

川西坳陷中三叠统雷口坡组沥青地球化学特征及气源示踪

吴小奇^{1,2}, 陈迎宾^{1,2}, 翟常博², 周凌方^{1,2}, 周小进^{1,2}, 杨俊^{1,2}, 王彦青^{1,2}, 宋晓波³

(1. 中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126; 2. 中国石化石油勘探开发研究院 四川地区勘探开发研究中心, 四川 成都 610041; 3. 中国石化西南油气分公司 勘探开发研究院, 四川 成都 610041)

摘要: 中三叠统雷口坡组是四川盆地西部天然气勘探的热点层系之一, 目前对其储层沥青发育和地球化学特征的研究与认识较为薄弱。基于储层沥青含量、反射率、碳同位素和生物标志化合物等开展川西雷口坡组沥青的成因和来源研究, 并基于沥青地球化学特征分析来开展气源示踪, 丰富和完善了该区气源对比的研究方法和途径。研究表明, 雷口坡组储层中沥青零星分布于缝合线和裂缝中, $\delta^{13}\text{C}$ 值介于 -28.6% ~ -24.6% 。钻井岩心样品中沥青的等效镜质体反射率平均为 3.14% , 为典型的热裂解成因。野外露头沥青样品等效镜质体反射率较低, 香水镇黄连桥和石元乡马鞍塘剖面沥青经历了生物降解, 而天池乡卸军门剖面沥青为原油脱沥青质作用形成。雷口坡组储层沥青与自身碳酸盐岩具有较好的亲缘性, 而根据沥青含量计算所得川西大气田雷口坡组裂解生气强度和圈闭总裂解生气量与现今气藏规模不匹配。川西大气田主体并非来自古油藏的原位裂解, 而是由高演化阶段的原油裂解气直接充注形成。天然气主体来自下伏上二叠统烃源岩, 雷口坡组自身碳酸盐岩贡献较为有限。相关认识为揭示川西雷口坡组成藏机理、明确勘探方向提供了科学依据。

关键词: 镜质体反射率; 碳同位素; 地球化学特征; 成藏机理; 沥青; 天然气; 雷口坡组; 川西坳陷

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

Geochemical characteristics of bitumen and tracing of gas source in the Middle Triassic Leikoupo Formation, Western Sichuan Depression

Wu Xiaoqi^{1,2}, Chen Yingbin^{1,2}, Zhai Changbo², Zhou Lingfang^{1,2}, Zhou Xiaojin^{1,2},
Yang Jun^{1,2}, Wang Yanqing^{1,2}, Song Xiaobo³

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 2. Research Center of Exploration and Development in Sichuan Basin, Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, Southwest Oil and Gas Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: The Middle Triassic Leikoupo Formation (T_2l) is one of the exploration targets for natural gas in western Sichuan Basin. However, the development and geochemical characteristics of bitumen in the formation is barely studied and understood. Analyses are therefore carried out on the content, reflectance, carbon isotopes, and biomarkers of bitumen samples from the formation to determine the genesis and source, and a gas source tracing is also performed based on geochemical characteristics of the bitumen, thus shedding some light on finding new ways of gas-source correlation in the area. The results indicate that the bitumen distributes sporadically along sutures and fissures, with $\delta^{13}\text{C}$ values ranging from -28.6% to -24.6% . The bitumen from core samples is of typical thermogenic origin as suggested by an average equivalent vitrinite reflectance of 3.14% . The bitumen from outcrops has low equivalent vitrinite reflectance values, suggesting diversified origins: samples from the Huanglianqiao outcrop, Xiangshui Town, and the Ma'antang outcrop, Shiyuan Town, are the result of biodegradation, whereas those from the Xiejunmen outcrop, Tianchi Town, are derived from de-asphalting of crude oil. It also indicates a close affinity between the

收稿日期: 2020-11-25; 修订日期: 2022-01-13。

第一作者简介: 吴小奇 (1982—), 男, 博士、高级工程师, 油气成藏和地球化学。E-mail: xqwu@163.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目 (41872122, 42172149); 中国石化科技部项目 (P21042-6)。

bitumen and carbonate rocks in the Leikoupo Formation. However, the oil cracking intensity in the formation of the area and the total gas amount generated through cracking in the whole trap calculated according to bitumen contents do not match the scale of current large gas pools. It is suggested that the pools are sourced from direct charging of gas from cracking of oil in a high maturity stage rather than the in-situ cracking of paleo-oil, and that most of the gas is from the underlying Upper Permian source rocks, rather than from the carbonates in the Leikoupo Formation. These understandings may help revealing the accumulation mechanisms and specifying exploration direction in the Leikoupo Formation of western Sichuan Basin.

Key words: reflectance, carbon isotope, geochemical characteristics, accumulation mechanism, bitumen, natural gas, Leikoupo Formation, Western Sichuan Depression

引用格式: 吴小奇, 陈迎宾, 翟常博, 等. 川西坳陷中三叠统雷口坡组沥青地球化学特征及气源示踪[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 407-418.

DOI: 10. 11743/ogg20220213.

Wu Xiaoqi, Chen Yingbin, Zhai Changbo, et al. Geochemical characteristics of bitumen and tracing of gas source in the Middle Triassic Leikoupo Formation, Western Sichuan Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 407-418. DOI: 10. 11743/ogg20220213.

四川盆地是中国最早进行天然气勘探开发的盆地, 川西坳陷是其重要勘探阵地之一^[1-5]。近年来中国石化在四川盆地西部(简称川西)实施的多口钻井在中三叠统雷口坡组相继获得高产气流, 发现了川西大气田^[6], 累计已提交天然气探明储量 $1\,140.11 \times 10^8 \text{ m}^3$, 展现了雷口坡组良好的勘探潜力。前人对川西雷口坡组储层基本特征、形成机制和成岩作用等开展了较为深入研究^[7-11], 在天然气成因和来源^[12-14]、气田形成条件^[15]以及成藏地质特征^[16]等方面也开展了初步探讨, 但气源复杂、成藏机理不清等仍然是雷口坡组勘探面临的关键地质问题^[17]。

目前业内对川西雷口坡组气源的认识存在较大争议。Wu 等人^[13]和孙玮等^[18]研究认为, 雷口坡组碳酸盐岩有机质丰度整体偏低, 其品质和规模不足以构成主力气源, 因此推测主力气源为下伏寒武系或二叠系烃源岩。而杨克明^[19]则认为雷口坡组碳酸盐岩原始生烃潜力较高, 生烃转化率较高使得残余有机质丰度偏低; 谢刚平^[12]认为雷口坡组潟湖相碳酸盐岩烃源岩生烃强度为 $(10 \sim 40) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 具备形成大中型气田的气源条件。对雷口坡组气源认识的分歧主要源自对碳酸盐岩生烃潜力和天然气地化特征认识的差异。高-过成熟阶段天然气的地化参数和鉴别指标偏少, 且川西雷口坡组之下潜在烃源岩埋深过大(普遍 > 7 000 m), 这给气源对比提出了新的要求。

作为原油裂解成气的衍生物^[20], 储层沥青已成为高演化阶段海相层系气源对比研究的重要对象之一, 如四川盆地普光与安岳等海相大气田储层中沥青发育程度较高, 表明其经历了古油藏的大规模聚集和裂解^[21-25]。对四川盆地雷口坡组而言, 孙玮等^[18]研究认为其内部不发育明显的沥青段, 表明古油藏在雷口坡

组并不发育, 因此推测天然气直接来自下伏海相层系。近年来, 笔者通过川西坳陷新钻井岩心观察和龙门山前野外剖面踏勘发现, 雷口坡组储层中发育一定量的沥青, 但目前尚没有对其系统性研究的报道。因此, 本次工作通过对雷口坡组储层沥青反射率、同位素组成和生物标志物特征等的分析, 探讨沥青的成因和来源, 并基于沥青地球化学特征分析来开展气源示踪。这不仅丰富了川西雷口坡组气源对比的研究方法和途径, 而且为揭示雷口坡组气源和成藏机理、明确勘探方向提供了科学依据。

1 地质背景

川西坳陷位于四川盆地西部, 东西两侧分别为龙泉山断裂和龙门山造山带, 总面积约 $10\,000 \text{ km}^2$ 。根据雷口坡组顶面现今埋深差异, 可以将其划分为龙门山前隆起带、新场隆起带、成都凹陷、绵竹凹陷、广汉斜坡和绵阳斜坡6个构造单元(图1a)。近年来随着雷口坡组勘探方向从寻找滩相气藏向寻找潮坪相白云岩气藏转变, 在新场隆起带、龙门山前隆起带和广汉斜坡钻探的多口钻井获得高产气流, 先后发现了新场(A-7, A-8)、彭州(又称川西气田, A-1, A-2, A-3)和马井(A-11)3个大、中型常压气藏(图1a)^[16], 展现了良好的勘探前景。

川西坳陷中三叠统雷口坡组为蒸发型潮坪-潟湖沉积, 其底部与下三叠统嘉陵江组(T_{1j})呈整合接触, 受印支期构造抬升和暴露剥蚀影响, 顶部与上三叠统马鞍塘组(T_{3m})呈不整合接触(图1b)。川西雷口坡组根据岩性组合差异划分为4段(自下而上依次为 T_2^1 , T_2^2 , T_2^3 和 T_2^4), 其中雷四段(T_2^4)进一步划分为3个

普光气田长兴组-飞仙关组^[24-25]和安岳气田龙王庙组^[23]等具有较高沥青含量的典型海相大气田主力储层相比,川西雷四段储层沥青发育程度明显偏低,仅零星分布,不具有连续性和规模性聚集的特征。

3.2 元素组成和含量

雷口坡组沥青样品 H/C、O/C 和 N/C 原子比分别介于 0.46 ~ 0.87, 0.08 ~ 0.39 和 0.01 ~ 0.03, 平均分别

为 0.60, 0.20 和 0.02 (表 1)。有机岩石学鉴定表明,川西雷四段岩心样品中有机质含量较低,且以次生组分固体沥青为主,基本不含原生有机质。川西雷口坡组碳酸盐岩 1 297 个样品实测有机碳含量 (TOC) 平均仅为 0.17 %^[14]。在忽略原生有机质的极端情况下,即假设 TOC 的贡献均来自沥青,则根据沥青 H/C 原子比平均值 0.60 计算,雷口坡组固体沥青平均含量最大不超过 0.18 %。

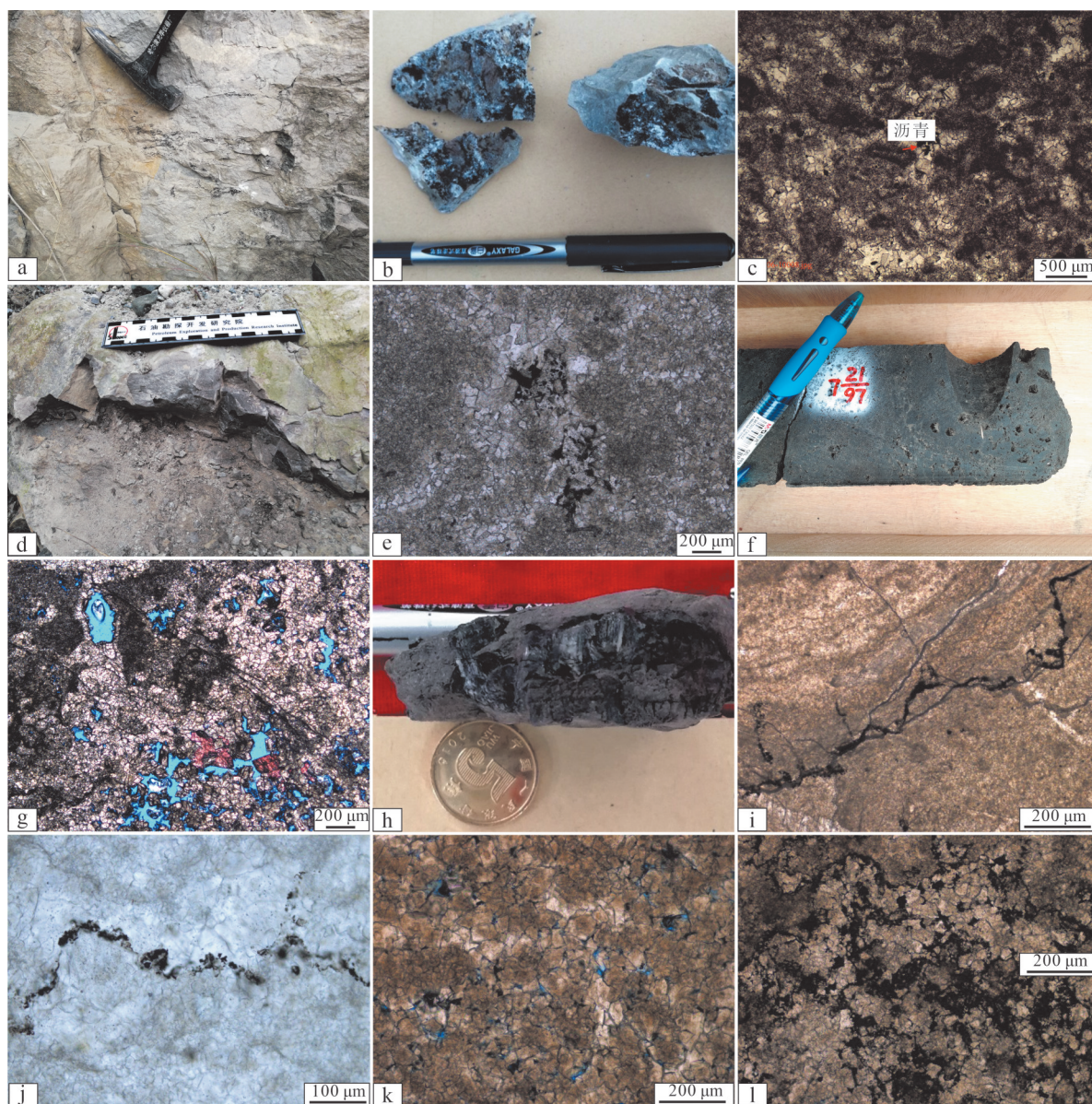


图2 川西坳陷雷口坡组野外露头 and 钻井岩心样品中沥青赋存状态

Fig. 2 Occurrence of solid bitumen in the samples from outcrops and cores, Western Sichuan Depression

a, b. 香水镇黄连桥剖面, T_2l^4 , 白云岩中沿裂缝局部充填沥青; c. 香水镇黄连桥剖面, T_2l^4 , 白云岩基质孔隙中局部充填沥青, 岩石薄片, 单偏光; d. 天池乡卸军门剖面, T_2l^4 , 白云岩中沿裂缝局部充填沥青; e. 天池乡卸军门剖面, T_2l^4 , 白云岩基质孔隙中局部充填沥青, 岩石薄片, 单偏光; f. A-17井, 埋深 6 256.69 ~ 6 256.80 m, $T_2l^{4(3)}$, 白云岩中溶蚀孔洞未被沥青充填; g. A-13井, 埋深 5 693.03 m, $T_2l^{4(3)}$, 粉晶白云岩中晶间溶孔未被沥青充填, 铸体薄片, 正交偏光; h. A-13井, 埋深 5 652.8 m, $T_2l^{4(3)}$, 含藻白云岩裂缝中充填的沥青; i. A-11井, 埋深 6 196.25 m, $T_2l^{4(3)}$, 含藻白云岩缝合线中充填沥青, 岩石薄片, 单偏光; j. A-5井, 埋深 6 018.5 m, $T_2l^{4(3)}$, 泥晶白云岩缝合线中充填沥青, 岩石薄片, 单偏光; k. A-11井, 埋深 6 178.96 m, $T_2l^{4(3)}$, 白云岩粒间溶蚀孔中部分被沥青充填, 铸体薄片, 单偏光; l. A-11井, 埋深 6 204.62 m, $T_2l^{4(3)}$, 白云岩基质孔隙中充填沥青, 岩石薄片, 单偏光

表1 川西坳陷雷口坡组四段沥青元素和碳同位素组成
Table 1 Elemental and carbon isotopic compositions of solid bitumen in the 4th member of Leikoupo Formation, Western Sichuan Depression

井号/剖面	深度/m	层位	原子比			$\delta^{13}\text{C}/\text{‰}$
			H/C	O/C	N/C	
A-11	6 204.50	$\text{T}_2\text{I}^{(3)}$	—	—	—	-27.5
A-12	5 876.00	$\text{T}_2\text{I}^{(3)}$	0.46	0.08	0.01	-27.0
A-13	5 652.80	$\text{T}_2\text{I}^{(3)}$	0.46	0.10	0.01	-25.2
A-13	5 653.85	$\text{T}_2\text{I}^{(3)}$	0.60	0.21	0.01	-25.9
A-13	5 710.10	$\text{T}_2\text{I}^{(3)}$	0.87	0.39	0.03	-26.4
香水镇黄连桥	—	T_2I^4	—	—	—	-28.6
天池乡卸军门	—	T_2I^4	—	—	—	-24.9
天池乡卸军门	—	T_2I^4	—	—	—	-25.5
天池乡卸军门	—	T_2I^4	—	—	—	-24.6

显微镜下统计表明,薄片内沥青所占面积比介于0~0.89%,平均为0.23%,近半数样品中不含沥青(表2)。固体沥青和碳酸盐岩的密度分别取1.3 g/cm³和2.7 g/cm³[25],将沥青所占面积比换算成质量含量(wt%)后发现,沥青含量介于0~0.43%,平均为0.11%;主力储层 $\text{T}_2\text{I}^{(3)}$ 中沥青含量介于0~0.41%,平均为0.12%。由此可见,根据沥青所占面积比计算所得沥青含量与根据TOC和H/C原子比计算所得沥青含量基本一致。川东北普光气田长兴组和飞仙关组储层沥青含量平均值分别为3.57%和2.92%[25],川西雷口坡组储层沥青含量与之相比明显偏低。

3.3 沥青反射率

海相层系有机质中一般缺乏镜质体,因此沥青反

表2 川西坳陷雷口坡组沥青含量

Table 2 Solid bitumen content of the Leikoupo Formation, Western Sichuan Depression

井号	层位	深度/m	岩性	沥青面积比/%	沥青质量比/%
A-3	$\text{T}_2\text{I}^{(3)}$	5 808.00	白云质藻灰岩	0.03	0.01
A-3	$\text{T}_2\text{I}^{(3)}$	5 862.00	浅灰色白云岩	0	0
A-6	$\text{T}_2\text{I}^{(3)}$	5 714.00	灰色白云岩	0.02	0.01
A-6	$\text{T}_2\text{I}^{(3)}$	5 722.00	灰色白云岩	0.55	0.26
A-10	$\text{T}_2\text{I}^{(3)}$	6 178.00	灰质白云岩	0.08	0.04
A-17	$\text{T}_2\text{I}^{(3)}$	6 267.60	微晶白云岩	0.85	0.41
A-3	$\text{T}_2\text{I}^{(2)}$	5 890.00	灰色白云岩	0	0
A-3	$\text{T}_2\text{I}^{(2)}$	6 017.00	深灰色白云岩	0	0
A-8	$\text{T}_2\text{I}^{(2)}$	5 626.00	灰色粉晶白云岩	0.89	0.43
A-6	T_2I^3	6 180.00	深灰色白云岩	0	0
A-6	T_2I^3	6 223.00	深灰色白云岩	0	0
A-6	T_2I^3	6 165.00	深灰色白云岩	0.46	0.22
A-8	T_2I^3	6 137.00	灰色白云质灰岩	0.07	0.03

射率是海相层系重要的成熟度参数。很多学者对沥青反射率与等效镜质体反射率之间的关系提出了多个换算公式[26-27],其中国内应用最为广泛的是Jacob[28]提出的 $R_{\text{oeq}}=0.618R_b+0.4$ (其中 R_{oeq} 为等效镜质体反射率, R_b 为沥青反射率,下文相同)以及丰国秀和陈盛吉[29]提出的 $R_{\text{oeq}}=0.6569R_b+0.3364$,其计算结果较为接近[14]。但实际应用中也发现,在高-过成熟阶段,沥青反射率与等效镜质体反射率较为接近[27,30],而根据Jacob[28]公式计算所得等效镜质体反射率偏低[26,31]。Schmidt等人[27]在汇总前人发表的数据和公式之后提出了新的换算公式($R_{\text{oeq}}=0.938R_b+0.3145$),该公式具有较广的成熟度适用范围。

盆地模拟研究揭示了川西坳陷中部马鞍塘组一小塘子组(T_3I)烃源岩基本达到过成熟演化阶段($R_o\geq 2.0\%$),在A-11井—A-12井一带 R_o 达到3.0%[32],其中马鞍塘组13个样品实测 R_o 介于2.71%~3.04%,平均为2.91%[33]。川西坳陷井下雷四段碳酸盐岩沥青反射率介于2.11%~3.56%,平均为3.00%,根据Jacob[28]、丰国秀和陈盛吉[29]公式计算所得 R_{oeq} 分别介于1.70%~2.60%和1.72%~2.68%,平均值分别为2.26%和2.31%,明显低于上覆马鞍塘组一小塘子组烃源岩成熟度,与地质事实不符。根据Schmidt等人[27]公式计算所得 R_{oeq} 介于2.29%~3.65%,平均值为3.14%(表3),整体略高于上覆马鞍塘组一小塘子组烃源岩 R_o ,A-11和A-12等单井 R_{oeq} (表3)也略高于模拟的马鞍塘组一小塘子组烃源岩 R_o 值[32]。这也反映了对过成熟阶段烃源岩而言,根据Jacob[28]以及丰国秀和陈盛吉[29]提出的公式计算所得结果偏低。

野外露头样品实测沥青反射率明显较低,如天池乡卸军门剖面两个样品实测 R_b 分别为0.71%和0.77%,根据Schmidt等人[27]公式计算所得 R_{oeq} 分别为0.98%和1.04%(表3),表明其热演化程度明显低于钻井岩心样品的成熟度。

3.4 碳同位素组成

四川盆地不同层位储层沥青表现出不同的同位素组成,如普光、元坝气田长兴组—飞仙关组储层沥青 $\delta^{13}\text{C}$ 值介于-30.8‰~-26.7‰,须家河组储层沥青 $\delta^{13}\text{C}$ 值则介于-25.8‰~-23.0‰[34],而安岳气田龙王庙组储层沥青 $\delta^{13}\text{C}$ 值介于-35.4‰~-33.1‰,平均为-34.6‰[35]。川西坳陷雷口坡组沥青 $\delta^{13}\text{C}$ 值介于-28.6‰~-24.6‰(图3),平均为-26.2‰(表1),整体上略低于普光、元坝气田须家河组储层沥青 $\delta^{13}\text{C}$ 值,而略高于长兴组—飞仙关组储层沥青 $\delta^{13}\text{C}$ 值。与安岳

表3 川西坳陷雷四段沥青反射率(R_b)和计算所得等效镜质体反射率(R_{oeq})
Table 3 Bitumen reflectance (R_b) and calculated equivalent vitrinite reflectance (R_{oeq}) of the 4th member of Leikoupo Formation, Western Sichuan Depression

井号/剖面	深度/m	层位	岩性	R_b /%	R_{oeq} /% ^①	R_{oeq} /% ^②	R_{oeq} /% ^③
A-1	6 237. 93	$T_2 l^4$	微晶白云岩	3. 56	2. 60	2. 68	3. 65
A-2	5 774. 60	$T_2 l^4$	微晶藻球粒灰岩	3. 28	2. 43	2. 49	3. 39
A-4	6 332. 30	$T_2 l^4$	白云质灰岩	2. 89	2. 19	2. 23	3. 03
A-6	6 094. 00	$T_2 l^4$	深灰色白云岩	2. 83	2. 15	2. 20	2. 97
A-11	6 200. 00	$T_2 l^4$	针孔状藻白云岩	3. 35	2. 47	2. 54	3. 46
A-12	5 874. 50	$T_2 l^4$	藻白云岩	3. 01	2. 26	2. 31	3. 14
A-13	5 710. 10	$T_2 l^4$	泥晶白云岩	3. 06	2. 29	2. 35	3. 18
A-15	4 591. 00	$T_2 l^4$	泥晶白云岩	2. 11	1. 70	1. 72	2. 29
天池乡卸军门	—	$T_2 l^4$	灰色白云岩	0. 77	0. 88	0. 84	1. 04
天池乡卸军门	—	$T_2 l^4$	灰色白云岩	0. 71	0. 84	0. 80	0. 98

注:①,②,③分别为据Jacob^[28]、丰国秀和陈盛吉^[29]、Schmidt等人^[27]提出的公式计算所得。

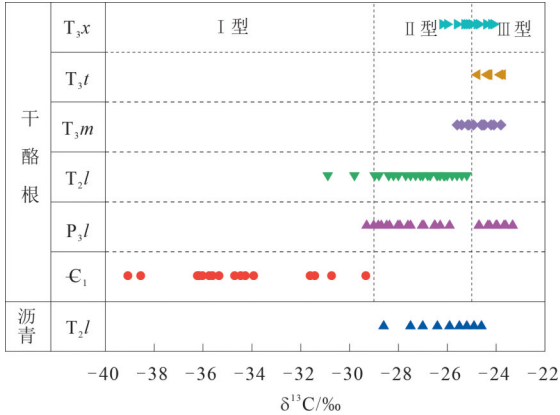


图3 川西坳陷雷口坡组储层沥青与潜在烃源岩不同类型干酪根碳同位素组成对比

Fig. 3 Comparison of carbon isotopic compositions between bitumen and kerogen of potential source rocks from the Leikoupo Formation, Western Sichuan Depression

气田龙王庙组沥青相比,川西雷口坡组沥青 $\delta^{13}\text{C}$ 值明显偏高,反映出其来源方面存在差异。雷口坡组钻井岩心中的沥青与野外露头沥青样品具有较为一致的 $\delta^{13}\text{C}$ 值分布范围(表1),表现出一定的同源特征。

3.5 生物标志化合物特征

川西坳陷雷口坡组储层沥青样品正构烷烃系列碳数主要分布在 C_{17} — C_{30} ,均表现出单峰式。石元乡马鞍塘和香水镇黄连桥剖面雷四段沥青在正构烷烃分布图上具有明显的“鼓包”特征,表明其经历了明显的生物降解作用(图4a);而天池乡卸军门剖面(图4b)及钻井岩心中的沥青样品(图4c,d)则“鼓包”不明显。雷口坡组沥青样品CPI和OEP分别介于1.03~1.47和0.98~1.43,未表现出明显的奇偶优势;Pr/Ph比值介于0.15~1.33,主体小于1。

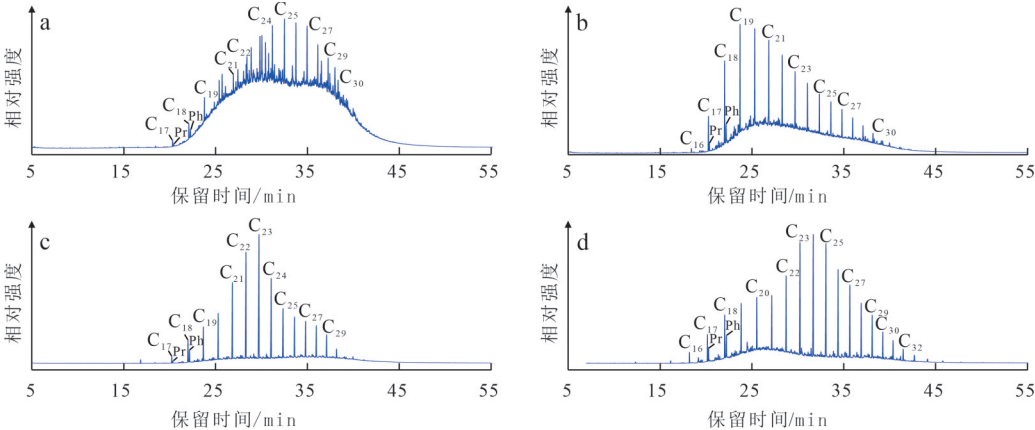


图4 川西坳陷雷口坡组储层沥青饱和烃色谱

Fig. 4 Chromatograms of saturated hydrocarbons for bitumen from the Leikoupo Formation, Western Sichuan Depression

a. 香水镇黄连桥剖面, $T_2 l^4$; b. 天池乡卸军门剖面, $T_2 l^4$; c. A-17井, $T_2 l^{4(3)}$, 埋深6 267. 6 m; d. A-13井, $T_2 l^{4(3)}$, 埋深5 652. 8 m

川西坳陷雷口坡组储层沥青样品规则甾烷含量略高于重排甾烷(图5),香水镇黄连桥等剖面受生物降解作用影响的沥青其重排甾烷和规则甾烷含量都很低(图5a),而A-17和A-13等井井下高演化沥青样品甾烷特征表现出趋同性特征(图5c,d)。这种情况下 C_{27} — C_{29} 规则甾烷($\alpha\alpha R$)相对含量分布不具有明显的指示意义。在萜烷类化合物组成方面,三环萜烷系列以 C_{23} 为主峰(图5)。在藿烷特征上,石元乡马鞍塘和香水镇黄连桥剖面雷四段沥青中藿烷含量整体偏低,且 C_{29} 藿烷含量高于 C_{30} 藿烷;天池乡卸军门剖面雷四段沥青中 C_{29} 藿烷含量低于 C_{30} 藿烷,且 C_{34} S藿烷含量明显低于 C_{35} S藿烷含量;A-17和A-13等井井下高演化沥青样品 C_{29} 藿烷含量均低于 C_{30} 藿烷, C_{34} S藿烷含量略低于 C_{35} S藿烷含量(图5)。

Peters and Moldowan^[36]统计表明,全球范围内碳酸盐岩与泥质烃源岩生成的原油其 $C_{35}S/C_{34}S$ 藿烷与 C_{29}/C_{30} 藿烷比值具有明显差异。对川西坳陷雷口坡组而言,香水镇黄连桥、石元乡马鞍塘和天池乡卸军门等野外剖面储层沥青样品具有相对较高的 $C_{35}S/$

$C_{34}S$ 藿烷与 C_{29}/C_{30} 藿烷比值,与碳酸盐岩烃源岩生成的原油特征一致(图6);而雷口坡组碳酸盐岩烃源岩岩心样品表现出泥质烃源岩的藿烷比值特征(图6),与事实不符。这表明过高的热演化程度(表3)使得藿烷比值对井下岩心样品已不具有指示意义;岩心样品中的储层沥青同样受成熟度过高影响,其藿烷比值等生标参数已失真。

4 沥青成因和来源

沥青根据其形成时间相对生油期的先后可以分为前油沥青和后油沥青两种,前者为未成熟阶段烃源岩中有机质直接转化而来,其典型特征为未经历运移或仅经历很短距离的运移;而后者为成熟阶段烃源岩生成的原油转化的产物^[26,37]。除了直接来自倾油型干酪根原位热转化外,固体沥青的形成机制主要包括3种:高温下的油气热裂解、原油的脱沥青质作用和生物降解^[26]。

川西坳陷雷四段碳酸盐岩岩心中的沥青其反射

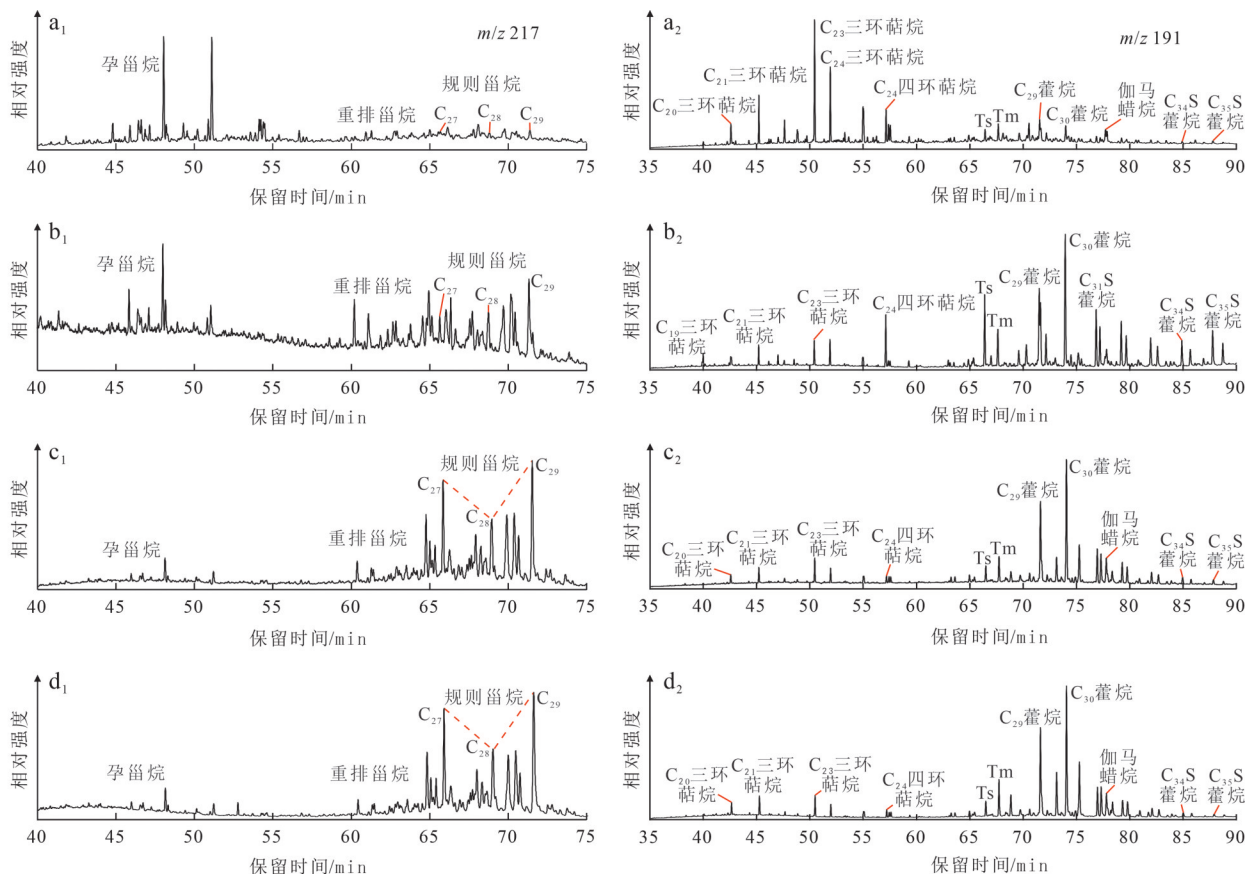


图5 川西坳陷雷口坡组储层沥青饱和烃质量色谱(m/z 217和 m/z 191)

Fig. 5 Mass chromatograms (m/z 217 and m/z 191) of saturated hydrocarbons in bitumen from the Leikoupo Formation, Western Sichuan Depression

a_1, a_2 , 香水镇黄连桥剖面, $T_2 l^4$; b_1, b_2 , 天池乡卸军门剖面, $T_2 l^4$; c_1, c_2 , A-17井, $T_2 l^{4(3)}$, 埋深 6 267.6 m; d_1, d_2 , A-13井, $T_2 l^{4(3)}$, 埋深 5 652.8 m

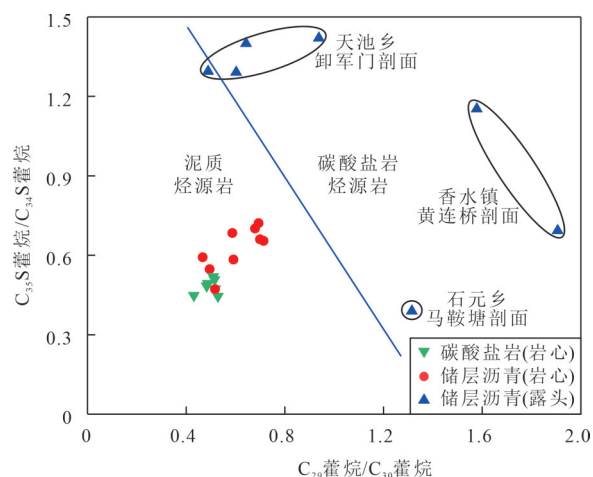


图6 川西坳陷雷口坡组储层沥青和碳酸盐岩 $C_{35}S/C_{34}S$ 藿烷与 C_{29}/C_{30} 藿烷比值相关关系

Fig. 6 Correlation between $C_{35}S/C_{34}S$ and C_{29}/C_{30} hopane ratios for bitumen and carbonate rocks from the Leikoupo Formation, Western Sichuan Depression
(泥质烃源岩和碳酸盐岩烃源岩边界据 Peters and Moldowan^[36]。)

率介于 2.11% ~ 3.56%, 等效镜质体反射率 R_{oeq} 介于 2.29% ~ 3.65%, 平均值为 3.14%, 表明井下沥青样品为典型的热裂解成因。而正构烷烃分布图上具有明显的“鼓包”特征反映了石元乡马鞍塘和香水镇黄连桥剖面雷四段沥青受到了生物降解作用影响(图 4a); 天池乡卸军门剖面雷四段沥青未表现出受生物降解作用的明显影响(图 4b), 且 R_{oeq} 介于 0.98% ~ 1.04% (表 3), 处于生油窗阶段, 成熟度相对较低, 未达到原油裂解阶段, 这些沥青推测为原油脱沥青质作用形成。族组分分析表明, 天池乡卸军门剖面沥青中沥青质含量为 30.31% ~ 44.91%, 平均为 39.54%, 与脱沥青作用形成的沥青具有相对较高的沥青质含量(30% ~ 60%^[38])一致。尽管川西雷口坡组内的一些黑色充填物被认为是残留的钻井液, 主体为重晶石和粘土混合物^[18], 但本次工作中采集的雷口坡组沥青样品其 $\delta^{13}C$ 值介于 -28.6‰ ~ -24.6‰ (表 1), 为典型有机成因。

储层沥青与干酪根碳同位素对比是揭示高演化阶段沥青来源的重要方法之一^[23,34], 且沥青碳同位素值在原油裂解过程中基本保持稳定, 因此可以用于指示烃源^[20]。受同位素分馏效应的影响, 从干酪根生成原油, $\delta^{13}C$ 值降低 1‰ ~ 2‰, 而从原油热裂解形成沥青, $\delta^{13}C$ 值增大 2‰ ~ 3‰, 因此热裂解成因沥青的 $\delta^{13}C$ 值比其烃源岩干酪根的 $\delta^{13}C$ 值高 1‰ 左右^[34]。

川西坳陷上三叠统马鞍塘组(T_3m)、小塘子组(T_3t)和须家河组(T_3x)烃源岩尽管有机质丰度较高,

但其主体为陆相烃源岩, 以 III 型有机质为主(图 3)。雷口坡组储层沥青 $\delta^{13}C$ 值整体略低于这 3 套烃源岩的干酪根 $\delta^{13}C$ 值(图 3), 不符合干酪根生油和原油裂解过程中的碳同位素分馏规律。因此, 雷口坡组储层沥青并非来自上三叠统烃源岩。

川西坳陷海相层系优质烃源岩主要为下寒武统(ϵ_1)泥岩和上二叠统龙潭组(P_3l)泥岩, 平均 TOC 均超过 2.0%^[39], 而上奥陶统五峰组(O_3w)—下志留统龙马溪组(S_1l)优质页岩在本区缺失^[40]。川西野外露头下寒武统泥岩干酪根碳同位素值整体小于 -30.5‰ (图 3), 与川中等地区岩心样品的范围^[41]一致。除个别样品外, 川西雷口坡组沥青 $\delta^{13}C$ 值比下寒武统泥岩干酪根 $\delta^{13}C$ 值普遍要高 3‰ 以上(图 3), 这远大于正常烃源岩干酪根与沥青之间的碳同位素分馏。安岳气田龙王庙组储层沥青普遍被认为来自下寒武统烃源岩, 其 $\delta^{13}C$ 值介于 -35.4‰ ~ -33.1‰^[37], 而川西雷口坡组沥青 $\delta^{13}C$ 值(-28.6‰ ~ -24.6‰; 表 1; 图 3)明显较高, 表明二者不具有同源性。此外, 野外露头低演化样品的藿烷比值反映了雷口坡组沥青来自碳酸盐岩烃源岩(图 6), 因此川西雷口坡组沥青与下寒武统泥岩不具有良好的亲缘性。

四川盆地龙潭组/吴家坪组(P_3w)为一套海—陆交互相含煤沉积^[42]。川西野外露头龙潭组泥岩干酪根 $\delta^{13}C$ 值分布范围较广, 介于 -29.3‰ ~ -23.3‰, 32 个样品中有 13 个干酪根 $\delta^{13}C$ 值大于 -25‰, 表现出腐殖型(III 型)有机质的特征, 多数(19 个)则表现出 I—II 型干酪根的特征(图 3)。受埋深过大影响, 目前川西坳陷钻探到二叠系的钻井仅有 A-14 井(图 1a)。该井龙潭组主要发育灰岩、泥灰岩和泥岩, 含少量煤线, 与典型的煤系烃源岩主要为陆相泥岩、炭质泥岩和煤存在差异。A-14 井川西坳陷龙潭组泥质烃源岩 TOC 介于 2.00% ~ 5.43%, 平均为 3.29%^[39]。目前缺乏对该井龙潭组烃源岩有机质类型的分析, 但从岩性组合推测其干酪根 $\delta^{13}C$ 值分布范围较广。川西野外露头龙潭组烃源岩样品具有较为宽泛的干酪根 $\delta^{13}C$ 值, 其与雷口坡组沥青 $\delta^{13}C$ 值的亲缘性明显弱于雷口坡组自身碳酸盐岩, 特别是对于龙潭组中干酪根 $\delta^{13}C$ 值大于 -25‰ 的偏腐殖型的部分(图 3)。此外, 川西雷口坡组钻井岩心与野外露头的沥青样品较为一致的 $\delta^{13}C$ 值分布范围(表 1)反映出二者具有一定的同源特征, 考虑到野外露头低演化样品的藿烷比值指示雷口坡组沥青来自碳酸盐岩烃源岩(图 6), 而龙潭组烃源岩主体为泥岩, 因此雷口坡组沥青主体并非来自龙潭组烃源岩。

川西坳陷潜在碳酸盐岩烃源岩主要发育于中二叠统和中三叠统。该区中二叠统栖霞组(P_2q)和茅口组(P_2m)灰岩有机质丰度较低,如A-14井茅口组灰岩TOC介于0.11%~0.61%,平均值仅为0.30%^[39],不具备越过上二叠统和下三叠统向雷口坡组大量排烃的物质基础。而雷口坡组碳酸盐岩尽管有机质丰度整体偏低,局部仍发育TOC≥0.5%的层段,尽管规模十分有限,但仍然具有一定的生烃潜力^[14]。这些碳酸盐岩干酪根 $\delta^{13}C$ 值整体略低于雷口坡组沥青 $\delta^{13}C$ 值(图3),二者表现出较好的亲缘性,因此雷口坡组储层沥青为雷口坡组自身碳酸盐岩中的相对富有机质层段生成的原油后期演化(热裂解、脱沥青质作用)生成,部分受生物降解作用影响而难以揭示其原始来源,而整体较低的沥青含量也与雷口坡组碳酸盐岩偏低的有机质丰度相一致。

5 沥青地球化学特征对气源的指示

不同层位烃源岩由于其母质类型与显微组分等方面的差异,生成的原油在族组分含量方面会有明显的差异,即使是处于相同状态(如均为正常原油),其裂解形成的沥青与甲烷的对应关系以及沥青的密度也会有差异。再结合沥青分布的非均质性,尚没有有效手段通过储层沥青对原油裂解气量进行精确计算,因此通过相关参数和过程的约束来进行估算更加具有现实意义和可行性。

Xiong等人^[20]采用塔里木盆地的正常原油样品开展的不同温度下的热裂解实验表明,正常原油裂解生成的甲烷量与固体沥青量之间呈线性正相关,二者比例为1.09 L/g,即原油裂解过程中每生成1 g储层沥青,会相应的产生1.09 L甲烷。因此,可以根据储层中固体沥青含量结合相关参数计算裂解生气强度,计算公式如下^[20]:

$$GGI = H \times C \times D \times CR \times 10^7 \quad (1)$$

式中:GGI为生气强度, m^3/km^2 ;H为储层厚度,m;C为固体沥青质量分数,%;D为岩石密度, g/cm^3 ;CR为转化比例,即甲烷与固体沥青产率比,L/g。

对川西坳陷雷口坡组而言,由于储层沥青主要来自雷口坡组自身碳酸盐岩中的相对富有机质层段生成的原油后期演化生成,这种“自生自储”成藏方式决定了其经历了完整且连续的热演化过程,即早期生成正常原油,后期发生裂解。此外,川西雷口坡组现今均已达到过成熟阶段,原油裂解生成的天然气应以甲烷为主。因此,Xiong等人^[20]根据正常原油样品热裂解实验

提出的计算公式(1)可以应用于川西坳陷雷口坡组。

天然气组分特征表明,雷口坡组天然气均为典型干气,干燥系数普遍大于0.99,丙烷含量很低甚至检测不出^[13]。 $T_2l^{(3)}$ 主力储层厚度为90~104 m^[6],H取平均值约100 m;沥青含量C取平均值0.12%;岩石密度D取碳酸盐岩密度2.7 g/cm^3 ^[25];CR采用热裂解实验结果1.09 L/g^[20]。根据公式(1)计算所得裂解生气强度GGI仅为3.53×10⁸ m^3/km^2 。结合川西气田所处构造圈闭总面积为174.7 km²^[6],计算可得该圈闭内总裂解生气量为616.69×10⁸ m^3 。上文提到,在忽略原生有机质的极端情况下,TOC和沥青H/C原子比约束了固体沥青平均含量最大不超过0.18%。以该含量进行上述计算可知,裂解生气强度GGI最大不超过5.30×10⁸ m^3/km^2 ,圈闭内总裂解生气量不超过925.91×10⁸ m^3 。一方面,上述裂解生气强度远低于形成大气田所需的生气强度标准20×10⁸ m^3/km^2 ^[43];另一方面,即使不考虑天然气聚集效率,计算所得总裂解生气量也远小于目前已提交的探明储量和控制储量总规模。这表明川西气田雷口坡组储层中沥青对应的裂解生气强度和生气量均与现今气藏规模不匹配,因此,仅靠雷口坡组储层中原油发生裂解,无法单独形成现今规模的大气田。川西大气田主力气源并非雷口坡组自身。

川西坳陷 $T_2l^{(3)}$ 主力储层中沥青平均含量仅为0.12%,TOC和沥青H/C原子比约束了固体沥青平均含量最大不超过0.18%,均远低于川东北普光气田长兴组和飞仙关组储层沥青平均含量(分别为3.57%和2.92%^[25])。这表明,雷口坡组储层中未经历大规模的古油藏聚集,与普光气田长兴组-飞仙关组气藏明显不同。基于组分和同位素特征的天然气成因鉴别表明,雷口坡组天然气为原油裂解气^[44]。因此,雷口坡组气藏主体并非来自古油藏的原位裂解,而是由高演化阶段的原油裂解气直接充注形成,即为高演化阶段“瞬时”聚气而非“累积”聚气。

甲烷碳同位素值与烃源岩有机质成熟度密切相关,Stahl与Carey Jr^[45]和戴金星^[46]提出的油型气 $\delta^{13}C_1-R_o$ 经验公式被广泛使用,二者分别反映了高演化阶段“瞬时”聚气和“累积”聚气的特征^[47]。根据雷口坡组天然气平均 $\delta^{13}C_1$ 值(-32.2‰^[13])和“瞬时”聚气经验公式($\delta^{13}C_1=17lgR_o-42$ ^[45])计算可得,雷口坡组天然气主力源岩对应 R_o 平均为3.77%。这明显高于雷口坡组储层沥青对应的 R_{oeq} 平均值3.14%,而与下伏上二叠统龙潭组烃源岩推测的成熟度较为一致。因此,雷口坡组天然气主体来自下伏上二叠统烃源岩,雷口坡组自身碳酸盐岩贡献较为有限。

6 结论

1) 四川盆地西部中三叠统雷口坡组储层中沥青仅零星分布于缝合线和裂缝中。钻井岩心样品中沥青的质量比平均仅为0.12%,等效镜质体反射率平均为3.14%。野外露头沥青样品等效镜质体反射率较低(0.98%~1.04%),香水镇黄连桥和石元乡马鞍塘剖面雷四段沥青正构烷烃分布图上具有明显的“鼓包”特征。雷口坡组沥青 $\delta^{13}\text{C}$ 值介于-28.6‰~-24.6‰。

2) 川西坳陷雷口坡组井下沥青样品为典型的热裂解成因,香水镇黄连桥和石元乡马鞍塘剖面雷四段沥青受到了生物降解作用的影响,而天池乡卸军门剖面雷四段沥青为原油脱沥青质作用形成。干酪根与沥青碳同位素特征对比以及露头低演化样品的藿烷比值特征综合表明,雷口坡组储层沥青与雷口坡组自身碳酸盐岩具有较好的亲缘性。

3) 根据沥青平均含量计算所得川西大气田雷口坡组碳酸盐岩裂解生气强度仅为 $3.53 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,气田所处构造圈闭内总裂解生气量为 $616.69 \times 10^8 \text{ m}^3$,这与现今气藏规模不匹配。川西坳陷大气田主体是由高演化阶段的原油裂解气直接充注形成,雷口坡组储层中未经历大规模的古油藏聚集。天然气主体来自下伏上二叠统烃源岩,雷口坡组自身碳酸盐岩贡献较为有限。

参 考 文 献

- [1] Dai J, Ni Y, Zou C. Stable carbon and hydrogen isotopes of natural gases sourced from the Xujiahe Formation in the Sichuan Basin, China[J]. *Organic Geochemistry*, 2012, 43(1): 103-111.
- [2] Wu X, Liu Q, Liu G, et al. Geochemical characteristics and genetic types of natural gas in the Xinchang gas field, Sichuan Basin, SW China [J]. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 2017, 91(6): 2200-2213.
- [3] 陈洪德, 刘磊, 林良彪, 等. 川西坳陷西部龙门山隆升时期上三叠统须家河组沉积响应[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(4): 801-815.
Chen Hongde, Liu Lei, Lin Liangbiao, et al. Depositional responses of Xujiahe Formation to the uplifting of Longmenshan during the Late Triassic, Western Sichuan Depression[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(4): 801-815.
- [4] 梁霄, 吴亮亮, 李亚丁, 等. 川西坳陷天井山古油藏油源判别及其与深层油气成藏关系厘定[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(1): 96-111.
Liang Xiao, Wu Liangliang, Li Yading, et al. Oil source correlation and its relationship with deeply buried hydrocarbon accumulations in Tianjingshan Paleo-uplift area, northern segment of Western Sichuan Depression [J]. *Petroleum Geology & Experiment* 2021, 43(1): 96-111.
- [5] 孟宪武, 刘勇, 石国山, 等. 四川盆地川西坳陷中段构造演化对中三叠统雷口坡组油气成藏的控制作用[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(6): 986-995.
Meng Xianwu, Liu Yong, Shi Guoshan, et al. The structural evolution of the middle section of the West Sichuan Depression in the Sichuan Basin controlled the hydrocarbon accumulation in the Middle Triassic Leikoupo Formation[J]. *Petroleum Geology & Experiment* 2021, 43(6): 986-995.
- [6] 李书兵, 胡昊, 宋晓波, 等. 四川盆地大型天然气田形成主控因素及下一步勘探方向[J]. *天然气工业*, 2019, 39(增刊1): 1-8.
Li Shubing, Hu Hao, Song Xiaobo, et al. Main controlling factors of large gas fields in the Sichuan Basin and next exploration direction[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(S): 1-8.
- [7] 钱一雄, 武恒志, 周凌方, 等. 川西中三叠统雷口坡组三段-四段白云岩特征与成因——来自于岩相学及地球化学的约束[J]. *岩石学报*, 2019, 35(4): 1161-1180.
Qian Yixiong, Wu Hengzhi, Zhou Lingfang, et al. Characteristics and origin of dolomites in the third and fourth members of Leikoupo Formation of the Middle Triassic in NW Sichuan Basin: Constraints in mineralogical, petrographic and geochemical data [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2019, 35(4): 1161-1180.
- [8] 王琼仙, 宋晓波, 陈洪德, 等. 川西龙门山前雷口坡组四段白云岩储层胶结物对早期孔隙的影响[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(6): 757-763.
Wang Qiongxiang, Song Xiaobo, Chen Hongde, et al. Cement characteristics and effects on dolomite reservoir pores in the fourth member of Leikoupo Formation, Longmen Mountain front, western Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(6): 757-763.
- [9] 王琼仙, 宋晓波, 王东, 等. 川西龙门山前雷口坡组四段储层特征及形成机理[J]. *石油实验地质*, 2017, 39(4): 491-497.
Wang Qiongxiang, Song Xiaobo, Wang Dong, et al. Reservoir characteristics and formation mechanism of the 4th member of the Leikoupo Formation in Longmen Mountain front [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2017, 39(4): 491-497.
- [10] 周凌方, 钱一雄, 宋晓波, 等. 四川盆地西部彭州气田中三叠统雷口坡组四段上亚段白云岩孔隙表征、分布及成因[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(1): 177-188.
Zhou Lingfang, Qian Yixiong, Song Xiaobo, et al. Characteristics, distribution and origin of dolomite reservoir in the upper Lei4 member of the Middle Triassic, Pengzhou gas field, western Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(1): 177-188.
- [11] 郝哲敏, 许国明, 陈洪德, 等. 川西坳陷马井地区中三叠统雷四³亚段储层孔隙类型与面孔率定量研究[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(2): 380-392, 422.
Hao Zheming, Xu Guoming, Chen Hongde, et al. Pore classification and thin section porosity quantification of reservoir in the T₂l⁴⁽³⁾ in Majing area, Western Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(2): 380-392, 422.

- [12] 谢刚平. 川西坳陷中三叠统雷口坡组四段气藏气源分析[J]. 石油实验地质, 2015, 37(4): 418-422, 429.
Xie Gangping. Source of gas reservoirs in the fourth member of the Middle Triassic Leikoupo Formation in Western Sichuan Depression [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(4): 418-422.
- [13] Wu X, Chen Y, Liu G, et al. Geochemical characteristics and origin of natural gas reservoir in the 4th Member of the Middle Triassic Leikoupo Formation in the Western Sichuan Depression, Sichuan Basin, China [J]. Journal of Natural Gas Geoscience, 2017, 2(2): 99-108.
- [14] 吴小奇, 陈迎宾, 翟常博, 等. 川西坳陷中三叠统雷口坡组天然气气源对比[J]. 石油学报, 2020, 41(8): 918-927, 1018.
Wu Xiaoli, Chen Yingbin, Zhai Changbo, et al. Gas-source correlation of natural gas in the Middle Triassic Leikoupo Formation in the western Sichuan depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(8): 918-927, 1018.
- [15] 李书兵, 许国明, 宋晓波. 川西龙门山前构造带彭州雷口坡组大型气田的形成条件[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(3): 74-82.
Li Shubing, Xu Guoming, Song Xiaobo. Forming conditions of Pengzhou large gas field of Leikoupo Formation in Longmenshan piedmont tectonic belt, western Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 74-82.
- [16] 宋晓波, 袁洪, 隆轲, 等. 川西地区雷口坡组潮坪白云岩气藏成藏地质特征及富集规律[J]. 天然气工业, 2019, 39(增刊1): 54-59.
Song Xiaobo, Yuan Hong, Long Ke, et al. Geological characteristics of gas accumulation and enrichment rule of tidal-flat dolomite gas pools in the Leikoupo Formation in western Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(Suppl 1): 54-59.
- [17] 刘树根, 孙玮, 宋金民, 等. 四川盆地中三叠统雷口坡组天然气勘探的关键地质问题[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(2): 151-167.
Liu Shugen, Sun Wei, Song Jinmin, et al. The key geological problems of natural gas exploration in the Middle Triassic Leikoupo Formation in Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(2): 151-167.
- [18] 孙玮, 刘树根, 曹俊兴, 等. 四川叠合盆地西部中北段深层-超深层海相大型气田形成条件分析[J]. 岩石学报, 2017, 33(4): 1171-1188.
Sun Wei, Liu Shugen, Cao Junxing, et al. Analysis on the formation conditions of large-scale marine deep and super-deep strata gas fields in the middle-northern segments of western Sichuan Superimposed Basin, China [J]. Acta Petrologica Sinica, 2017, 33(4): 1171-1188.
- [19] 杨克明. 四川盆地西部中三叠统雷口坡组烃源岩生烃潜力分析[J]. 石油实验地质, 2016, 38(3): 366-374.
Yang Keming. Hydrocarbon potential of source rocks in the Middle Triassic Leikoupo Formation in the Western Sichuan Depression [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(3): 366-374.
- [20] Xiong Y, Jiang W, Wang X, et al. Formation and evolution of solid bitumen during oil cracking [J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 78: 70-75.
- [21] Zhang P, Liu G, Cai C, et al. Alteration of solid bitumen by hydrothermal heating and thermochemical sulfate reduction in the Ediacaran and Cambrian dolomite reservoirs in the Central Sichuan Basin, SW China [J]. Precambrian Research, 2019, 321: 277-302.
- [22] Gao P, Liu G, Lash G G, et al. Occurrences and origin of reservoir solid bitumen in Sinian Dengying Formation dolomites of the Sichuan Basin, SW China [J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 200: 135-152.
- [23] 郝彬, 赵文智, 胡素云, 等. 川中地区寒武系龙王庙组沥青成因与油气成藏史[J]. 石油学报, 2017, 38(8): 863-875.
Hao Bin, Zhao Wenzhi, Hu Suyun, et al. Bitumen genesis and hydrocarbon accumulation history of the Cambrian Longwangmiao Formation in Central Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(8): 863-875.
- [24] 胡安平, Li M, 杨春, 等. 川东北高含硫化氢气藏中储层沥青的特征[J]. 石油学报, 2010, 31(2): 231-236.
Hu Anping, Li Maowen, Yang Chun, et al. Characteristics of reservoir bitumen in Puguang and Maoba gas fields with high H₂S content in north-eastern Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 231-236.
- [25] 秦建中, 付小东, 刘效曾. 四川盆地东北部气田海相碳酸盐岩储层固体沥青研究[J]. 地质学报, 2007, 81(8): 1065-1071.
Qin Jianzhong, Fu Xiaodong, Liu Xiaozeng. Solid bitumens in the marine carbonate reservoir of gas field in the northeast are of the Sichuan Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(8): 1065-1071.
- [26] Mastalerz M, Drobnik A, Stankiewicz A B. Origin, properties, and implications of solid bitumen in source-rock reservoirs: A review [J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 195: 14-36.
- [27] Schmidt J S, Menezes T R, Souza I V A F, et al. Comments on empirical conversion of solid bitumen reflectance for thermal maturity evaluation [J]. International Journal of Coal Geology, 2019, 201: 44-50.
- [28] Jacob H. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen ("migrabitumen") [J]. International Journal of Coal Geology, 1989, 11(1): 65-79.
- [29] 丰国秀, 陈盛吉. 岩石中沥青反射率与镜质体反射率之间的关系[J]. 天然气工业, 1988, 8(3): 20-25.
Feng Guoxiu, Chen Shengji. Relationship between the reflectance of bitumen and vitrinite in rock [J]. Natural Gas Industry, 1988, 8(3): 20-25.
- [30] 秦建中, 腾格尔, 杨琦, 等. 川东地区海相高演化层系的成熟度指标研究[J]. 石油学报, 2009, 30(2): 208-213.
Qin Jianzhong, Tengger, Yang Qi, et al. Research on maturity indicators of high-maturity marine strata in the eastern Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 208-213.
- [31] 刘文斌, 秦建中, 孟庆强, 等. 川东北地区飞仙关组—长兴组储层沥青反射率及含硫量特征[J]. 地质学报, 2008, 82(3):

- 373-379.
- Liu Wenbin, Qin Jianzhong, Meng Qingqiang, et al. Reflectance and content of sulfur character of bitumen in the Feixianguan-Changxing Formation, northeastern Sichuan[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2008, 82(3): 373-379.
- [32] 江兴歌, 曾华盛, 朱建辉, 等. 川西坳陷中部上三叠统烃源岩动态演化模拟[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(4): 545-551.
- Jiang Xingge, Zeng Huasheng, Zhu Jianhui, et al. Dynamic evolution simulation of the Upper Triassic source rocks in central part of western Sichuan Depression[J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(4): 545-551.
- [33] 王东燕, 曾华盛, 王津义. 四川盆地川西坳陷中段上三叠统烃源岩评价[J]. *石油实验地质*, 2010, 32(2): 192-195.
- Wang Dongyan, Zeng Huasheng, Wang Jinyi. Evaluation on Upper Triassic hydrocarbon source rocks of Western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2010, 32(2): 192-195.
- [34] 朱扬明, 李颖, 郝芳, 等. 四川盆地东北部海、陆相储层沥青组成特征及来源[J]. *岩石学报*, 2012, 28(3): 870-878.
- Zhu Yangming, Li Ying, Hao Fang, et al. Compositional characteristics and origin of marine and terrestrial solid reservoir bitumen in the northeast Sichuan basin[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2012, 28(3): 870-878.
- [35] 郝彬, 胡素云, 黄士鹏, 等. 四川盆地磨溪地区龙王庙组储层沥青的地球化学特征及其意义[J]. *现代地质*, 2016, 30(3): 614-626.
- Hao Bin, Hu Suyun, Huang Shipeng, et al. Geochemical characteristics and its significance of reservoir bitumen of Longwangmiao Formation in Moxi area, Sichuan Basin[J]. *Geoscience*, 2016, 30(3): 614-626.
- [36] Peters K E, Moldowan J M. The biomarker guide: Interpreting molecular fossil in petroleum, and ancient sediments[M]. New Jersey: Prentice Hall Inc, 1993.
- [37] Curiale J A. Origin of solid bitumens, with emphasis on biological marker results[J]. *Organic Geochemistry*, 1986, 10(1): 559-580.
- [38] 张敏, 张俊, 梅博文. 塔里木盆地牙哈油田沥青垫特征及其成因——烃的特征与沥青垫成因[J]. *石油与天然气地质*, 1998, 19(1): 49-52, 58.
- Zhang Min, Zhang Jun, Mei Bowen. Characteristics and origin of tar mats in Yaha oil-gas fields, Tarim Basin: Occurrence and macroscopic compositional features[J]. *Oil & Gas Geology*, 1998, 19(1): 49-52, 58.
- [39] 陆建林, 左宗鑫, 师政, 等. 四川盆地西部二叠系火山作用特征与天然气勘探潜力[J]. *天然气工业*, 2019, 39(2): 46-53.
- Lu Jianlin, Zuo Zongxin, Shi Zheng, et al. Characteristics of Permian volcanism in the western Sichuan Basin and its natural gas exploration potential[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(2): 46-53.
- [40] Dai J, Zou C, Dong D, et al. Geochemical characteristics of marine and terrestrial shale gas in China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 76: 444-463.
- [41] Wei Guoqi, Xie Zengye, Song Jiarong, et al. Features and origin of natural gas in the Sinian-Cambrian of central Sichuan paleo-uplift, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(6): 768-777.
- [42] 刘全有, 金之钧, 高波, 等. 四川盆地二叠系烃源岩类型与生烃潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2012, 33(1): 10-18.
- Liu Quanyou, Jin Zhijun, Gao Bo, et al. Types and hydrocarbon generation potential of the Permian source rocks in the Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(1): 10-18.
- [43] 戴金星, 王庭斌, 宋岩, 等. 中国大中型天然气田形成条件与分布规律[M]. 北京: 地质出版社, 1997, 1-300.
- Dai Jinxing, Wang Tingbin, Song Yan, et al. The formation and distribution of medium-large gas fields in China[M]. Beijing: Geological Press, 1997, 1-300.
- [44] Wu X, Liu Q, Chen Y, et al. Constraints of molecular and stable isotopic compositions on the origin of natural gas from Middle Triassic reservoirs in the Chuanxi large gas field, Sichuan Basin, SW China[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2020, 204: 104589.
- [45] Stahl W J, Carey Jr B D. Source-rock identification by isotope analyses of natural gases from fields in the Val Verde and Delaware basins, west Texas[J]. *Chemical Geology*, 1975, 16(4): 257-267.
- [46] 戴金星. 天然气碳氢同位素特征和各类天然气鉴别[J]. *天然气地球科学*, 1993, 4(2/3): 1-40.
- Dai Jinxing. Carbon and hydrogen isotopic characteristics and identification of various natural gases[J]. *Natural Gas Geoscience*, 1993, 4(2/3): 1-40.
- [47] Galimov E M. Isotope organic geochemistry[J]. *Organic Geochemistry*, 2006, 37(10): 1200-1262.

(编辑 董立)