邓高山. 准噶尔盆地沙湾凹陷原油地球化学特征与油源分析.吉林大学学报(地球科学版),2024,54(2):389-412. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20220216.
Deng Gaoshan. Geochemical Characteristics and Source of Crude Oil in Shawan Depression, Junggar Basin. Journal of Jilin University (Earth Science Edition),2024,54(2):389-412. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20220216.

准噶尔盆地沙湾凹陷原油地球化学特征与油源分析

邓高山
中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院,乌鲁木齐 830013

摘要:沙湾凹陷作为准噶尔盆地西北缘重要的油气富集凹陷,在红车断裂带和斜坡区域均有重大油气发现。为明确沙湾凹陷周缘构造原油的来源,采用全烃地球化学分析方法,分析准噶尔盆地西北缘地区4套烃源岩和原油的地球化学特征,进行油-源和油-油对比研究。研究认为沙湾凹陷原油可分为5类,5类原油生物标志化合物指标与碳同位素分别表现为不同的特征,其中:A_1亚类原油来源于二叠系下乌尔禾组烃源岩高成熟阶段,A_2亚类原油来源于下乌尔禾组烃源岩成熟阶段,B类原油来源于风城组和下乌尔禾组的烃源岩的混合,C类原油来源于二叠系风城组烃源岩成熟—高成熟阶段,D类原油为侏罗系烃源岩产物。

关键词:沙湾凹陷;烃源岩;油源对比;原油地球化学特征;单体烃碳同位素
doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20220216 **中图分类号**:P618.13;TE12 **文献标志码**:A

Geochemical Characteristics and Source of Crude Oil in Shawan Depression, Junggar Basin

Deng Gaoshan
Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Urumqi 830013, *China*

Abstract: As an important oil and gas enrichment depression in the northwestern margin of Junggar basin, Shawan depression has significant oil and gas discoveries in Hongche fault zone and slope area. In order to clarify the source of crude oil in the structural periphery of Shawan depression, the geochemical indexes of four sets of hydrocarbon source rocks and crude oil in the northwestern margin of Junggar basin were analyzed, and the oil-source correlation was studied using the whole-hydrocarbon geochemistry. It is believed that the crude oil in Shawan depression can be divided into five types with different characteristics in biomarkers and carbon isotopes. Based on the geochemical characteristics of each set of hydrocarbon source rocks, it is considered that the Subtype A_1 of crude oil in Shawan depression origins from the high matured source rocks of the Xiawuerhe Formation of Permian, the Subtype A_2 of crude oil comes from the normal matured source rocks of the Xiawuerhe Formation, the

收稿日期:2022-07-19
作者简介:邓高山(1994—),男,助理工程师,主要从事地质勘探和油气地球化学方面的研究,E-mail:denggaoshan@petrochina.com.cn
基金项目:中国石油天然气集团有限公司科技重大专项(2021DJ2101)
Supported by the Major Science and Technology Project of China National Petroleum Corporation (2021DJ2101)

Type B of crude oil derives from the intermixture of the products of the source rocks of the Fengcheng Formation and the Xiawuerhe Formation, the Type C of crude oil originates from the normal to high matured source rocks of the Fengcheng Formation of Permian, and the Type D of crude oil are the product of the Jurassic source rocks.

Key words: Shawan depression; source rock; oil-source correlation; geochemical characteristics of crude oil; carbon isotope of n-alkanes

0 引言

2018年以来,参考玛湖凹陷大面积成藏模式,沙湾凹陷的勘探重心由凸起带扩展到斜坡区,并获得突破。在沙湾凹陷斜坡区北部,针对二叠系、三叠系扇三角洲前缘相带钻探ST1井,在二叠系上乌尔禾组压裂后日产油16.74 t;2019年,在沙湾凹陷斜坡区南部钻探ST2井,在上乌尔禾组及夏子街组试油均获工业油气流;CP24井在沙湾凹陷西斜坡区首次钻遇风城组,试油获高产油气流,压裂后自喷试产,日产油121.14 t,日产气1.56×10^4 m^3。钻探证实沙湾凹陷多层系具备规模成藏条件,是准噶尔盆地又一新的规模勘探领域。地质资料的丰富,为本区块开展研究奠定了很好的基础。

实际钻探资料表明,准噶尔盆地西部的玛湖凹陷和盆1井西凹陷至少发育3套烃源岩,从下到上依次为二叠系佳木河组(P_1j)、风城组(P_1f)、下乌尔禾组(P_2w),地层埋深更大的沙湾凹陷和南缘地区侏罗系则为另一套有效烃源岩[1-4]。风城组和下乌尔禾组烃源岩在玛湖凹陷和盆1井西凹陷部分地区钻揭,佳木河组在红车断裂带上盘钻揭。由于沙湾凹陷同层系的地层埋深更大,目前在沙湾凹陷斜坡区钻揭到的二叠系主要为三角洲平原或前缘亚相,尚未钻揭到浅湖相—深湖相的下乌尔禾组和风城组烃源岩,进而对沙湾凹陷的油源分析造成了一定的困难。

目前对沙湾凹陷周缘构造油源的研究相对薄弱,对红车断裂带上盘、中拐凸起和车排子凸起地区油源进行了少量的分析研究[5-8]。有学者认为三环萜烷C_{20}、C_{21}、C_{23}的相对丰度是判识西北缘原油母源的有效参考指标[9-10]:相对丰度$C_{20}<C_{21}<C_{23}$呈"上升型"的原油主要来源于风城组,$C_{20}<C_{21}>C_{23}$呈"山峰型"的原油主要来源于下乌尔禾组,$C_{20}>C_{21}>C_{23}$呈"下降型"的原油主要来源于佳木河组,$C_{20}>C_{21}<C_{23}$呈"山谷型"的原油为上升型和下降型的混合来源。但单一依赖三环萜烷C_{20}、C_{21}、C_{23}的相对丰度指标来判识油源并非总是有效,前人对吐哈盆地、柴达木盆地、塔里木盆地和鄂尔多斯盆地等多个盆地的原油分析发现:陆源原油中更富集低碳数三环萜烷C_{19}、C_{20}和四环萜烷C_{24},湖相或海相原油更富含三环萜烷C_{23};一些三环萜烷的相关参数可良好区分原油来源、判识原油母质类型或者沉积环境,但是一些参数(例如C_{23}/C_{21}三环萜烷 vs.$(C_{19}+C_{20})/C_{23}$三环萜烷)并不总是能够区分淡水湖相原油和咸水湖相原油[11]。一些学者主要根据C_7轻烃特征将红车断裂带原油分为两类,红车断裂带中南段侏罗系和白垩系的油来自二叠系下乌尔禾组源岩,而中北段的油来自风城组源岩[12],但其片面之处在于油源判识指标单一。从生物标志物特征和碳同位素特征进行分析,认为红车地区春光区块原油存在二叠系和侏罗系源岩产物的多期混源和单独侏罗系来源[13-14]。依据含氮化合物、规则甾烷 ααα-20RC_{27}、C_{28}、C_{29}和原油碳同位素特征,将车排子地区白垩系及以上地层中的原油归为第一类原油,侏罗系及其以下地层中的原油归为第二类原油,前者来源于沙湾凹陷和四棵树凹陷侏罗系烃源岩,后者来源于沙湾凹陷二叠系烃源岩[15],但其不足之处在于未进一步区分来源于二叠系风城组还是下乌尔禾组,风城组和下乌尔禾组生成原油差异之处仍不清楚。近期有学者分析了6个风城组烃源岩样品和10个原油样品,将原油划分为典型腐泥型、偏腐殖型和过渡型3种,认为3种原油均来自风城组,风城组烃源岩有机岩相和成熟度差异造成了原油的差异[16],但不足之处在于样品数量少而且缺少对下乌尔禾组烃源岩分析。也有人认为红山嘴—车排子地区存在两类原油,主要为整个西北缘三类原油中的第一类和第二类原油,这两类原油的主要区分指标为姥植比,三环萜烷C_{20}、C_{21}、C_{23}的分布样式和伽马蜡烷的相对丰度,其中第一类来自于风城组烃源岩,第二类原油较大可能来自下乌尔禾组,但不排除风城组的贡献[1, 17]。准噶尔盆地西北缘油气成藏复杂,尤其对于西北缘南部的沙湾凹陷油源认识仍不

充分,存在争议。对于沙湾凹陷西斜坡原油尚未进行深入分析,还需要做进一步的研究。本文基于前人研究,结合近期新分析的烃源岩和原油样品,较系统性地分析西北缘地区 4 套烃源岩和沙湾凹陷周缘构造带和斜坡区原油的类异戊二烯烷烃分布及其生物标志化合物、原油碳同位素等多种地球化学参数,厘定原油地球化学特征,综合考虑反映生油母质、沉积环境和成熟度的多种地球化学参数划分原油类型,在此基础上通过油-源纵向对比、沙湾-玛湖-盆 1 井西三个凹陷的油-油横向对比,综合分析沙湾凹陷原油来源,以期为研究区下一步油气勘探提供重要依据。

1　地质概况

沙湾凹陷属准噶尔盆地中央坳陷的二级构造单元,西面紧邻红车断裂带和中拐凸起,南面为南缘冲断带,北面与盆 1 井西凹陷和莫索湾凸起相邻,东面为莫南凸起(图 1)。沙湾凹陷二叠系呈现北浅南深、北窄南宽的"勺"状特征。沙湾凹陷为叠合含油气盆地的一个次级凹陷,经历了伸展断陷—伸展坳陷—前陆—坳陷多个构造演化阶段[18-19],斜坡及凹陷区地层发育较为完整(图 2),沉积基底为巨厚的石炭系火山熔岩、火山碎屑岩及碎屑岩,自下而上依次发育了二叠系佳木河组(P_1j)、风城组(P_1f)、夏

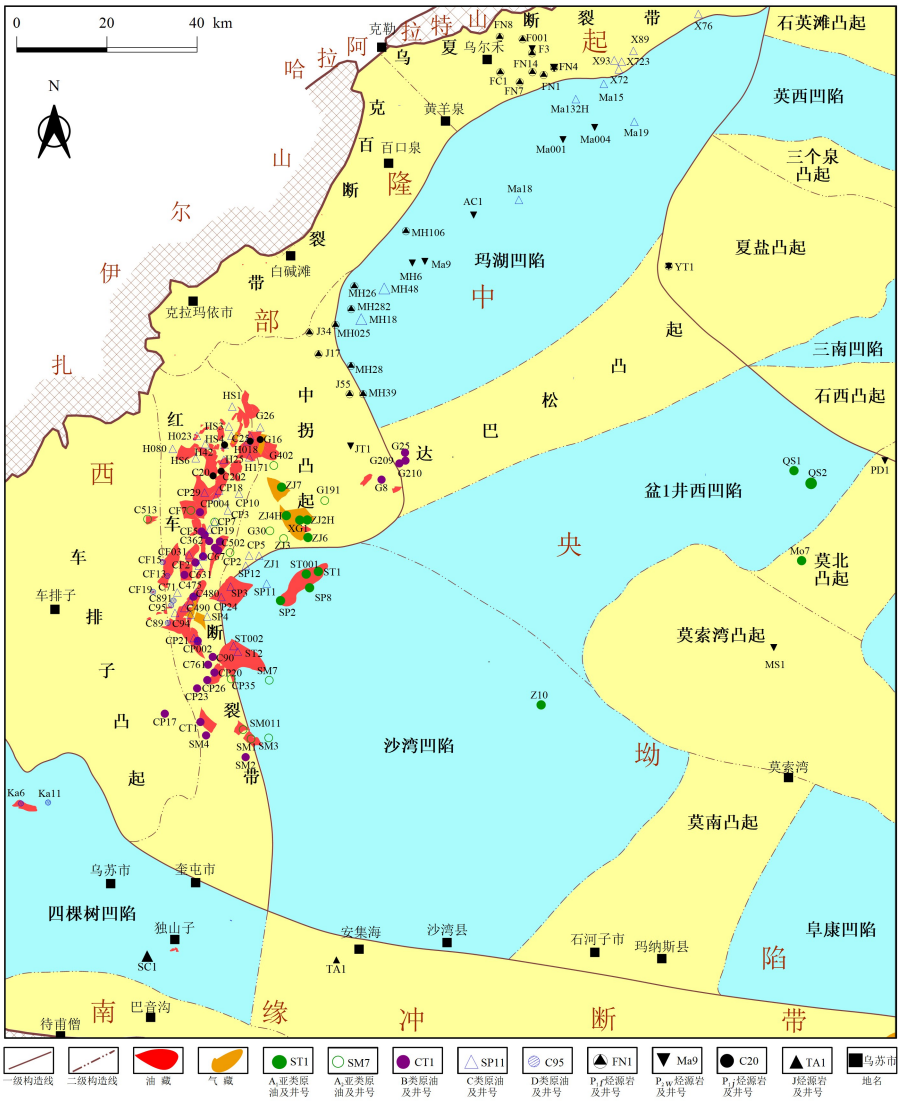


图 1　研究区位置图

Fig.1　Location of the study area

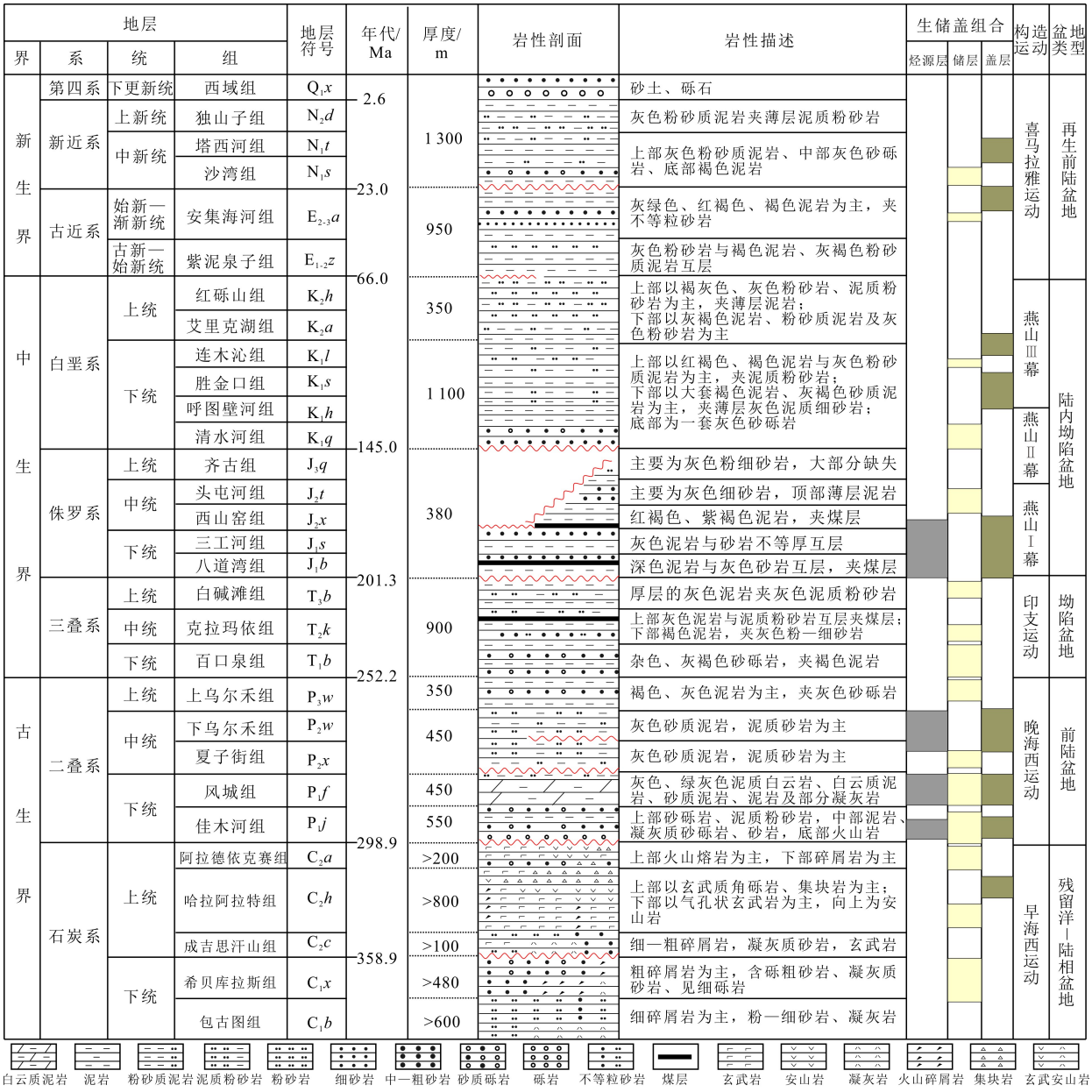


图 2 研究区地层综合柱状图

Fig.2 Comprehensive stratigraphic column of the study area

子街组(P_2x)、下乌尔禾组(P_2w)、上乌尔禾组(P_3w)，三叠系百口泉组(T_1b)、克拉玛依组(T_2k)、白碱滩组(T_3b)，侏罗系八道湾组(J_1b)、三工河组(J_1s)、西山窑组(J_2x)、头屯河组(J_2t)、齐古组(J_3q)以及白垩系(K)，古近系(E)，新近系(N)，第四系(Q)，沉积了上万米厚的地层，各套地层向盆地西北尖灭；在西北缘逆推覆构造上盘，侏罗系直接覆盖于石炭系，缺失二叠系、三叠系。多期盆地演化形成了沙湾凹陷石炭系—新近系的多套生储盖组合，形成不同类型多个烃源岩灶、不同类型多套储层、多套盖层、多期次断裂体系和不整合接触关系。2018 年之前，勘探主要集中在北部的中拐凸起及西部的红车断裂带，在石炭系、三叠系、侏罗系、白垩系和新近系发现多个油气藏。近年来沙湾凹陷斜坡区二叠系勘探取得显著成果，在风城组、夏子街组和上乌尔禾组发现扇三角洲砂砾岩油气藏，沙湾凹陷具有多层系含油的特点，体现出沙湾凹陷石油和天然气勘探领域的广阔前景。

2　烃源岩特征

受构造运动和古气候的共同控制,沙湾凹陷经历了多个沉积旋回,发生过多次湖侵过程,形成多套烃源岩[20]。目前,下二叠统佳木河组、风城组,中二叠统下乌尔禾组和侏罗系[21]被认为是沙湾凹陷 4 套重要的烃源岩。

2.1　下二叠统佳木河组

根据红车断裂带上盘钻揭佳木河组烃源岩 C20 井、C202 井、C25 井、G16 井、HS4 井等 5 口井的样品数据(图 3,表 1),下二叠统佳木河组烃源岩岩性以凝灰岩为主,总有机碳质量分数(w(TOC))介于 0.17%～2.51%之间,平均值为1.08%;氯仿沥青"A"质量分数介于 0.001 2%～0.282 2%之间,平均值为 0.041 5%,仅约 15%的样品大于 0.05%;生烃潜量($w(S_1+S_2)$)介于0.06～1.91 mg/g 之间,平均值为 0.56 mg/g,属于中等丰度的烃源岩。热解氢指数(I_H)基本小于200 mg/g,显微组分中镜质组和壳质组占 60%～70%,腐泥组占 10%～20%,为比较典型的腐殖型烃源岩。目前钻遇井处于红车断裂带,埋深一般小于 3 000 m,但最高热解峰温(T_{max})介于 440～500 ℃之间,相当于镜质体反射率为 0.7%～2.0%,为成熟—高成熟阶段,表明佳木河组烃源岩先生排烃后再抬升,推测凹陷深处普遍达到过成熟阶段。

佳木河组烃源岩姥植比(Pr/Ph)主要介于 0.88～3.00 之间,平均值为 1.60,反映佳木河组烃源岩具陆源输入且沉积环境还原性弱;Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 平均值分别为 0.67 和 0.60;β-胡萝卜烷相对丰度较低,β-胡萝卜烷/主峰介于 0～0.12 之间,反映该套烃源岩沉积时水体的盐度淡。三环萜烷 C_{20}、C_{21} 和 C_{23} 的分布特征主要为下降型,也有少量的样品中为山峰型或者上升型。C_{24} 四环萜烷/C_{26} 三环萜烷平均值为 2.10,表明陆源有机质具有较大贡献;Ts 相对丰度很低,Tm 相对丰度非常高,Ts/Tm 平均值为 0.13,C_{29} Ts 的相对丰度也很低。五环萜烷中 C_{30} 藿烷的相对丰度最高,伽马蜡烷相对丰度低,伽马蜡烷/C_{30} 藿烷为 0.05～0.21,平均值为 0.11,伽马蜡烷/C_{31} 藿烷平均值为 0.42,反映该套烃源岩沉积时水体盐度较低。五环萜烷 C_{31}、C_{32}、C_{33}、C_{34}、C_{35} 相对丰度依次降低。规则甾烷是主要的甾烷,重排甾烷相对丰度低,含有一定量的孕甾烷和升孕甾烷,规则甾烷中 ααα-20R 构型的以 C_{29} 甾烷为主,C_{27} 和 C_{28} 相对丰度较低,C_{27}、C_{28}、C_{29} 相对丰度依次增加。佳木河组烃源岩干酪根碳同位素($\delta^{13}C$)较重,主要为 −24.00‰～−20.00‰,平均值为−22.40‰。抽提物氯仿沥青"A"碳同位素主要为 −27.00‰～−23.00‰,平均值为−25.21‰(表 1)。

佳木河组烃源岩为一套具有陆源输入、沉积环境水体较浅、盐度较低、沉积环境还原性较弱,丰度差—中等、烃源岩演化程度较高、类型为腐殖型的烃源岩。

2.2　下二叠统风城组

风城组烃源岩主要分布于玛湖凹陷、盆 1 井西凹陷和沙湾凹陷。目前风城组烃源岩仅在玛湖地区钻揭,为海陆过渡环境的残留海—潟湖相沉积,封闭—半封闭咸水碱化湖泊环境[22-24],岩性为黑灰色泥岩、白云质泥岩、凝灰质泥岩、凝灰质碳酸盐岩与沉凝灰岩。由表 1 可知,风城组烃源岩有机质丰度较高(图3),总有机碳质量分数分布在0.07%～

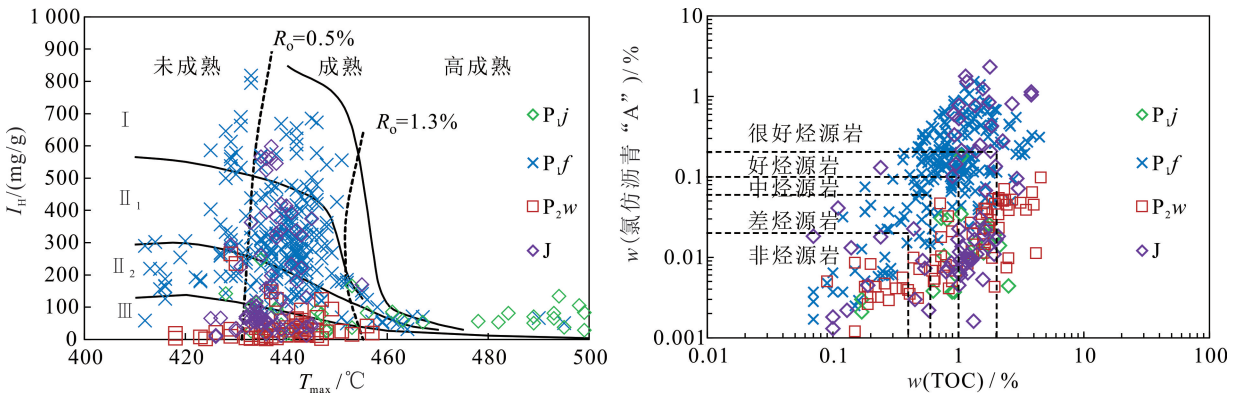


图 3　烃源岩评价指标散点图

Fig.3　Scatter plot of hydrocarbon source rock evaluation index

表1 烃源岩基本物理化学性质参数(平均值)

Table 1 Parameters of basic physical and chemical properties of source rocks (mean value)

层位	w(TOC)/%	w(氯仿沥青"A")/%	$w(S_1+S_2)$/(mg/g)	T_{max}/℃	I_H/(mg/g)	Pr/Ph	Pr/nC_{17}	Ph/nC_{18}
P_1j	1.08	0.041 5	0.56	476	64	1.60	0.67	0.60
P_1f	1.01	0.243 1	4.54	441	375	0.88	1.52	1.20
P_2w	1.49	0.021 0	2.15	435	42	2.45	0.96	0.59
J	1.25	0.723 2	3.81	433	150	1.47	—	—

层位	β-胡萝卜烷/主峰	C_{24}四环萜烷/C_{26}三环萜烷	Ts/Tm	伽马蜡烷/C_{30}藿烷	伽马蜡烷/C_{31}藿烷	干酪根 $\delta^{13}C$/‰	氯仿沥青"A" $\delta^{13}C$/‰
P_1j	0.04	2.10	0.13	0.11	0.42	−22.40	−25.21
P_1f	0.89	2.59	0.26	0.40	1.50	−26.01	−30.01
P_2w	0.02	4.29	0.29	0.09	0.29	−25.31	−29.63
J	0.01	5.20	0.26	0.11	0.32	−24.00	−26.20

6.10%,平均值为1.01%;生烃潜量介于0.01～59.84 mg/g之间,平均值为4.54 mg/g;氯仿沥青"A"质量分数分布在0.001 7%～1.539 8%之间,平均值为0.243 1%;显微组分中腐泥组和壳质组占优势、镜质组与惰质组面积分数很低。氢指数为300～600 mg/g的Ⅱ$_1$型有机质占45%,100～300 mg/g的Ⅱ$_2$型有机质占30%,Ⅰ型和Ⅲ型均约占10%。综合反映风城组烃源岩有机质类型为偏腐泥型。钻遇烃源岩埋深介于2 500～6 000 m之间,干酪根镜质体反射率(R_o)在0.85%～1.56%之间,有机质最高热解峰温介于440～450 ℃之间及以上温度区间的占60%,相当于镜质体反射率在0.7%～1.3%以上,综合表明风城组烃源岩达到成熟阶段以上。

总离子流图(TIC)峰型基本为单峰且主峰碳数低,反映风城组中具有藻类和细菌类的输入。姥鲛烷和植烷相对丰度高,Pr/nC_{17}和Ph/nC_{18}平均值分别为1.52和1.20,Pr/Ph介于0.52～1.29之间,Pr/Ph小于1.0的样品的占67%,平均值为0.88,反映风城组烃源岩的沉积环境还原性较强。富含β-胡萝卜烷,β-胡萝卜烷/主峰平均值为0.89,反映该套烃源岩沉积时水体分层明显、盐度大,为半咸水—咸水湖盆沉积产物。三环萜烷中C_{20}、C_{21}和C_{23}的分布特征主要为上升型,其次为山峰型和山谷型,也有少量的样品中为下降型。C_{24}四环萜烷的相对丰度一般高于C_{26}三环萜烷,C_{24}四环萜烷/C_{26}三环萜烷平均值为2.59,Ts相对丰度较低,Ts/Tm平均值为0.26。伽马蜡烷相对丰度相对中等—高,伽马蜡烷/C_{30}藿烷在0.50以上的占25%,介于0.25～0.50之间的占50%,平均值为0.40,伽马蜡烷/C_{31}藿烷平均值为1.50,表明该套烃源岩沉积时水体盐度整体较高,为半咸水—咸水环境。规则甾烷中C_{27}、C_{28}、C_{29}为主要的甾烷,重排甾烷的相对丰度较低,重排甾烷/规则甾烷一般小于0.50,孕甾烷和升孕甾烷相对丰度中等,规则甾烷αααα-20R构型的以C_{29}甾烷为主,其次为C_{28}甾烷,高丰度的C_{29}甾烷指示风城组烃源岩具有充足的藻类(例如绿藻)来源。风城组烃源岩干酪根碳同位素较轻,主要为−31.00‰～−24.00‰,平均值为−26.01‰。烃源岩抽提物氯仿沥青"A"碳同位素主要为−32.00‰～−26.00‰,平均值为−30.01‰(表1)。

风城组烃源岩母质为一套存在大量的细菌类和藻类的输入,沉积环境水体较深、处于咸水—超咸水碱性的、较强还原程度的、丰度高、成熟且类型为腐泥型的优质烃源岩。

2.3 中二叠统下乌尔禾组

本次分析新采集了MS1、YT1、PD1和JT1井4口探井的下乌尔禾组深色泥岩样品,结合玛湖凹陷F3井、FN4井、Ma004井、Ma001井、AC1井、Ma9井和MH6井等7口井样品数据进行分析(表1,图3)。下乌尔禾组烃源岩岩性为暗色泥岩和薄层灰黑色炭质泥岩。下乌尔禾组总有机碳质量分数分布在0.09%～4.55%之间,平均值为1.49%;氯仿沥青"A"质量分数分布在0.000 8%～0.097 8%之间,平均值为0.021 0%;生烃潜量介于0.01～23.21 mg/g之间,平均值为2.15 mg/g,属于中等级别丰度的烃源岩。氢指数小于100 mg/g的Ⅲ型有机质占75%,

100～300 mg/g 的Ⅱ$_2$型有机质占 20%,指示下乌尔禾组烃源岩有机质类型为腐殖型,存在少量混合型。最高热解峰温介于 440～450 ℃之间,占比 75%,AC1 井下乌尔禾组烃源岩干酪根镜质体反射率达 1.3%,说明下乌尔禾组烃源岩达到成熟阶段以上。

TIC 峰型中常见双峰型,具有明显的姥鲛烷优势,Pr/Ph 值为 0.77～7.62,介于0.77～3.00 之间的占 75%,大于 3.00 的占 25%,平均值为2.45,反映下乌尔禾组烃源岩有机质具有陆源高等植物的输入且沉积环境的还原性偏弱,Pr/nC$_{17}$和 Ph/nC$_{18}$平均值分别为 0.96 和 0.59。β-胡萝卜烷相对丰度接近于 0,β-胡萝卜烷/主峰介于0～0.19 之间,平均值为 0.02,反映该套烃源岩沉积时水体的盐度较淡,为淡水湖盆沉积产物。三环萜烷的相对丰度变化较大,三环萜烷 C$_{20}$、C$_{21}$和 C$_{23}$的分布特征可表现为下降型、上升型和山谷型。C$_{24}$四环萜烷的相对丰度较高,C$_{24}$四环萜烷/C$_{26}$三环萜烷平均值为 4.29,表明陆源有机质输入较大。Ts 的相对丰度中等,和风城组泥岩相当,Ts/Tm 平均值为 0.29。伽马蜡烷相对丰度较低,伽马蜡烷/C$_{30}$藿烷在 0.04～0.20,平均值为 0.09,伽马蜡烷/C$_{31}$藿烷平均值为 0.29,反映沉积水体盐度较低。重排甾烷的相对丰度变化较大,规则甾烷中 C$_{27}$甾烷和 C$_{28}$甾烷的相对丰度较低,C$_{29}$甾烷相对丰度较高,部分样品 C$_{27}$相对丰度较高,三者相对丰度呈现"/"型和"V"型。新分析的上述 4 口井样品烃源岩干酪根碳同位素和玛湖凹陷的样品同位素差异较大,主要介于－24.71‰～－26.63‰之间,平均值为－25.31‰;烃源岩抽提物氯仿沥青"A"碳同位素介于－28.76‰～－31.59‰之间,平均值为－29.63‰(表 1)。玛湖凹陷井的样品干酪根碳同位素主要为－25.00‰～－20.00‰,平均值为－21.53‰。烃源岩抽提物氯仿沥青"A"碳同位素主要为－30.00‰～－25.00‰,平均值为－25.60‰。

下乌尔禾组烃源岩为一套具有陆源输入、沉积环境水体较浅、盐度较低、沉积环境还原性较弱,丰度差—中等、烃源岩演化程度较高、类型为腐殖型的烃源岩。

2.4　侏罗系

本次分析采用了 TA1、SC1 井和野外露头样品数据对侏罗系烃源岩进行分析(表 1)。侏罗系属于辫状河—三角洲—湖沼相含煤沉积[25],烃源岩岩性主要为暗色泥岩和炭质泥岩,煤层发育。侏罗系泥岩总有机碳质量分数介于 0.07%～3.82%之间,平均值为 1.25%,生烃潜量为 0.06～8.83 mg/g,平均值为 3.81 mg/g,氯仿沥青"A"质量分数介于 0.001 3%～3.143 4%之间,平均值为 0.723 2%。氢指数低于 100 mg/g 的Ⅲ型有机质占 31%,100～300 mg/g 的Ⅱ$_2$型有机质占 27%,300～600 mg/g 的Ⅱ$_1$型有机质占 32%。镜质组平均面积分数为 57%,腐泥组和壳质组平均面积分数为 33%,表明有机质类型为腐殖型和混合型。沙湾凹陷南部侏罗系埋深在 7 000 m 以上,推断主体处于成熟演化阶段。

TIC 峰型中见双峰型,反映侏罗系烃源岩具有陆源高等植物的输入。具有明显的姥植比优势,Pr/Ph 值为 0.62～3.03,平均值为 1.47(表 1),反映侏罗系烃源岩的沉积环境还原性一般。绝大多数不含β-胡萝卜烷,β-胡萝卜烷/主峰介于 0～0.05 之间,反映该套烃源岩沉积时水体的盐度较淡,为淡水湖盆沉积产物。

三环萜烷 C$_{20}$、C$_{21}$、C$_{23}$分布形式为下降型、或者上升型。四环萜烷相对丰度较高,C$_{24}$四环萜烷/C$_{26}$三环萜烷平均值为 5.20,Ts 相对丰度小于 Tm 相对丰度,Ts/Tm 平均值为 0.26。伽马蜡烷相对丰度较低,伽马蜡烷/C$_{30}$藿烷为 0.02～0.27,平均值为0.11,伽马蜡烷/C$_{31}$藿烷平均值为 0.32,反映该套烃源岩沉积时水体盐度较低。孕甾烷相对丰度高于升孕甾烷,规则甾烷中 ααα－20R 构型 C$_{29}$甾烷相对丰度高,C$_{28}$、C$_{27}$相对丰度较低,分布形式呈不对称"V"型。侏罗系烃源岩干酪根碳同位素较重,主要为－26.00‰～－22.00‰,平均值为－24.00‰。烃源岩抽提物氯仿沥青"A"碳同位素主要为－28.00‰～－24.00‰,平均值为－26.20‰(表 1)。

侏罗系烃源岩母质以陆源输入为主,沉积环境水体较浅、盐度较低、处于低还原程度。综合以上,侏罗系烃源岩是一套存在陆源输入,沉积环境水体较浅、盐度较低、处于低还原程度的丰度高、成熟且类型为腐殖—混合型的烃源岩。

3　原油成因类型及地球化学特征

3.1　原油成因类型

收集整理沙湾凹陷周缘构造和斜坡区原油地球化学资料,对原油的气相色谱-质谱图进行对比分析,从类异戊二烯烃、甾烷萜烷和同位素等方面提取关键参数进行成因类型划分。综合考虑反映生油母质类型、沉积环境和成熟度的多种地球化学参数,优

选出鉴别能力强的多个参数作为成因类型划分的主要指标:Pr/Ph、Pr/nC$_{17}$、Ph/nC$_{18}$、β-胡萝卜烷/主峰(β-Carotene/Max$n$C)、三环萜烷C$_{19}$/C$_{23}$(C$_{19}$TT/C$_{23}$TT)、C$_{24}$四环萜烷/C$_{23}$三环萜烷(C$_{24}$TeT/C$_{23}$TT)、三环萜烷/五环萜烷(T. Terpane/P. Terpane)、伽马蜡烷相对丰度、Ts/(Ts+Tm)和碳同位素组成特征。

将沙湾凹陷原油划分为A$_1$、A$_2$、B、C、D共5种类型原油,各类原油典型谱图见图4。5类原油在上述指标具有比较明显的差异(图5、6,表2、3)。在三环萜烷C$_{20}$、C$_{21}$、C$_{23}$的分布样式上,沙湾凹陷大多数油样为山峰型,具体来说,A$_1$亚类和B类原油均表现为山峰型,A$_2$亚类原油表现为山峰型和下降型,C类原油呈现上升型和山峰型,D类原油则是下降型(图5d)。几类油的特征表明该指标区分沙湾凹陷原油来源时具有有限的指示意义。塔里木盆地塔中和塔北隆起原油随着成熟度增加,分布样式从上升型变为山谷型,最后变为下降型[26]。四川盆地二叠系烃源岩、原油和油砂中三环萜烷C$_{20}$、C$_{21}$、C$_{23}$的分布也具有规律性:低成熟到高成熟,分布样式从上升型最终演化至下降型[27]。玛湖凹陷风南7井风城组泥质白云岩增温加水热模拟生油实验结果也观察到油样和残渣沥青中分布样式如上述般变化。生烃有机质来源和沉积环境可能控制了三环萜烷的分布样式,成熟度和生排烃作用等因素可能改变其分布样式[28]。Tao等[11]也认为当原油的成熟度相当时,应用三环萜烷相关指标进行原油类型划分最为合适。以上研究表明三环萜烷分布样式可能受到不同因素的影响,在进行沙湾凹陷原油分析时,应当结合其他指标进行综合分析。前4类原油碳同位素值比较接近(图5a),应用该指标划分原油类型时存在较大的不确定性。利用烷烃、原油、芳烃、非烃和沥青质系列碳同位素值可以在一定程度上进行类型划分,C类原油和B类原油及组分的碳同位素曲线形态较为一致,两者之间存在约0.5‰的差异。而D类原油明显重于其他类型,D类、A$_1$和A$_2$亚类原油及其不同组分的碳同位素曲线分布形态则比较相似(图5b)。正构烷烃碳同位素也可作为良好的类型划分指标(图5c):D类原油(CF15、CF13井)呈随碳数增加,碳同位素变轻;C类原油(H018、CP7井)则保持相对稳定;A$_1$(ZJ2H、XG1井)和A$_2$(SM3、CP2、SM001井)亚类的分布形态较为一致,先变轻后变重,A$_1$则略重于A$_2$亚类。

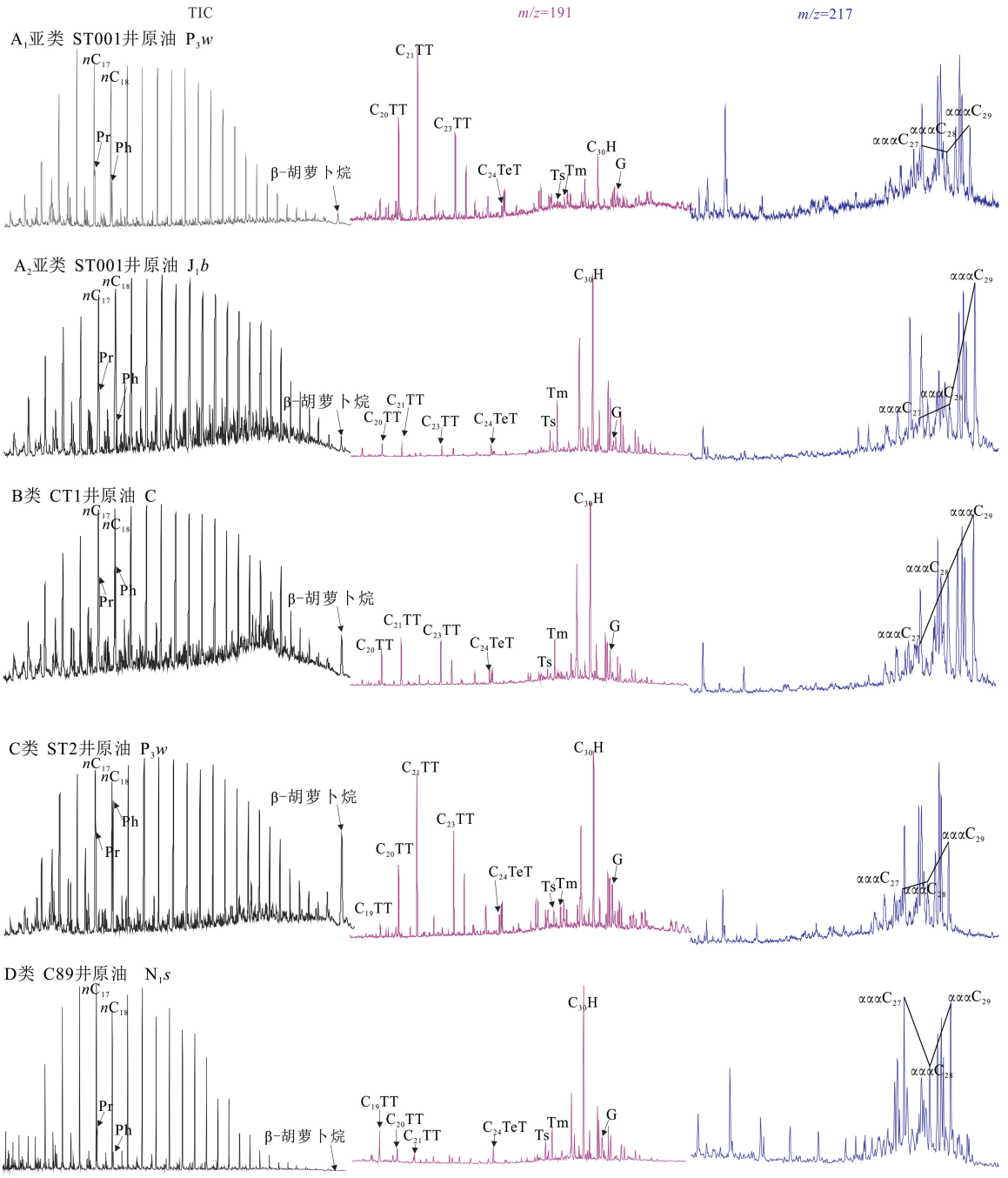
3.2 原油地球化学特征

3.2.1 A$_1$亚类原油

A$_1$亚类原油主要分布在斜坡区和中拐凸起的二叠系佳木河组(图1),原油密度介于0.77~0.84 g/cm^{3}之间,平均值为0.81 g/cm^3,主要为凝析油或轻质油(ρ<0.9661 g/cm^3)。50 ℃条件下原油黏度介于2~50 mPa·s之间。含蜡量主要介于2%~10%之间,为低—中蜡油。凝固点介于-20.0~25.0 ℃之间,平均值为9.9 ℃。含丰富的饱和烃,质量分数为80.0%~90.0%,平均值为86.0%;芳香烃质量分数小于10.0%,平均值为6.8%;非烃和沥青质质量分数平均值分别为3.8%和3.4%。A$_1$亚类原油碳同位素介于-30.32‰~-27.70‰之间,平均值为-29.68‰(表2)。

轻烃可用于油-源对比、运移方向等研究[29-30]。C$_7$轻烃主要为正庚烷、甲基环己烷和二甲基环戊烷,其中正庚烷代表藻类和细菌来源,甲基环己烷代表高等植物来源,二甲基环戊烷指示水生生物的类脂化合物来源,利用正庚烷、甲基环己烷和二甲基环戊烷的相对丰度,可以判识腐殖型和腐泥型油气来源[5, 31-32]。A$_1$亚类原油C$_7$轻烃中甲基环己烷占比30.29%~43.04%,正庚烷占比48.91%~65.52%(图5f)。轻烃的组成特征表明A$_1$亚类原油母质具有较大的腐泥来源。A$_1$亚类原油TIC峰型为单峰,主峰碳数低,主要为C$_8$—C$_{13}$,$w(\Sigma n\mathrm{C}_{21}^-)/w(\Sigma n\mathrm{C}_{22}^+)$平均值为4.6,(C$_{21}$+C$_{22}$)/(C$_{28}$+C$_{29}$)平均值为4.3。三环萜烷中C$_{20}$、C$_{21}$和C$_{23}$的分布样式均为山峰型;C$_{19}$三环萜烷的相对丰度较高,三环萜烷C$_{19}$/C$_{23}$平均值为0.16(表3);C$_{24}$四环萜烷的相对丰度较低,C$_{24}$四环萜烷/C$_{23}$三环萜烷平均值为0.12(图6c)。ααα-20R构型的规则甾烷C$_{29}$相对丰度最高(表3),C$_{27}$、C$_{28}$、C$_{29}$分布形式可以表现为"/"型或者不对称"V"型,三角图版中位于高等植物或浮游生物区(图6f)。以上多个参数综合表明A$_1$亚类原油母质具有一定的陆源有机质输入,原油母质类型偏过渡型。

姥鲛烷对于植烷呈现微小优势,Pr/Ph平均值为1.07,Pr/nC$_{17}$和Ph/nC$_{18}$平均值分别为0.42和0.44(表3)。在类异戊二烯烷烃相对丰度分布上,A$_1$亚类原油具有高相对丰度的异十六烷(IC$_{16}$),中—高相对丰度的降姥鲛烷(IC$_{18}$)、姥鲛烷(IC$_{19}$,Pr)、植烷(IC$_{20}$,Ph)和法呢烷(IC$_{15}$),低相对丰度的



Pr. 姥鲛烷；Ph. 植烷；nC_{17}. 正十七烷；nC_{18}. 正十八烷，G. C_{30}伽马蜡烷；C_{20}TT. C_{20}三环萜烷；C_{21}TT. C_{21}三环萜烷；C_{23}TT. C_{23}三环萜烷；C_{24}TeT. C_{24}四环萜烷；Ts. 18α(H)-22，29，30-三降藿烷；Tm. 17α(H)-22，29，30-三降藿烷；C_{30}H. C_{30}H-αβ-C_{30}藿烷；αααC27. 5α(H)，14α(H)，17α(H)-胆甾烷 20R；αααC28. 5α(H)，14α(H)，17α(H)-麦角甾烷 20R；αααC29. 5α(H)，14α(H)，17α(H)-谷甾烷 20R；C_{19}TT. C_{19}三环萜烷。

图 4　沙湾凹陷不同成因类型原油典型气相色谱-质谱图

Fig.4　Typical gas chromatography-mass spectrum of different genetic types of crude oil in Shawan depression

异二十一烷(IC_{21})(图 4)。反映出 A_1 亚类原油母质沉积环境具有较弱的还原性以及生油母质为过渡型干酪根。A_1亚类原油的 β-胡萝卜烷相对丰度普遍很低甚至无，β-胡萝卜烷/主峰介于 0～0.24 之间，平均值仅为 0.09(图 6a、b，表 3)。在高成熟原油或凝析油中，伽马蜡烷指数(C_{30}伽马蜡烷/C_{30}藿烷)

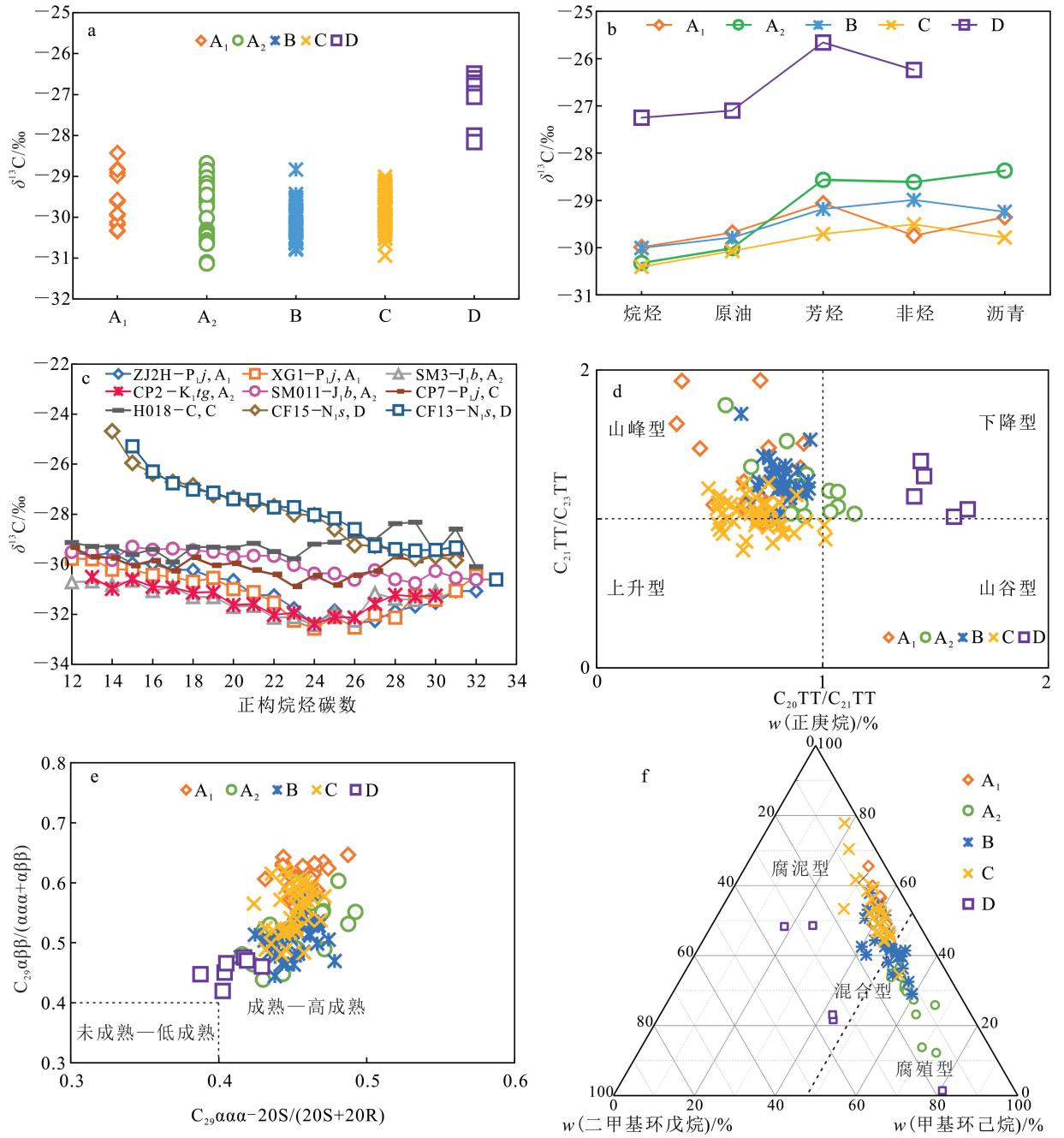


图5 沙湾凹陷不同成因类型原油地球化学指标和碳同位素组成

Fig.5 Geochemical indexes and carbon isotope composition of different genetic types of crude oil in Shawan dpression

不能完全反映原油母质的沉积环境，当C_{30}藿烷相对丰度急剧减小时，C_{30}伽马蜡烷/C_{30}藿烷计算结果则相对偏大，从而高估原油中伽马蜡烷相对丰度，该参数此时可能更多反映原油成熟度。在本文中，为避免高成熟度造成对伽马蜡烷相对丰度的错误评估，采用萜烷$m/z=191$质量色谱图的主峰作为分母，用γ/主峰作为辅助性指标来评估高成熟原油中伽马蜡烷的相对丰度。A_1亚类原油伽马蜡烷相对丰度较低，γ/主峰介于0～0.37之间，平均值为0.13(表3)，反映该类原油的母质沉积时水体盐度较低。

五环萜烷由于其热稳定性差于三环萜烷，随原油成熟度增加，五环萜烷包括C_{30}藿烷的相对丰度减小[28, 33-34]。A_1亚类原油三环萜烷丰度相比五环萜烷占据绝对优势，三环萜烷/五环萜烷平均值为4.72(表3)，极高相对丰度的三环萜烷和低相对丰度

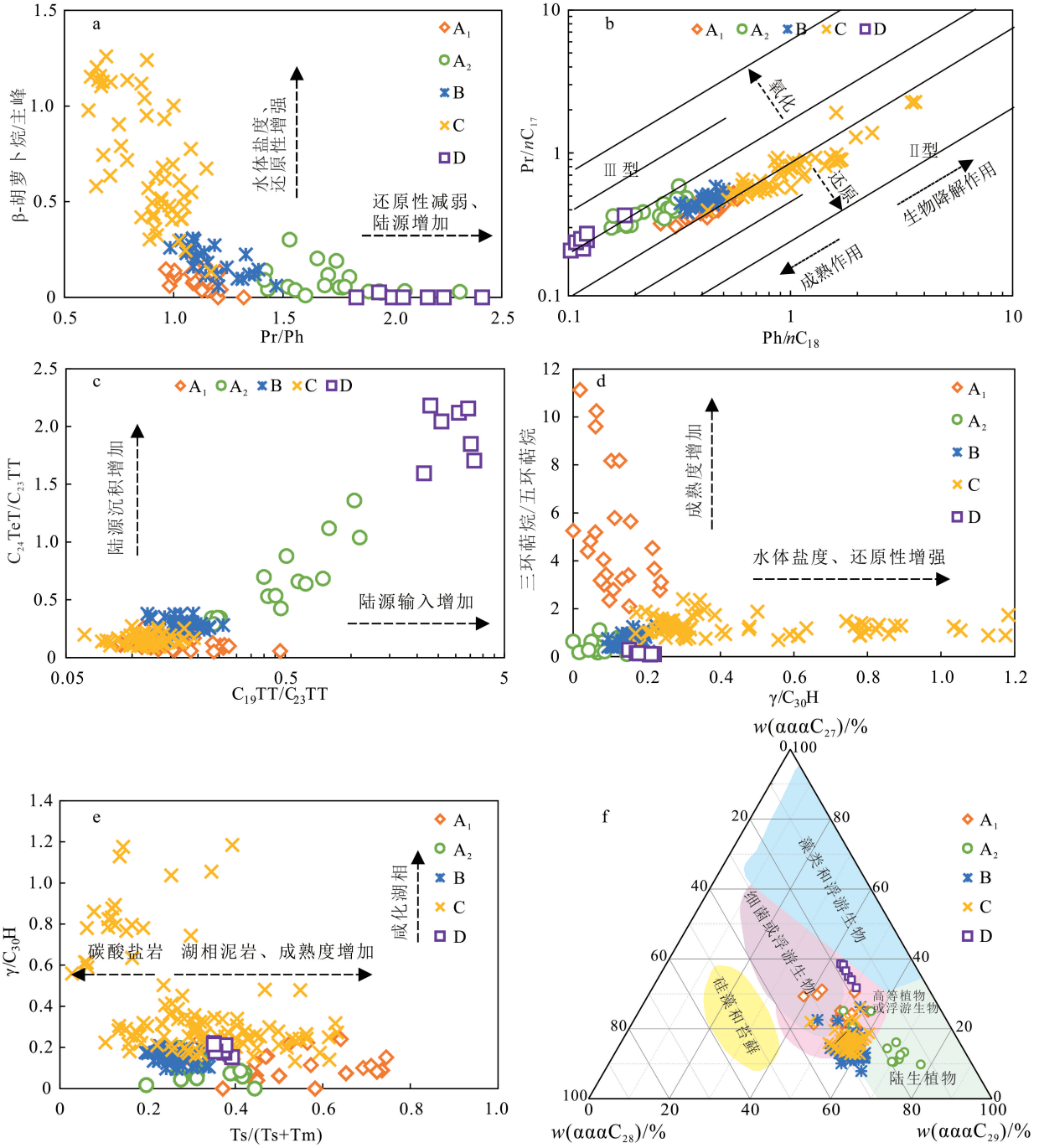


图 6　沙湾凹陷不同成因类型原油地球化学指标图

Fig.6　Maps of geochemical parameters of different genetic families of crude oil in Shawan depression

的五环萜烷为该类油的显著特征。Ts 相对丰度较高,Ts/(Ts+Tm)平均值为 0.52(图 6e,表 3)。所有类型原油中,A_1 亚类原油重排甾烷相对丰度最高,重排/规则甾烷平均值为 0.69。甾烷 C_{29} ααα-20S/(20S+20R)平均值为 0.46,C_{29} αββ/(ααα+αββ)平均值为 0.60(图 5e)。结合该类原油的物性特征,该类原油具有高成熟特征。

3.2.2　A_2 亚类原油

A_2 亚类原油主要分布在中拐凸起的浅部地层(图 1)。A_2 亚类原油密度主要介于 0.77～0.85 g/cm³之间,轻质油占 86%,中质油(0.866 1 g/cm³～0.916 2 g/cm³)和重质油(ρ>0.9162 g/cm³)占比小,重质油为生物降解成因。轻质油黏度介于 1～200 mPa·s 之间,含蜡量较高(1%～15%)。凝固

表2 沙湾凹陷不同成因类型原油碳同位素指标(平均值)

Table 2 Carbon isotopes of different genetic families of crude oil in Shawan depression (mean value)

原油类型	$\delta^{13}C$/‰				
	烷烃	原油	芳烃	非烃	沥青质
A_1	−29.99	−29.68	−29.06	−29.74	−29.36
A_2	−30.32	−30.01	−28.57	−28.62	−28.37
B	−30.00	−29.79	−29.18	−28.99	−29.24
C	−30.41	−30.07	−29.71	−29.51	−29.78
D	−27.25	−27.01	−25.66	−26.24	—

点介于−10～30 ℃之间,其中82%的高于0 ℃,平均值为12.5 ℃。未降解原油中饱和烃质量分数较高,平均值为83%,芳香烃质量分数平均值为9.7%,非烃和沥青质质量分数平均值分别为5.5%和1.8%。A_2亚类原油碳同位素介于−31.13‰～−28.68‰之间,平均值为−30.01‰(表2)。

A_2亚类原油轻烃组分具高甲基环己烷和低正庚烷占比,前者介于39.66%～73.69%之间,后者介于12.24%～49.39%之间(图5f),表明其母质类型偏腐殖型。A_2亚类原油正构烷烃峰型基本均为单峰,主峰碳数主要为C_{13}、C_{15}、C_{17}和C_{19},$w(\Sigma nC_{21}^-)/w(\Sigma nC_{22}^+)$值较低,平均值为2.18,$(C_{21}+C_{22})/(C_{28}+C_{29})$平均值为为3.27。三环萜烷$C_{20}$、$C_{21}$和$C_{23}$的分布特征均为山峰型和下降型(图5d)。$C_{19}$三环萜烷和$C_{24}$四环萜烷的相对丰度均高,三环萜烷$C_{19}/C_{23}$平均值为0.54,$C_{24}$四环萜烷/$C_{23}$三环萜烷平均值为0.53(图6c,表3)。αααC-20R构型的规则甾烷C_{27}、C_{28}、C_{29}相对丰度分别为15.27%、23.10%和61.63%。三角图版中该类原油样本点主要集中于陆生植物区域(图6f),反映该类原油母质陆源有机质输入较多。

A_2亚类原油具有明显的姥植比优势,Pr/Ph介于1.42～2.31之间,平均值为1.73(表3)。类异戊二烯烷烃相对丰度分布特征为具有较高的IC_{16}和IC_{19}。姥鲛烷和植烷较正构烷烃相对丰度较低,Pr/nC_{17}和Ph/nC_{18}分别介于0.30～0.63和0.16～0.34之间,平均值为0.41和0.24(表3)。体现该类原油母质沉积环境还原性相对偏弱,其母质更加偏向于腐殖型。β-胡萝卜烷相对丰度普遍低,β-胡萝卜烷/主峰为0.01～0.30,平均值为0.11(图6a,表3)。A_2亚类原油中伽马蜡烷的相对丰度低,伽马蜡烷指数介于0～0.20之间,平均值为0.11(图6d,表3)。反映A_2亚类油的母质沉积水体深度较浅、盐度低,为淡水沉积环境的产物。

三环萜烷的相对丰度一般小于五环萜烷,三环萜烷/五环萜烷平均值为0.42。Ts的相对丰度中等,Ts/(Ts+Tm)平均值为0.32(图6e)。重排甾烷相对丰度较高,重排甾烷/规则甾烷平均值为0.64。规则甾烷C_{29}ααα-20S/(20S+20R)平均值为0.45,C_{29}αββ/(ααα+αββ)平均值为0.53(图5e)。结合原油物性,认为该类型原油为成熟阶段产物。

3.2.3 B类原油

B类原油的特征介于A_2亚类油和C类原油之间。B类原油在平面上的分布较为广泛,主要分布于红车断裂带中南部和车排子凸起、斜坡区和中拐凸起东侧。原油密度介于0.83～0.96 g/cm³之间,轻质油约占24%,中质油约占67%,重质油占9%。黏度较大,低于50 mPa·s的原油占22%,50～3 500 mPa·s的占78%。低蜡油占64%,中蜡油占约27%,高蜡油约占9%。原油饱和烃较低,平均值为78%;非烃和沥青质质量分数较高,分别为8.5%和4.0%;芳香烃平均值为9.5%。B类原油碳同位素介于−30.79‰～−28.83‰之间,平均值为−29.79‰(表2)。

B类原油C_7轻烃中正庚烷和甲基环己烷占比

表3 沙湾凹陷不同成因类型原油生物标志化合物指标(平均值)

Table 3 Biomarker compound parameters of different genetic families of crude oil in Shawan depression (mean value)

原油类型	Pr/Ph	Pr/nC_{17}	Ph/nC_{18}	β-胡萝卜烷/主峰	三环萜烷/五环萜烷	γ/$C_{30}H$	$C_{19}TT/C_{23}TT$	$C_{24}TeT/C_{23}TT$	Ts/(Ts+Tm)	w(ααα C_{27})/%	w(ααα C_{28})/%	w(ααα C_{29})/%
A_1	1.07	0.42	0.44	0.09	4.72	0.13	0.16	0.12	0.52	20.43	26.50	53.07
A_2	1.73	0.41	0.24	0.11	0.42	0.11	0.54	0.53	0.32	15.27	23.10	61.63
B	1.18	0.51	0.45	0.19	0.66	0.16	0.17	0.28	0.26	14.20	28.06	57.74
C	0.86	0.83	1.19	0.69	1.26	0.36	0.12	0.16	0.31	16.50	26.94	56.56
D	2.09	0.26	0.12	0	0.15	0.19	2.96	1.95	0.37	35.96	17.92	46.11

注:γ/$C_{30}H$.伽马蜡烷指数;β-胡萝卜烷/主峰.β-胡萝卜烷和饱和烃气相色谱主峰比值。

基本介于 40%～60%之间,其生油母质为过渡型(图 5f)。B 类原油 TIC 峰型为单峰型,正构烷烃主峰主要分布为 C_{19} 和 C_{17},$w(\Sigma nC_{21}^-)/w(\Sigma nC_{22}^+)$ 平均值为 3.21,$(C_{21}+C_{22})/(C_{28}+C_{29})$ 平均值为 2.16。C_{19} 三环萜烷的相对丰度和 C_{24} 四环萜烷的相对丰度低—中等,三环萜烷 C_{19}/C_{23} 平均值为 0.17,C_{24} 四环萜烷/C_{23} 三环萜烷平均值为 0.28(表 3)。三环萜烷 C_{20}、C_{21} 和 C_{23} 的分布特征为山峰型(图 5d)。ααα－20R 构型的规则甾烷 C_{27}、C_{28}、C_{29} 相对丰度分别为 14.20%、28.06%和 57.74%。三角图版中该类原油样本点主要集中于高等植物和浮游生物、陆生植物区域(图 6f),表明生油母质中具有一定的陆源有机质成分输入。

类异戊二烯烷烃中 IC_{19} 和 IC_{20} 相对丰度较高,IC_{15}、IC_{16} 和 IC_{18} 的丰度变化较大。姥植比具有略微优势,Pr/Ph 介于 0.98～1.47 之间,平均值为 1.18。Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 值偏低,分别介于 0.38～0.80 和 0.32～1.20 之间,平均值分别为 0.51 和 0.45(表 3)。反映 B 类原油生烃母质沉积环境还原性中等、母质类型偏过渡型。β－胡萝卜烷相对丰度为低—中等水平,β－胡萝卜烷/主峰主要介于 0.10～0.40 之间,平均值为 0.19(图 6a,表 3)。B 类原油中伽马蜡烷的相对丰度偏低,伽马蜡烷指数介于 0.10～0.33 之间,平均值为 0.16(图 6d,表 3)),体现该类原油母质的沉积水体盐度不高、沉积水体盐度为淡水—半咸水。

三环萜烷相对丰度低于五环萜烷,三环萜烷/五环萜烷平均值为 0.66。Ts/(Ts＋Tm)平均值为 0.26(图 6e)。重排甾烷相对丰度较高。规则甾烷 C_{29} ααα－20S/(20S＋20R)平均值为 0.45,C_{29} αββ/(ααα＋αββ)平均值为 0.52(图 5e)。结合原油物性,该类型原油为成熟阶段产物。

3.2.4　C 类原油

C 类原油分布广泛,在斜坡区、红车断裂带、中拐凸起均有分布(图 1)。物性变化较大,原油密度介于 0.82～0.94 g/cm^3 之间,轻质油约占 53%,中质油约 38%,重质油约占 9%。50 ℃条件下黏度分布于4～35 000 mPa·s 之间,轻质油黏度主要介于 4～70 mPa·s 之间,中质油黏度介于 70～500 mPa·s 之间,重质油黏度大于1 000 mPa·s。含蜡量小于 5%(低蜡油)的占 60%,含蜡量 5%～10%(中蜡油)的占 36%,少量为高蜡油。凝固点为－45～25 ℃,其中 54%的原油凝固点小于 0,平均值为－6.8 ℃。原油中饱和烃质量分数介于 72%～93%之间,平均值为 83%;芳香烃质量分数介于 2%～16%之间,平均值为 9%;非烃和沥青质质量分数平均值分别为 5%和 3%左右。部分 C 类原油饱和烃遭受较重的生物降解作用,具有较高相对丰度的 25－降藿烷。C 类原油碳同位素介于－30.94‰～－29.01‰之间,平均值为－30.07‰(表 2)。

C 类原油 C_7 轻烃具有贫甲基环己烷和富正庚烷的特征,C_7 轻烃中甲基环己烷占比 18.25%～53.44%,正庚烷占比 34.46%～77.84%之间(图 5f)。未降解的原油正构烷烃主峰碳数较低,主峰一般为 C_{15}、C_{17} 和 C_{19},$w(\Sigma nC_{21}^-)/w(\Sigma nC_{22}^+)$ 较高,平均值为 2.40,$(C_{21}+C_{22})/(C_{28}+C_{29})$ 平均值为 2.79,C_{19} 三环萜烷和 C_{24} 四环萜烷的相对丰度都较低,三环萜烷 C_{19}/C_{23} 平均值为 0.12,C_{24} 四环萜烷/C_{23} 三环萜烷平均值为 0.16(图 6c、表 3),三环萜烷中 C_{20}、C_{21}、C_{23} 分布样式为山峰型和上升型(图 5d)。ααα－20R 构型的规则甾烷 C_{27}、C_{28}、C_{29} 相对丰度依次增加,三者相对丰度组成分别为 16.50%、26.94%和 56.56%,基本均表现为“/”型,表明 C 类原油母质具有大量的藻类来源;三角图版中处于浮游生物区域(图 6f)。结合以上多个参数综合分析,C 类原油母质陆源有机质输入小,原油母质类型偏腐泥型。

C 类原油 Pr/Ph 较低,介于 0.10～1.30 之间,绝大多数小于 1.00,平均值为 0.86(表 3),类异戊二烯烷烃相对丰度分布特征为具有较高的 IC_{16}—IC_{20},较低的 IC_{15} 和 IC_{21}。姥鲛烷和植烷的相对丰度较正构烷烃更高,Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 值高,分别主要介于 0.40～1.38 和 0.42～2.33 之间,平均值分别为 0.83 和 1.19(表 3),反映出 C 类原油母质沉积环境具有较强的还原性以及生油母质为Ⅱ型干酪根。C 类原油富含 β－胡萝卜烷,β－胡萝卜烷/主峰介于 0.14～1.26 之间,平均值为 0.69(图 6a,表 3)。伽马蜡烷相对丰度高,绝大多数样品的伽马蜡烷指数大于 0.2,部分样品高达 1.2 左右,平均值为0.36(图 6d,表 2),异常丰富的 β－胡萝卜烷和高丰度的伽马蜡烷反映 C 类原油母质沉积环境具有较高的水体盐度,属于沉积于半咸水—咸水湖盆沉积产物。

三环萜烷和五环萜烷的相对丰度相当,三环萜烷/五环萜烷平均值为 1.26。Ts 相对丰度变化较大,部分样品中 Ts/(Ts＋Tm)值小于 0.2,伽马蜡烷异常丰富,其生油母质可能为富含碳酸盐岩的泥岩类。Ts/(Ts＋Tm)值较高的部分反映原油成熟

度更高(图6e)。Ts/(Ts+Tm)较宽的分布范围体现出可能存在不同成熟阶段原油的持续充注。重排甾烷的相对丰度较高,重排甾烷/规则甾烷平均值为0.61。规则甾烷 C_{29} αααR-20S/(20S+20R)平均值为0.45,C_{29} αββ/(ααα+αββ)平均值为0.55(图5e)。结合原油物性特征,该类型原油为成熟阶段产物。

3.2.5 D类原油

D类原油平面上分布较为局限,层系上主要为白垩系。原油密度介于0.81~0.84 g/cm^{3}之间,为轻质油。黏度低于10 mPa·s,含蜡量为5%~10%,为中蜡油。凝固点平均值为10 ℃。芳香烃质量分数相对高,平均值为14.3%,饱和烃质量分数平均值为80.1%,非烃和沥青质质量分数平均值分别为3.2%和2.4%。D类原油碳同位素明显重于其他类型原油,介于-26.49‰~-28.16‰之间,平均值为-27.01‰(表2)。

D类原油轻烃组成中含较多的二甲基环戊烷,甲基环戊烷的占比变化较大(图5f)。TIC峰型为单峰型,正构烷烃主峰主要分布为 C_{17},$w(\Sigma nC_{21}^-)/w(\Sigma nC_{22}^+)$平均值为3.21,$(C_{21}+C_{22})/(C_{28}+C_{29})$平均值为2.16。三环萜烷 C_{20}、C_{21}和 C_{23}的分布特征为下降型。C_{19}三环萜烷的相对丰度和 C_{24}四环萜烷的相对丰度高,三环萜烷 C_{19}/C_{23}平均值为2.96,C_{24}四环萜烷/C_{23}三环萜烷平均值为1.95(图6c,表2)。αααR-20R构型的规则甾烷 C_{27}、C_{28}、C_{29}相对丰度分别为35.96%、17.92%和46.11%,表现为不对称"V"型,在三角图版中位于陆生植物区域(图6f),反映出生油母质陆源有机质输入较多。

类异戊二烯烷烃分布呈典型的"M"型。姥鲛烷较植烷具有很大优势,Pr/Ph介于1.84~2.41之间,平均值为2.09,Pr/nC_{17}和Ph/nC_{18}值低,分别介于0.21~0.37和0.10~0.18之间,平均值分别为0.26和0.12(表3)。体现了D类原油的生油母质沉积环境还原性较弱或者具有较多的陆源有机质输入,图版反映D类油母质为比较典型的Ⅲ型干酪根(图6b)。β-胡萝卜烷相对丰度接近于0,β-胡萝卜烷/主峰主要介于0~0.03之间(图6a)。伽马蜡烷的相对丰度偏低,伽马蜡烷指数介于0.10~0.33之间,平均值为0.19(图6d),表明该类原油母质的沉积水体盐度低,为淡水沉积产物。

三环萜烷的相对丰度远低于五环萜烷,三环萜烷/五环萜烷平均值为0.15(表3)。Ts和Tm相对丰度均较低,Ts/(Ts+Tm)平均值为0.37(图6e,表3)。重排甾烷相对丰度中等,重排甾烷/规则甾烷平均值为0.54。规则甾烷 C_{29} αααR-20S/(20S+20R)平均值为0.41,C_{29} αββ/(ααα+αββ)平均值为0.46(图5e),该值演化接近平衡,结合原油物性分析,认为该类型油源也基本达到成熟阶段,但相比其他类型,该类原油的成熟度稍低。

4 油源分析和成因探讨

4.1 A_1亚类原油

沙湾凹陷 A_1亚类原油为较高成熟的轻质原油或凝析油,以极高相对丰度的三环萜烷和低相对丰度的五环萜烷为典型特征,较高成熟度对该类原油的油源分析造成了一定的困难。该类原油的 C_7轻烃特征指示母质具有腐泥型特征,指示陆源输入的 C_{19}三环萜烷丰度中等而 C_{24}四环萜烷相对丰度均较低,姥植比较低表明沉积环境具有较强还原性,这些指标与风城组烃源岩具有一定相似性。A_1亚类原油同时具有较低的β-胡萝卜烷、伽马蜡烷相对丰度、Pr/nC_{17}和Ph/nC_{18}值,这些指标与下乌尔禾组烃源岩具有一定相似性。在准噶尔盆地西部地区玛湖凹陷和盆1井凹陷周缘油藏中,发现也存在类似地球化学特征的高成熟原油(图7)。玛湖凹陷玛北油田、艾湖油田、夏子街油田均发现该特征原油,且被认为来自于风城组烃源岩[35-39],而盆1井西凹陷这种特征原油来源于下乌尔禾组烃源岩[40-41]。那么沙湾凹陷这种特征的原油来自于下乌尔禾组还是风城组烃源岩?分析可知,下乌尔禾组和风城组烃源岩单体烃同位素组成特征具有显著的不同:下乌尔禾组烃源岩单体烃同位素组成相对偏轻,$\delta^{13}C$值介于-37.96‰~-32.68‰之间(图8),整体较轻。样品 T_{max}平均值为442 ℃,按照行业标准,440~450 ℃为成熟阶段,意味着虽然该样品处于成熟阶段,但是成熟度仍然不是很高,故认为单体烃碳同位素值偏轻的原因之一为样品的成熟度不高。随着碳数增加,$\delta^{13}C$值具有先减小后增加的趋势,低值在 C_{22}—C_{28}之间,表现为山谷型的特征。风城组烃源岩单体烃同位素组成相对更重,随碳数增加$\delta^{13}C$值变化较小,整体呈"一"字型(图8)。沙湾凹陷 A_1亚类原油(ZJ2H井、XG1井)单体烃同位素表现为山谷型的特征,和盆1井西凹陷前哨井区的QS1井和莫7井区的Mo7井原油单体烃同位素分布特征相似,而玛湖凹陷来源油(Ma132H)的单体烃同位素基本成"一"字型分布(图9),表明沙湾凹陷原油来

自于下乌尔禾组烃源岩的可能性更大。ZJ2H、XG1和 ST002 井这 3 口井的凝析气乙烷碳同位素均大于－28.30‰，平均值为－27.79‰。在原油的生物标志化合物指标上，沙湾凹陷 A_1 亚类原油的 β－胡萝卜烷相对丰度、Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 更接近盆 1 井西凹陷周缘下乌尔禾组来源油（表4），表明 A_1 亚类原

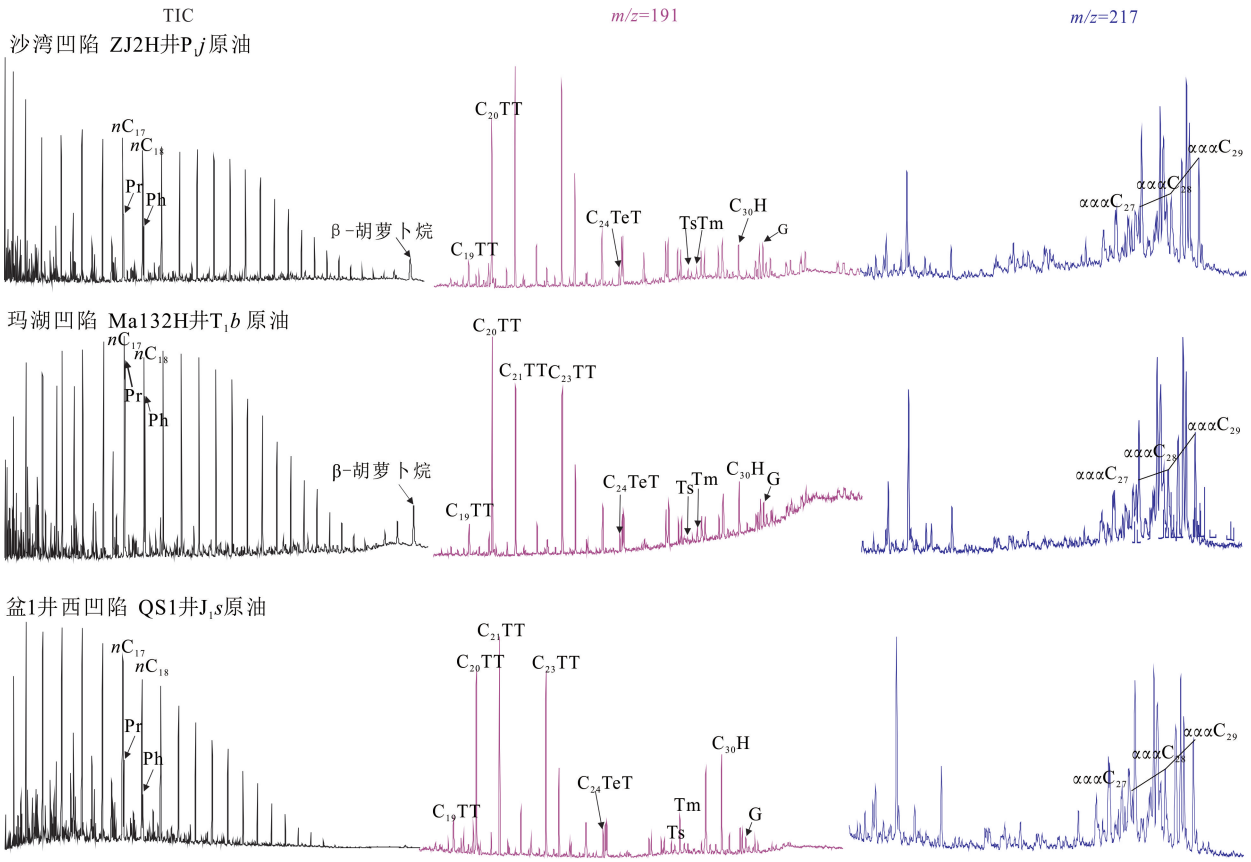
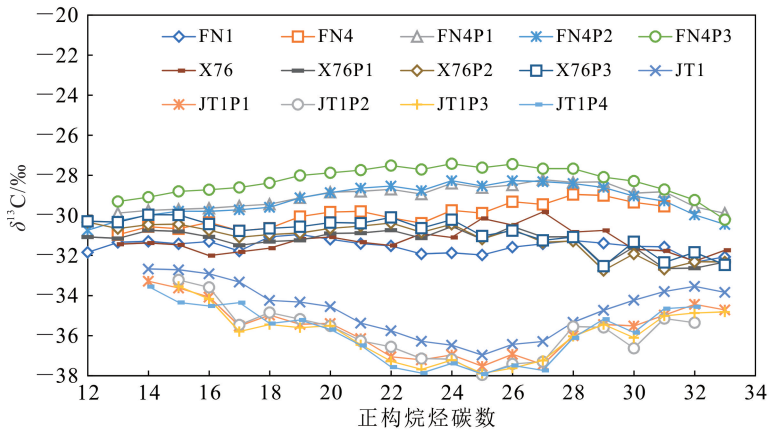


图 7　沙湾凹陷 A_1 亚类原油、玛湖凹陷和盆 1 井西凹陷高成熟原油气相色谱-质谱图

Fig.7　Gas chromatography-mass spectrum of Subtype A_1 oil in Shawan depression, high mature oil in Mahu depression and Well Pen-1 Western depression



P1 — P4 均为干酪根热解组分，其中：JT1P1—JT1P4 升温速率均为 2 ℃/h，最终热解温度分别为 300.0、312.0、324.0 和 336.0 ℃；FN4P1—FN4P3 和 X76P1—X76P3 升温速率均为 2 ℃/h，最终热解温度均分别为 335.8、359.6 和 371.9 ℃。

图 8　风城组（FN4 井、X76 井、FN1 井）和下乌尔禾组（JT1 井）烃源岩单体烃碳同位素组成分布

Fig.8　Carbon isotopic composition of n-alkanes in source rocks of Fengcheng Formation (Well FN4, Well X76 and Well FN1) and Xiawuerhe Formation (Well JT1)

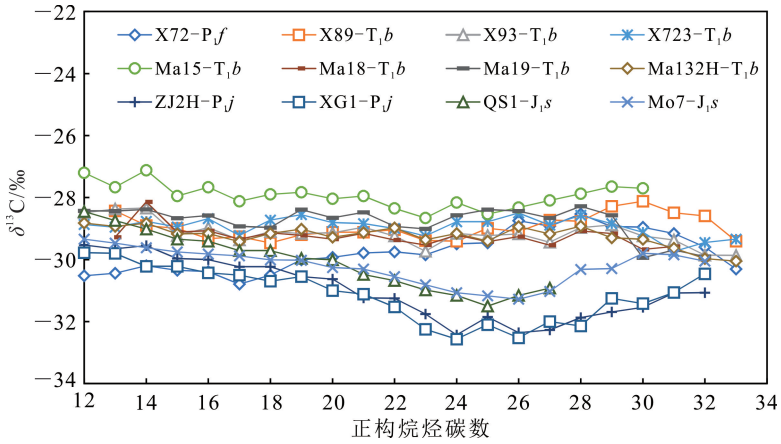


图9 沙湾凹陷 A_1 亚类原油(ZJ2H、XG1)、盆1井西凹陷(QS1、Mo7)和玛湖凹陷(其余井)高成熟原油单体烃碳同位素组成分布

Fig.9 Carbon isotopic composition of n-alkanes of Subtype A_1 oil in Shawan depression (Well ZJ2H and XG1), high mature oil in Well Pen-1 Western depression (Well QS1 and Mo7) and Mahu depression (other wells)

油母质偏腐殖型,故认为其来源为高成熟的下乌尔禾组烃源岩。

4.2 A_2 亚类原油

A_2 亚类原油具较丰富甲基环己烷、高姥植比、低 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18}、低 β-胡萝卜烷相对丰度、高 C_{19} 三环萜烷和 C_{24} 四环萜烷相对丰度、低伽马蜡烷指数,表明 A_2 亚类原油母质为偏腐殖型。谱图特征显示该类原油与 JT1 井下乌尔禾组烃源岩具有良好的亲缘性(图10)。在单体烃同位素分布特征上,沙湾凹陷 A_2 亚类原油(CP2、SM3)与 JT1 井下乌尔禾组烃源岩具相似的分布规律(图8、图11),与沙湾凹陷 A_1 亚类原油(ZJ2H 井和 XG1 井)以及盆1井西凹陷原油(QS1 井和 Mo7 井)也具良好的可对比性。A_2 亚类原油正构烷烃同位素和 A_1 亚类原油相对应正构烷烃同位素差值范围基本在1.0‰之内,A_2 亚类原油和盆1井西凹陷高成熟原油单体烃同位素差值在2.0‰之内(图11)。在谱图特征上,A_2 亚类原油相较于 A_1 亚类具有明显更低的三环萜烷相对丰度和更高的 Ts/Tm 值,A_2 亚类原油密度也略高于 A_1 亚类原油,体现出 A_2 亚类原油成熟度更低。综合物性、生物标志化合物和单体烃同位素特征,认为 A_2 亚类原油为来源于下乌尔禾组成熟阶段生成的原油。

4.3 B 类原油

B类原油的生物标志化合物指标整体介于 A_2

表4 沙湾凹陷 A_1 亚类原油、玛湖凹陷和盆1井西凹陷高成熟地球化学指标(平均值)

Table 4 Geochemical parameters of Subtype A_1 oil in Shawan depression, high mature crude oil in Mahu depression and Well Pen-1 Western depression (mean value)

凹陷	井号	β-胡萝卜烷/主峰	Ph/nC_{18}	Pr/nC_{17}	$C_{19}TT/C_{23}TT$	$C_{24}TeT/C_{23}TT$	$C_{24}TeT/C_{26}TT$	三环萜烷/五环萜烷	重排甾烷/规则甾烷	Ts/(Ts+Tm)	γ/$C_{30}H$	γ/主峰	产层
玛湖凹陷	X72	0.97	1.42	1.15	0.10	0.09	0.37	3.09	0.47	0.07	0.85	0.29	P_1f
	MH48	0.30	0.81	0.72	0.11	0.02	0.06	21.12	0.76	0.35	0.46	0.01	P_1f
	Ma19	0.42	0.93	0.96	0.15	0.12	0.56	2.39	0.55	0.23	0.54	0.24	T_1b
	Ma132H	0.16	0.79	0.81	0.22	0.13	0.59	3.79	0.53	0.13	0.48	0.11	T_1b
沙湾凹陷	ZJ2H	0.12	0.45	0.43	0.12	0.09	0.36	5.64	0.64	0.47	1.03	0.16	P_1j
	XG1	0.04	0.48	0.45	0.11	0.13	0.48	3.12	0.54	0.45	0.98	0.13	P_1j
	ST002	0.04	0.42	0.39	0.12	0.12	0.47	4.05	0.98	0.72	0.65	0.08	P_2x
	ST1	0.09	0.37	0.38	0.28	0.10	0.35	13.37	0.57	0.37	0	0	P_3w
盆1井西凹陷	QS2	0	0.34	0.41	0.17	0.32	12.01	2.24	0.80	0.27	0.13	0.07	J_1s
	QS1	0.01	0.30	0.41	0.18	0.15	0.79	2.50	0.76	0.24	0.16	0.07	J_1s
	Mo7	0.12	0.38	0.46	0.16	0.26	0.94	0.69	0.61	0.21	0.13	0.13	J_1s

注:γ/主峰. 伽马蜡烷和萜烷 $m/z=191$ 质量色谱图主峰比值。

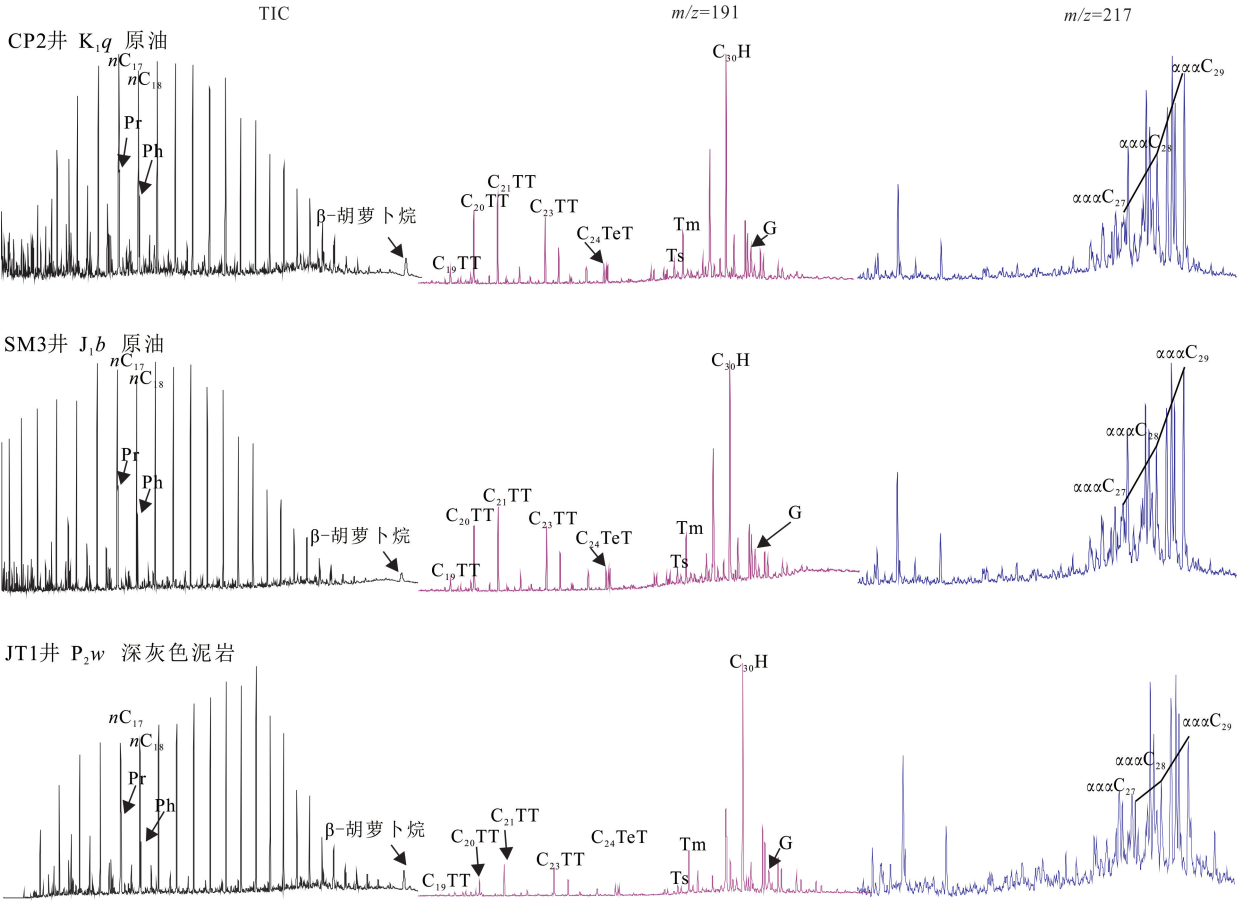


图 10　沙湾凹陷 A_2 亚类原油(CP2、SM3 井)和下乌尔禾组烃源岩气相色谱-质谱图

Fig.10　Gas chromatography-mass spectrum of Subtype A_2 crude oil (Well CP2 and Well SM3) in Shawan depression and source rock of Xiawuerhe Formation

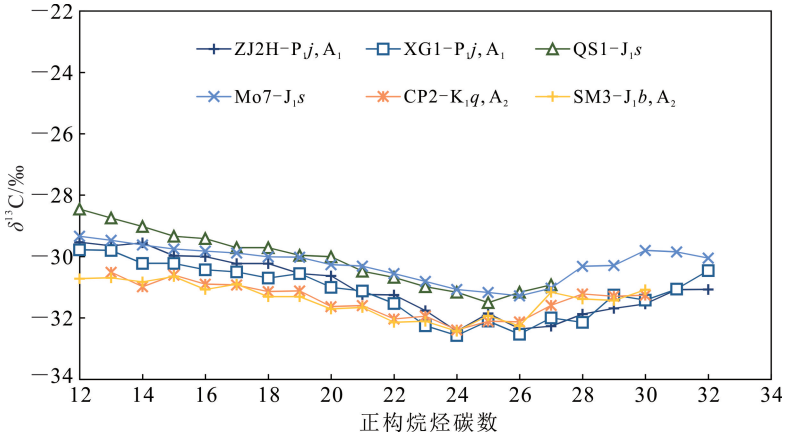


图 11　乌尔禾组原油单体烃碳同位素组成图

Fig.11　Carbon isotopic composition of n-alkanes of crude oil from Wuerhe Formation

亚类原油和 C 类原油之间(图 6,表 1、2),认为 B 类原油为下乌尔禾组和风城组混合来源形成。前人对红车断裂带储层流体包裹体及测温的研究认为,本地区均一温度至少存在平均约为 90 ℃和 115 ℃的

两组,结合沙湾凹陷埋藏史和热史,可以分析出风城组主要的排烃期为晚三叠世(图12),下乌尔禾组烃源岩的排烃期为早白垩世中期,和前人的研究结果基本一致[42-43]。部分B类原油中可以检测出相对丰度较高的25-降藿烷(图13),同时正构烷烃保持相对完整或者轻微的降解,该特征表明油藏至少经

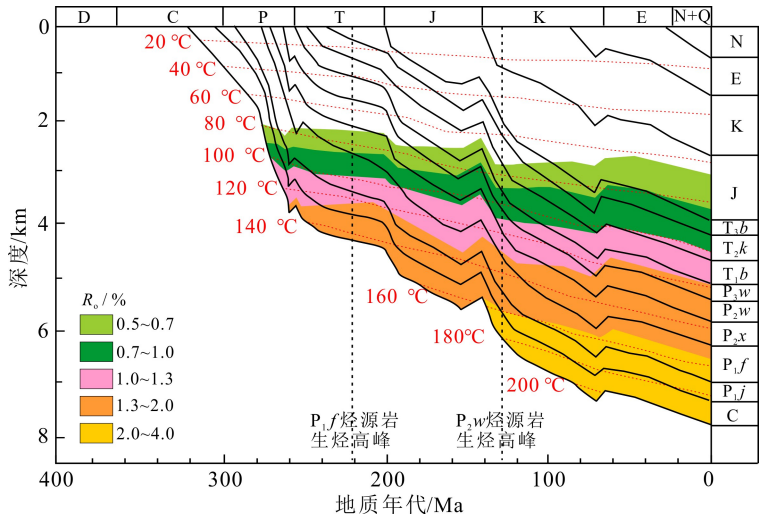


图12 沙湾凹陷斜坡区虚拟井埋藏史和热演化史图

Fig.12 Burial history and thermal evolution history of virtual well in slope area of Shawan depression

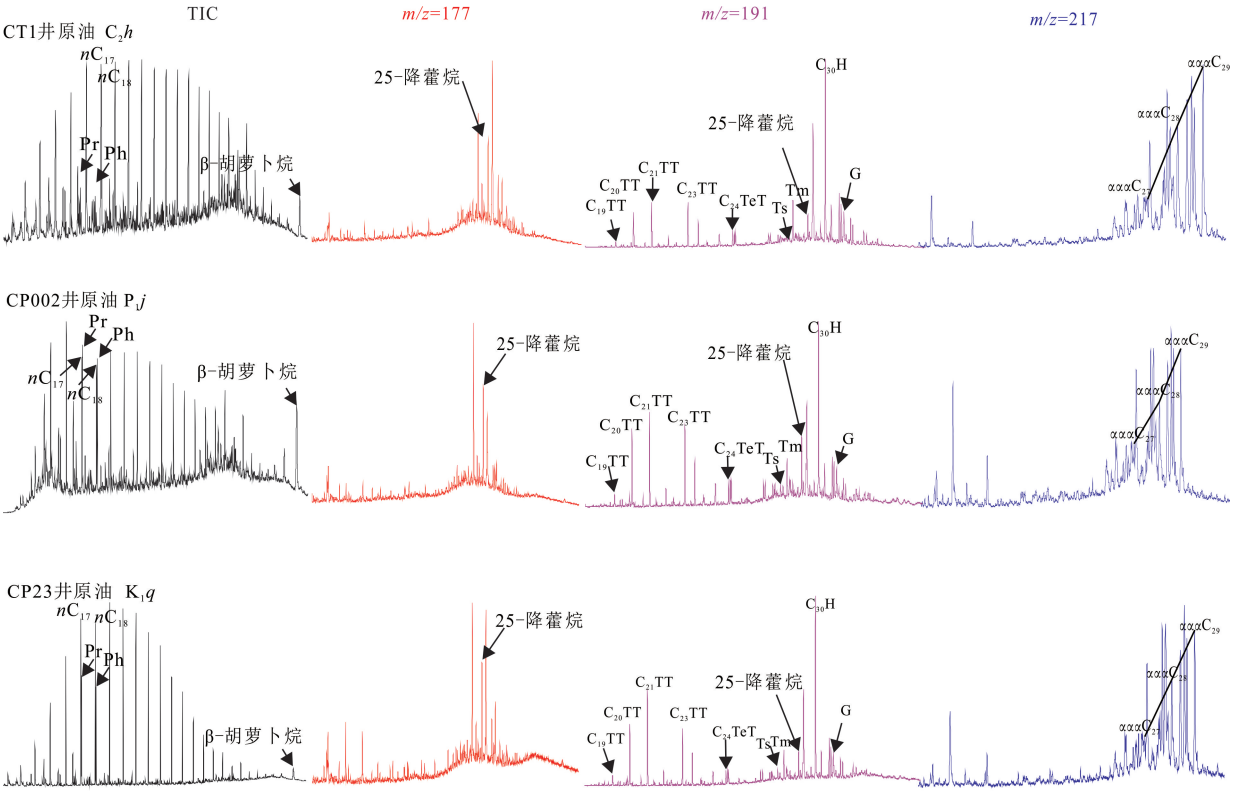


图13 沙湾凹陷B类原油气相色谱-质谱图

Fig.13 Gas chromatography-mass spectrum of Type B crude oil in Shawan depression

过两期原油充注形成。因此,分析认为 B 类原油为风城组烃源岩生成的原油第一期次充注后,保存条件差时,受生物降解作用从而形成丰富的 25 -降藿烷,第二期次充注为成熟阶段下乌尔禾组生成原油,与早期降解原油混合,形成较为完整的正构烷烃系列。

4.4　C 类原油

C 类原油轻烃组分具较丰富的正庚烷、低姥植比、高 Pr/nC$_{17}$和 Ph/nC$_{18}$、富含 β-胡萝卜烷、低 C$_{19}$三环萜烷和 C$_{24}$四环萜烷相对丰度、富含伽马蜡烷,表明C 类原油母质为腐泥型。C 类原油和风城组烃源岩具有良好的亲缘性,谱图特征与 FN14 井风城组泥岩具有良好的可对比性,与玛湖凹陷典型的风城组来源油(MH18 井)谱图特征相似(图 14),C 类原油(CP7、H018 井)的单体烃同位素值随碳数增加也保持相对稳定(图 5c),C 类原油与玛湖凹陷的原油及烃源岩同位素特征(图 8、9)均具有良好的可对比性。沙湾凹陷 C 类原油属于较为典型的风城组来源。

4.5　D 类原油

D 类原油相较于 A$_2$亚类原油具更高的 Pr/Ph、更低的 Pr/nC$_{17}$、Ph/nC$_{18}$、β 胡萝卜烷、三环萜烷/五环萜烷、伽马蜡烷相对丰度,更重的碳同位素,甾烷呈“V”型分布,表明 D 类原油母质更偏向腐殖型,水体盐度淡,陆源输入较大。明显更重的碳同位素和不同的甾烷分布特征表明 D 类原油的来源并不是下乌尔禾组烃源岩,可能的来源为二叠系佳木河组或侏罗系烃源岩。D 类原油分布较为局限,在南部地区的车排子凸起的 C95 井区(C95 井、C89 井、CF19 井、CF13 井和 CF15 井)古近系沙湾组分布,说明 D 类原油的成藏时间较晚。而佳木河组烃源岩的主要生排气时期为三叠纪末期[44],由此推断佳

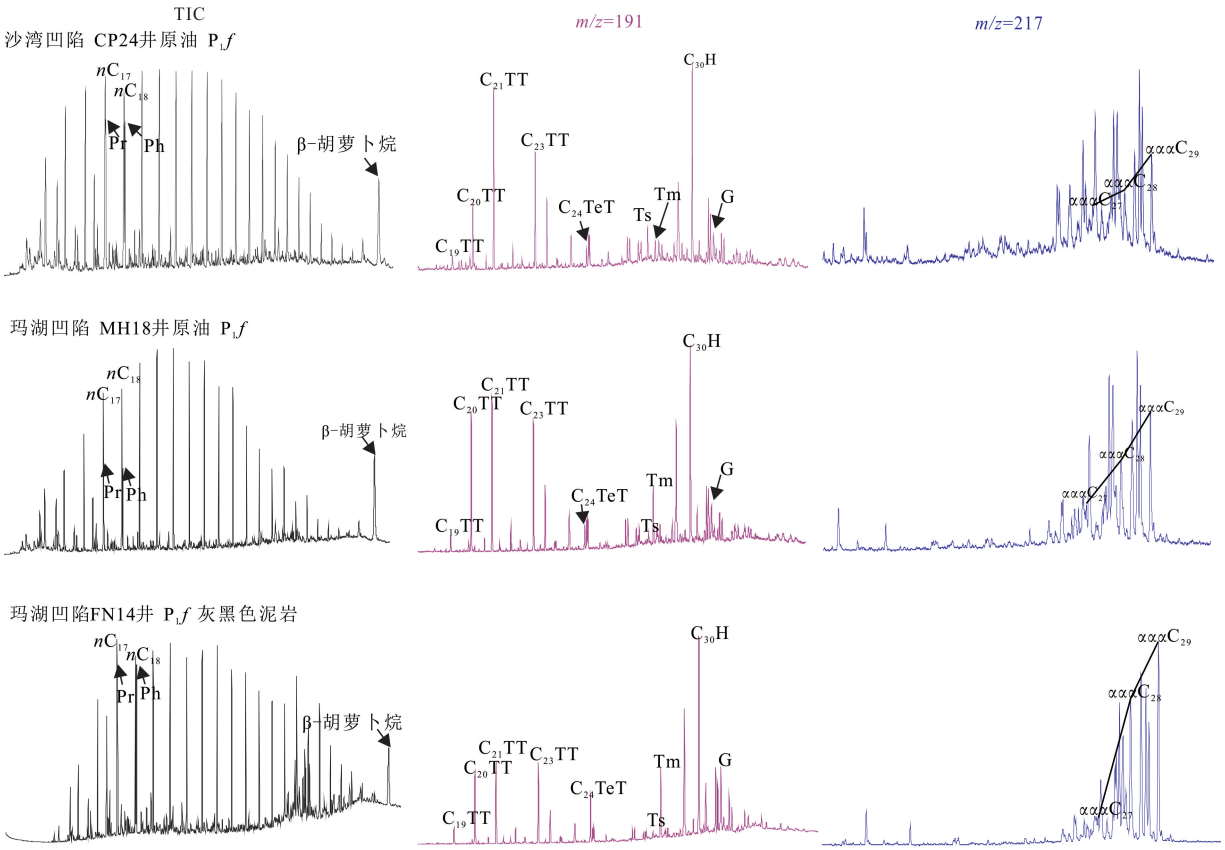


图 14　沙湾凹陷 C 类原油(CP24 井)与玛湖凹陷原油(MH18 井)、烃源岩(FN14 井)气相色谱-质谱图

Fig.14　Gas chromatography-mass spectrum of Type C crude oil in Shawan depression (Well CP24) and crude oil (Well MH18) and source rock (Well FN14) of in Mahu depression

木河组为D类原油生油母质的可能性小。普遍认为沙湾凹陷南部地区和四棵树凹陷中发育侏罗系烃源岩[25]。沙湾凹陷北部普遍钻遇侏罗系泥岩,但是埋深较小,成熟度低,不具备大规模生烃能力。而凹陷南部侏罗系埋深大,沉积中心区埋深超过5 000 m,具备生烃能力。沙湾凹陷侏罗系烃源岩为春光油田沙湾组轻质原油的主要母质[45]。原油谱图特征表明D类原油和侏罗系来源的Ka6井原油[46]以及野外深色泥岩均具有良好的亲缘性(图15),原油碳同位素平均值(-26.77‰)和Ka6井原油碳同位素值(-26.54‰)相近,原油单体烃同位素分布特征和Ka6井均呈现随着碳数增加同位素逐渐变重的相似特征(图16),进一步表明沙湾凹陷D类原油来源为侏罗系烃源岩。

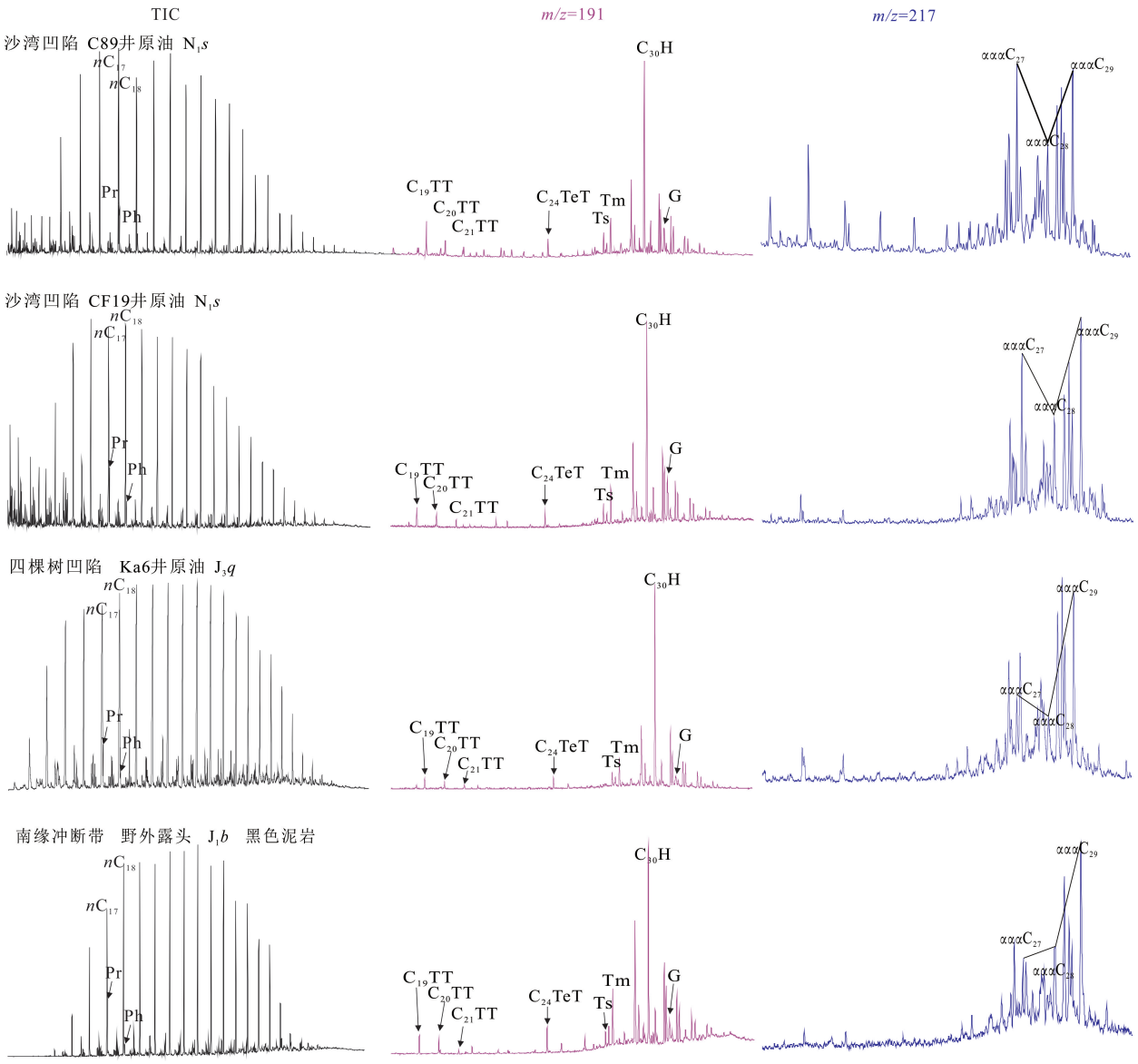


图15 沙湾凹陷D类原油(C89、CF19井)、Ka6原油及侏罗系烃源岩气相色谱质谱图

Fig.15 Gas chromatography-mass spectrum of Type D crude oil (Well C89 and Well CF19) in Shawan depression, Well Ka6 crude oil and Jurassic source rock

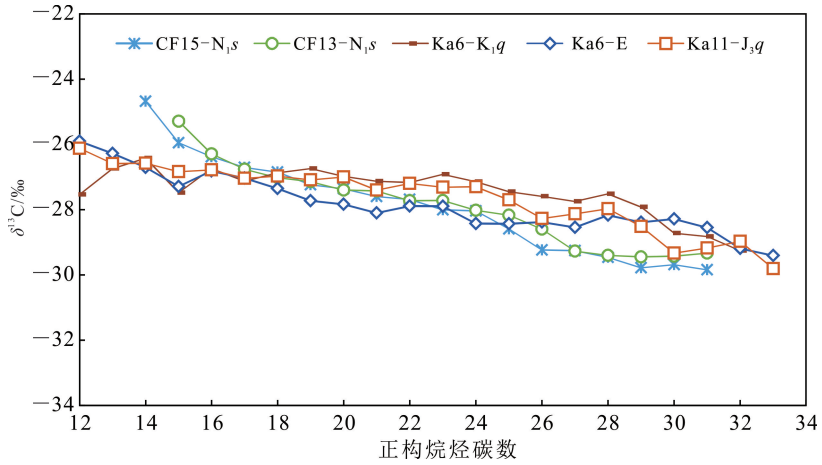


图 16　沙湾凹陷 D 类原油(CF15、CF13 井)和 Ka6、Ka11 井原油单体烃同位素组成分布

Fig.16　Carbon isotopic composition of n-alkanes of Type D crude oil (Well CF15 and CF13) in Shawan depression and cude oil of Well Ka6 and Ka11

5　结论

1)沙湾凹陷发育风城组 1 套偏腐泥型烃源岩,发育佳木河组、下乌尔禾组和侏罗系 3 套偏腐殖型烃源岩。

2)沙湾凹陷原油可分为 5 种类型,5 类原油在轻烃组成、Pr/Ph、Pr/nC_{17}、Ph/nC_{18}、β-胡萝卜烷、C_{19}三环萜烷、C_{24}四环萜烷、伽马蜡烷等地球化学指标和单体烃同位素组成上具有明显的差异。A_1亚类原油来源于下乌尔禾组高成熟阶段生成原油,A_2亚类原油来源于下乌尔禾组成熟阶段生成原油,B 类原油成因为下乌尔禾组和风城组生成油混合,C 类原油为风城组烃源岩生成油,D 类原油来源于侏罗系烃源岩生成原油。周缘构造和斜坡区丰富多样的原油类型,尤其在斜坡区原油既有下乌尔禾组来源又有风城组来源,证实了沙湾凹陷具备多套烃源岩的充足供烃,资源潜力大,为沙湾凹陷进一步在斜坡及下凹区提供勘探依据。

参考文献(References):

[1] 陈建平,王绪龙,邓春萍,等. 准噶尔盆地烃源岩与原油地球化学特征[J]. 地质学报,2016,90(1):37-67.
Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, et al. Geochemical Characteristics of Source Rock and Crude Oil in Junggar Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2016, 90(1):37-67.

[2] 陈建平,王绪龙,邓春萍,等. 准噶尔盆地油气源、油气分布与油气系统[J]. 地质学报,2016,90(3):421-450.
Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, et al. Source, Distribution and System of Oil and Gas in Junggar Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2016, 90(3):421-450.

[3] 何文军,王绪龙,邹阳,等. 准噶尔盆地石油地质条件、资源潜力及勘探方向[J]. 海相油气地质,2019,24(2):75-84.
He Wenjun, Wang Xulong, Zou Yang, et al. Petroleum Geological Conditions, Resource Potential and Exploration Direction in Junggar Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2019,24(2):75-84.

[4] 钱海涛,苏东旭,阿布力米提·依明,等. 准噶尔盆地盆 1 井西凹陷斜坡区油气地质特征及勘探潜力[J]. 天然气地球科学,2021,32(4):551-561.
Qian Haitao, Su Dongxu, Ablmit Imin, et al. Petroleum Geological Characteristics and Exploration Potential in Slope Area of Well Pen-1 Western Depression in Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(4): 551-561.

[5] 任英姿. 车排子凸起新近系沙湾组原油轻烃地球化学特征及油源分析[J]. 油气地质与采收率,2014,21(3):10-14.
Ren Yingzi. Geochemical Characteristic of Light Hydrocarbonin Crude Oil, Shawan Formation of Chepaizi Uplift[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(3):10-14.

[6] 徐佑德. 车排子凸起东翼石炭系稠油特征及成因分析[J]. 特种油气藏,2019,26(1):50-56.
Xu Youde. Characteristics and Genesis Analysis of

Carboniferous Heavy Oil on East Flank of Chepaizi Salient[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(1):50-56.

[7] 武小宁,钟厚财,林煜,等.中拐凸起走滑断裂发育特征及对成藏的控制作用[J].断块油气田,2023,30(2):286-293.
Wu Xiaoning, Zhong Houcai, Lin Yu, et al. The Development Characteristics of Strike-Slip Faults and Its Control Effect on Reservoir Accumulation in Zhongguai Uplift[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023,30(2):286-293.

[8] 赵力彬. 准噶尔盆地中拐凸起油气成藏地球化学研究[D]. 北京:中国石油大学(北京), 2005.
Zhao Libin. The Geochemistry of Petroleum Pool Forming of Zhongguai Uplift in Junggar Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2005.

[9] 王绪龙, 康素芳. 准噶尔盆地腹部及西北缘斜坡区原油成因分析[J]. 新疆石油地质, 1999, 20(2):108-112.
Wang Xulong, Kang Sufang. Genetic Analysis of Crude Oil in Hinterland and Northwestern Margin Slope Area of Junggar Basin[J]. XinJiang Petroleum Geology, 1999, 20(2):108-112.

[10] 王绪龙, 康素芳. 准噶尔盆地西北缘玛北油田油源分析[J]. 西南石油学院学报, 2001, 23(6):6-8,5.
Wang Xulong, Kang Sufang. Oil Source Analysis of Mabei Oilfield in Northwestern Junggar Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2001, 23(6):6-8,5.

[11] Tao S, Wang C, Du J, et al. Geochemical Application of Tricyclic and Tetracyclic Terpanes Biomarkers in Crude Oils of NW China[J]. Marine & Petroleum Geology, 2015, 67:460-467.

[12] 陈世加, 曾军, 王绪龙, 等. 红车地区油气成藏地球化学研究[J]. 西南石油学院学报, 2004,26(6):1-4.
Chen Shijia, Zeng Jun, Wang Xulong, et al. Geochemical Study on Hydrocarbon Accumulation in Hongche Area[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2004,26(6):1-4.

[13] 张枝焕, 李伟, 孟闲龙, 等. 准噶尔盆地车排子隆起西南部原油地球化学特征及油源分析[J]. 现代地质, 2007,21(1):133-140.
Zhang Zhihuan, Li Wei, Meng Xianlong, et al. Petroleum Geochemistry and Oil-Source Analysis in the Southwest of Chepaizi Uplift, Junggar Basin[J]. Geoscience, 2007,21(1):133-140.

[14] 周杨. 车排子凸起春光区块油气成藏规律研究[D].荆州:长江大学, 2014.
Zhou Yang. Hydrocarbon Accumulation Law Reserch in Chugguang Area of Chepaizi Arch[D]. Jingzhou: Yangtze University, 2014.

[15] 刘洛夫, 孟江辉, 王维斌, 等. 准噶尔盆地西北缘车排子凸起上、下层系原油的地球化学特征差异及其意义[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2011,41(2):377-390.
Liu Luofu, Meng Jianghui, Wang Weibin, et al. Differences in Geochemical Characteristics of Oils Trapped in the Upper and the Lower Series of Strata of Chepaizi Uplift Along Northwest Margin of Basin and Their Significances[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2011,41(2):377-390.

[16] 黄攀, 任江玲, 李二庭, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷烃源岩和原油生物标志物与碳同位素组成及其意义[J]. 地球化学, 2016,45(3):303-314.
Huang Pan, Ren Jiangling, Li Erting, et al. Biomker and Carbon Isotopic Compositions of Source Rock Extracts and Crude Oils from Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Geochemica, 2016,45(3):303-314.

[17] 王绪龙. 准噶尔盆地烃源岩与油气地球化学[M]. 北京:石油工业出版社, 2013.
Wang Xulong. Source Rocks and Oil-Gas Geochemistry in Junggar Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.

[18] 吴松涛, 梁宇生, 张磊, 等. 沙湾凹陷与盆1井西凹陷构造过渡关系及地质意义[J]. 新疆石油地质, 2018,39(3):277-284.
Wu Songtao, Liang Yusheng, Zhang Lei, et al. Tectonic Transition Relationship Between Shawan Sag and Western Well Pen-1 Sag and Its Geological Significance[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(3):277-284.

[19] 何登发, 吴松涛, 赵龙, 等. 环玛湖凹陷二叠—三叠系沉积构造背景及其演化[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1):35-47.
He Dengfa, Wu Songtao, Zhao Long, et al. Tectono-Depositional Setting and Its Evolution During Permian Triassic Around Mahu Sag, Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 35-47.

[20] 商丰凯. 叠合盆地凸起区多期复杂断裂特征及形成机制:以准噶尔盆地车排子凸起为例[J].断块油气田,2020,27(3):278-283.
Shang Fengkai. Characteristics and Formation

Mechanism of Multi-Stage Complex Fault System of Uplift in Superimposed Basin: A Case Study of Chepaizi Uplift, Junggar Basin, NW China[J]. Fault Block Oil Gas & Field, 2020,27(3):278 - 283.

[21] 刘惠民,张关龙,范婕,等.准噶尔盆地腹部征沙村地区征 10 井的勘探发现与启示[J].石油与天然气地质,2023,44(5):1118 - 1128.
Liu Huimin, Zhang Guanlong, Fan Jie, et al. Exploration Discoveries and Implications of Well Zheng 10 in the Zhengshacun Area of the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023,44(5):1118 - 1128.

[22] 曹剑,雷德文,李玉文,等.古老碱湖优质烃源岩:准噶尔盆地下二叠统风城组[J].石油学报,2015,36(7):781 - 790.
Cao Jian, Lei Dewen, Li Yuwen, et al. The Ancient High-Quality Alkaline Lacustrine Source Rocks Were Found in the Lower Permian Fengcheng Formation, Junggar Basin[J]. Acta Petroleum Sinica, 2015,36(7):781 - 790.

[23] 秦志军,陈丽华,李玉文,等.准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组碱湖古沉积背景[J].新疆石油地质,2016,37(1):1 - 6.
Qin Zhijun, Chen Lihua, Li Yuwen, et al. Paleo-Sedimentary Setting of the Lower Permian Fengcheng Alkali Lake in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016,37(1):1 - 6.

[24] 夏刘文,曹剑,边立曾,等.准噶尔盆地玛湖大油区二叠纪碱湖生物-环境协同演化及油源差异性[J].中国科学:地球科学,2022,52(4):732 - 746.
Xia Liuwen, Cao Jian, Bian Lizeng, et al. Co-Evolution of Paleo-Environment and Bio-Precursors in a Permian Alkaline Lake, Mahu Mega-Oil Province, Junggar Basin: Implications for Oil Sources[J]. Science China: Earth Sciences, 2022,52(4):732 - 746.

[25] 陈建平,王绪龙,邓春萍,等.准噶尔盆地南缘油气生成与分布规律:烃源岩地球化学特征与生烃史[J].石油学报,2015,36(7):767 - 780.
Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, et al. Geochemcial of Rocks Source Rocks in the Southern Margin, Junggar Basin, Northwestern China[J]. Acta Petroleum Sinica, 2015,36(7):767 - 780.

[26] Yu S, Pan C C, Wang J J. 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, 2012, 42(10):1241 - 1262.

[27] Jin X D, Pan C C, Shuang Y, et al. Organic Geochemistry of Marine Source Rocks and Pyrobitumen-Containing Reservoir Rocks of the Sichuan Basin and Neighbouring Areas, SW China[J]. Marine & Petroleum Geology, 2014, 56:147 - 165.

[28] 陈哲龙,柳广弟,卫延召,等.准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系烃源岩三环萜烷分布样式及影响因素[J].石油与天然气地质,2017,38(2):311 - 322.
Chen Zhelong, Liu Guangdi, Wei Yanzhao, et al. Distribution Pattern of Tricyclic Terpanes and Its Influencing Factors in the Permian Source Rocks from Mahu Depression in the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017,38(2):311 - 322.

[29] Mango F D. The Origin of Light Hydrocarbons in Petroleum: A Kinetic Test of the Steady-State Catalytic Hypothesis[J]. Geochim Cosmochim Acta, 1990,54(5):1315 - 1323.

[30] Mango F D. An Invariance in the Isoheptanes of Petroleum[J]. Science, 1987, 237: 514 - 517.

[31] 吴夏,李生涛,万慧,等.原油轻烃地球化学特征研究[J].当代化工,2018,47(4):840 - 843.
Wu Xia, Li Shengtao, Wan Hui, et al. Study on Geochemical Characteristics of Light Hydrocarbons in Crude Oil[J]. Contemporary Chemical Industry, 2018,47(4):840 - 843.

[32] Thompson K. Classification and Thermal History of Petroleum Based on Light Hydrocarbons[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1983, 47(2): 303 - 316.

[33] Peters K E, Walters C C, Moldowan J M. The Biomarker Guide(Ⅱ): Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2004.

[34] Samuel O J, Kildahl-Andersen G, Nytoft H P, et al. Novel Tricyclic and Tetracyclic Terpanes in Tertiary Deltaic Oils: Structural Identification, Origin and Application to Petroleum Correlation[J]. Organic Geochemistry, 2010,41(12):1326 - 1337.

[35] 王国彬,王熠,李二庭,等.准噶尔盆地玛湖凹陷西斜坡百口泉组含油储集岩分子与碳同位素地球化学特征及其意义[J].地球化学,2017,46(3):276 - 291.
Wang Guobin, Wang Yi, Li Erting, et al. Molecular and Carbon Isotopic Compositions of Oil Components in the Baikouquan Formation Oil-Bearing Reservoir Rocks on the Western Slope of the Mahu Sag Junggar

Basin[J]. Geochemica, 2017,46(3):276-291.

[36] 张鸾沣. 准噶尔盆地玛湖凹陷深层烃源岩与油气成藏模式研究[D]. 南京:南京大学, 2015.
Zhang Luanfeng. Hydrocarbon Source Rock and Accumulation Model in the Deep-Buried Strata of the Mahu Sag in the Junggar Basin, NW China[D]. Nanjing: Nanjing University, 2015.

[37] 支东明, 唐勇, 何文军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组常规-非常规油气有序共生与全油气系统成藏模式[J]. 石油勘探与开发, 2021,48(1):38-51.
Zhi Dongming, Tang Yong, He Wenjun, et al. Orderly Coexistence and Accumulation Models of Conventional and Unconventional Hydrocarbons in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021,48(1):38-51.

[38] 阿布力米提, 曹剑, 陈静, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷高成熟油气成因与分布[J]. 新疆石油地质, 2015,36(4):379-384.
Abulimiti, Cao Jian, Chen Jing, et al. Origin and Occurrence of Highly Matured Oil and Gas in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015,36(4):379-384.

[39] 支东明, 唐勇, 郑孟林, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油藏地质特征与成藏控制因素[J]. 中国石油勘探, 2019,24(5):615-623.
Zhi Dongming, Tang Yong, Zheng Menglin, et al. Geological Characteristics and Accumulation Controlling Factors of Shale Reservoirs in Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin [J] China Petroleum Exploration, 2019,24(5):615-623.

[40] 吴涛, 王彬, 费李莹, 等. 准噶尔盆地凝析气藏成因与分布规律[J]. 石油学报, 2021,42(12):1640-1653.
Wu Tao, Wang Bin, Fei Liying, et al. Origin and Distribution of Condensate Gas Reservoirs in Junggar Basin[J]. Acta Petroleum Sinica, 2021, 42(12):1640-1653.

[41] 李二庭, 陈俊, 曹剑, 等. 准噶尔盆地莫索湾地区原油地球化学特征及成因分析[J]. 石油实验地质, 2022,44(1):112-120.
Li Erting, Chen Jun, Cao Jian, et al. Geochemical Characteristics and Genetic Analysis of Crude Oil in Mosuowan Area, Junggar Basin [J]. Petrtleum Geology & Experiment. 2022,44(1):112-120.

[42] 王奕松. 准噶尔盆地西北缘中拐地区二叠系流体包裹体特征及其包含的油气运移成藏信息[D].西安:西北大学, 2016.
Wang Yisong. The Characteristics of Fluid Inclusion and Their Contained Information on Hydrocarbon Migration and Accumulation Among Permian Systems in Zhongguai Area, Junggarbasin, Northwestern China [D]. Xi'an: Northwest University, 2016.

[43] 李振华, 邱隆伟, 孙宝强, 等. 准噶尔盆地中拐地区佳木河组流体包裹体特征及成藏期次划分[J]. 天然气地球科学, 2013,24(5):931-939.
Li Zhenhua, Qiu Longwei, Sun Baoqiang, et al. Characteristics of Fluid Inclusion and Charging Events of Natural Gas in Permian Jiamuhe Formation of Zhongguai Area, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013,24 (5): 931-939.

[44] 曹剑, 胡文瑄, 姚素平, 等. 准噶尔盆地西北缘油气成藏演化的包裹体地球化学研究[J]. 地质论评, 2006,52(5):700-707.
Cao Jian, Hu Wenxuan, Yan Suping, et al. Timing of Petroleum Accumulation and the Division of Reservoir-Forming Assemblages, Junggar Basin, NW China[J]. Geological Review, 2006,52(5):700-707.

[45] 沈扬, 贾东, 赵宏亮, 等. 准噶尔盆地西部车排子凸起新近系沙湾组成藏体系与富集规律[J]. 地质通报, 2010,29(4):581-588.
Shen Yang, Jia Dong, Zhao Hongliang, et al. Shawan Formation Pool-Forming System and Enrichment Regular Pattern in Chepaizi Uplift, Western Junggar Basin, China[J]. Geological Bulletin of China, 2010, 29(4):581-588

[46] 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 等. 准噶尔盆地南缘油气生成与分布规律:原油地球化学特征与分类[J]. 石油学报, 2015,36(11):1315-1331.
Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, et al. Geochemcial of Rocks Source Rocks in the Southern Margin, Junggar Basin, Northwestern China [J]. Acta Petroleum Sinica, 2015,36(11):1315-1331.