

塔里木盆地轮探 1 井下寒武统烃源岩地球化学特征 及深层油气勘探意义

杨海军¹, 于 双^{2,3}, 张海祖¹, 李腾飞^{2,3}, 凡 闪¹, 程 斌^{2,3},
陈承声^{2,3}, 贾望鲁^{2,3}, 廖泽文^{2,3}, 田 辉^{2,3}, 王云鹏^{2,3*}

(1. 中国石油天然气股份有限公司 塔里木油田分公司, 新疆 库尔勒 841000; 2. 中国科学院 广州地球化学研究所 有机地球化学国家重点实验室, 广东 广州 510640; 3. 中国科学院 深地科学卓越创新中心, 广东 广州 510640)

摘 要: 塔里木盆地地下古生界是该区深部油气勘探的重点领域, 而下寒武统烃源岩是目前研究的重点。但由于埋藏深, 目前钻井揭示的下寒武统烃源岩样品较少。轮探 1 井(LT-1)是该区现阶段钻探最深的一口井。本次研究对轮探 1 井下寒武统样品进行了系统的有机地球化学分析。通过对有机质丰度和有机质类型的分析, 确定下寒武统玉尔吐斯组下部为优质烃源岩。利用沥青反射率、拉曼光谱和岩石抽提物有机地球化学参数确定了烃源岩的成熟度。沥青的平均反射率为 1.515%~1.725%, 激光拉曼光谱法测定的镜质组等效反射率平均为 1.64%。干酪根碳同位素范围为-30.98‰~-31.51‰, 平均为-31.19‰, 为 II 型有机质。同时利用盆地模拟软件恢复了轮探 1 井的埋藏史和成熟史。与传统模拟结果相比, 本次研究模拟结果显示早期埋藏较浅, 现阶段出现了最高地层温度, 代表了典型的晚期生烃。晚白垩世时期, 下寒武统烃源岩进入凝析气、湿气阶段。研究结果表明, 塔北地区新生代以来的构造演化也可能受到盆山耦合作用的影响, 新生代以来的快速埋藏导致了晚期生烃, 深层油气勘探特别是凝析气和湿气的勘探仍具有良好的前景。

关键词: 轮探 1 井; 下寒武统烃源岩; 玉尔吐斯组; 深层油气; 塔里木盆地

中图分类号: P593 文献标识码: A 文章编号: 0379-1726(2020)06-0666-17

DOI: 10.19700/j.0379-1726.2021.01.017

Geochemical characteristics of Lower Cambrian sources rocks from the deepest drilling of Well LT-1 and their significance to deep oil gas exploration of the Lower Paleozoic system in the Tarim Basin

YANG Hai-jun¹, YU Shuang^{2,3}, ZHANG Hai-zu¹, LI Teng-fei^{2,3}, FAN Shan¹, CHENG Bin^{2,3},
CHEN Cheng-sheng^{2,3}, JIA Wang-lu^{2,3}, LIAO Ze-wen^{2,3}, TIAN Hui^{2,3} and WANG Yun-peng^{2,3*}

1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla 841000, China;

2. State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China;

3. CAS Center for Excellence in Deep Earth Science, Guangzhou 510640, China

Abstract: The lower Paleozoic strata in the Tarim Basin is a key area for deep oil and gas exploration. As such, its lower Cambrian source rocks are the focus of current research. However, owing to their extensive burial depth, few samples of Lower Cambrian source rock are drilled at present. Well LT-1 is the deepest drilling well in this area at its current stage. In this study, systematic organic geochemical analyses were carried out on Lower Cambrian samples from Well LT-1. The analysis of organic matter abundance and organic matter type indicated that the lower Cambrian Yuertus Formation is a high-quality source rock. The source rock's maturity was determined by the bitumen reflectance, Raman laser spectrometer, and the rock extracts' biomarker index. The

收稿日期(Received): 2020-08-25; 改回日期(Revised): 2020-09-18; 接受日期(Accepted): 2020-09-21

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(2017YFC0603106); 中国科学院战略性先导科技专项(A 类)(XDA14010104); 国家油气重大专项(2017ZX05008-002)

作者简介: 杨海军(1970-), 男, 教授级高级工程师, 主要从事塔里木盆地油气勘探方面研究工作。E-mail: yanghaij-tlm@petrochina.com.cn

* 通讯作者(Corresponding author): WANG Yun-peng, E-mail: wangyp@gig.ac.cn; Tel: +86-20-85290197

average bitumen reflectance ranges 1.515%–1.725%, and the equivalent reflectance of vitrinite measured by laser Raman spectroscopy is 1.64% on average. The kerogen carbon isotope ranges from -30.98% to -31.51% , with an average of -31.19% , showing a type II organic matter. The maturity RC1-2 of methylphenanthrene is between 2.14%–2.19%, while that of Dibenzothiophene is between 1.14%–1.59%. The biomarker index shows significant variations in maturity. Simultaneously, the burial and maturity histories of Well LT-1 were restored by basin simulation software. Compared with traditional simulation results, our simulation results show a shallow-burial in their early stage, and the highest paleotemperature is emerging at the present stage, representing a typical late-hydrocarbon generation. At the late Cretaceous, the Lower Cambrian source rock entered a condensate and wet gas state. Our preliminary results show that the tectonic evolution in Tabei Area may have also been affected by basin-mountain coupling processes since the Cenozoic. The rapid burial since the Cenozoic resulted in late hydrocarbon generation, which still has a suitable prospect for oil and gas exploration in deep areas, especially for condensate and wet gas.

Key words: Well LT-1; Lower Cambrian source rock; Yuertusi Formation; deep oil and gas; Tarim Basin

0 引言

塔里木盆地古生界是该盆地内深部油气勘探的重点层系,而下寒武统烃源岩是目前研究的重点^[1-4]。但由于埋藏深,目前钻井揭示的下寒武统烃源岩样品较少,这极大地制约了对该套潜在烃源岩的研究^[5-6]。2020年1月,亚洲第一深井轮探1井(LT-1)在8200 m之下的寒武系碳酸盐岩层系中获得高产轻质原油,不仅取得了塔里木盆地超深层油气勘探新突破,同时钻穿寒武系,并获得下寒武统玉尔吐斯组的岩芯和岩屑样品,为塔里木盆地寒武统烃源岩的研究提供了很好的契机^[7]。本次研究拟对轮探1井下寒武统样品进行系统的有机地球化学分析。在分析下寒武统玉尔吐斯组烃源岩有机质丰度、类型、可溶有机质分子和同位素组成等地球化学特征的基础上,确定烃源岩的有机质类型和母质来源;并利用沥青反射率、拉曼光谱结合岩石抽提物有机地球化学参数确定烃源岩的成熟度;同时利用盆地模拟软件恢复该井的埋藏史、热演化史和成熟度史。上述结果对于深入了解塔里木盆地北部深部下寒武统烃源岩的生油潜力和演化特征、台盆区油气来源判识及扩大该区下一步深层油气勘探具有重要的指导意义。

1 地质背景与研究方法

1.1 地质背景

轮探1井位于轮南断裂以北、轮南1井(轮南潜山构造高点)以西约20 km处(图1),是塔里木油田钻

探于塔里木盆地塔北隆起的一口风险探井。该井完钻深度8882 m,重点钻遇下寒武统吾松格尔组(8165~8327 m)、肖尔布拉克组(8327~8614 m)和玉尔吐斯组(8614~8689 m),最深钻遇前寒武纪地层奇格布拉克组(8689~8882 m)。轮探1井成功钻遇玉尔吐斯组75 m,其中有效烃源岩厚度可达30 m,下段灰黑色泥岩厚18 m,进一步证实了塔里木盆地寒武统玉尔吐斯组优质烃源岩的存在。经酸压测试轮探1井在吾松格尔组(深度约8200 m)获得重大油气发现,折日产油 133.46 m^3 、天然气 $4.87\times 10^4\text{ m}^3$,证实了8200 m以深地层依然具备发现原生油藏和优质生储盖组合的可能性^[7]。因此开展塔里木盆地寒武统玉尔吐斯组源岩的地球化学研究对于塔里木盆地寒武系盐下油气的资源潜力评价具有重要的意义。

1.2 样品与方法

本次研究对轮探1井下寒武统样品进行了系统的有机地球化学分析。主要分析包括岩石热解分析(Rock-Eval)、干酪根元素与同位素分析、烃源岩可溶有机质生物标志物分析、沥青反射率测定、激光拉曼光谱分析和单井盆地模拟等。

本次研究采用法国 Vinci Technologies 公司生产的 Rock-Eval 6 型热解分析仪对轮探1井65个岩屑样品进行全岩岩石热解分析(表1)。裂解炉初始温度 $300\text{ }^{\circ}\text{C}$,恒温1 min,再以 $20\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 的速率升至 $850\text{ }^{\circ}\text{C}$,恒温5 min。氧化炉初始温度 $300\text{ }^{\circ}\text{C}$,恒温3 min,再以 $25\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 的速率升至 $650\text{ }^{\circ}\text{C}$,恒温3 min。为了确保实验的准确性,每间隔20个样品插入标准样品和空白样品的测试,以确保仪器系统运行稳定。

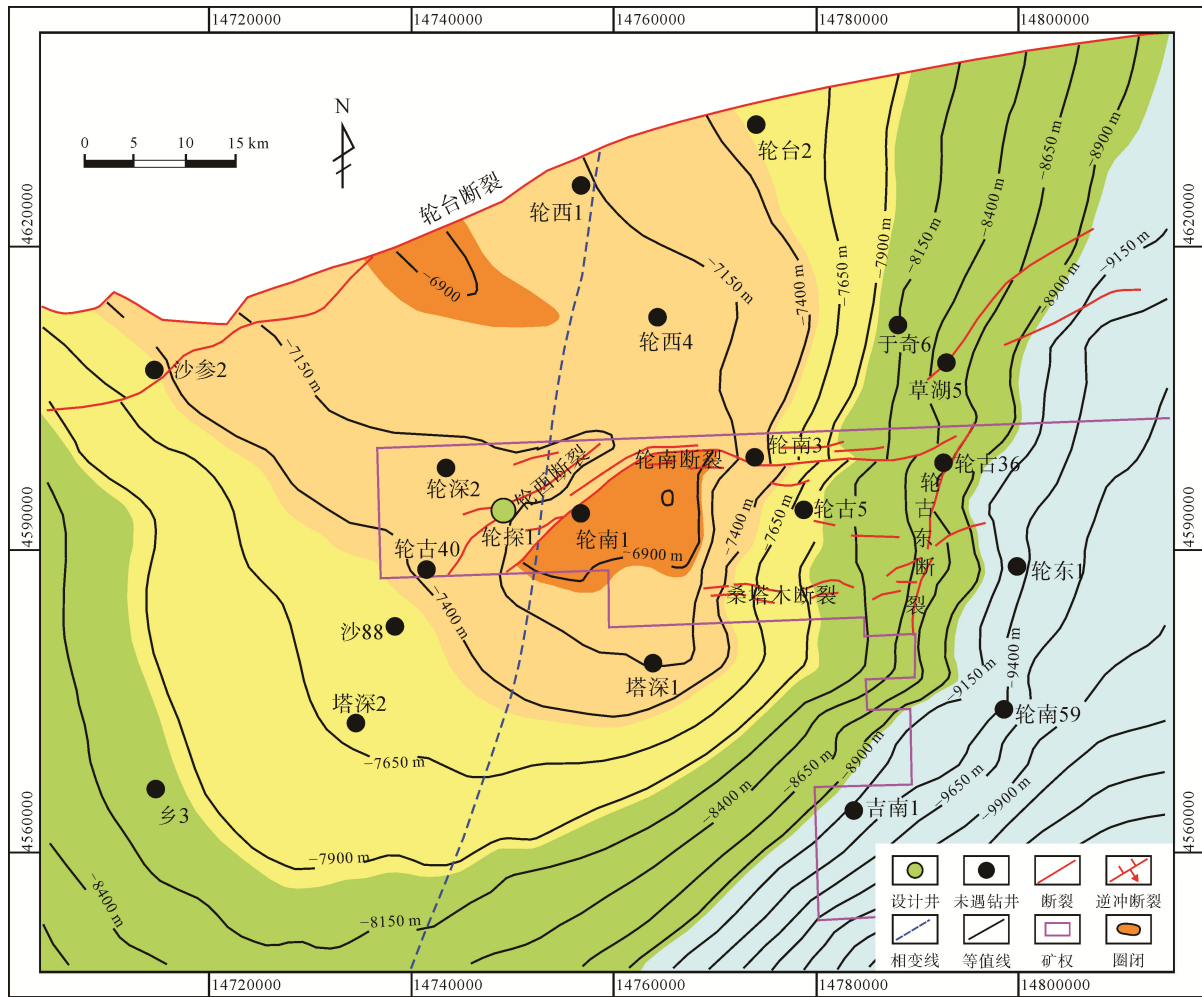


图 1 轮探 1 井位置及周围区域构造纲要图(据文献[1]修改)

Fig.1 Location of Well LT1 and the geological map of its adjacent areas (modified after reference [1])

表 1 轮探 1 井 65 个岩屑样品的 Rock-Eval 岩石热解数据

Table 1 Rock-Eval data of 65 cutting samples from Well LT-1

序号	深度 (m)	TOC (%)	S ₁ (mg/g)	S ₂ (mg/g)	S ₃ (mg/g)	PI	t _{max} (°C)	I _H (mg/g)	I _O (mg/g)
1	8620.0	0.83	0.24	0.67	0.69	0.26	437	81	83
2	8621.0	0.86	0.25	0.66	0.60	0.27	430	77	70
3	8622.0	0.87	0.36	0.93	0.85	0.28	436	107	98
4	8623.0	1.42	0.75	1.49	0.74	0.33	445	105	52
5	8624.0	1.59	1.62	1.82	0.82	0.47	438	114	52
6	8625.0	1.34	0.72	1.53	0.73	0.32	439	114	54
7	8627.0	2.64	0.90	2.52	1.08	0.26	440	95	41
8	8628.0	2.33	0.78	2.29	1.1	0.26	436	98	47
9	8629.0	1.46	0.57	1.55	0.79	0.27	438	106	54
10	8630.0	1.37	0.56	1.41	0.67	0.29	442	103	49
11	8631.0	1.38	0.56	1.48	0.73	0.28	439	107	53
12	8632.0	1.59	0.62	1.9	0.96	0.25	435	119	60
13	8634.0	1.74	0.78	1.98	0.87	0.28	435	114	50
14	8635.0	1.41	0.61	1.53	0.84	0.29	436	109	60
15	8636.0	1.59	0.78	2.44	0.88	0.24	430	153	55
16	8637.0	1.01	0.29	0.84	0.72	0.26	435	83	71
17	8638.0	0.92	0.25	0.81	0.99	0.23	432	88	108

(续表 1)

序号	深度 (m)	TOC (%)	S_1 (mg/g)	S_2 (mg/g)	S_3 (mg/g)	PI	t_{\max} (°C)	I_H (mg/g)	I_O (mg/g)
18	8639.0	0.97	0.27	0.83	0.90	0.25	433	86	93
19	8640.0	0.99	0.32	0.89	0.83	0.27	429	90	84
20	8641.0	0.83	0.25	0.72	0.82	0.26	429	87	99
21	8642.0	0.93	0.60	2.34	1.7	0.20	431	252	183
22	8642.5	0.85	0.26	0.98	1.05	0.21	426	115	124
23	8643.0	1.22	0.42	1.82	1.51	0.19	427	149	124
24	8644.0	1.03	0.38	1.13	0.90	0.25	424	110	87
25	8644.5	0.74	0.27	0.81	1.02	0.25	425	109	138
26	8645.0	1.03	0.26	0.84	1.03	0.24	423	82	100
27	8645.5	0.81	0.21	0.80	0.7	0.21	423	99	86
28	8646.0	1.12	0.18	1.02	1.04	0.15	427	91	93
29	8646.5	1.22	0.36	0.97	1.02	0.27	425	80	84
30	8647.0	1.51	0.42	1.51	1.51	0.22	426	100	100
31	8647.5	1.90	0.51	1.87	1.43	0.21	432	98	75
32	8648.0	1.46	0.58	1.75	1.10	0.25	433	120	75
33	8648.5	2.50	0.81	2.89	1.91	0.22	434	116	76
34	8649.0	1.76	0.72	1.75	1.31	0.29	431	99	74
35	8649.5	1.28	0.51	1.68	1.15	0.23	427	131	90
36	8651.0	1.23	0.37	0.99	1.26	0.27	433	80	102
37	8652.0	1.47	0.46	1.16	0.91	0.29	433	79	62
38	8653.0	1.15	0.5	1.24	0.91	0.29	437	108	79
39	8654.0	1.33	0.59	1.42	1.16	0.29	433	107	87
40	8655.0	1.68	0.57	1.47	0.87	0.28	444	88	52
41	8656.0	1.64	0.51	1.37	1.20	0.27	436	84	73
42	8657.0	0.87	0.32	0.95	0.76	0.25	437	109	87
43	8658.0	1.17	0.42	0.99	0.74	0.30	435	85	63
44	8659.0	1.78	0.39	1.05	0.81	0.27	436	59	46
45	8660.0	1.84	0.45	1.32	0.95	0.26	434	72	52
46	8661.0	1.52	0.45	1.13	0.78	0.29	431	74	51
47	8662.0	2.25	0.79	1.61	0.82	0.33	433	72	36
48	8663.0	3.12	0.96	3.29	0.76	0.23	437	105	24
49	8664.0	8.65	2.18	6.47	0.76	0.25	472	75	9
50	8665.0	7.89	2.13	6.13	0.74	0.26	455	78	9
51	8666.0	6.72	1.80	5.40	0.71	0.25	451	80	11
52	8667.0	9.73	1.82	7.14	0.67	0.20	479	73	7
53	8668.0	9.58	2.40	7.32	0.61	0.25	481	76	6
54	8669.0	8.67	1.74	6.43	0.68	0.21	476	74	8
55	8670.0	10.41	2.00	8.07	0.67	0.20	478	78	6
56	8671.0	10.63	2.07	8.16	0.62	0.20	476	77	6
57	8672.0	7.43	2.06	6.41	0.70	0.24	477	86	9
58	8673.0	7.63	2.92	7.03	1.10	0.29	468	92	14
59	8674.0	7.18	2.55	6.61	1.06	0.28	444	92	15
60	8675.0	9.37	2.34	7.55	0.69	0.24	473	81	7
61	8676.0	8.36	2.07	7.05	0.94	0.23	473	84	11
62	8677.0	9.94	2.46	8.09	0.84	0.23	475	81	8
63	8678.0	10.31	1.82	7.81	0.88	0.19	472	76	9
64	8679.0	6.43	1.51	5.16	1.03	0.23	463	80	16
65	8680.0	3.88	1.80	4.40	2.48	0.29	431	113	64

注: TOC-总有机碳; PI-产率指数

选取轮探1井6个岩屑或岩芯样品进行溶剂抽提、有机碳含量分析和干酪根制备。有机碳分析执行国家标准(GB/T 19145—2003 沉积岩中总有机碳的测定)。干酪根制备执行国家标准(GB/T 19144—2003 沉积岩中干酪根分离方法),干酪根元素分析使用的仪器为 Vario EI-Elemental Analyzer III 元素分析仪,气体流速为 125 mL/min,燃烧炉的温度为 1150 °C,每个样品均测定平行样,最终结果取其平均值,误差一般小于±0.05%。干酪根、可溶有机质及其族组分稳定碳同位素采用 Thermo Fisher MAT-253-FLASH2000 型同位素比值质谱仪测定,每个样品至少测试两次,分析精度为±0.3‰。

溶剂抽提获得可溶有机质并对其进行族组分分离,分别依据行业标准(SY/T 5118—2005 岩石中氯仿沥青的测定和 SY/T 5119—2008 岩石中可溶有机物及原油族组分分析)。可溶有机质经族组分分离后,获得饱和烃组分先进行气相色谱分析(GC),分析仪器为安捷伦 HP6890 GC 搭载氢火焰离子检测器(FID),色谱柱型号为 HP-5 (30 m×0.32 mm×0.25 μm),采用恒流进样模式,载气为 N₂,升温程序:初始 70 °C,恒定 5 min,再以 4 °C/min 升至 290 °C,保持 30 min。对饱和烃组分进行尿素络合,然后对分离出的异构-环烷烃组分进行气相色谱质谱联用分析(GC-MS),获得甾萜烷组分特征,仪器型号为 Agilent 7890A/5975C GC-MSD,色谱柱型号为 DB-5MS (30 m × 0.32 mm × 0.25 μm),进样口温度 295 °C,电离源为 70 eV,无分流模式进样,载气为 He,进样升温程序:初始 80 °C,恒定 2 min,再以 8 °C/min 升至 180 °C,再以 2 °C/min 升至 290 °C,保持 15 min。对芳烃组分进行气相色谱质谱联用分析(GC-MS),仪器型号为 Agilent 7890A/5975C GC-MSD,色谱柱型号为 DB-5MS (30 m×0.32 mm×0.25 μm),进样口温度 295 °C,电离源为 70 eV,无分流模式进样,载气为 He,进样升温程序:初始 65 °C,恒定 1 min,再以 3 °C/min 升至 310 °C,保留 20 min。

沥青反射率测试仪器为显微光度计(型号为 3Y-Leica DMR XP)。具体分析测试过程如下。

首先调整仪器参数,如油浸折光率 $n = 1.515$,测量物镜为×50/0.85 油浸数值孔径,测量光导纤维直径 $d = 0.6$ mm 等。选择 镜质组反射率 $R_o = 1.724\%$ 及 $R_o = 3.09\%$ 的立方氧化锆样品(Cubic-Zirconia, GGG)作为标准样品进行仪器校正。在显微镜视野下找到沥青质体,将光束聚焦后测定结果。每个样品在能

够找到充足沥青质体的情况下,扫描时间 265 ms,保证测试点数在 20~50 个之间,最终选择成熟度数据的中位平均值作为对应样品的成熟度^[8-10]。激光拉曼光谱分析测试使用 HORIBA-JY 37 全自动显微激光拉曼光谱仪,同样在显微视野下选择沥青质体进行测试,同一样品一般测试 5 个点位,最后取平均值作为最终结果。实验条件为:固体激光器波长为 523 nm,功率为 30~50 mW,共聚焦针孔 100~300 μm,光栅 1800 线,观测物镜×(50~100),扫描波数范围 100~4000 cm⁻¹,曝光时间 10~40 s,用硅片作拉曼仪器的波数标定。测试结果的拉曼光谱参数计算采用仪器自带的谱图分析软件。根据刘德汉等^[11]推荐的式(1)计算样品的热演化程度。

$$R_{o,Rmc} = 0.0537 d(G - D) - 11.21 \quad (1)$$

式中: $R_{o,Rmc}$ 为根据拉曼光谱计算的等效镜质组反射率; $d(G - D)$ 为拉曼位移的峰间距; G 和 D 分别为有机质拉曼光谱的 G 峰和 D 峰。

2 结果与讨论

2.1 有机质丰度

轮探1井的65个下寒武统玉尔吐斯组岩屑样品 Rock-Eval 分析数据见表1,其垂向剖面变化特征如图2。从表1和图2可以看出轮探1井总体上显示了较高的总有机碳(TOC)含量,特别在玉尔吐斯组的下部可以高达10%,说明该层段为优质烃源岩。取6个样品开展了可溶有机质抽提、有机碳测试和干酪根制备等工作。表2中LT-1-3和LT-1-4两个岩芯样品岩性为灰岩,其余4个样品为泥岩岩屑样品。可以看到结果与岩石热解结果基本吻合,样品下部层段 TOC 含量高,但岩芯 TOC 含量低;对比 TOC 抽提前后及干酪根元素分析结果,说明岩屑样品质量较好,其地球化学结果具有较高的参考价值。

2.2 有机质类型

对轮探1井岩屑热解结果进行了 I_H-t_{max} 绘图,并与盆地西北部与什艾日克剖面浅钻样品进行了对比(图3)。总体上轮探1井有机质类型主要为Ⅱ型,部分岩屑样品显示有机质类型为Ⅲ型。对轮探1井玉尔吐斯组烃源岩干酪根元素分析结果(表2)进行了 H/C-O/C 关系制图,结果见图4。可以看到玉尔吐斯组烃源岩干酪根有机质类型为典型Ⅱ型,成熟度位于凝析油-湿气阶段。

2.3 沥青反射率及激光拉曼成熟度

沥青是高成熟海相源岩中有机质的主要存在形式, 沥青反射率是行之有效的海相烃源岩成熟度指标^[9-10]。本研究对轮探 1 井深度为 8641.5~8649.5 m 的 8 个样品进行了有机质的显微观察及反射率测定, 6 个不同深度的玉尔吐斯组烃源岩样品显微镜图像

见图 5, 可以看出, 玉尔吐斯组烃源岩样品沥青的含量较多, 除了分散的沥青外, 也有聚集成块和条状的沥青, 反映了玉尔吐斯组源岩曾经发生过比较强烈的生烃作用。相对较大的沥青有几十至上百微米, 为反射率的测定提供了很好的条件。本次测定了轮探 1 井 8 个样品的沥青反射率, 测定结果见表 3。

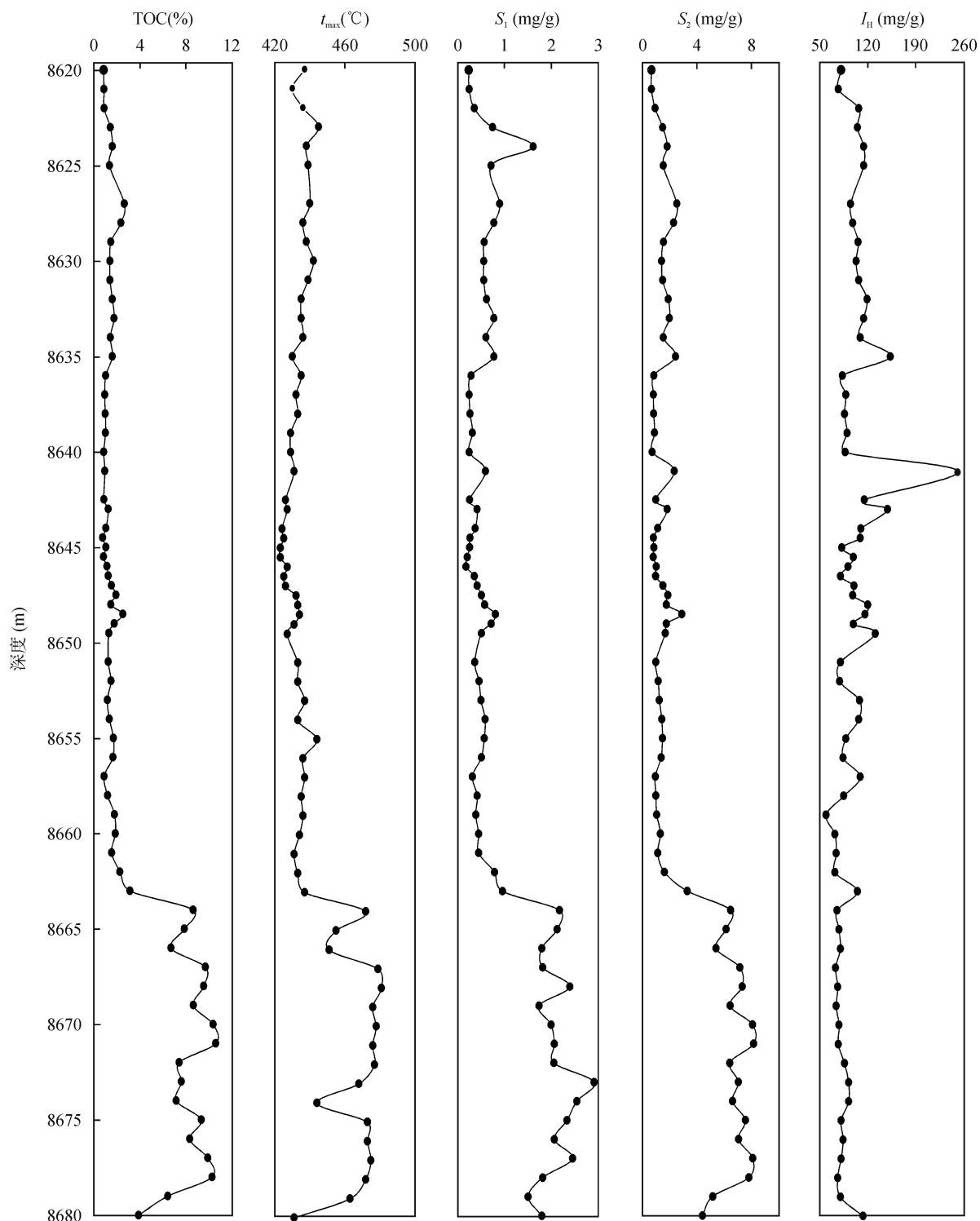


图 2 轮探 1 井岩屑热解结果剖面图

Fig.2 Stratigraphic variation of the Rock-Eval data of cuttings from Well LT-1 profile

表2 轮探1井5个样品的TOC含量、干酪根元素分析结果

Table 2 Results of total organic carbon (TOC) and elemental analysis of kerogens of 5 samples from Well LT-1

编号	深度 (m)	TOC (%)		二氯甲烷 抽提量 (%)	干酪根元素含量 (%)			
		抽提前	抽提后		C	H	N	O
LT-1-1	8627.0	2.71	2.22	0.153	29.33	3.02	0.93	6.74
LT-1-2	8634.0	1.82	1.68	0.153	37.69	3.87	1.11	8.02
LT-1-3	8641.5	0.33	0.33	0.015	30.90	4.10	0.79	4.25
LT-1-4	8648.5	0.52	0.53	0.014	32.53	3.04	0.94	4.02
LT-1-5	8665.0	10.33	9.95	0.349	64.47	4.73	1.96	10.61
LT-1-6	8677.0	10.61	10.13	0.391	62.36	4.53	1.72	6.88

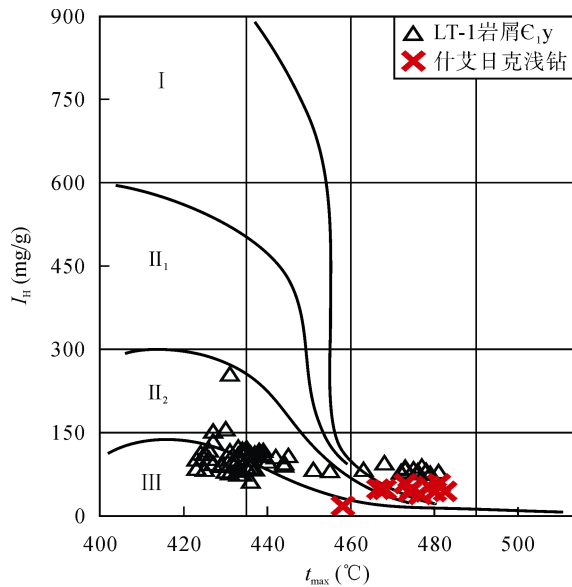
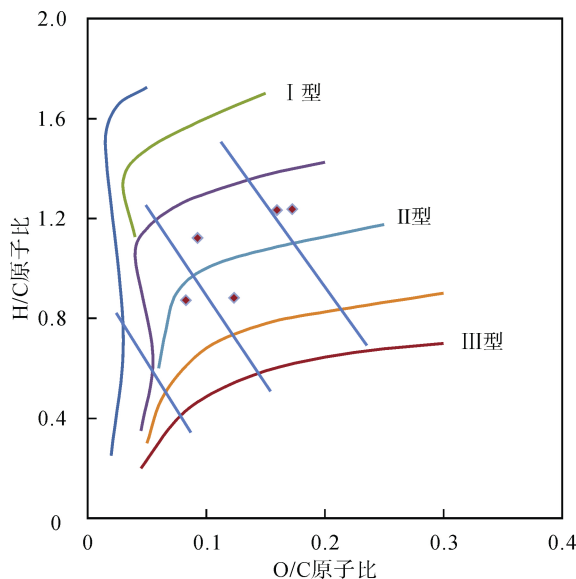
图3 轮探1井岩屑与什艾日克剖面浅钻样品热解 I_H-t_{max} 对比图Fig.3 I_H vs. t_{max} plots of cutting samples from Well LT-1 and the shallow drilling samples from the Shiairike section

图4 轮探1井玉尔吐斯组烃源岩干酪根 H/C-O/C 关系图

Fig.4 O/C vs. H/C plots of kerogens of Yuertusi source rocks from Well LT-1

8个样品反射率介于1.45%~1.73%(考虑到这个成熟阶段沥青反射率与镜质组反射率(R_o)相差很小,所以没有进行换算)之间,说明源岩整体成熟度位于凝析油-湿气阶段。

近年来激光拉曼光谱由于可以测定有机质颗粒小、灵敏度高、稳定性及重现性好等特征,已经被广泛应用于高成熟烃源岩成熟度的测定^[11]。本研究对部分轮探1井玉尔吐斯组烃源岩样品进行了激光拉曼光谱反射率的测定。从深度为8648.5m样品的激光拉曼光谱测试图看,有机质的两个典型峰G峰和D峰峰型较好(图6),总体测试结果比较准确。以轮探1井深度为8648.5m的样品为例,9次激光拉曼光谱测试的反射率为1.64%(表4),与沥青反射率测试结果比较接近,说明两种测试方法反映的成熟度结果可靠。

从 $m/z191$ 质量色谱图中可见(图7),4个泥岩段烃源岩抽提物含量相对五环萜烷均具有较高的三环萜烷, C_{23} 三环萜烷/(C_{23} 三环萜烷+ C_{30} 藿烷)比值较高介于0.62~0.71之间(表5),指示成熟度相对较高。Radke *et al.*^[12]建立了甲基二苯并噻吩指数(I_{MDR})用来评价成熟度,甲基二苯并噻吩指数的计算公式见式(2)。4个泥岩段样品根据甲基二苯并噻吩指数建立的等效成熟度计算公式如式(3)^[13]。

$$I_{MDR} = S(4-MDBT)/S(1-MDBT) \quad (2)$$

$$Rc2 = 0.26338 \times \ln(I_{MDR}) + 0.9034 \quad (3)$$

式(2)中: $S(MDBT)$ 表示甲基二苯并噻吩的峰面积。

计算的等效成熟度 $Rc2$ 介于1.14%~1.59%之间,与测得的轮探1井烃源岩等效沥青反射率和激光拉曼反射率范围比较接近。相较泥岩段样品,2个灰岩段烃源岩抽提物中五环萜烷含量较三环萜烷高(图8)。2个灰岩段样品计算的二苯并噻吩等效成熟度 $Rc2$ 分别为1.41%和1.56%。与测得的轮探1井烃源岩等效沥青反射率和激光拉曼反射率范围接近。

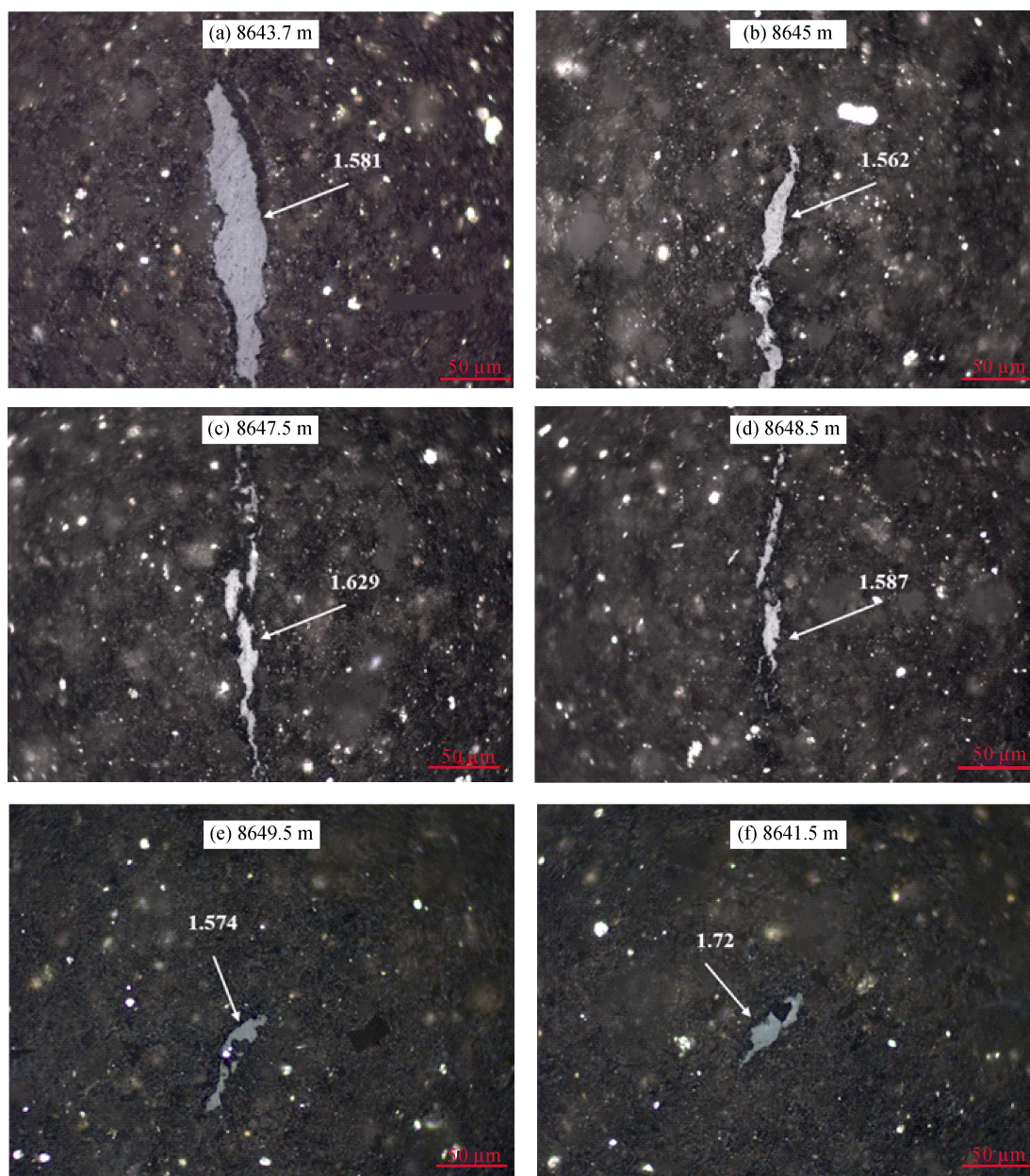


图 5 轮探 1 井玉尔吐斯组烃源岩样品显微镜图像

Fig.5 Microscope images of source rocks from Yuertusi Formation

表 3 轮探 1 井岩芯样品沥青反射率($R_{o,B}$, %)测定结果

Table 3 Measurement results of bitumen reflectance (%) of core samples from Well LT-1

测点	深度 (m)	测定次数	$R_{o,B}$ (%)
1	8641.5	42	1.727
2	8643.7	12	1.544
3	8645.0	37	1.515
4	8647.5	39	1.590
5	8648.5	23	1.583
6	8648.5	32	1.450
7	8649.4	16	1.725
8	8649.5	23	1.678

2.4 生物标志物特征

2.4.1 正构烷烃或异戊二烯烷烃

泥岩段 4 个泥岩段岩屑(LT-1-1、LT-1-2、LT-1-5 和 LT-1-6)抽提物饱和烃色谱图显示(图 7), 正构烷烃分布具有单峰式分布特征, 主峰碳数在 $nC_{14} \sim nC_{16}$ 之间, 指示了生源来自浮游菌藻类脂物。单甲基取代支链烷烃较为丰富, 指示蓝细菌的贡献。正构烷烃不具有明显的偶碳数或奇碳数优势, 姥鲛烷、植烷相对含量明显低于 nC_{17} 和 nC_{18} 正构烷烃, 指示其至少已经演化至生油高峰。姥鲛烷、植烷等类异戊

二烯烷烃较丰富(图 6 和表 5), 指示营光合作用细菌或藻类色素的贡献。姥鲛烷/植烷比值在 1.11~1.16

之间(表 5), 考虑到成熟度对该比值影响微弱, 这一范围反映其母源形成于弱还原-弱氧化的过渡环境。

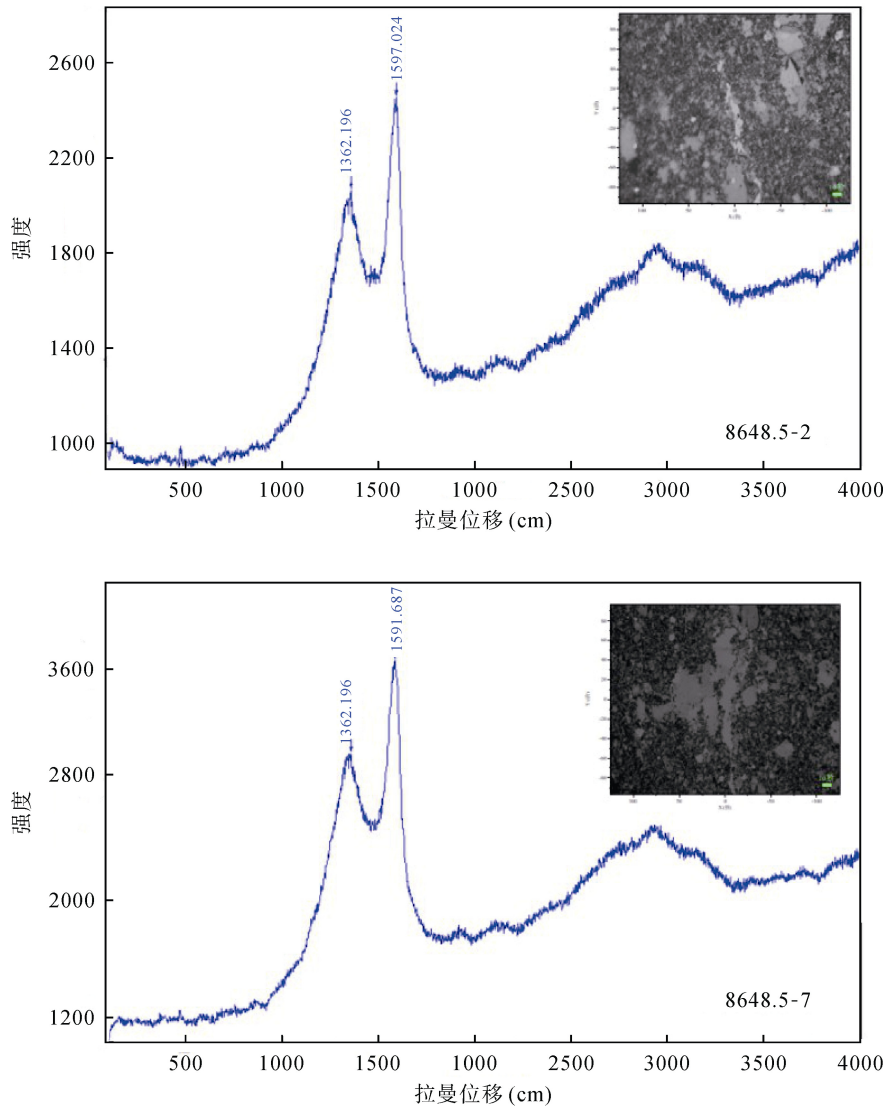


图 6 轮探 1 井玉尔吐斯组烃源岩样品激光拉曼光谱测试图(深度 8648.5 m)

Fig.6 Raman spectra of Yuertusi Formation source rocks from Well LT-1 (depth = 8648.5 m)
8648.5-2 和 8648.5-7 分别表示同一样品中的第 2 和第 7 个测点

表 4 轮探 1 井玉尔吐斯组烃源岩样品激光拉曼光谱测试结果(深度 8648.5 m)

Table 4 Raman spectra results of Yuertusi Formation source rocks from Well LT-1 (depth = 8648.5 m)

测点	$R_{o,B}$ (%)	D (峰位)	G (峰位)	G-D (峰间距)	D 半 高宽	G 半 高宽	D 峰 面积	G 峰 面积	峰面积 D/G	D 峰高	G 峰高	峰高比 D/G
1	1.82	1353.76	1596.48	242.72	100.000	67.4114	312129	299866	1.041	2701.75	4045.79	0.668
2	1.72	1351.87	1592.62	240.75	100.000	91.2412	110231	135216	0.815	954.16	1278.94	0.746
3	1.46	1355.61	1591.53	235.92	237.496	72.0491	452150	197939	2.284	1980.09	2802.71	0.706
4	1.71	1351.01	1591.69	240.68	256.175	72.0493	449553	180985	2.484	1829.15	2562.64	0.714
5	1.48	1353.99	1590.35	236.36	274.854	72.0491	514524	196900	2.613	1955.31	2788	0.701
6	1.89	1347.74	1591.69	243.95	237.496	72.0493	342428	146801	2.333	1499.72	2078.61	0.722
7	1.55	1355.06	1592.78	237.72	100.000	100.0000	175406	239063	0.734	1518.28	2066.29	0.735
8	1.65	1350.71	1590.18	239.47	256.175	74.7175	305591	122215	2.500	1243.40	1669.16	0.745
9	1.66	1352.39	1592.03	239.64	100.000	90.5912	119594	149439	0.800	1035.20	1423.44	0.727

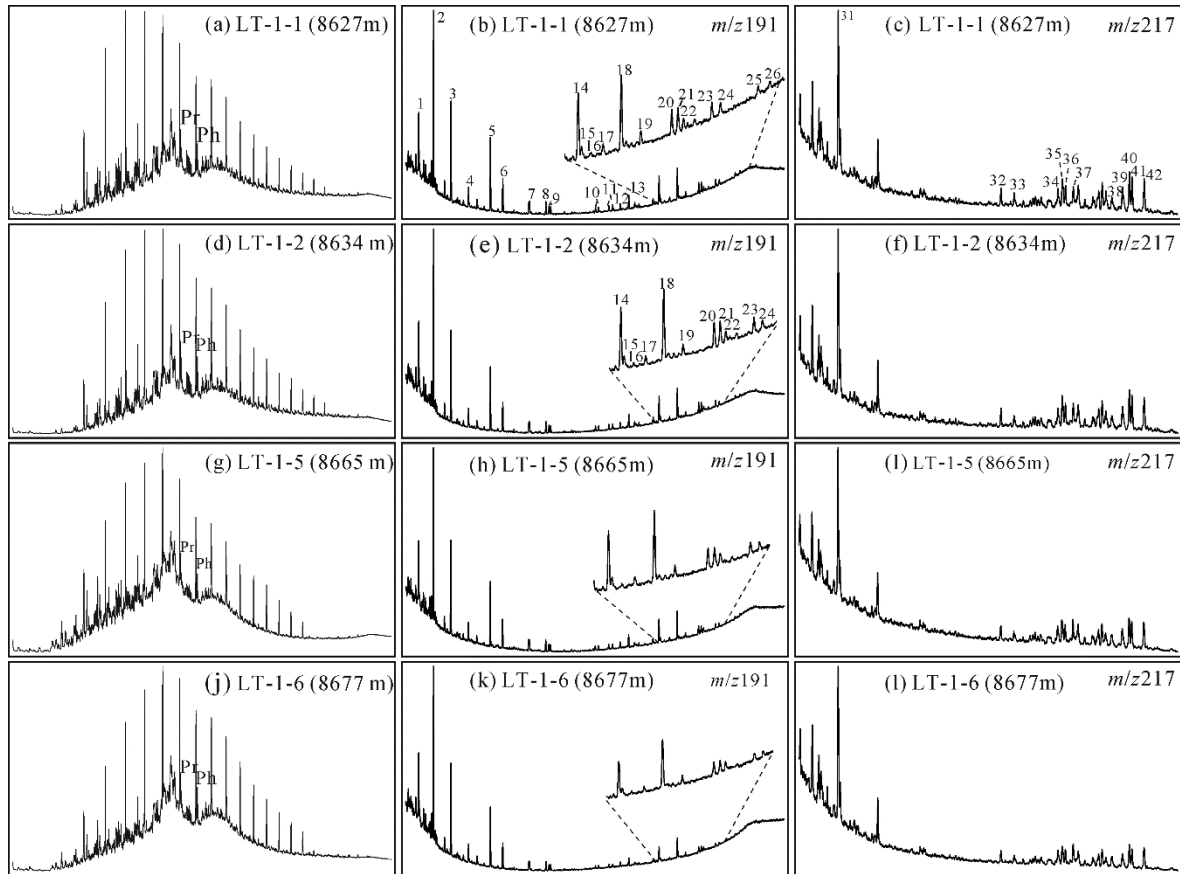


图 7 轮探 1 井寒武系泥岩段烃源岩饱和烃色谱图及 $m/z=191$ 和 $m/z=217$ 质量色谱图

Fig.7 Mass chromatograms of saturated hydrocarbons, $m/z=191$ and $m/z=217$ of Cambrian mudstone source rocks from Well LT-1

1-C₁₉ 三环萜烷; 2-C₂₀ 三环萜烷; 3-C₂₁ 三环萜烷; 4-C₂₂ 三环萜烷; 5-C₂₃ 三环萜烷; 6-C₂₄ 三环萜烷; 7-C₂₅ 三环萜烷; 8-C₂₄ 四环萜烷; 9-C₂₆ 三环萜烷(双峰); 10-C₂₇ 三环萜烷(双峰); 11-C₂₈ 三环萜烷(双峰); 12-Ts; 13-Tm; 14-C₂₉ 藿烷; 15-C₂₉Ts; 16-C₃₀ 重排藿烷; 17-C₂₉ 莫烷; 18-C₃₀ 藿烷; 19-C₃₀ 莫烷; 20-C₃₁ 升藿烷 S; 21-C₃₁ 升藿烷 R; 22-伽马蜡烷; 23-C₃₂ 升藿烷 S; 24-C₃₂ 升藿烷 R; 25-C₃₃ 升藿烷 S; 26-C₃₃ 升藿烷 R; 31-C₂₁ 甾烷; 32-C₂₇ 重排甾烷 $\beta\alpha 20S$; 33-C₂₇ 重排甾烷 $\beta\alpha 20R$; 34-C₂₇ 甾烷 $\alpha\alpha 20S$; 35-C₂₇ 甾烷 $\alpha\beta 20R$; 36-C₂₇ 甾烷 $\alpha\beta 20S$; 37-C₂₇ 甾烷 $\alpha\alpha 20R$; 38-C₂₈ 甾烷 $\alpha\alpha 20R$; 39-C₂₉ 甾烷 $\alpha\alpha 20S$; 40-C₂₉ 甾烷 $\alpha\beta 20R$; 41-C₂₉ 甾烷 $\alpha\beta 20S$; 42-C₂₉ 甾烷 $\alpha\alpha 20R$

表 5 轮探 1 井寒武系玉尔吐斯组烃源岩可溶有机质生物标志物参数

Table 5 Biomarker results from soluble organic matter of the lower Cambrian Yuertusi Formation from Well LT-1

编号	LT-1-1	LT-1-2	LT-1-3	LT-1-4	LT-1-5	LT-1-6
1	0.34	0.37	0.45	0.45	0.32	0.34
2	0.38	0.42	0.40	0.36	0.37	0.37
3	1.16	1.12	1.26	1.39	1.11	1.11
4	0.64	0.62	0.38	0.32	0.66	0.71
5	0.23	0.31	0.27	0.24	0.39	0.26
6	0.29	0.30	0.32	0.30	0.27	0.34
7	0.27	0.26	0.24	0.22	0.26	0.25
8	0.43	0.43	0.44	0.48	0.46	0.40
9	0.50	0.47	0.44	0.43	0.45	0.48
10	0.54	0.55	0.57	0.49	0.48	0.52
11	2.50	2.78	6.92	12.16	12.65	13.83
12	1.14	1.17	1.41	1.56	1.57	1.59

注: 1-Pr/n-C₁₇; 2-Ph/n-C₁₈; 3-Pr/Ph; 4-C₂₃ 三环萜烷/(C₂₃ 三环萜烷+C₃₀ 藿烷); 5-伽马蜡烷/C₃₁ 藿烷(S+R); 6-C₂₇/(C₂₇+C₂₈+C₂₉)甾烷 $\alpha\alpha 20R$; 7-C₂₈/(C₂₇+C₂₈+C₂₉)甾烷 $\alpha\alpha 20R$; 8-C₂₉/(C₂₇+C₂₈+C₂₉)甾烷 $\alpha\alpha 20R$; 9-20S/20(R+S)C₂₉ 甾烷; 10- $\beta\beta$ /($\alpha\alpha$ + $\beta\beta$)C₂₉ 甾烷; 11-甲基二苯并噻吩指数(I_{MDR}); 12-Rc2

灰岩段 两个灰岩段岩芯样品(LT-1-3 和 LT-1-4) 抽提物饱和烃色谱图显示(图 7), 正构烷烃分布具有单峰式分布特征, 主峰碳数在 $nC_{14}\sim nC_{16}$ 之间, 相比泥岩段样品, 灰岩段烃源岩含有更多高碳数正构烷烃, 姥鲛烷和植烷相对含量较泥岩段样品高。

2.4.2 生物标志物

前人研究结果表明, 寒武系烃源岩抽提物中含有丰富的甲藻甾烷(C₃₀)、4-甲基-24-乙基胆甾烷(C₃₀)及其芳构化甾烷、24-降胆甾烷(C₂₆)、C₂₈ 甾烷和伽马蜡烷等生物标志物^[14-15]。C₂₈ 甾烷起源于硅藻、颗石藻及沟鞭藻^[16]。伽马蜡烷主要来源于四膜虫醇的还原, 四膜虫醇主要来源于食菌纤毛虫, 它主要分布于分层水体含氧和缺氧带之间的界面上^[17]。因此, 丰富的伽马蜡烷提示沉积物沉积时期存在着分层水体^[18]。本次研究泥岩段和灰岩段烃源岩抽提物均具有较高的伽马蜡烷与 C₂₈ $\alpha\alpha 20R$ 甾烷相对含量(图 6 和图 7), 伽马蜡烷/C₃₁(S+R)藿烷比值介于 0.23~0.39

之间(表 5), $C_{28}/(C_{27}+C_{28}+C_{29})\alpha\alpha\alpha 20R$ 甾烷比值介于 0.22~0.27 之间(表 5), 与前人对比塔里木盆地沉积于深水陆棚相的寒武系烃源岩生物标志物特征的研究结果相比^[14,19], 伽马蜡烷相对含量略低一些, 反映水体分层程度相对弱一些。

2.5 干酪根、沥青 A 族组分碳同位素组成特征

轮探 1 井揭示的下寒武统烃源岩具有较重的干酪根碳同位素组成($-30.1\% \sim -31.5\%$), 与盆地内钻井库南 1 井(KN1)、塔东 2 井(TD2)、方 1 井(F1)、塔参 1 井(TC1)普遍大于 -31% 的干酪根碳同位素范围接近, 但重于尉犁 1 井、星火 1 井寒武系干酪根的碳同位素比值($-33\% \sim -31\%$)^[20-21]。图 9 是塔里木盆地不同地区下寒武统干酪根碳同位素组成范围^[22]。可以看出, 西部柯坪地区下寒武统烃源岩干酪根碳同位素组成最轻($-36.17\% \sim -33.65\%$), 其次为

星火 1 井和尉犁 1 井($-34\% \sim -32\%$), 再为库鲁克塔格下寒武统干酪根($-33\% \sim -31\%$), 轮探 1 井介于 $-30.1\% \sim -31.5\%$ 之间, 而塔东 2 井、库南 2 井和方 1 井则最重普遍大于 -31% 。

本次也对 6 个样品进行了抽提沥青族组分碳同位素测定(表 6)。6 个抽提物饱和烃碳同位素范围为 $-30.97\% \sim -29.35\%$, 芳烃碳同位素范围为 $-29.71\% \sim -28.37\%$, 非烃范围为 $-30.65\% \sim -27.46\%$, 沥青质碳同位素组成范围为 $29.92\% \sim -28.74\%$ (表 6 和图 10)。前人研究发现除了柯坪剖面以外的寒武系烃源岩普遍具有较重的干酪根和抽提沥青族组分碳同位素组成($\delta^{13}C > 31\%$)^[24-25]。与盆地边缘柯坪地区寒武系烃源岩相比, 本次研究测得的轮探 1 井, 无论灰岩段还是泥岩段, 烃源岩抽提物及沥青族组分均表现出了相对较重的碳同位素组成特征, 体现了有机质母源或沉积环境的差异。

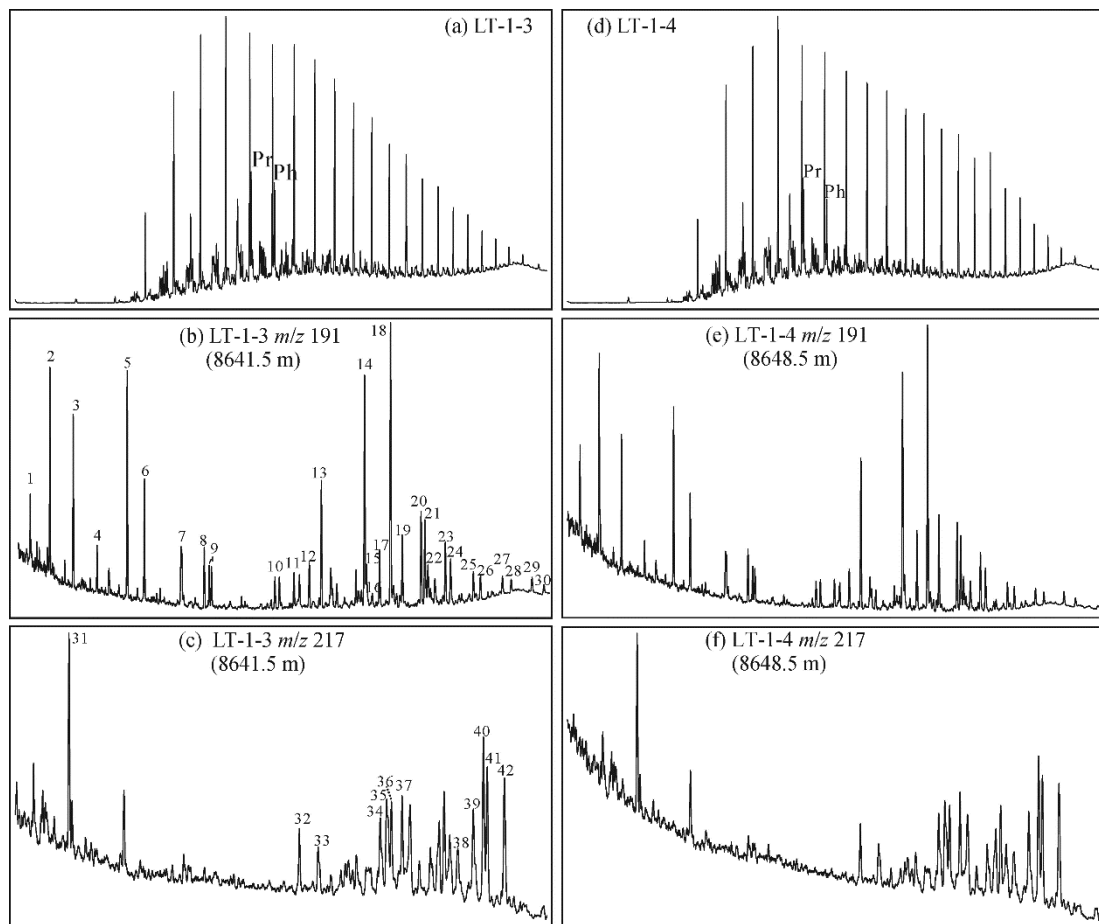


图 8 轮探 1 井寒武系灰岩段烃源岩饱和烃色谱图及 $m/z 191$ 和 $m/z 217$ 质量色谱图

Fig.8 $m/z=191$ and $m/z=217$ mass chromatograms of saturated hydrocarbons of Cambrian limestone source rocks from Well LT-1
1-C₁₉三环萜烷; 2-C₂₀三环萜烷; 3-C₂₁三环萜烷; 4-C₂₂三环萜烷; 5-C₂₃三环萜烷; 6-C₂₄三环萜烷; 7-C₂₅三环萜烷; 8-C₂₄四环萜烷; 9-C₂₆三环萜烷(双峰); 10-C₂₇三环萜烷(双峰); 11-C₂₈三环萜烷(双峰); 12-Ts; 13-Tm; 14-C₂₉藿烷; 15-C₂₉Ts; 16-C₃₀重排藿烷; 17-C₂₉莫烷; 18-C₃₀藿烷; 19-C₃₀莫烷; 20-C₃₁升藿烷 S; 21-C₃₁升藿烷 R; 22-伽马蜡烷; 23-C₃₂升藿烷 S; 24-C₃₂升藿烷 R; 25-C₃₃升藿烷 S; 26-C₃₃升藿烷 R; 27-C₃₄升藿烷 S; 28-C₃₄升藿烷 R; 29-C₃₅升藿烷 S; 30-C₃₅升藿烷 R; 31-C₂₁甾烷; 32-C₂₇重排甾烷 $\beta\alpha 20S$; 33-C₂₇重排甾烷 $\beta\alpha 20R$; 34-C₂₇甾烷 $\alpha\alpha\alpha 20S$; 35-C₂₇甾烷 $\alpha\beta\beta 20R$; 36-C₂₇甾烷 $\alpha\beta\beta 20S$; 37-C₂₇甾烷 $\alpha\alpha\alpha 20R$; 38-C₂₈甾烷 $\alpha\alpha\alpha 20R$; 39-C₂₉甾烷 $\alpha\alpha\alpha 20S$; 40-C₂₉甾烷 $\alpha\beta\beta 20R$; 41-C₂₉甾烷 $\alpha\beta\beta 20S$; 42-C₂₉甾烷 $\alpha\alpha\alpha 20R$

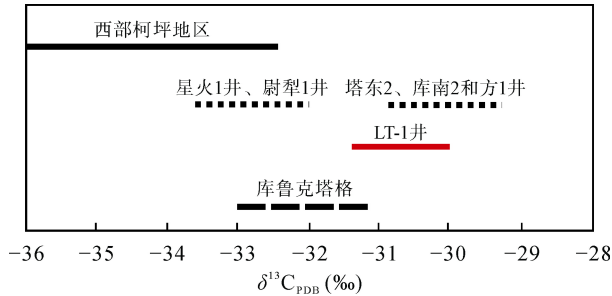


图 9 塔里木盆地不同地区下寒武统干酪根碳同位素组成范围(数据来自本次研究和文献[20])

Fig.9 Carbon isotope distribution range of the lower Cambrian kerogens from different areas of the Tarim Basin (data are from this study and reference [20])

2.6 盆地模拟

利用 Schlumberger 公司 PetroMod2016(PM2016) 盆地模拟软件进行建模。主要输入参数包括地层学(岩性、厚度和年龄)、构造事件(不整合面、剥蚀和年龄)和边界条件(古水深度、沉积物-水界面温度和热流)(图 11)。校准数据(温度、成熟度和热梯度)用于验证建模结果^[26]。通过多次调整和验证使建模结果与校准数据一致后方可进行进一步的计算和输

出。校准效果决定了模型的准确性,即良好的拟合效果说明模型采用的地层学、构造时间和边界条件(图 12)相关数据是可靠且适用的。

模型校正采用轮探 1 井实测成熟度数据(沥青与激光拉曼反射率)和实际测井温度,轮南 1 井成熟度数据作为参考数据^[22],校正结果如图 13 所示。无论是成熟度还是温度,模型与实测数据都表现出很高的拟合程度,而与轮南 1 井成熟度数据对比则表现出部分吻合的特征。由于构造位置差异,轮南 1 井与轮探 1 井在晚加里东期表现出不同的剥蚀量,轮南 1 井晚加里东期更大规模的构造折返导致其相同深度奥陶系具有更高的成熟度^[22,27]。总之,从成熟度和温度校正结果来看,轮探 1 井模型比较准确。

2.6.1 埋藏史

轮探 1 井埋藏史如图 14 所示,其埋藏过程可划分为 4 个阶段:加里东沉积期、轮南隆起发育期(晚加里东-早海西期)、轮南隆起调整期(晚海西-印支期)和燕山-喜山快速沉降期。这与前期研究结果一致^[2,28]。

表 6 轮探 1 井烃源岩抽提物族组成及各族组分碳同位素组成

Table 6 Compositions, contents, and carbon isotopic compositions of source rock extracts from Well LT-1

编号	深度 (m)	饱和烃 (%)	芳烃 (%)	非烃 (%)	沥青质 (%)	$\delta^{13}C_{\text{饱和烃}}$ (‰)	$\delta^{13}C_{\text{芳烃}}$ (‰)	$\delta^{13}C_{\text{非烃}}$ (‰)	$\delta^{13}C_{\text{沥青质}}$ (‰)	$\delta^{13}C_{\text{沥青}}$ (‰)	$\delta^{13}C_{\text{干酪根}}$ (‰)
LT-1-1	8627.0	47.35	27.35	23.37	1.94	-30.32	-29.59	-29.30	-28.74	-29.72	-30.02
LT-1-2	8634.0	44.31	30.25	22.39	3.05	-30.77	-29.71	-29.38	-29.30	-29.86	-30.98
LT-1-3	8641.5	28.72	38.44	30.26	2.58	-30.97	-29.31	-28.79	-29.92	-30.31	-31.38
LT-1-4	8648.5	29.45	38.55	27.66	4.34	-29.44	-28.37	-27.46	-28.79	-28.89	-31.50
LT-1-5	8665.0	41.34	10.30	41.34	7.02	-29.35	-29.20	-30.60	-28.83	-29.69	-31.01
LT-1-6	8677.0	39.76	13.15	39.76	7.33	-29.70	-29.48	-30.54	-29.65	-29.85	-31.25

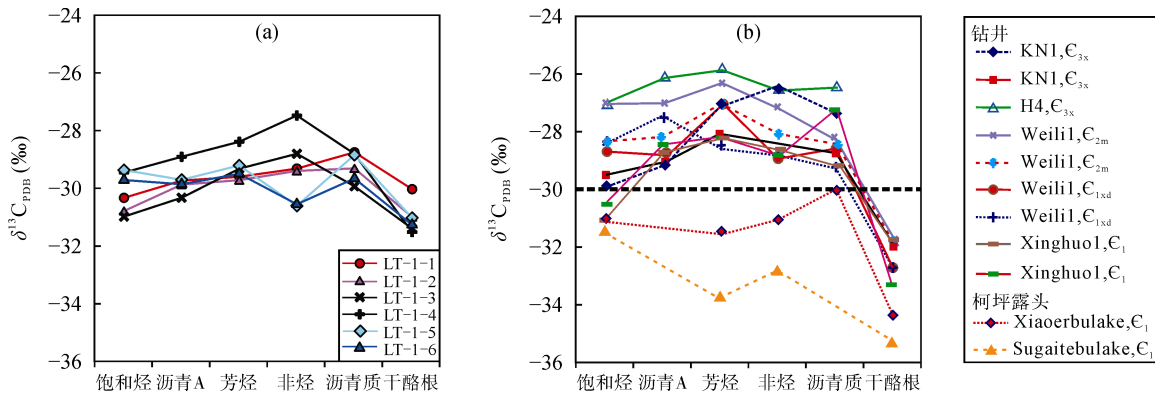


图 10 轮探 1 井寒武系烃源岩(a)与其他地区钻井、剖面样品(b)干酪根和族组分碳同位素组成特征对比(数据来自本次研究和文献[23])

Fig.10 Kerogen carbon isotopic compositions and group compositions of Cambrian source rocks from Well LT-1 (a); drilling-well and profile samples in other areas (b) (data from this paper and reference [23])

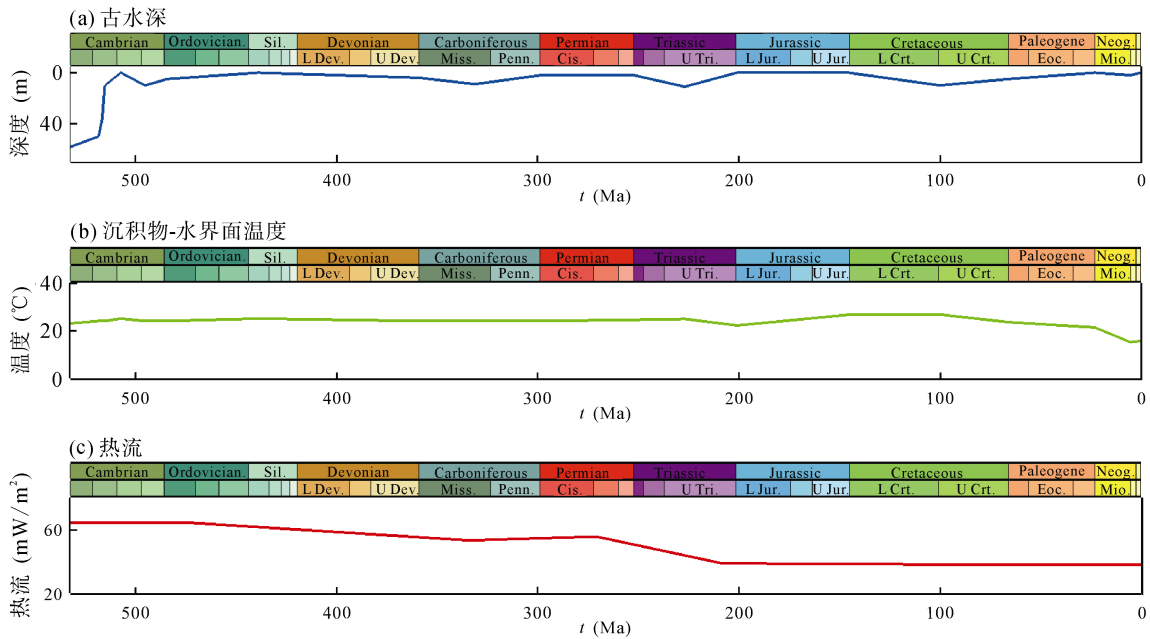


图 11 轮探 1 井盆地模拟的边界条件

Fig.11 Boundary conditions of basin simulation from Well LT-1

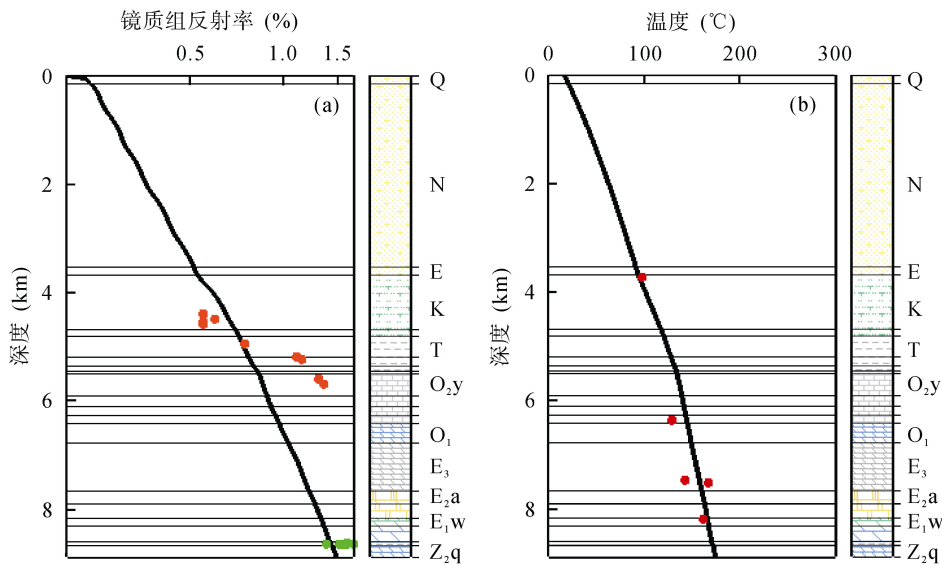


图 12 轮探 1 井模拟镜质组反射率与温度校正结果

Fig.12 Calibration data results of vitrinite reflectance (a) and temperature (b) from Well LT-1

第一阶段几乎涵盖了整个加里东期,即海相沉积从前寒武纪奇格布拉克组到志留系以不同沉积速率相继沉积。志留纪末,下寒武统最大埋深 4500 m;第二阶段受晚加里东-早海西构造运动作用,大幅度褶皱变形导致研究区发生隆升剥蚀,剥蚀厚度约 1200 m,并形成塔北古隆起(包括轮南古潜山);第三阶段经历了晚海西期-印支期沉积旋回,石炭纪和中生代地层不整合于该古隆起之上。中生代地层由于沉积间断或小规模剥蚀缺失二叠系;第四阶段为燕山-喜山期,盆地再次进入快速沉降期,接收巨厚

的新生代沉积,下寒武统从白垩纪近 4700 m 的埋深快速沉降至今的 8700 m 左右。其中,新近系-第四系(23~0 Ma)沉积厚度就超 3500 m(图 14)。

2.6.2 热成熟度史

成熟度模拟计算结果^[8]表明,轮探 1 井玉尔吐斯组烃源岩镜质组反射率 R_o 从 0.20% 增加至最终的 1.58%,说明烃源岩在地质历史上已经超过生油窗口,现处在凝析油窗口(图 15)。如图 14 所示,其热成熟过程可划分为 3 个阶段:晚加里东期的生油阶段(I)(R_o 为 0.50%~0.80%)、燕山-喜山期的生油阶段

(II) (R_o 为 0.80%~1.01%)和喜山晚期的轻质油-凝析油阶段(R_o 为 1.01%~1.58%)。埋深相对较浅的吾松格组经历相似的成熟度过程, 但总体成熟度水平比吾松格组低 0.12%。现今的吾松格组成熟度在 1.46%左右(图 15)。

从地层温度演化过程来看, 二者保持相同的演化过程, 但玉尔吐斯组由于更大的埋深而具有更高的地温水平, 较吾松格组高 4~8 °C。如图 15 所示, 晚加里东期-早海西期玉尔吐斯组最高温度 115 °C, 对应该阶段成熟过程(R_o 为 0.50%~0.80%)和生油阶段(I), 而吾松格组该阶段最高温度为 107 °C; 燕

山-喜山期玉尔吐斯组表现为持续升温后略有下降, 地层温度从 100 °C 上升至 131 °C 后略有回落, 对应该阶段成熟过程(R_o 为 0.80%~1.01%)和生油阶段(II), 而吾松格组该阶段最高温度为 126 °C; 喜山晚期, 由于快速沉积作用, 快速深埋导致地层温度迅速上升。玉尔吐斯组从新近纪初(23 Ma)的 129 °C 迅速上升至现今的 180 °C, 对应该阶段成熟过程($R_o=1.01\%~1.58\%$)和轻质油-凝析油阶段, 而吾松格组则从 125 °C 迅速升温至现今的 174 °C。从前期原油稳定性的分析看, 还没有达到轻质油气裂解阶段, 现今地温适合于轻质油及凝析油气的保存。

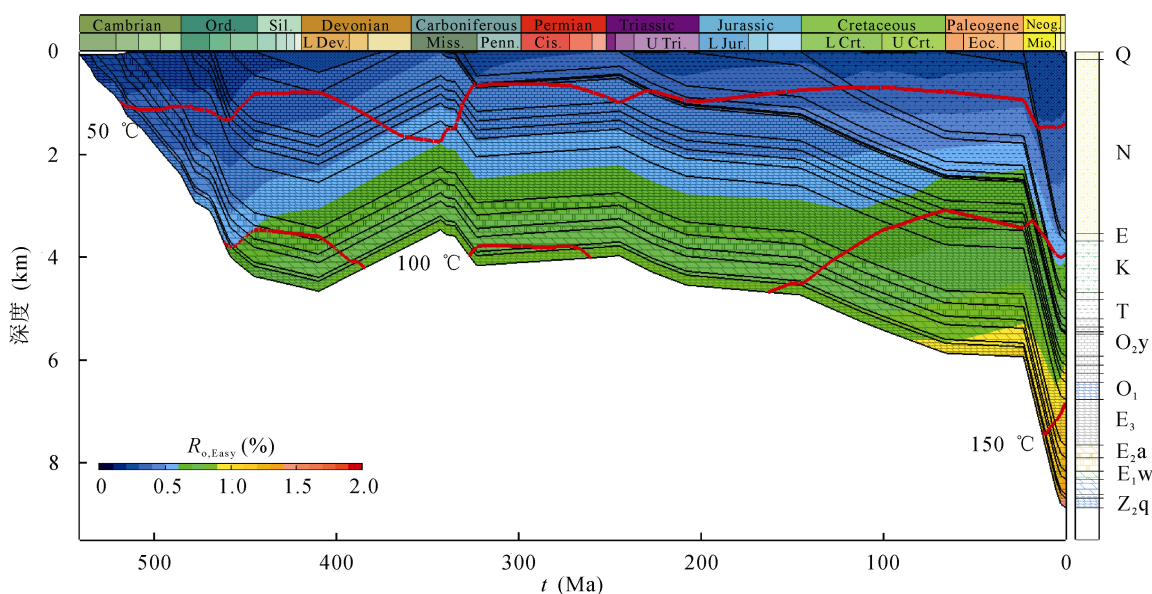


图 13 轮探 1 井埋藏史

Fig.13 The burial history of Well LT-1

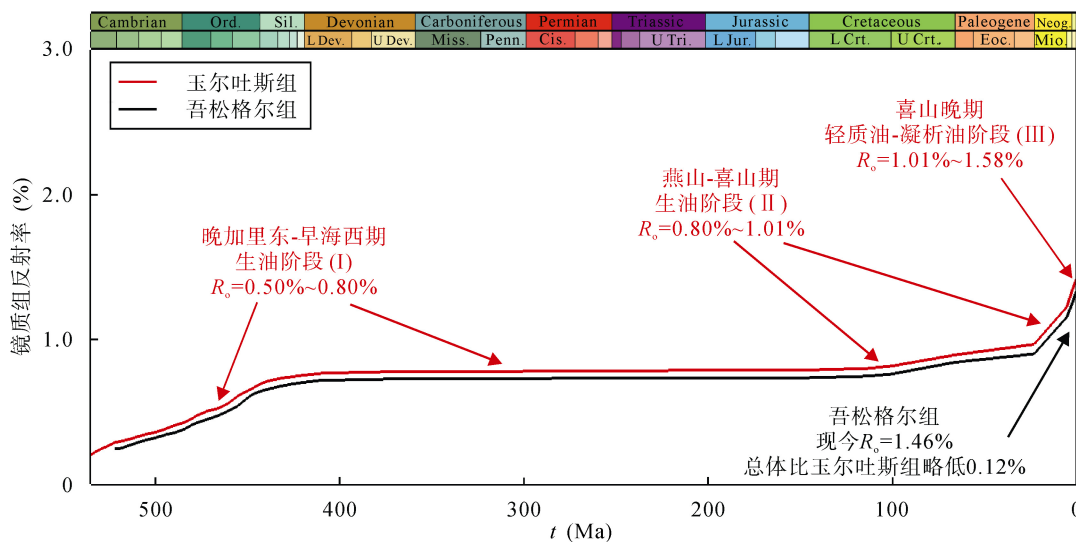


图 14 轮探 1 井玉尔吐斯组烃源岩和吾松格组储层成熟度演化

Fig.14 Thermal maturity evolution of Yuertusi Formation source rocks and Wusongar Formation reservoirs from Well LT-1

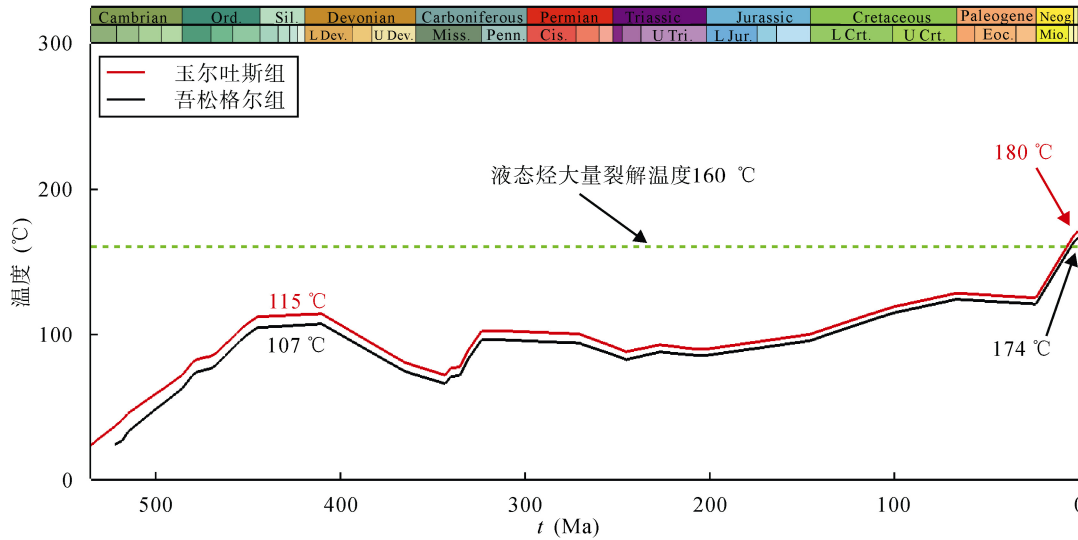


图 15 轮探 1 井玉尔吐斯组烃源岩和吾松格尔组储层温度演化

Fig.15 Temperature evolution of Yuertusi Formation source rocks and Wusongar Formation reservoirs from Well LT-1

2.7 对台盆区深层油气勘探的启示

(1) 对玉尔吐斯组烃源岩分布的启示: 自从中深 1 井盐下油气发现以来, 下寒武统玉尔吐斯组烃源岩就一直被寄予厚望, 但是由于埋藏较深, 钻井揭露较少, 主要通过少量钻井与东、西部露头样品研究。轮探 1 井揭示下寒武统玉尔吐斯组厚度达 75 m, 且下部 20 m 左右地层有机碳含量高达 10%, 为优质烃源岩, 预示着下寒武统玉尔吐斯组很可能连续分布, 并有可能将东、西两个沉积中心连接, 极大地拓宽了寒武系盐下的勘探前景。

(2) 对玉尔吐斯组烃源岩地球化学特征分析表明, 玉尔吐斯组下部有机碳含量高, 为优质烃源岩, 有机质类型为 II 型, 生烃母质来源于菌藻类, 沉积于具有分层的水体环境, 整体成熟度处于凝析油-湿气阶段。

(3) 轮探 1 井的埋藏史表明, 新生代以来的构造演化可能受到盆山耦合作用的影响, 新生代以来的快速埋藏导致了晚期生烃, 对深层油气勘探特别是凝析气和湿气的勘探具有良好的前景。

3 结论

(1) 轮探 1 井下寒武统玉尔吐斯组下部有机碳含量高达 10%, 为优质烃源岩。岩石热解参数与干酪根元素分析结果表明, 烃源岩有机质类型主要为 II 型。烃源岩抽提物甾萜生物标志物特征揭示生烃母质来源于菌藻类, 沉积于具有分层的水体环境。

轮探 1 井下寒武统玉尔吐斯组烃源岩干酪根碳同位素与抽提物及族组分碳同位素组成整体较重, 相对重于盆地西部柯坪地区同层位烃源岩, 反映了有机质母源或沉积环境的差异。玉尔吐斯组烃源岩样品沥青的含量较多, 说明曾经发生过比较强的生烃作用。沥青反射率介于 1.45%~1.73%之间, 激光拉曼光谱测试的等效镜质组反射率为 1.64%, 地球化学参数反映出的成熟度范围也与之接近, 轮探 1 井下寒武统烃源岩整体成熟度处于凝析油-湿气阶段。

(2) 利用 PetroMod 盆地模拟软件对轮探 1 井进行模拟并对成熟度和温度进行了校正。其埋藏过程可划分为 4 个阶段: 加里东沉积期、轮南隆起发育期(晚加里东-早海西期)、轮南隆起调整期(晚海西-印支期)和燕山-喜山快速沉降期。其热成熟过程可划分为 3 个阶段: 晚加里东期的生油阶段(I)(R_o 为 0.50%~0.80%)、燕山-喜山期的生油阶段(II)(R_o 为 0.80%~1.01%)和喜山晚期的轻质油-凝析油阶段(R_o 为 1.01%~1.58%)。轮探 1 井新生代以来的快速埋藏导致了晚期生烃, 深层油气的勘探特别是凝析气和湿气仍具有良好的前景。

(3) 下寒武统玉尔吐斯组很可能连续分布, 并有可能将东、西两个沉积中心连接, 极大地拓宽寒武系盐下的勘探前景。轮探 1 井 8200 m 之下层系中获得的高产轻质原油可能是自生自储的原生油气藏, 而地温的演化也非常适合于轻质油及凝析油气的保存。轮探 1 井及周缘所代表的塔北地区继承性古隆起很可能是下一步轻质油和凝析油气勘探的

重要有利区域。

参考文献(References):

- [1] 何治亮, 毛洪斌, 周晓芬, 龚 铭, 余小宇. 塔里木多旋回盆地与复式油气系统[J]. 石油与天然气地质, 2000, 21(3): 207-213.
He Zhi-liang, Mao Hong-bin, Zhou Xiao-fen, Gong Ming, She Xiao-yu. Complex petroleum system and multicycle basin in Tarim [J]. Oil Gas Geol, 2000, 21(3): 207-213 (in Chinese with English abstract).
- [2] 金之钧. 中国海相碳酸盐岩层系油气形成与富集规律[J]. 中国科学: 地球科学, 2011, 41(7): 910-926.
Jin ZhiJun. Formation and accumulation of oil and gas in marine carbonate strata in Chinese sedimentary basins [J]. Sci China Earth Sci, 2011, 41(7): 910-926 (in Chinese).
- [3] 王招明, 谢会文, 陈永权, 齐英敏, 张科. 塔里木盆地中深1井寒武系盐下白云岩原生油气藏的发现与勘探意义[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(2): 1-13.
Wang Zhao-ming, Xie Hui-wen, Chen Yong-quan, Qi Ying-min, Zhang Ke. Discovery and exploration of Cambrian subsalt dolomite original hydrocarbon reservoir at Zhongshen-1 Well in Tarim Basin [J]. China Pet Explor, 2014, 19(2): 1-13 (in Chinese with English abstract).
- [4] 朱光有, 曹颖辉, 闫磊, 杨海军, 孙崇浩, 张志遥, 李婷婷, 陈永权. 塔里木盆地8000m以深超深层海相油气勘探潜力与方向[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(6): 755-772.
Zhu Guang-you, Cao Ying-hui, Yan Lei, Yang Hai-jun, Sun Chong-hao, Zhang Zhi-yao, Li Ting-ting, Chen Yong-quan. Petroleum exploration potential and favorable areas of ultra-deep marine strata deeper than 8000 meters in Tarim Basin [J]. Nat Gas Geosci, 2018, 29(6): 755-772 (in Chinese with English abstract).
- [5] 朱光有, 杜德道, 陈玮岩, 孙琦森, 李婷婷, 张志遥, 陈智勇. 塔里木盆地西南缘古老层系巨厚黑色泥岩的发现及勘探意义[J]. 石油学报, 2017, 38(12): 1335-1342, 1370.
Zhu Guang-you, Du De-dao, Chen Wei-yan, Sun Qi-sen, Li Ting-ting, Zhang Zhi-yao, Chen Zhi-yong. The discovery and exploration significance of the old thick black mudstone in the southwestern margin of Tarim Basin [J]. Acta Pet Sinica, 2017, 38(12): 1335-1342, 1370 (in Chinese with English abstract).
- [6] Zhu G Y, Chen F R, Wang M, Zhang Z Y, Ren R, Wu L. Discovery of the lower Cambrian high-quality source rocks and deep oil and gas exploration potential in the Tarim Basin, China [J]. AAPG Bulletin, 2018, 102(10): 2123-2151.
- [7] 杨海军, 陈永权, 田军, 杜金虎, 朱永峰, 李洪辉, 潘文庆, 杨鹏飞, 李勇, 安海亭. 塔里木盆地轮探1井超深层油气勘探重大发现与意义[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 62-72.
Yang Hai-jun, Chen Yong-quan, Tian Jun, Du Jin-hu, Zhu Yong-feng, Li Hong-hui, Pan Wen-qing, Yang Peng-fei, Li Yong, An Hai-ting. Great discovery and its significance of ultra-deep oil and gas exploration in well Luntan-1 of the Tarim Basin [J]. China Petrol Explor, 2020, 25(2): 62-72 (in Chinese with English abstract).
- [8] 刘德汉. 碳酸岩中的沥青[M]//傅家谟, 贾蓉芬, 刘德汉. 碳酸岩有机地球化学. 北京: 科学出版社, 1989: 77-92.
Liu De-han. Asphalt in carbonate rocks [M]// Fu Jia-mo, Jia Rong-fen, Liu De-han. Carbonate Organic Geochemistry. Beijing: Science Press, 1989: 77-92 (in Chinese).
- [9] 肖贤明, 刘德汉, 傅家谟. 沥青反射率作为烃源岩成熟度指标的意义[J]. 沉积学报, 1991, 9(增刊): 138-146.
Xiao Xian-ming, Liu De-han, Fu Jia-mo. The significance of bitumen reflectance as a mature parameter of source rocks [J]. Acta Sedimentol Sinica, 1991, 9(Supp): 138-146 (in Chinese with English abstract).
- [10] 刘德汉, 史继扬. 高演化碳酸盐烃源岩非常规评价方法探讨[J]. 石油勘探与开发, 1994, 21(3): 113-115.
Liu De-han, Shi Ji-yang. Discussion on unconventional evaluation methods of high-evolved carbonate source rocks [J]. Pet Explor Develop, 1994, 21(3): 113-115 (in Chinese).
- [11] 刘德汉, 肖贤明, 田辉, 闵育顺, 周秦, 程鹏, 申家贵. 固体有机质拉曼光谱参数计算样品热演化程度的方法与地质应用[J]. 科学通报, 2013, 58(13): 1228-1241.
Liu Dehan, Xiao Xianming, Tian Hui, Min Yushun, Zhou Qin, Cheng Peng, Shen Jiagui. Sample maturation calculated using Raman spectroscopic parameters for solid organics: Methodology and geological applications [J]. Chinese Sci Bull, 2013, 58(13): 1228-1241 (in Chinese).
- [12] Radke M, Welte D H, Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type [J]. Org Geochem, 1986, 10(1-3): 51-63.
- [13] Dzou L I P, Noble R A, Senftle J T. Maturation effects on absolute biomarker concentration in a suite of coals and associated vitrinite concentrates [J]. Org Geochem, 1995, 23(7): 681-697.
- [14] 张水昌, 梁狄刚, 黎茂稳, 肖中尧, 何忠华. 分子化石与塔里木盆地油源对比[J]. 科学通报, 2002, 47(增刊): 16-23.
Zhang Shuichang, Liang Digang, Li Maowen, Xiao Zhongyao, He Zhonghua. Comparison of molecular fossils and oil sources in the Tarim Basin [J]. Chinese Sci Bull, 2002, 47(Supp): 16-23 (in Chinese).
- [15] Zhang S C, Hanson A D, Moldowan J M, Graham S A. Paleozoic oil-source rock correlations in the Tarim Basin, NW China [J]. Org Geochem, 2000, 31(4): 273-286.
- [16] Grantham P J, Wakefield L L. Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time [J]. Org Geochem, 1988, 12(1): 61-73.
- [17] Sinninghe Damsté J S, Kenig F, Koopmans M P, Köster J, Schouten S, Hayes J M, de Leeuw J W. Evidence for gammacerane as an indicator of water column stratification [J]. Geochim Cosmochim Acta, 1995, 59(9): 1895-1900.
- [18] Peters K E, Walters C C, Moldowan J M. The Biomarker Guide: Volume 2, Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History [M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2007: 1-704.
- [19] Yu S, Pan C C, Wang J J, Jin X D, Jiang L L, Liu, D Y, Lü X Y, Qin J Z, Qian Y X, Ding Y, Chen H H. Molecular correlation of crude oils and oil components from reservoir rocks in the Tazhong and Tabei uplifts of the Tarim Basin, China [J]. Org Geochem, 2011, 42(10): 1241-1262.

- [20] 朱信旭, 王秋玲, 陈键, 于赤灵, 贾望鲁, 肖中尧, 彭平安. 塔里木盆地寒武系干酪根催化加氢热解产物中正构烷烃的分布与碳同位素组成特征[J]. 地球化学, 2019, 48(5): 447–457. Zhu Xin-xu, Wang Qiu-ling, Chen Jian, Yu Chi-ling, Jia Wang-lu, Xiao Zhong-yao, Peng Ping-an. Distribution and carbon isotopic compositions of *n*-alkanes from the catalytic hydrolysis of the Cambrian kerogen in the Tarim Basin [J]. *Geochimica*, 2019, 48(5): 447–457 (in Chinese with English abstract).
- [21] 张水昌, 梁狄刚, 张宝民. 塔里木盆地海相油气的生成[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 1–433. Zhang Shui-chang, Liang Di-gang, Zhang Bao-min. The Generation of Marine Oil and Gas in the Tarim Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 1–433 (in Chinese).
- [22] Qiu N S, Chang J, Zuo Y H, Wang J Y, Li H L. Thermal evolution and maturation of lower Paleozoic source rocks in the Tarim Basin, Northwest China [J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(5): 789–821.
- [23] Burnham A K, Sweeney J J. A chemical kinetic model of vitrinite maturation and reflectance [J]. *Geochim Cosmochim Acta*, 1989, 53(10): 2649–2657.
- [24] Li S M, Pang X Q, Jin Z J, Yang H J, Xiao Z Y, Gu Q Y, Zhang B S. Petroleum source in the Tazhong Uplift, Tarim Basin: New insights from geochemical and fluid inclusion data [J]. *Org Geochem*, 2010, 41(6): 531–553.
- [25] Li S M, Amrani A, Pang X Q, Yang H J, Ahmad W S, Zhang B S, Pang Q J. Origin and quantitative source assessment of deep oils in the Tazhong Uplift, Tarim Basin [J]. *Org Geochem*, 2015, 78: 1–22.
- [26] Chen C S, Wang Y P, Beagle J R, Liao L L, Shi S Y, Deng R. Reconstruction of the evolution of deep fluids in light oil reservoirs in the Central Tarim Basin by using PVT simulation and basin modeling [J]. *Mar Pet Geol*, 2019, 107: 116–126.
- [27] Wang T G, Dai S F, Li M J, Zhang W B, Qiu N S, Wang G L. Stratigraphic thermohistory and its implications for regional geoevolution in the Tarim Basin, NW China [J]. *Sci China Earth Sci*, 2010, 53(10): 1495–1505.
- [28] Jia C Z, Wei G Q. Structural characteristics and petroliferous features of Tarim Basin [J]. *Chinese Sci Bull*, 2002, 47: 1–11.