

DOI:10.13232/j.cnki.jnju.2020.03.003

准噶尔盆地芦草沟组致密油系统油源对比 与成藏非均质性研究

王俞策¹, 曹 剑^{1*}, 陶柯宇¹, 李二庭², 向宝力², 施春华¹

(1. 南京大学地球科学与工程学院, 南京, 210023; 2. 中国石油新疆油田分公司, 克拉玛依, 834000)

摘 要: 致密油成藏的非均质性是当前致密油研究的热点与难点, 为进一步深化对其的理解, 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷中二叠统芦草沟组为例, 开展了一个实例研究. 结果表明, 芦草沟组垂向上总体可分为上、下甜点体及其所夹的中部泥岩段. 烃源岩研究发现, 芦草沟组整段发育优质烃源岩, 并以上下甜点体更好, 主要生物母质为水生藻类, 干酪根类型主要是 II 型, 成熟演化. 油源对比研究发现, 芦草沟组“下甜点体”自生自储、近源聚集. 相比而言, “上甜点体”除了也有近源聚集特征外, 同时跨层为上覆上二叠统梧桐沟组提供油源. 而中部泥岩段所生原油主要运移至“上甜点体”成藏. 故芦草沟组的成藏从下到上依次为近源聚集、纵向运移、近源聚集以及纵向运移, 表现出强烈的非均质性, 这可能是陆相致密油聚集的普遍特征, 在勘探开发中需加以关注, 从页岩油-致密油-常规油全含油气系统的角度考虑. 这些认识可应用于区域下一步油气勘探部署中.

关键词: 致密油, 页岩油, 成藏非均质性, 全含油气系统, 咸化湖盆, 芦草沟组, 准噶尔盆地

中国分类号: P59

文献标识码: A

Oil-source correlation and accumulation heterogeneity of tight oils in the Middle Permian Lucaogou Formation, Junggar Basin

Wang Yuce¹, Cao Jian^{1*}, Tao Keyu¹, Li Erting², Xiang Baoli², Shi Chunhua¹

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Nanjing University, Nanjing, 210023, China;

2. Research Institute of Experiment and Testing, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, 834000, China)

Abstract: The heterogeneity of accumulation is highlighted and challenging in the study of tight oil systems. To improve the understanding of this issue, this study conducts a case study in the middle Permian Lucaogou Formation of the Jimusar sag, Junggar basin. Results show that the Lucaogou Formation can be divided into three sections, i.e., the Upper sweet spots, the Lower sweet spots, and the middle section mudstones intervening the two sweet spots. Organic rich source rock are developed not only in the two sweet spots but also in the entire middle section mudstones. Kerogen is primarily Type II with the contribution of aquatic algae. Thermal maturity is moderate. Oil-source correlation reveals the source rocks and reservoirs have similar geochemical characteristics in the lower sweet spots, reflecting a proximal hydrocarbon accumulation pattern (near-source accumulation). In contrast, the hydrocarbons generated in the upper sweet spots are not only preserved in the upper sweet spots internally but also migrated to the overlying upper Permian Wutonggou Formation reservoirs. Oils generated in the middle section mudstones also migrated to the high-quality reservoirs in the upper sweet spots. As such, the tight oil accumulation is complex in the study area. From base to top, the accumulation patterns in the Lucaogou Formation were near-source accumulation, vertical migration and accumulation, near-source accumulation, and vertical migration and accumulation,

基金项目: 国家自然科学基金(41830425, 41802145), 中国石油重大科技专项(2017E-0401)

收稿日期: 2020-03-03

* 通讯联系人, E-mail: jcao@nju.edu.cn

thereby showing strong heterogeneities. Our data suggest that these processes and patterns might be typical of tight oil accumulations universally, especial in lacustrine systems. The exploration and study should be extended to the total petroleum systems including shale oil, tight oil and conventional oil. In addition, the results will provide significant guidance for future exploration and exploitation in the region.

Key words: tight oil, shale oil, heterogeneous hydrocarbon accumulation, total petroleum systems, brackish lacustrine basin, Lucaogou Formation, Junggar Basin

致密油(页岩油)是指赋存于页岩系统中致密砂岩、致密碳酸盐岩等相对高储渗体中的油气,过去因勘探开发技术的限制而开采困难,所以关注不多,现在则随着技术的进步而越来越受到重视,是21世纪油气勘探的重要接替领域^[1-3]. 致密油根据宏观沉积环境可分为海相和陆相两种,其中国外以海相为主,典型包括美国的 Bakken, Eagle Ford 等^[4-6];而中国则以陆相为特色,典型包括渤海湾盆地沙河街组^[7]、准噶尔盆地芦草沟组^[8]以及鄂尔多斯盆地延长组^[9]等. 大量研究表明,无论是海相还是陆相致密油,其富集均具有显著的非均质性. 所谓非均质性,是指其无论是在米级还是在毫米-微米级的旋回尺度上,砂-泥互层特点都很显著^[10]. 然而,泥岩是否都具备生烃潜力,又在什么样的条件下能够聚集于砂岩储层中,并不是很清楚,这限制了对致密油成因与富集规律的认识. 并且相较而言,陆相因沉积环境多变而非均质性更为显著,因而研究困难,是该领域研究的热点与难点^[3].

准噶尔盆地东南缘吉木萨尔凹陷是目前中国最大的致密油勘探开发区,目的层位为中二叠统芦草沟组^[11]. 芦草沟组在沉积过程中古环境复杂多变,导致其岩性的复杂和纵向上的多变,使得油层薄(0.04~4.52 m)且极不均匀^[12],因此针对芦草沟组致密油成因与聚集特征一直是当下研究的一个热点和难点问题. 前人研究发现,芦草沟组烃源岩为一套泥岩、碳酸盐岩和细粒碎屑岩的混合沉积,发育上、下两个甜点段,其中“上甜点段”以碳酸盐岩类沉积为主,微相类型为滨浅湖滩坝,而“下甜点段”则以细粒碎屑岩沉积为主,微相类型为三角洲前缘远砂坝和席状砂^[13]. 芦草沟组致密油聚集特征总体是自生自储、近源聚集^[11]. 然而从整个沉积序列上看,芦草沟组致密油系统砂-泥互层非常复杂,可能并不能仅仅用近源聚集/自生自储这一个特征进行概括,如以“上甜点段”为例,有些生标特征在烃源岩和储层之间展现出了

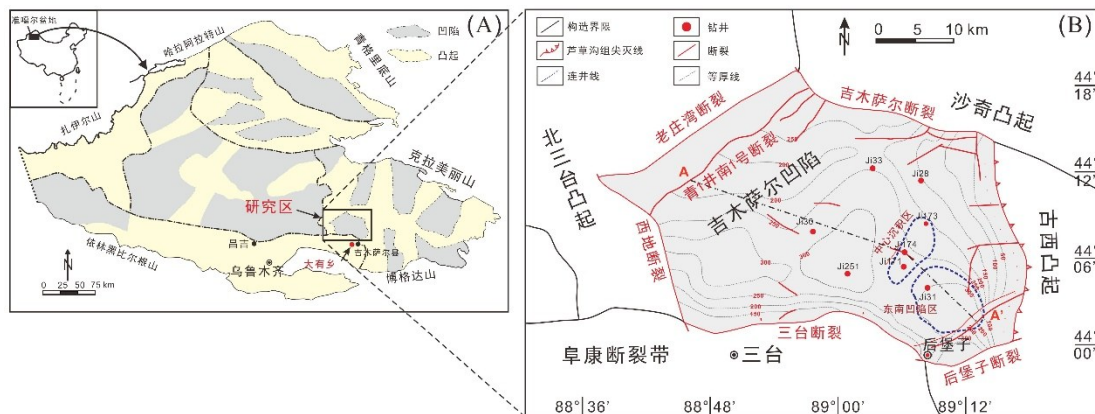
差异,如 C_{24} 四环萜烷、伽马蜡烷等^[14],反映不能完全解释为近源聚集. 因此可见,准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油的成因与聚集特征研究还需进一步研究,这是致密油非均质性研究的一个典型代表.

有鉴于此,为加强对致密油成藏非均质性的理解,本文力图以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷中二叠统芦草沟组为例,主要采用地球化学研究方法,开展一个实例研究,首先分析致密油系统中烃源岩的生烃潜力,再进行油源对比,最后结合地质背景建立成藏模式,揭示非均质性. 研究认识同时也可为区域下步致密油勘探提供参考信息,因而可望具有重要的基础理论与实践应用研究意义.

1 地质背景

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷位于盆地东部隆起的西南部,周缘以断裂为界,包括北部的吉木萨尔断裂、南部的三台断裂、西部的老庄湾断裂和西地断裂,向东逐渐过渡为奇台凸起(图1)^[10,15-16]. 吉木萨尔凹陷是一个在下石炭统褶皱基底上沉积形成的西深东浅、西断东超的箕状凹陷,凹陷内构造平缓,地形单一(图2),南北宽约30 km,东西长约60 km,总面积约为1278 km²(图1). 它经历了多期构造事件,包括海西期(中泥盆世-晚二叠世乐平期,386~258 Ma)、印支期(乐平期至三叠纪,258~205 Ma)、燕山期(侏罗纪至白垩纪,205~65 Ma)和喜马拉雅期(渐新世至更新世,24.6~0.78 Ma).

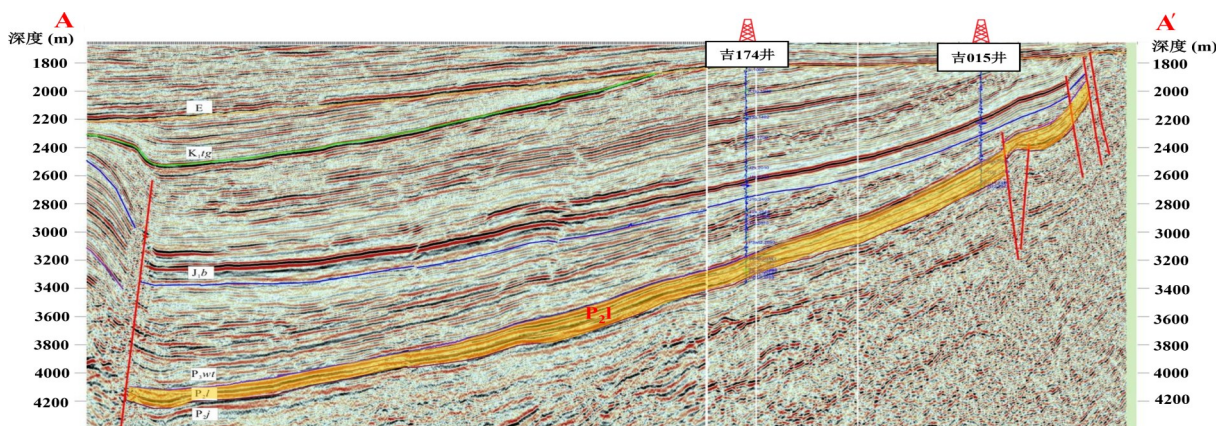
二叠纪北天山火山运动导致吉木萨尔凹陷连续沉降与沉积,形成了中二叠统芦草沟组泥岩、砂岩和碳酸盐岩的夹层/互层状沉积,是重要的烃源岩系,也是本次研究的目的层^[16-17]. 后在燕山和喜马拉雅造山运动过程中发生了强烈的改造作用,使得凹陷东部抬升明显,西部发育西倾的逆冲断裂,南北向展布^[18]. 总体而言,研究区地层整体保存完整,从石炭系至侏罗系都有发育^[19].



(A)吉木萨尔凹陷在准噶尔盆地中的位置;(B)吉木萨尔凹陷井位分布厚度图

图 1 吉木萨尔凹陷构造位置及井位概况图

Fig. 1 Schematic diagrams showing the basin structure and well location of the Jimusar sag



P_2j =二叠系井井子组, P_2l =二叠系芦草沟组, P_3wt =二叠系梧桐沟组,

J_1b =侏罗系八道湾组, K_1tg =白垩系吐谷鲁群, E =古近系. 剖面位置参见图 1B

图 2 吉木萨尔凹陷地层与构造基本格架地震剖面

Fig. 2 Seismic profile showing the basic framework of stratigraphy and structures in the Jimusar sag

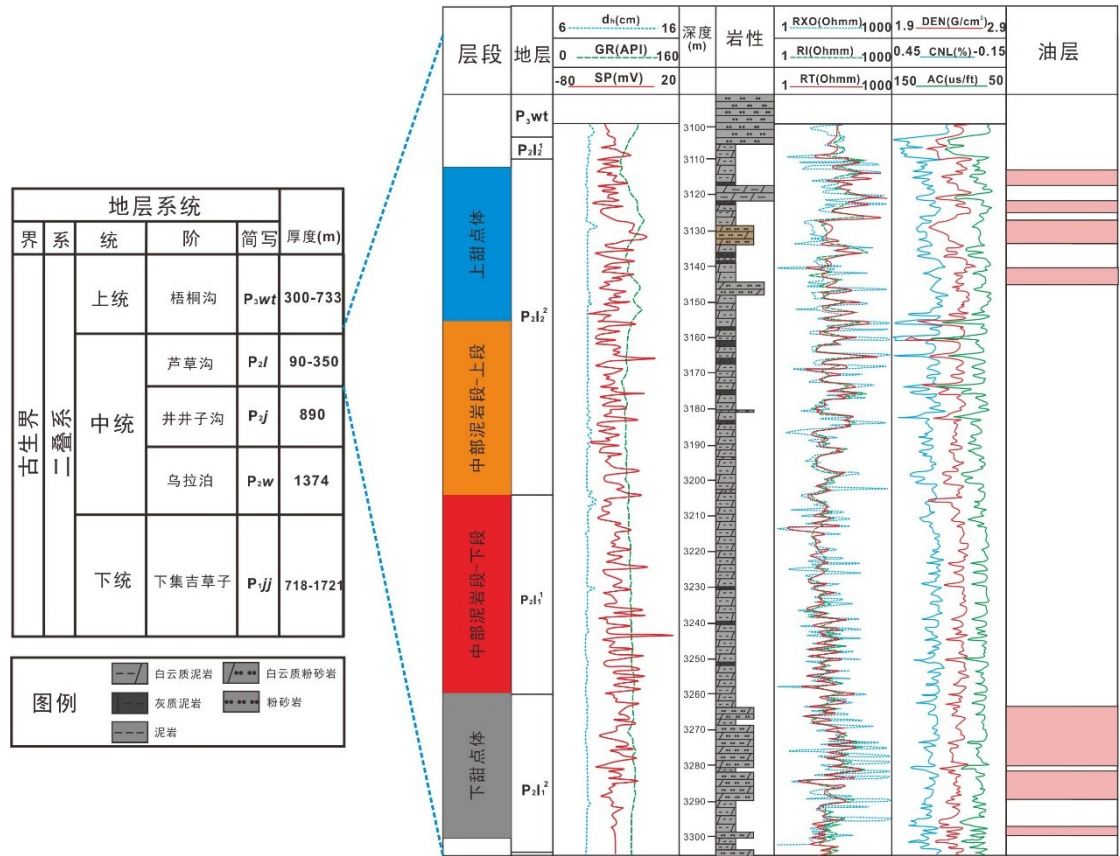
中二叠统芦草沟组目的层现今埋深 2500~4255 m, 表现为西深东浅的特征(图 2), 属于一套咸化湖-盐湖相混合沉积, 从而岩性复杂多变, 可见砂岩、粉砂岩、泥岩、碳酸盐岩等^[13]. 如图 3, 芦草沟组地层总体由上、下两个由粗到细的沉积旋回组成^[20], 并可根据岩性-电性特征进一步自下而上划分为 $P_2l_1^2$, $P_2l_1^1$, $P_2l_2^2$ 和 $P_2l_2^1$ 四个层段(图 3). 根据岩石的物性, 前人将上下两部分储集性能相对较高、产油较好的层段定为“上甜点段”($P_2l_2^2$)和“下甜点段”($P_2l_1^2$)^[10]. 比较而言, “下甜点段”相对储层厚且集中, “上甜点段”相对储层薄且分散. 此外, 在上、下甜点段中间($P_2l_1^1$ - $P_2l_2^1$)还存在

着一段泥岩, 厚度在 97~182 m 之间, 定义为“中间泥岩段”.

总体而言, 以上介绍的两套甜点段厚度大(超过 200 m)、分布广(725 km^2)^[10,13], 其中发现的原油均属稠油性质, 50°C 粘度在 45.6~434.9 mPa·s.

2 样品与方法

本次研究共选取研究区典型芦草沟组全取心吉 174 井的 98 件岩心样品进行了分析, 其中上甜点体 35 个, 中部泥岩段上段 25 个, 中部泥岩段下段 16 个, 下甜点体 22 个, 具体分析方法包括总有机碳(TOC)、岩石热解(Rock-Eval)、同位素以及生物标



CALI=井径,GR=伽马射线,SP=自然电位,DEN=密度,AC=声波时差,RT=地层电阻率,RI=侵入带电阻率
P₂l₁¹=下芦草沟组上段,P₂l₁²=下芦草沟组下段,P₂l₂¹=上芦草沟组上段,P₂l₂²=上芦草沟组下段

图3 吉木萨尔凹陷芦草沟组综合柱状图(吉174井)

Fig. 3 Generalized comprehensive stratigraphy of the Jimusar sag, based on the representative Well Ji 174

志化合物,用于分析生烃潜力.同时还选取12个原油样品展开生物标志化合物分析,进行油源对比,其中,三个样品选自芦草沟组下甜点体,六个样品选自芦草沟组上甜点体,三个样品选自上覆梧桐沟组.

总有机碳分析在Elementar vario MARCO CHNS元素分析仪上进行,分析前将所有新鲜样品研磨至100目左右,将研磨后的粉末用1 mol·L⁻¹稀盐酸处理24 h以去除无机碳,再用蒸馏水清洗离心、烘干以去除多余的HCl.

岩石热解分析在Rock-Eval VI型仪器中完成,分析方法参照岩石热解分析国家标准GB/T18602-2012.选取新鲜样品研磨至100目以下,将样品置于He中以300℃恒温加热3 min,得到表示游离烃的S₁值(mg HC·g⁻¹ Rock);将热解炉温度以25℃·min⁻¹的速率从300℃升温到600℃,得到表示裂解烃的S₂值(mg HC·g⁻¹ Rock),S₂峰

值最大时的加热温度即为T_{max}.最后以公式计算得氢指数HI=S₂/TOC×100.

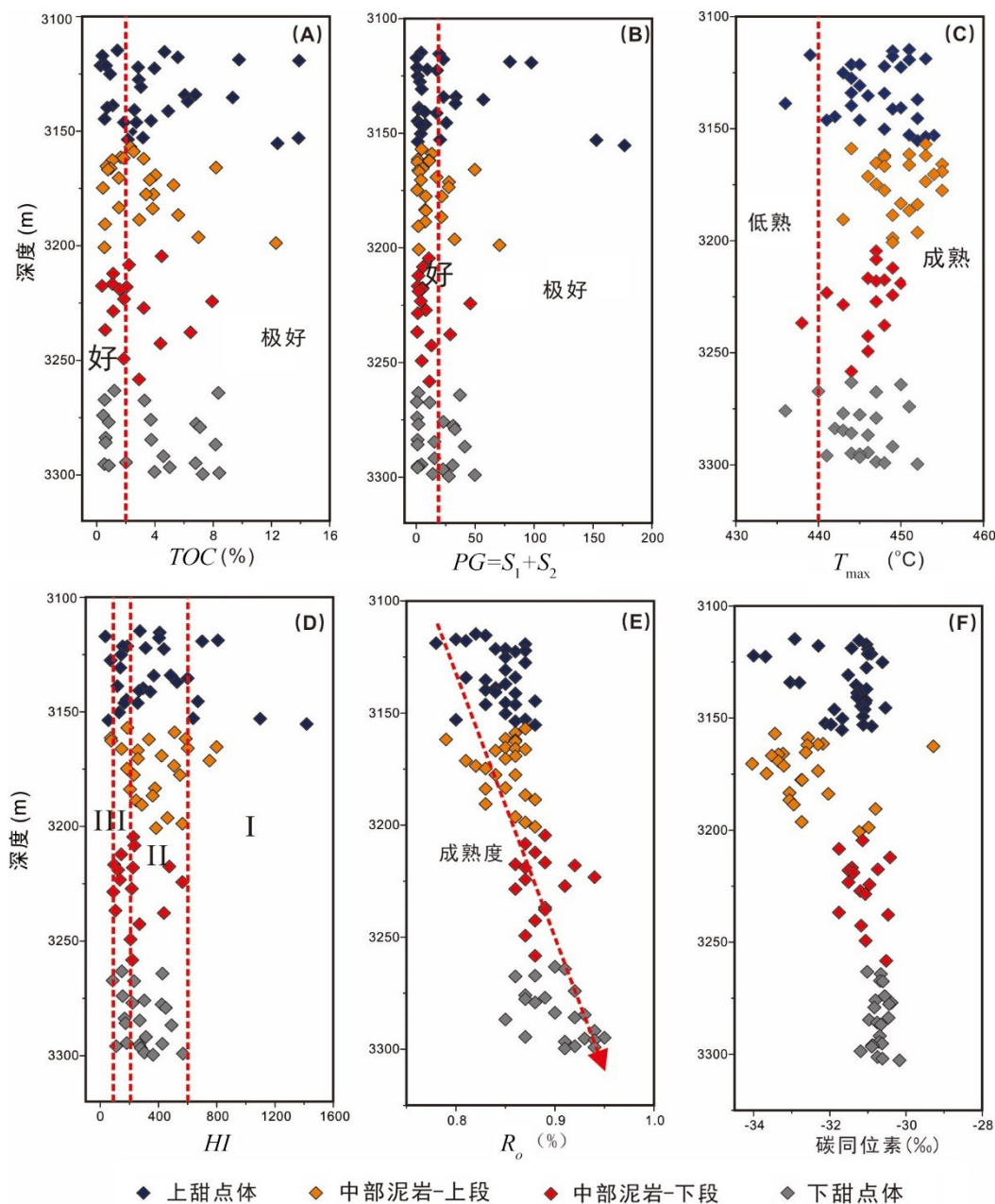
碳同位素(δ¹³C)使用MAT 253同位素测试仪器进行测定,精度小于0.1‰.同位素比值以标准VPDB为标准.

对原油/岩石抽提物的饱和烃组分进行气相色谱(GC)和色谱-质谱(GC-MS)分析.GC分析在HP-6890 GC气相色谱仪上完成,色谱柱型号为HP-5弹性石英毛细管柱(30 m×0.32 mm),固定相涂膜厚度0.25 μm,载气为N₂;分析时柱箱起始温度为80℃,恒温5 min,然后以4℃·min⁻¹的速率升温至290℃.GC-MS分析在Agilent 5973N色质仪上完成,载气为He,分析时柱箱起始温度60℃,恒温5 min,然后以8℃·min⁻¹的速率升温至120℃,再继续以2℃·min⁻¹的速率升温至290℃,然后恒温30 min.

3 结 果

3.1 总有机碳 吉 174 井全井段烃源岩样品总有机碳 (TOC) 分析结果如图 4A, 变化范围为

0.27%~13.90%, 平均值为 3.64%, 变化范围较大. 从不同的层段上看, 有机碳含量上甜点体最好, 其次依次为下甜点体和中部泥岩段-上段, 中部泥岩段-下段有机碳含量最低(表 1).



(A) 总有机碳含量与深度关系; (B) 生烃潜力与深度关系; (C) 最高热解温度与深度关系;

(D) 氢指数与深度关系; (E) 镜质体反射率与深度关系; (F) 碳同位素与深度关系

图 4 吉 174 井芦草沟组地球化学特征综合柱状图

Fig. 4 Comprehensive geochemistry profile of Ji 174 well

3.2 岩石热解分析 所有样品可溶解烃 S_1 和热解烃 S_2 范围分别为 $0.01\sim 11.70\text{ mg HC}\cdot\text{g}^{-1}\text{ Rock}$ 和 $0.14\sim 176.00\text{ mg HC}\cdot\text{g}^{-1}\text{ Rock}$,平均值分别为 $0.85\text{ mg HC}\cdot\text{g}^{-1}\text{ Rock}$ 和 $17.46\text{ mg HC}\cdot\text{g}^{-1}\text{ Rock}$,具体各层段的数据见表1. 生烃潜力($PG=S_1+S_2$)范围 $0.15\sim 176.65\text{ mg HC}\cdot\text{g}^{-1}\text{ Rock}$,平均值为 $18.32\text{ mg HC}\cdot\text{g}^{-1}\text{ Rock}$ (图4B);在纵向的变化规律与上述TOC含量的变化趋势类似,上甜点体生烃潜力最强,其次依次为下甜点体,中部泥岩段-上段、中部泥岩段-下段相对最低(表1).

最高热解温度(T_{\max})范围如图4C所示,区间 $436\sim 455\text{ }^{\circ}\text{C}$,平均值为 $447.31\text{ }^{\circ}\text{C}$,整体处于成熟阶段. 其中,中部泥岩段上段样品的最高热解温度最高,其次依次为上甜点体、中部泥岩段下段和下甜点体(表1).

氢指数(HI)如图4D所示,范围 $35.90\sim 1417.07\text{ mg HC}\cdot\text{g}^{-1}\text{ TOC}$,平均值为 $334.32\text{ mg HC}\cdot\text{g}^{-1}\text{ TOC}$. 其中上甜点体氢指数最高,其次依次是中部泥岩段上段、下甜点体和中部泥岩段下段(表1).

表1 芦草沟组烃源岩基础及同位素地球化学特征

Table 1 Basic geochemistry and isotope data of Ji 174 well

地球化学特征	范围	芦草沟组 (98个)	上甜点体 (35个)	中部泥岩段上段 (25个)	中部泥岩段下段 (16个)	下甜点体 (22个)
TOC (%)	Min	0.27	0.27	0.43	0.36	0.35
	Max	13.9	13.9	12.31	7.93	8.42
	Ave	3.64	4.36	3.19	2.7	3.86
$PG=S_1+S_2$ ($\text{mg HC}\cdot\text{g}^{-1}\text{ Rock}$)	Min	0.15	0.15	0.82	0.74	0.48
	Max	176.65	176.65	49.71	45.83	49.63
	Ave	18.32	27.64	14.38	9.31	16.63
T_{\max} ($^{\circ}\text{C}$)	Min	436	439	443	438	436
	Max	455	454	455	450	452
	Ave	447.31	447.27	450.04	446	445.23
HI ($\text{mg HC}\cdot\text{g}^{-1}\text{ TOC}$)	Min	35.9	35.9	71.95	89.47	85.45
	Max	1417.07	1417.07	798.51	563.18	568.76
	Ave	334.32	389.17	373.76	232.59	288.69
R_o (%)	Min	0.78	0.78	0.79	0.86	0.86
	Max	0.95	0.88	0.88	0.91	0.95
	Ave	0.87	0.84	0.85	0.89	0.90
碳同位素 (‰)	Min	-34.04	-33.69	-34.04	-31.76	-31.19
	Max	-29.28	-30.54	-29.28	-30.42	-30.17
	Ave	-31.55	-31.55	-32.56	-31.13	-30.69

3.3 原油性质 如表2,在12件原油研究样品中,下甜点体和梧桐沟组原油具有相对较高的原油密度和较低的含蜡量,而饱和烃含量不及上甜点体原油. 相比而言,上甜点体原油密度相对偏低,含蜡量很高,饱和烃含量在族组分中占主导地位. 这反映了成藏的非均质性.

3.4 镜质体反射率 镜质体反射率(VR_o)分析结果如图4E,范围为 $0.78\%\sim 0.95\%$,平均值为 0.87% ,总体随深度增加而增加,展现出较好的规律性(表1).

3.5 碳同位素 岩石样品抽提物的稳定碳同位素($\delta^{13}\text{C}$)测定结果如图4F,分布在 $-34.04\text{‰}\sim$

表 2 原油物性及族组分组成特征

Table 2 Physical property and group compositions of crude oil samples

井号	层位	区域	样品深度段 (m)	密度 (g·cm ⁻³)	含蜡量 (%)	饱和烃 (%)	芳香烃 (%)	非烃 (%)	沥青质 (%)
吉 174	P ₂ L ₁	下甜点体	3255.00~3314.00	0.9222	4.77	48.11	17.30	30.82	3.77
吉 251	P ₂ L ₁		3960.00~4976.00	0.8938	3.50	54.80	18.15	23.29	3.76
吉 36	P ₂ L ₁		4391.00~5547.00	0.9071	3.60	55.98	16.77	21.26	5.99
吉 23	P ₂ L ₂	上甜点体东南凹陷区	2309.00~2385.00	0.8838	22.97	80.98	13.26	4.32	1.44
吉 301	P ₂ L ₂		2773.50~2776.50	0.8803	12.40	69.01	14.33	13.66	3.00
吉 37	P ₂ L ₂		2830.00~2849.00	0.8965	15.10	66.14	13.61	18.03	2.22
吉 174	P ₂ L ₂	上甜点体中心沉积区	3116.00~3146.00	0.8788	13.10	65.47	18.75	14.59	1.19
吉 172	P ₂ L ₂		3133.00~4360.00	0.8926	14.95	64.88	14.21	20.11	0.80
吉 171	P ₂ L ₂		3074.00~3102.50	0.8934	8.31	62.50	18.61	15.83	3.05
吉 002	P ₃ wt	梧桐沟组	1591.00~1601.00	0.9224	3.56	51.85	20.23	25.93	1.99
吉 003	P ₃ wt		1559.00~1605.00	0.9434	7.94	42.69	24.27	30.99	2.05
吉 014	P ₃ wt		1724.00~1736.00	0.9181	7.30	53.02	20.13	24.83	2.02

—29.28‰, 平均值—31.55‰. 其中, 中部泥岩段上段稳定碳同位素最轻, 其次依次为上甜点体、中部泥岩段下段和下甜点体(表 1).

3.6 分子标志物 98 个芦草沟组烃源岩样品中检测到了丰富的分子标志化合物, 包括正构烷烃、类异戊二烯烷烃、萜烷类和甾烷类等.

3.6.1 正构烷烃和类异戊二烯类烷烃 姥鲛烷(Pr)与植烷(Ph)的比值(Pr/Ph)分布在 0.74~2.09, 平均值 1.20, 整体上该比值大致随深度的增加而逐渐降低.

姥鲛烷和植烷与相邻的正构烷烃比值 Pr/ n C₁₇ 和 Ph/ n C₁₈ 的比值范围分别为 0.11~2.28 和 0.07~3.84, 平均值分别为 1.16 和 1.33. 类异戊二烯烷烃与其相邻的正构烷烃相比无明显弱势, 其中, 上甜点体、中部泥岩段下段和下甜点体, 整体呈现随深度增加而增加的趋势. 中部泥岩段上段则出现了波动.

3.6.2 萜 烷 芦草沟组所有样品中均检测到了三环萜烷类化合物. 其中三环萜烷类碳数范围 C₁₉~C₂₆, 且一般以 C₂₀ 为主峰, C₂₀, C₂₁, C₂₃ 三环萜烷分布表现主要为 C₂₀>C₂₁>C₂₃(图 5). 此外, 所有样品中均检测到了丰富的五环三萜烷类(藿烷类)化合物, 碳数范围为 C₃₀~C₃₅, C₃₀ 藿烷为绝对

主峰. 所有样品中均检测出了丰富的伽马蜡烷, 伽马蜡烷与 C₃₀ 藿烷的比值范围 0.05~0.32, 平均值为 0.18, 整体随深度增加而增加. C₂₄ 四环萜烷也在所有样品中普遍存在, 相对丰度较高, 其中 C₂₄Tet/C₂₆TT 的比值范围 0.67~12.07, 平均值 2.36, 中部泥岩段上段的该比值最大, 下甜点段的最小, 上甜点体和中部泥岩段下段则比较接近, 与深度变化无明显相关性.

3.6.3 甾 烷 所有研究样品中都检测到丰富的甾烷类化合物. 重排甾烷与规则甾烷的比值范围 0.03~0.09, 规则甾烷具有相对优势, 其中下甜点体和中部泥岩段下段, 相比上甜点体和中部泥岩段上段具有更明显的规则甾烷相对优势. 规则甾烷 C₂₇~C₂₉ 主要表现为 C₂₉>C₂₈>C₂₇ 的特征(图 5).

C₂₉ 甾烷两个反映热成熟演化程度的异构体参数 C₂₉ ααα20S/(20S+20R) 和 C₂₉ αββ/(αββ+ααα)^[21] 分别为 0.30~0.45 和 0.16~0.35, 随深度的增加而增加.

4 讨 论

4.1 芦草沟组生烃潜力

4.1.1 有机质丰度 高丰度的有机质是烃源岩生烃的必要条件, 常用的地球化学判识参数主要

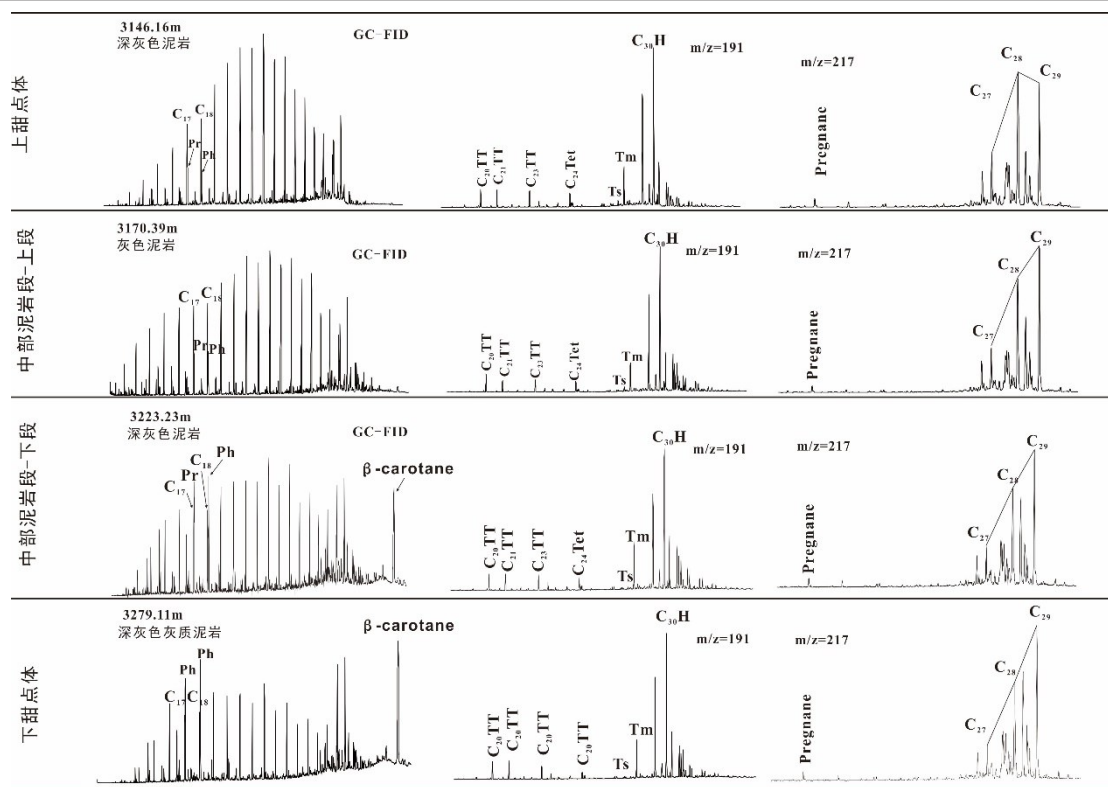


图5 吉174井烃源岩抽提物生物标志化合物色谱和质谱图

Fig. 5 Gas chromatography and gas chromatography-mass spectrometry data of source rock extracts in Ji 174 well

包括总有机碳含量(TOC)和岩石热解生烃潜力($PG=S_1+S_2$).

如图4A,在所有98个样品中,有57个样品的 TOC 大于2%,15个样品的 TOC 大于1.0%,因此有73%的样品达到了好-很好的烃源岩评判标准.同时上下甜点体的总有机碳含量要相对高于中部泥岩段(两段)的总有机碳含量,表明甜点体的有机质丰度在致密油段中表现更为优异.

图4B为生烃潜力参数($PG=S_1+S_2$)在纵向上的变化,可以看出 PG 与 TOC 有相似的规律,66%(65个)样品的 PG 值大于 $3\text{ mg HC}\cdot\text{g}^{-1}\text{ Rock}$,属于好的烃源岩^[21].因此通过生烃潜力参数可以判断吉174井芦草沟组整体属于较好的烃源岩.纵向上看,依旧是上下两个甜点体的生烃潜力更强,中部泥岩段的上下两段生烃潜力则相对低些,与上述依据 TOC 判断的结论一致.

综上所述,就有机质丰度而言,吉木萨尔凹陷芦草沟组的烃源岩质量总体属于好-极好,少部分烃源岩属于中等质量,同时甜点体更加优于中部

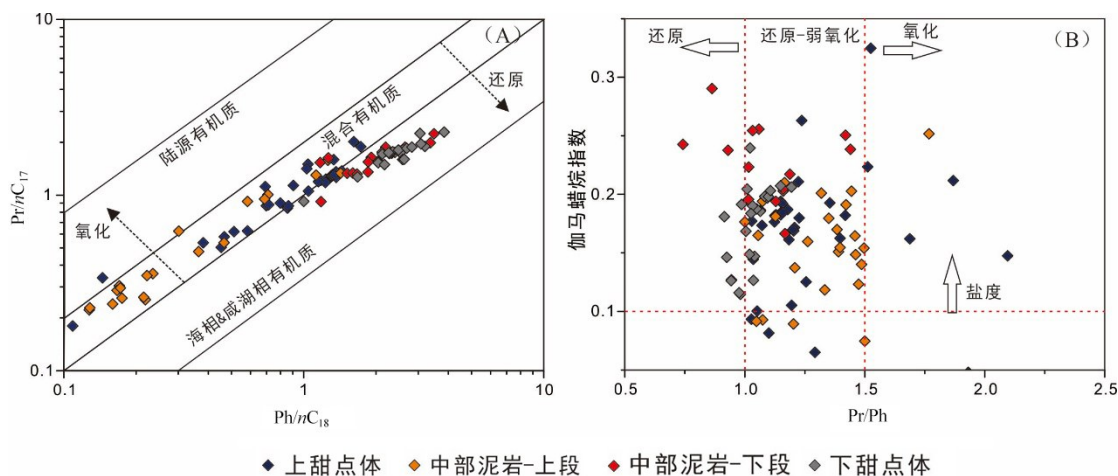
泥岩段.

4.1.2 有机质来源及类型 评价烃源岩除了有机质丰度以外,有机质类型也是评价的重要指标,因为烃源岩的好坏在很大程度上取决于烃源岩的有机质来源^[22-24].本次研究中,根据所有样品的 HI 值,可以看出大部分样品点落在II型有机质的区域内;同时有少量样品点分布在I型和III型有机质区域内,因此根据氢指数,判断芦草沟组的有机质类型以II型为主,伴随少量的I型和III型母质.

图6A展示了芦草沟组不同深度段的无环类异戊二烯烷烃特征,从 Pr/nC_{17} 与 Ph/nC_{18} 的相关关系图中可以看出,下甜点体和中部泥岩段下段为咸水湖相有机质输入类型,且沉积环境更偏还原,而处于相对浅处的中部泥岩段(上下两段)则表现为混合有机质输入.值得注意的是,上甜点段虽然有机质输入类型的波动区间较大,但其没有较为明显的咸水湖相有机质,而是以混合型有机质占主导.因此可见,芦草沟组随沉积演化,环境逐渐从还原偏向弱氧化,有机质输入类型也由

开始的(下甜点体)咸水湖相有机质转化中间的(中部泥岩段整段)混合型有机质输入,再到最后阶段(上甜点体)逐渐转回咸水湖相有机质输入,构成一个完整的旋回.从图 6B 则可以看出,氧化还原环境与深度体现出较强的相关性,表现为由深至浅,从还原→还原-弱氧化→氧化的系列演

化.同时,从伽马蜡烷指数(伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷)的分布区间看,水体盐度总体表现为微咸水-咸水,与深度没有较强的相关性,因此认为在芦苇沟组的整体沉积过程中,水体盐度的变化不大,虽存在波动,但与深度没有直接的对应关系.



(A) Pr/nC_{17} 与 Ph/nC_{18} 关系; (B) Pr/Ph 与伽马蜡烷指数关系

图 6 吉 174 井芦苇沟组有机质来源与沉积环境判识

Fig. 6 Geochemical proxies for the organic inputs and depositional environment of the Lucaogou Formation, Ji 174 well

此外,三环萜烷类生物标志化合物的分布也可指示有机质的来源.如图 7A,所有研究样品普遍具有较低的 C_{22}/C_{21} 三环萜烷和 C_{24}/C_{23} 三环萜烷比值,数据点都分布在湖相页岩区域,指示芦苇沟组湖相页岩的沉积环境,符合地质背景.同时从图 7B 中也可以看出,较高的 C_{26}/C_{25} 三环萜烷比值也指示了湖相沉积的输入特征.

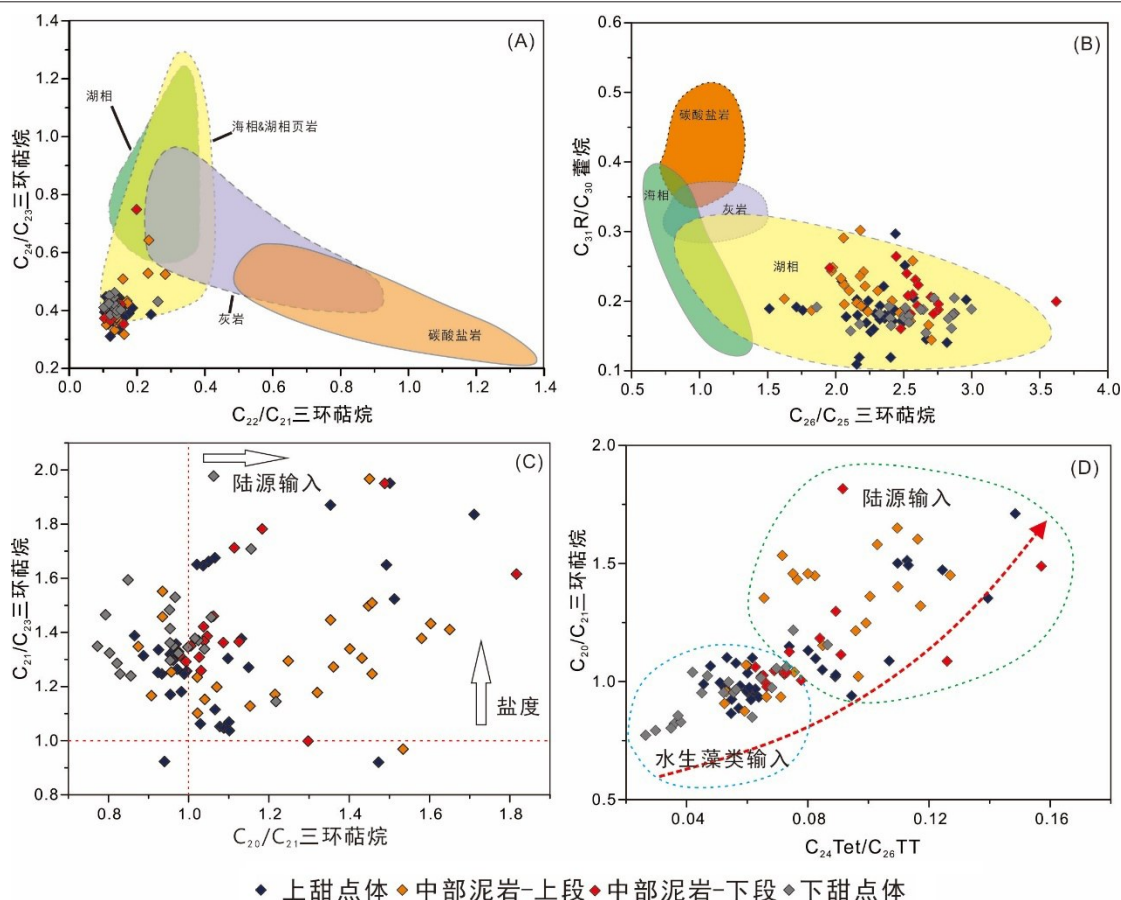
图 7C 为通过不同碳数三环萜烷的比值来确定沉积水体环境及其母质输入类型^[25-27],结果表明,盐度与深度之间不存在较明显的相关性,因此认为芦苇沟组沉积过程中的水体盐度总体表现为微咸水-咸水环境.相比而言, C_{20}/C_{21} 三环萜烷比值与深度具有较好的相关性,总体表现为随深度增加,陆源物质的输入先增加再减少.换言之,上下甜点体烃源岩均以水生藻类输入为主,并且上甜点体烃源岩伴随部分陆源有机质输入,而中部泥岩段(上下两段)的波动范围较大,指示古环境的多变,但中部泥岩段总体还是表现出陆源物质的占比较大,符合

前文对无环类异戊二烯烷烃的讨论结果.

为了更为直观地表现芦苇沟组不同层段有机质输入类型的差异,使用 $C_{24}Tet/C_{26}TT$ 和 $C_{20}/C_{21}TT$ 的相关关系来进行表征,如图 7D,下甜点体烃源岩样品的有机质以水生藻类来源为主,而上甜点体和中部泥岩段下段部分样品也主体表现为水生藻类物质的输入.相反,中部泥岩段上段的有机质输入类型则主要是陆源高等植物.至上甜点体,又表现为水生藻类输入占主体,伴随部分陆源高等植物输入.

甾烷类的分布也可用于指示有机质来源^[28-29],如图 8A,下甜点体和中部泥岩段下段的样品表现为湖相输入的特征,而中部泥岩段上段与上甜点体除了表现出湖相烃源岩特征外,还有部分数据点落在陆源有机质输入区^[30-31],与上述讨论认识一致.

综合上述,芦苇沟组烃源岩干酪根以 II 型为主,有少部分属于 I 型和 III 型,有机质输入随时间



(A) C_{22}/C_{21} 三环萜烷比值和 C_{24}/C_{23} 三环萜烷比值相关关系; (B) $C_{31}R/C_{30}$ 藿烷与 C_{26}/C_{25} 三环萜烷相关关系;
(C) C_{20}/C_{21} 三环萜烷比值与 C_{21}/C_{23} 三环萜烷比值相关关系; (D) $C_{24}Tet/C_{26}TT$ 与 C_{20}/C_{21} 三环萜烷比值相关关系

图7 吉174井芦草沟组烃源岩样品萜烷类化合物关系图

Fig. 7 Identification of organic inputs of Ji 174 well based on terpanes

演化在垂向上有差异. 具体而言, 下甜点体和中部泥岩段下段烃源岩的有机质输入主要为水生藻类物质输入, 中部泥岩段上段表现为陆源高等植物输入, 而上甜点体主体为水生藻类物质的输入, 夹杂了部分样品为陆源高等植物的输入, 即中部泥岩段上段的陆源有机质输入占比最高.

4.1.3 有机质成熟度 有机质的热演化程度(成熟度)是评价烃源岩生烃潜力的另一重要指标, 常用的参数有镜质体反射率(VR_o)、最高热解峰温(T_{max})以及一些生物标志化合物参数^[22].

本次研究的98个样品的镜质体反射率(VR_o)范围0.78%~0.95%(图4E), 指示成熟演化阶段, 与埋深线性关系良好. 相比而言, T_{max} (图4C)与甾烷异构体成熟度参数(图8B)均显示有部分

样品尚处于低成熟演化阶段, 反映芦草沟组经过低成熟生油演化, 并以页岩油方式赋存, 使得实测的 T_{max} 数据偏低(图4C), 也在岩石抽提物中检测出了这部分低成熟演化的烃类(图8B).

4.1.4 烃源岩生烃潜力 综合上述, 依据对典型钻井吉174井样品的分析, 发现吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩是有机质丰度好到很好的烃源岩, 其中上下甜点体的有机质丰度最好, 其次是中部泥岩段上段, 最后为中部泥岩段下段. 芦草沟组烃源岩有机质类型以II型干酪根为主, 部分为I型或III型, 热演化程度主体处于成熟阶段, 部分样品抽提物表现出低成熟的特征, 反映了地层埋藏演化过程中的多期生排烃作用, 并以页岩油方式赋存. 有机质母源输入主要为水生藻类, 上甜点体和中部泥岩上段

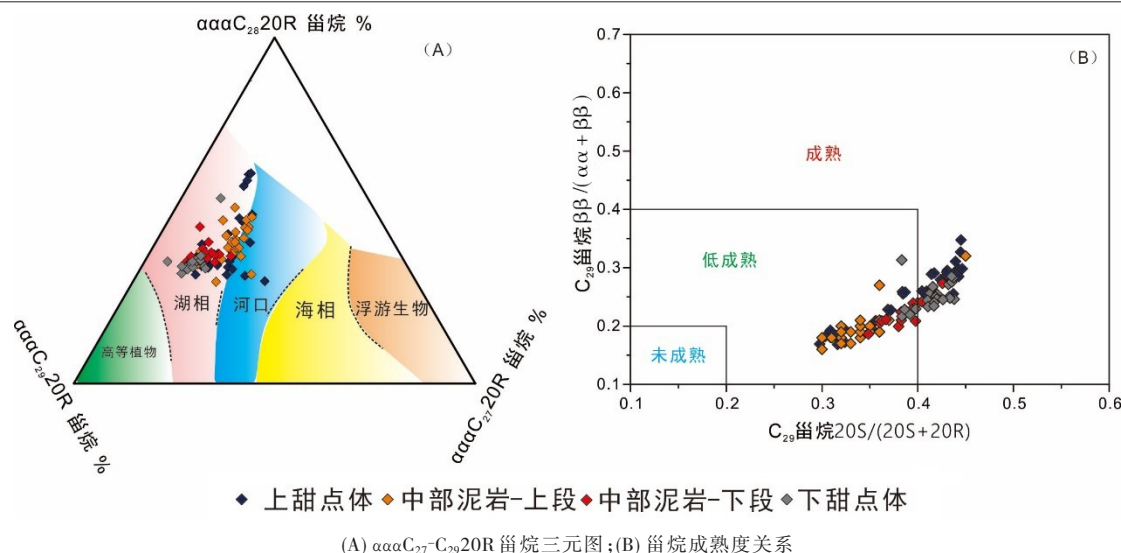


图 8 吉 174 井烃源岩甾烷类化合物特征

Fig. 8 Identification of organic inputs and maturity of Ji 174 well based on steranes

还伴有陆源有机质的输入. 因此,除上下甜点体的烃源岩外,中部泥岩段也是优质烃源岩.

4.2 油源对比与成藏贡献 采用同位素和生物标志物地球化学方法进行油源对比,用于确定芦草沟组不同层段烃源岩所生烃类的成藏贡献,并将芦草沟组依据目前的勘探情况进一步从空间上细分为“中心沉积区”和“东南凹陷区”(图 1B).

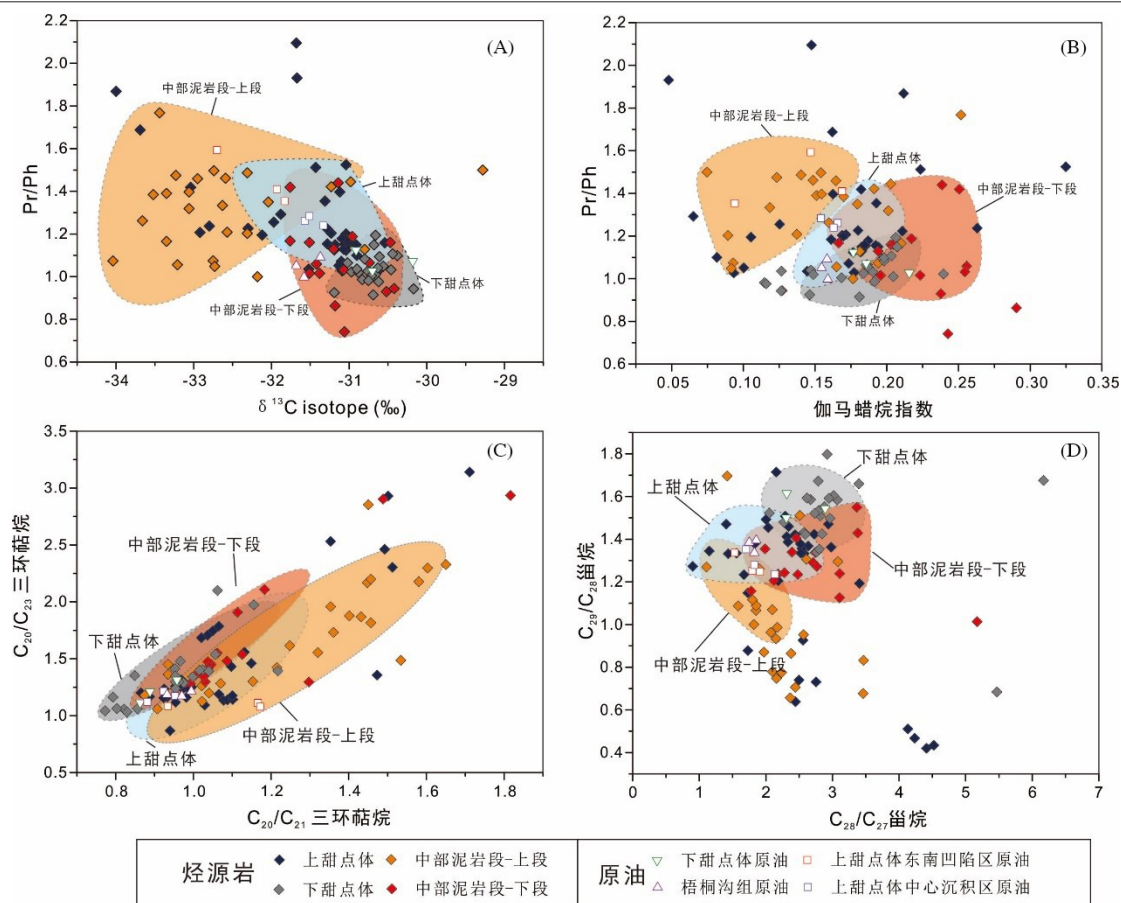
4.2.1 碳同位素组成特征对比 图 9A 为烃源岩姥植比(Pr/Ph)与稳定同位素($\delta^{13}C$)的相关关系,可以看到下甜点体的原油与烃源岩抽提物的样品数据分布相近,为较重的碳同位素值和较低的姥植比^[32-33]. 上甜点体烃源岩姥植比和碳同位素特征值与上覆梧桐沟组以及“中心沉积区”的原油性质相近,中部泥岩段下段的样品也表现出类似的特征,推测它们在此过程中经历过较为强烈的烃类混合. 相比而言,中部泥岩段上段烃源岩样品的分布区域更广,与其他三个层段相比,其碳同位素偏轻,与“东南凹陷区”的原油表现出更相近的特征. 但是由于它们之间依旧存在较多的重合,因此需要更多的生标参数进行判断.

4.2.2 类异戊二烯烷烃分布特征对比 将碳同位素换为反映沉积环境的伽马蜡烷指数^[23,34-35],如图 9B,可以看出,下甜点体烃源岩与下甜点体原油之间依旧对应着十分良好的相关性,上甜点体烃源岩生标特征与“中心沉积区”和上覆梧桐沟

组的原油有较好的相关性. 而中部泥岩段下段的烃源岩样品与梧桐沟组原油的相关性减弱,但与“中心沉积区”上甜点体的原油依旧存在较好的相关性,故推测部分上甜点体烃源岩可能为上覆梧桐沟组储层形成了油源贡献,而中部泥岩段下段烃源岩与上甜点体烃源岩所生原油在上甜点体储层中进行了充分的混合. 中部泥岩段上段烃源岩特征与其余三组烃源岩层存在较大差异,而与“东南凹陷区”原油具有较好的相关性.

4.2.3 甾烷类化合物分布特征对比 对所有原油和烃源岩的三环甾烷典型参数进行了对比,如图 9C,发现下甜点体烃源岩样品依旧与下甜点体烃类样品的三环甾烷特征相近,上甜点体烃源岩样品也与“中心沉积区”上甜点体以及上覆梧桐沟组的原油有较好的相关性,同时也与下甜点体原油样品有交叉. 同样,中部泥岩段下段烃源岩也表现出与上甜点体烃源岩相似的特征. 而中部泥岩段上段烃源岩则更多的与“东南凹陷区”的原油具有相似的特征,与上述生标讨论所得出的结果一致.

4.2.4 甾烷类化合物分布特征对比 $C_{27}\sim C_{29}$ $\alpha\alpha\alpha$ 20R 甾烷的相对含量也可以较好地划分和分析油源关系,如图 9D,下甜点体烃源岩样品具有较高的 C_{29}/C_{28} 和 C_{28}/C_{27} 甾烷比值,与下甜点体原油样品具有较好的相关性. 而中部泥岩段上段烃源岩



(A) 姥植比与碳同位素相关关系;(B) 姥植比与伽马蜡烷指数相关关系;

(C) 萘烷类化合物相关关系;(D) 甾烷类化合物相关关系

图9 油源对比地球化学分析

Fig. 9 Geochemical identification of oil sources

样品的 C_{29}/C_{28} 和 C_{28}/C_{27} 甾烷比值则相对较小,与“东南凹陷区”原油的性质相似。相反,上甜点体和中部泥岩段下段的烃源岩样品的 C_{29}/C_{28} 甾烷比值介于下甜点体与中部泥岩段上段烃源岩之间,而二者的 C_{28}/C_{27} 甾烷的比值存在较大的差异。中部泥岩段下段烃源岩样品的该比值与下甜点体烃源岩样品相近,而上甜点体烃源岩样品的该比值与中部泥岩段上段烃源岩的该比值相近。上甜点体烃源岩样品的甾烷特征与“中心沉积区”和上覆梧桐沟组的原油的该特征相近,而中部泥岩段下段的该特征与“中心沉积区”的原油特征相似,与上述结论一致。

4.3 致密油聚集模式与非均质性 根据上述分析讨论,可以发现吉木萨尔凹陷芦草沟组下甜点

体的原油与下甜点体烃源岩具有较强的相关性,因此推测下甜点体的聚集模式为传统的自生自储,近源成藏,如图10所示。

相比而言,“中心沉积区”上甜点体原油的生标特征与上甜点体及中部泥岩段下段的烃源岩具有较好的相关性。首先,本次研究所选井位吉174井位于“中心沉积区”,其上甜点体原油与上甜点体烃源岩存在较强的相关性,可以解释为传统意义的自生自储、近源成藏模式。其次,吉174井周缘发育有贯穿中部泥岩段的断层/裂缝,从而给中部泥岩段下段烃源岩所生原油提供了运移通道,使其运移至上甜点体的相对优质储层内,使得“中心沉积区”上甜点体的原油与中部泥岩段下段烃源岩存在较强的相关性。而中部泥岩段上段烃源

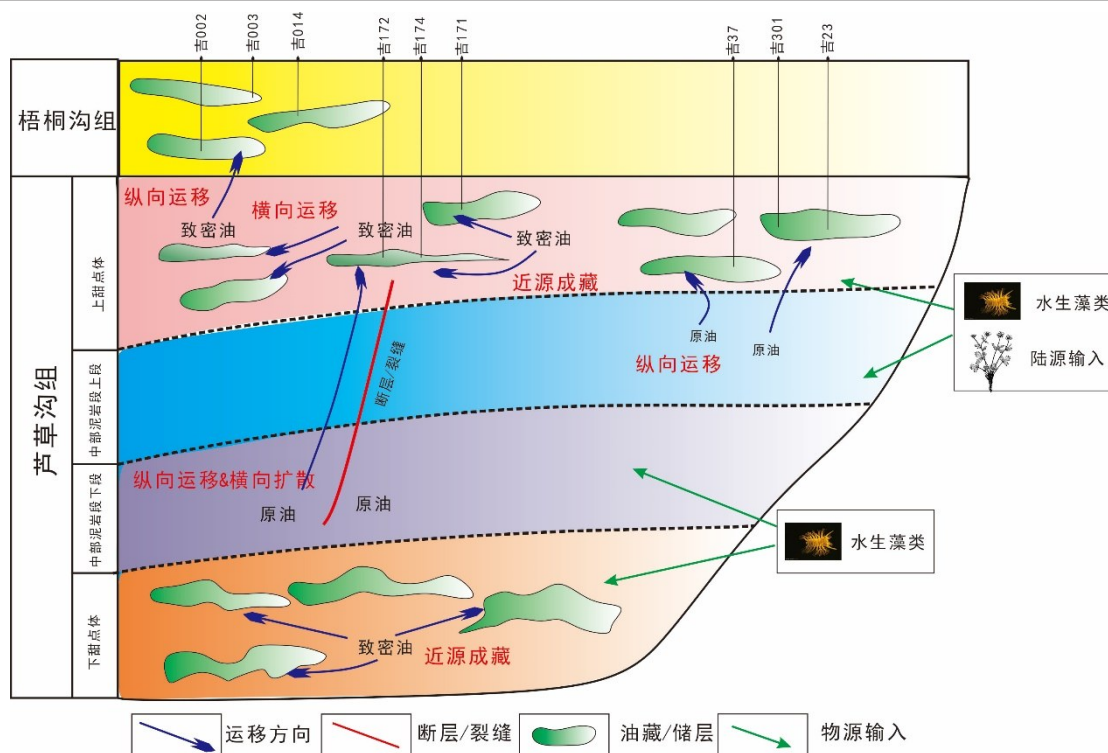


图 10 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油成藏模式

Fig. 10 Migration and accumulation model of tight oil in the Jimusar sag

岩特征与“东南凹陷区”上甜点体原油生标特征相似,反映“东南凹陷区”内的中部泥岩段上段烃源岩所生成原油就近纵向运移至其井位上甜点段储层内。此外,芦草沟组上甜点体烃源岩还为上覆梧桐沟组油藏提供了原油,形成了梧桐沟组的常规油藏。因此,芦草沟组的致密油成藏实际上是一个复杂的页岩油-致密油-常规油系统。

需要注意的是,上甜点体内部致密油还可能存在小范围的横向运移,运移通道为上甜点体优质储层。如图3,吉木萨尔凹陷研究区芦草沟组的岩性在纵向变化较大,但小范围横向对比,则具有一定程度的均质性(图2),因此小范围优质储层内存在运移通道,故上甜点存在小范围横向运移。横向运移作用相比纵向运移,虽然影响范围有限,但因连通性较好,所以时间尺度可能更久。

4.4 陆相(咸化湖盆)致密油非均质成藏模式启示与机制 综合上述研究结果,可以发现本次研究的吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油系统并非传统意义上的“致密油”近源成藏,因为其砂泥互层非常发育,且伴随着断层/裂缝的发育,从而为烃类

运移提供了通道。结合与全球致密油系统的研究成果对比,可以认为陆相致密油在其聚集过程中存在特殊性。

以北美著名的上泥盆统 Bakken 组和上白垩统 Eagle Ford 组典型海相致密油系统为例,沉积过程中古环境相对平稳,使得 Bakken 组和 Eagle Ford 组分别发育了“源+储+源”和“储+源+储”的典型“三明治”模式^[36-37]。同时,从总有机碳含量的标准来看,烃源岩部分的 TOC 极高(Bakken 15%, Eagle Ford 8%),但甜点体部分 TOC 较低(1%~2%),使得其源储关系十分明确^[36-38]。此外,海相沉积相对安静的古环境使得致密油系统中的岩性变化不明显,单层厚度较大(6~10 m),进而使得成藏模式相对简单。

相比之下,陆相致密油系统则具有极强的非均质性,其主要原因在于沉积环境(湖平面)的变化频率与强度相较海相环境要大得多,从而导致了陆相致密油系统中的岩性变化很大。例如鄂尔多斯盆地上三叠统延长组长7段,岩性变化很大,且源储交替发育,使得源储关系的研究非常复

杂^[39]。相比而言,本文所研究的芦草沟组非均质性也很强,单层厚度在0.05~4.52 m,岩性变化也更为复杂。因此,在对陆相致密油系统的研究过程中,不能只考虑自生自储近源聚集这一种典型致密油成藏模式,需要结合地质背景和系统的地球化学方法开展精细的探究,需要从页岩油-致密油-常规油整个油气成藏序列来进行考虑。

5 结 论

(1)准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组整段烃源岩发育,并且以上下甜点体更为优质,有机质丰度高,类型以II型干酪根为主,部分为I型和III型,成熟度总体处于成熟演化阶段,具有良好的生油能力。

(2)芦草沟组致密油成藏非均质性显著,从下到上依次为近源聚集、纵向运移、近源聚集以及纵向运移。

(3)陆相致密油成藏非均质性普遍,原因在于沉积环境的变化比海相沉积环境要程度大、频率快,因此在对陆相富有机质层系的研究中,不能仅关注致密油,而需要从页岩油-致密油-常规油整个全油气系统的角度去考虑。

参考文献

- [1] Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475—499.
- [2] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例. 石油学报, 2012, 33(2): 173—187. (Zou C N, Zhu R K, Wu S T, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173—187.)
- [3] 邹才能. 非常规油气地质. 北京: 地质出版社, 2014, 1—463.
- [4] Meissner F F. Petroleum geology of the Bakken Formation Williston Basin, North Dakota and Montana//Demaision G, Murris R J. Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation. Tulsa, OK, USA: American Association of Petroleum Geologists, 1991, 303: 19—42.
- [5] Schmoker J W, Hester T C. Organic carbon in Bakken formation, United States portion of Williston basin. AAPG Bulletin, 1983, 67(12): 2165—2174.
- [6] Mullen J. Petrophysical characterization of the Eagle Ford Shale in south Texas//Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Calgary, Canada: Society of Petroleum Engineers, 2010.
- [7] Zhang L Y, Bao Y S, Li J Y, et al. Movability of lacustrine shale oil: a case study of Dongying Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 703—711.
- [8] Cao Z, Liu G L, Kong Y H, et al. Lacustrine tight oil accumulation characteristics: permian Lucaogou Formation in Jimusaer Sag, Junggar Basin. International Journal of Coal Geology, 2016, 153: 37—51.
- [9] Yao J L, Deng X Q, Zhao Y D, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang formation, Ordos Basin. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 161—169.
- [10] 匡立春, 唐勇, 雷德文等. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相云质岩致密油形成条件与勘探潜力. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 657—667. (Kuang L C, Tang Y, Lei D W, et al. Formation conditions and exploration potential of tight oil in the Permian saline lacustrine dolomitic rock, Junggar Basin, NW China. Petroleum Exploration & Development, 2012, 39(6): 657—667.)
- [11] Cao Z, Liu G D, Xiang B L, et al. Geochemical characteristics of crude oil from a tight oil reservoir in the Lucaogou Formation, Jimusar sag, Junggar Basin. AAPG Bulletin, 2017, 101(1): 39—72.
- [12] Qiu Z, Tao H F, Zou C N, et al. Lithofacies and organic geochemistry of the Middle Permian Lucaogou Formation in the Jimusar Sag of the Junggar Basin, NW China. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 140: 97—107.
- [13] 斯春松, 陈能贵, 余朝丰等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油储层沉积特征. 石油实验地质, 2013, 35(5): 529—533. (Si C S, Chen N G, Yu C F, et al. Sedimentary characteristics of tight oil reservoir in

- Permian Lucaogou Formation, Jimusar Sag. *Petroleum Geology and Experiment*, 2013, 35(5): 529—533.)
- [14] Hu T, Pang X, Wang X, et al. Tight oil play characterisation: the lower-middle Permian Lucaogou Formation in the Jimusar Sag, Junggar Basin, Northwest China. *Fuel*, 2016, 63(3): 349—365.
- [15] 向宝力, 廖健德, 周妮等. 吉木萨尔凹陷吉 174 井二叠系芦草沟组烃源岩地球化学特征. *科学技术与工程*, 2013, 13(32): 9636—9640. (Xiang B L, Liao J D, Zhou N, et al. Geochemical characteristic of the source rock of Lucaogou Formation in Ji174 Well, Junggar Basin. *Science Technology and Engineering*, 2013, 13(32): 9636—9640.)
- [16] Luo X R, Wang Z M, Zhang L Q, et al. Overpressure generation and evolution in a compressional tectonic setting, the southern margin of Junggar Basin, northwestern China. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(8): 1123—1139.
- [17] 汪新伟, 汪新文, 马永生. 新疆博格达山的构造演化及其与油气的关系. *现代地质*, 2007, 21(1): 116—124. (Wang X W, Wang X W, Ma Y S. The Tectonic Evolution of Bogda Mountain, Xinjiang, Northwest China and its relationship to oil and gas accumulation. *Geoscience*, 2007, 21(1): 116—124.)
- [18] Graham S A, Hendrix M S, Wang L B, et al. Collisional successor basins of western China: impact of tectonic inheritance on sand composition. *GSA Bulletin*, 1993, 105(3): 323—344.
- [19] 吴晓智, 何登发, 杨迪生等. 准噶尔盆地陆梁隆起构造特征与油气成藏. *地质科学*, 2012, 47(1): 73—91. (Wu X Z, He D F, Yang D S, et al. Structural character and hydrocarbon accumulation in the Luliang uplift, Junggar Basin. *Chinese Journal of Geology*, 2012, 47(1): 73—91.)
- [20] 宋永, 周路, 郭旭光等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组湖相云质致密油储层特征与分布规律. *岩石学报*, 2017, 33(4): 1159—1170. (Song Y, Zhou L, Guo X G, et al. Characteristics and occurrence of lacustrine dolomitic tight-oil reservoir in the Middle Permian Lucaogou Formation, Jimusar sag, southeastern Junggar Basin. *Acta Petrologica Sinica*, 2017, 33(4): 1159—1170.)
- [21] Peters K E, Moldowan J M. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. The 2nd Edition. Cambridge: Cambridge University Press, 2005, 1—985.
- [22] Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence. Springer Berlin Heidelberg, 1984, 1—521.
- [23] Peters K E, Moldowan J M, Schoell M, et al. Petroleum isotopic and biomarker composition related to source rock organic matter and depositional environment. *Organic Geochemistry*, 1986, 10(1—3): 17—27.
- [24] Peters K E, Moldowan J M, Sundararaman P. Effects of hydrous pyrolysis on biomarker thermal maturity parameters: monterey Phosphatic and Siliceous members. *Organic Geochemistry*, 1990, 15(3): 249—265.
- [25] Noble R A, Alexander R, Kagi R I, et al. Tetracyclic diterpenoid hydrocarbons in some Australian coals, sediments and crude oils. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1985, 49(10): 2141—2147.
- [26] Azevedo D A, Neto F R A, Simoneit B R T, et al. Novel series of tricyclic aromatic terpanes characterized in Tasmanian tasmanite. *Organic Geochemistry*, 1992, 18(1): 9—16.
- [27] Lerch B, Karlsen D A, Matapour Z, et al. Organic geochemistry of Barents Sea Petroleum: thermal maturity and alteration and mixing processes in oils and condensates. *Journal of Petroleum Geology*, 2016, 39(2): 125—148.
- [28] Huang W Y, Meinschein W G. Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1979, 43(5): 739—745.
- [29] Grantham P J, Wakefield L L. Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. *Organic Geochemistry*, 1988, 12(1): 61—73.
- [30] Rubinstein I, Sieskind O, Albrecht P. Rearranged sterenes in a shale: occurrence and simulated formation. *Journal of Chemical Society, Perkin Transaction*, 1975(19): 1833—1836. doi. org/10. 1039/P19750001833.
- [31] Seifert W K, Moldowan J M. The effect of thermal stress on source-rock quality as measured by hopane stereochemistry. *Physics and Chemistry of the Earth*, 1980, 12: 229—237.
- [32] Murray A P, Summons R E, Boreham C J, et al.

- Biomarker and *n*-alkane isotope profiles for Tertiary oils: relationship to source rock depositional setting. *Organic Geochemistry*, 1994, 22(3-5): 521-542.
- [33] Riboulleau A, Schnyder J, Riquier L, et al. Environmental change during the Early Cretaceous in the Purbeck - type Durlston Bay section (Dorset, Southern England): a biomarker approach. *Organic Geochemistry*, 2007, 38(11): 1804-1823.
- [34] Didyk B M, Simoneit B R T, Brassell S C, et al. Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature*, 1978, 272(5650): 216-222.
- [35] Moldowan J M, Sundararaman P, Schoell M. Sensitivity of biomarker properties to depositional environment and/or source input in the Lower Toarcian of SW -Germany. *Organic Geochemistry*, 1986, 10(4-6): 915-926.
- [36] Abarghani A, Ostadhassan M, Gentzis T, et al. Organofacies study of the Bakken source rock in North Dakota, USA, based on organic petrology and geochemistry. *International Journal of Coal Geology*, 2018, 188: 79-93.
- [37] French K L, Birdwell J E, Whidden K J. Geochemistry of a thermally immature Eagle Ford Group drill core in central Texas. *Organic Geochemistry*, 2019, 131: 19-33.
- [38] Denne R A, Hinote R E, Breyer J A, et al. The Cenomanian - Turonian Eagle Ford Group of South Texas: insights on timing and paleoceanographic conditions from geochemistry and micropaleontologic analyses. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 2014, 413: 2-28.
- [39] Li Q, Wu S H, Xia D L, et al. Major and trace element geochemistry of the lacustrine organic-rich shales from the Upper Triassic Chang 7 Member in the southwestern Ordos Basin, China: implications for paleoenvironment and organic matter accumulation. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 111: 852-867.

(责任编辑 吴劲薇)