

川南地区下志留统龙马溪组有机质热演化及其主控因素

蒋前前^{1,2}, 吴娟¹, 王恒¹, 匡龙伟¹, 周志鹏¹, 杨雨然³, 李彦佑³, 罗超³, 邓宾¹, 焦堃¹

(1. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川 成都 610059; 2. 中国石油 华北油田分公司 勘探开发研究院, 河北 任丘 062552; 3. 中国石油 西南油气田分公司 页岩气研究院, 四川 成都 610051)

摘要:为研究川南地区下志留统龙马溪组有机质热演化特征,根据钻井、岩性和温度实验数据,研究了现今地温场特征,利用激光拉曼光谱测定计算了龙马溪组页岩有机质镜质体反射率,以镜质体反射率(R_o)为约束,用BasinMod盆地数值模拟技术重建了该区热流史及龙马溪组有机质热演化史。研究表明,川南地区龙马溪组储层沥青光拉曼镜质体反射率(R_{mcR_o})为2.7%~3.9%,有机质现均已达到过成熟阶段,平面上从威远—泸州—长宁区块成熟度逐渐增加。加里东期大部分有机质尚未进入生烃门限。东吴期—印支期威远北部及渝西北部有机质处于低成熟—成熟阶段,同期长宁—宁西及泸州南部有机质分别进入高成熟和过成熟阶段。燕山期川南龙马溪组有机质普遍达到过成熟阶段。川南地区龙马溪组有机质热演化受古地貌、古埋深、峨眉山玄武岩喷发及构造隆升等地质因素的共同影响,其中古埋深及峨眉山玄武岩喷发是有机质热演化最主要的控制因素。

关键词:热演化;有机质;页岩;龙马溪组;下志留统;川南地区

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Thermal evolution of organic matter in the Lower Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin and its main controlling factors

JIANG Qianqian^{1,2}, WU Juan¹, WANG Heng¹, KUANG Longwei¹, ZHOU Zhipeng¹, YANG Yuran³,
LI Yanyou³, LUO Chao³, DENG Bin¹, JIAO Kun¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Huabei Oilfield Company, PetroChina, Renqiu, Hebei 062552, China; 3. Shale Gas Research Institute, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China)

Abstract: This study aims to investigate the thermal evolution characteristics of organic matter in the Lower Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin. Data from wells, lithology, and temperature experiments is applied to examine the present-day geothermal field characteristics; Laser-excited Raman spectroscopy is employed to measure and calculate the vitrinite reflectance (R_{mcR_o}) of organic matter in shales in the Longmaxi Formation. Using R_o as a constraint and the BasinMod technique for numerical simulations of basins, we reconstruct both the heat flow history in the southern Sichuan Basin and the thermal evolution history of organic matter in the Longmaxi Formation within the basin. The results show that the bitumen in the reservoirs of the Longmaxi Formation in the southern Sichuan Basin exhibits R_{mcR_o} values varying from 2.7 % to 3.9 %, indicating the presence of overmature organic matter, with the maturity increasing gradually from the Weiyuan to Luzhou and then to Changning blocks. During the Caledonian, most organic matter was yet to reach the hydrocarbon generation threshold. From the Dongwu to the Indosinian orogenies, the organic matter in the northern Weiyuan and northwestern Chongqing areas featured low to medium maturity, while that in the Changning-Ningxi blocks and the southern Luzhou block was highly mature and overmature, respectively. During the Yanshanian movement, the organic matter in the Longmaxi Formation in the southern Sichuan Basin was generally overmature. The thermal evolution of organic matter in the Longmaxi Formation in the southern Sichuan Basin is jointly

收稿日期:2024-01-12;修回日期:2024-07-15。

第一作者简介:蒋前前(1997—),男,硕士研究生,页岩气成藏过程与机理。E-mail: Jiangqianqian1124@163.com。

通信作者简介:吴娟(1985—),女,副教授,油气成藏动力学过程、储层流体。E-mail: wujuan16@cdut.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42372174);四川省自然科学基金项目(2023NSFSC0262)。

affected by several geological factors such as paleogeomorphology, paleo-burial depth, eruption of the Emeishan Basalt, and tectonic uplifting. Of these, the paleo-burial depth and eruption of the Emeishan Basalt are identified as the primary factors.

Key words: thermal evolution, organic matter, shale, Longmaxi Formation, Lower Silurian, southern Sichuan Basin

引用格式:蒋前前,吴娟,王恒,等. 川南地区下志留统龙马溪组有机质热演化及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(5): 1321–1336. DOI: 10. 11743/ogg20240509.

JIANG Qianqian, WU Juan, WANG Heng, et al. Thermal evolution of organic matter in the Lower Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin and its main controlling factors[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(5): 1321–1336. DOI: 10. 11743/ogg20240509.

四川盆地具有优越的油气地质条件和丰富的油气资源^[1], 常规与非常规油气共存的优势使其具备成为“超级”含油气盆地的潜力^[2]。作为一个古老的叠合盆地, 四川盆地经历过复杂的热史, 对烃源岩热成熟演化、油气生成、运移和原油裂解等过程均有重要的影响。

多位学者曾对四川盆地钻井地层温度及岩石热物性参数进行过大量研究, 揭示该盆地现今具有中、低热流特征, 但峨眉山玄武岩喷发所导致的热异常事件造成晚二叠世曾出现过热流异常高值, 使得盆地古热流经历了稳定低值—迅速增加至峰值—快速降低—逐渐稳定至现今水平等一系列过程^[3–7]。有机质成熟度对于页岩孔隙演化、页岩吸附能力以及页岩气富集等均具有重要的控制作用, 通常用镜质体反射率(R_o)作为衡量标准, 现今有机质成熟度也是页岩气评价的一项重要指标^[1, 8–13]。川南地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩是目前中国南方海相页岩气勘探开发成效最好的层系之一^[14–16], 但具有形成时代老、演化程度高和缺乏镜质体的特点, 故无法测量镜质体反射率以反映现今有机质热演化程度。前人通过沥青反射率、笔石反射率、岩石最高热解峰温、伊/蒙混层比、伊利石结晶度和激光拉曼光谱分析等方法, 对川南下古生界烃源岩现今成熟度进行了判别或计算^[17–22]。其中, 激光拉曼光谱分析作为一种操作简单、无损且较为有效的技术, 可用来测定固体沥青或笔石的拉曼参数, 进而换算成等效镜质体反射率, 在四川盆地有机质成熟度及石墨化相关研究中得到了广泛应用^[11, 17, 23–24]。总体来看, 前人研究揭示了盆地级别的地温场及热流演化特征, 也对川南现今页岩有机质热演化特征进行了分析, 但针对川南页岩发育区不同时期的热史定量化恢复、烃源岩热演化过程及其主控因素等方面目前还甚少涉及。

本文以川南不同区块典型钻井的实测地层温度为基础, 利用激光拉曼光谱测定下志留统龙马溪组页岩固体沥青成熟度; 并以现今地层温度及全井段实测 R_o 值为约束, 通过盆地数值模拟技术恢复川南地区热流

史及龙马溪组页岩有机质热演化史, 揭示影响该区有机质热演化史的主要控制因素, 为四川盆地地下古生界页岩气勘探开发提供一定的参考依据。

1 地质概况

研究区处于四川盆地南部及其周缘, 主体位于川南低陡褶皱带和川西南低陡褶皱带(图 1a), 北至川中平缓构造带, 东至川东高陡褶皱带, 南端延伸到盆地外缘^[25–29], 包括威远、泸州、渝西、长宁和宁西等主要的页岩气勘探开发区块(图 1b)。

川南地区经历了多期沉降埋藏及构造抬升过程, 现今地表出露白垩系、侏罗系和三叠系等地层^[30–31]。加里东期剥蚀量受川中古隆起控制, 为 100 ~ 200 m^[32]; 海西期受到东吴运动影响, 剥蚀量为 200 ~ 900 m, 距峨眉山玄武岩喷发越近, 剥蚀量越大; 在印支期再次遭受剥蚀后, 研究区进入了快速埋藏沉降的过程^[33]; 晚白垩世以来该区总体经历了快速隆升剥蚀的过程, 地表剥蚀量普遍大于 2 000 m, 长宁地区及其南部地表剥蚀量超过 4 500 m^[34–36]。川南龙马溪组现今埋深在 2 000 ~ 5 000 m, 底部总有机碳含量(TOC)普遍较高, 龙一¹亚段(龙马溪组一段1亚段)TOC 总体大于 2 %、最高可达 8 % (图 1c)^[11]。受多阶段沉降埋深和差异隆升的影响, 龙马溪组页岩有机质现今已普遍达到高成熟—过成熟阶段, 但不同时期有机质成熟度的平面展布特征有所差异。

2 研究方法

本次研究中的实测地层温度来自川南典型钻井的井底温度或试气层温度, 应用公式(1)计算地温梯度^[6], 参考前人建立的四川盆地沉积地层岩石热导率系列柱^[5–6], 按照岩性组分百分比计算各地层的热导率, 并采用热传导法计算现今热流。

$$G=(T-T_0)/(Z-Z_0) \quad (1)$$

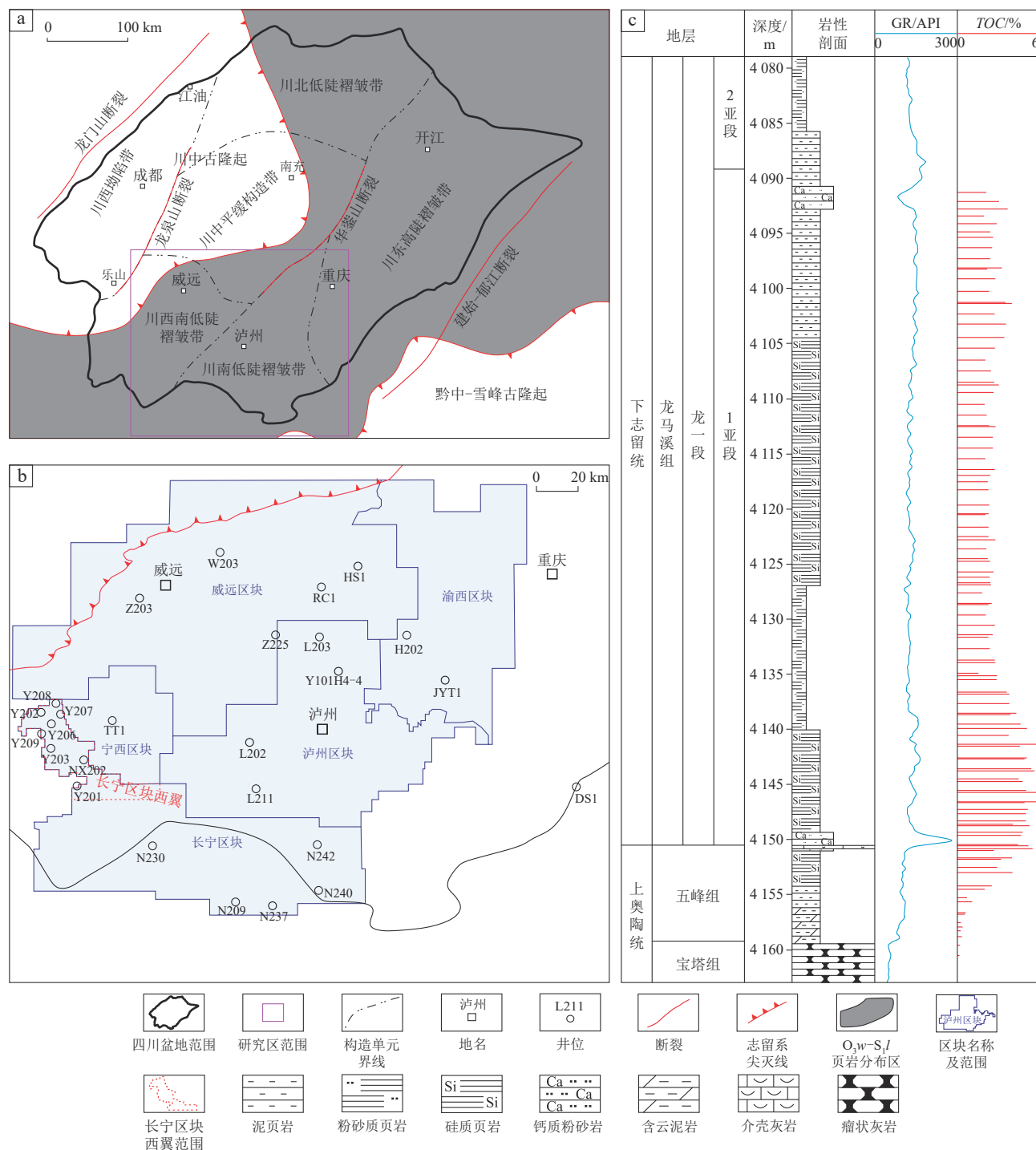


图1 川南地区构造单元划分(a)^[25-29]、典型钻井分布(b)^[11]及典型钻井地层综合柱状图(c)^[11]

Fig. 1 Maps showing division of structure units (a)^[25-29], typical well distribution (b)^[11] and the composite stratigraphic column of typical wells (c)^[11] of the southern Sichuan Basin

式中: T 为地层温度, $^{\circ}\text{C}$; T_0 为恒温带的温度(地表温度设为 20°C), $^{\circ}\text{C}$; Z 为地层深度, km ; G 为地温梯度, $^{\circ}\text{C}/\text{km}$; Z_0 为恒温带深度, km 。

固体沥青成因不同会导致其光性结构有所差异, 从而造成沥青镜质体反射率及其计算得到的成熟度存在不确切性, 而沥青激光拉曼参数则可以有效避免这

种情况^[37-38]。刘德汉等^[39]建立了利用激光拉曼光谱D峰和G峰位移的峰间距($G-D$)、峰高比($D_{\text{h}}/G_{\text{h}}$)计算高-过成熟阶段固体有机质等效镜质体反射率的方法:其中成熟-高成熟阶段样品适用公式(2),过成熟样品则适用于公式(3);同时指出当有机质热演化程度逐渐增高时,G峰和D峰变得更加明显且会出现G'峰(二价

峰,位移为 $2\,500\sim 2\,700\text{ cm}^{-1}$ 鼓包。孟江辉等^[11]在对比多种类型有机质随机镜质体反射率及其拉曼光谱参数关系的研究中指出,当有机质随机镜质体反射率小于3.5%时,峰间距($G-D$)与成熟度呈现正相关关系,而当随机镜质体反射率大于3.5%时,两者相关性变差,峰高比(D_h/G_h)随着成熟度的增高而增大;王玉满等^[23]则指出当出现 G' 峰时应用峰高比即公式(3)计算 R_{mcR_o} 值,反之则应用公式(2)。本次研究共采集川南地区10口典型钻井龙马溪组页岩样品共36块,对148个固体沥青测点进行了激光拉曼光谱测试,根据 G' 峰形态选择公式(2)或公式(3)计算 R_{mcR_o} 值,进而分析龙马溪组页岩现今成熟度平面分布特征。

$$R_{mcR_o}=0.053\,7(G-D)-11.21 \quad (2)$$

$$R_{mcR_o}=1.165\,9(D_h/G_h)+2.758\,8 \quad (3)$$

式中: R_{mcR_o} 为有机质激光拉曼镜质体反射率,%; $G-D$ 为 D 峰和 G 峰位移的峰间距, cm^{-1} ; D_h/G_h 为 D 峰和 G 峰的峰高比,无量纲。

在对典型钻井热史恢复的过程中,首先应用地层趋势厚度法、古温标与声波时差等多种方法,明确川南地区典型钻井关键构造期的剥蚀厚度^[32-35,40];然后将地层深度、岩性、地质年代、地层温度以及按照前述方法得到的剥蚀厚度、现今热流和实测 R_o 等数据输入到Basinmod盆地数值模拟软件中,基于前人古热流研究成果先设定一个热流演化路径,选择瞬变热流模型和Easy% R_o 模型进行模拟^[3,7,30,41-43]。在这一过程中,以现今实测地层温度及 R_o 作为约束,将计算得到的 R_o 与实测值进行对比,不断调整古热流值使得两者的拟合程度达到最佳,从而恢复关键地质历史时期(加里东期、东吴期、印支期和燕山期)川南地区古热流演化史以及龙马溪组页岩有机质热演化史^[30,44-46]。

3 川南地区现今地温场及龙马溪组有机质成熟度

3.1 川南地区现今地温场特征

试油/气温度是钻井资料中较为可靠的实测温度数据,能够在一定程度上反映真实的地层温度。本文收集了川南地区不同区块内多口典型钻井的实测地温数据,数据点深度范围在 $500.0\sim 6\,100.0\text{ m}$,地层温度介于 $50.0\sim 190.0\text{ }^{\circ}\text{C}$,计算得到研究区现今地温梯度介于 $22\sim 30\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$ (表1;图2)。

根据地温梯度及热导率计算得到现今热流值,结果显示研究区典型钻井现今热流值在 $51.0\sim 68.6\text{ mW}/\text{m}^2$,平均值为 $58.2\text{ mW}/\text{m}^2$ (表1)。在此基础上,结合前人文献数据^[4,6],采用克里金插值法绘制川南地区现今大地热流平面等值线图(图3),该方法相较传统方法拟合效果更好并能够根据给出的期望方差明确结果可信度,然而其对于期望方差的计算假设仍需完善^[47],因此以下平面等值线图(图3,图5,图10,图12)均在此方法基础上结合地质认识加以修正。结果显示,川南地区现今具有中、低热流特征,热流值介于 $32.6\sim 71.0\text{ mW}/\text{m}^2$ ^[6]。其中,威远区块西部及长宁区块主体部分的热流值较高,最高达到 $67.0\text{ mW}/\text{m}^2$;渝西区块总体热流值大于 $54.0\text{ mW}/\text{m}^2$;宁西地区至泸州区块西部地区现今热流值相对较低,约为 $32.0\sim 47.0\text{ mW}/\text{m}^2$;这一分布特征或由威远地区西部及盆地边缘因构造运动所引起的抬升剥蚀幅度较高、基底埋深相较其他地区减少所致^[35,48]。

3.2 现今龙马溪组有机质成熟度

在通过激光拉曼光谱仪对研究区页岩样品进行测

表1 川南地区典型钻井地温及现今热流值

Table 1 Geotemperature and present-day heat-flow values of typical wells in the southern Sichuan Basin

井号	深度/m	实测地温/ $^{\circ}\text{C}$	地温梯度/ $(^{\circ}\text{C}/\text{km})$	现今热流值/ (mW/m^2)
W203	3 220.0	111.4	28	62.7
Z203	2 940.0	109.0	30	68.6
Z225	3 907.9	116.0	25	55.7
RC1	6 019.0	187.0	28	58.9
JYT1	4 375.0	148.0	29	64.1
H202	4 129.4	115.6	23	53.4
L211	4 961.0	137.0	24	53.0
L202	4 380.0	120.0	23	51.0
Y207	3 079.9	89.0	22	51.1
N209	3 202.0	109.7	28	62.2

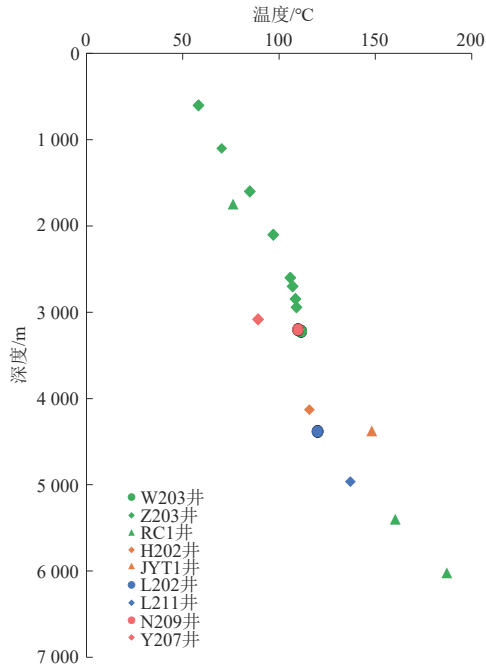


图2 川南地区典型钻井试油温度/井底温度数据

Fig. 2 Cross plot showing the formation testing temperature/bottomhole temperature of typical wells vs. burial depth in the southern Sichuan Basin

试时,部分测点的光谱中尚未出现G'峰,且在拉曼位移 2700 cm^{-1} 处呈现下倾斜坡或平台(图4a—c),表明有机质尚未发生石墨化;而部分样品则具备G'峰特征(图4d),表明其已发生有机质石墨化^[23]。从不同区块典型钻井龙马溪组页岩固体沥青激光拉曼镜质体反射率的计算结果来看(表2),威远区块其值普遍小于3.20%,Z203井其值介于2.34%~2.92%,HS1井成熟度略高,平均值为3.10%;泸州区块相对威远区块测试结果增高,L202井平均值为3.34%;长宁区块N237井、N240井及渝西区块JYT1井、H202井等钻井龙马溪组有机质成熟度相对更高,平均值均大于3.40%。

根据多口典型钻井龙马溪组页岩固体沥青镜质体反射率测试结果,结合前人文献报道^[11,49-50],应用克里金插值法绘制出川南地区龙马溪组现今有机质成熟度平面分布图(图5)。总体上,川南地区龙马溪组有机质现今成熟度呈现由西北向东南(威远—泸州—长宁区块)增加的趋势,威远地区成熟度相对较低,镜质体反射率介于2.7%~3.3%;长宁地区龙马溪组现今成熟度最高,镜质体反射率整体大于3.4%。结合川南地区现今热流分布特征(图3)及古埋深特征^[51],认为

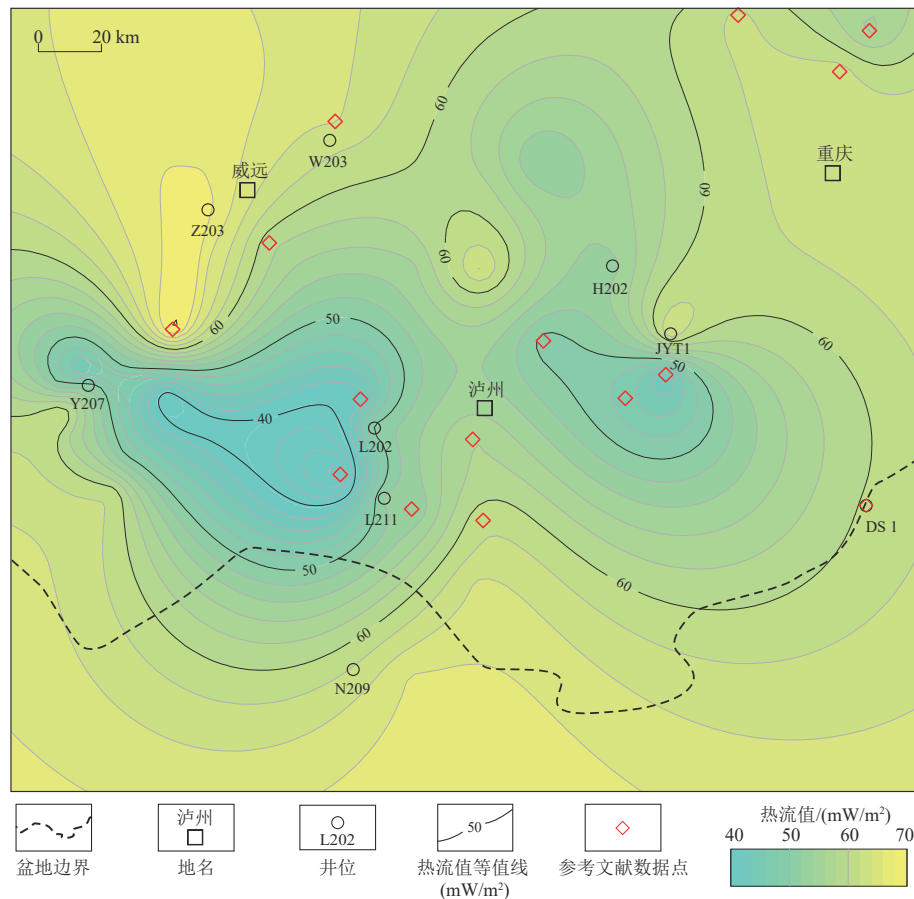


图3 川南地区现今热流值平面分布

Fig. 3 Isogram of the present-day heat-flow values in the southern Sichuan Basin

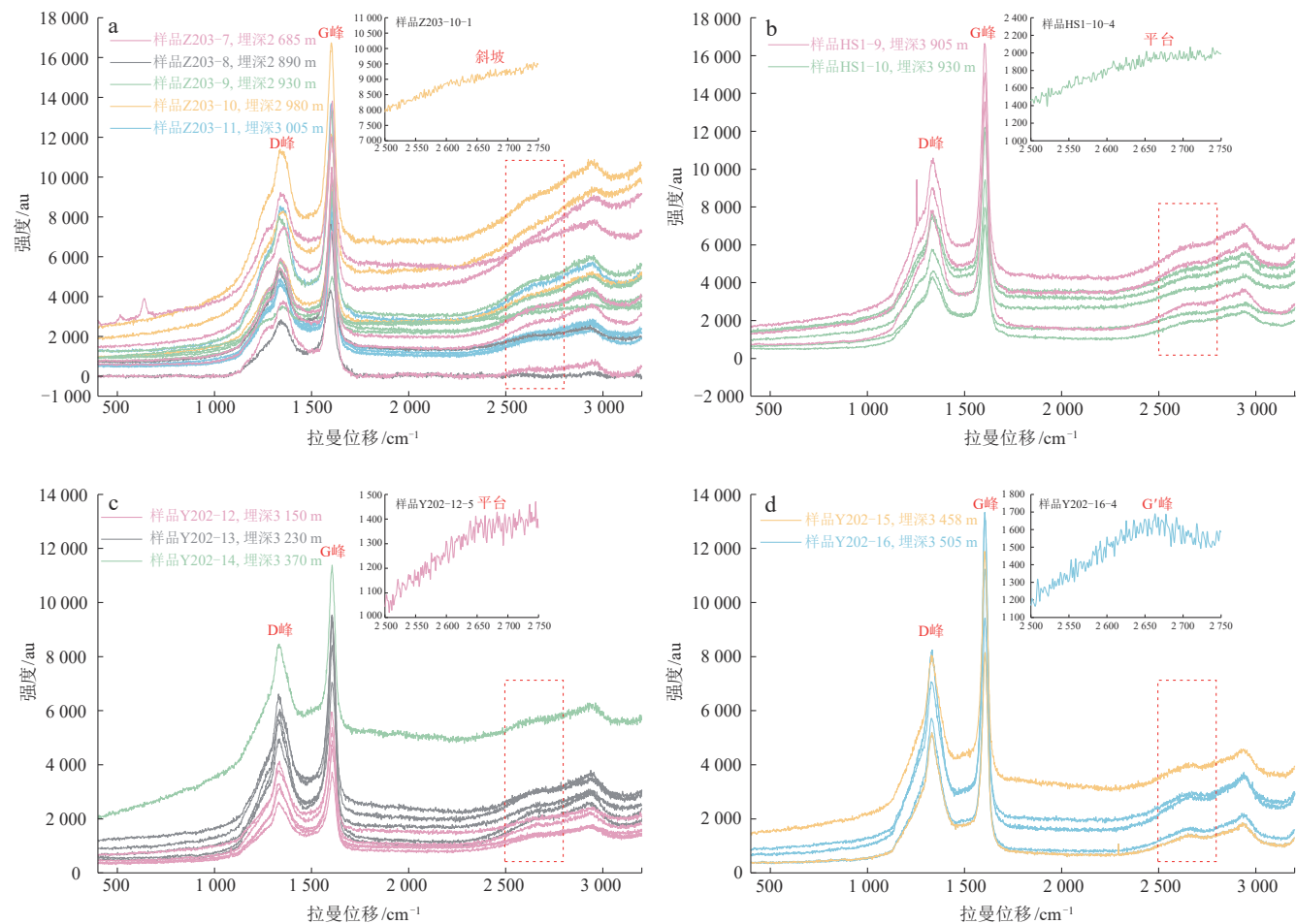


图4 川南地区典型钻井龙马溪组页岩固体沥青激光拉曼光谱特征

Fig. 4 Laser-excited Raman spectra of solid bitumen in the Longmaxi Formation from typical wells in the southern Sichuan Basin
a. Z203井,龙马溪组储层沥青在拉曼位移2 700 cm⁻¹附近呈现下倾斜坡状,有机质尚未发生石墨化;b. HS1井,龙马溪组储层沥青在拉曼位移2 700 cm⁻¹附近呈现平台状,有机质尚未发生石墨化;c. Y202井,龙马溪组储层沥青在拉曼位移2 700 cm⁻¹附近呈现平台状,表明有机质尚未发生石墨化;d. Y202井,龙马溪组储层沥青在拉曼位移2 700 cm⁻¹附近具有G'峰形态,表明有机质已发生石墨化

表2 川南地区典型钻井龙马溪组页岩固体沥青激光拉曼镜质体反射率

Table 2 Maturity of solid bitumen in the Longmaxi Formation shale from typical wells in the southern Sichuan Basin determined using laser-excited Raman spectrometer

井号	埋深/m	R ₀		
		分布范围/%	平均值/%	测点数/个
Z203	2 685 ~ 3 005	2.34 ~ 2.92	2.75	16
HS1	3 905 ~ 3 930	2.91 ~ 3.22	3.10	8
RC1	3 775	2.98 ~ 3.24	3.09	5
L202	4 224 ~ 4 274	3.25 ~ 3.42	3.34	21
Y202	3 150 ~ 3 505	3.08 ~ 3.50	3.37	20
H202	4 081	3.52 ~ 3.68	3.59	5
JYT1	4 264 ~ 4 316	3.37 ~ 3.58	3.45	25
TT1	3 446 ~ 3 426	3.39 ~ 3.50	3.42	25
N237	2 900 ~ 2 982	3.39 ~ 3.57	3.44	19
N240	4 461	3.75 ~ 3.87	3.82	4

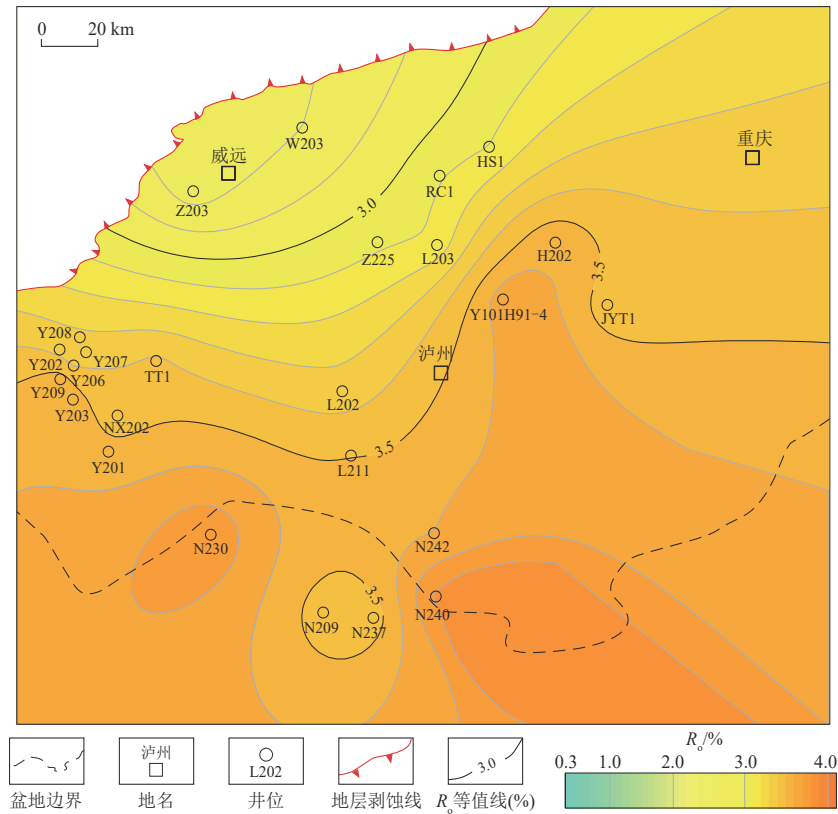


图5 川南地区龙马溪组页岩有机质成熟度平面分布

Fig. 5 Contour map showing the organic matter maturity of the Longmaxi Formation shale in the southern Sichuan Basin

龙马溪组有机质成熟度分布特征及其热演化过程并非某单一因素影响所致。

4 川南地区龙马溪组有机质热演化史

4.1 川南地区热流史

前人研究表明,在加里东期之前,四川盆地整体处于克拉通演化阶段,因此盆地的热状态较为稳定,大地热流值处于较低水平^[30,52];但从海西期开始,古热流值开始增加,并在中-晚二叠世达到峰值,最高古热流值大多在 60 ~ 80 mW/m²,局部可高达 100 mW/m² 以上^[7,30];古热流值在达到峰值以后,晚二叠世末期—晚三叠世开始迅速降低,晚三叠世之后逐渐稳定至现今水平^[3,7,30,41-42,46]。

以现今热流值和全井段实测 R_o 值为基础,通过前述方法恢复川南地区典型钻井的古热流演化史。以 Y202 井和 JYT1 井为例,其 R_o 计算值与全井段实测值拟合较好(图 6),说明热流史演化结果可信。对川南地区 22 口典型钻井的热流史进行恢复,结果显示:研究区在寒武纪—早二叠世表现为稳定热流特征,其值

在 45 ~ 65 mW/m²;早二叠世—晚二叠世早期,古热流值迅速增加到 85 ~ 95 mW/m²,其中长宁—宁西区块热流值处于同时期最高水平,最高值可达 95 mW/m²,渝西区块及威远区块东部热流值相对较低;从晚二叠世晚期—中三叠世,川南地区热流值总体迅速降低;晚三叠世至今其值变化较小(图 7)。

在探讨中-晚二叠世热流峰值成因及东吴期、印支期页岩有机质热演化主控因素时,普遍认为是峨眉山玄武岩喷发所致^[3,7,53]。峨眉山玄武岩从 260.00 Ma 左右开始喷发,并持续至 257.00 Ma,时间跨度约 3.00 Ma,但 85 % 的玄武岩都集中在 1.45 Ma 时间跨度内形成^[54]。根据二叠系碳酸盐岩与峨眉山玄武岩之间的不整合面分布、茅口组灰岩的剥蚀厚度、地层沉积序列以及其他岩相古地理信息,将峨眉山大火成岩省分为内带、中带和外带 3 部分(图 8a),其影响由内向外逐步减弱^[3,55-57]。本文对川南地区 60 余口钻井的录井报告及岩屑记录进行了收集和整理,并统计了钻遇峨眉山玄武岩的钻井及其钻遇厚度(图 8b),结果显示仅长宁和宁西区块的 6 口钻井钻遇峨眉山玄武岩,厚度在 22 ~ 116 m,这些钻井位于峨眉山大火成岩省的中带,受到该热事件的影响相对较大,其余钻井

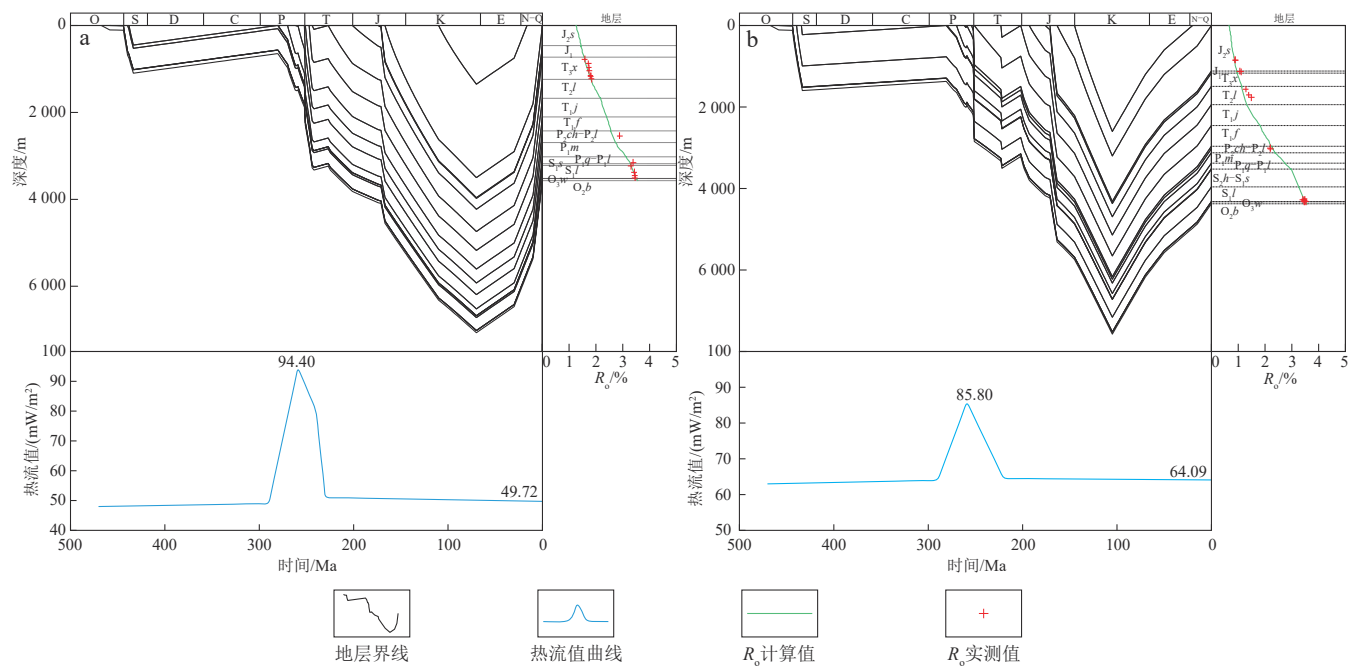


图6 川南地区典型钻井古热流演化

Fig. 6 Evolution of paleo-heat flows in typical wells in the southern Sichuan Basin
a. Y202井; b. JYT1井

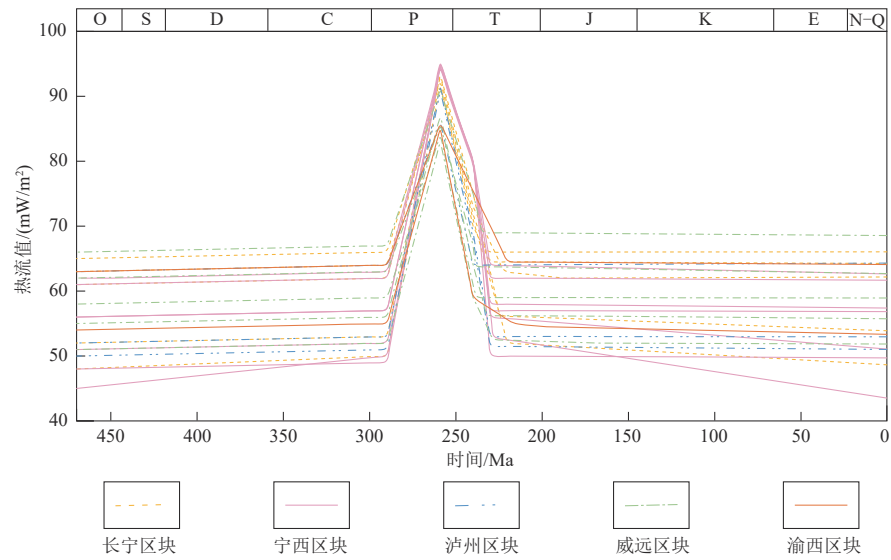


图7 川南地区典型钻井热流史恢复结果

Fig. 7 Reconstructed heat-flow history of typical wells in the southern Sichuan Basin

均未钻遇玄武岩。

4.2 龙马溪组有机质热演化史

在恢复川南地区典型钻井埋藏史及热流演化史的基础上,以现今实测地层温度及实测 R_o 为约束,输入剥蚀量等参数,选择合适的模型(表3),恢复典型钻井地温演化史和龙马溪组页岩有机质热演化史(图9)。地层温度及有机质成熟度计算值与实测值拟合程度较

好,表明参数及模型选择合理(图9)。按照该方法,恢复22口钻井龙马溪组页岩有机质热演化史,明确加里东期、东吴期、印支期和燕山期等关键构造期龙马溪组有机质成熟度及对应生烃阶段(表4),得到不同时期有机质成熟度的平面展布图(图10)。

加里东期,川南地区龙马溪组有机质普遍处于未成熟-低成熟阶段(图10a),大部分地区尚未进入生烃门限($R_o < 0.5\%$),仅长宁—泸州区块一带部分地区开始生成

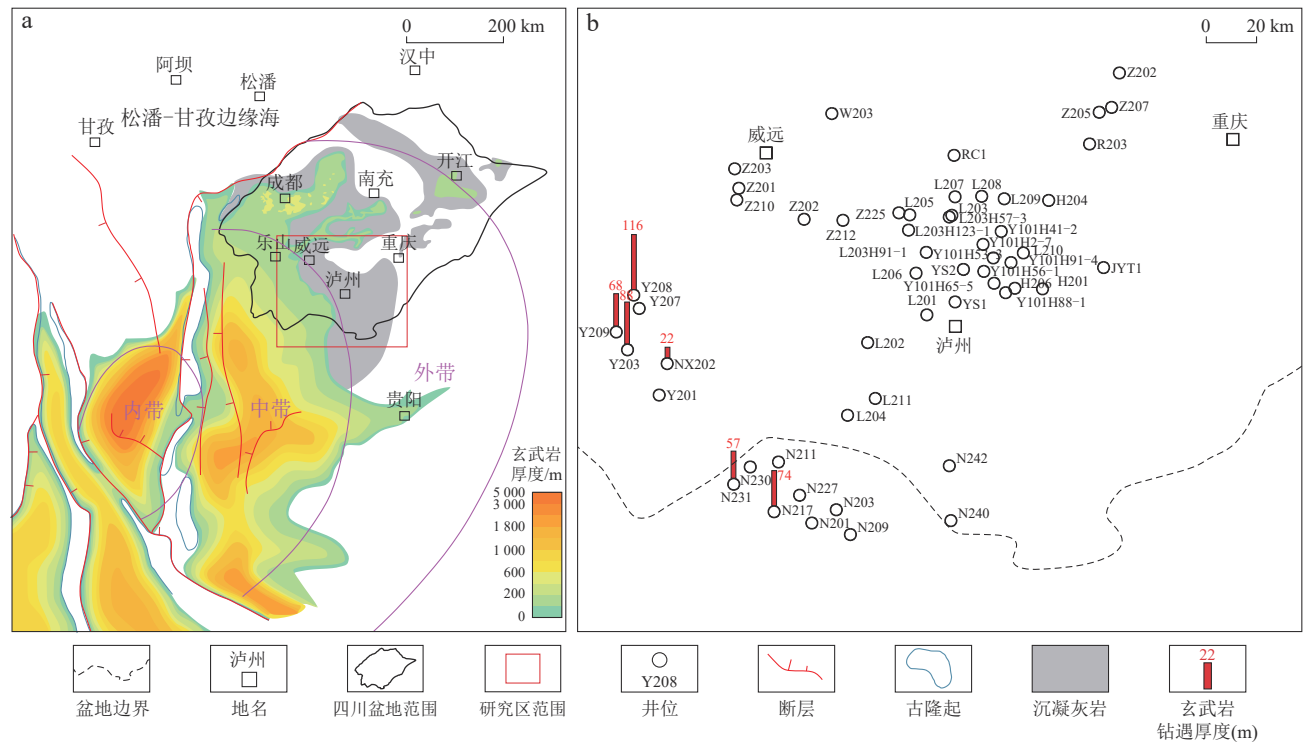


图8 川南地区峨眉山玄武岩平面分布(a)^[56-57]及玄武岩钻遇厚度(b)
Fig. 8 Mapping of the Emeishan Basalt (a)^[56-57] and thicknesses of the Emeishan Basalt encountered in drilling wells in the southern Sichuan Basin (b)

表3 BasinMod 模型剥蚀量参数及模型设置
Table 3 Denudation thicknesses and settings of the model established using BasinMod

	井位	剥蚀量/m			
		加里东期	东吴期	印支期	燕山期—喜马拉雅期
	Z203	600	70	75	3 300
	HS1	400	50	220	2 800
	L202	50	70	410	3 000
	Y202	450	20	90	3 500
	JYT1	225	50	290	3 200
	N237	50	50	210	4 300
模型设置	渗透率计算	修正的科泽尼-卡尔曼法			
	干酪根排烃计算	镜质体反射率与排烃效率			
	地热计算	瞬变热流			

低成熟油($0.5\% \leq R_o < 0.7\%$)。到东吴期,龙马溪组有机质已普遍达到成熟阶段,进入大量生油期($0.7\% \leq R_o < 1.3\%$),该时期有机质成熟度存在明显差异:长宁—泸州区块南部地区已达到高成熟阶段,开始生成凝析油及湿气($1.3\% \leq R_o < 2.0\%$),而威远区块北部及渝西区块北部尚处于低成熟阶段。在印支期,长宁—宁西区块及泸州区块南部地区龙马溪组烃源岩已达到裂解生干气阶段($R_o \geq 2.0\%$),威远区块北部及渝西区块北部处于大量生油期,其余地区则处于生成凝析油及湿气阶段。及至

燕山期,龙马溪组烃源岩均已达到过成熟裂解生干气阶段,然而威远区块大部分地区 R_o 小于 3.0% ,长宁区块及渝西区块部分地区 R_o 已大于 3.5% 。

5 川南地区龙马溪组有机质热演化主控因素

5.1 古地貌

川南地区龙马溪组沉积于乐山—龙女寺古隆起的

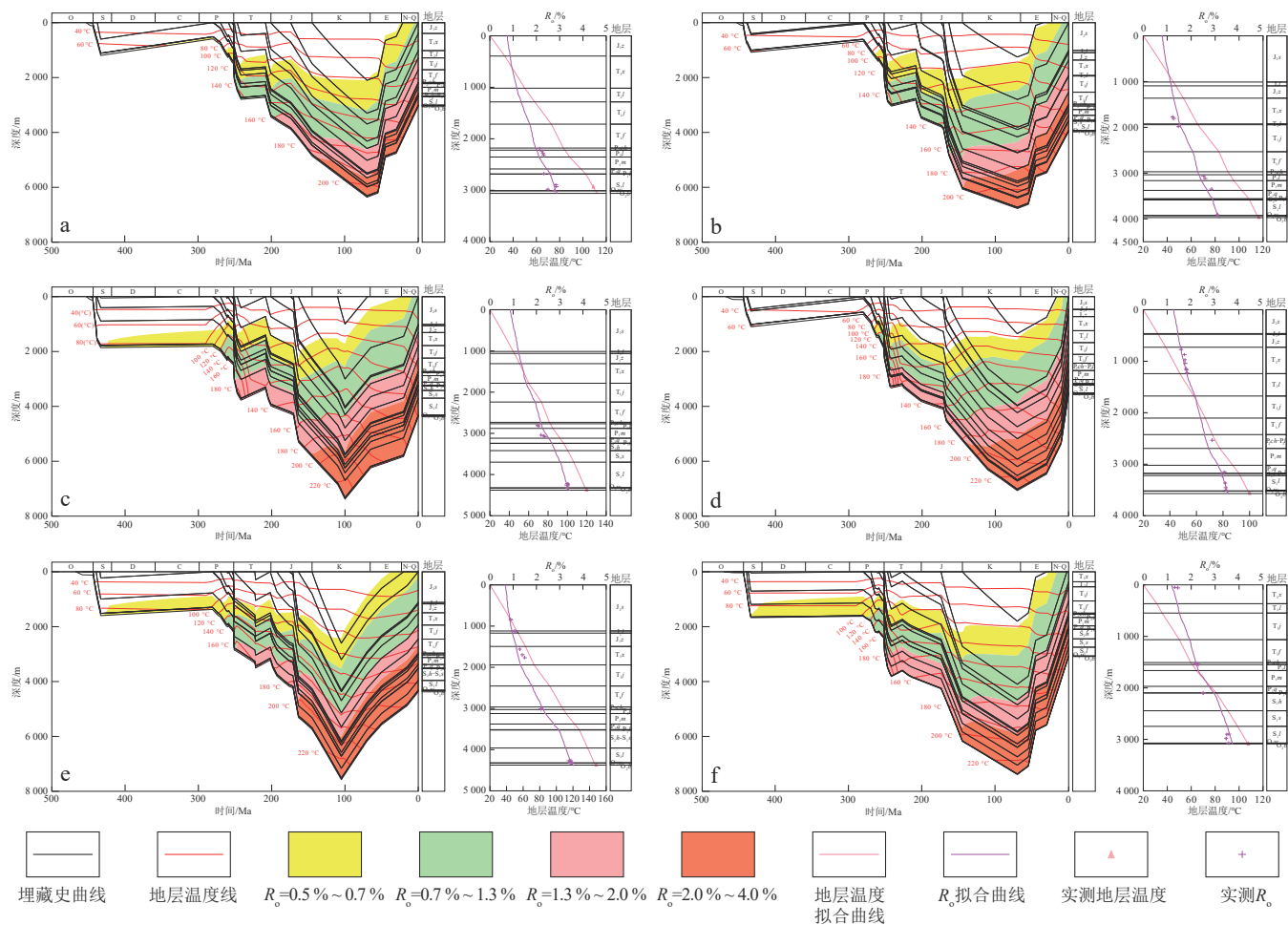


图9 川南地区典型钻井龙马溪组埋藏史及有机质热演化史恢复

Fig. 9 Reconstructed burial history and organic matter thermal evolution history of the Longmaxi Formation in typical wells in the southern Sichuan Basin
a. Z203井; b. HS1井; c. L202井; d. Y202井; e. JYT1井; f. N237井

表4 川南地区关键构造期龙马溪组有机质成熟度及生烃阶段

Table 4 Organic matter maturity and corresponding hydrocarbon generation stages of the Longmaxi Formation in the southern Sichuan Basin during critical tectonic movements

地区	加里东期		东吴期		印支期		燕山期	
	R_o /%	生烃阶段	R_o /%	生烃阶段	R_o /%	生烃阶段	R_o /%	生烃阶段
长宁区块主体	0.40 ~ 0.52	部分生成低熟油	1.00 ~ 1.38	大量生油、凝析油及湿气	1.81 ~ 2.11	湿气-干气	3.37 ~ 3.80	干气
宁西区块及长宁区块西翼	0.35 ~ 0.50	未进入生烃门限	0.70 ~ 1.15	大量生油	1.56 ~ 2.61	湿气-干气	3.06 ~ 3.40	干气
泸州区块	0.45 ~ 0.52	部分生成低熟油	0.82 ~ 1.59	大量生油、凝析油及湿气	1.23 ~ 2.50	大量生油末期、干气	2.91 ~ 3.19	干气
渝西区块	0.34 ~ 0.47	未进入生烃门限	0.75 ~ 0.82	大量生油	1.29 ~ 1.36	凝析油及湿气	3.41 ~ 3.52	干气
威远区块	0.35 ~ 0.50	未进入生烃门限	0.54 ~ 0.87	低成熟油、大量生油早期	0.89 ~ 1.43	大量生油、凝析油及湿气	2.71 ~ 3.06	干气

东南部斜坡上,且自威远至泸州地区逐渐由水下高地过渡为水下洼地^[58],这一地貌特征影响了上覆地层的

沉积厚度等。因此在加里东运动地层抬升前,古地貌直接影响着地层的古埋深。由于泸州地区处于水下洼

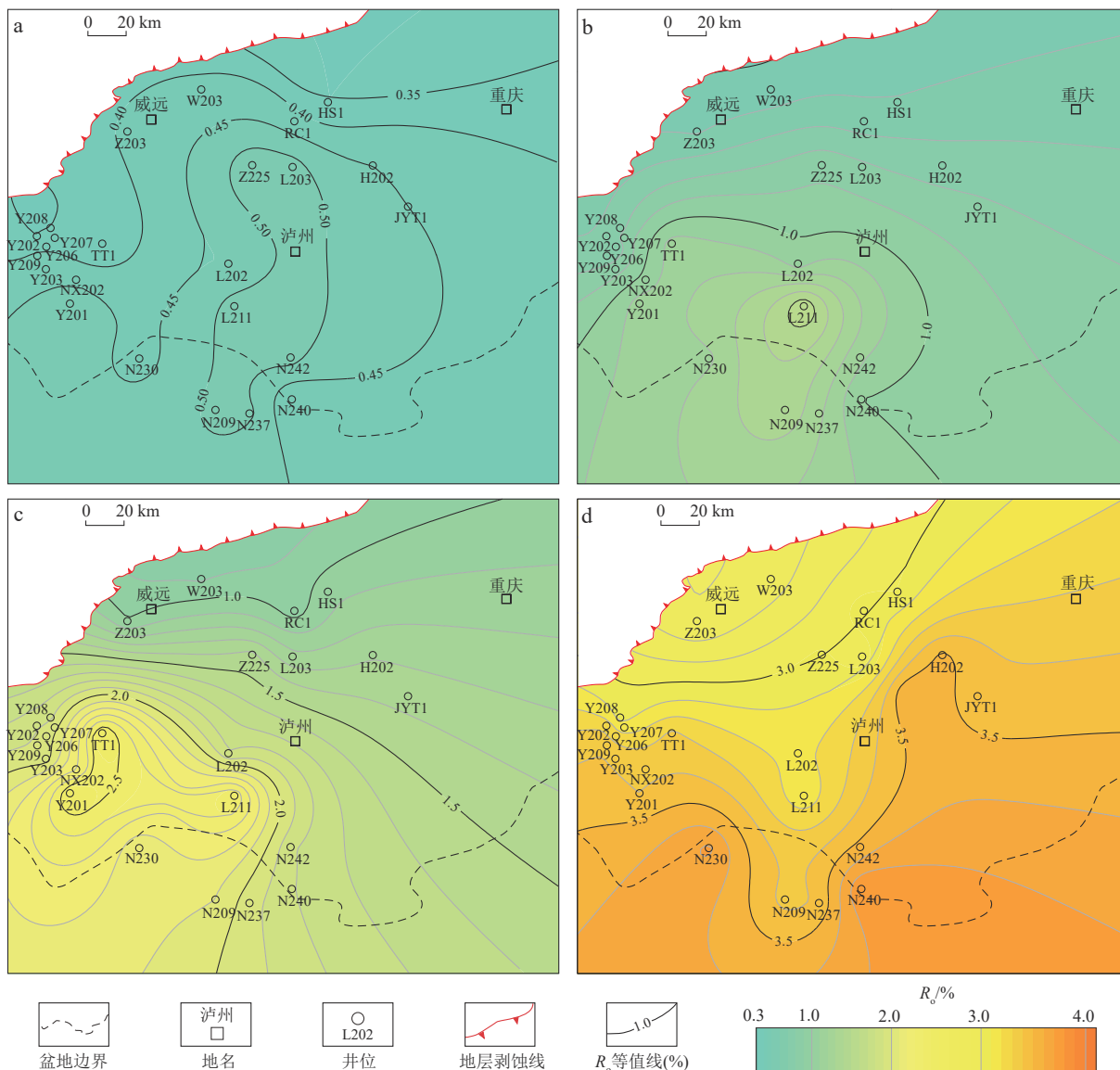


图 10 川南地区关键构造期龙马溪组底成熟度平面分布

Fig. 10 Contour maps showing the organic matter maturity at the bottom of the Longmaxi Formation in the southern Sichuan Basin during critical tectonic movements

a. 加里东期; b. 东吴期; c. 印支期; d. 燕山期

地,龙马溪组沉积厚度及其古埋深相对较大,其有机质成熟度较高(图 10a,图 11)。此外,由于威远区块更靠近乐山-龙女寺古隆起核部,龙马溪组古埋深长期相对较浅,对于龙马溪组有机质在后期热演化过程中长期处于相对较低程度具有一定影响。

5.2 峨眉山玄武岩喷发

中-晚二叠世,峨眉山玄武岩喷发导致盆地出现热流高异常(图 12),受其影响龙马溪组有机质在中二叠世一早三叠世热演化速度均明显加快(图 13),尤其是长宁-宁西地区,烃源岩在短时间内达到高成熟—过成熟阶段(图 10b,c)。在东吴期,宁西区块及长宁区块西翼

部分钻井龙马溪组古埋深与渝西区块相比基本相当甚至更小,而有机质成熟度却较高(图 11 中红色箭头),结合该时期古热流分布特征(图 12)表明,峨眉山玄武岩喷发所导致的热流高异常弥补了宁西区块及长宁区块西翼古埋深较小的影响,从而使得该地区有机质成熟度较高,这一特征在印支期表现得更加明显(图 11)。

5.3 古埋深及构造隆升

前已述及,晚三叠世至今,盆地热流值处于相对稳定的阶段,而晚三叠世—晚白垩世川南地区进入快速而相对漫长的一段沉降沉积期,使得龙马溪组在晚白垩世达到最大古埋深,深埋增温作用使得研究区龙马

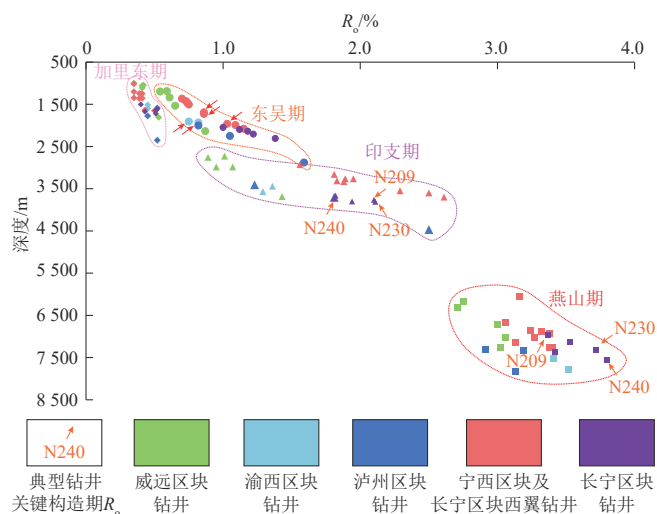


图11 川南地区关键构造期龙马溪组有机质成熟度与古埋深关系

Fig. 11 Organic matter maturity vs. paleo-burial depth of the Longmaxi Formation in the southern Sichuan Basin during critical tectonic movements

溪组有机质再次热演化并均达到过成熟阶段。在印支期,渝西区块龙马溪组有机质成熟度远小于宁西区块,

由于盆地快速沉降沉积及晚白垩世古埋深的影响,燕山期渝西区块有机质成熟度已高于宁西区块;此外同为长宁区块的N209, N230和N240井由于龙马溪组晚白垩世古埋深的不同,热演化程度存在差异(图11)。此后晚白垩世以来强烈的大规模构造隆升,使得川南地区龙马溪组有机质热演化及生烃过程逐步停止。

综合分析认为,川南地区龙马溪组有机质热演化在加里东期主要受到古地貌及古埋深的影响,在东吴期和印支期主要受到峨眉山玄武岩喷发导致的热异常事件的影响并叠加古埋深的作用,在燕山期—喜马拉雅期主要受控于古埋深及构造隆升(图13),这其中古埋深及峨眉山玄武岩喷发为最主要的控制因素。

6 结论

1) 川南地区龙马溪组页岩固体沥青 $R_{mc}R_o$ 介于 2.7% ~ 3.9%, 表明有机质现今均已达到过成熟阶段,且总体呈现由威远—泸州—长宁区块成熟度逐渐

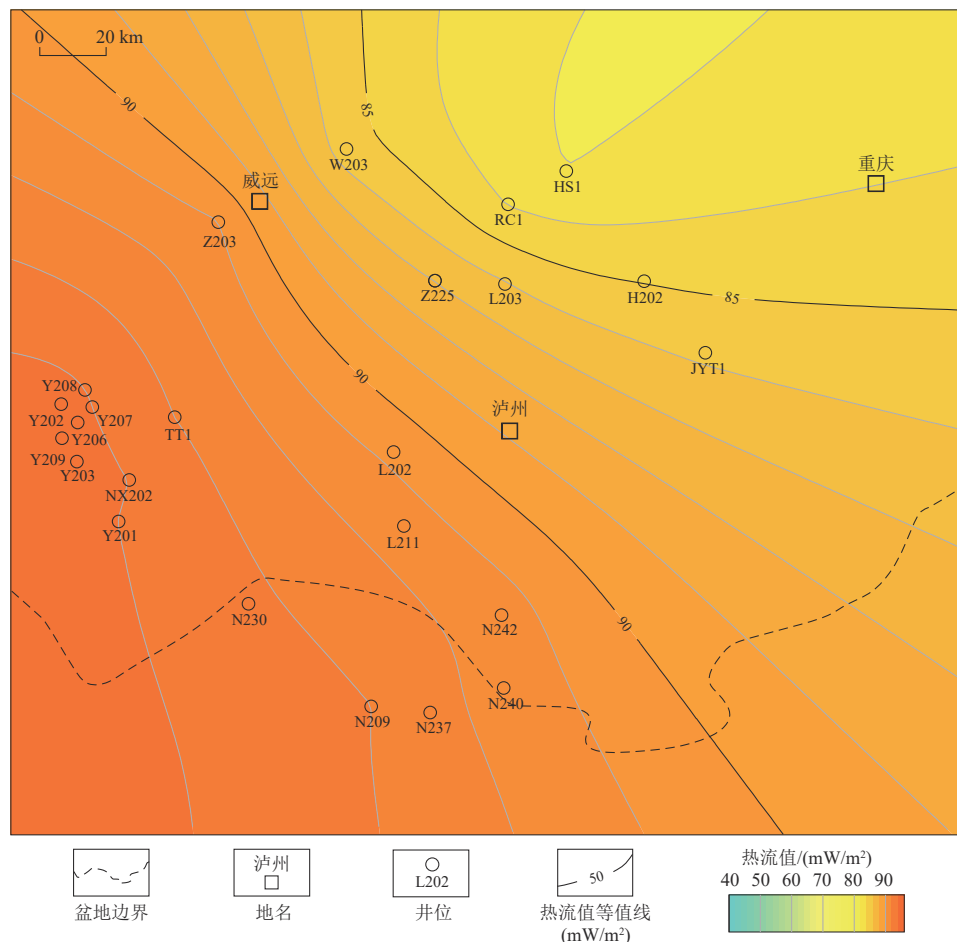


图12 川南地区二叠纪热流值峰值平面分布

Fig. 12 Contour map showing the peak heat flow values in the southern Sichuan Basin during the Permian

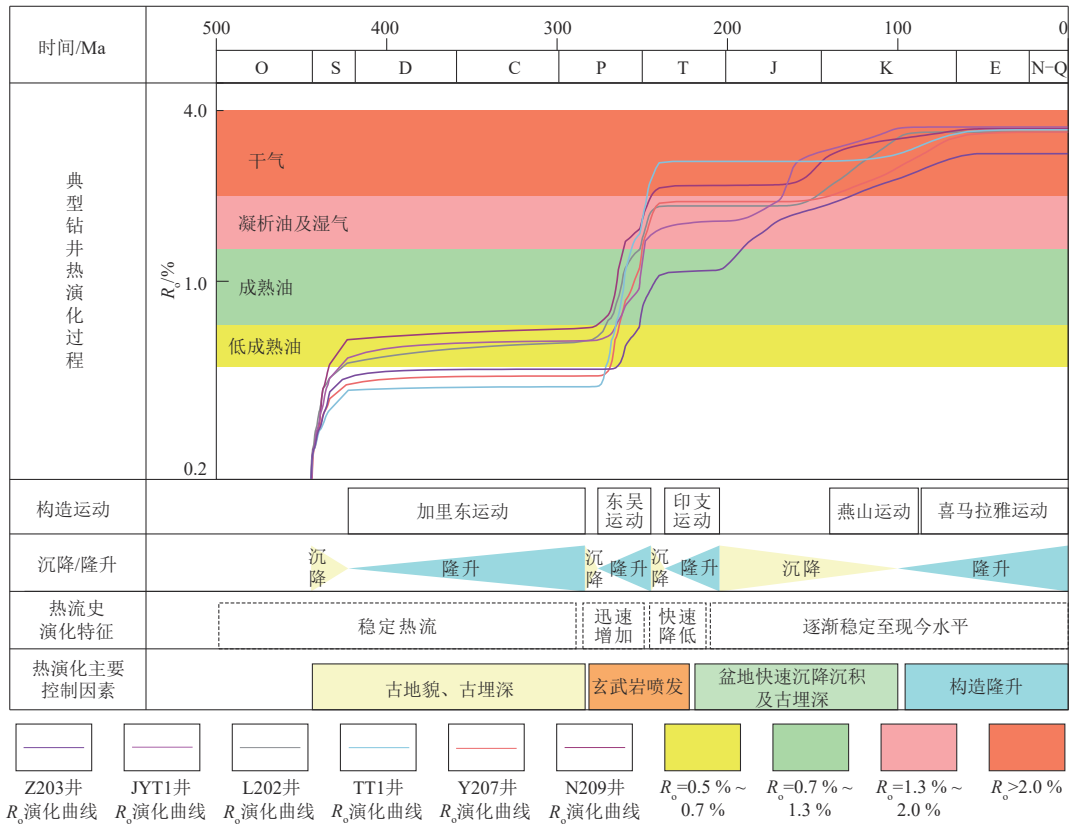


图13 川南地区龙马溪组页岩有机质热演化史及其主控因素

Fig. 13 Thermal evolution history of organic matter in the Longmaxi Formation shale, the southern Sichuan Basin and its main controlling factors

增加的趋势。

2) 加里东期,川南地区龙马溪组大都尚未进入生烃门限;东吴期,有机质开始进入生油阶段,其中威远区块北部及渝西区块北部尚处于低成熟阶段,而长宁—泸州区块南部地区已开始生成凝析油及湿气;印支期,威远区块北部及渝西区块北部尚处于大量生油阶段,而长宁—宁西区块及泸州区块南部已达到裂解生气阶段;及至燕山期,龙马溪组烃源岩均已进入过成熟裂解生气阶段。

3) 龙马溪组有机质热演化史主要受到古地貌、古埋深、峨眉山玄武岩喷发和构造隆升等地质因素的共同影响,不同时期控制因素有所区别:加里东期主要控制因素为古地貌及古埋深,东吴期和印支期受峨眉山玄武岩喷发并叠加古埋深的影响,燕山期—喜马拉雅期则主要受控于最大古埋深及构造隆升;总体以古埋深及峨眉山玄武岩喷发为最主要的控制因素。

参 考 文 献

[1] 邹才能,杨智,孙莎莎,等. “进源找油”: 论四川盆地页岩油气[J]. 中国科学: 地球科学, 2020, 50(7): 903–920.
ZOU Caineng, YANG Zhi, SUN Shasha, et al. “Exploring

petroleum inside source kitchen”: Shale oil and gas in Sichuan Basin [J]. Science China Earth Sciences, 2020, 50 (7) : 903–920.

[2] 刘树根,邓宾,孙玮,等. 四川盆地是“超级”的含油气盆地吗?[J]. 西华大学学报(自然科学版), 2020, 39(5): 20–35.
LIU Shugen, DENG Bin, SUN Wei, et al. May Sichuan Basin be a super petroliferous basin? [J]. Journal of Xihua University (Natural Science Edition), 2020, 39(5): 20–35.
[3] JIANG Qiang, QIU Nansheng, ZHU Chuanqing. Heat flow study of the Emeishan large igneous province region: Implications for the geodynamics of the Emeishan mantle plume [J]. Tectonophysics, 2018, 724/725: 11–27.
[4] 姜光政,高棚,饶松,等. 中国大陆地区大地热流数据汇编(第四版)[J]. 地球物理学报, 2016, 59(8): 2892–2910.
JIANG Guangzheng, GAO Peng, RAO Song, et al. Compilation of heat flow data in the continental area of China (4th edition)[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2016, 59(8): 2892–2910.
[5] 李春荣,饶松,胡圣标,等. 川东南焦石坝页岩气区现今地温场特征[J]. 地球物理学报, 2017, 60(2): 617–627.
LI Chunrong, RAO Song, HU Shengbiao, et al. Present-day geothermal field of the Jiaoshiba shale gas area in southeast of the Sichuan Basin, SW China [J]. Chinese Journal of Geophysics, 2017, 60(2): 617–627.
[6] 徐明,朱传庆,田云涛,等. 四川盆地钻孔温度测量及现今地

- 热特征[J]. 地球物理学报, 2011, 54(4): 1052-1060.
- XU Ming, ZHU Chuanqing, TIAN Yuntao, et al. Borehole temperature logging and characteristics of subsurface temperature in the Sichuan Basin[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2011, 54(4): 1052-1060.
- [7] 朱传庆, 田云涛, 徐明, 等. 峨眉山超级地幔柱对四川盆地烃源岩热演化的影响[J]. 地球物理学报, 2010, 53(1): 119-127.
- ZHU Chuanqing, TIAN Yuntao, XU Ming, et al. The effect of Emeishan super mantle plume to the thermal evolution of source rocks in the Sichuan Basin[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2010, 53(1): 119-127.
- [8] HACKLEY P C, ARAUJO C V, BORREGO A G, et al. Standardization of reflectance measurements in dispersed organic matter: Results of an exercise to improve interlaboratory agreement[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 59: 22-34.
- [9] LIU Bei, MASTALERZ M, SCHIEBER J. SEM petrography of dispersed organic matter in black shales: A review[J]. Earth-Science Reviews, 2022, 224: 103874.
- [10] TANG Xianglu, JIANG Zhenxue, JIANG Shu, et al. Effect of organic matter and maturity on pore size distribution and gas storage capacity in high-mature to post-mature shales[J]. Energy & Fuels, 2016, 30(11): 8985-8996.
- [11] 孟江辉, 吕沛熙, 吴伟, 等. 基于笔石表皮体反射率和拉曼光谱评价海相页岩热成熟度的方法——以川南下古生界五峰组-龙马溪组为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(6): 1515-1528.
- MENG Jianghui, LYU Peixi, WU Wei, et al. A method for evaluating the thermal maturity of marine shale based on graptolite reflectance and Raman spectroscopy: A case from the Lower Palaeozoic Wufeng-Longmaxi Formations, southern Sichuan Basin, SW China[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(6): 1515-1528.
- [12] 赵文智, 李建忠, 杨涛, 等. 中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(4): 499-510.
- ZHAO Wenzhi, LI Jianzhong, YANG Tao, et al. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 499-510.
- [13] 焦堃, 谢国梁, 裴文明, 等. 四川盆地地下古生界黑色页岩纳米孔隙形态的影响因素及其地质意义[J]. 高校地质学报, 2019, 25(6): 847-859.
- JIAO Kun, XIE Guoliang, PEI Wenming, et al. The control factors and geological implications of the nanopore morphology of the Lower Paleozoic black shales in the Sichuan Basin, China[J]. Geological Journal of China Universities, 2019, 25(6): 847-859.
- [14] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 641-653.
- ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653.
- [15] 吴娟, 陈学忠, 刘文平, 等. 川南五峰组-龙马溪组页岩流体活动及压力演化过程[J]. 地球科学, 2022, 47(2): 518-531.
- WU Juan, CHEN Xuezhong, LIU Wenping, et al. Fluid activity and pressure evolution process of Wufeng-Longmaxi shales, southern Sichuan basin[J]. Earth Science, 2022, 47(2): 518-531.
- [16] 王红岩, 周尚文, 赵群, 等. 川南地区深层页岩气富集特征、勘探开发进展及展望[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1430-1441.
- WANG Hongyan, ZHOU Shangwen, ZHAO Qun, et al. Enrichment characteristics, exploration and exploitation progress, and prospects of deep shale gas in the southern Sichuan Basin, China[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1430-1441.
- [17] LUO Qingyong, FARIBORZ G, ZHONG Ningning, et al. Graptolites as fossil geo-thermometers and source material of hydrocarbons: An overview of four decades of progress[J]. Earth-Science Reviews, 2020, 200: 103000.
- [18] 陈尚斌, 左兆喜, 朱炎铭, 等. 页岩气储层有机质成熟度测试方法适用性研究[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(3): 564-574.
- CHEN Shangbin, ZUO Zhaoxi, ZHU Yanming, et al. Applicability of the testing method for the maturity of organic matter in shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(3): 564-574.
- [19] 史洪亮, 王同, 陈霞, 等. 川南下古生界高演化页岩成熟度指标[J]. 断块油气田, 2018, 25(1): 43-47.
- SHI Hongliang, WANG Tong, CHEN Xia, et al. Research on thermal maturity indicators of Lower Palaeozoic over-mature shale in southern Sichuan area[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(1): 43-47.
- [20] 王河锦, 周钊, 王玲, 等. 伊利石结晶度 Kübler指数的校正与近变质带的确定[J]. 地质学报, 2015, 89(2): 406-411.
- WANG Hejin, ZHOU Zhao, WANG Ling, et al. Calibration of illite crystallinity Kübler index and determination of anchizone[J]. Acta Geologica Sinica, 2015, 89(2): 406-411.
- [21] HAO Jingyue, ZHONG Ningning, LUO Qingyong, et al. Raman spectroscopy of graptolite periderm and its potential as an organic maturity indicator for the Lower Paleozoic in southwestern China[J]. International Journal of Coal Geology, 2019, 213: 103278.
- [22] 王朋飞, 金璨, 臧小鹏, 等. 渝东南地区海相页岩有机质孔隙发育特征及演化[J]. 岩性油气藏, 2020, 32(5): 46-53.
- WANG Pengfei, JIN Can, ZANG Xiaopeng, et al. Development characteristics and evolution of organic matter pores of marine shale in southeastern Chongqing[J]. Lithologic Reservoirs, 2020, 32(5): 46-53.
- [23] 王玉满, 李新景, 陈波, 等. 海相页岩有机质炭化的热成熟度下限及勘探风险[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 385-395.
- WANG Yuman, LI Xinjing, CHEN Bo, et al. Lower limit of thermal maturity for the carbonization of organic matter in marine shale and its exploration risk[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 385-395.
- [24] 李纯泉, 陈红汉, 肖雪薇, 等. 四川盆地中部高石梯-磨溪地区震旦系灯影组储层沥青拉曼光谱分析[J]. 石油与天然气地

- 质, 2022, 43(2): 456–466.
- LI Chunquan, CHEN Honghan, XIAO Xuwei, et al. Raman spectroscopy of bitumen from the Sinian Dengying Formation reservoirs, Gaoshiti-Moxi area, central Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(2): 456–466.
- [25] 董军, 刘树根, 卿萍, 等. 川北阆中地区震旦系-寒武系油气成藏条件与过程[J]. *科学技术与工程*, 2021, 21(30): 12879–12889.
- DONG Jun, LIU Shugen, QING Ping, et al. Conditions and process of hydrocarbon accumulation in Sinian-Cambrian in Langzhong area, North Sichuan [J]. *Science Technology and Engineering*, 2021, 21(30): 12879–12889.
- [26] 柳卓, 郝芳, 刘鑫, 等. 川南宁西地区龙一段高密度甲烷包裹体发育特征及地质意义[J]. *地球科学*, 2021, 46(9): 3157–3171.
- LIU Zhuo, HAO Fang, LIU Xin, et al. Development characteristics and geological significance of high density methane inclusions in the Longmaxi member I in the Ningxi area, southern Sichuan Basin [J]. *Earth Science*, 2021, 46(9): 3157–3171.
- [27] 施振生, 赵圣贤, 赵群, 等. 川南地区下古生界五峰组-龙马溪组含气页岩岩心裂缝特征及其页岩气意义[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(5): 1087–1101.
- SHI Zhensheng, ZHAO Shengxian, ZHAO Qun, et al. Fractures in cores from the Lower Paleozoic Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin and their implications for shale gas exploration [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(5): 1087–1101.
- [28] 董敏, 郭伟, 张林炎, 等. 川南泸州地区五峰组-龙马溪组古构造应力场及裂缝特征[J]. *岩性油气藏*, 2022, 34(1): 43–51.
- DONG Min, GUO Wei, ZHANG Linyan, et al. Characteristics of paleotectonic stress field and fractures of Wufeng-Longmaxi Formation in Luzhou area, southern Sichuan Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2022, 34(1): 43–51.
- [29] 闫建平, 罗静超, 石学文, 等. 川南泸州地区奥陶系五峰组-志留系龙马溪组页岩裂缝发育模式及意义[J]. *岩性油气藏*, 2022, 34(6): 60–71.
- YAN Jianping, LUO Jingchao, SHI Xuwen, et al. Fracture development models and significance of Ordovician Wufeng-Silurian Longmaxi shale in Luzhou area, southern Sichuan Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2022, 34(6): 60–71.
- [30] 江强, 朱传庆, 邱楠生, 等. 川南地区热史及下寒武统筇竹寺组页岩热演化特征[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(8): 1563–1570.
- JIANG Qiang, ZHU Chuanqing, QIU Nansheng, et al. Paleo-heat flow and thermal evolution of the Lower Cambrian Qiongzhusi shale in the southern Sichuan Basin, SW China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(8): 1563–1570.
- [31] 曹虎威, 祝海华, 刘竞, 等. 川西南复杂构造区震旦系-寒武系油气保存条件[J]. *石油地质与工程*, 2022, 36(5): 46–51+56.
- CAO Huwei, ZHU Haihua, LIU Jing, et al. Preservation conditions of Sinian-Cambrian oil and gas in complex structural area of Southwest Sichuan [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2022, 36(5): 46–51+56.
- [32] 袁玉松, 孙冬胜, 李双建, 等. 四川盆地加里东期剥蚀量恢复[J]. *地质科学*, 2013, 48(3): 581–591.
- YUAN Yusong, SUN Dongsheng, LI Shuangjian, et al. Caledonian erosion thickness reconstruction in the Sichuan Basin [J]. *Chinese Journal of Geology*, 2013, 48(3): 581–591.
- [33] 朱传庆, 徐明, 单竞男, 等. 利用古温标恢复四川盆地主要构造运动时期的剥蚀量[J]. *中国地质*, 2009, 36(6): 1268–1277.
- ZHU Chuanqing, XU Ming, SHAN Jingnan, et al. Quantifying the denudations of major tectonic events in Sichuan Basin: Constrained by the paleothermal records [J]. *Geology in China*, 2009, 36(6): 1268–1277.
- [34] 邓宾, 刘树根, 刘顺, 等. 四川盆地地表剥蚀量恢复及其意义[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2009, 36(6): 675–686.
- DENG Bin, LIU Shugen, LIU Shun, et al. Restoration of exhumation thickness and its significance in Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2009, 36(6): 675–686.
- [35] 王恒, 邓宾, 吴娟, 等. 四川盆地南部地表剥蚀量——基于古温标与声波时差法证据[J]. *地质论评*, 2023, 69(增刊1): 90–92.
- WANG Heng, DENG Bin, WU Juan, et al. Surface exhumation thickness in the southern Sichuan Basin——Based on the date of paleo-temperature indicators and interval transit time method [J]. *Geological Review*, 2023, 69(S1): 90–92.
- [36] LIU Wenping, WU Juan, JIANG Hua, et al. Cenozoic exhumation and shale-gas enrichment of the Wufeng-Longmaxi Formation in the southern Sichuan Basin, western China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, 125: 104865.
- [37] 王茂林, 肖贤明, 魏强, 等. 页岩中固体沥青拉曼光谱参数作为成熟度指标的意义[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(9): 1712–1718.
- WANG Maolin, XIAO Xianming, WEI Qiang, et al. Thermal maturation of solid bitumen in shale as revealed by Raman spectroscopy [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(9): 1712–1718.
- [38] ZUO Zhaoxi, CAO Jian, HU Wenxuan, et al. Characterizing the maturity of highly evolved organic matter based on aromatic hydrocarbons and optimization with pyrobitumen reflectance and Raman spectral parameters [J]. *Science China Earth Sciences*, 2022, 65(12): 2335–2357.
- [39] 刘德汉, 肖贤明, 田辉, 等. 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, et al. Sample maturation calculated using Raman spectroscopic parameters for solid organics: Methodology and geological applications [J]. *Chinese Science Bulletin*, 2013, 58(13): 1228–1241.
- [40] 江青春, 胡素云, 姜华, 等. 四川盆地中二叠统茅口组地层缺失量计算及成因探讨[J]. *天然气工业*, 2018, 38(1): 21–29.
- JIANG Qingchun, HU Suyun, JIANG Hua, et al. Calculation and

- inducement of lacuna in the Mid-Permian Maokou Fm of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(1): 21-29.
- [41] FENG Qianqian, QIU Nansheng, FU Xiaodong, et al. Permian geothermal units in the Sichuan Basin: Implications for the thermal effect of the Emeishan mantle plume [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, 132: 105226.
- [42] QIU Nansheng, LIU Wen, FU Xiaodong, et al. Maturity evolution of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation shale of the Sichuan Basin [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, 128: 105061.
- [43] SWEENEY J J, BURNHAM A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics [J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(10): 1559-1570.
- [44] 杨梅华, 左银辉, 段新国, 等. 四川盆地寒武统筇竹寺组烃源岩灶演化及其对成藏的启示[J]. *地球科学*, 2023, 48(2): 582-595.
- YANG Meihua, ZUO Yinwei, DUAN Xinguo, et al. Hydrocarbon kitchen evolution of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the Sichuan Basin and its enlightenment to hydrocarbon accumulation [J]. *Earth Science*, 2023, 48(2): 582-595.
- [45] 饶松, 杨铁南, 胡圣标, 等. 川西南地区下寒武统筇竹寺组页岩热演化史及页岩气成藏意义[J]. *地球科学*, 2022, 47(11): 4319-4335.
- RAO Song, YANG Yinan, HU Shengbiao, et al. Thermal evolution history and shale gas accumulation significance of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in southwest Sichuan Basin [J]. *Earth Science*, 2022, 47(11): 4319-4335.
- [46] 邱楠生, 常健, 冯乾乾, 等. 我国中西部盆地深层-超深层烃源岩热演化研究[J]. *地学前缘*, 2023, 30(6): 199-212.
- QIU Nansheng, CHANG Jian, FENG Qianqian, et al. Maturation history of deep and ultra-deep source rocks, central and western basins, China [J]. *Earth Science Frontiers*, 2023, 30(6): 199-212.
- [47] 杜宇健, 萧德云. Kriging算法在温度场计算中的应用分析[J]. *计算机辅助设计与图形学学报*, 2004, 16(8): 1153-1158.
- DU Yujian, XIAO Deyun. Application analysis of Kriging in the calculation of temperature field [J]. *Journal of Computer-Aided Design & Computer Graphics*, 2004, 16(8): 1153-1158.
- [48] 徐秋晨. 四川盆地中西部海相地层热演化研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018.
- XU Qiuchen. Thermal evolution of marine strata in the central and western Sichuan Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2018.
- [49] CHEN Shangbin, ZHU Yanming, CHEN Si, et al. Hydrocarbon generation and shale gas accumulation in the Longmaxi Formation, Southern Sichuan Basin, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, 86: 248-258.
- [50] 张琴, 赵群, 罗超, 等. 有机质石墨化及其对页岩气储层的影响——以四川盆地南部海相页岩为例[J]. *天然气工业*, 2022, 42(10): 25-36.
- ZHANG Qin, ZHAO Qun, LUO Chao, et al. Effect of graphitization of organic matter on shale gas reservoirs: Take the marine shales in the southern Sichuan Basin as examples [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(10): 25-36.
- [51] 梁峰. 中上扬子地区五峰组—龙马溪组页岩气富集模式及有利区优选评价[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2018.
- LIANG Feng. The research on shale gas enrichment pattern and the favorable area optimizing of Wufeng-Longmaxi shale in Middle and Upper Yangtze Region [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2018.
- [52] 何丽娟, 黄方, 刘琼颖, 等. 四川盆地早古生代构造热演化特征[J]. *地球科学与环境学报*, 2014, 36(2): 10-17.
- HE Lijuan, HUANG Fang, LIU Qiongying, et al. Tectono-thermal evolution of Sichuan Basin in Early Paleozoic [J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2014, 36(2): 10-17.
- [53] HE Lijuan. Emeishan mantle plume and its potential impact on the Sichuan Basin: Insights from numerical modeling [J]. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*, 2022, 323: 106841.
- [54] HU Huang, HUYSKENS M H, YIN Qingzhu, et al. Eruptive tempo of Emeishan large igneous province, southwestern China and northern Vietnam: Relations to biotic crises and paleoclimate changes around the Guadalupian-Lopingian boundary [J]. *Geology*, 2022, 50(9): 1083-1087.
- [55] HE Bin, XU Yigang, CHUNG S L, et al. Sedimentary evidence for a rapid, kilometer-scale crustal doming prior to the eruption of the Emeishan flood basalts [J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2003, 213(3/4): 391-405.
- [56] 刘冉, 罗冰, 李亚, 等. 川西地区二叠系火山岩展布与茅口组岩溶古地貌关系及其油气勘探意义[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 575-585.
- LIU Ran, LUO Bing, LI Ya, et al. Relationship between Permian volcanic rocks distribution and karst paleogeomorphology of Maokou Formation and its significance for petroleum exploration in western Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 575-585.
- [57] 马新华, 杨雨, 张健, 等. 四川盆地二叠系火山碎屑岩气藏勘探重大发现及其启示[J]. *天然气工业*, 2019, 39(2): 1-8.
- MA Xinhua, YANG Yu, ZHANG Jian, et al. A major discovery in Permian volcanic rock gas reservoir exploration in the Sichuan Basin and its implications [J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(2): 1-8.
- [58] 施振生, 袁渊, 赵群, 等. 川南地区五峰组—龙马溪组沉积期古地貌及含气页岩特征[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(12): 1969-1985.
- SHI Zhensheng, YUAN Yuan, ZHAO Qun, et al. Paleogeomorphology and oil-bearing shale characteristics of the Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin, China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(12): 1969-1985.

(编辑 董奕含)