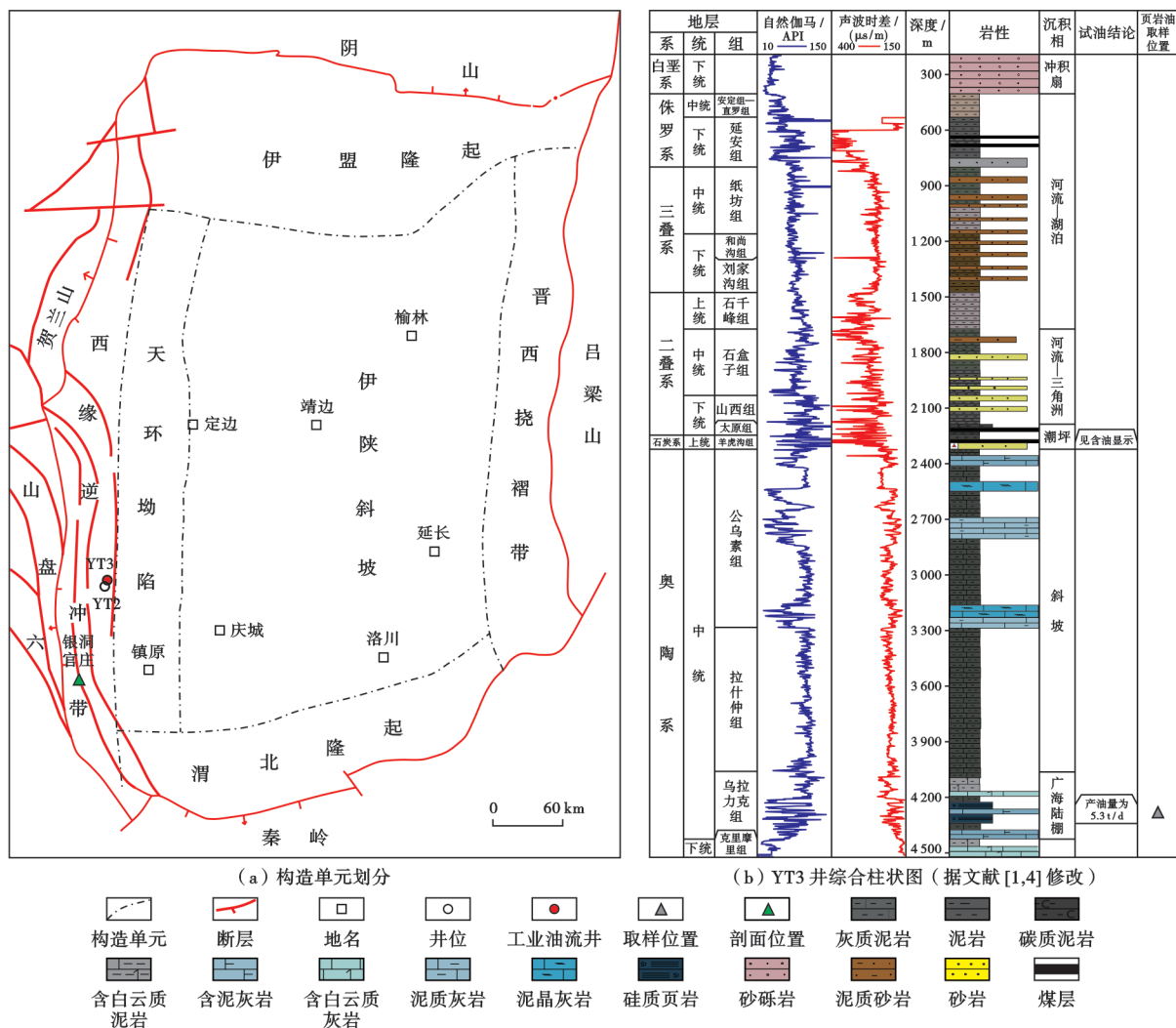


图1 鄂尔多斯盆地构造单元划分及YT3井综合地层特征

Fig. 1 Tectonic unit division and comprehensive stratigraphic characteristics of Well YT3 in Ordos Basin

结构,并用正己烷对正构烷烃进行萃取。将获得的正构烷烃利用气相色谱-同位素比值质谱(GC-IR-MS)进行碳同位素分析。色谱分析条件如下:色谱柱采用DB-5型石英毛细管柱;色谱炉在起始温度50℃下持续1min,然后以2℃/min的速度升温至160℃,保持恒温1min,再以3℃/min的速度升温至310℃,持续30min。将经过色谱分离后的正构烷烃单体进行燃烧,之后用质谱仪对燃烧产物进行检测,测出对应的正构烷烃单体的同位素值,分析精度为 $\pm 0.2\%$ 。

3 海相页岩油地球化学特征

3.1 族组分组成

YT2井、YT3井乌拉力克组页岩油的密度为0.7971~0.8240 g/cm³,黏度为2.116~2.452 mPa·s,明显比中生界延长组原油的密度和黏度低^[4]。

YT2井和YT3井乌拉力克组页岩油样品的族组分分析结果表明:页岩油中饱和烃含量最高,其次为芳

香烃,且饱和烃和芳香烃含量超过了97%;非烃+沥青质的含量相对低,分别为0.98%和2.48%;饱和烃与芳香烃比值较高,分别为18.57和9.63。乌拉力克组页岩油样品的族组分与鄂尔多斯盆地三叠系和侏罗系原油的族组分存在明显的差异^[16-18](表1),乌拉力克组页岩油的饱和烃含量明显高于中生界三叠系与侏罗系原油,也高于在上古生界发现的凝析油^[3],这揭示乌拉力克组页岩油可能存在不同来源或来自成熟度明显偏高的烃源岩。

3.2 全油色谱特征

全油色谱主要表征页岩油正构烷烃中碳数的分布特征,其不仅可以反映不同的母质输入,而且还能够体现不同的沉积环境,但同时受热成熟度影响。一般而言,陆源高等植物来源的有机质,其正构烷烃具有奇碳优势,重烃含量较高;而在碳酸盐岩及盐湖沉积环境中,有机质中的正构烷烃呈偶碳优势,随成熟度增加正构烷烃系列主峰碳前移,轻组分含量增加^[19]。

表 1 鄂尔多斯盆地西缘海相页岩油与中生界及上古生界已发现原油族组分对比

Table 1 Comparison of oil fractions between marine shale oil and crude oil discovered in Mesozoic and Upper Paleozoic strata in the western margin of Ordos Basin

井号(层位)样品类型	深度/m	饱和烃/%	芳香烃/%	非烃/%	沥青质/%	资料来源
YT2 井乌拉力克组页岩油	3 898~3 911	93.96	5.06	0.33	0.65	
YT3 井乌拉力克组页岩油	4 238~4 242	88.35	9.17	1.74	0.74	
平凉北地区三叠系延长组 8 段油层		39.36~71.27	16.96~20.31	11.53~18.86	5.19~9.09	文献[16]
天环坳陷南段侏罗系原油		26.36~65.27	13.33~27.37	11.98~50.97		文献[17]
红河油田三叠系延长组原油		39.09~52.98	10.40~13.59	33.43~50.20		文献[18]
杭锦旗地区上古生界凝析油		67.53~78.36	17.28~26.26	4.36~6.21		文献[3]

YT2 井和 YT3 井乌拉力克组页岩油的全油色谱分析表明:页岩油饱和烃中碳数分布完整(图 2),揭示出页岩油并未遭到生物降解作用破坏;饱和烃中主峰碳数均为 nC_{16} 或 nC_{17} ,正构烷烃中的 $\sum nC_{21-} / \sum nC_{22+}$ 比值分别为 4.51 和 5.58(表 2), $(C_{21} + C_{22}) / (C_{28} + C_{29})$ 比值分别为 3.74 和 3.80,明显高于鄂尔多斯盆地三叠系延长组陆相原油的 $\sum nC_{21-} / \sum nC_{22+}$ 和 $(C_{21} + C_{22}) / (C_{28} + C_{29})$ 比值(分别为 0.95~2.38 和 1.54~3.53^[20]),这说明海相页岩油的母质来源以低等藻类为主。YT2 井和 YT3 井页岩油饱和烃中的 Pr/ nC_{17} 比值分别为 0.12 和 0.13, Ph/ nC_{18} 比值分别为 0.06 和 0.06,碳优

势指数(CPI)分别为 1.13 和 1.14,揭示乌拉力克组海相页岩油具有相对较高的热成熟度。

YT2 井和 YT3 井乌拉力克组海相页岩油的姥植比(Pr/Ph)较高,分别为 2.47 和 2.55,高于鄂尔多斯盆地三叠系延长组陆相原油的 Pr/Ph(为 0.76~1.39^[21-22]),也高于塔里木盆地塔中地区(Pr/Ph 为 1.0~1.5^[23])、塔河油田(Pr/Ph 为 0.35~2.66、平均为 0.80^[24])和顺北地区(Pr/Ph 为 0.88~2.31、平均为 1.07^[25])海相原油的姥植比。尽管如此,在塔河油田和顺北地区依然发现个别海相原油的 Pr/Ph > 2.0^[24-25]。此外,在墨西哥湾盆地、尼日尔盆地和苏格

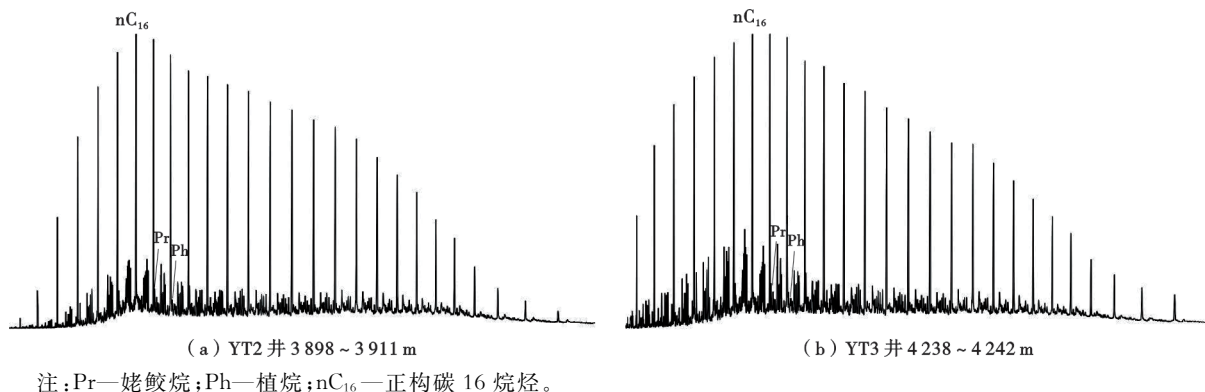


图 2 鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组海相页岩油全油色谱

Fig. 2 Chromatogram of marine shale oil from Wulalike Formation in the western margin of Ordos Basin

表 2 鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组海相页岩与页岩油链烷烃系列组成特征

Table 2 Composition characteristics of marine shale and chain alkane series of shale oil from Wulalike Formation in the western margin of Ordos Basin

井号/剖面 (样品号)	样品类型	深度/m	$\sum nC_{21-} / \sum nC_{22+}$	$(C_{21} + C_{22}) / (C_{28} + C_{29})$	CPI	Pr/Ph	Pr/ nC_{17}	Ph/ nC_{18}
YT2	页岩油	3 898~3 911	4.51	3.74	1.13	2.47	0.12	0.06
YT3	页岩油	4 238~4 242	5.58	3.80	1.14	2.55	0.13	0.06
银洞官庄(YD-1)	页岩		0.75		0.95	2.07	0.56	0.28
银洞官庄(YD-2)	页岩		0.58		1.04	2.00	0.18	0.10
银洞官庄(YD-3)	页岩		0.47		1.01	2.15	0.34	0.17
银洞官庄(YD-4)	页岩		0.59		0.99	2.00	0.45	0.24
银洞官庄(YD-5)	页岩		0.76		1.02	2.00	0.19	0.10
银洞官庄(YD-6)	页岩		1.37		1.01	2.44	0.33	0.15

注:Pr—姥鲛烷;Ph—植烷; nC_{21-} —碳数在 21 以下的正构烷烃组分; nC_{22+} —碳数在 22 以上的正构烷烃组分;CPI—碳优势指数;银洞官庄数据据文献[26]。

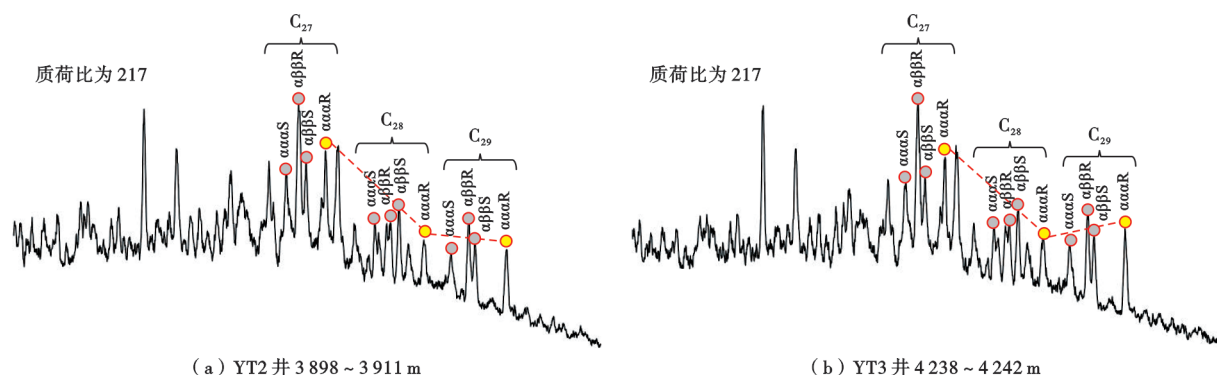
兰盆地均发现 $Pr/Ph > 2.0$ 的海相原油^[27]。鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组页岩油的 Pr/Ph 与上古生界煤系地层原油的 Pr/Ph 较为接近 (Pr/Ph 为 $2.16 \sim 2.26$ ^[3]), 异常高的 Pr/Ph 可能与沉积环境有关。鄂尔多斯盆地西南缘银洞官庄剖面乌拉力克组页岩抽提物的 $Pr/Ph > 2.0$ ^[26], 与乌拉力克组海相页岩油的 Pr/Ph 较为接近。

3.3 特征生物标志化合物的组成与分布特征

3.3.1 甾烷系列化合物的组成与分布特征

甾烷系列化合物的分布与组成不仅可以提供有关沉积有机质生源方面的地质信息, 同时还可提供反映有机质热演化程度和烃源岩沉积环境等方面的信息^[3, 28-29]。

YT2 井和 YT3 井页岩油在甾烷碳数组成上相对富含指示低等生物藻类贡献的 C_{27} 和 C_{28} 甾烷, 具有明显的 C_{27} 甾烷优势(图 3), 其 $\alpha\alpha\alpha C_{27}R/\alpha\alpha\alpha C_{29}R$ 比值分别为 1.01 和 1.11, $\alpha\alpha\alpha C_{28}R/\alpha\alpha\alpha C_{29}R$ 比值分别为 0.76 和 0.66, 表明低等生物藻类为重要的母质来源, 而中生界延长组陆相原油的 $\alpha\alpha\alpha C_{27}R/\alpha\alpha\alpha C_{29}R$ 比值普遍较低, 平均为 0.63^[29]。鄂尔多斯盆地中生界陆相原油中 C_{29} 规则甾烷的含量平均为 45%^[29], 上古生界煤系来源的原油中 C_{29} 规则甾烷的含量为 45%~48%^[3], 均高于乌拉力克组页岩油中 C_{29} 规则甾烷的含量(33%~34%), 揭示乌拉力克组页岩油可能为不同于中生界陆相原油和上古生界煤系来源原油的一类新原油类型。



(a) YT2 井 3898~3911 m

(b) YT3 井 4238~4242 m

注: $C_{27}-\alpha\alpha\alpha S-C_{27}-20S-\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷; $C_{27}-\alpha\beta\beta R-C_{27}-20R-\alpha\beta\beta$ -胆甾烷; $C_{27}-\alpha\beta\beta S-C_{27}-20S-\alpha\beta\beta$ -胆甾烷; $C_{27}-\alpha\alpha\alpha R-C_{27}-20R-\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷; $C_{28}-\alpha\alpha\alpha S-C_{28}-20S-24$ -甲基- $\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷; $C_{28}-\alpha\beta\beta R-C_{28}-20R-24$ -甲基- $\alpha\beta\beta$ -胆甾烷; $C_{28}-\alpha\beta\beta S-C_{28}-20S-24$ -甲基- $\alpha\beta\beta$ -胆甾烷; $C_{28}-\alpha\alpha\alpha R-C_{28}-20R-24$ -甲基- $\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷; $C_{29}-\alpha\alpha\alpha S-C_{29}-20S-24$ -乙基- $\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷; $C_{29}-\alpha\beta\beta R-C_{29}-20R-24$ -乙基- $\alpha\beta\beta$ -胆甾烷; $C_{29}-\alpha\beta\beta S-C_{29}-20S-24$ -乙基- $\alpha\beta\beta$ -胆甾烷; $C_{29}-\alpha\alpha\alpha R-C_{29}-20R-24$ -乙基- $\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷。

图 3 鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组海相页岩油甾烷系列化合物的分布

Fig. 3 Distribution of sterane compounds in marine shale oil from Wulalike Formation in the western margin of Ordos Basin

乌拉力克组页岩油中重排甾烷与规则甾烷的比值较高, 为 $0.42 \sim 0.45$, 高于延长组原油, 低于上古生界煤系来源的原油。延长组原油中重排甾烷与规则甾烷的比值普遍较低, 如在湖盆东部边缘延长组 6 段原油中该比值为 $0.13 \sim 0.21$ ^[30-31], 在富县地区该比值为 $0.24 \sim 0.31$ ^[30], 在彭阳地区该比值为 $0.07 \sim 0.08$ ^[28], 在西南部延长组 8 段该比值为 $0.07 \sim 0.31$ 、平均为 0.13 ^[32]。鄂尔多斯盆地上古生界煤系凝析油的重排甾烷与规则甾烷比值为 $0.71 \sim 1.35$ ^[3]。虽然热效应可使常规甾烷逐渐发生甲基重排而转化为重排甾烷, 是重排甾烷形成的重要途径之一^[33], 但乌拉力克组页岩油的镜质体反射率(R_o)为 $0.86\% \sim 1.09\%$, 上古生界煤系地层原油的 R_o 为 $0.82\% \sim 0.94\%$ ^[3], 中生界陆相原油的 R_o 为 $0.82\% \sim 1.31\%$ 、平均为 0.94% ^[34], 均为成熟原油, 成熟度差异不明显。因此, 从成熟早期到成熟期, 重排甾烷分布特征的差异可能主要受沉积

环境影响^[35]。张文俊等^[36]研究发现, 海相原油中的重排甾烷与规则甾烷比值较低, 而在煤系地层原油中该比值相对较高。一般认为, 酸性黏土矿物的催化作用或沉积环境中氧化还原水平对重排甾烷的形成与分布有重要影响^[37-39]。通常, 在富含黏土矿物的沉积环境中, 重排甾烷较丰富^[40]; 缺氧还原环境会抑制重排甾烷的生成, 而高氧化还原电位(Eh)有利于重排甾烷形成^[39]。然而, 鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组海相页岩中的黏土矿物含量为 $11.9\% \sim 26.5\%$ ^[4], 中生界长 7 段湖相泥页岩中的黏土矿物含量为 $41\% \sim 55\%$ ^[41], 盆地北部杭锦旗地区上古生界原油来源于山西组煤系地层^[3], 而山西组中的黏土矿物含量平均为 57.5% ^[42]。黏土矿物含量与重排甾烷丰度之间没有明显关系。鄂尔多斯盆地杭锦旗地区山西组主要为煤系地层, 处于亚氧化—氧化沉积环境^[43], 其 Pr/Ph 为 $2.16 \sim 2.26$; 长 7 段泥页岩形成于半深湖—深湖环境, 还原性强, 其

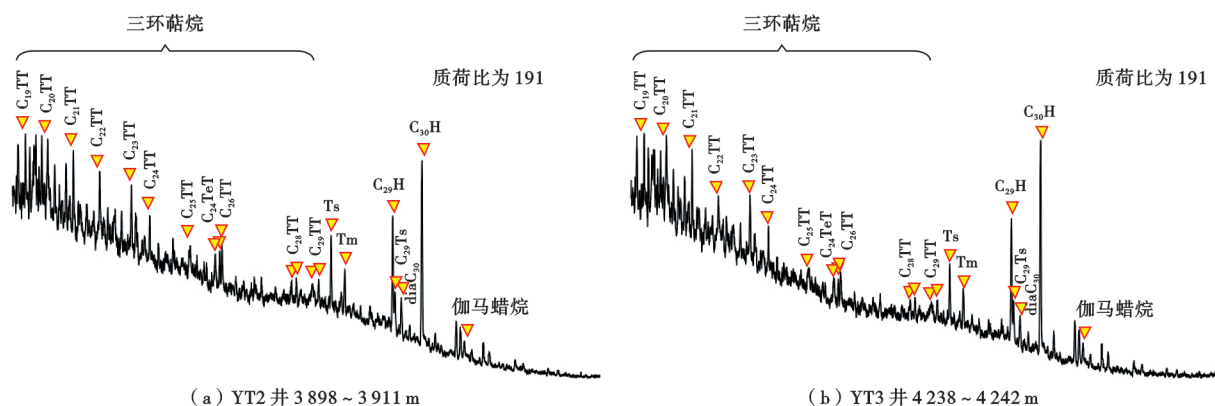
Pr/Ph 为 0.56~1.84、平均为 1.05^[34];鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组页岩形成于海相环境,其 Pr/Ph 为 2.00~2.44、平均为 2.11^[27],介于二者之间。因此,推测黏土矿物含量可能受沉积环境影响。

3.3.2 萜烷系列化合物的组成与分布特征

烃源岩和原油中普遍含有长链三环萜烷系列化合物,通常指示低等生物藻类的贡献。在不同沉积环境中,三环萜烷类化合物的分布特征存在明显差异。陆相沉积环境中三环萜烷类化合物的丰度较低;而海相沉积环境中丰度则相对较高^[44]。此外,在煤系地层的烃源岩及其所生成的原油中,三环萜烷系列中 C₁₉—C₂₆ 的分布呈阶梯状依次降低,且 C₂₄ 四环萜烷的相对丰度高

于相邻的 C₂₆ 三环萜烷^[45-46];而在湖相或海相环境形成的烃源岩及其所生成的原油中,C₁₉—C₂₆ 三环萜烷系列常呈近正态分布,以 C₂₁ 或 C₂₃ 为主峰,C₂₄ 四环萜烷的相对丰度变化较大,这取决于沉积环境的还原程度、沉积水体的古盐度和有机质来源。YT2 井与 YT3 井乌拉力克组页岩油中三环萜烷系列的分布特征相似,碳数为 C₁₉—C₂₉,分布完整,以 C₂₁ 为主峰(图 4),其中,C₂₄ 四环萜烷与 C₂₆ 三环萜烷比值(C₂₄ TeT/C₂₆ TT)分别为 0.62 和 0.59,显示出湖相或海相原油的特征^[47]。

乌拉力克组页岩油中还发现丰富的 C₂₈、C₂₉ 长链三环萜烷(图 4),丰富的长链三环萜烷含量一般出现在咸水湖相或海相烃源岩或原油中。



注: C₁₉ TT—C₁₉ 三环萜烷; C₂₀ TT—C₂₀ 三环萜烷; C₂₁ TT—C₂₁ 三环萜烷; C₂₂ TT—C₂₂ 三环萜烷; C₂₃ TT—C₂₃ 三环萜烷; C₂₄ TT—C₂₄ 三环萜烷; C₂₅ TT—C₂₅ 三环萜烷; C₂₄ TeT—C₂₄ 四环萜烷; C₂₆ TT—C₂₆ 三环萜烷; C₂₈ TT—C₂₈ 三环萜烷; C₂₉ TT—C₂₉ 三环萜烷; Ts—18 α (H)-22,29,30-三降藿烷; Tm—17 α (H)-22,29,30-三降藿烷; C₂₉ H—17 α ,21 β -30-降藿烷; C₂₉ Ts—C₂₉ 新藿烷; diaC₃₀—17 α (H)-重排藿烷; C₃₀ H—17 α (H),21 β (H)-藿烷。

图 4 鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组海相页岩油萜烷系列化合物的分布

Fig. 4 Distribution of terpenoid compounds in marine shale oil from Wulalike Formation in the western margin of Ordos Basin

三环萜烷与藿烷比值是一个常用来指示母质来源的参数,一般海相环境中该比值较高,陆相环境中该比值较低。尽管该参数随成熟度增加而增加,但依然可以有效区分海相成因和陆相成因的原油^[48]。在 YT2 井和 YT3 井乌拉力克组页岩油中,三环萜烷与藿烷比值分别为 1.09 和 0.89,表明原油可能为海相来源。

伽马蜡烷在烃源岩和原油中普遍检出,高丰度的伽马蜡烷通常与水体分层环境有关^[49]。海相或盐湖相环境常有盐度分层现象,从而含有丰富的伽马蜡烷^[19];但在海相环境中,伽马蜡烷并不总是丰富,如塔里木盆地中一上奥陶统海相原油中的伽马蜡烷与 C₃₀ 藿烷比值小于 0.05^[50]。YT2 井和 YT3 井乌拉力克组页岩油中的伽马蜡烷与 C₃₀ 藿烷比值分别为 0.09 和 0.10,推测其主要来源于海相沉积环境。

藿烷与甾烷比值(H/S)可反映真核生物与原核生物对烃源岩的相对贡献,且该参数受热成熟度影响微

弱^[19]。陆相原油通常具有较高的 H/S 值(H/S>4),而海相原油则具有较低的 H/S 值(H/S<4^[44])。YT2 井和 YT3 井乌拉力克组页岩油的 H/S 值分别为 0.91 和 1.10,因此认为 YT2 井与 YT3 井乌拉力克组页岩油可能主要形成于海相沉积环境。

3.3.3 芳香烃系列化合物的组成与分布特征

原油中芳香烃化合物的分布与组成受源岩的沉积环境、母质来源、热成熟度和次生变化影响。鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组页岩油芳香烃的总离子流图(图 5)中出现 3 个峰群,分别是萘及烷基萘系列化合物、菲及烷基菲系列化合物,以及四环系列化合物和五环系列化合物(其他多环芳烃)。其中,萘系列化合物、菲系列化合物是乌拉力克组页岩油的主要组成部分。YT2 井和 YT3 井页岩油中萘系列化合物的含量分别为 37.62% 和 40.62%,菲系列化合物的含量分别为 48.66% 和 46.25%(大于萘系列化合物含量),这与文献^[51]报道的塔里木盆地海相原油的特征相似。通常,陆相原油

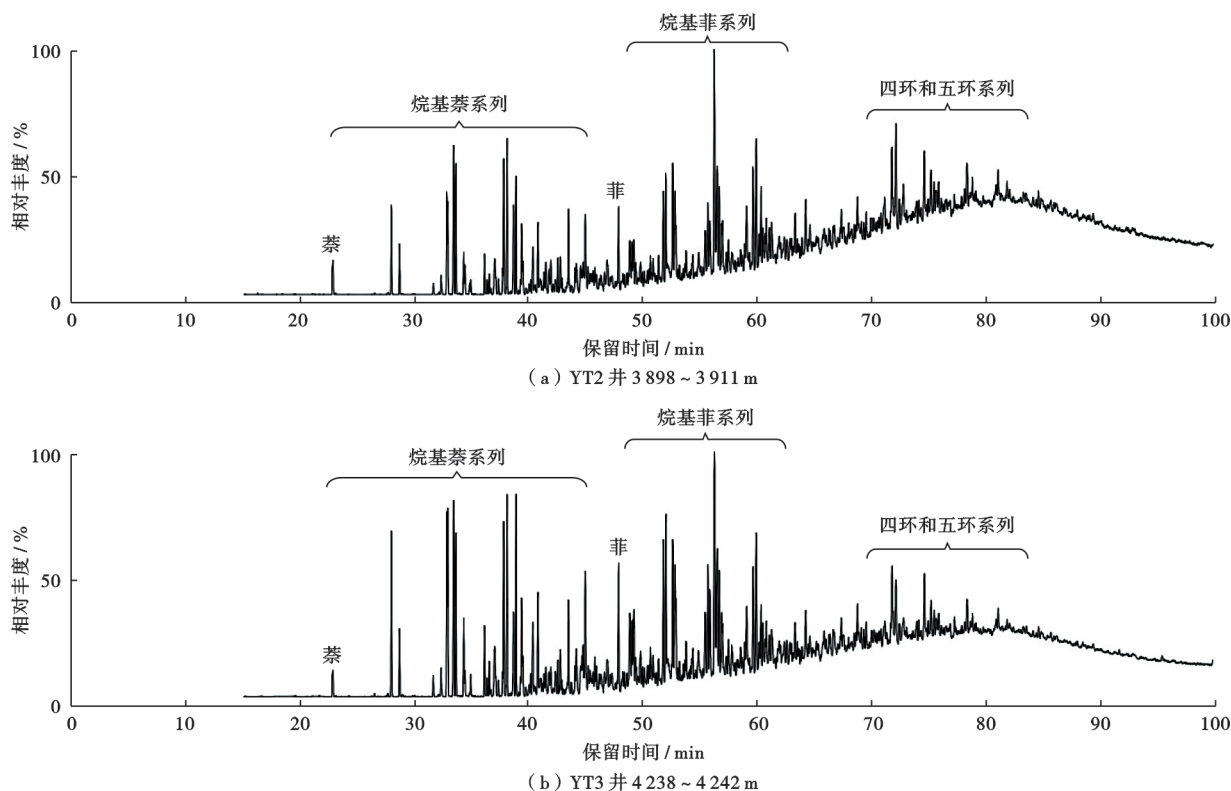


图5 鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组海相页岩油芳香烃总离子流图

Fig. 5 Total ion chromatogram of aromatic hydrocarbons in marine shale oil from Wulalike Formation in the western margin of Ordos Basin

中联苯系列化合物含量较多,而海相原油中联苯系列化合物含量较少。乌拉力克组页岩油中联苯系列化合物含量较低,平均为5.04%,低于塔里木盆地海相原油中联苯系列化合物的平均含量(8.1%^[51])。

在萘系列化合物的组成上,陆相原油含有丰富的1,2,5-三甲基萘和1,2,5,6-四甲基萘,而海相原油中该类化合物的含量明显偏低^[51]。YT2井和YT3井乌拉力克组页岩油中1,2,5-三甲基萘和1,2,5,6-四甲基萘含量较低,1,2,5-三甲基萘占三甲基萘系列总量的百分比分别为1.73%和1.43%,1,2,5,6-四甲基萘占四甲基萘系列总量的百分比分别为3.27%和2.77%。此外,YT2井和YT3井乌拉力克组页岩油中1,2,5-三甲基萘与1,3,6-三甲基萘的比值较低,分别为0.07和0.06,表明其可能为海相成因^[52]。

3.4 族组分及单体烃碳同位素分布

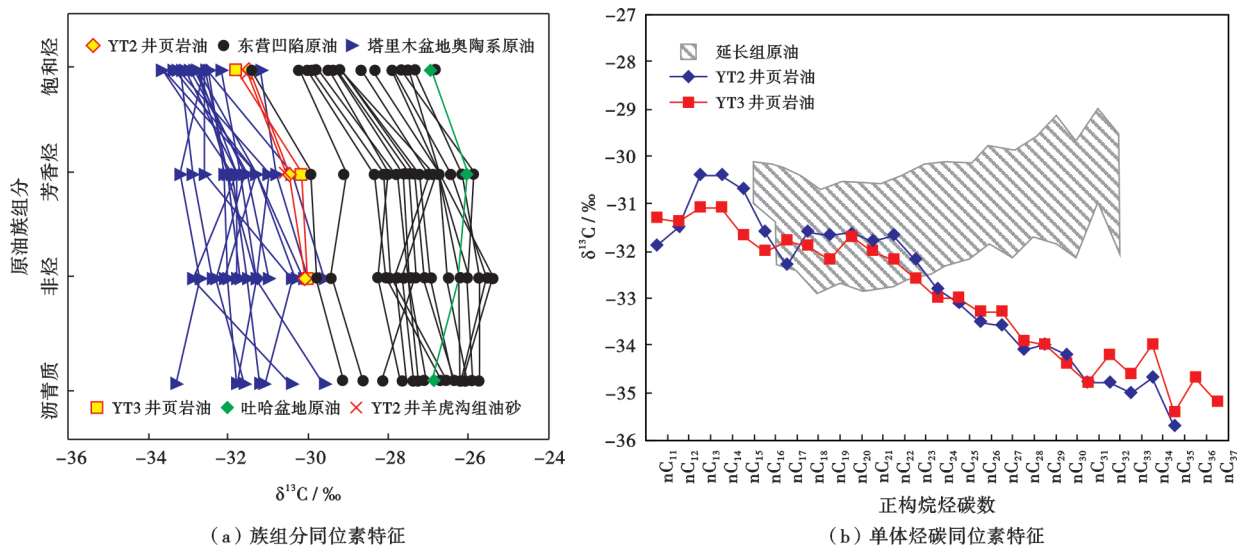
鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组页岩油的全油碳同位素($\delta^{13}C_{oil}$)值为-31.8‰~-31.6‰,饱和烃碳同位

素($\delta^{13}C_{saturated}$)值为-31.8‰~-31.5‰,芳香烃碳同位素($\delta^{13}C_{aromatic}$)值为-30.5‰~-30.2‰,非烃碳同位素($\delta^{13}C_{non}$)值为-30.1‰~-30.0‰(表3)。页岩油族组分中饱和烃、芳香烃、非烃碳同位素总体上符合 $\delta^{13}C_{saturated} < \delta^{13}C_{aromatic} < \delta^{13}C_{non}$ 的序列,表明乌拉力克组页岩油为正常原油,未受次生改造^[53],其分布特征与塔里木盆地海相原油相似^[54],而与湖相^[55]和湖沼相^[56]原油存在明显差异[图6(a)],揭示其可能为海相成因。乌拉力克组页岩油中全油碳同位素偏轻,与鄂尔多斯盆地延长组陆相原油的全油碳同位素值接近^[20]。但页岩油正构烷烃系列化合物中单体烃碳同位素的分布特征[图6(b)]与延长组陆相原油存在明显差异:延长组陆相原油中正构烷烃单体烃碳同位素呈平坦型分布特征^[57],而乌拉力克组页岩油中正构烷烃单体烃碳同位素随碳数的增加而逐渐变轻[图6(b)],其碳同位素值($\delta^{13}C$)为-35.7‰~-30.4‰,差值达5.3‰。

表3 鄂尔多斯盆地西缘海相页岩油族组分的碳同位素

Table 3 Carbon isotopes of marine shale oil fractions in the western margin of Ordos Basin

井号	深度/m	$\delta^{13}C_{oil}/$ ‰	$\delta^{13}C_{saturated}/$ ‰	$\delta^{13}C_{aromatic}/$ ‰	$\delta^{13}C_{non}/$ ‰
YT2	3898~3911	-31.6	-31.5	-30.5	-30.1
YT3	4238~4242	-31.8	-31.8	-30.2	-30.0



注:塔里木盆地奥陶系原油数据据文献[54];东营凹陷原油数据据文献[55];吐哈盆地原油数据据文献[56];延长组湖相原油数据据文献[57]。

图 6 鄂尔多斯盆地西缘海相页岩油族组分碳同位素与单体烃碳同位素分布特征

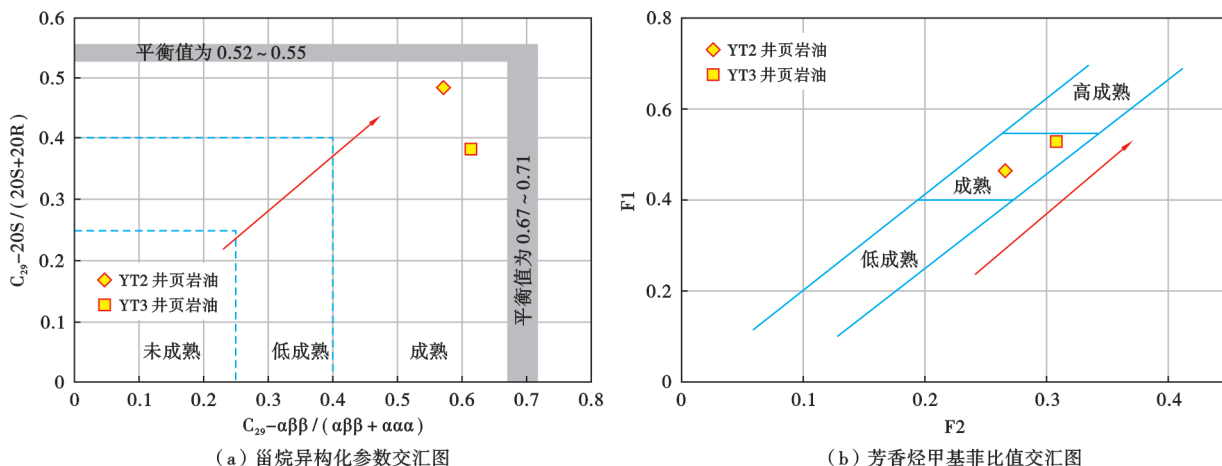
Fig. 6 Distribution characteristics of fraction carbon isotopes from marine shale oil and individual hydrocarbon carbon isotopes in the western margin of Ordos Basin

4 海相页岩油成熟度

原油成熟度研究是进行原油成因类型分析和油源对比的重要基础。目前,原油成熟度研究主要利用饱和烃、芳香烃中某些分子的地球化学参数来进行原油成熟度评价^[19]。相较于 Tm (C₂₇ 17 α -三降藿烷), Ts (C₂₇ 18 α -三降藿烷)具有更高的热稳定性。随着成熟度增加, Tm 会向 Ts 转化,因此常用 Ts/(Ts + Tm) 比值来反映原油成熟度的相对高低^[19,26]。YT2 井和 YT3 井乌拉力克组页岩油的 Ts/(Ts + Tm) 分别为 0.62 和 0.55,显示成熟原油的特征。甾烷异构化参数也可以有效反映原油的

成熟度, C₂₉ $\alpha\beta\beta$ / ($\alpha\alpha\alpha$ + $\alpha\beta\beta$) 和 C₂₉ 20S / (20S + 20R) 在 0.25 以下为未成熟原油,在 0.25~0.40 为低成熟原油,大于 0.40 为成熟原油^[58]。YT2 井和 YT3 井乌拉力克组页岩油的 C₂₉ 20S / (20S + 20R) 分别为 0.47 和 0.37、C₂₉ $\alpha\beta\beta$ / ($\alpha\alpha\alpha$ + $\alpha\beta\beta$) 分别为 0.58 和 0.62 [图 7(a)],属于成熟原油。

YT2 井和 YT3 井乌拉力克组页岩油的甲基菲指数 (MPI1) 分别为 0.91 和 1.20,根据 MPI1 与 R_o 之间的经验式^[51],可以得到 YT2 井和 YT3 井乌拉力克组页岩油的 R_o 分别为 0.95% 和 1.12%。芳香烃中甲基菲比值 (F1、F2) 也常用来反映原油的成熟度。YT2 井



注: F1、F2—芳香烃中甲基菲比值。

图 7 鄂尔多斯盆地西缘海相页岩油饱和烃与芳香烃特征生物标志化合物成熟度参数

Fig. 7 Biomarker maturity parameters for saturated and aromatic hydrocarbon of marine shale oil in the western margin of Ordos Basin

和 Y T 3 井乌拉力克组页岩油的 F1 分别为 0.48 和 0.56, F2 分别为 0.26 和 0.31 [图 7(b)], 具有成熟原油的特征。基于 F1 或 F2 与 R_o 之间的经验式^[59-60], 可以得到 Y T 2 井乌拉力克组页岩油的 R_o 为 0.91% 或 0.86%, Y T 3 井乌拉力克组页岩油的 R_o 为 1.09% 或 1.05%, 表明乌拉力克组页岩油处于成熟阶段。Y T 3 井页岩油的成熟度略高于 Y T 2 井页岩油的成熟度, 推测与其埋藏深度相匹配。

5 海相页岩油来源

5.1 潜在烃源岩抽提物中特征生物标志物组成

鄂尔多斯盆地西缘潜在烃源岩主要有 4 套, 分别为奥陶系马家沟组海相烃源岩、奥陶系乌拉力克组海相烃源岩、石炭系羊虎沟组海陆过渡相烃源岩和三叠系延长组湖相烃源岩^[10,61]。鄂尔多斯盆地西缘马家沟组厚度达千余米, 但烃源岩的有机碳含量整体偏低、有机质类型差, 生烃潜力有限^[62-63], 成熟度达到过成熟阶段^[61]。位于鄂尔多斯盆地西缘南段银洞官庄剖面乌拉力克组页岩的有机碳含量平均为 0.52%, 有机质类型为腐泥型, 等效镜质体反射率 (R_{ob}) 平均约为 0.80%, 为成熟阶段^[48]; Y T 3 井乌拉力克组泥页岩的 TOC 含量为 0.20%~1.70%、平均为 0.82%, 腐泥组含量为 90.5%~96.3%、平均为 93.2%^[4], 具备较好的生烃潜力。羊虎沟组发育海陆过渡相烃源岩, 有机碳含量平均为 3.25%, 有机质类型以腐殖型为主^[64], 展示了一定的生油气潜力, 且在上古生界煤系地层中陆续发现有凝析油^[2-3]。鄂尔多斯盆地西南缘延长组烃源岩大部分为差—非烃源岩, 仅部分为中等—好烃源岩, 有机质类型为 II₂ 型—III 型, 生油能力差, 处于成熟阶段, 生烃能力有限^[65]。

鄂尔多斯盆地西缘南段地区烃源岩的热成熟度差异明显。三叠系延长组湖相烃源岩整体处于成熟阶段^[65-66]; 石炭系—二叠系煤系烃源岩的热成熟度为低成熟—成熟阶段早期, 羊虎沟组、太原组和山西组煤系烃源岩的 R_o 分别为 0.44%~0.73%、0.61%~0.78% 和 0.58%~0.64%; 奥陶系乌拉力克组海相烃源岩处于成熟—高成熟阶段, R_{ob} 为 0.71%~1.28% (表 4)。

对乌拉力克组露头 and 钻井岩心页岩样品抽提物中的可溶有机质开展分析发现, 乌拉力克组页岩具有如下特征: 链烷烃系列化合物表现为前峰型, 主峰碳为 nC_{15} — nC_{21} , Pr/Ph 为 0.77~2.25、平均为 1.62; 三环萜烷系列化合物丰富, 以 C_{21} 或 C_{23} 三环萜烷为主峰; 五环三萜系列化合物以 C_{30} 藿烷 ($C_{30}H$) 占优势, C_{29} 藿烷 ($C_{29}H$)、 C_{29} Ts 和 C_{30} 重排藿烷 ($diaC_{30}H$) 较为丰富, Ts 含量大于 Tm 含量, 其中, 伽马蜡烷与 $C_{30}H$ 的比值

为 0.10~0.20、平均为 0.14。甾烷系列化合物具有明显的 C_{27} 优势 (图 8)。乌拉力克组页岩芳香烃的总离子流图 (图 9) 呈现 3 个峰群占优势的分布特征, 即萘及烷基萘系列化合物、菲及烷基菲系列化合物以及四环和五环系列化合物 (其他多环芳烃), 以菲及烷基菲系列化合物为主。萘、菲系列化合物是乌拉力克组页岩芳香烃抽提物的主要组成部分, 其分布特征与 Y T 2 井和 Y T 3 井乌拉力克组页岩油的分布特征相似 (图 5)。

表 4 鄂尔多斯盆地西缘海相页岩油与潜在烃源岩的成熟度
Table 4 Maturities of marine shale oils and potential source rocks in the western margin of Ordos Basin

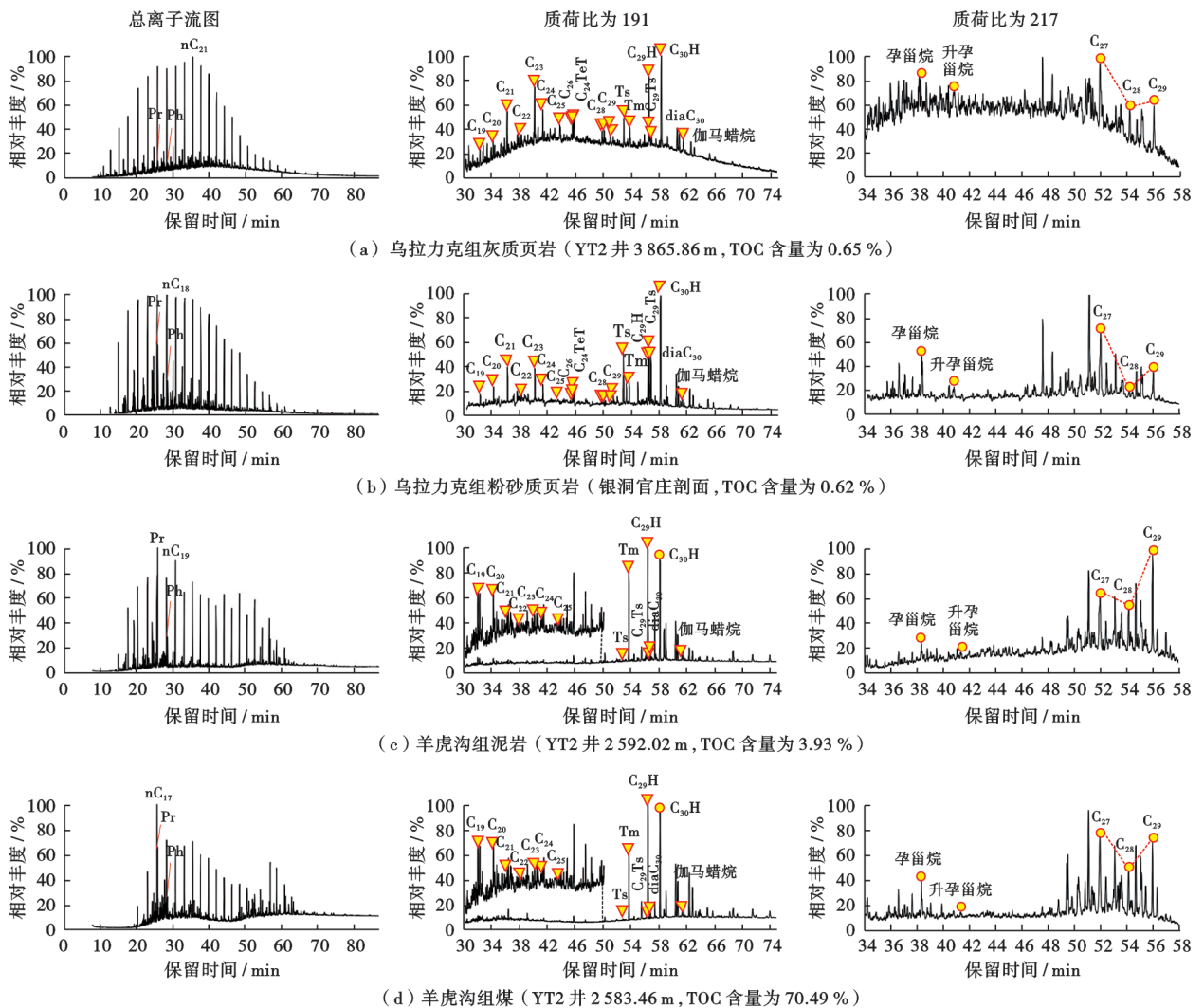
样品类型	井号	深度/m	层位	R_o 或 $R_{ob}/\%$
煤系烃源岩	YT2	2582~2593	羊虎沟组	0.62~0.73
煤系烃源岩	YT3	2252~2286	羊虎沟组	0.44~0.52
煤系烃源岩	YT2	2343~2348	山西组	0.58~0.64
煤系烃源岩	YT2	2542~2581	太原组	0.61~0.78
烃源岩	YT2	3700~3929	乌拉力克组	0.71~1.28
页岩油	YT2	3898~3911	乌拉力克组	0.86~0.91
页岩油	YT3	4238~4242	乌拉力克组	1.05~1.09

注: R_o —镜质体反射率; R_{ob} —等效镜质体反射率。

羊虎沟组海陆过渡相泥岩和煤链烷烃系列化合物为双峰型, Pr/Ph 为 2.41~4.15、平均为 3.54; 相较于五环三萜系列化合物, 三环萜烷系列化合物整体含量偏低, 以 C_{19} 或 C_{20} 为主峰, 随碳数增加而降低; 五环三萜系列化合物以 $C_{29}H$ 占优势, $C_{29}Ts$ 含量和 $diaC_{30}H$ 含量较低, Ts 含量远小于 Tm 含量, 伽马蜡烷与 $C_{30}H$ 的比值为 0.06~0.08; 甾烷系列化合物呈反“L”型和“V”型分布 (图 8)。鄂尔多斯盆地西缘南段羊虎沟组泥岩与煤抽提物的芳香烃总离子流图 (图 9) 特征相似, 均呈现出 2 个峰群, 分别是萘及烷基萘系列化合物和菲及烷基菲系列化合物, 而四环和五环系列化合物 (其他多环芳烃) 含量较低。与乌拉力克组海相页岩不同的是: 羊虎沟组泥岩和煤中的芳香烃以萘及烷基萘系列化合物为主; 此外, 1,2,5-三甲基萘含量和 1,2,5,6-四甲基萘含量较高, 1,2,5-三甲基萘含量占三甲基萘系列总量的 20.62%~55.27%, 1,2,5,6-四甲基萘含量占四甲基萘系列总量的 36.98%~51.39%, 这与 Y T 2 井和 Y T 3 井乌拉力克组页岩油的差异较大。

5.2 海相页岩油来源分析

鄂尔多斯盆地中生界已发现多个油田, 上古生界煤系地层中也钻遇了零星的凝析油或原油^[3]。杨华等^[57]对鄂尔多斯盆地中生界原油和上古生界凝析油或原油的来源进行分析认为, 中生界原油主要来自延长组湖相烃源岩, 上古生界凝析油或原油主要来自上古生界石炭系—二叠系煤系烃源岩^[2-3]。



注:Pr—姥鲛烷;Ph—植烷;nC₁₇—正构碳 17 烷烃;nC₁₈—正构碳 18 烷烃;nC₁₉—正构碳 19 烷烃;nC₂₁—正构碳 21 烷烃;C₁₉—C₁₉ 三环萜烷;C₂₀—C₂₀ 三环萜烷;C₂₁—C₂₁ 三环萜烷;C₂₂—C₂₂ 三环萜烷;C₂₃—C₂₃ 三环萜烷;C₂₄—C₂₄ 三环萜烷;C₂₅—C₂₅ 三环萜烷;C₂₆—C₂₆ 三环萜烷;C₂₄ TeT—C₂₄ 四环萜烷;C₂₈—C₂₈ 三环萜烷;C₂₉—C₂₉ 三环萜烷;Ts—18 α (H)-22,29,30-三降藿烷;Tm—17 α (H)-22,29,30-三降藿烷;C₂₉ H—17 α ,21 β -30-降藿烷;C₂₉ Ts—C₂₉ 新藿烷;diaC₃₀—17 α (H)-重排藿烷;C₃₀ H—17 α (H),21 β (H)-藿烷;孕甾烷—5 α (H),14 β (H)-C₂₁ 孕甾烷;升孕甾烷—C₂₂ 升孕甾烷;C₂₇—20R- $\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷;C₂₈—20R-24-甲基- $\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷;C₂₉—20R-24-乙基- $\alpha\alpha\alpha$ -胆甾烷;TOC—总有机碳。

图 8 鄂尔多斯盆地西缘潜在烃源岩饱和烃的生物标志化合物分布特征

Fig. 8 Distribution characteristics of saturated hydrocarbon biomarkers from potential source rocks in the western margin of Ordos Basin

与乌拉力克组页岩油相比,延长组湖相原油同样具有较低的伽马蜡烷、较丰富的 C₂₇ 规则甾烷^[28]、原油 $\delta^{13}C < -30\%$ ^[31] 等特征,二者似乎不容易区分。但进一步分析发现,乌拉力克组页岩油的三环萜烷含量较高,三环萜烷与藿烷的比值为 0.89~1.09,明显高于延长组湖相烃源岩的三环萜烷含量[图 10(a)]。此外,乌拉力克组页岩油具有较高的 C₂₈₋₂₉ 长链三环萜烷含量,其 C₂₈ 三环萜烷(C₂₈ TT)与 C₃₀ H 比值、C₂₉ 三环萜烷(C₂₉ TT)与 C₃₀ H 比值分别为 0.23~0.30 和 0.17~0.26,明显高于中生界湖相原油,而与塔里木盆地海相原油相似[图 10(b)]。与乌拉力克组页岩油相

比,尽管上古生界凝析油或原油具有相似的 Pr/Ph,但其具有明显的 C₂₉ 甾烷优势,三环萜烷系列化合物具有明显的 C₁₉ 三环萜烷(C₁₉ TT)优势,全油的碳同位素偏重, $\delta^{13}C$ 为 -27.7‰~-26.8‰^[31],明显重于乌拉力克组页岩油中全油的 $\delta^{13}C$ 。总之,乌拉力克组页岩油与目前在鄂尔多斯盆地已发现的中生界湖相原油和上古生界凝析油或原油明显不同,应为鄂尔多斯盆地一种新的原油类型。

基于鄂尔多斯盆地西缘潜在烃源岩的生物标志化合物对比发现,乌拉力克组页岩油与羊虎沟组海陆过渡烃源岩和延长组湖相烃源岩均存在明显差异,而

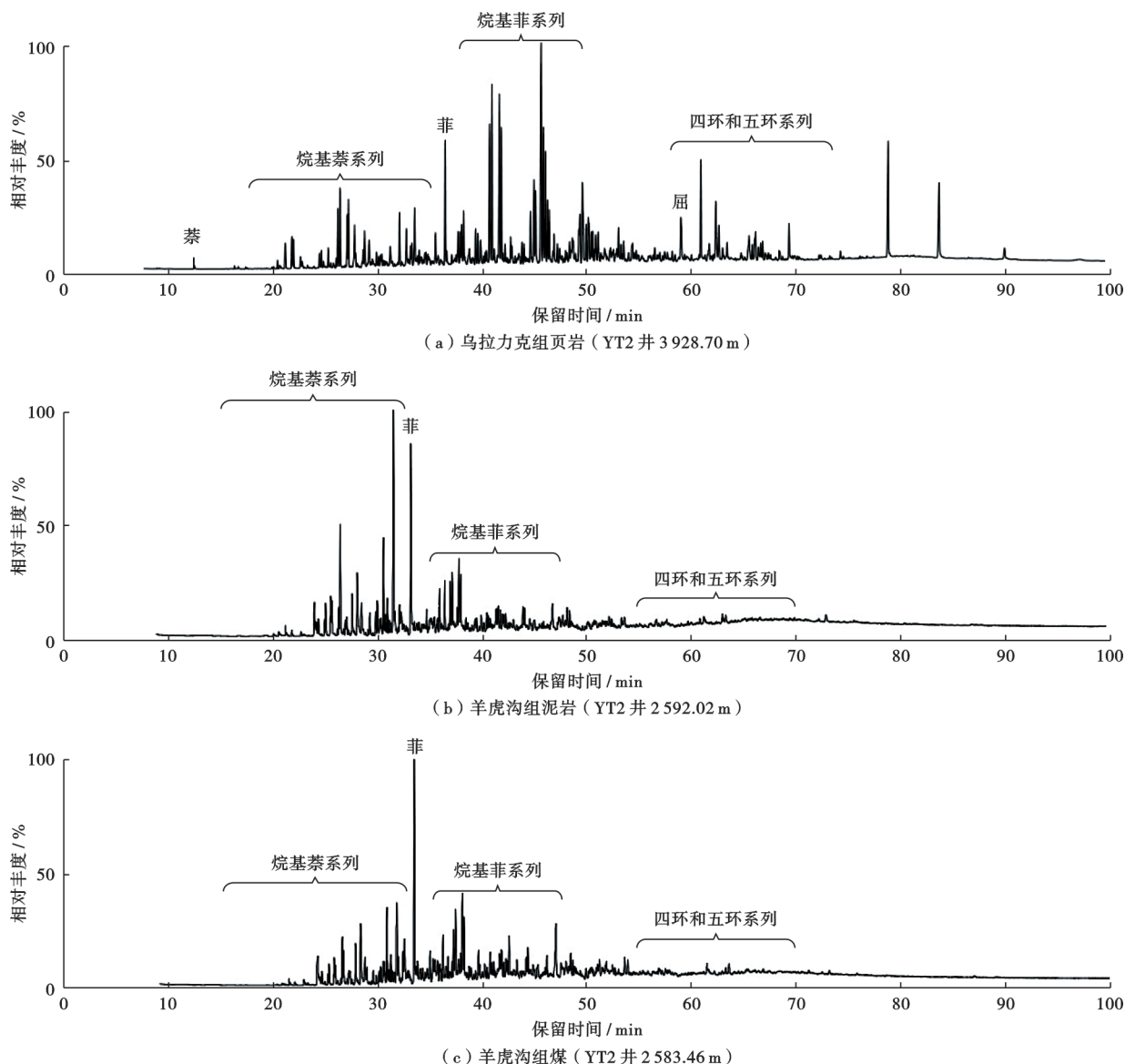


图9 鄂尔多斯盆地西缘潜在烃源岩芳香烃总离子流图

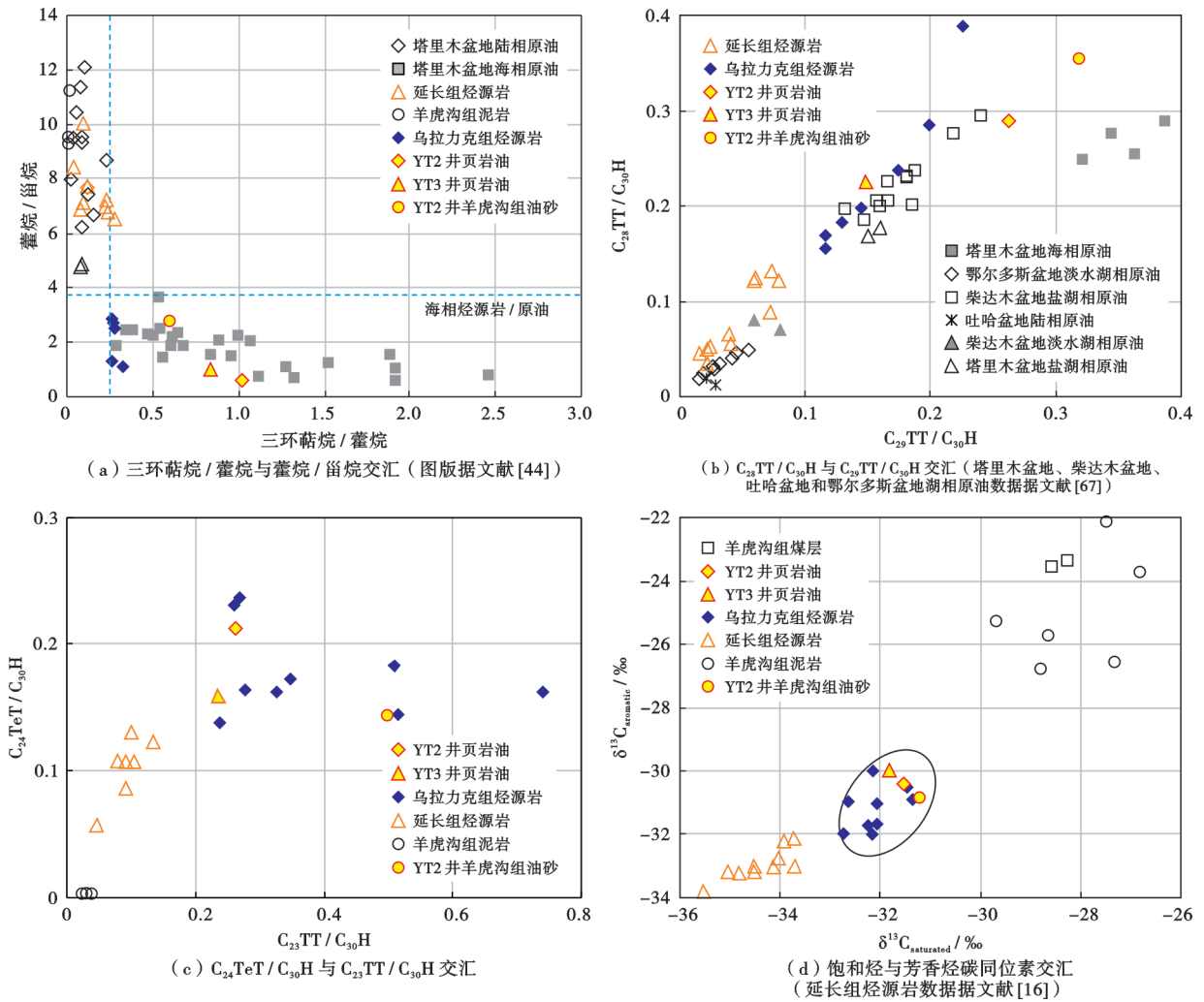
Fig. 9 Total ion chromatogram of aromatic hydrocarbons from potential source rocks in the western margin of Ordos Basin

与乌拉力克组海相页岩分布特征最为相似。通常,藿烷与甾烷比值可反映真核生物(主要为藻类和高等植物)与原核生物(细菌)对烃源岩的贡献,且该参数几乎不受热演化的影响^[19]。朱扬明^[44]研究发现,陆相原油常具有较高的藿烷与甾烷比值和较低的三环萜烷与藿烷比值,而海相原油则具有较低的藿烷与甾烷比值和较高的三环萜烷与藿烷比值。YT2井和YT3井乌拉力克组页岩油具有较低的藿烷与甾烷比值和较高的三环萜烷与藿烷比值,与乌拉力克组页岩和塔里木盆地海相原油最为相似,具有明显的海相原油特征,而与羊虎沟组海陆过渡相烃源岩和延长组湖相烃源岩存在明显的差异[图10(a)]。

不同沉积环境形成的烃源岩,其 C_{28} TT、 C_{29} TT特征差异明显: C_{28} TT和 C_{29} TT含量在淡水湖相沉积环

境形成的烃源岩中较低,而在海相和盐水湖相环境形成的烃源岩中较高^[67]。从 C_{28} TT/ C_{30} H、 C_{29} TT/ C_{30} H的分布特征可以看出,YT2井和YT3井乌拉力克组页岩油中 C_{28} TT和 C_{29} TT含量较高,与乌拉力克组页岩具有相似的分布特征,表现为海相原油特征;而与延长组湖相原油差异明显,在羊虎沟组海陆过渡相烃源岩中基本没有检测到 C_{28} TT和 C_{29} TT化合物[图10(b)]。

在长链三环萜烷系列化合物中, C_{23} 三环萜烷(C_{23} TT)和 C_{24} 四环萜烷(C_{24} TeT)同样与沉积环境和有机质来源关系密切。淡水湖相沉积环境及来源的有机质具有较低的 C_{23} TT和 C_{24} TeT含量,而海相沉积环境及来源的有机质则具有较高的 C_{23} TT和 C_{24} TeT含量^[67]。从图10(c)中可以看出,乌拉力克组页岩油具有海相原油特征,与乌拉力克组页岩具有相似的分布



注: $C_{23}TT-C_{23}$ 三环萜烷; $C_{24}TeT-C_{24}$ 四环萜烷; $C_{30}H-17\alpha(H), 21\beta(H)$ -藿烷; $C_{28}TT-C_{28}$ 三环萜烷; $C_{29}TT-C_{29}$ 三环萜烷。

图 10 鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组页岩油和潜在烃源岩的特征生物标志化合物参数及碳同位素交汇图

Fig. 10 Biomarker parameters and carbon isotope cross-plot of shale oil from Wulalike Formation and potential source rocks in the western margin of Ordos Basin

特征,即含丰富的 $C_{23}TT$ 和 $C_{24}TeT$,而延长组和羊虎沟组烃源岩的 $C_{23}TT$ 和 $C_{24}TeT$ 含量则较低[图 10(c)]。

沉积有机质的稳定碳同位素通常受有机质类型、成熟度和沉积环境影响。不同母质来源和沉积环境中干酪根及其生成原油的碳同位素分布特征存在显著差异:来源于陆生高等植物的腐殖型有机质的碳同位素较重,一般 $\delta^{13}C > -25.5\%$;而来源于海相低等生物藻类的腐泥型干酪根的碳同位素较轻,一般 $\delta^{13}C < -28.0\%$ [10,17]。随着成熟度增加,沉积有机质的碳同位素会逐渐变重,但这种变化一般小于 3‰。因此,稳定碳同位素常被用于油-油对比和油-源对比研究 [19]。从图 10(d)可以看出,YT2 井与 YT3 井乌拉力克组页岩油中饱和烃和芳香烃的碳同位素较轻,与乌拉力克组页岩中饱和烃、芳香烃的碳同位素最为相似,而与羊虎沟组泥岩、煤及延长组烃源岩中的饱和烃、芳香烃碳

同位素存在明显差异[图 10(d)]。除了组分碳同位素分布特征外,乌拉力克组页岩油的全油碳同位素分布也与乌拉力克组页岩中干酪根碳同位素的分布特征最为接近,而与上古生界太原组、羊虎沟组海陆过渡相煤系烃源岩存在明显差异(图 11)。综合特征生物标志化合物、组分碳同位素和全油碳同位素的分布特征,可以进一步明确乌拉力克组页岩油主要来源于乌拉力克组海相页岩。

油源对比结果表明,乌拉力克组页岩油与乌拉力克组页岩的各类地球化学指标最为相似。鄂尔多斯盆地西缘广泛分布着上奥陶统乌拉力克组烃源岩,泥质烃源岩累计厚度为 10~150 m,有机碳含量为 0.14%~1.70%,有机质类型为 I 型和 II₁ 型 [4]。YT2 井乌拉力克组烃源岩的 R_o 平均为 0.98% [11],处于生油窗范围内,具备大量生油的条件。奥陶系之上的石炭系羊

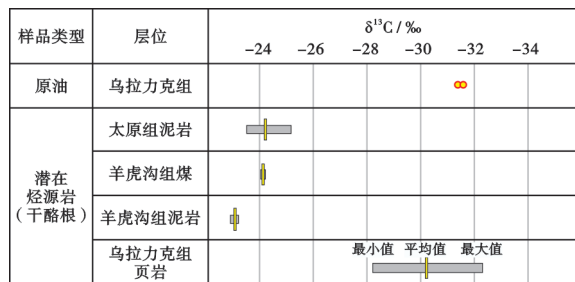


图 11 鄂尔多斯盆地西缘海相页岩油与潜在烃源岩干酪根的碳同位素对比

Fig. 11 Carbon isotope correlation between marine shale oils and kerogens of potential source rocks in the western margin of Ordos Basin

虎沟组和二叠系太原组、山西组煤系烃源岩虽然具有一定的生烃能力,但烃源岩的热演化程度低,处于低成熟—成熟早期,其生成液态烃的能力有限,这与目前在鄂尔多斯盆地该层系中发现零星凝析油或原油的勘探实践较为一致^[2-3],且其地球化学特征与乌拉力克组页岩油存在明显差异。研究区总体不发育延长组烃源岩,因此可以排除原油为延长组烃源岩来源的可能。此外,下侏罗统延安组虽发育煤系地层,但其地球化学特征同样与乌拉力克组页岩油存在明显差异^[68]。综上所述,YT2井和YT3井乌拉力克组页岩油来源于乌拉力克组海相页岩的可能性最大。

研究表明,鄂尔多斯盆地为一个负压盆地,中生界^[69]和上古生界^[70]均显示为异常低压。羊虎沟组与乌拉力克组之间为上奥陶统拉什仲组和公乌素组,其厚度约为1700m,即使上部地层生成了石油,也不具备向下伏乌拉力克组倒灌的动力条件。何况乌拉力克组主要表现为低孔低渗的特征^[4],其他层位烃源岩生成的原油通过运移、充注进入乌拉力克组的难度较大。

YT2井和YT3井乌拉力克组页岩油的 R_{ob} 分别为0.86%~0.91%和1.05%~1.09%,明显高于石炭系—二叠系羊虎沟组、太原组和山西组煤系烃源岩的成熟度(表4),与YT2井乌拉力克组页岩的 R_o 较为接近。推测饱和烃与芳香烃比值高的海相页岩油主要来自成熟度相似的乌拉力克组海相页岩。

6 乌拉力克组页岩油的勘探潜力

YT3井开启了华北板块海相地层页岩油勘探的新阶段,揭示出在低有机质含量的海相烃源岩分布区也可能发现规模的页岩油聚集。受构造运动影响,鄂尔多斯盆地西缘南段乌拉力克组海相页岩的 R_o 为0.71%~1.28%(表4),处于生油窗范围内;而鄂尔多斯盆地西缘中段与北段乌拉力克组海相页岩的 R_o 为

1.63%~1.95%,处于高成熟—过成熟阶段,以生气为主^[11]。因此,鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组页岩具有“南油北气”的分布特征,海相页岩油的勘探主要集中在盆地西缘南段。鄂尔多斯盆地西缘奥陶系海相页岩油的勘探潜力较大,初步落实了银洞子地区有利勘探面积为1000km²,资源潜力为 $1.0 \times 10^8 \text{ t}^{[4]}$ 。随着对鄂尔多斯盆地西缘奥陶系海相页岩油勘探的深入,笔者相信乌拉力克组海相页岩油的勘探将会取得更多新发现。

7 结论

(1) 有机地球化学分析表明,乌拉力克组页岩油具有高饱和烃含量(88.35%~93.96%),高饱和烃与芳香烃比值(9.63~18.57),高 $\sum n\text{C}_{21-} / \sum n\text{C}_{22+}$ (4.51~5.58),具有明显的C₂₇甾烷优势,较高的三环萜烷与藿烷比值(0.89~1.09),较低的藿烷与甾烷比值(0.91~1.10),全油碳同位素偏轻(-31.8‰~-31.6‰),具有正常的碳同位素序列($\delta^{13}\text{C}_{\text{saturated}} < \delta^{13}\text{C}_{\text{aromatic}} < \delta^{13}\text{C}_{\text{non}}$),且正构烷烃中单体烃的碳同位素偏轻($\delta^{13}\text{C}$ 为-35.7‰~-30.4‰),随碳数的增加而逐渐变轻,表现为明显的海相原油特征。

(2) YT2井和YT3井乌拉力克组页岩油的C₂₉20S/(20S+20R)分别为0.47和0.37,C₂₉αββ/(ααα+αββ)分别为0.58和0.62,接近平衡点。利用芳香烃中甲基菲比值F1和F2计算的页岩油的 R_{ob} 分别为0.86%~0.91%和1.05%~1.09%,表现为成熟原油的特征。

(3) 基于特征生物标志化合物、族组分及全油碳同位素和成熟度等综合分析认为,乌拉力克组页岩油与羊虎沟组海陆过渡相烃源岩、延长组湖相烃源岩存在较大差异,但与乌拉力克组海相页岩最为相似。因此,乌拉力克组页岩油应为自生自储型页岩油。

参 考 文 献

- [1] 罗安湘,喻建,刘显阳,等. 鄂尔多斯盆地中生界石油勘探实践及主要认识[J]. 新疆石油地质,2022,43(3):253-260.
LUO Anxiang, YU Jian, LIU Xianyang, et al. Practices and cognitions of petroleum exploration in Mesozoic, Ordos Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(3): 253-260.
- [2] 李剑锋,马军,管川莉,等. 鄂尔多斯盆地上古生界凝析油成因研究[J]. 天然气地球科学,2012,23(2):313-318.
LI Jianfeng, MA Jun, ZAN Chuanli, et al. Genesis of Upper Paleozoic condensates in Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(2): 313-318.
- [3] 赵永强,许锦,倪春华,等. 鄂尔多斯盆地杭锦旗地区上古生界原油成因及勘探前景[J]. 石油实验地质,2022,44(3):487-496.
ZHAO Yongqiang, XU Jin, NI Chunhua, et al. Origin and exploration

- tion prospect of Upper Paleozoic crude oil from Hangjinqi area, Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(3): 487-496.
- [4] 席胜利, 魏嘉怡, 张才利, 等. 鄂尔多斯盆地海相页岩油勘探发现及意义[J]. *石油学报*, 2023, 44(2): 253-269.
XI Shengli, WEI Jiayi, ZHANG Caili, et al. Discovery and significance of marine shale oil exploration in Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(2): 253-269.
- [5] ZOU Caineng, YANG Zhi, CUI Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of non-marine shale oil in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(1): 15-27.
- [6] ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(1): 1-11.
- [7] 朱国文, 王小军, 张金友, 等. 松辽盆地陆相页岩油富集条件及勘探开发有利区[J]. *石油学报*, 2023, 44(1): 110-124.
ZHU Guowen, WANG Xiaojun, ZHANG Jinyou, et al. Enrichment conditions and favorable zones for exploration and development of continental shale oil in Songliao Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 110-124.
- [8] 刘惠民. 济阳拗陷页岩油勘探实践与前景展望[J]. *中国石油勘探*, 2022, 27(1): 73-87.
LIU Huimin. Exploration practice and prospect of shale oil in Jiyang depression[J]. *China Petroleum Exploration*, 2022, 27(1): 73-87.
- [9] 杨华, 陶家庆, 欧阳征健, 等. 鄂尔多斯盆地西缘构造特征及其成因机制[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2011, 41(5): 863-868.
YANG Hua, TAO Jiaqing, OUYANG Zhengjian, et al. Structural characteristics and forming mechanism in the western margin of the Ordos Basin[J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 2011, 41(5): 863-868.
- [10] HUANG Junping, HE Wenxiang, LIN Junfeng, et al. Geochemical characteristics of bitumen from the Cambrian reservoir in the Ordos Basin, northern China: insights into bitumen classification and origin [J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2022, 230: 105168.
- [11] 付锁堂, 付金华, 席胜利, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系海相页岩气地质特征及勘探前景[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(2): 33-44.
FU Suotang, FU Jinhua, XI Shengli, et al. Geological characteristics of Ordovician marine shale gas in the Ordos Basin and its prospects[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(2): 33-44.
- [12] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 岩石中可溶有机物及原油族组分分析: SY/T 5119—2008[S]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 11.
National Development and Reform Commission. Analysis method for fractions of rock extract and crude oil: SY/T 5119-2008[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 11.
- [13] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 沉积岩中干酪根分离方法: GB/T 19144—2010[S]. 北京: 中国标准出版社, 2010: 11.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China. Isolation method for kerogen from sedimentary rock: GB/T 19144-2010[S]. Beijing: Standards Press of China, 2010: 11.
- [14] 刘华欣, 李美俊, 赖洪飞, 等. 琼东南海域天然气水合物赋存区沉积物地球化学特征及气源指示意义[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(6): 1044-1060.
LIU Huaxin, LI Meijun, LAI Hongfei, et al. Geochemical characteristics of sediments and indications of gas source in gas hydrates reservoirs of the Qiongdongnan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(6): 1044-1060.
- [15] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会. 地质样品有机地球化学分析方法 第2部分: 有机质稳定碳同位素测定 同位素质谱法: GB/T 18340.2—2010[S]. 北京: 中国标准出版社, 2011: 12.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China, Standardization Administration of the People's Republic of China. Organic geochemical analysis method for geological samples-Part 2: determination of organic carbon stable isotopic component-Isotopic mass spectrometry: GB/T 18340.2-2010[S]. Beijing: Standards Press of China, 2011: 12.
- [16] 赵彦德, 邓秀芹, 齐亚林, 等. 鄂尔多斯盆地平凉北地区 M53 井烃源岩地球化学特征与长 8 段油层油源[J]. *现代地质*, 2020, 34(4): 800-811.
ZHAO Yande, DENG Xiuqin, QI Yalin, et al. Geochemical characteristics of source rocks of M53 well and Chang-8 Member oil-source in Pingliangbei exploration area, Ordos Basin[J]. *Geoscience*, 2020, 34(4): 800-811.
- [17] 赵彦德, 刘显阳, 张雪峰, 等. 鄂尔多斯盆地天环坳陷南段侏罗系原油油源分析[J]. *现代地质*, 2011, 25(1): 85-93.
ZHAO Yande, LIU Xianyang, ZHANG Xuefeng, et al. Oil sources analysis of the Jurassic crude oil in the southern Tianhuan depression, Ordos Basin[J]. *Geoscience*, 2011, 25(1): 85-93.
- [18] 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.
- [19] PETERS K E, WALTERS C C, MOLDOWAN J M. The biomarker guide, volume 2: biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history[M]. 2nd ed. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press, 2005.
- [20] BAI Yubin, ZHAO Jingzhou, HUANG Yanjie, et al. Excellent source rocks found along the margin of a large lacustrine basin: case study from the Ordos Basin, China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 214: 110569.
- [21] 时保宏, 秦馨雨, 张才利, 等. 鄂尔多斯盆地姬塬地区延长组 6 段油藏差异成藏因素[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(5): 1112-1123.
SHI Baohong, QIN Xinyu, ZHANG Caili, et al. Insights on factors causing differential enrichment of Chang 6 Member in Jiyuan area, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(5): 1112-1123.
- [22] 朱必清, 陈世加, 白艳军, 等. 鄂尔多斯盆地甘泉地区延长组长 8 段原油地球化学特征及来源[J]. *现代地质*, 2022, 36(2): 742-754.

- ZHU Biqing, CHEN Shijia, BAI Yanjun, et al. Geochemical characteristics and source of crude oil in Chang 8 Member of Yanchang Formation, Ganquan area, Ordos Basin[J]. *Geoscience*, 2022, 36(2): 742-754.
- [23] BAO Jianping, YANG Xi, ZHU Cuishan. Geochemical significances of 8,14-secohopanes in marine crude oils from the Tazhong area in the Tarim Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(5): 1077-1088.
- [24] 马冬晨, 王丹, 贾星亮, 等. 塔里木盆地塔河油田原油地球化学特征的化学计量学分析及应用[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(11): 1848-1861.
MA Dongchen, WANG Dan, JIA Xingliang, et al. Chemometric analysis and application research on geochemical characteristics of crude oil in Tahe oilfield, Tarim Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(11): 1848-1861.
- [25] 孔丽妹. 塔里木盆地顺北地区深层原油地球化学特征及其指示意义[D]. 杭州: 浙江大学, 2020.
KONG Lishu. Geochemical characteristics and significance in crude oils from deep buried reservoirs in the Shunbei area, Tarim Basin[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2020.
- [26] 王万春, 王晓锋, 郑建京, 等. 鄂尔多斯盆地西南缘奥陶系泥页岩与碳酸盐岩生物标志物特征对比[J]. *沉积学报*, 2016, 34(2): 404-414.
WANG Wanchun, WANG Xiaofeng, ZHENG Jianjing, et al. Contrasting biomarker characteristics of Ordovician mud shale and carbonate rocks in south-western margin of Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2016, 34(2): 404-414.
- [27] CHUNG H M, ROONEY M A, TOON M B, et al. Carbon isotope composition of marine crude oils[J]. *AAPG Bulletin*, 1992, 76(7): 1000-1007.
- [28] 王龙, 陈培元, 孙福亭, 等. 鄂尔多斯盆地彭阳地区延长组、延安组原油地球化学特征与油源对比[J]. *海洋地质前沿*, 2019, 35(12): 49-54.
WANG Long, CHEN Peiyuan, SUN Futing, et al. Geochemical characteristics of crude oil from Yanchang and Yan'an formations in Pengyang area of Ordos Basin and their implications for oil-source[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2019, 35(12): 49-54.
- [29] LI Yaoting, CHEN Shijia, ZHANG Haifeng, et al. Chemometric recognition of oil-source in the western the Ordos Basin, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2023, 149: 106105.
- [30] 黄彦杰, 耿继坤, 白玉彬, 等. 鄂尔多斯盆地富县地区延长组长 6、长 7 段原油地球化学特征及油源对比[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(2): 281-288.
HUANG Yanjie, GENG Jikun, BAI Yubin, et al. Geochemical characteristics and oil-source correlation of crude oils in 6th and 7th members of Yanchang Formation, Fuxian area, Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(2): 281-288.
- [31] 赵靖舟, 孟选刚, 韩载华. 近源成藏——来自鄂尔多斯盆地延长组湖盆东部“边缘”延长组 6 段原油的地球化学证据[J]. *石油学报*, 2020, 41(12): 1513-1526.
ZHAO Jingzhou, MENG Xuangang, HAN Zaihua. Near-source hydrocarbon accumulation: geochemical evidence of lacustrine crude oil from the Member 6 of Yanchang Formation, eastern margin of Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(12): 1513-1526.
- [32] 王自翔, 王永莉, 孙则朋, 等. 鄂尔多斯盆地西南部长 8 段砂岩沥青地球化学特征及其来源分析[J]. *海相油气地质*, 2017, 22(2): 31-39.
WANG Zixiang, WANG Yongli, SUN Zepeng, et al. Geochemical characteristics and oil-source correlation of bitumen in sandstone of Chang-8 Member in southwestern Ordos Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2017, 22(2): 31-39.
- [33] 孙涛, 段毅. 煤系有机质生成烃类中甾烷系列化合物地球化学特征——以高温封闭体系下热模拟实验为例[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(6): 1082-1087.
SUN Tao, DUAN Yi. Geochemical characteristics of steranes of coal generated hydrocarbons: a case of high temperature and fined simulated experiment[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(6): 1082-1087.
- [34] 王强. 鄂尔多斯盆地延长组长 7 段致密油和页岩油的地球化学特征及成因[D]. 广州: 中国科学院大学(中国科学院广州地球化学研究所), 2018.
WANG Qiang. Geochemical characteristics and genesis of tight and shale oil from the 7th Member of Yanchang Formation in Ordos Basin[D]. Guangzhou: Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, 2018.
- [35] 余文超, 杜远生, 周琦, 等. 黔北务川-正安-道真地区铝土矿系中生物标志物及其地质意义[J]. *古地理学报*, 2012, 14(5): 651-662.
YU Wenchao, DU Yuansheng, ZHOU Qi, et al. Biomarkers of bauxite-bearing strata and its geological significance in Wuchuan-Zheng'an-Dozhen area, northern Guizhou Province[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2012, 14(5): 651-662.
- [36] 张文俊, 张敏. 典型海相油和煤成油饱和烃生物标志化合物特征研究[J]. *石油天然气学报*, 2012, 34(6): 25-28.
ZHANG Wenjun, ZHANG Min. Biomarker characteristics of saturated hydrocarbon in typical marine oils and typical coal-formed oils[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2012, 34(6): 25-28.
- [37] RUBINSTEIN I, SIESKIND O, ALBRECHT P. Rearranged sterenes in a shale: occurrence and simulated formation[J]. *Journal of the Chemical Society, Perkin Transactions 1*, 1975, (19): 1833-1836.
- [38] SIESKIND O, JOLY G, ALBRECHT P. Simulation of the geochemical transformations of sterols: superacid effect of clay minerals[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1979, 43(10): 1675-1679.
- [39] 朱扬明, 张春明, 张敏, 等. 沉积环境的氧化还原性对重排甾烷形成的作用[J]. *沉积学报*, 1997, 15(4): 103-108.
ZHU Yangming, ZHANG Chunming, ZHANG Min, et al. The effect of oxidation reduction nature of depositional environments on the formation of diasteranes[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1997, 15(4): 103-108.
- [40] 吴朝东, 陈其英. 湘西磷块岩的岩石地球化学特征及成因[J]. *地质科学*, 1999, 34(2): 213-222.
WU Chaodong, CHEN Qiyang. The genesis and geochemistry characteristics of phosphates of Upper Sinian-Lower Cambrian, west Hunan [J]. *Chinese Journal of Geology*, 1999, 34(2): 213-222.
- [41] 吴松涛, 邹才能, 朱如凯, 等. 鄂尔多斯盆地上三叠统长 7 段泥页岩储集性能[J]. *地球科学-中国地质大学学报*, 2015, 40(11):

- 1810-1823.
- WU Songtao, ZOU Caineng, ZHU Rukai, et al. Reservoir quality characterization of Upper Triassic Chang 7 shale in Ordos Basin [J]. *Earth Science-Journal of China University of Geosciences*, 2015, 40(11): 1810-1823.
- [42] 付金华, 郭少斌, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界山西组页岩气成藏条件及勘探潜力[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2013, 43(2): 382-389.
- FU Jinhua, GUO Shaobin, LIU Xinshe, et al. Shale gas accumulation condition and exploration potential of the Upper Paleozoic Shanxi Formation in Ordos Basin [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2013, 43(2): 382-389.
- [43] 程熊, 陈小慧, 张敏. 鄂尔多斯盆地东北部上古生界煤系烃源岩 17 α (H)-重排藿烷类的分布及成因探讨[J]. *沉积学报*, 2014, 32(4): 790-796.
- CHENG Xiong, CHEN Xiaohui, ZHANG Min. Origin of 17 α (H)-rearranged hopanes in Upper-Palaeozoic coal-bearing source rocks in northeast Ordos Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2014, 32(4): 790-796.
- [44] 朱扬明. 塔里木盆地陆相原油的地球化学特征[J]. *沉积学报*, 1997, 15(2): 26-30.
- ZHU Yangming. Geochemical characteristics of terrestrial oils of the Tarim Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1997, 15(2): 26-30.
- [45] 李红磊, 张敏. 内蒙古乌达地区上古生界不同沉积环境煤系烃源岩分子地球化学特征及意义[J]. *科学技术与工程*, 2015, 15(11): 9-13.
- LI Honglei, ZHANG Min. Molecular geochemical characteristics and geological significance of Upper Paleozoic coal-measure source rocks from different sedimentary environments of Wuda region in Inner Mongolia [J]. *Science Technology and Engineering*, 2015, 15(11): 9-13.
- [46] 包建平, 吴浩, 朱翠山, 等. 柴达木盆地北缘牛东地区煤成油及其地球化学特征[J]. *地质学报*, 2018, 92(5): 1056-1069.
- BAO Jianping, WU Hao, ZHU Cuishan, et al. Geochemical characteristics of coal-derived oils in the Niudong area in the northern Qaidam Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2018, 92(5): 1056-1069.
- [47] 包建平, 何丹, 朱翠山, 等. 北部湾盆地迈陈凹陷徐闻 X3 井原油地球化学特征及其成因[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(5): 665-676.
- BAO Jianping, HE Dan, ZHU Cuishan, et al. Geochemical characteristics and origin of a crude oil from Well Xuwen X3 in the Maichen sag, Beibuwan Basin, China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(5): 665-676.
- [48] 席胜利, 黄军平, 张才利, 等. 鄂尔多斯盆地西缘石炭系羊虎沟组油砂的发现与油源分析[J]. *地质学报*, 2022, 96(3): 1041-1052.
- XI Shengli, HUANG Junping, ZHANG Caili, et al. Discovery of oil sands in the Yanghugou Formation in the western margin of Ordos Basin and its source analysis [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022, 96(3): 1041-1052.
- [49] SINNINGHE DAMSTÉ J S, KENIG F, KOOPMANS M P, et al. Evidence for gammacerane as an indicator of water column stratification [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1995, 59(9): 1895-1900.
- [50] 王招明, 肖中尧. 塔里木盆地海相原油的油源问题的综合述评[J]. *科学通报*, 2004, 49(增刊 1): 1-8.
- WANG Zhaoming, XIAO Zhongyao. A comprehensive review concerning the problem of marine crudes sources in Tarim Basin [J]. *Chinese Science Bulletin*, 2004, 49(S1): 1-9.
- [51] 朱扬明. 塔里木原油芳烃的地球化学特征[J]. *地球化学*, 1996, 25(1): 10-18.
- ZHU Yangming. Geochemical characteristics of aromatic hydrocarbon from oil in Tarim Basin [J]. *Geochimica*, 1996, 25(1): 10-18.
- [52] 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.
- [53] STAHL W J. Source rock-crude oil correlation by isotopic type-curves [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1978, 42(10): 1573-1577.
- [54] 郭建军, 陈践发, 师生宝, 等. 塔中奥陶系原油的地球化学特征及其来源[J]. *沉积学报*, 2009, 27(4): 732-739.
- GUO Jianjun, CHEN Jianfa, SHI Shengbao, et al. Origin and geochemical characteristics of Ordovician oils from Tazhong uplift [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2009, 27(4): 732-739.
- [55] 王大锐. 油气稳定同位素地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000.
- WANG Darui. Stable isotope geochemistry of oil and gas [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000.
- [56] 张晓宝, 王琪. 吐哈盆地煤成油的同位素地球化学证据[J]. *新疆地质*, 1998, 16(4): 359-366.
- ZHANG Xiaobao, WANG Qi. Evidence of isotope geochemistry of coal-generated oil from Turpan-Hami Basin [J]. *Xinjiang Geology*, 1998, 16(4): 359-366.
- [57] 杨华, 张文正, 彭平安, 等. 鄂尔多斯盆地中生界湖相油型油的精细划分与油源对比[J]. *地球科学与环境学报*, 2016, 38(2): 196-205.
- YANG Hua, ZHANG Wenzheng, PENG Ping'an, et al. Oil detailed classification and oil-source correlation of Mesozoic lacustrine oil in Ordos Basin [J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2016, 38(2): 196-205.
- [58] HUANG Difan, LI Jinchao, ZHANG Dajiang, et al. Maturation sequence of tertiary crude oils in the Qaidam Basin and its significance in petroleum resource assessment [J]. *Journal of South-east Asian Earth Sciences*, 1991, 5(1/4): 359-366.
- [59] KVALHEIM O M, CHRISTY A A, TELNÆS N, et al. Maturity determination of organic matter in coals using the methylphenanthrene distribution [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1987, 51(7): 1883-1888.
- [60] QUAN Yongbin, HAO Fang, LIU Jianzhang, et al. Source rock deposition controlled by tectonic subsidence and climate in the western Pearl River Mouth Basin, China; evidence from organic and inorganic geochemistry [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, 79: 1-17.
- [61] 周鑫宇. 鄂尔多斯马家沟组烃源岩生烃能力评价[D]. 成都: 成都理工大学, 2014.
- ZHOU Xinyu. The hydrocarbon-generation potential evaluation in Majiagou group of Ordos Basin [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2014.

- [62] 王传刚. 鄂尔多斯盆地海相烃源岩的成藏有效性分析[J]. 地学前缘, 2012, 19(1): 253-263.
WANG Chuangang. Availability analysis of oil pool forming for marine source rock in Ordos Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(1): 253-263.
- [63] DU Jinhui, LI Xiangbo, BAO Hongping, et al. Geological conditions of natural gas accumulation and new exploration areas in the Mesoproterozoic to Lower Paleozoic of Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(5): 866-882.
- [64] 王崇敬, 徐浩, 杨光, 等. 鄂尔多斯西缘羊虎沟组页岩气聚集地质条件分析[J]. 中国煤炭地质, 2014, 26(2): 18-20.
WANG Chongjing, XU Hao, YANG Guang, et al. Geological conditions of Yanghugou Formation shale gas accumulation on western margin of Ordos Basin[J]. Coal Geology of China, 2014, 26(2): 18-20.
- [65] 董会. 鄂尔多斯盆地西南缘烃源岩分布特征及评价[D]. 西安: 长安大学, 2013.
DONG Hui. Distribution and evaluation of hydrocarbon source rocks in the southwest margin of Erdos Basin[D]. Xi'an: Chang'an University, 2013.
- [66] 马素萍, 漆亚玲, 张晓宝, 等. 西峰油田延长组烃源岩生烃潜力评价[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(3): 51-54.
MA Suping, QI Yaling, ZHANG Xiaobao, et al. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of the source rocks in Yanchang Formation, Xifeng oilfield, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(3): 51-54.
- [67] TAO Shizhen, WANG Chuanyuan, DU Jianguo, et al. Geochemical application of tricyclic and tetracyclic terpanes biomarkers in crude oils of NW China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 67: 460-467.
- [68] WANG H D, ALLEN J, PHILIP R P. An organic geochemical investigation of oils and source rocks from two Mesozoic formations of Shangganning Basin, China[J]. Journal of Southeast Asian Earth Sciences, 1995, 11(4): 277-288.
- [69] LI Shixiang, SHI Zijin, LIU Xianyang, et al. Quantitative analysis of the Mesozoic abnormal low pressure in Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 566-571.
- [70] 王晓梅, 赵靖舟, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地东部上古生界现今地层压力分布特征及成因[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 646-651.
WANG Xiaomei, ZHAO Jingzhou, LIU Xinshe, et al. Distribution characteristics and genesis of present formation pressure of the Upper Paleozoic in the eastern Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(5): 646-651.

(收稿日期 2023-12-23 改回日期 2024-03-20 编辑 雷永良)

(上接第 1201 页)

- [35] 高阳, 陈姗姗, 田军, 等. 鄂尔多斯盆地天环北部致密砂岩气藏地层水微观赋存特征[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(12): 1717-1732.
GAO Yang, CHEN Shanshan, TIAN Jun, et al. Micro-occurrence of formation water in tight sandstone gas reservoir of north Tianhuan in Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(12): 1717-1732.
- [36] 张岩, 王勇飞, 高伟, 等. 川西坳陷致密气藏束缚水赋存状态与产出机理[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(5): 59-62.
ZHANG Yan, WANG Yongfei, GAO Wei, et al. Occurrence state and production mechanism of bound water in tight gas reservoirs in western Sichuan depression[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2020, 34(5): 59-62.
- [37] 马旭晴, 王浩男, 李昌庆, 等. 致密砂岩微观孔喉结构特征及其对储层含油性的影响——以鄂尔多斯盆地延长组地层为例[J]. 矿产勘查, 2022, 13(4): 428-435.
MA Xuqing, WANG Haonan, LI Changqing, et al. Characteristics of micropore-throat structure and its influence on oil-gas charging in tight sandstone: taking Yanchang Formation in Ordos Basin as an example[J]. Mineral Exploration, 2022, 13(4): 428-435.
- [38] 赵文智, 卞从胜, 徐兆辉. 苏里格气田与川中须家河组气田成藏共性与差异[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 400-408.
ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, XU Zhaohui. Similarities and differences between natural gas accumulations in Sulige gas field in Ordos Basin and Xujiahe gas field in central Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 400-408.
- [39] 曾焱, 黎华继, 周文雅, 等. 川西坳陷东坡中江气田沙溪庙组复杂“窄”河道致密砂岩气藏高产富集规律[J]. 天然气勘探与开发, 2017, 40(4): 1-8.
ZENG Yan, LI Huaji, ZHOU Wenya, et al. High-yield enrichment laws of Shaximiao Formation tight sandstone gas reservoir of complex “narrow” channel in Zhongjiang gas field, in the eastern slope of west Sichuan depression[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2017, 40(4): 1-8.
- [40] 顾战宇, 彭先锋, 邓虎成. 窄河道致密砂岩气藏的断层有效性评价——以中江气田沙溪庙组为例[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(8): 2981-2991.
GU Zhanyu, PENG Xianfeng, DENG Hucheng. Evaluate the effectiveness of faults in tight-narrow river sandstone gas reservoir—taking Shaximiao Formation in Zhongjiang gas field as an example[J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(8): 2981-2991.
- [41] 巩磊, 程宇琪, 高帅, 等. 库车前陆盆地东部下侏罗统致密砂岩储层裂缝连通性表征及其主控因素[J]. 地球科学, 2023, 48(7): 2475-2488.
GONG Lei, CHENG Yuqi, GAO Shuai, et al. Fracture connectivity characterization and its controlling factors in Lower Jurassic tight sandstone reservoirs of eastern Kuqa foreland Basin[J]. Earth Science, 2023, 48(7): 2475-2488.

(收稿日期 2023-12-26 改回日期 2024-04-09 编辑 雷永良)