

四川盆地上二叠统大隆组页岩储层特征及其控制因素

叶玥豪¹, 陈伟¹, 汪华², 宋金民¹, 明盈², 戴鑫², 李智武¹, 孙豪飞², 马小刚¹, 刘婷婷³,
唐辉⁴, 刘树根^{1,5}

[1. 成都理工大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川成都 610059; 2. 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 四川成都 610041; 3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 4. 四川川煤华荣能源有限责任公司(广能中心), 四川广安 638600; 5. 西华大学, 四川成都 610039]

摘要:四川盆地开江-梁平海槽内上二叠统大隆组发育海相黑色页岩。近期LY1, DY1和HY1井在大隆组勘探发现高产页岩气, 显示川北大隆组海相页岩气勘探潜力巨大, 研究其页岩储层特征与控制因素具有非常重要的意义。以DY1井为研究对象, 开展了大隆组页岩有机地球化学、脆性矿物含量、孔隙类型和孔隙结构等方面研究, 探讨其储层特征与控制因素。结果表明:①大隆组黑色页岩为深水陆棚沉积, 主要发育硅质页岩和混合质页岩岩相, 脆性矿物含量高;②黑色页岩有机质丰度高, 总有机碳含量(TOC)平均可达7.84%, 有机质类型为II₁-II₂型, 孔隙度较高, 平均可达5.78%, 储集空间以有机质孔为主, 微孔峰值高;③热演化程度、有机质类型和丰度控制黑色页岩孔隙发育程度, 碳酸盐矿物对孔隙发育起破坏作用。

关键词:孔隙演化; 储层; 页岩气; 大隆组; 四川盆地

中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A

Characteristics and determinants of shale reservoirs in the Upper Permian Dalong Formation, Sichuan Basin

YE Yuehao¹, CHEN Wei¹, WANG Hua², SONG Jinmin¹, MING Ying², DAI Xin², LI Zhiwu¹,
SUN Haoifei², MA Xiaogang¹, LIU Tingting³, TANG Hui⁴, LIU Shugen^{1,5}

(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, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610041, China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 4. Guangneng Safe Production and Management Center, Sichuan Chuanmei Huarong Energy Co. Ltd., Guang'an, Sichuan 638600, China; 5. Xihua University, Chengdu, Sichuan 610039, China)

Abstract: Marine black shales are found in the Upper Permian Dalong Formation within the Kaijiang-Liangping trough in the Sichuan Basin. Recently drilling of wells LY1, DY1, and HY1 has revealed high-yield shale gas in this formation, suggesting considerable potential for marine shale gas exploration in the Dalong Formation of the northern Sichuan Basin. Hence, it is highly significant to investigate the characteristics and determinants of shale reservoirs in this formation. In this study, we investigate the organic geochemistry, brittle mineral content, pore types, and pore structures of shales in the Dalong Formation in well DY1, aiming to elucidate the characteristics and determinants of the shale reservoir within. The findings show that the black shales in the Dalong Formation are of deep-water shelf deposits, exhibiting major facies of siliceous and mixed shale, high in brittle mineral contents. The organic matter of these shales exhibits a high abundance, with TOC content averaging at 7.84%, type II₁-II₂ kerogens, and high porosities, averaging at 5.78%, and the organic pores act as main storage space with the micro-pores' peak value the highest. The

收稿日期:2023-12-12;修回日期:2024-05-21。

第一作者简介:叶玥豪(1986—),男,讲师,非常规油气地质。E-mail: bestone86@163.com。

通信作者简介:汪华(1976—),女,博士、高级工程师,石油勘探。E-mail: wanghua@petrochina.com.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(U2344209,42230310)。

development of pores in the shales is governed by the abundance, type, and thermal maturity of organic matter, while carbonate minerals are detrimental to their growth.

Key words: porosity evolution, reservoir, shale gas, Dalong Formation, Sichuan Basin

引用格式:叶玥豪,陈伟,汪华,等.四川盆地上二叠统大隆组页岩储层特征及其控制因素[J].石油与天然气地质,2024,45(4):979-991. DOI: 10.11743/ogg20240406.

YE Yuehao, CHEN Wei, WANG Hua, et al. Characteristics and determinants of shale reservoirs in the Upper Permian Dalong Formation, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 979-991. DOI: 10.11743/ogg20240406.

中国南方发育多套海相黑色页岩,其分布面积广、厚度大、有机质丰度高且生烃潜力大,页岩气勘探开发潜力巨大^[1]。四川盆地及周缘纵向上发育多套富有机质泥页岩,分别是海相下寒武统筇竹寺组,上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组,二叠系梁山组-茅口组、吴家坪组(龙潭组)、大隆组和陆相侏罗系自流井组、凉高山组等。五峰组-龙马溪组已经成为四川盆地页岩气勘探开发的主力层系,陆续建立了涪陵、威荣、威远-长宁、泸州-渝西等页岩气区,累计探明页岩气地质储量 $2.74 \times 10^{12} \text{ m}^3$,2021年页岩气产量约 $230 \times 10^8 \text{ m}^3$,占中国天然气总产量($2\,051 \times 10^8 \text{ m}^3$)的11%^[2],四川盆地内除五峰组-龙马溪组之外的其他层位目前尚未实现商业性开采。最近上二叠统海相页岩勘探也取得突破,川东红星地区的HY1探井,测试产气量为 $8.90 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[3],开江梁平海槽内的大页1井,测试产气量为 $32.06 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[4],普光地区的雷页1井在大隆组测试产气量为 $42.66 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[5],取得四川盆地二叠系页岩气勘探的重要突破,显示了上二叠统海相页岩气良好的勘探前景。上二叠统海相页岩主要分布在四川盆地北部开江-梁平海槽内,其厚度相比同时期沉积的长兴组厚度明显减薄^[6-8],且TOC为3.84%~8.76%^[4-5,9-10],明显高于龙马溪组(泸州区块TOC为3.36%,焦石坝TOC为3.62%)和筇竹寺组(资201井)^[2,11],上二叠统海相页岩较龙马溪组黑色页岩在沉积特征、有机质组分和矿物成分上都存在明显差异^[11],具有高有机碳含量、高孔隙度、高含气性和高脆性特征^[5,9,12-13],大隆组欠补偿、高TOC和高脆性的黑色页岩的储层孔隙发育控制因素尚不明确,是否存在特殊性还需进一步研究。因此本文以川东北地区DY1井上二叠统大隆组页岩为研究对象,深入开展孔隙类型、孔隙结构和其发育控制因素的研究,以期为大隆组页岩气勘探提供支撑。

1 区域地质背景

川东地区先后经历了桐湾期、加里东期、海西期—

印支期以及燕山期—喜马拉雅期构造等构造沉积旋回^[15]。中二叠世末东吴运动时期,四川盆地大部分地区隆升剥蚀,晚二叠世早期受峨眉地裂运动的影响,川北地区发生强烈拉张,形成拉张槽,在开江—梁平一带沉积深水陆棚相的大隆组,发育一套优质黑色页岩^[16-17](图1)。燕山期构造期受北西—南东向构造挤压,在川东达州—梁平地区形成一系列北东—南西向褶皱和断裂,复背斜高陡、向斜宽缓,平行排列,整体表现为“隔档式”褶皱^[18]。DY1井大隆组厚约63 m,沉积于开江—梁平海槽内,岩性从底至顶为黑色炭质页岩、硅质页岩、钙质页岩和泥晶灰岩(图2,图3)。

2 样品采集与测试

选取DY1井大隆组41块页岩用于TOC、干酪根鉴定、镜质体反射率、全岩X射线衍射、物性、低温氮气吸附和氩离子抛光场发射扫描电镜等分析,样品见图2。X射线衍射仪(型号DX-2700),样品200目粉末制片,测试条件为电压40 kV,电流20 mA,Cu靶和扫描范围 $3^\circ \sim 50^\circ$,采用Jade6.0软件半定量分析矿物组成;氩离子抛光扫描电镜观察采用高分辨率Quanta250FEG场发射扫描电镜。氮气吸附实验采用美国Quatachrome公司Quadrasorb SI型表面积和孔径分析仪,仪器电压为10~240 V(AC),50/60 Hz。孔隙度测量采用AP-608覆压自动孔渗测试仪,孔隙度测量值范围是0.1%~40.0%。

3 储层特征

3.1 页岩岩相特征

3.1.1 岩石矿物学特征

大隆组黑色页岩矿物含量相对单一,主要以石英和碳酸盐矿物为主,石英含量在4.3%~72.1%,平均为36.3%;碳酸盐矿物含量在1.2%~88.3%,平均为

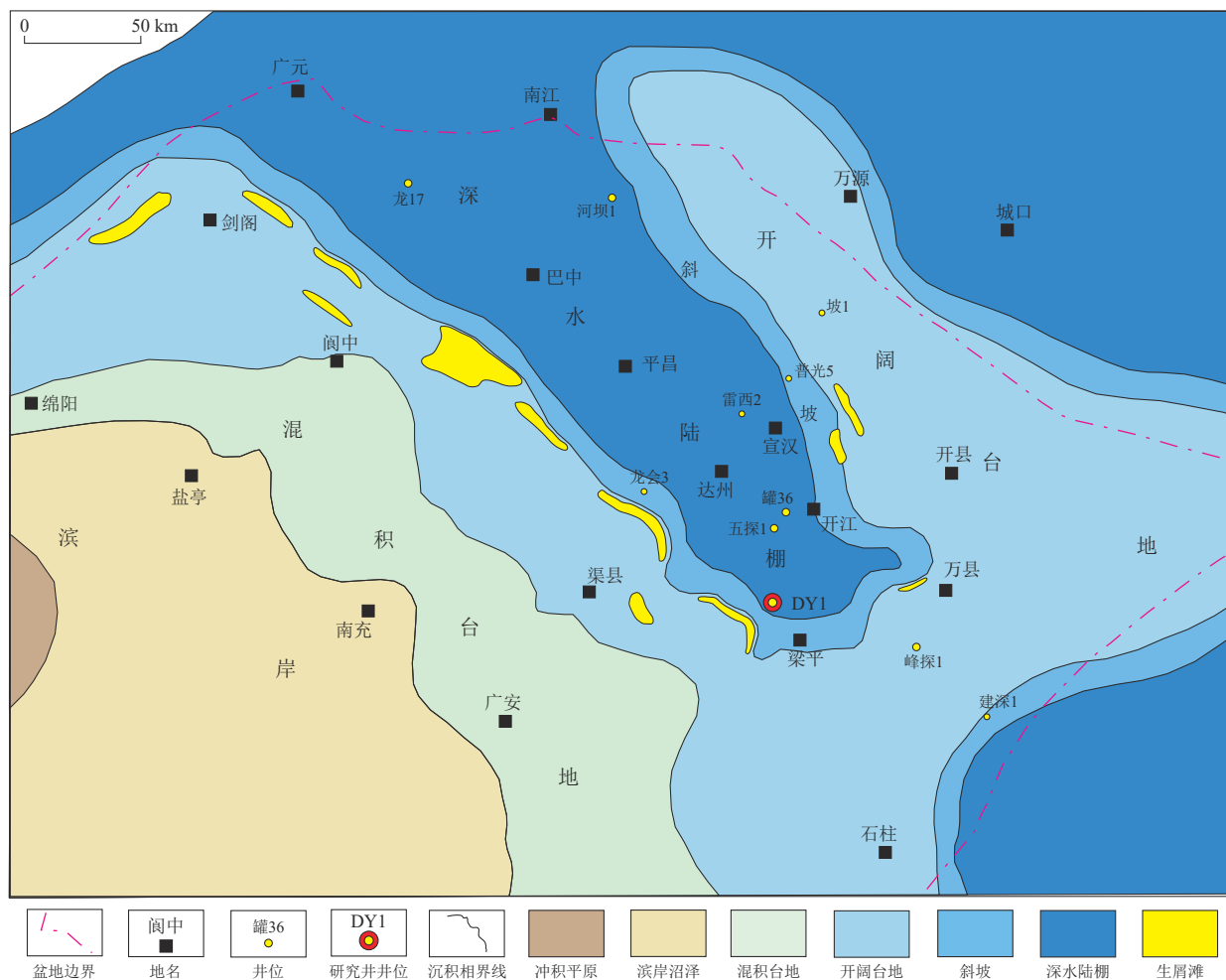


图1 川北地区晚二叠世沉积相平面图

Fig. 1 Plan view of the Late Permian sedimentary facies in the northern Sichuan Basin

45.1%;黏土矿物含量较低,介于0~67.3%,平均为11.3%。纵向上,大隆组底部石英含量高,向上逐渐降低;底部碳酸盐含量较低,向上逐渐增高(图2)。

3.1.2 岩相特征

页岩矿物组合和普通光学薄片观察得出,大隆组岩相有4大类:硅质页岩相、钙质页岩相、混合页岩相和黏土质页岩相,其中黏土质页岩相少见(图4)。

①硅质页岩相颜色较深,薄片上见大量硅质生物(硅质放射虫)(图3c, h),还见部分钙质介壳生物硅化交代(图3e),有机质呈扁平状分散分布(图3b),层理不发育,呈块状,指示其为深水硅质陆棚相沉积;②混合质页岩相岩心颜色较深(图3i),薄片上见泥晶方解石、钙质介壳生物、有孔虫和少许白云石(图3d, b),泥晶方解石与硅质混杂散布,生屑(介形虫为主)体腔均已重结晶(图3e, f),有机质分散于碳酸盐和石英颗粒之间(图3b),水动力较弱,有机质大量富集,指示为深水钙质陆棚相沉积;③钙质页岩相颜色较浅(图3g),在薄

片中以泥晶方解石为主,见钙球和介壳生屑,局部见硅化(图3a),层理不发育,指示为浅水钙质陆棚沉积。总之,大隆组底部主要发育硅质页岩相和混合质页岩相,中、上部主要发育钙质页岩相,沉积相演化表现为:深水硅质陆棚—深水钙质陆棚—浅水钙质陆棚。

3.2 有机地球化学特征

3.2.1 有机质丰度

川北地区DY1井岩心样品TOC测试结果如图2所示,范围为0.10%~16.30%,平均为5.03%,纵向上展现出大隆组底部黑色页岩段TOC高、上部泥晶灰岩段TOC低的特征;底部黑色页岩段TOC为2.08%~16.30%,普遍大于2.00%,平均可达7.84%,厚度约16 m(图2)。

3.2.2 有机质类型及成熟度

有机显微组分测试结果表明,大隆组黑色页岩中

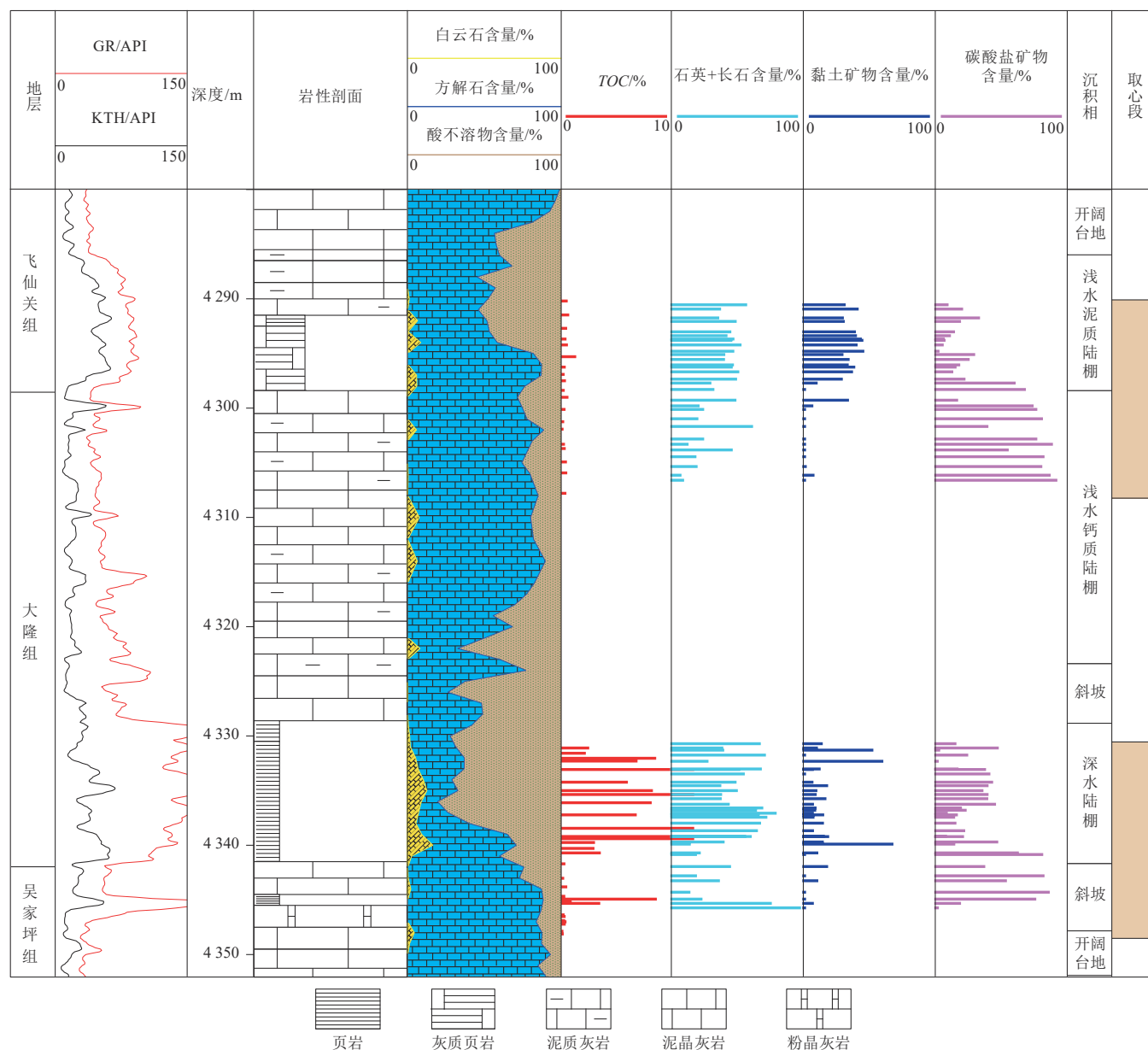


图2 四川盆地川北地区DY1井大隆组综合柱状图

Fig. 2 Composite stratigraphic column of the Dalong Formation in well DY1 in the northern Sichuan Basin

有机显微组分以壳质体为主,镜质组次之,偶见腐泥组和惰性组(图5)。壳质组在显微镜下呈现不规则团块,边缘模糊,原始组分为底栖藻类体和孢粉体(图5);镜质体在油浸反射光下呈灰色,形态以块状、片状为主,无内部结构,边缘清晰;沥青有机组分以贫氢组分为主,呈不规则状,在反射光下呈灰-灰白色(图5)。壳质组分含量为61.0%~75.0%,平均为71.25%,镜质组含量介于22.0%~26.0%,平均24.0%,类型指数(TI)为15.8~22.3。干酪根碳同位素测试结果显示,大隆组干酪根碳同位素值($\delta^{13}C$)介于-27.3‰~-25.9‰(图6a),显示其干酪根类型为 II_1 - II_2 型,表明大隆组具有较好的生烃潜力。

DY1井上二叠统镜质体反射率(R_o)测试如图6b,介于2.40%~2.65%,平均为2.63%,处于过成熟阶段,原油开始裂解,具有较好的生气条件。

3.3 储层特征

3.3.1 物性特征

页岩物性及孔隙结构的好坏,对明确其储集性能、优选页岩气有利层段具有重要意义^[19-20]。大隆组孔隙度非均质性较强,孔隙度为0.41%~9.47%,平均3.89%;黑色页岩段孔隙度较好,孔隙度为0.41%~9.47%,平均5.78%,孔隙度普遍大于5.00%;非黑色

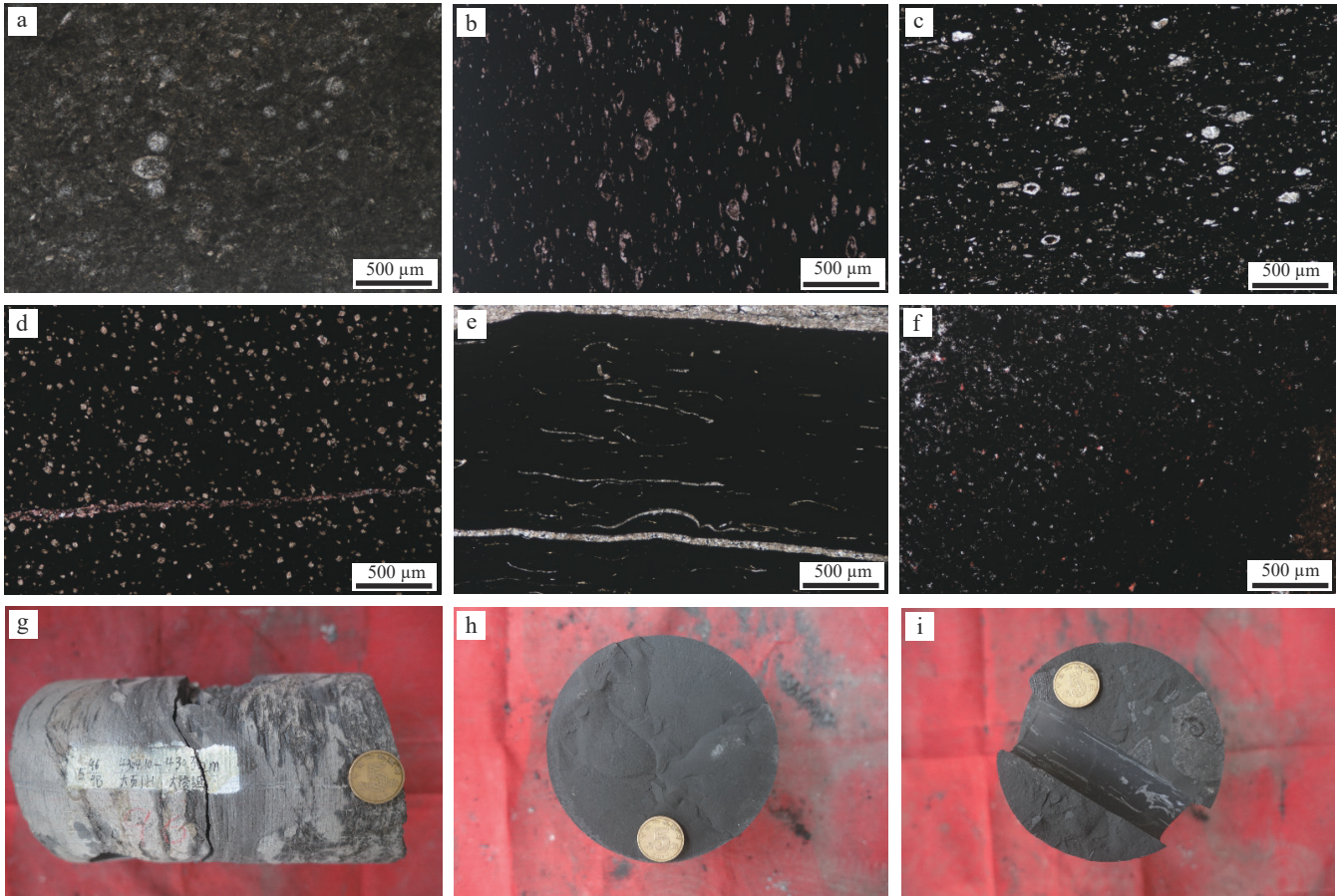


图3 四川盆地川北地区DY1井大隆组黑色页岩特征

Fig. 3 Characteristics of black shales in the Dalong Formation in well DY1 in the northern Sichuan Basin

a. 含生屑泥晶灰岩,埋深4 302.43 m,单偏光显微照片;b. 黑色含生屑钙质泥岩,见粒序,埋深4 328.60 m,单偏光显微照片;c. 黑色含生屑钙质泥岩,埋深4 329.25 m,单偏光显微照片;d. 黑色含晶粒状白云质泥岩,埋深4 331.73 m,单偏光显微照片;e. 黑色含生屑泥岩,埋深4 332.86 m,单偏光显微照片;f. 黑色含少量生屑泥岩,埋深4 337.25 m,单偏光显微照片;g. 灰色含生屑泥晶灰岩,埋深4 304.10 m,岩心照片;h. 黑色硅质页岩,埋深4 434.70 m,岩心照片;i. 黑色含钙质页岩,埋深4 332.50 m,岩心照片

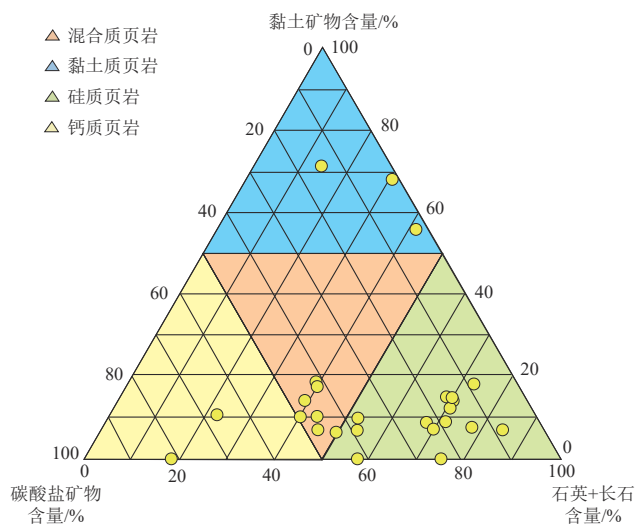


图4 四川盆地川北地区DY1井大隆组矿物特征

Fig. 4 Ternary diagram of mineral contents of the Dalong Formation in well DY1 in the northern Sichuan Basin

页岩段孔隙度相对较低,为0.51%~5.44%,平均1.24%。总体而言,大隆组底部黑色页岩储层物性较好,平均孔隙度高,为较好的储层;大隆组上段非黑色页岩(泥灰岩),孔隙度低,储集物性差。

3.3.2 孔隙特征

参考前人提出的页岩孔隙类型分类标准^[21-23],将大隆组黑色页岩孔隙划分为有机质孔、无机孔和裂缝,其中无机孔包括粒内孔隙、粒间孔和裂缝。

DY1井大隆组黑色页岩发育粒间孔、粒内孔和有机质孔,孔隙半径以纳米级孔隙为主。无机孔主要包括:①石英和碳酸盐颗粒形成的粒间孔隙,大多被沥青质充填(图7a);②大隆组碳酸盐矿物发育,成岩阶段化学溶蚀形成粒内溶孔,该类孔隙连通性较差,未被沥青质充填(图7b);③少见黏土矿物形成的孔隙,主要

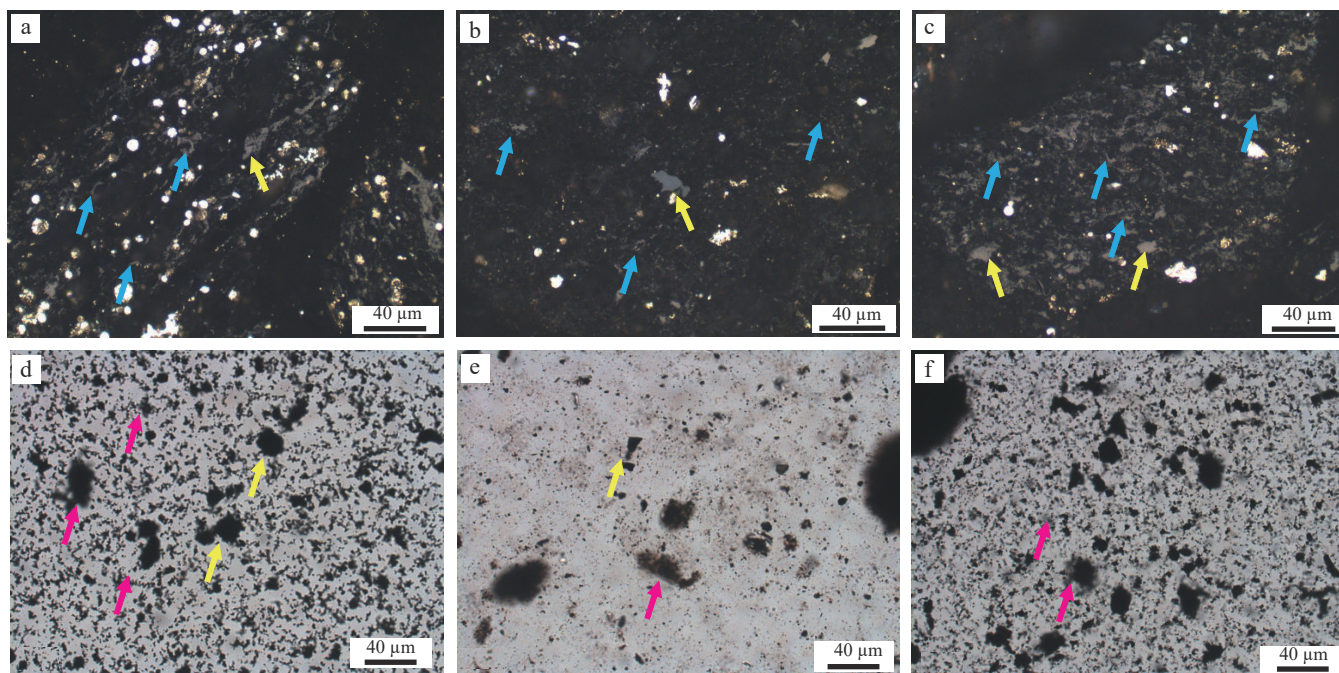


图5 四川盆地川北地区DY1井大隆组有机质和干酪根显微组分照片

Fig. 5 Images showing the organic matter and kerogen macerals of the Dalong Formation in well DY1 in the northern Sichuan Basin
a. 硅质页岩, 埋深4 332.86 m, 反射光; b. 硅质页岩, 埋深4 328.60 m, 反射光; c. 硅质页岩, 埋深4 338.20 m, 反射光; d. 硅质页岩, 埋深4 332.86 m, 单偏光; e. 硅质页岩, 埋深4 328.60 m, 单偏光; f. 硅质页岩, 埋深4 338.20 m, 单偏光
(蓝色箭头指示沥青; 黄色箭头指示镜质体; 粉色箭头指示无定形体。)

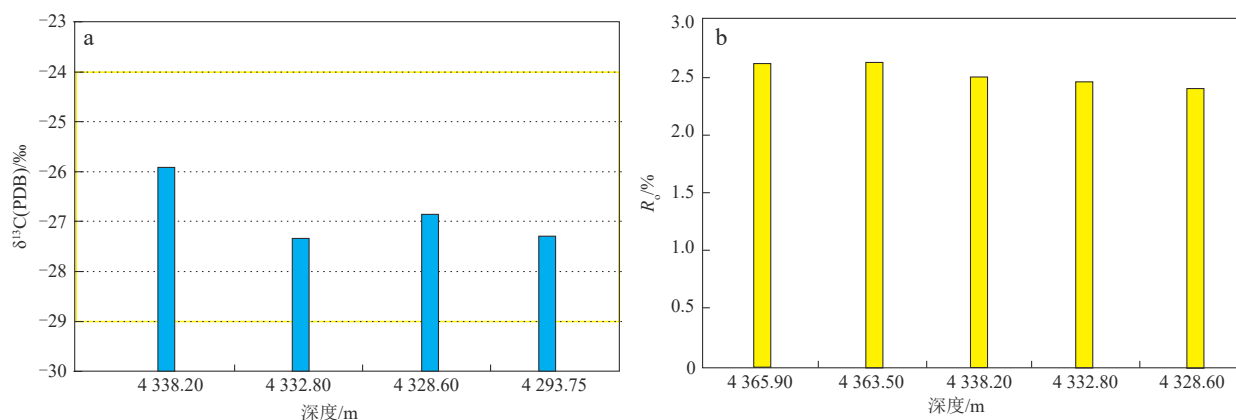


图6 四川盆地川北地区DY1井大隆组有机地球化学特征

Fig. 6 Organic geochemical characteristics of the Dalong Formation in well DY1 in the northern Sichuan Basin
a. 干酪根碳同位素; b. 有机质成熟度(R_o)

为伊利石和绿泥石片间孔隙(图7c)。

DY1井大隆组黑色页岩有机质多具有特定的形态特征,与周围矿物具有清晰的界线,接触面平直光滑,且充填于矿物颗粒之间,有机质孔就发育在有机质内。有机质孔的特征主要包括:①块状有机质颗粒经过热演化,在有机质内部不同程度地发育有机质孔,多呈不规则状、椭圆状和圆状,孔径范围为几十纳米至几百纳米(图7e);②部分有机质内部孔隙基本不发育,有机质内孔隙发育非均质性强(图7d);③有机质形态不规

则,为充填于颗粒间的固体沥青,有机质孔发育,大多呈蜂窝状,孔隙形态不规则(图7f)。

3.3.3 比表面积及总孔体积特征

大隆组低温氮气吸附等温线为Ⅱ_b与Ⅳ_b型,吸附滞后曲线属于H₂和H₄型(图8a),对应墨水瓶状孔与狭缝孔,该类孔隙在前文扫描电镜观察中对应黏土矿物粒间孔以及有机质生烃形成的海绵状孔,总体微孔占比较大。大隆组BET比表面积介于11.71~46.82 m²/g,

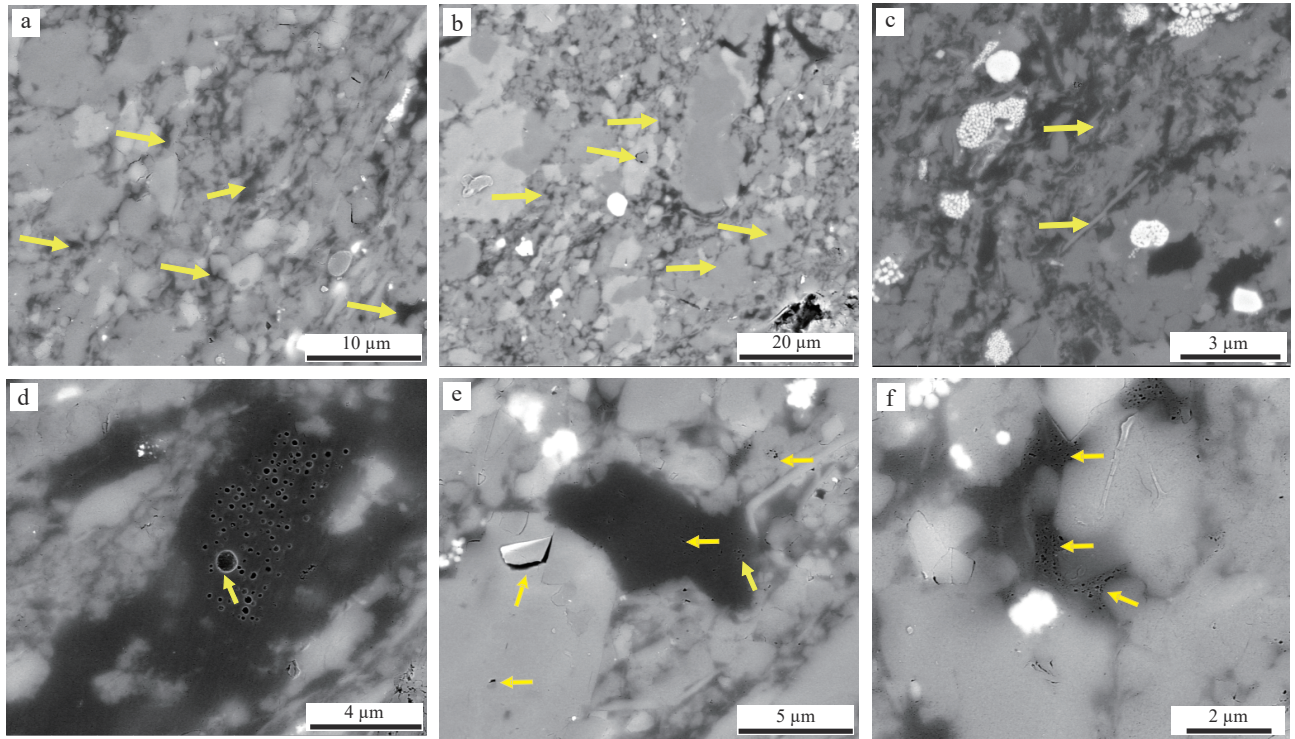


图7 四川盆地川北地区DY1井大隆组微观孔隙特征扫描电镜照片

Fig. 7 SEM images showing the microscopic pores of the Dalong Formation in well DY1 in the northern Sichuan Basin

- a. 硅质页岩粒间孔充填沥青,埋深4 328.6 m; b. 方解石与石英颗粒,粒内孔,埋深4 328.6 m; c. 黏土矿物与有机质混合伴生,埋深4 332.8 m; d. 颗粒有机质内发育有机质孔,埋深4 336.7 m; e. 块状有机质内发育有机质孔,埋深4 328.6 m; f. 颗粒间沥青有机质孔发育,埋深4 334.7 m

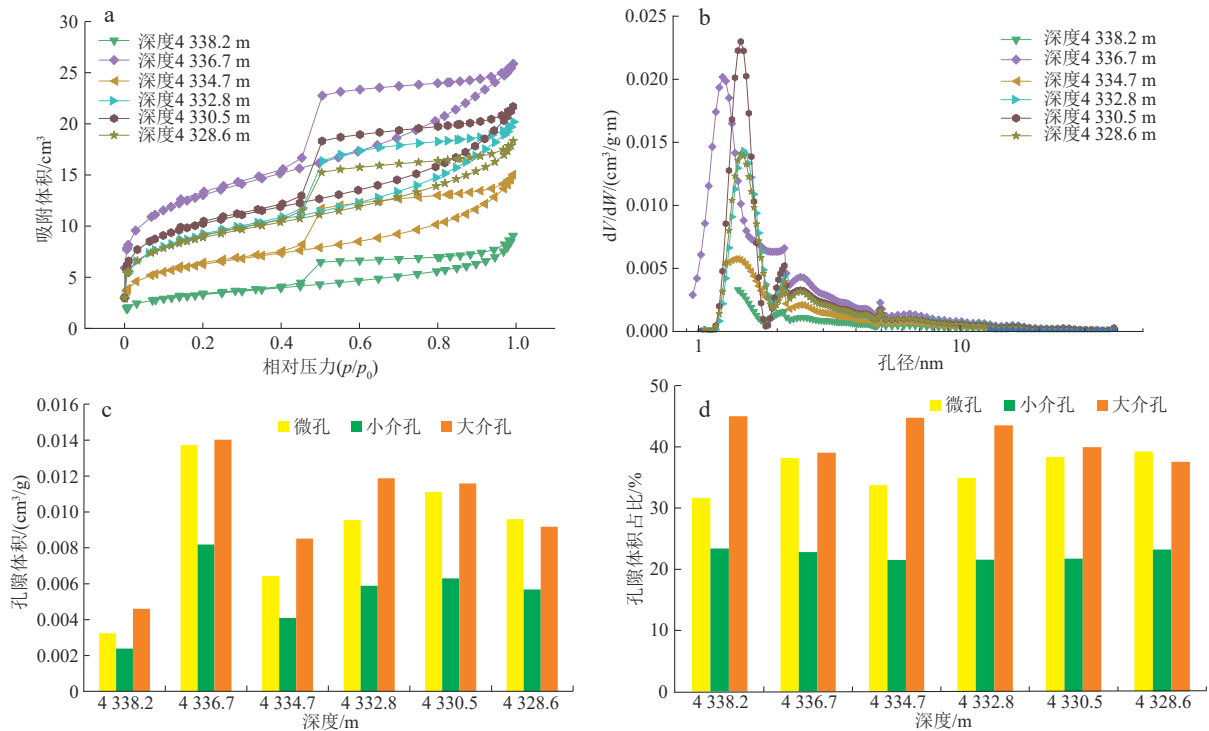


图8 四川盆地川北地区DY1井大隆组等温吸附曲线和孔径分布

Fig. 8 Adsorption isotherms and pore size distributions of the Dalong Formation in well DY1 in the northern Sichuan Basin

- a. 氮气等温吸附曲线; b. DFT(Density Functional Theory, 数据处理模型)孔径分布曲线; c. 不同大小孔隙孔隙体积分布; d. 不同大小孔隙分布频率
(V 为孔隙体积; W 为孔径; p/p_0 为相对压力, 其中 p_0 为氮气在液氮温度下的饱和蒸汽压, p 为实验压力。)

平均为 $30.28 \text{ m}^2/\text{g}$; 孔隙体积介于 $0.0138 \sim 0.0353 \text{ cm}^3/\text{g}$, 平均为 $0.0261 \text{ cm}^3/\text{g}$; 孔隙直径介于 $3.42 \sim 4.79 \text{ nm}$, 平均为 3.91 nm 。大隆组 $dV(\text{孔隙体积微分})/dW(\text{孔径微分})$ 孔径分布图呈三峰特征, 分别为 $1.00 \sim 1.80 \text{ nm}$, $2.00 \sim 3.00 \text{ nm}$ 和 $5.00 \sim 7.00 \text{ nm}$ (图 8b), 且微孔峰值最高, 表明大隆组孔隙以微孔为主, 并发育部分介孔。为了体现孔隙结构之间的差异, 把介孔分为小介孔 (孔径 $2 \sim 5 \text{ nm}$) 和大介孔 (孔径 $5 \sim 50 \text{ nm}$), 微孔和大介孔孔隙体积几乎相当, 小介孔孔隙体积低于微孔和大介孔 (图 7c, d)。

大隆组黑色页岩孔隙度高, 但其孔隙主要为介孔和微孔, 与川南五峰组-龙马溪组孔隙相比其孔径更小。

4 储层发育控制因素

4.1 热演化与孔隙关系

DY1井热史过程可以划分4个阶段 (图 9a, b): 第一个阶段为二叠纪—中三叠世, 大隆组黑色页岩热演化大都处于未成熟阶段, 该阶段以钙质胶结作用 (图 10b) 和机械压实作用为主, 是页岩孔隙降低、孔径减小和致密化的主要原因^[24] (图 9c), 页岩孔体积呈现下降趋势, 孔隙以微孔和介孔为主^[25-26]。第二阶段为晚三叠世—中侏罗世, 大隆组黑色页岩处于成熟—高成熟阶段, 随着埋深增加, 上覆地层压力增加, 由于石英和碳酸盐矿

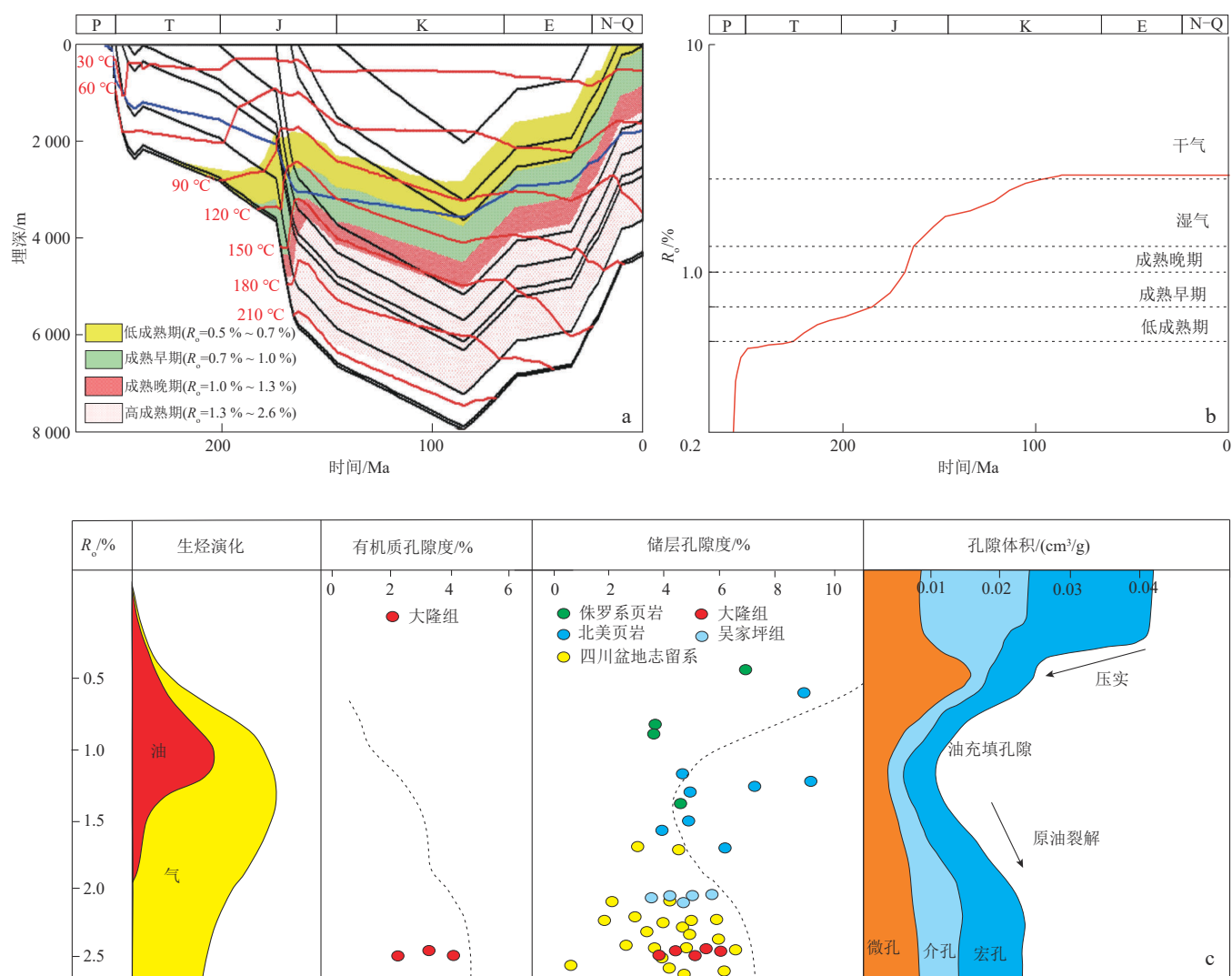


图9 四川盆地川北地区DY1井大隆组孔隙热演化关系 (部分数据引自文献[26, 29-31])

Fig. 9 Evolution of pores upon thermal activation of the Dalong Formation in well DY1 in the northern Sichuan Basin (some data from references [26, 29-31])

a. 埋藏史; b. R_o 演化; c. 孔隙演化

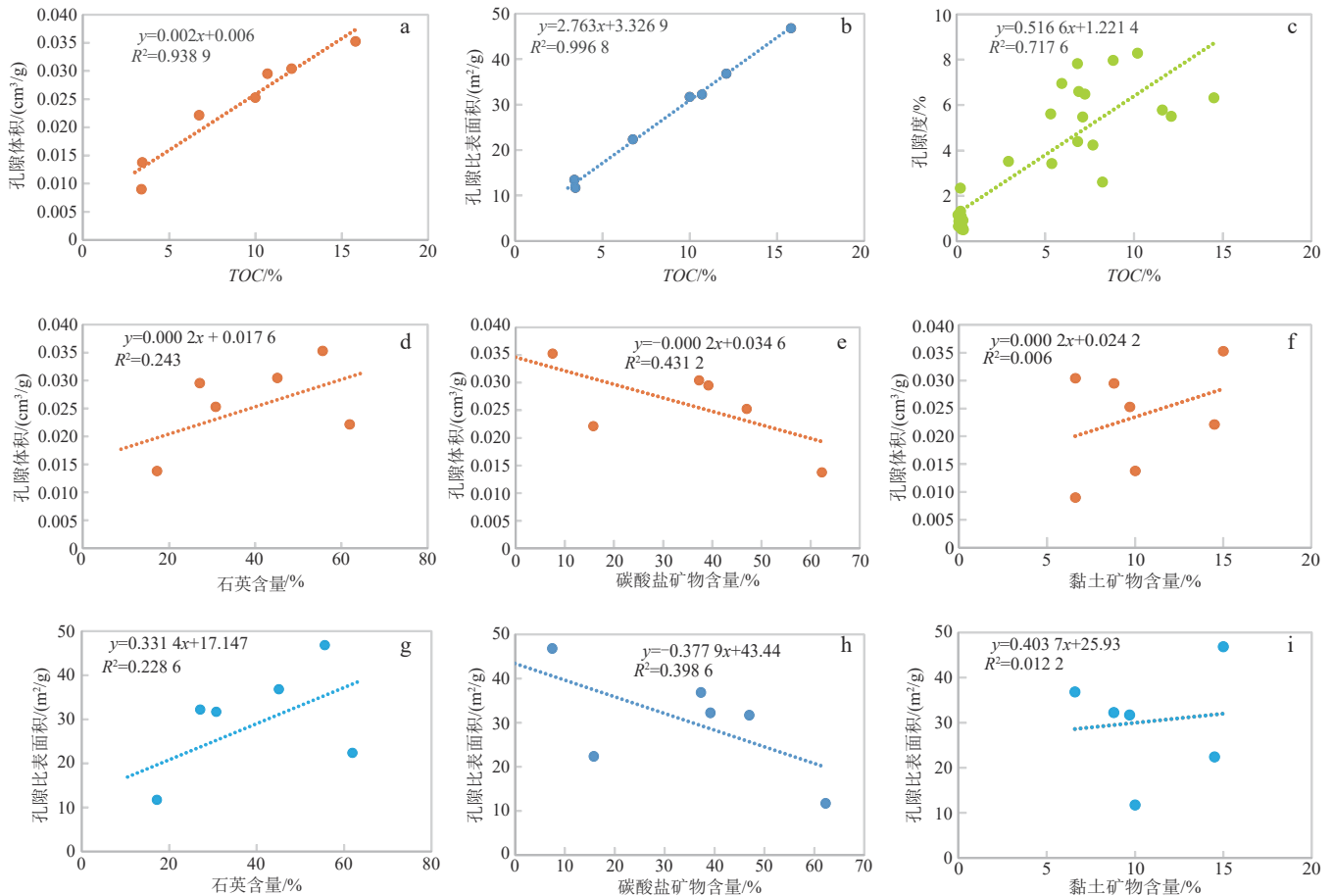


图10 四川盆地DY1井大隆组孔隙参数与矿物成分含量关系

Fig. 10 Pore parameters vs. mineral components' contents in well DY1 in Dalong Formation, Sichuan Basin

a. TOC与孔隙体积关系图;b. TOC与孔隙比表面积关系图;c. TOC与孔隙度关系图;d. 石英含量与孔隙体积关系图;e. 石英含量与孔隙比表面积关系图;f. 黏土矿物含量与孔隙体积关系图;g. 碳酸盐矿物含量与孔隙体积关系图;h. 碳酸盐矿物含量与孔隙比表面积关系图;i. 黏土矿物含量与孔隙比表面积关系图

物刚性颗粒的支撑,早期保存下来的孔隙受压实作用影响不明显,同时伴随着热演化程度增高,有机质开始生烃,生成的液态烃充填原生孔隙(图7f),原生无机孔减少,而生烃过程中沉积有机质生成有机质孔^[27-28],有机质孔增加。第三阶段为中侏罗世一晚白垩世,热演化达到高-过成熟阶段,油裂解为沥青和天然气,形成异常高压,伴随大量有机质孔的生成(图7f),原油开始裂解生成沥青和天然气,地层形成异常高压,沥青发育大量有机质孔^[27-28],异常高压和刚性颗粒抵挡上覆地层的压力,有机质孔得以保存(图7d, f),页岩中孔隙体积(有机质孔)增大,其微孔与大介孔占比增加(图8,图9c)。第四阶段为晚白垩世至今,为抬升阶段,隆升阶段超压难以保持,压力释放,受上覆地层压力的影响页岩介孔占比略有降低,微孔占比较高。因此大隆组孔隙类型以刚性颗粒间沥青和少量沉积有机质内的有机质孔为主、刚性颗粒间的原始无机孔隙

为辅,而孔隙体积随热演化程度增加先减小后增大(图9c)。

4.2 有机质类型与孔隙关系

扫描电镜下有机质呈现出多样的形态特征,包括原始干酪根和迁移有机质(原油裂解形成),但有机质表面孔非均质性较强,部分有机质表面不发育有机质孔(图7a, e),该类有机质主要为块状,与围岩边界清晰,或表现为条带状有机质内部紧密。前人研究认为有机质显微组分对有机质孔的发育有着重要的控制作用^[32-34],低富氢组分的镜质体和惰质体在热演化过程中,很难发育有机质孔^[12, 35]。DY1井大隆组发育大量镜质组和腐植无定形体,在热演化过程中很难发育大量有机质孔(图7a, d),富氢无定形体在生烃、裂解过程中伴随有机质的形成,但孔径较小(图7e)。迁移有机质内部大多发育有机质孔,但孔径较小,一般为几

到几十纳米(图6b)。

4.3 页岩组分与孔隙关系

前人对龙马溪组的研究认为,石英和有机质与孔隙具有较强的正相关性,两者对孔隙的发育具有明显的控制作用^[36-38]。大隆组黑色页岩矿物组分主要为石英、碳酸盐矿物和少量黏土矿物,通过相关性分析可以看出,石英、碳酸盐矿物含量与孔隙结构的相关性较差(图10),石英含量与孔隙体积和比表面积呈正相关关系,但其相关性较弱(相关系数 $R^2=0.243$),表明深水陆棚相页岩石英含量对孔隙发育的控制作用不明显,表现为刚性石英颗粒支撑降低上

覆地层压力对有机质孔隙的压实。碳酸盐矿物含量与孔隙结构呈现出负相关关系,相关性中等(相关系数 $R^2=0.430$),表明碳酸盐矿物对孔隙结构有明显的控制,成岩早期孔隙水中的碳酸盐矿物参与化学胶结作用,钙质胶结降低页岩原始孔隙度(图10)。黏土矿物含量与孔隙结构没有明显相关性(相关系数 $R^2=0.012$),对孔隙发育没有明显控制作用(图10)。有机质丰度与孔隙结构呈正相关性,相关性好(相关系数 $R^2=0.930$),表明大隆组黑色页岩孔隙以有机质孔发育为主,与前人研究一致。大隆组黑色页岩TOC高,这也是大隆组孔隙度高的主要原因。

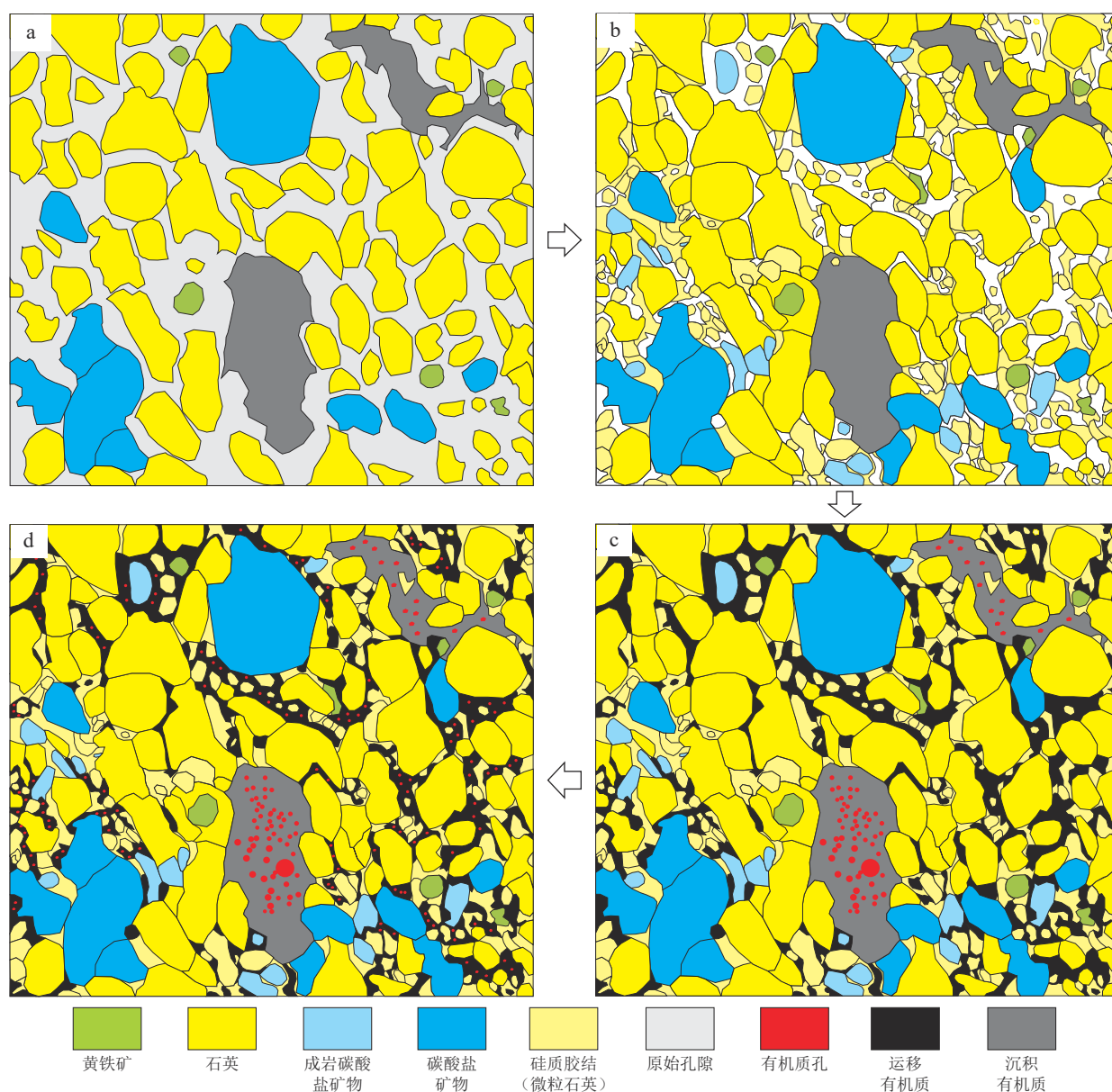


图11 四川盆地川北地区DY1井大隆组页岩孔隙发育模式

Fig. 11 Developmental model of pores in shales of the Dalong Formation in well DY1 in the northern Sichuan Basin

a. 沉积期; b. 成岩早期; c. 成岩中期; d. 成岩晚期

5 大隆组黑色页岩孔隙发育模式

DY1井优质黑色页岩段主要发育硅质页岩,主要矿物为石英(颗粒与隐晶质石英)、碳酸盐与少量黏土矿物和沉积有机质(干酪根)(图11),成岩早期伴随着压实作用和钙质胶结作用的进行孔隙快速减少,石英颗粒间保存了大量粒间孔,孔径在几百纳米到几微米(图11)。中成岩期,随着成熟度的增加,有机质生成液态烃类,富氢的干酪根(壳质组和腐泥组)裂解生成少量有机质孔,而镜质体和惰质体基本无有机质孔的生成,生成的液态烃充填原始粒间孔(图11)。晚成岩阶段,成熟度进一步增加,达到高-过成熟阶段,液态烃开始裂解成沥青并发育异常高压,而沥青发育大量的有机质孔(图11),由于异常高压对上覆地层压力的支撑作用增强,大多数有机质孔得以保存,这个过程中压力变化复杂,导致有机质孔的形态和大小各异。

6 结论

1) DY1井黑色页岩主要发育于大隆组底部,矿物以石英与碳酸盐为主,黏土矿物含量较低,岩相为硅质页岩相和混合质页岩相。

2) DY1井黑色页岩有机质丰度高,TOC平均可达7.84%,干酪根以Ⅱ₁-Ⅱ₂型为主,含有大量壳质组和镜质组,处于过成熟阶段,原油开始裂解,具有较好的生气条件。

3) DY1井黑色页岩孔隙度较高,平均为5.78%,孔隙类型以有机质孔为主,有机质孔非均质性较强,部分有机质孔隙不发育,微孔峰值高。

4) 热演化、有机质类型和有机质丰度控制了孔隙的发育程度,碳酸盐对孔隙的发育有破坏作用。

参考文献

- [1] 梁狄刚,郭彤楼,边立曾,等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(三)南方四套区域性海相烃源岩的沉积相及发育的控制因素[J]. 海相油气地质, 2009, 14(2): 1-19.
- LIANG Digang, GUO Tonglou, BIAN Lizeng, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, southern China (Part 3): Controlling factors on the sedimentary facies and development of Palaeozoic marine source rocks [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009, 14(2): 1-19.
- [2] 董大忠,梁峰,管全中,等. 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气

优质储层发育模式及识别评价技术[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 96-111.

DONG Dazhong, LIANG Feng, GUAN Quanzhong, et al. Development model and identification evaluation technology of Wufeng-Longmaxi Formation quality shale gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 96-111.

- [3] 王鹏威,刘忠宝,李雄,等. 川东红星地区上二叠统吴家坪组页岩发育特征及其页岩气富集意义[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1102-1114.

WANG Pengwei, LIU Zhongbao, LI Xiong, et al. Development of the Upper Permian Wujiaping shale in Hongxing area, eastern Sichuan Basin, and its significance to shale gas enrichment[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1102-1114.

- [4] 杨雨,汪华,谢继容,等. 页岩气勘探新领域: 四川盆地开江-梁平海槽二叠系海相页岩气勘探突破及展望[J]. 天然气工业, 2023, 43(11): 1-11.

YANG Yu, WANG Hua, XIE Jirong, et al. Exploration breakthroughs and prospect of Permian marine shale gas in the Kaijiang-Liangping Trough in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(11): 1-11.

- [5] 胡东风,魏志红,王威,等. 四川盆地东北部雷页1井上二叠统大隆组页岩气勘探突破及其启示[J]. 天然气工业, 2023, 43(11): 28-39.

HU Dongfeng, WEI Zhihong, WANG Wei, et al. Breakthrough of shale gas exploration in Dalong Formation of Upper Permian by Well Leiye 1 in the northeastern Sichuan Basin and its implications [J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(11): 28-39.

- [6] 刘树根,王一刚,孙玮,等. 拉张槽对四川盆地海相油气分布的控制作用[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2016, 43(1): 1-23.

LIU Shugen, WANG Yigang, SUN Wei, et al. Control of intracratonic sags on the hydrocarbon accumulations in the marine strata across the Sichuan Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2016, 43(1): 1-23.

- [7] 王一刚,文应初,洪海涛,等. 四川盆地开江-梁平海槽内发现大隆组[J]. 天然气工业, 2006(9): 32-36.

WANG Yigang, WEN Yingchu, HONG Haitao, et al. Dalong Formation found in Kaijiang-Liangping oceanic trough in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2006(9): 32-36.

- [8] 王明筏,文虎,倪楷,等. 四川盆地北部大隆组页岩气地质条件及勘探潜力[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2023, 45(1): 13-23.

WANG Mingfa, WEN Hu, NI Kai, et al. Geological conditions and exploration potential of shale gas in Dalong Formation in northern Sichuan Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2023, 45(1): 13-23.

- [9] 胡德高,周林,包汉勇,等. 川东红星地区HY1井二叠系页岩气勘探突破及意义[J]. 石油学报, 2023, 44(2): 241-252.

- HU Degao, ZHOU Lin, BAO Hanyong, et al. Breakthrough and significance of Permian shale gas exploration of Well HY1 in Hongxing area, eastern Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(2): 241–252.
- [10] 邹才能, 董大忠, 熊伟, 等. 中国页岩气新区带、新层系和新类型勘探进展、挑战及对策[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(2): 309–326.
- ZOU Caineng, DONG Dazhong, XIONG Wei, et al. Advances, challenges, and countermeasures in shale gas exploration of underexplored plays, sequences and new types in China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 309–326.
- [11] 梁峰, 姜巍, 戴赞, 等. 四川盆地威远-资阳地区筇竹寺组页岩气富集规律及勘探开发潜力[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(5): 755–763.
- LIANG Feng, JIANG Wei, DAI Yun, et al. Enrichment law and resource potential of shale gas of Qiongzhusi Formation in Weiyuan-Ziyang areas, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(5): 755–763.
- [12] 赵培荣, 高波, 郭战峰, 等. 四川盆地上二叠统海陆过渡相和深水陆棚相页岩气的勘探潜力[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(3): 335–344.
- ZHAO Peirong, GAO Bo, GUO Zhanfeng. Exploration potential of marine-continental transitional and deep-water shelf shale gas in Upper Permian, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(3): 335–344.
- [13] 翟常博, 邓模, 曹清古, 等. 川东地区上二叠统龙潭组泥页岩基本特征及页岩气勘探潜力[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(6): 921–932.
- ZHAI Changbo, DENG Mo, CAO Qinggu. Basic characteristics and exploration potential of shale gas in Longtan Formation of Upper Permian in eastern Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2021, 43(6): 921–932.
- [14] 梁新权, 周云, 蒋英, 等. 二叠纪东吴运动的沉积响应差异: 来自扬子和华夏板块吴家坪组或龙潭组碎屑锆石 LA-ICPMSUPb 年龄研究[J]. *岩石学报*, 2013, 29(10): 3592–3606.
- LIANG Xinquan, ZHOU Yun, JIANG Ying, et al. Difference of sedimentary response to Dongwu Movement: Study on LA-ICPMS U-Pb ages of detrital zircons from Upper Permian Wujiaping or Longtan Formation from the Yangtze and Cathaysia blocks [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2013, 29(10): 3592–3606.
- [15] 梁新权, 周云, 蒋英, 等. 二叠纪东吴运动的沉积响应差异: 来自扬子和华夏板块吴家坪组或龙潭组碎屑锆石 LA-ICPMSU-Pb 年龄研究[J]. *岩石学报*, 2013, 29(10): 3592–3606.
- LIANG Xinquan, ZHOU Yun, JIANG Ying, et al. Difference of sedimentary response to Dongwu Movement: Study on LA-ICPMS U-Pb ages of detrital zircons from Upper Permian Wujiaping or Longtan Formation from the Yangtze and Cathaysia blocks [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2013, 29(10): 3592–3606.
- [16] 曹清古, 刘光祥, 张长江, 等. 四川盆地晚二叠世龙潭期沉积环境及其源控作用分析[J]. *石油实验地质*, 2013, 35(1): 36–41.
- CAO Qinggu, LIU Guangxiang, ZHANG Changjiang, et al. Sedimentary environment and its controlling on source rocks during late Permian in Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2013, 35(1): 36–41.
- [17] 刘光祥, 金之钧, 邓模, 等. 川东地区上二叠统龙潭组页岩气勘探潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(3): 481–487.
- LIU Guangxiang, JIN Zhijun, DENG Mo, et al. Exploration potential for shale gas in the Upper Permian Longtan Formation in eastern Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(3): 481–487.
- [18] 郭正吾, 邓康龄, 韩永辉, 等. 四川盆地形成与演化[M]. 北京: 地质出版社, 1996: 1–138.
- GUO Zhengwu, DENG Kangling, HAN Yonghui, et al. The formation and development of Sichuan Basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1996: 1–138.
- [19] XI Zhaodong, TANG Shuheng, ZHANG Songhang, et al. Pore structure characteristics of marine-continental transitional shale: A case study in the Qinshui Basin, China [J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31(8): 7854–7866.
- [20] 徐旭辉, 申宝剑, 李志明, 等. 页岩气实验地质评价技术研究现状 & 展望[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10(1): 1–8.
- XU Xuhui, SHEN Baojian, LI Zhiming, et al. Status and prospect of experimental technologies of geological evaluation for shale gas [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(1): 1–8.
- [21] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale [J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2009, 79(12): 848–861.
- [22] 叶玥豪, 刘树根, 孙玮, 等. 上扬子地区上震旦统一志留统黑色页岩微孔隙特征[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2012, 39(6): 575–582.
- YE Yuehao, LIU Shugen, SUN Wei, et al. Micropore characteristics of Upper Sinian-Lower Silurian black shale in upper Yangtze area of China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2012, 39(6): 575–582.
- [23] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义[J]. *煤炭学报*, 2012, 37(3): 438–444.
- CHEN Shangbin, ZHU Yanming, WANG Hongyan, et al. Structure characteristics and accumulation significance of nanopores in Longmaxi shale gas reservoir in the southern Sichuan Basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 2012, 37(3): 438–444.
- [24] ATHY L F. Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks [J]. *AAPG Bulletin*, 1930, 14(1): 1–24.

- [25] 焦堃, 叶玥豪, 刘树根, 等. 四川盆地超深层泥页岩纳米孔隙特征及其地质意义[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2017, 44(2): 129-138.
- JIAO Kun, YE Yuehao, LIU Shugen, et al. Nanopore characteristics of super-deep buried mudstones in Sichuan Basin and its geological implication[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2017, 44(2): 129-138.
- [26] 李进, 王学军, 周凯, 等. 海陆过渡相超深层页岩储层特征——以川东北普光气田Y4井上二叠统龙潭组下段为例[J]. 石油实验地质, 2022, 44(1): 71-84.
- LI Jin, WANG Xuejun, ZHOU Kai. Characteristics of ultra-deep shale reservoir of marine-continental transitional facies: A case study of lower member of Upper Permian Longtan Formation in Well Y4, Puguang Gas Field, northeastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2022, 44(1): 71-84.
- [27] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [28] MASTALERZ M, SCHIMMELMANN A, DROBNIAK A, et al. Porosity of Devonian and Mississippian New Albany Shale across a maturation gradient: Insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(10): 1621-1643.
- [29] 彭女佳, 何生, 郝芳, 等. 川东南彭水地区五峰组-龙马溪组页岩孔隙结构及差异性[J]. 地球科学, 2017, 42(7): 1134-1146.
- PENG Nvjia, HE Sheng, HAO Fang, et al. The pore structure and difference between Wufeng and Longmaxi shales in Pengshui area, southeastern Sichuan[J]. Earth Science, 2017, 42(7): 1134-1146.
- [30] 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.
- [31] 侯宇光, 张坤朋, 何生, 等. 南方下古生界海相页岩极低电阻率成因及其地质意义[J]. 地质科技通报, 2021, 40(1): 80-89.
- HOU Yuguang, ZHANG Kunpeng, HE Sheng, et al. Origin and geological significance of ultra-low resistivity in Lower Paleozoic marine shale, South China[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2021, 40(1): 80-89.
- [32] 高凤琳, 王成锡, 宋岩, 等. 氩离子抛光-场发射扫描电镜分析方法在识别有机显微组分中的应用[J]. 石油实验地质, 2021, 43(2): 360-367.
- GAO Fenglin, WANG Chengxi, SONG Yan, et al. Ar-ion polishing FE-SEM analysis of organic maceral identification[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(2): 360-367.
- [33] ARDAKANI O H, SANEI H, GHANIZADEH A, et al. Do all fractions of organic matter contribute equally in shale porosity? A case study from Upper Ordovician Utica Shale, southern Quebec, Canada[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 92: 794-808.
- [34] 王鹏威, 刘忠宝, 张殿伟, 等. 川东地区二叠系海相页岩有机质富集对有机质孔发育的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 379-392.
- WANG Pengwei, LIU Zhongbao, ZHANG Dianwei, et al. Control of organic matter enrichment on organic pore development in the Permian marine organic-rich shale, eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 379-392.
- [35] 腾格尔, 卢龙飞, 俞凌杰, 等. 页岩有机质孔隙形成、保持及其连通性的控制作用[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(4): 687-699.
- BORJIGIN Tenger, LU Longfei, YU Lingjie, et al. Formation, preservation and connectivity control of organic pores in shale[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(4): 687-699.
- [36] 郭旭升, 李宇平, 腾格尔, 等. 四川盆地五峰组-龙马溪组深水陆棚相页岩生储机理探讨[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 193-201.
- GUO Xusheng, LI Yuping, BORJIGIN Tenger, et al. Hydrocarbon generation and storage mechanisms of deep-water shelf shales of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 193-201.
- [37] 王濡岳, 胡宗全, 龙胜祥, 等. 四川盆地上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩储层特征与演化机制[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 353-364.
- WANG Ruyue, HU Zongquan, LONG Shengxiang, et al. Reservoir characteristics and evolution mechanisms of the Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi shale, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 353-364.
- [38] 何陈诚, 赵永强, 俞凌杰, 等. 川东北地区二叠系大隆组深层页岩气储层孔隙结构及其分形特征[J]. 石油实验地质, 2024, 46(2): 263-277.
- HE Chencheng, ZHAO Yongqiang, YU Lingjie, et al. Pore structure and fractal characteristics of deep shale gas reservoirs in the Permian Dalong Formation, northeastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 46(2): 263-277.

(编辑 张 晟)