

doi:10.3799/dqkx.2017.084

南方复杂地区页岩气差异富集机理及其关键技术

解习农¹, 郝芳^{1,2}, 陆永潮¹, 何生¹, 石万忠¹, 姜振学³, 熊永强⁴, 张金川⁵

1. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074

2. 中国石油大学, 山东青岛 266580

3. 中国石油大学非常规天然气研究院, 北京 102249

4. 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

5. 中国地质大学能源学院, 北京 100083

摘要: 针对我国南方海相富有机质页岩时空非均质性强、热演化程度高、构造演化历史复杂、页岩气具差异富集和保存条件多样等特点, 采用多学科方法对南方五峰组—龙马溪组海相页岩气区进行精细解剖, 形成了针对南方复杂地区海相高过成熟页岩气评价参数表征的多项关键技术。研究结果显示富泥硅质页岩和富泥/硅混合质页岩是五峰组—龙马溪组的优质岩相; 页岩中孔和宏孔提供了主要的孔体积, 微—纳米孔隙结构特征受页岩组分及其孔隙发育程度双重控制; 页岩气富集演化具“二高、三复杂”特点(古温度高, 热演化程度高, 温压演化复杂, 页岩气赋存方式复杂及保存条件复杂)。研究中所提出的页岩岩相表征和优选技术、多尺度储集空间全息表征技术、海相页岩复杂演化改造过程表征技术、初步形成的甜点评价参数体系表征方法可有效地应用于南方五峰组—龙马溪组海相页岩气评价。研究成果可为南方页岩气基础地质调查工程提供技术支撑。

关键词: 五峰组; 龙马溪组; 页岩气; 富集机理; 关键技术; 扬子地区; 石油地质。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2017)07-1045-12

收稿日期: 2017-05-23

Differential Enrichment Mechanism and Key Technology of Shale Gas in Complex Areas of South China

Xie Xinong¹, Hao Fang^{1,2}, Lu Yongchao¹, He Sheng¹, Shi Wanzhong¹,
Jiang Zhenxue³, Xiong Yongqiang⁴, Zhang Jinchuan⁵

1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

2. China University of Petroleum, Qingdao 266580, China

3. Unconventional Natural Gas Research Institute, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

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

5. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China

Abstract: In view of the characteristics of strong temporal and spatial heterogeneity, high thermal maturity, complex tectonic evolution, differential enrichment and various preservation conditions of shale gas in southern China, multidisciplinary methods are applied to further study the Wufeng-Longmaxi marine shale gas, and a number of key technologies are developed to characterize the evaluation parameters of marine shale gas with over-high maturity in the complex geologic areas of southern China. The results show that argillaceous siliceous shales and argillaceous/siliceous mixed shales are the advantageous lithofacies in the Wufeng Formation-Longmaxi Formation. The meso-pore and macro-pore make a great contribution to the pore volume, and the micro-nano pore structure is controlled by mineral composition and porosity development. The enrichment and evolution of shale gas are characterized by high paleotemperature, high thermal evolution, complex evolution of temperature and pressure, complicated conditions for shale gas occurrence and preservation. The Wufeng-Longmaxi marine shale gas could be effectively

基金项目: 中国地质调查局油气基础性公益性地质调查项目(No. DD20160185); 国家自然科学基金重大项目(Nos. 41690131, 41690134); 国家重大油气专项(No. 2016ZX05034-002-003); 高等学校创新引智计划(No. B14031)。

作者简介: 解习农(1963-), 男, 教授, 博士生导师, 主要从事油气地质及海洋地质的教学与科研工作。ORCID: 0000-0003-1960-9417。

E-mail: xnxie@cug.edu.cn

引用格式: 解习农, 郝芳, 陆永潮, 等. 2017. 南方复杂地区页岩气差异富集机理及其关键技术. 地球科学, 42(7): 1045-1056.

evaluated in terms of technologies of lithofacies optimization, the characterization of pore space from macroscopic and microscopic perspectives, the complex evolution process of marine shale, and the evaluation parameters for sweet spots of shale gas. The research results can provide technical support for the basic geological survey of shale gas in southern China.

Key words: shale gas; Wufeng Formation; Longmaxi Formation; enrichment mechanism; key technology; Yangtze area; petroleum geology.

0 引言

全球经济的快速增长,导致了世界各国对石油、天然气资源的需求不断增加。随着技术的进步,北美、欧洲、澳洲和亚洲各国和各大石油公司纷纷介入对非常规油气资源的评价,也大大加快了页岩油气的勘探开发(贾承造等,2016;卢双舫等,2016)。全球页岩气储量丰富,根据 EIA(美国能源信息署)2015 年估算,全球页岩气可采资源量约 $220 \times 10^{12} \text{ m}^3$,相当于煤层气和致密砂岩气资源量的总和,主要分布在北美、中亚和中国、中东和北非以及拉美等地区(赵文智等,2016)。页岩气作为一种清洁、高效的非常规天然气资源,以极其巨大的资源潜力和商业价值受到了广泛的重视,成为非常规油气研究的热点和勘探开发的新领域(董大忠等,2016)。

目前我国在海相、海陆过渡相及陆相富有机质泥页岩中均已取得一些突破,但还面临许多基础性关键问题亟待解决(Hao *et al.*, 2013; 邹才能等, 2015, 2016; 赵文智等, 2016)。我国页岩气层系多、地质背景复杂、类型多样,页岩气基础理论研究薄弱,建立于相对稳定的构造背景、主要针对海相页岩的美国页岩气评价理论和参数并不完全适用于中国复杂构造背景、多种类型(海相、陆相、过渡相)页岩的评价(宋岩等, 2013; Jiang *et al.*, 2015; 刘树根等, 2016; 颜彩娜等, 2016),因此,有必要通过协同创新,建立适用于我国复杂地质背景下的页岩气形成机理和富集规律以及相应的评价理论和方法体系。针对我国南方富有机质页岩具有时空非均质性强、热演化程度高、构造演化历史复杂、页岩气富集和保存条件多样等特点,中国地质调查局组织实施了“南方页岩气基础地质调查工程”,委托中国地质大学(武汉)牵头承担二级项目“南方典型页岩气富集机理及综合评价参数体系”,项目组在中国地质调查局和油企的大力支持下,通过国内多所院校联合攻关,已在南方复杂地区页岩气差异富集研究的关键技术方面取得了一定进展,本文重点介绍近年来主要通过南方五峰组—龙马溪组典型海相页岩气区精细解剖和页岩气差异富集研究所取得的研究成果。

1 页岩岩相表征和优选

岩相是指在一定沉积环境中形成的岩石类型及组合,其本质是“相”概念的延伸,既包含了岩石类型、颜色、结构、沉积构造等宏观信息,也包含着无机矿物和有机组分的微观信息(Abouelresh and Slatt, 2012; Wang and Carr, 2013; Bruner *et al.*, 2015)。近年来研究表明,富有机质页岩的多重非均质性是特定岩相的客观物质表现,从而预示了富有机质页岩岩相在页岩等时格架中的可预测性(Chen *et al.*, 2015; Ma *et al.*, 2016)。页岩岩相通常采用泥质(粘土矿物)—灰质(碳酸盐矿物)—硅质(石英+长石)成分三端元图分类方案(Diaz, 2013),据此五峰组—龙马溪组页岩被划分成 7 类岩相,即硅岩(或硅质岩)、硅质页岩、泥岩(或粘土岩)、泥质页岩、灰岩、灰质页岩和混合质页岩。其中硅质页岩、泥质页岩、灰质页岩和混合质页岩又进一步被细分为 13 种页岩岩相亚类(图 1)。

五峰组—龙马溪组富有机质页岩的野外和钻井岩心成分统计分析显示,该套页岩主要集中在硅质页岩、泥质页岩和混合质页岩三类中,包括 8 类岩相亚类(图 2):硅岩(或硅质岩)(S)、硅质页岩(S-2)、富泥硅质页岩(S-3)、富泥/硅混合质页岩(M-2)、混合质页岩(M-3)、富泥/灰混合质页岩(M-4)、富灰/硅混合质页岩(M-1)、富硅泥质页岩(CM-1)。

笔者根据南方五峰组—龙马溪组页岩岩相特征,结合其岩相厚度、TOC、含气量等定量参数建立了南方五峰组—龙马溪组页岩气勘探的优势岩相识别标准。焦石坝地区五峰组—龙马溪组页岩中富泥硅质页岩和富泥/硅混合质页岩约占总厚度的 24.22%,石英含量分布于 34.40%~57.20%,平均值为 41.46%,粘土矿物含量为 24.60%~40.60%,平均值为 32.21%,TOC 分布于 2.01%~4.77%,平均值为 2.79%;相比其他岩相,该岩相厚度适中、石英含量较高、TOC 含量大于 2%,含气量绝大多数大于 $3 \text{ m}^3/\text{t}$,是焦石坝地区页岩气勘探与开发最有利的岩相。其中,当富泥硅质页岩的单层厚度大于 0.8 m、硅质含量为 35%~57%、粘土矿物含量为 25%~40%、含气量大于 $2.5 \text{ m}^3/\text{t}$ 时,最有利于页

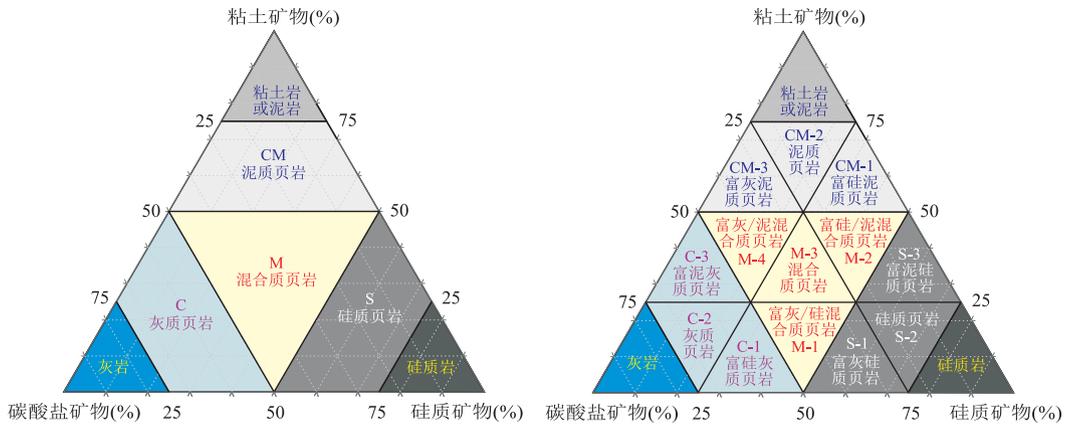


图 1 页岩三端元的命名方案

Fig. 1 Ternary diagram of shale lithofacies

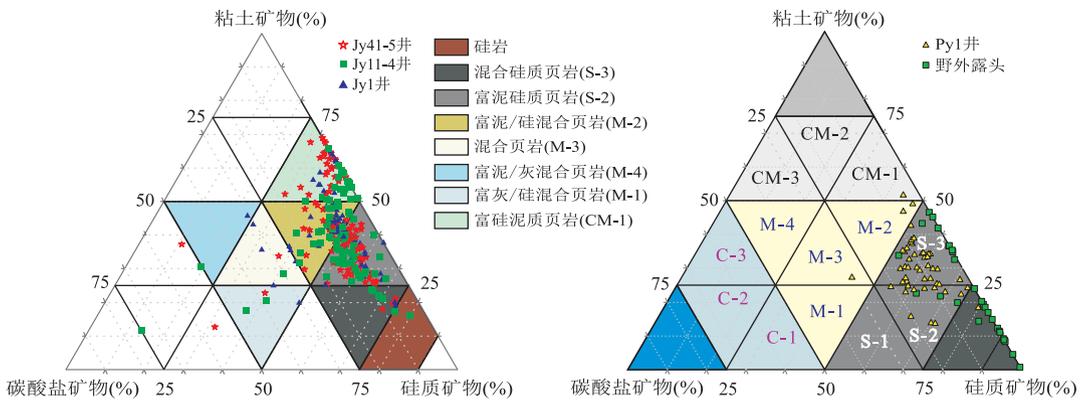


图 2 南方五峰组—龙马溪组页岩粘土矿物—碳酸盐矿物—硅质三端元图

Fig. 2 Ternary diagram of clay minerals-carbonates-siliciclastic minerals in the Wufeng-Longmaxi shales of southern China

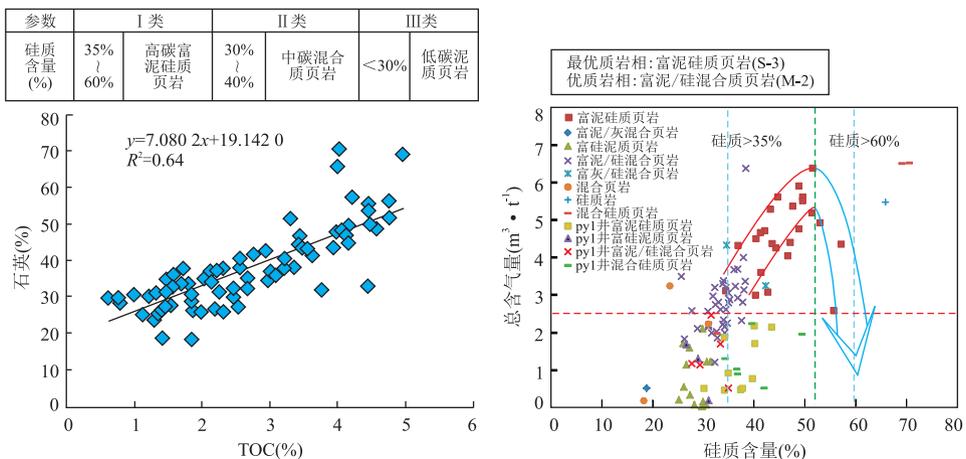


图 3 南方五峰组—龙马溪组页岩优质岩相的评价参数

Fig. 3 Evaluation of advantageous shale lithofacies in the Wufeng-Longmaxi shales of southern China

岩气的形成和富集. 研究结果显示富泥硅质页岩 (S-3)和富泥/硅混合质页岩 (M-2)是焦石坝地区页岩气勘探与开发最有利的岩相,该岩相厚度大于 20 m(平均厚度为 38 m)、石英含量大于 35%(平均

值为 52%)、粘土矿物含量小于 40%, TOC 含量大于 2%(平均值为 3%), 含气量绝大多数大于 3 m³/t (图 3). 因此,这一优质岩相及相关的关键参数评价标准也适用于类似区域的页岩气勘探.

2 多尺度储集空间全息表征

页岩储层特征是评价页岩储集能力的重要参数,定量表征页岩储集空间储层孔隙结构是评价页岩储层特征的关键技术(姜振学等,2016).富含有机质页岩中广泛发育微-纳米孔隙,按 IUPAC 标准,孔径大于 50 nm 的孔隙为宏孔,2~50 nm 的孔隙为中孔,小于 2 nm 的孔隙为微孔(de Boer and Lippens, 1964).不同级别的孔隙定量表征方法不同,通常用高压压汞实验定量表征宏孔、 N_2 吸附实验定量表征中孔、 CO_2 吸附实验定量表征微孔.此外,通过 FE-SEM 等多种扫描电镜方法对孔隙结构进行镜下观察描述和定量识别,对认识细粒沉积岩的孔隙结构具有重要的促进作用.

2.1 基于流体注入法的页岩微-纳米孔隙结构定量表征

基于充注法获取页岩孔隙定量特征是目前使用较为普遍的一种方法(Tang *et al.*, 2016a).充注法主要包括高压压汞充注法、氮气吸附充注法和二氧化碳吸附充注法等.笔者对 5 块样品进行了高压压汞、氮气吸附和二氧化碳吸附等充注法实验,分别获取了页岩的宏孔、中孔和微孔的孔隙分布特征.

五峰组-龙马溪组样品 LM1、LM2、LM3 和 LM4 进汞曲线形态相似,主要进汞量分为 0~0.1 MPa 和 100~410 MPa 两段,相反在 0.1~100.0 MPa 的进汞量相对偏低(图 4a),表明页岩孔隙也主要分为两部分.样品 LM5 在低压阶段进汞量最少,但在高压阶段进汞量突然快速增加,且增加幅度远高于其他四个样品,说明样品 LM5 孔隙主要发育在 >100 MPa 压力所能进入的孔隙.

de Boer and Lippens(1964)根据 N_2 吸附曲线将孔隙划分为 5 种类型,IUPAC 又在其基础上总结为 4 种类型(H1、H2、H3 和 H4).H1 代表了管状孔,H2 代表了细颈广体的墨水瓶状孔,H3 代表了狭缝状孔,H4 代表了平行的裂隙状孔.五峰组-龙马溪组高热演化海相页岩主要为 H2 和 H3 型的混合(图 4b),表明主要由墨水瓶状孔和狭缝状孔组成(Tang *et al.*, 2015).从样品 LM1 到样品 LM5,中孔的孔隙形态逐渐由以狭缝状孔为主向墨水瓶状孔转变.此外,从样品 LM1 到样品 LM5 是 TOC 含量逐渐增加的过程,因此,有机质主要是墨水瓶状的孔.

二氧化碳吸附曲线可以反映页岩微孔的形态发育特征.五峰组-龙马溪组页岩样品的 CO_2 吸附曲

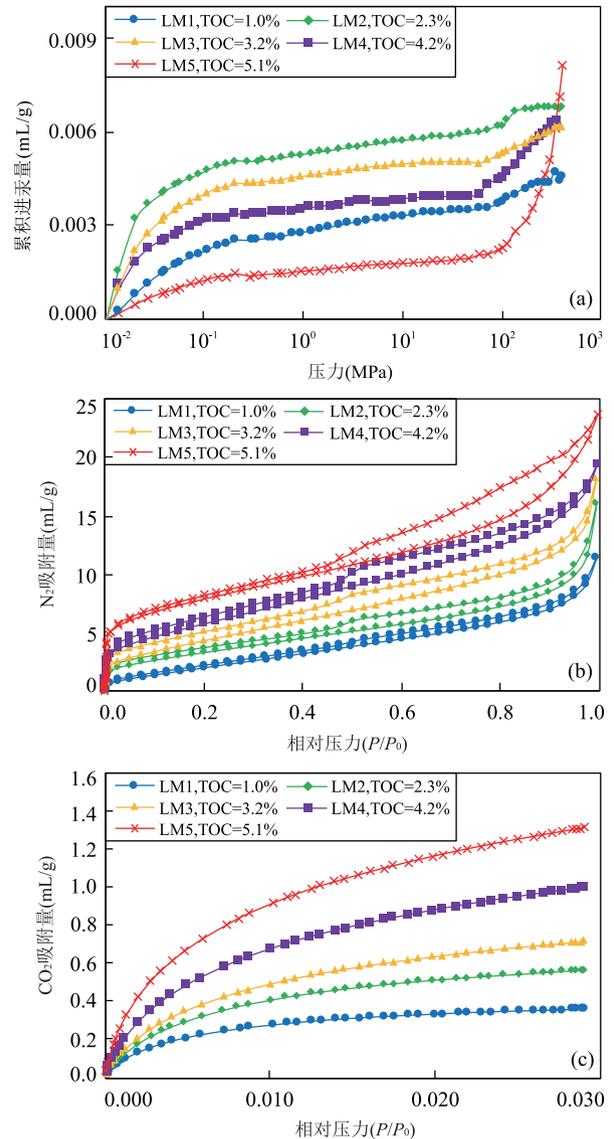


图 4 渝东南地区五峰组-龙马溪组页岩流体注入曲线
Fig. 4 Fluid injection curves of the Wufeng-Longmaxi shales in southeastern Chongqing area
a. 高压压汞; b. N_2 吸附; c. CO_2 吸附

线大致相同(图 4c).图 4c 曲线的斜率也反映了小的孔隙要多于大的孔隙.随 TOC 含量的增加(从样品 LM1 到样品 LM5), CO_2 吸附量呈现出较明显的增加,说明 TOC 对微孔的影响是非常显著的.

基于 CO_2 吸附、 N_2 吸附以及高压压汞实验,笔者获得了页岩自纳米尺度到微米尺度的孔隙分布特征. CO_2 吸附主要用来表征微孔, N_2 吸附主要用来表征中孔,高压压汞主要用来表征宏孔.对于重叠部分采用加权平均法进行拟合,由此获得页岩全孔径分布特征.页岩孔隙的孔体积在微孔、中孔和宏孔中均比较发育,并且不同样品的孔体积分布特征不同,呈现出多峰值的特点(图 5).所有样品的孔体积的共

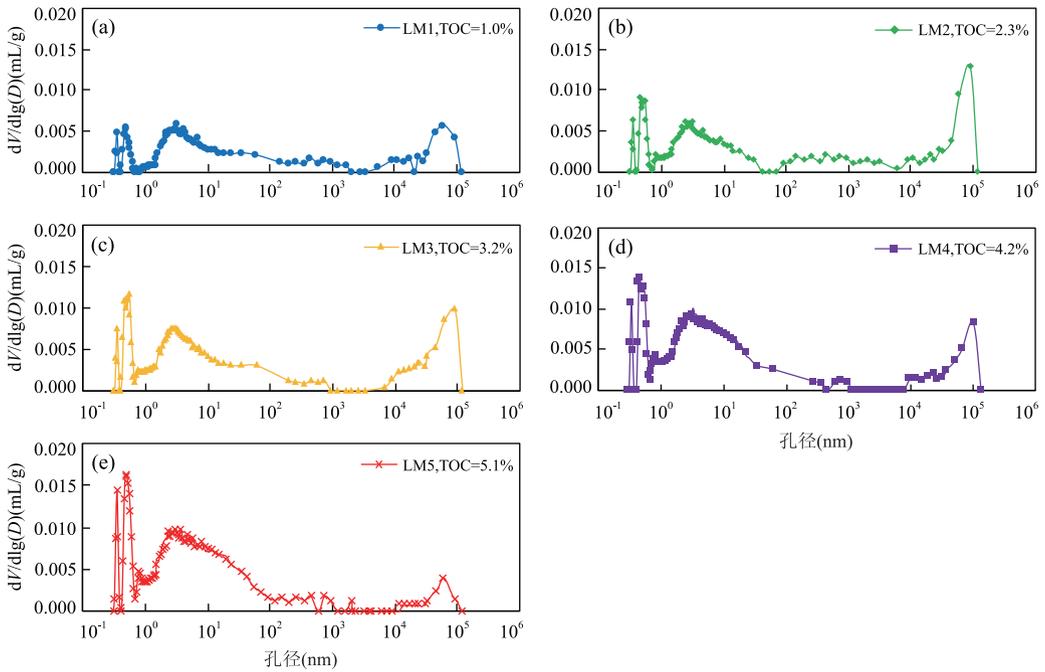


图 5 渝东南地区五峰组—龙马溪组页岩全孔径分布特征

Fig. 5 The whole-aperture distribution of the Wufeng-Longmaxi shales in southeastern Chongqing area

表 1 基于 QEMSCAN 的渝东南地区五峰组—龙马溪组页岩组成成分

Table 1 Contents of the minerals and organic matter of the four Wufeng-Longmaxi shale samples from the QEMSCAN results in southeastern Chongqing area

样品	井名	深度(m)	石英(%)	长石(%)	碳酸盐矿物(%)	粘土矿物(%)	黄铁矿(%)	TOC(%)
SG-1	Jy1	2 383	91.56	2.75	0.95	2.47	1.61	0.63
SG-2	Ye4	692	74.92	10.83	4.22	5.83	1.77	2.23
SG-3	Jy1	2 365	49.04	14.36	18.51	8.31	2.70	6.98
SG-4	Ye4	661	35.55	13.22	4.00	45.61	1.77	0.54

同点是普遍存在三个比较稳定的峰值,分别为0.3~0.7 nm、1.5~10.0 nm和10~100 μm.

五峰组—龙马溪组页岩样品具有随 TOC 含量的增加微孔和中孔的含量逐渐增加、对宏孔的影响不明显的特征.在 TOC 含量较高的样品 LM5 中,微孔和中孔的孔体积含量最大,明显高于宏孔的体积.但是在 TOC 含量较低的样品中,如样品 LM1,微孔和中孔所占的比例与宏孔所占的比例相近,表明 TOC 对微孔和中孔的影响最大,控制着五峰组—龙马溪组页岩微孔和中孔的发育. TOC 含量对微孔的孔体积具有明显的控制作用(图 5). TOC 含量对中孔的孔体积的控制作用较弱.但是宏孔的变化比较大,与 TOC 没有很好的相关性.五峰组—龙马溪组样品的总孔体积介于 0.009 0~0.015 5 mL/g.五峰组—龙马溪组页岩微孔的孔体积平均为 0.003 2 mL/g,约占总孔体积的 24%;中孔的孔体积所占比例最大,约占 45%,平均为 0.006 0 mL/g;宏孔的孔体积相对较小,平均为

0.004 1 mL/g,约占总孔体积的 31%.因此,中孔对五峰组—龙马溪组页岩孔体积的贡献最大,其次是宏孔,微孔的贡献率最低.

2.2 基于 FIB-SEM 图像识别的页岩微—纳米孔隙结构定量表征

FIB-SEM 被广泛应用于页岩微—纳米孔隙结构的观察和统计.页岩组成成分的颗粒一般为 3.2~35.0 μm,对应的组成成分像素分辨率大约为 1.6~17.5 nm (Tang *et al.*, 2016b).因此,FIB-SEM 可以获得矿物的纳米级孔隙,满足分析的需要. ImageJ 软件可识别页岩每种组成成分的孔隙.在这种极低尺度下,颗粒表面形态基本不受其他组成成分的影响,孔隙比较容易识别.利用孔隙和组成成分灰度值的差异,提取出孔隙.根据孔隙与组成成分的接触关系,可将孔隙归类为粒内孔和粒间孔.由于粒间孔是该组成成分与其他相邻组成成分共享的孔隙,因此笔者统计粒间孔时,粒间孔的数量只取一半,即通过

全部的粒内孔和一半的粒间孔,统计出每种组成成分的面孔率的分布;最后结合 QEMSCAN 中识别出的组成成分含量,获得整个样品的孔径分布特征.

笔者通过 QEMSCAN 获得页岩样品 SG-1 到 SG-4 的组分含量(表 1).从样品 SG-1 到 SG-4,石英含量依次降低,分别为 91.56%、74.92%、49.04%、35.55%;其粘土矿物含量依次增加,分别为 2.47%、5.83%、8.31%、45.61%.四个样品的长石含量为 2.75%~14.36%,碳酸盐矿物含量为 0.95%~18.51%,黄铁矿含量普遍较低,为 1.61%~2.70%.TOC 含量介于 0.54%~6.98%,其中 SG-3 样品最高,为 6.98%.

页岩的 6 种组成成分的面孔率差异较大.有机质的面孔率最高,其中粒内孔比例又明显高于粒间孔的比例.其次是黄铁矿、碳酸盐矿物和长石的面孔率较高,石英和粘土矿物的组成成分面孔率最低,并且它们的粒间孔和粒内孔的比例相近(图 6).

根据每种组成成分的平均孔径分布,结合样品的矿物组成,笔者获得了页岩面孔率的分布特征(图 7).页岩组成成分在每个样品中的贡献率均不相同.在样品 SG-1 中,石英提供了主要的面孔率,其他矿物的面孔率的比例极低.在样品 SG-2 中,除了石英提供重要的面孔率外,有机质在 100 nm 以下的部分提供了很高面孔率.样品 SG-3 中,有机质是面孔率最大的贡献者,尤其在 100 nm 以下部分,面孔率超过了一半.而在样品 SG-4 中,粘土矿物的面孔率最大,且范围主要集中在 <300 nm.在累积面孔率

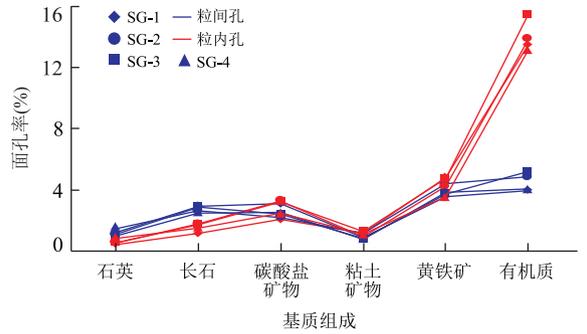


图 6 渝东南地区五峰组—龙马溪组页岩组成成分与面孔率分布

Fig. 6 The relationship between pore volume distribution and mineral composition of the Wufeng-Longmaxi shales in southeastern Chongqing area

方面,样品 SG-3 的累积面孔率是最高的,达 4.4%;其次是样品 SG-2 和样品 SG-4;样品 SG-1 的累积面孔率最低,只有 2.0%.四个样品均表现出孔隙以 <400 nm 为主,孔径越大的孔提供的面孔率比例越低.有机质对于孔隙的面孔率的贡献是最为明显的,样品 SG-3 中 6.98% 的有机质含量就可以贡献 1.4% 的整体面孔率.因此,页岩微—纳米孔隙结构特征受页岩组分及其孔隙发育程度双重控制.

3 页岩多元生气机理

页岩气作为一种自生自储型的天然气,其来源包括页岩中的干酪根和不同热演化阶段由于干酪根热

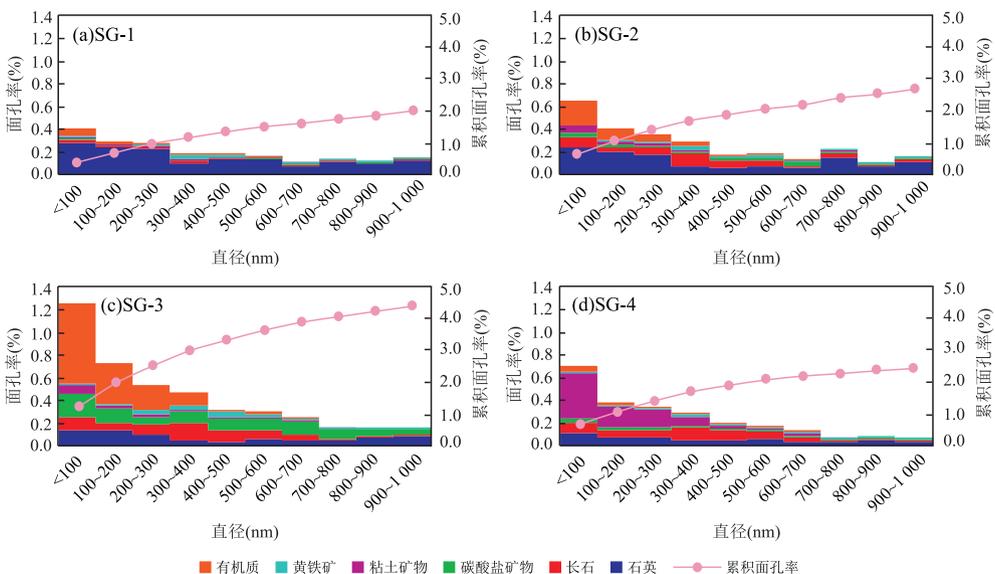


图 7 渝东南地区五峰组—龙马溪组页岩面孔率和累积面孔率分布

Fig. 7 Surface porosity distribution of the Wufeng-Longmaxi shales in southeastern Chongqing area

解生成的可溶沥青组分. 现今开采的一些页岩气产层大多存在碳同位素倒转现象, 可能指示了封闭体系中不同成熟度天然气混合(Hao and Zou, 2013). 由于排烃作用的存在, 页岩中早期形成的沥青组分可以排出页岩体系形成常规油藏, 深埋作用可导致原油裂解气的形成; 残余在页岩中的沥青组分进一步裂解则成为高过成熟阶段页岩气的一个重要来源. 因为页岩中的原始有机质具有一定的生气潜力, 这样排烃作用可能是影响高过成熟阶段页岩气生成量的一个重要因素. 如果生油阶段的排烃率越高, 那么它越有利于形成常规的油气藏, 而不利于非常规油气藏的形成.

中国科学院广州地球化学研究所研究团队通过人工熟化实验制备了一个具有相同来源、不同热演化程度的干酪根系列样品, 包括代表生油前(0.57% VR_o)、生油高峰前(0.8% EasyR_o)、生油高峰(1.0% EasyR_o)和生油高峰后(1.3% EasyR_o)的干酪根; 然后利用封闭体系黄金管的生烃动力学模拟实验方法, 开展这一系列干酪根样品的生气模拟实验; 通过对比研究揭示热演化过程中页岩气的主要来源和生气贡献. 结合封闭体系中干酪根产烃的演化特征, 富有机质页岩产甲烷的过程被分为四个阶段, 即生油阶段(<1.0% EasyR_o)、凝析油生成阶段(1.0%~1.5% EasyR_o)、湿气生成阶段(1.5%~2.2% EasyR_o)和干气生成阶段(>2.2% EasyR_o), 其中页岩中的甲烷主要产生于湿气和干气阶段. 图 8 显示了不同演化阶段干酪根和沥青的甲烷产率, 其中最大甲烷产率中 37.8% 来自干酪根的初次裂解, 其余来自生油阶段形成的沥青在晚期的裂解, 并且以生油高峰形成的沥青(沥青 2: 0.8%~1.0% EasyR_o)和生油窗晚期形成的沥青(沥青 3: 1.0%~1.3% EasyR_o)为主要来源.

根据图 8 不同阶段甲烷的主要来源和它们的产率, 结合实际地质情况, 笔者可以对实际地质条件下的甲烷产率进行估算. 由于干酪根是页岩中不会发生运移的组分, 因此产自干酪根的甲烷量基本不受排烃作用的影响, 它只受页岩的生气过程、页岩的封闭性以及页岩中的总有机质含量所决定. 排烃作用主要影响沥青对页岩气生成的贡献, 可以根据排烃作用发生的阶段和排烃效率对这一影响进行估算. 如排烃作用发生在生油高峰前, 则对页岩晚期生气中沥青的贡献影响不大.

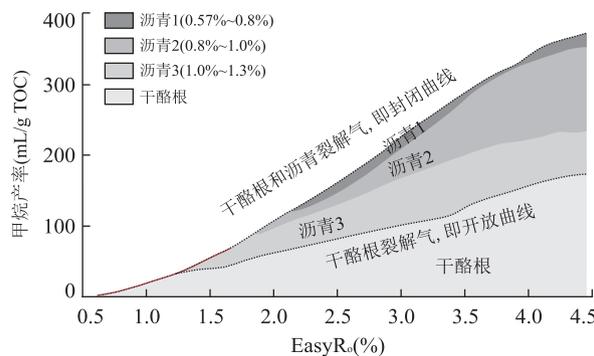


图 8 页岩样品在热成熟过程中产生的甲烷的来源与贡献
Fig. 8 The source and contribution of methane produced during thermal maturation of shale samples

4 海相页岩复杂演化改造过程表征

我国南方海相下寒武统水井沱组、上奥陶统五峰组和下志留统龙马溪组页岩均经历了漫长的埋藏—受生烃—抬升剥蚀的地质演化, 无可靠的天然古温标和成熟度参数, 因此, 探讨替代技术和方法来表征这种复杂演化改造结果很有必要.

4.1 富有机质页岩高一过成熟度参数表征

张建坤等(2014)在页岩热演化和成熟度研究方面提出了利用岩石热声发射技术结合页岩层内方解石和石英脉体中的流体包裹体均一温度确定页岩经历的最高古地温; 利用页岩干酪根红外光谱的芳烃 C=C 骨架伸缩振动吸收峰参数可指示有机质的成熟度(图 9). 高键等(2015)在焦石坝页岩气层超压演

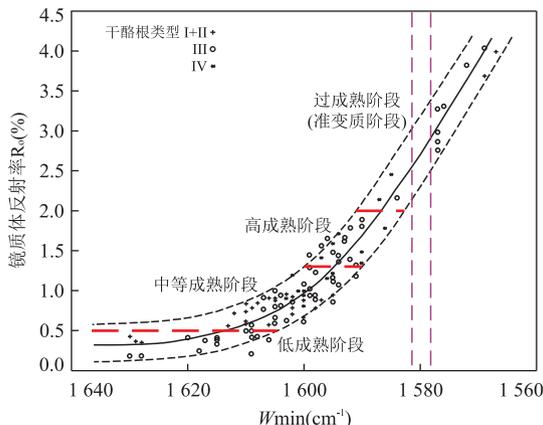


图 9 有机质成熟度 R_o 与芳香族 C=C 谱带向最小波数 W_{min} 移动现象的关系
Fig. 9 The relationship of maturation and the shift of the aromatic C=C bands of kerogens towards a minimum wave number W_{min}

据 Ganz and Kalkreuth(1991)修改

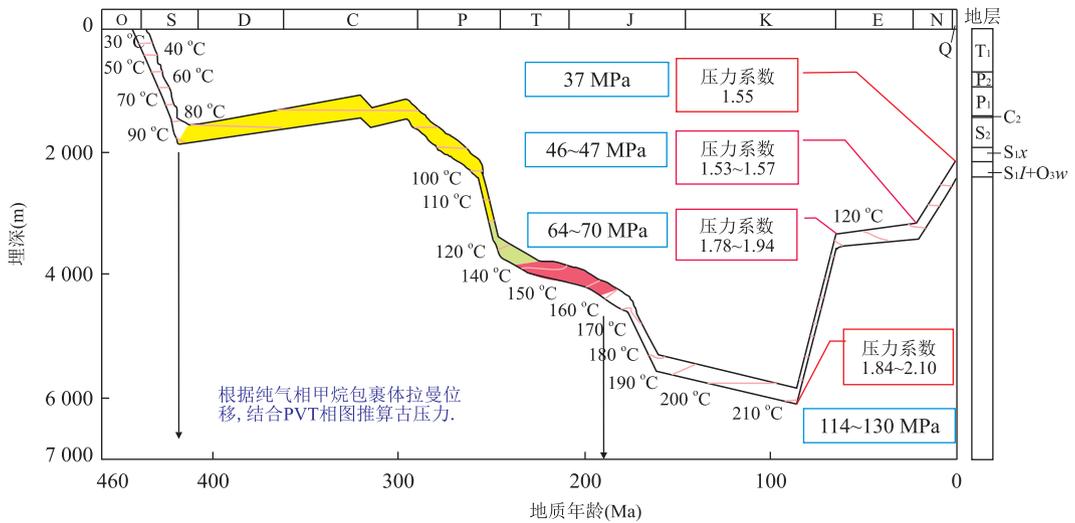


图 10 焦石坝地区五峰组—龙马溪组页岩压力演化

Fig. 10 The pressure evolution of the Wufeng-Longmaxi shales in the Jiaoshiba area

化研究方面提出了利用激光拉曼峰位移法确定页岩脉体中甲烷包裹体密度,通过纯甲烷包裹体的 PVT 关系计算高密度甲烷包裹体捕获的古压力(图 10)。

4.2 高成熟海相页岩埋藏—热演化—成熟生烃改造过程表征

笔者运用岩石热声发射、盆地模拟、干酪根红外光谱分析等多种技术,结合裂变径迹研究成果,综合研究了鄂西渝东和中扬子西部地区下古生界海相过高热演化页岩经历的最高古地温及热演化成熟生烃史。上奥陶统一志留统为 210~256 °C,均值为 230 °C(张建坤等,2014)。Jy1 井五峰组—龙马溪组页岩经历最高温度范围为 203~221 °C,平均值为 213 °C;笔者推算燕山期晚期至喜山期的地层剥蚀厚度大约为 3 800 m;白垩纪末期页岩经历最大埋深 6 200 m 和最高地温 210 °C,早侏罗世(180 Ma)页岩 R_o 达到 1.3%,燕山期构造运动抬升前页岩 R_o 为 2.6%~2.9%(Yang *et al.*, 2017)。

4.3 页岩气层超压成因和演化表征

焦石坝地区典型钻井页岩声波时差和地震层速度计算压力结果表明,区内超压顶界面埋深介于 1 600~1 800 m,主要在韩家店组,超压顶界面埋深随韩家店组埋深的变化而改变。超压系统主要发育在韩家店组、小河坝组、龙马溪组和五峰组,五峰组—龙马溪组优质页岩气产层段表现为中等—偏强超压状态,压力系数为 1.30~1.70,与现今 Jy1 井生产推测的地层压力系数 1.55 较吻合(图 10)(Gao *et al.*, 2017);在五峰组之下洞草沟组致密灰岩层为常压系统。

焦石坝五峰组—龙马溪组页岩超压的存在是页

岩气层具有高效保存条件的证据,长期存在高效保存条件的地质原因为:静态上,五峰组—龙马溪组页岩气层的构造背景为宽缓背斜构造,翼部岩层下倾封堵;宽缓背斜的西北翼和东—东南翼发育压扭性断裂体系,断裂面封堵性强;五峰组—龙马溪组页岩气层顶底岩层稳定,封堵完善。动态上,燕山期构造抬升较晚,燕山—喜山期抬升剥蚀速率较稳定,构造变形弱,埋深适中,上述静态和动态两方面因素构成了焦石坝地区三维超压流体封存箱形成和长期保持的主因。

5 页岩气甜点评价参数体系表征

5.1 页岩气甜点区预测的参数体系建立

相比北美地区页岩气甜点区模型,我国南方海相页岩气甜点区评价不仅要考虑生烃潜力,还要考虑保存条件。优质岩相具有高 TOC、高硅质含量的特征,这意味着高 TOC 层段能够生成大量的烃类,并由于高脆性易形成裂缝汇聚形成页岩气高产;中

表 2 南方五峰组—龙马溪组页岩气甜点区评价参数
Table 2 The evaluation parameters for the sweet spots of the Wufeng-Longmaxi shale gas, southern China

参数类型	参数	甜点区	一般区
优质岩相	有机碳含量	>2	<2
	高碳富泥硅质页岩厚度(m)	>20	<20
储集空间	总孔隙度(%)	>5	<5
	页理缝	发育	不发育
保存条件	断裂与裂缝	不发育	较发育
	压力系数	>1.2	<1.2
经济性	含气量(m ³ /t)	>3	<3
	游离气相对含量(%)	>50	<50

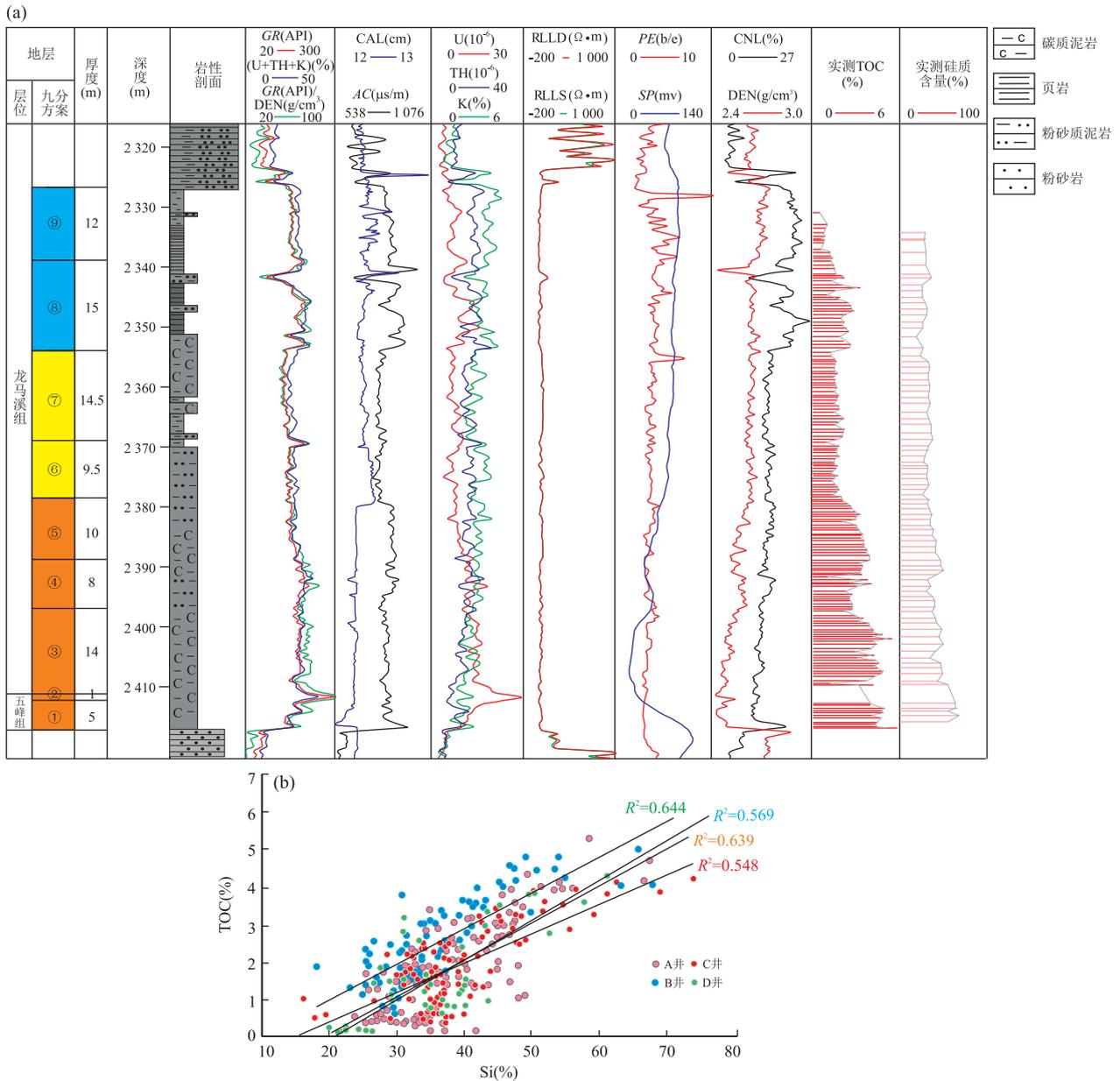


图 11 焦石坝地区五峰组—龙马溪组综合柱状图(a)和 TOC 与硅质含量的关系(b)

Fig. 11 The stratigraphic column (a) and the relations between TOC and siliceous content (b) of the Wufeng-Longmaxi shales in the Jiaoshiba area

孔、宏孔、页理缝是储集游离页岩气的主要空间,而且压力系数越高,富集的游离气越多;当然,经济高产主要决定于其游离气的含量;由于我国南方经历了多期构造挤压,保存条件是制约页岩气富集的主要因素,其中裂缝是导致页岩气散失的重要途径。据此内在逻辑关系,笔者提出了南方五峰组—龙马溪组页岩气甜点区的 8 个评价参数(表 2)。

5.2 优质页岩相具有的地质与地球物理特征

5.2.1 优质页岩相具有高有机碳含量、高硅质含量的耦合特征

焦石坝、彭水地区钻井证实,五峰组—

龙马溪组黑色页岩主要有三种类型,其中高碳富泥硅质页岩是决定生气能力的主要岩相类型,是最优质的页岩岩相,其厚度控制了页岩生气能力。统计表明高碳富泥硅质页岩具有高有机碳含量、高硅质含量的“双高”特征,且有机碳含量与硅质含量呈正相关关系,其他类型页岩无此特征(图 11),这是识别优质页岩相与其他类型页岩的最显著的地质特征。

5.2.2 优质页岩相具有“四高三低”测井曲线响应特征

为了在测井资料上快速识别优质页岩相,需要建立优质页岩相的测井曲线响应特征。通过对测

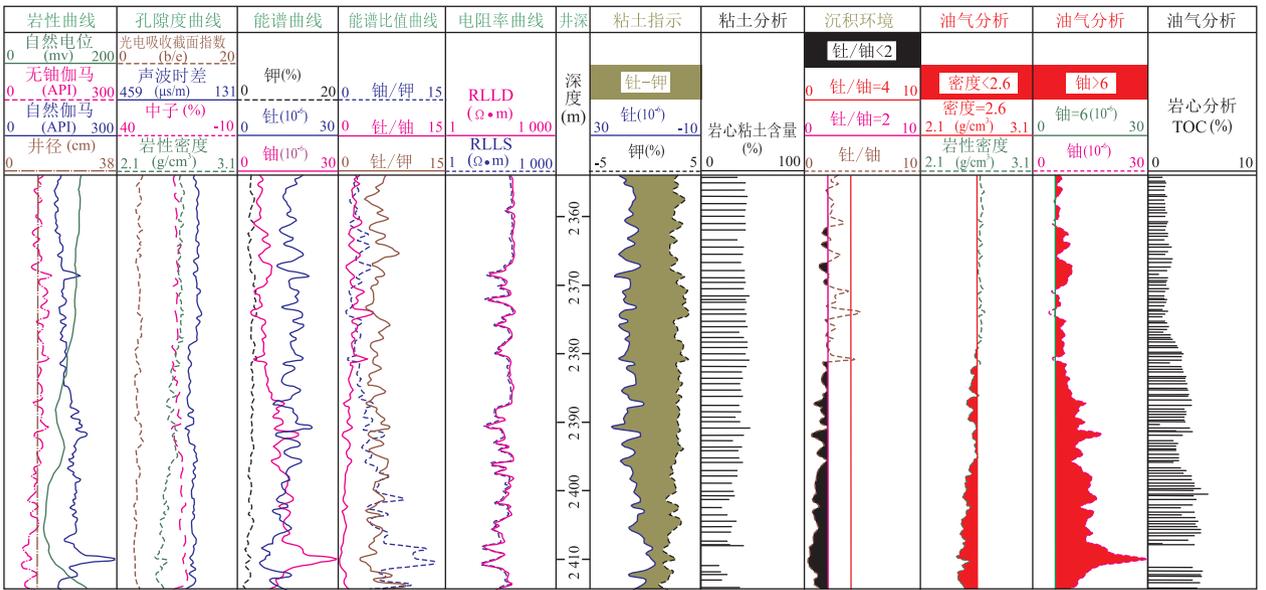


图 12 焦石坝地区五峰组—龙马溪组富有机质页岩的测井曲线响应特征

Fig. 12 The response characteristics of log curves of the Wufeng-Longmaxi organic-rich shales in the Jiaoshiba area

井曲线与地质参数和含气量的对比分析,笔者总结出优质页岩相具有“四高三低”测井曲线响应特征,即高自然伽马、高铀、高声波时差、高电阻率、低密度、低中子、低无铀伽马(图 12)。利用“四高三低”的电测曲线能够有效地识别优质页岩相及其含气层段。

6 结论

(1)富泥硅质页岩(S-3)和富泥/硅混合质页岩(M-2)是涪陵焦石坝地区页岩气勘探与开发最有利的优质岩相。

(2)通过多技术联合表征不同尺度页岩储集空间类型和特征,揭示了页岩孔体积以中孔和宏孔为主,页岩微—纳米孔隙结构特征受页岩组分及其孔隙发育程度双重控制。

(3)高过成熟页岩具有多元生气机理,既包括不同演化阶段干酪根生气,还包括残余原油和沥青组分的进一步裂解。

(4)运用岩石热声发射、干酪根红外光谱分析等替代方法和技术可用于查明海相页岩经历的最高古地温和热成熟度。

(5)初步优选了五峰组—龙马溪组海相页岩气甜点预测的参数体系,总结了优质页岩相具有高有机碳含量和高硅质含量的地质特征以及“四高三低”的地球物理识别特征。

References

Abouelresh, M. O., Slatt, R. M., 2012. Lithofacies and Sequence Stratigraphy of the Barnett Shale in East-Central Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bulletin*, 96(1): 1—22. doi:10.1306/04261110116

de Boer, J. H., Lippens B. C., 1964. Studies on Pore Systems in Catalysts II. The Shapes of Pores in Aluminum Oxide Systems. *Journal of Catalysis*, 3(1): 38—43. doi: 10.1016/0021—9517(64)90090—9

Bruner, K. R., Walker-Milani, M., Smosna, R., 2015. Lithofacies of the Devonian Marcellus Shale in the Eastern Appalachian Basin, U. S. A. *Journal of Sedimentary Research*, 85(8): 937—954. doi:10.2110/jsr.2015.62

Casas, D., Ercilla, G., Baraza, J., et al., 2003. Recent Mass-Movement Processes on the Ebro Continental Slope (NW Mediterranean). *Marine and Petroleum Geology*, 20: 445—457. doi:10.1016/s0264—8172(03)00078—3

Chen L., Lu, Y. C., Jiang S., et al., 2015. Heterogeneity of the Lower Silurian Longmaxi Marine Shale in the Southeast Sichuan Basin of China. *Marine and Petroleum Geology*, 65: 232—246. doi:10.1016/j.jngse.2015.12.026

Clift, P. D., Sun, Z., 2006. The Sedimentary and Tectonic Evolution of the Yinggehai-Song Hong Basin and the Southern Hainan Margin, South China Sea: Implications for Tibetan Uplift and Monsoon Intensification. *Journal of Geophysical Research; Solid Earth*, 111(B6): 232—241. doi:10.1029/2005jb004048

Diaz, H. G., Lewis, R., Miller, C., et al., 2013. Evaluating the Impact of Mineralogy on Reservoir Quality and

- Completion Quality of Organic Shale Plays. AAPG Rocky Mountain Section Meeting, Salt Lake City.
- Dong, D. Z., Wang, Y. M., Li, X. J., et al., 2016. Break-through and Prospect of Shale Gas Exploration and Development in China. *Natural Gas Industry*, 36(1): 19—32 (in Chinese with English abstract).
- Gao, J., He, S., Yi, J. Z., 2015. Discovery of High Density Methane Inclusions in Jiaoshiba Shale Gas Field and Its Significance. *Oil & Gas Geology*, 36(3): 472—480 (in Chinese with English abstract).
- Gao, J., He, S., Zhao, J. X., et al., 2017. Geothermometry and Geobarometry of Overpressured Lower Paleozoic Gas Shales in the Jiaoshiba Field, Central China: Insight from Fluid Inclusions in Fracture Cements. *Marine and Petroleum Geology*, 83: 124—139. doi: 10. 1016/j. marpetgeo. 2017. 02. 018
- Ganz, H. H., Kalkreuth, W., 1991. IR Classification of Kerosene Type, Thermal Maturation, Hydrocarbon Potential and Lithological Characteristics. *Journal of Southeast Asian Earth Sciences*, 5(1—4): 19—28. doi: 10. 1016/0743—9547(91)90007—k
- Hao, F., Zou, H. Y., Lu, Y. C., 2013. Mechanisms of Shale Gas Storage; Implications for Shale Gas Exploration in China. *AAPG Bulletin*, 97(8): 1325—1346. doi: 10. 1306/02141312091
- Hao, F., Zou, H. Y., 2013. Cause of Shale Gas Geochemical Anomalies and Mechanisms for Gas Enrichment and Depletion in High-Maturity Shales. *Marine and Petroleum Geology*, 44: 1—12. doi: 10. 1016/j. marpetgeo. 2013. 03. 005
- Jia, C. Z., Pang, X. Q., Jiang, F. J., 2016. Research Status and Development Directions of Hydrocarbon Resources in China. *Petroleum Science Bulletin*, 1(1): 2—23 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, Z. X., Tang, X. L., Cheng, L. J., et al., 2015. Characterization and Origin of the Silurian Wufeng-Longmaxi Formation Shale Multiscale Heterogeneity in Southeastern Sichuan Basin, China. *Interpretation*, 3(2): SJ61—SJ74. doi: 10. 1190/int—2014—0151. 1
- Jiang, Z. X., Tang, X. L., Li, Z., et al., 2016. The Whole-Aperture Pore Structure Characteristics and Its Effect on Gas Content of the Longmaxi Formation Shale in the Southeastern Sichuan Basin. *Earth Science Frontiers*, 23(2): 126—134 (in Chinese with English abstract).
- Liu, S. G., Deng, B., Zhong, Y., et al., 2016. Unique Geological Features of Burial and Superimposition of the Lower Paleozoic Shale Gas Across the Sichuan Basin and Its Periphery. *Earth Science Frontiers*, 23(1): 11—28 (in Chinese with English abstract).
- Lu, S. F., Xue, H. T., Wang, M., et al., 2016. Several Key Issues and Research Trends in Evaluation of Shale Oil. *Acta Petrolei Sinica*, 37(10): 1309—1322 (in Chinese with English abstract).
- Ma, Y. Q., Fan, M. J., Lu, Y. C., et al., 2016. Geochemistry and Sedimentology of the Lower Silurian Longmaxi Mudstone in Southwestern China: Implications for Depositional Controls on Organic Matter Accumulation. *Marine and Petroleum Geology*, 75: 291—305. doi: 10. 1016/j. marpetgeo. 2016. 04. 024
- Song, Y., Jiang, L., Ma, X. Z., 2013. Formation and Distribution Characteristics of Unconventional Oil and Gas Reservoirs. *Journal of Palaeogeography*, 15(5): 605—614 (in Chinese with English abstract).
- Song, Y., Jiang, L., Ma, X. Z., 2013. Formation and Distribution Characteristics of Unconventional Oil and Gas Reservoirs. *Journal of Palaeogeography*, 15(5): 605—614 (in Chinese with English abstract).
- Tang, X. L., Jiang, Z. X., Li, Z., et al., 2015. The Effect of the Variation in Material Composition on the Heterogeneous Pore Structure of High-Maturity Shale of the Silurian Longmaxi Formation in the Southeastern Sichuan Basin, China. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 23: 464—473. doi: 10. 1016/j. jngse. 2015. 02. 031
- Tang, X. L., Jiang, Z. X., Jiang, S., et al., 2016a. Effect of Organic Matter and Maturity on Pore Size Distribution and Gas Storage Capacity in High-Mature to Post-Mature Shales. *Energy & Fuels*, 30(11): 8985—8996. doi: 10. 1021/acs. energyfuels. 6b01499
- Tang, X. L., Jiang, Z. X., Jiang, S., et al., 2016b. Heterogeneous Nanoporosity of the Silurian Longmaxi Formation Shale Gas Reservoir in the Sichuan Basin Using the QEMSCAN, FIB-SEM, and Nano-CT Methods. *Marine and Petroleum Geology*, 78: 99—109. doi: 10. 1016/j. marpetgeo. 2016. 09. 010
- Wang, G. C., Carr, T. R., 2013. Organic-Rich Marcellus Shale Lithofacies Modeling and Distribution Pattern Analysis in the Appalachian Basin. *AAPG Bulletin*, 97(12): 2173—2205. doi: 10. 1306/05141312135
- Yan, C. N., Jin, Z. J., Zhao, J. H.; et al., 2016. Comparison of Marcellus Shale in United States and Longmaxi Formation Shale in Southern China. *Geological Science and Technology Information*, 35(6): 122—130 (in Chinese with English abstract).
- Yang, R., He, S., Hu, Q. H., et al., 2017. Geochemical Characteristics and Origin of Natural Gas from Wufeng-Longmaxi Shales of the Fuling Gas Field, Sichuan Basin (China). *International Journal of Coal Geology*, 171:

1—11. doi:10.1016/j.coal.2016.12.003

Yang, Y. F., Wang, C. C., Yao, J., et al., 2016. A New Method for Microscopic Pore Structure Analysis in Shale Matrix. *Earth Science*, 41(6): 1067—1073 (in Chinese with English abstract).

Zhang, J. K., He, S., Yi, J. Z., et al., 2014. Rock Thermo-Acoustic Emission and Basin Modeling Technologies Applied to the Study of Maximum Paleotemperatures and Thermal Maturity Histories of Lower Paleozoic Marine Shales in the Western Middle Yangtze Area. *Acta Petrolei Sinica*, 35(1): 58—67 (in Chinese with English abstract).

Zhao, W. Z., Li, J. Z., Yang, T., et al., 2016. Geological Difference and Its Significance of Marine Shale Gases in South China. *Petroleum Exploration & Development*, 43(4): 499—510 (in Chinese with English abstract).

Zou, C. N., Dong, D. Z., Wang, Y. M., et al., 2015. Shale Gas in China: Characteristics, Challenges and Prospects (I). *Petroleum Exploration & Development*, 42(6): 689—701 (in Chinese with English abstract).

Zou, C. N., Dong, D. Z., Wang, Y. M., et al., 2016. Shale Gas in China: Characteristics, Challenges and Prospects (II). *Petroleum Exploration & Development*, 43(2): 166—178 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

董大忠, 王玉满, 李新景, 等, 2016. 中国页岩气勘探开发新突破及发展前景思考. *天然气工业*, 36(1): 19—32.

高键, 何生, 易积正, 2015. 焦石坝页岩气田中高密度甲烷包

裹体的发现及其意义. *石油与天然气地质*, 36(3): 472—480.

贾承造, 庞雄奇, 姜福杰, 2016. 中国油气资源研究现状与发展方向. *石油科学通报*, 1(1): 2—23.

姜振学, 唐相路, 李卓, 等, 2016. 川东南地区龙马溪组页岩孔隙结构全孔径表征及其对含气性的控制. *地学前缘*, 23(2): 126—134.

刘树根, 邓宾, 钟勇, 等, 2016. 四川盆地及周缘下古生界页岩气深埋藏—强改造独特地质作用. *地学前缘*, 23(1): 11—28.

卢双舫, 薛海涛, 王民, 等, 2016. 页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势. *石油学报*, 37(10): 1309—1322.

宋岩, 姜林, 马行陟, 2013. 非常规油气藏的形成及其分布特征. *古地理学报*, 15(5): 605—614.

颜彩娜, 金之钧, 赵建华, 等, 2016. 美国 Marcellus 页岩与中国南方龙马溪组页岩地质特征对比及启示. *地质科技情报*, 35(6): 122—130.

杨永飞, 王晨晨, 姚军, 等, 2016. 页岩基质微观孔隙结构分析新方法. *地球科学*, 41(6): 1067—1073.

张建坤, 何生, 易积正, 等, 2014. 岩石热声发射和盆模技术研究中扬子区西部下古生界海相页岩最高古地温和热成熟史. *石油学报*, 35(1): 58—67.

赵文智, 李建忠, 杨涛, 等, 2016. 中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义. *石油勘探与开发*, 43(4): 499—510.

邹才能, 董大忠, 王玉满, 等, 2015. 中国页岩气特征、挑战及前景(一). *石油勘探与开发*, 42(6): 689—701.

邹才能, 董大忠, 王玉满, 等, 2016. 中国页岩气特征、挑战及前景(二). *石油勘探与开发*, 43(2): 166—178.