

川东南地区下古生界龙马溪组深层四场耦合下页岩孔隙结构特征与演化

郭泽慧^{1,2}, 刘成林^{1,2}, 叶欣³, 刘琳^{1,2}, 黄逸扬^{1,2}, 郭赫一^{1,2}, 杨裕如^{1,2},
贺昱搏^{1,2}, 董明祥^{1,2}

[1. 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;
3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206]

摘要:为揭示超深层页岩(埋深>4 500 m)孔隙结构在“地温场-压力场-应力场-流体场”耦合下的演化规律,基于X射线衍射全岩分析、扫描电镜、孔隙结构定量表征和盆地模拟等方法,对四川盆地东南部(川东南地区)下古生界龙马溪组典型井页岩开展研究。结果表明:①孔隙结构差异显著,超压恒温型(D5井)有机质孔与无机孔均衡发育,介孔主导;热流增压型(F1井)有机质孔发育密集,但无机孔发育受限;低温泄压型(S1井)有机质孔坍塌(孔隙度<2.5%),以大孔和裂缝系统为主。②四场耦合控孔机制表现为“温-压协同,应-流共塑”,镜质体反射率($R_o > 3\%$)虽引发有机质孔坍塌,但其阈值受压力背景与岩相动态调节;超压(压力系数>1.80)有效抑制压实作用,泄压期孔隙体积衰减约20%~30%;应力场控制裂缝扩展与连通性;酸性流体溶蚀可形成孔径为100~500 nm的次生孔。③建立5阶段演化路径,即浅埋藏期(压力场主导)、生烃增压期(温-压协同)、超压形成期(有机质孔爆发)、超压维持期(石墨化致有机质孔收缩,裂缝扩展)和泄压调整期(裂缝改造)。据此,构建“超压-原生孔隙型”“改造-复合孔隙型”和“强改造-裂缝主导型”3种储层分类模型,为深层页岩气甜点预测提供地质依据。

关键词:四场耦合;孔隙结构演化;深层页岩气;龙马溪组;四川盆地东南部

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics and evolution of pore structures under four-field coupling for deep shales in the Lower Paleozoic Longmaxi Formation, southeastern Sichuan Basin

GUO Zehui^{1,2}, LIU Chenglin^{1,2}, YE Xin³, LIU Lin^{1,2}, HUANG Yiyang^{1,2}, GUO Heyi^{1,2}, YANG Yuru^{1,2},
HE Yubo^{1,2}, DONG Mingxiang^{1,2}

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;
2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Petroleum Exploration and Production
Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China]

Abstract: This study aims to reveal the evolutionary patterns of pore structures in ultra-deep shales (burial depth > 4 500 m) under the coupling of four fields, i. e., geothermal, pressure, stress, and fluid fields (also referred to as four-field coupling). By integrating multiple methods, including X-ray whole-rock analysis, scanning electron microscopy (SEM), quantitative pore structure characterization, and basin modeling, we investigate the shales of the Lower Paleozoic Longmaxi Formation in three representative wells in the southeastern Sichuan Basin. The results reveal significantly different pore structures. In structural units characterized by overpressure and relatively constant temperature (well D5), organic and inorganic pores show an equilibrium distribution, dominated by mesopores. In contrast, structural units subjected to hydrothermal pressurization (well F1) exhibit dense organic pores but relatively sparse inorganic pores, while those featuring low temperature and pressure relief (well S1) show organic pore collapse (porosity < 2.50%), with

收稿日期:2025-08-31;修回日期:2026-01-04。

第一作者简介:郭泽慧(2004—),女,硕士研究生,油气勘探与开发地质。E-mail:15864623923@163.com。

通信作者简介:刘成林(1970—),男,教授、博士研究生导师,油气成藏与资源评价。E-mail:liucl@cup.edu.cn。

基金项目:新型油气勘探开发国家科技重大专项(2025ZD1403900);国家重点研发计划项目(2021YFA071900);国家自然科学基金项目(41872127);重庆市自然科学基金创新发展联合基金项目(CSTB2024NSCQ-LZX0108)。

macropores and fracture systems predominating. The four-field coupling shows pore-controlling mechanisms of temperature-pressure synergy and stress-fluid co-shaping. Specifically, although vitrinite reflectance (R_o) values exceeding 3% tend to trigger organic pore collapse, the R_o threshold is dynamically adjusted by pressure regime and lithofacies. Overpressure conditions (pressure coefficient > 1.80) effectively suppress compaction, with the pore volume decreasing by about 20% ~ 30% at the pressure relief stage. Furthermore, the stress field governs the propagation and connectivity of fractures, while acidic fluid dissolution promotes the formation of secondary pores with pore sizes ranging from 100 nm to 500 nm. A pore evolution pathway is established, consisting of a shallow burial stage (dominated by pressure field), a hydrocarbon generation-induced pressurization stage (characterized by temperature-pressure synergy), an overpressure formation stage (marked by the explosive development of organic pores), an overpressure maintenance stage (featuring graphitization-induced organic pore shrinkage and fracture propagation), and a pressure relief and adjustment stage (characterized by fracture-related modification). Accordingly, a reservoir space classification model is proposed, in which reservoir spaces are categorized into an overpressure-primary pore type, a modification-complex pore type, and an intensive modification-fracture type. This model offers a geological basis for predicting sweet spots in deep shale gas exploration.

Key words: four-field coupling, pore structure evolution, deep shale gas, Longmaxi Formation, southeastern Sichuan Basin

引用格式:郭泽慧,刘成林,叶欣,等.川东南地区下古生界龙马溪组深层四场耦合下页岩孔隙结构特征与演化[J].石油与天然气地质,2026,47(4):1131-1145. DOI:10.11743/ogg20260405.

GUO Zehui, LIU Chenglin, YE Xin, et al. Characteristics and evolution of pore structures under four-field coupling for deep shales in the Lower Paleozoic Longmaxi Formation, southeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(4): 1131-1145. DOI: 10.11743/ogg20260405.

四川盆地东南部(川东南地区;图1a)盆缘转换带是中国页岩气勘探的重要区域,下古生界五峰组-龙马溪组海相页岩具有高有机质丰度(总有机碳含量 $TOC > 3\%$)、高成熟度(镜质体反射率 $R_o > 2.5\%$)和复杂孔隙结构的特征,是超深层页岩气富集的关键层系^[1]。随着勘探的深入,深层-超深层页岩气已成为重要油气接替领域^[2]。全球页岩气勘探表明,埋深超过3 500 m的深层页岩气资源占比超40%,但其开发受到强烈非均质性和多场耦合作用的共同制约^[3-4]。

页岩孔隙结构表征方面,场发射扫描电子显微镜、低压气体吸附和多重分形分析等方法的联合应用提升了研究精度^[5]。五峰组-龙马溪组页岩相较于其他层系具有有机质孔隙更发育、孔隙度高、孔隙连通性较低、非均质性强和微孔占比高等特征^[6]。孔隙结构受沉积环境、成岩作用和有机质热演化等因素控制^[7-8]。有机质孔的形成与保存受有机质类型、成熟度和矿物格架等因素影响^[9]。

川东南地区构造格局为高陡褶皱带与宽缓向斜相间分布(图1b),深层地质结构复杂^[10],致使龙马溪组古埋深跨度大(埋深4 500 ~ 8 000 m)、温-压场分异明显。深层页岩孔隙演化受四场耦合控制:温度场控制有机质热演化与生孔过程^[11];压力场通过超压抑制压实作用,有利于纳米孔隙保存^[12];应力场调控裂缝系统^[13];流体场影响矿物转化与孔喉结构^[14]。近期研究

强调多场耦合对孔隙演化的重要性^[15],但针对超深层(埋深>4 500 m)页岩四场耦合控孔机制及孔隙保存阈值的系统研究仍显不足。

本文基于川东南地区3类构造单元,综合利用X射线衍射分析(XRD)、扫描电镜和页岩全孔径分布测定等技术,揭示不同温-压条件下有机质孔保存阈值及应力-流体(应-流)耦合控孔机制,建立四场协同的储集空间分类模型。

1 地质概况

川东南地区地处扬子板块西北缘,为四川盆地与雪峰隆起之间的盆缘构造转换带^[16-17],历经多期构造演化。加里东期形成NE向沉积拗陷,龙马溪组厚300 ~ 500 m;印支期-燕山期基底断裂活化,高陡褶皱带定型;喜马拉雅期受东向挤压形成NE向隔档式褶皱系^[18]。中梁山断裂西侧走滑活跃,保存条件较差,东侧逆冲挤压区更利于页岩气富集^[19]。

研究层段为龙马溪组一段(龙一段),沉积于深水陆棚贫氧-缺氧环境。龙一段自下而上划分为L1-L9共9个小层(图1c),记录了海平面的变化旋回。L1-L4小层为海侵-高位体系域,以黑色硅质页岩为主,代表深水陆棚沉积;L5-L7小层向混合质页岩过渡,属半深水陆棚沉积;L8-L9小层以灰质页岩与黏土质页岩为

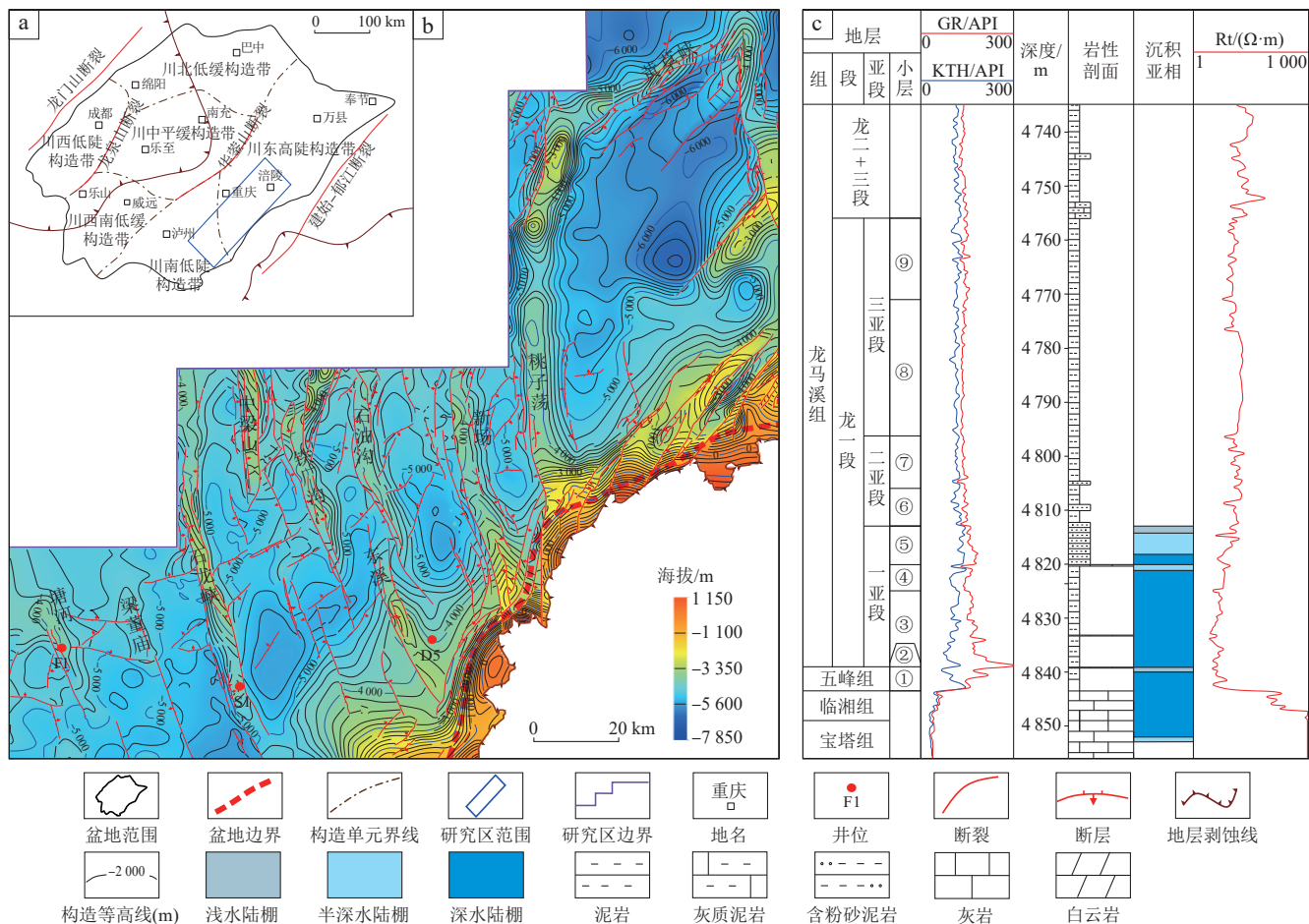


图1 川东南地区研究区位置(a)、志留系底界构造分布(b)及D5井龙马溪组综合柱状图(c)

Fig. 1 Location map of the study area (a) and structure distribution map of the Silurian bottom boundary (b), and composite stratigraphic column of the Longmaxi Formation from well D5 (c) in the southeastern Sichuan Basin

主,为浅水陆棚沉积^[20]。页岩中普遍含抗压实能力强的生物成因石英,对原生孔隙的保存具有关键作用^[21]。

研究区热演化程度高,地层压力系统分异明显。盆缘逆冲带发育超压(压力系数 >2),盆内高陡背斜因断裂改造多为常压。现今NWW-SEE向的水平应力有利于页岩气保存。

2 研究区四场耦合下储层地质特征

选取F1井、D5井和S1井(图1a)龙一段1—3亚段共144件样品,通过D8-A25型X射线衍射仪、CS-230型碳硫分析仪、QK-98型气体孔隙度测定仪及GDS-90F型气体渗透率测定仪,对比分析不同四场耦合背景下的储层地质特征差异。

2.1 矿物组成特征

川东南地区龙马溪组页岩矿物组成以石英和黏土矿物为主,含少量碳酸盐和长石。伊/蒙混层比(%S)

为5%~15%。3口典型井矿物组成具明显分异:F1井石英平均含量为41.5%,伊/蒙混层(I/S)含量达48.4%($%S=10\% \sim 15\%$),处于晚成岩阶段,脆性强,微裂缝发育;D5井石英含量最高(44.6%),黏土矿物中伊利石含量为48.0%,伊/蒙混层比为10%,脆性高,有机质孔发育;S1井石英平均含量为37.9%,黏土矿物近完全伊利石化(黏土矿物中伊利石含量为64.0%),伊/蒙混层比为5%。整体来看页岩较为致密。

2.2 岩相特征

基于矿物组成与有机质丰度双因素分析,首先对川东南地区龙马溪组页岩进行了岩相划分,以硅质矿物、碳酸盐矿物及黏土矿物为三端元,按矿物含量50%为界划分出硅质、黏土质、钙质和混合质页岩相;再根据TOC划分出低($TOC < 1.5\%$)、中($1.5\% \leq TOC < 3.0\%$)、高($3.0\% \leq TOC < 4.5\%$)和极高($TOC \geq 4.5\%$)4个等级,以精细刻画页岩岩相与储集性能关系^[22]。3口井岩相特征差异显著(图2),F1井以中TOC混合质

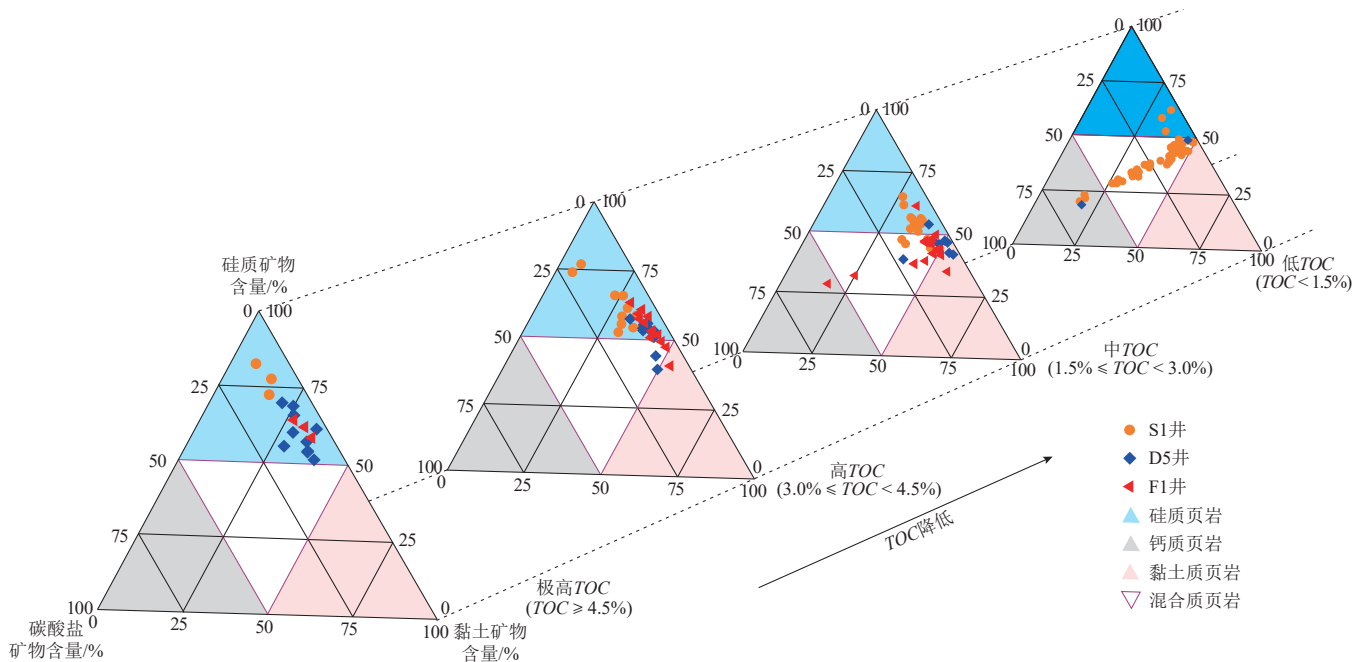


图2 川东南地区典型井龙马溪组页岩矿物组成-总有机碳含量(TOC)特征

Fig. 2 Mineral composition and total organic carbon (TOC) content characteristics of shales in the Longmaxi Formation in three representative wells in the southeastern Sichuan Basin

页岩为主(占44.7%),高-极高TOC硅质页岩相占34.2%;D5井以高-极高TOC硅质页岩相占优势(61.3%),构成优质储层主体;S1井呈两极化分布,分别以低TOC混合质页岩相占50.7%和中-极高TOC硅质页岩相为主导(硅质页岩相在中-极高TOC区间岩相占比>70.0%)。

2.3 有机地化特征

川东南地区龙马溪组页岩干酪根以Ⅱ₁型为主^[23],有机碳同位素比值($\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$)为-30.0‰~-28.0‰^[24],母质主要来源于海相浮游生物^[25]。 R_o 普遍大于2.00%,处于高-过成熟阶段。区域发育美姑-五指山、长宁-栗子2个深埋高热演化区(最大古埋深>8000 m, R_o >3.50%),其热演化程度受二叠系火山岩及古埋深控制^[26-27]。研究区页岩TOC介于0.68%~6.19%,平均值为2.78%,属优质烃源岩(图3)。从岩相类型来看,混合质页岩相中,F1井TOC主要为1.50%~2.50%;D5井TOC阈值较分散;S1井TOC显著偏低,集中于0.50%~1.50%。硅质页岩相以富有机质为特征,D5井TOC最高,集中分布在4.50%~5.00%高值区间;F1井TOC主要为3.50%~4.50%;S1井TOC呈“双峰”分布,分别位于1.50%~2.00%和3.00%~3.50%区间,指示沉积环境波动。黏土质与钙质页岩相在研究区总体不发育,样品稀少,且TOC

普遍低于2.00%。综上可见,TOC分布受岩相控制,硅质页岩相是高-极高TOC(>3.00%)的主要载体,而在混合质页岩相中TOC则显著降低。

2.4 物性特征

依据《石油天然气储量计算规范》(DZ/T0217—2020)划分物性特征,D5井孔隙度最高,渗透率小于 $0.020 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属低孔、特低渗储层;S1井孔隙度最低,但裂缝发育,渗透率较高,属特低孔、中-低渗储层;F1井孔隙度中等,渗透率小于 $0.005 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属低孔、超低渗储层(图4)。对比3口典型井页岩孔隙度与渗透率关系,S1井孔隙度显著低于其他2口井,这可能与其经历的强挤压改造有关,该过程同时大幅提高了渗透率。

2.5 四场耦合模式

综合川东南地区四场演化历史分析^[28-32],龙马溪组页岩储层可分为3类典型耦合模式(表1)。F1井代表热流增压型环境,具滞后型地温演化(峰值温度246℃)和渐进式增压特征,在走滑应力场与热液流体的共同作用下促进黏土矿物转化与微裂缝发育;D5井体现超压恒温型特征,具有最低的地温峰值(208℃)与最高的压力峰值(145 MPa),且在燕山期经历了最强的NWW-SEE向挤压。此高温-超高压-强挤压的

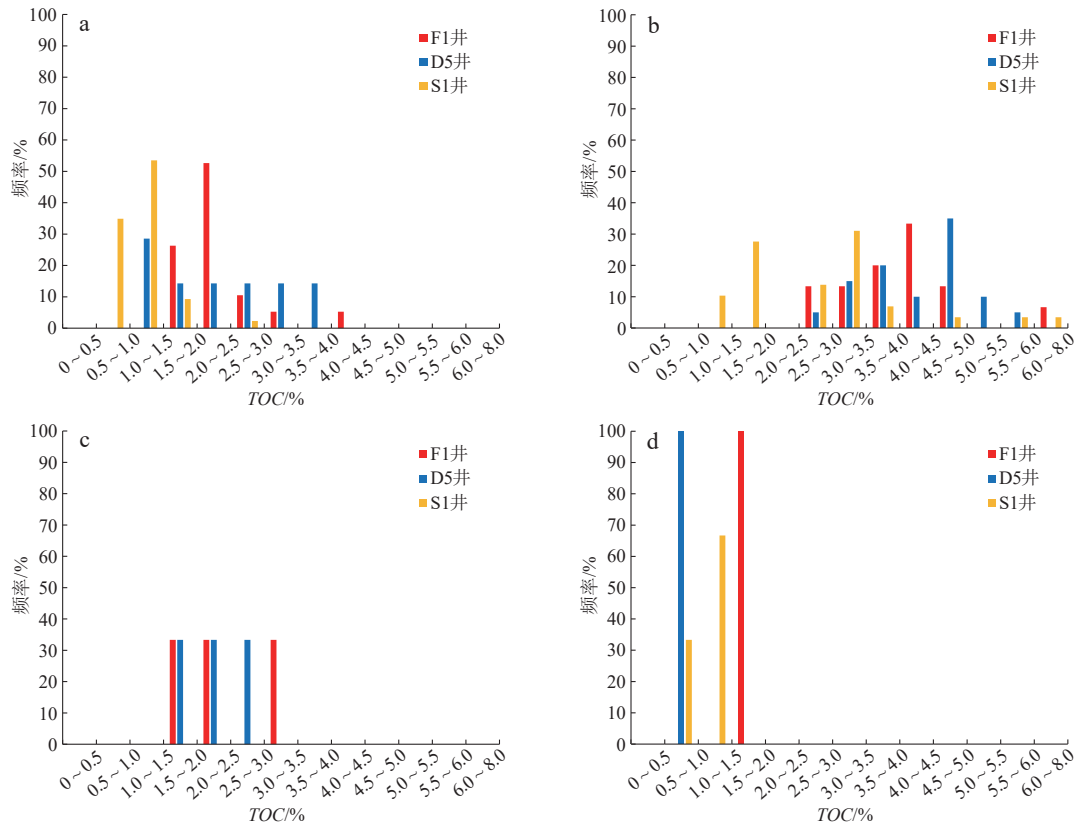


图3 川东南地区典型井龙马溪组页岩总有机碳含量(TOC)频率分布直方图

Fig. 3 Histograms showing the frequency distribution of TOC content in shales of the Longmaxi Formation in three representative wells in the southeastern Sichuan Basin

a. 混合质页岩相; b. 硅质页岩相; c. 黏土质页岩相; d. 钙质页岩相

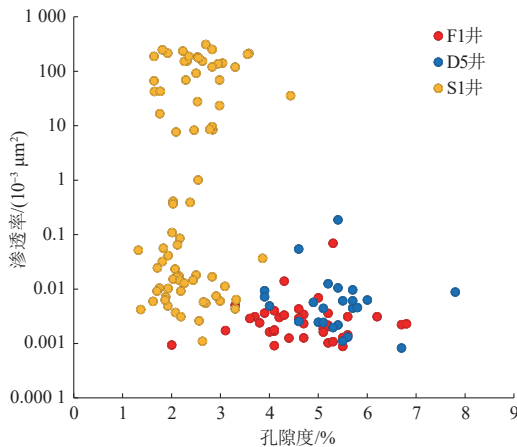


图4 川东南地区典型井龙马溪组页岩孔隙度与渗透率分布散点图

Fig. 4 Scatter diagram showing the porosity and permeability of shales in the Longmaxi Formation in three representative wells in the southeastern Sichuan Basin

封闭系统,利于高 TOC 硅质页岩储层的孔隙保存;S1 井表现为强改造泄压型演化路径,其最高古地温(231 °C)和显著的后期降温反映了强烈的构造-热扰动,但喜马拉雅期构造卸载导致其压力系统经快速泄

压后转为常压。在多期应力场叠加改造(尤其是NE-SW 向挤压)及伴随的大气淡水淋滤作用下,储层遭受强烈改造,黏土矿物完全伊利石化;加之其有机质在沉积初期便受陆源碎屑强烈稀释而原始丰度偏低,共同导致了较差的储集性能。

3 典型区深层页岩孔隙结构特征

基于四场耦合特征及矿物组成分析,采用 Helios 650 型聚焦离子束扫描电镜、AUTOPORE IV 9520 型微孔结构分析仪和 ASAP 2460 型微孔结构及比表面积分析仪,对 3 口井的 29 件样品进行孔隙结构表征^[41]。依据国际纯粹与应用化学联合会(IUPAC)标准,将孔径划分为微孔(孔径< 2 nm)、介孔(孔径 2 ~ 50 nm)和大孔(孔径> 50 nm)3 类。

3.1 热流增压型孔隙

F1 井龙马溪组页岩 R_o 平均值为 3.05%,属热流增压型高-过成熟储层。扫描电镜(图 5)显示其孔隙结构以多尺度有机质孔主导,微裂缝与无机孔局部发育。

表1 川东南地区典型井龙马溪组页岩储层四场耦合模式

Table 1 Four-field coupling patterns of shale reservoirs in the Longmaxi Formation in three representative wells in the southeastern Sichuan Basin

参数		井号		
		F1	D5	S1
地温场(现今)		中地温梯度[2.5℃/(100 m)]	中-高地温梯度[2.8℃/(100 m)]	中地温梯度[2.3℃/(100 m)]
		中温环境(135~145℃)	高温环境(>150℃)	低温环境(120~130℃)
镜质体反射率(R_0)		3.05%	2.94%	3.28%
压力场(现今)		高压(压力系数1.53)	超高压(压力系数2.06)	常压(压力系数0.98)
地应力场(现今)	区域构造单元	盆内高陡构造带	盆缘复杂构造带	盆内高陡构造带
	局部构造类型	高陡断背斜	宽缓向斜核部	高陡断背斜
	主应力方向	NW-SE向走滑应力	NWW-SEE向挤压应力	NNW-SSE向走滑应力
流体场		热液活动影响	较封闭的流体环境	较开放的流体环境
		含水饱和度67.8%	含水饱和度34.0%	含水饱和度42.3%
四场演化特征		高演化-弱改造热流增压型	高演化-弱改造超压恒温型	强改造-断裂破坏低温泄压型

注:地温场基于区域热史研究数据^[33-35],采用PetroMod软件模拟重建。压力系数根据地层参数与埋深计算得出。地应力场背景综合区域地质资料与文献^[36-38],主应力方向依据井壁崩落、钻具诱导缝方向等测井信息判定。流体场性质参考文献^[39-40],含水饱和度据测井数据解释得出。表中 R_0 为样品实测平均值。

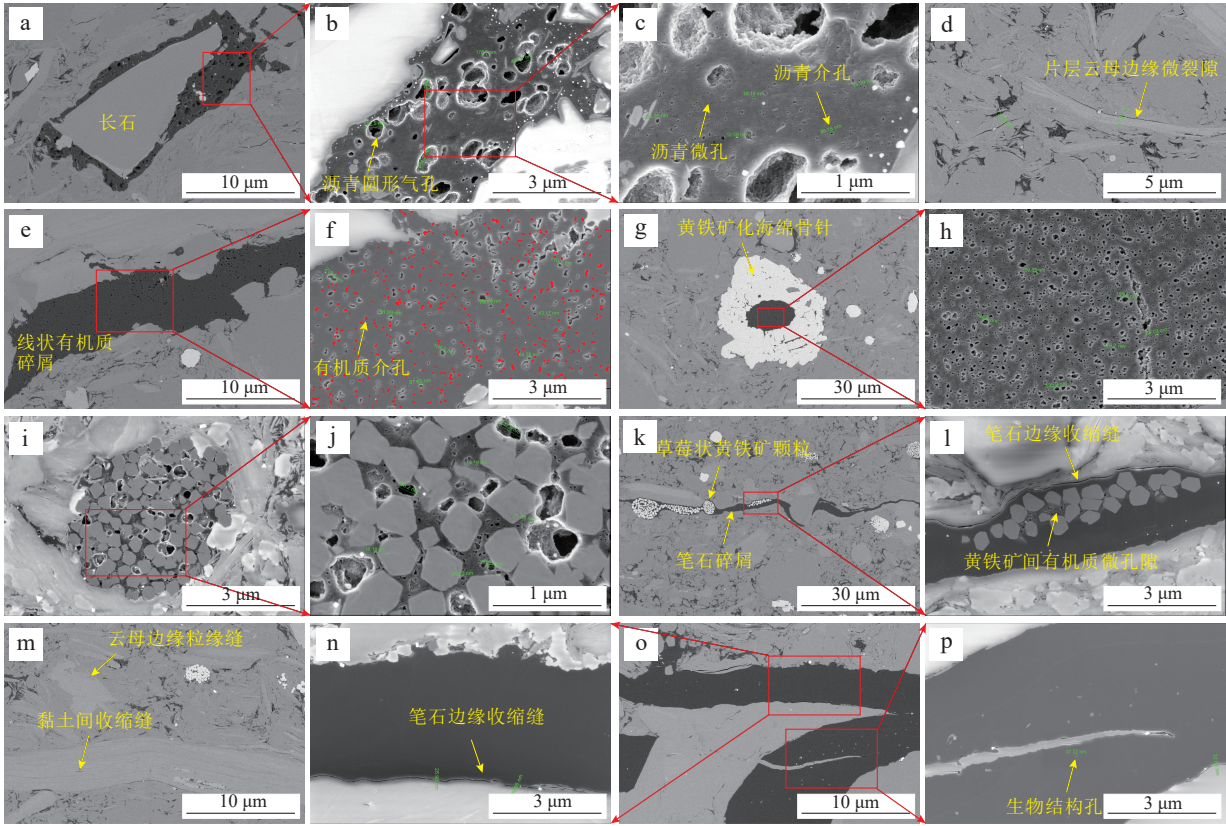


图5 川东南地区F1井龙马溪组典型页岩样品孔隙类型扫描电镜显微照片

Fig. 5 Scanning electron microscopy (SEM) images showing pore types in typical shale samples from the Longmaxi Formation in well F1, southeastern Sichuan Basin

a. 长石边缘沥青充填,发育多级孔隙,埋深4 613.06 m;b. 沥青气孔;c. 纳米孔;d. 云母片边缘微裂隙,埋深4 627.41 m;e. 线状有机质碎屑,埋深4 618.26 m;f. 有机质内微孔;g. 黄铁矿化海绵骨针内有机质孔发育,埋深4 634.17 m;h. 有机质;i. 草莓状黄铁矿晶间有机质充填且孔隙发育,埋深4 618.26 m;j. 晶间有机质孔;k. 笔石碎屑伴生草莓状黄铁矿,埋深4 638.51 m;l. 笔石边缘收缩缝及黄铁矿间少量有机质孔;m. 云母粒边缘与黏土矿物间收缩缝,埋深4 634.17 m;n. 笔石边缘收缩缝,埋深4 648.14 m;o. 笔石;p. 生物结构孔

多尺度、高丰度有机质孔广泛发育。长石边缘沥青中发育圆形大气孔和密集纳米孔(图5a—c),草莓状黄铁矿晶间(图5i,j)和海绵骨针内(图5g,h)亦见丰富纳米孔,反映高温生烃与超压保孔作用及热流体活动对矿物粒间/粒缘有机质孔的促进;部分笔石碎屑内孔隙不发育(图5o,p),体现有机质赋存状态对孔隙的选择性控制。无机孔与微裂缝为次要储集空间,黏土矿物层间缝(图5m)与云母片边缘微裂缝(图5d)缝宽为20~50 nm,构成渗流通道,基质原生无机孔极少,反映强烈压实作用。

孔径分布显示该井以介孔为主(孔容0.014 29 mL/g,占比66.8%),微孔和大孔占比较低(表2)。扫描电镜观察显示该井孔径涵盖150~700 nm(图5b),10~35 nm(图5c)和2~50 nm(图5i,j)等范围。介孔主导结合较发育的有机质孔,有利于页岩气的吸附。

3.2 超压恒温型孔隙

D5井 R_o 平均值为2.95%,发育沥青纳米孔与无机孔-缝复合系统,体现强超压恒温环境的孔隙保存优势。扫描电镜(图6)显示典型的“有机-无机复合孔隙”。碎屑状沥青中发育大量孔径2~35 nm的规则纳米孔(图6a—c);草莓状黄铁矿晶间及黏土矿物片层微孔丰富(图6g,i)。无机孔系统发育良好^[42],黏土矿物层间缝和矿物粒缘缝形态完整(图6d—f),为超压支撑岩石骨架的关键证据^[43];顺层微裂缝边缘无溶蚀(图6h),体现强挤压下裂缝封闭性,利于超压维持。笔石碎屑边缘发育微裂缝但内部孔隙不发育(图6j—l),反映受有机质非均质性控制。

孔径分布以微孔(孔容0.009 43 mL/g,占比32.5%)和介孔(孔容0.017 78 mL/g,占比59.4%)为主,孔隙比表面积平均值为21.471 m²/g(表2)。扫描电镜显示丰富的纳米级有机质孔,包括孔径15~400 nm的介孔-大孔(图6c)和孔径1~50 nm的微孔-介孔(图6i)。超压系统与矿物刚性格架协同抑制压实作用,为纳米级迁移有机质孔(即由液态烃迁移并

固化形成的沥青支撑的孔隙)的形成与保存提供优越条件^[44],结合高TOC特征,认为该井具备优越的页岩气吸附潜力。

3.3 低温泄压型孔隙

S1井 R_o 平均值为3.28%,呈现“高演化-强改造”特征,孔隙系统以次生溶蚀孔与裂缝为主。扫描电镜(图7)显示脆性矿物中发育大量针孔状与不规则溶蚀孔(图7e—g,i),体现开放系统酸性流体的溶蚀效应;黄铁矿与金红石晶间亦见纳米孔(图7h,l),反映多期流体改造。有机质孔显著退化,仅残余少量厚壁蜂窝状孔(图7a—c,o),笔石条带内部孔隙不发育(图7d,k),与高成熟石墨化及早期陆源稀释有关。裂缝系统广泛发育,顺层层理缝宽达数百纳米(图7m,n),与粒缘缝和黏土矿物收缩缝(图7o)共同构成有效孔-缝网络。

孔径分布显示,该井大孔占比在3口井中最高,达11.6%,介孔占55.3%,微孔占33.1%,孔隙比表面积均值仅7.501 m²/g(表2)。扫描电镜显示有机质孔发育差且分布不均,以石英和长石中数十纳米至数百纳米溶蚀孔为主(图7f,g)。其低孔容、低孔隙比表面积结合高渗透率的特征,表明孔隙系统更有利于游离气的储集与运移。

4 孔隙结构影响因素

深层页岩储层孔隙系统的形成与演化受四场动态耦合控制。基于3类典型储层孔隙结构表征,现分孔隙类型探讨各控制场在有机质孔、无机孔及微裂缝的形成、保存与改造中发挥的作用。

4.1 有机质孔发育的主控场因

有机质孔(尤以沥青孔为主)的发育与保存受温度场与压力场的协同控制。温度场是生烃与孔隙生成的根本动力。研究区最大埋深期古温度为178~205℃,为有机质孔发育高峰, R_o 阈值受压力场与岩相的动态

表2 川东南地区典型井龙马溪组页岩样品孔隙结构特征参数

Table 2 Characteristic parameters for pore structures of shale samples from the Longmaxi Formation in three representative wells in the southeastern Sichuan Basin

井号	埋深/m	孔容/(mL/g)				孔隙比表面积/ (m ² /g)
		微孔	介孔	大孔	累计	
F1	4 613.06 ~ 4 648.14	0.005 97	0.014 29	0.001 14	0.021 41	13.858
D5	4 813.21 ~ 4 841.12	0.009 43	0.017 78	0.002 71	0.029 93	21.471
S1	4 521.57 ~ 4 639.31	0.003 33	0.005 58	0.001 17	0.010 07	7.501

注:表中孔隙结构参数由 AUTOPORE IV 9520型压汞仪与 ASAP 2460型物理吸附仪联合测定。表中数值为样品参数平均值。

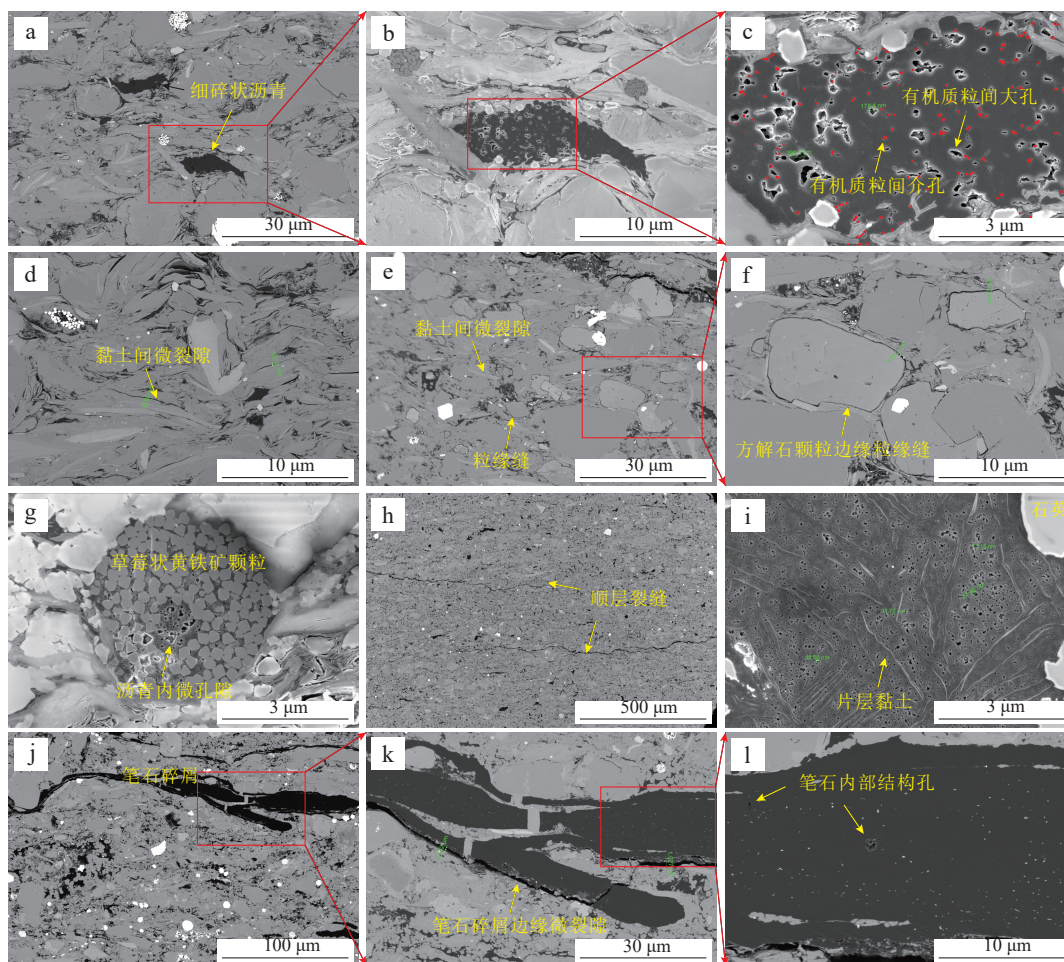


图6 川东南地区D5井龙马溪组典型页岩样品孔隙类型扫描电镜显微照片

Fig. 6 SEM images showing pore types in typical shale samples from the Longmaxi Formation in well D5, southeastern Sichuan Basin

a. 粒间沥青与生物碎屑, 石英-黏土矿物基质, 无机孔发育, 埋深4 818.22 m; b. 有机质碎屑, 呈颗粒状; c. 有机质孔; d. 黏土矿物间微裂隙发育, 埋深4 818.22 m; e. 基质内粒缘缝与黏土矿物间微裂隙, 埋深4 823.13 m; f. 方解石颗粒边缘粒缘缝; g. 草莓状黄铁矿晶间沥青内有机质孔发育, 埋深4 833.17 m; h. 炭质页岩, 顺层裂缝发育, 含黄铁矿晶粒, 埋深4 841.12 m; i. 沥青内含片层黏土矿物与有机质孔, 埋深4 841.12 m; j. 粒间沥青与笔石碎屑, 埋深4 838.14 m; k. 笔石碎屑边缘微缝, 内部无孔; l. 笔石内部少量结构孔

调节。F1井(R_0 约为3.05%)仍发育多尺度沥青孔(图5j),证实了 R_0 超过3.00%后,相关孔隙仍可有效发育。超压系统可将有机质孔保存 R_0 阈值提升至3.50%;而在常压系统(压力系数 < 1.20)中该阈值可降至2.80%。刚性矿物格架亦为高成熟阶段有机质孔的保存提供力学支撑。压力场通过抑制压实作用实现孔隙保护(图6i)。深层超压具“超压形成-泄压改造”旋回特征,生烃高峰期强超压(压力系数为2.05~2.50)可有效维持孔隙,后期抬升泄压(压力系数降至1.37)虽湮灭部分孔隙(图7b),但残留超压仍有利于微孔保存^[45]。

4.2 无机孔发育的主控场因

无机孔的发育与改造受流体场与应力场的耦合控制。流体场驱动矿物转化与溶蚀作用,高含水饱和度(S_w ,如F1井 $S_w = 67.8\%$)易引发黏土矿物水解膨胀堵

塞孔喉;中等含水环境($S1$ 井 $S_w = 42.3\%$)下溶蚀作用显著;热液活动与气-水置换亦可维持较高孔隙度(图5b)。烃类生成、构造挤压及地下水活动共同驱动流体运移,有机酸溶蚀可形成次生孔隙,但伊利石化等过程可能导致孔喉阻塞。应力场控制孔隙保存与裂缝发育,强应力区发育高角度缝,渗透率提升但气体易逸散;弱应力区以顺层缝为主(图6h),结合超压形成封闭系统,利于气体吸附^[46]。高地应力差异(水平应力差 > 1.5 MPa)促进微裂缝各向异性扩展,形成网状渗流通道^[47]。

5 深层页岩储集空间模式与演化

5.1 多场耦合孔隙演化路径

浅埋藏期(早志留世—晚石炭世,443~300 Ma,

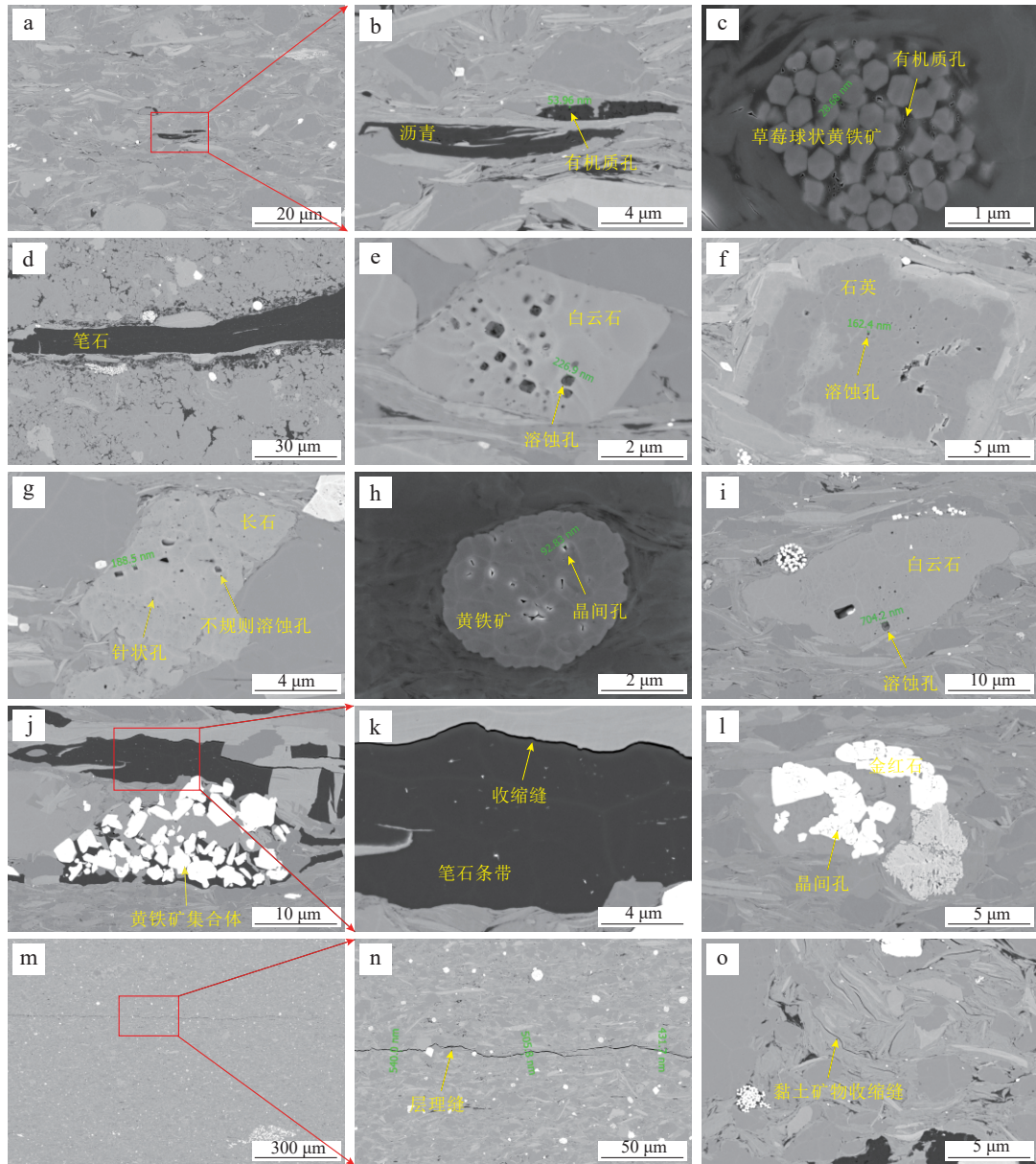


图7 川东南地区S1井龙马溪组典型页岩样品孔隙类型扫描电镜显微照片

Fig. 7 SEM images showing pore types in typical shale samples from the Longmaxi Formation in well S1, southeastern Sichuan Basin

a. 黏土矿物粒间孔被沥青充填,埋深4 582.05 m;b. 块状有机质中含少量有机质孔;c. 莓球状黄铁矿晶间有机质含少量孔隙,埋深4 521.57 m;d. 笔石与钾长石伴生,粒间孔被沥青充填,埋深4 639.31 m;e. 白云石溶蚀孔被沥青充填,埋深4 551.92 m;f. 石英溶蚀孔,埋深4 571.71 m;g. 长石表面针孔状与不规则溶蚀孔,埋深4 582.05 m;h. 黄铁矿纳米级晶间孔,埋深4 831.87 m;i. 方解石溶蚀孔,埋深4 551.92 m;j. 黄铁矿集合体与有机质伴生,埋深4 551.92 m;k. 笔石条带发育收缩缝;l. 金红石晶间孔,埋深4 831.87 m;m. 层理缝,埋深4 582.05 m;n. 层理缝;o. 黏土矿物内部收缩缝及少量有机质孔,埋深4 592.34 m

$R_o < 0.70\%$)。有机质处于未熟-低熟阶段,干酪根降解生成生物气。原生孔隙主导,黏土矿物(蒙脱石为主)层间孔和脆性矿物(石英)粒间孔较发育。弱构造应力下,沉积层理面形成顺层微裂缝。此时地层压力处于常压状态,压实作用导致总孔隙体积减少30%~40%(图8;表3)。

生烃增压期(晚石炭世一早侏罗世,300~190 Ma,

$R_o = 0.90\% \sim 1.30\%$)。晚二叠世峨眉山地幔柱热扰动,地温梯度骤增至 $4.5^\circ\text{C}/(100\text{ m})$ 。有机质处于生油窗阶段,干酪根降解生成液态烃。原生孔隙主导,干酪根内局部发育纳米级孔隙(孔径 $< 50\text{ nm}$),但连通性差。有机酸溶蚀长石形成早期溶蚀孔(孔径 $50 \sim 200\text{ nm}$)。弱构造应力下,沉积层理面形成顺层微裂缝。此时地层压力处于常压状态,高地温梯度 $[4.0 \sim 4.5^\circ\text{C}/(100\text{ m})]$

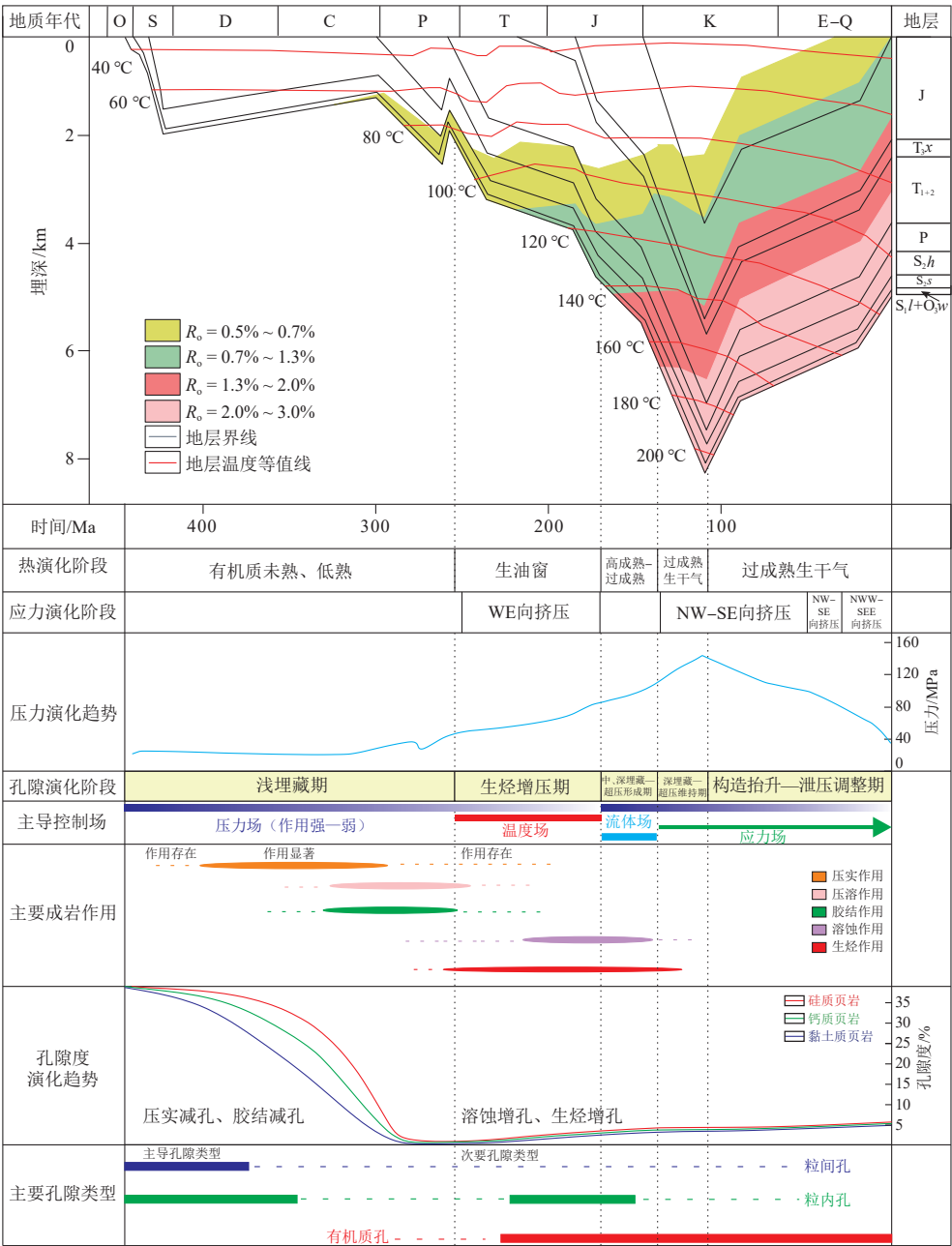


图8 川东南地区龙马溪组页岩孔隙演化路径(D5井)

Fig. 8 Diagram showing the pore evolution pathway of shales in the Longmaxi Formation (well D5), southeastern Sichuan Basin
J. 侏罗系; T_{3x}. 上三叠统须家河组; T₁₊₂. 中-下三叠统; P. 二叠系; S_{2h}. 中志留统韩家店组; S_{2s}. 中志留统秀山组; S_{1+O3w}. 下志留统龙马溪组-上奥陶统五峰组

促进生烃(图8;表3)。

中、深埋藏-超压形成期(早侏罗世—晚侏罗世, 190 ~ 50 Ma, $R_o = 1.30\% \sim 2.00\%$)。液态烃裂解生气, 进入高-过成熟阶段。此阶段为孔隙关键增长期, 有机质孔爆发式发育, 固体沥青裂解形成大量蜂窝状有机质孔(孔径 50 ~ 200 nm), 孔隙比表面积显著增加。生烃增压(压力系数 1.8 ~ 2.5)有效抵消上覆岩层应力, 孔隙压缩率降低 60% 以上。深层高温 (> 150 °C) 促进有机质孔形态趋于规则, 而持续埋深下

的垂向压实使部分孔隙向狭长形演化。有机酸流体溶蚀长石和方解石, 形成次生溶孔(孔径 100 ~ 500 nm) (图8;表3)。

深埋藏-超压维持期(晚侏罗世—中白垩世, 150 ~ 93 Ma, $R_o > 2.00\%$)。进入过成熟生干气阶段, 深层环境下的孔隙演化呈现“保存与破坏并存”特征^[48]。固体沥青进一步石墨化, 部分有机质孔收缩或闭合, 孔径缩小至 20 nm。蒙脱石向伊利石转化释放层间水, 形成晶间孔, 但伊利石增生可能阻塞孔喉。强地

表 3 川东南地区不同埋深阶段龙马溪组页岩孔隙演化特征及场因对比(D5井)

Table 3 Comparison of pore evolution characteristics and critical controlling fields at different burial depths for shales in the Longmaxi Formation (well D5), southeastern Sichuan Basin

演化阶段(现今埋深)	主导孔隙类型排序	孔径变化趋势	孔隙比表面积变化趋势	关键控制场
浅埋藏期 ($< 2\,500\text{ m}$)	粒间孔>晶间孔	快速减小	小幅增大后减小	压力场
生烃增压期 ($2\,500 \sim 4\,500\text{ m}$)	粒间孔>有机质孔>晶间孔	缓慢加大	小幅增大	地温场+压力场
中、深埋藏-超压形成期 ($4\,500 \sim 6\,500\text{ m}$)	有机质孔>溶蚀孔>粒间孔	显著加大	大幅增大	压力场+流体场
深埋藏-超压维持期 ($6\,500 \sim 8\,000\text{ m}$)	(有机质孔+微裂缝)>溶蚀孔	缩退减小	稳定或小幅降低	地应力场+压力场
构造抬升-泄压调整期 (埋深减小)	(微裂缝+有机质孔)>粒间孔	压缩减小	基本稳定	地应力场+压力场

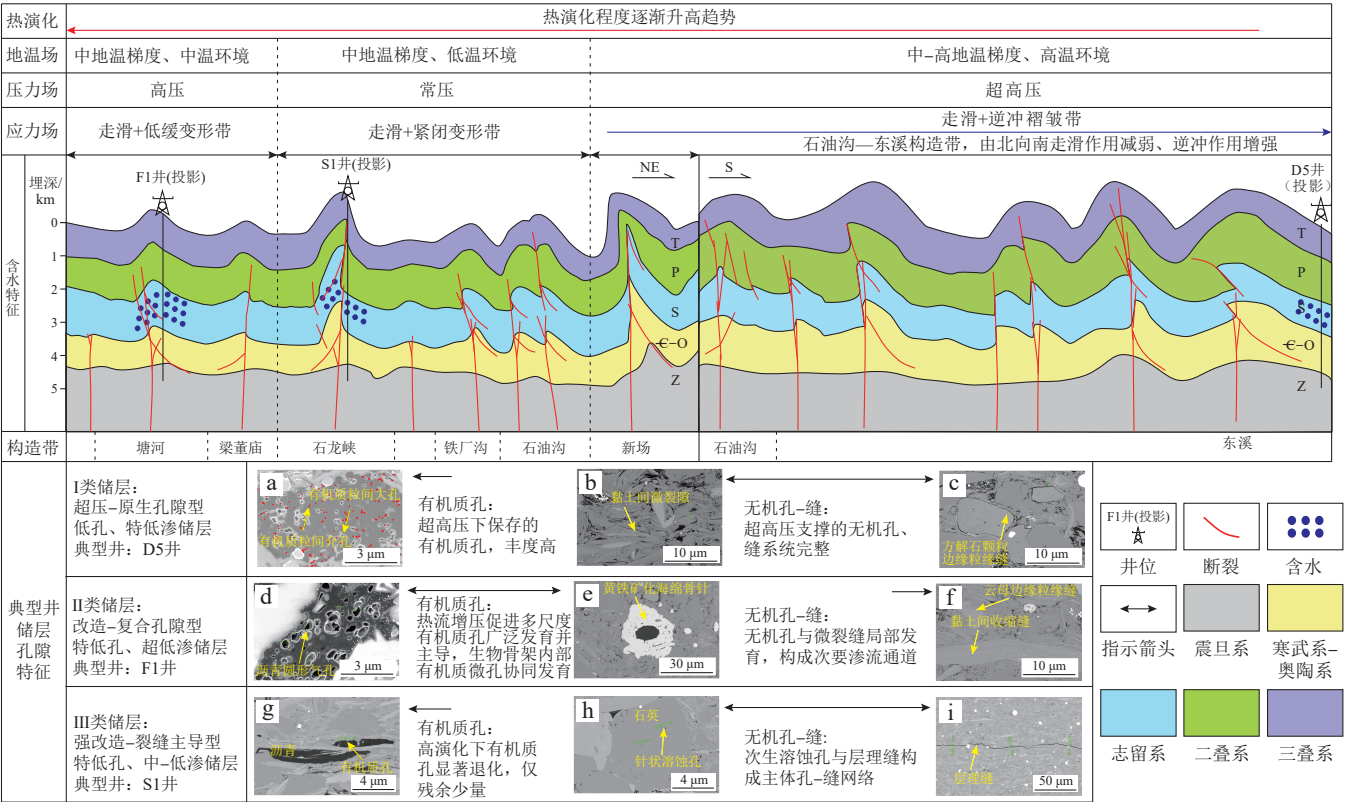


图 9 川东南地区 NE-SW 向与 NS 向分段构造差异模式

Fig. 9 Schematic diagram showing the segmented structure-related differences in reservoir pore characteristics along the NE-SW and N-S directions in the southeastern Sichuan Basin

a. 颗粒状有机质粒间孔发育良好,埋深4 818.22 m;b. 黏土矿物间微裂缝发育较好,埋深4 818.22 m;c. 方解石粒缘缝发育良好,埋深4 823.13 m;
d. 长石边缘沥青中发育圆形气孔与细小微孔,埋深4 613.06 m;e. 黄铁矿化海绵骨针内发育有机质微孔,埋深4 634.17 m;f. 云母粒缘缝与黏土矿物间收缩缝发育,埋深4 634.17 m;g. 块状有机质发育少量直径数十纳米有机质孔,埋深4 582.05 m;h. 石英颗粒内发育针孔状溶蚀孔,孔隙直径约为数百纳米,埋深4 582.05 m;i. 层理缝发育,埋深4 582.05 m
(a—i均为扫描电镜显微照片。)

应力诱发剪切裂缝,连通孤立孔隙,形成优势渗流通道。超压(压力系数 1.8 ~ 2.2)仍是孔隙保存的关键(图8;表3)。

构造抬升-泄压调整期(中白垩世—现今,93 ~

0 Ma,埋深减小)。喜马拉雅运动导致地层抬升,此阶段为孔隙结构改造期。抬升泄压(压力系数降至 1.3)引发孔隙压缩,总孔隙体积损失 20% ~ 30%。垂向应力释放使部分裂缝闭合,但构造剪切形成了高角度裂

缝。泄压后残余应力使有机质孔形态趋于圆形,提升储气能力(图8;表3)。

5.2 储集空间分类

本文采用多参数综合定量评价方法^[49],综合以下参数建立适用于川东南地区超深层页岩的储集空间分类方案:①孔隙结构参数(包括孔径分布与孔隙比表面积);②岩石学特征(*TOC*与脆性矿物含量);③温、压-应力场条件(压力系数与构造背景)与流体场特征;④宏观物性(孔隙度与渗透率)。据此将储集空间划分3个等级(图9)。① I类:超压-原生孔隙型,发育于超压封闭系统(压力系数 >1.5),以高*TOC*硅质页岩相为主,脆性矿物含量大于50%。孔隙结构以介孔为主导,孔隙比表面积大于 $18\text{ m}^2/\text{g}$,微孔发育,典型区块为东溪向斜、新场向斜;② II类:改造-复合孔隙型,形成于热流增压或局部溶蚀环境,常见于走滑-富水或挤压背景,裂缝较发育,介孔占比大于50%,渗透率大于 $0.01 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,孔隙度中等,典型代表为塘河宽缓背斜;③ III类:强改造-裂缝主导型,受强改造断裂破坏作用控制,多为常压系统,经历多期断裂活动,孔隙度普遍小于3%,以大孔和裂缝-溶蚀孔系统为主,典型区域为石龙峡高陡背斜。

6 结论

1) 3类典型构造单元呈现差异化孔隙组合模式:D5井(超压恒温型)以有机质孔与无机孔均衡发育为特征;F1井(热流增压型)表现为有机质孔密集但孔喉易堵的复合孔隙系统;S1井(低温泄压型)则以次生溶蚀孔与裂缝系统主导。

2) 提出四场耦合控孔理论并半量化关键阈值,明确有机质孔保存的*R_e*阈值受压力背景与岩相组成的动态调节;超压是孔隙有效保存的关键因素。

3) 建立了从浅埋藏期(压力场主导)至泄压调整期(应力场主导)的5阶段孔隙演化路径,揭示了不同成岩-成烃阶段的主导控制场及其耦合机制。

4) 构建了“超压-原生孔隙型”“改造-复合孔隙型”和“强改造-裂缝主导型”三重储层分类模型,为复杂构造区超深层页岩气甜点预测提供了地质依据与评价标准。

参 考 文 献

[1] 聂海宽,包书景,高波,等.四川盆地及其周缘上奥陶统一志留统页岩气成藏体系研究[J].石油实验地质,2012,34

(2): 115-119, 124.

NIE Haikuan, BAO Shujing, GAO Bo, et al. Accumulation system for shale gas from Upper Ordovician to Lower Silurian in Sichuan Basin and surrounding areas[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2012, 34(2): 115-119, 124.

[2] 郭旭升,王濡岳,申宝剑,等.中国页岩气地质特征、资源潜力与发展方向[J].石油勘探与开发,2025,52(1): 15-28.

GUO Xusheng, WANG Ruyue, SHEN Baojian, et al. Geological characteristics, resource potential, and development direction of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(1): 15-28.

[3] 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.

[4] BOWKER K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.

[5] 王景仪.中国中西部盆地富有机质页岩储层微观组构表征及非均质性评价[D].武汉:中国地质大学,2024.

WANG Jingyi. Characterization and heterogeneity evaluation of the microstructure in organic rich shale reservoirs in central-western basins in China[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2024.

[6] 谢国梁,焦堃,刘瑞崑,等.四川盆地及周缘筇竹寺组与五峰组-龙马溪组页岩孔隙结构对比[J].成都理工大学学报(自然科学版),2024,51(5): 813-832.

XIE Guoliang, JIAO Kun, LIU Ruiyin, et al. Comparison of pore structures between Qiongzhusi Formation and Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2024, 51(5): 813-832.

[7] 杨峰,宁正福,张世栋,等.基于氮气吸附实验的页岩孔隙结构表征[J].天然气工业,2013,33(4): 135-140.

YANG Feng, NING Zhengfu, ZHANG Shidong, et al. Characterization of pore structures in shales through nitrogen adsorption experiment[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(4): 135-140.

[8] 姚军,刘磊,杨永飞,等.基于多实验成像和机器学习的页岩多尺度孔隙结构表征新方法[J].天然气工业,2023,43(1): 36-46.

YAO Jun, LIU Lei, YANG Yongfei, et al. A new method for characterizing multi-scale shale pore structure based on multi-experimental imaging and machine learning[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 36-46.

[9] 朱博远.深层海相页岩有机质孔隙空间多尺度特征及表征方法研究[D].荆州:长江大学,2024.

ZHU Boyuan. Study on multi-scale characteristics and methods of organic matter pore space in deep marine shale[D]. Jingzhou:

- Yangtze University, 2024.
- [10] 朱洪建, 琚宜文, 孙岩, 等. 构造变形作用下页岩孔裂隙结构演化特征及其模式——以四川盆地及其周缘下古生界海相页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 186–200, 240.
- ZHU Hongjian, JU Yiwen, SUN Yan, et al. Evolution characteristics and models of shale pores and fractures under tectonic deformation: A case study of the Lower Paleozoic marine shale in the Sichuan Basin and its periphery [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 186–200, 240.
- [11] BERNARD S, WIRTH R, SCHREIBER A, et al. Formation of nanoporous pyrobitumen residues during maturation of the Barnett Shale (Fort Worth Basin) [J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103: 3–11.
- [12] 陈洋, 唐洪明, 廖纪佳, 等. 基于埋深变化的川南龙马溪组页岩孔隙特征及控制因素分析[J]. 中国地质, 2022, 49(2): 472–484.
- CHEN Yang, TANG Hongming, LIAO Jijia, et al. Analysis of shale pore characteristics and controlling factors based on variation of buried depth in the Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin[J]. Geology in China, 2022, 49(2): 472–484.
- [13] GALE J F W, LAUBACH S E, OLSON J E, et al. Natural fractures in shale: A review and new observations [J]. AAPG Bulletin, 2014, 98(11): 2165–2216.
- [14] 李飞雨, 沈杰, 邓乃尔, 等. 川南泸州深层页岩孔隙水赋存规律及影响因素[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2025, 52(4): 620–630.
- LI Feiyu, SHEN Jie, DENG Naier, et al. Pore water storage pattern and influencing factors of deep shale in Luzhou, Sichuan Province, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2025, 52(4): 620–630.
- [15] XU Shang, YANG Dong, LIU Bingchang, et al. Multi-field coupling controls the formation and evolution of deep reservoirs [J]. Advances in Geo-Energy Research, 2025, 17(2): 176–178.
- [16] 高令宇, 陈孔全, 陆建林, 等. 构造作用对常规—非常规油气连续聚积耦合成藏控制机制——以川东南平桥地区为例[J]. 石油实验地质, 2024, 46(3): 565–575.
- GAO Lingyu, CHEN Kongquan, LU Jianlin, et al. Control mechanism of tectonic action on continuous accumulation and coupling of conventional-unconventional oil and gas reservoirs: a case study of Pingqiao area, southeastern Sichuan Basin [J]. PETROLEUM GEOLOGY & EXPERIMENT, 2024, 46(3): 565–575.
- [17] HU Zongquan, MENG Jin, DU Wei, et al. Big data-driven analysis of shale gas enrichment patterns: A case study of the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its periphery [J/OL]. Energy Geoscience: 100476. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2025.100476>.
- [18] MA Y, ZHONG N, LI D, et al. Organic matter/clay mineral intergranular pores in the Lower Paleozoic Wufeng-Longmaxi Shale in the Sichuan Basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 111: 33–45.
- [19] 边瑞康, 孙川翔, 聂海宽, 等. 四川盆地东南部五峰组—龙马溪组深层页岩气藏类型、特征及勘探方向[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1515–1529.
- BIAN Ruikang, SUN Chuanxiang, NIE Haikuan, et al. Types, characteristics, and exploration targets of deep shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1515–1529.
- [20] 郭伟, 李熙喆, 张晓伟, 等. 深水陆棚富有机质页岩沉积微相—微地貌及其对储层的控制作用——以四川盆地南部五峰组—龙马溪组页岩为例[J]. 石油学报, 2022, 43(8): 1089–1106.
- GUO Wei, LI Xizhe, ZHANG Xiaowei, et al. Sedimentary microfacies and microrelief of organic-rich shale in deep-water shelf and their control on reservoirs: A case study of shale from Wufeng-Longmaxi formations in southern Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(8): 1089–1106.
- [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] 武瑾, 曾凡成, 唐晴, 等. 川南地区五峰组—龙马溪组页岩岩相特征及沉积环境演化[J]. 古地理论, 2025, 27(5): 1227–1243.
- WU Jin, ZENG Fancheng, TANG Qing, et al. Lithofacies characteristics and sedimentary environment evolution of the Wufeng and Longmaxi formations shale in southern Sichuan Basin [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2025, 27(5): 1227–1243.
- [23] 贾云倩, 刘子平, 任晓海, 等. 有机质类型分异规律及其主控机制——以威远志留系龙马溪组页岩储层为例[J]. 沉积学报, 2021, 39(2): 341–352.
- JIA Yunqian, LIU Ziping, REN Xiaohai, et al. Organic matter type differentiation process and main control mechanism: Case study of the Silurian Longmaxi Formation shale reservoir in Weiyuan area [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2021, 39(2): 341–352.
- [24] 吴陈君, 张明峰, 刘艳, 等. 四川盆地古生界泥页岩的地球化学特征[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 794–799.
- WU Chenjun, ZHANG Mingfeng, LIU Yan, et al. Geochemical characteristics of Paleozoic shale in Sichuan Basin and their gas content features [J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 794–799.
- [25] 马文辛, 刘树根, 黄文明, 等. 四川盆地东南缘下志留统龙马溪组页岩基本特征[J]. 地质科学, 2012, 47(2): 406–421.
- MA Wenxin, LIU Shugen, HUANG Wenming, et al. Basic characteristics of Lower Silurian Longmaxi Formation in SE margin of Sichuan Basin [J]. Chinese Journal of Geology, 2012, 47(2): 406–421.

- [26] 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.
- 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.
- [27] 刘文平, 贺昱搏, 刘成林, 等. 四川盆地天宫堂地区五峰组—龙马溪组断裂发育与页岩气保存机制[J/OL]. 地质论评: 1-13 [2025-08-24]. <https://doi.org/10.16509/j.georeview>. 2025. 06. 001.
- LIU Wenping, HE Yubo, LIU Chenglin, et al. Fault development and shale gas preservation mechanism of the Wufeng-Longmaxi formations in Tiangongtang area, Sichuan Basin [J/OL]. Geological Review: 1-13 [2025-08-24]. <https://doi.org/10.16509/j.georeview>. 2025. 06. 001.
- [28] 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.
- [29] 吕沛熙. 四川盆地南部五峰组—龙马溪组页岩热演化特征和过程研究[D]. 荆州: 长江大学, 2023.
- LYU Peixi. Characteristics and process research for thermal evolution of the Wufeng-Longmaxi Shale, southern Sichuan Basin, SW China [D]. Jingzhou: Yangtze University, 2023.
- [30] 王瑀辉. 渝东南彭水地区龙马溪组地层压力演化[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018.
- WANG Yuhui. Evolution of Formation Fluid Pressure in Longmaxi Formation, Pengshui area, Southeast Chongqing [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2018.
- [31] 林耀庭, 熊淑君, 宋鹤彬. 氢氧同位素习性及其在四川盆地卤水成因分类的研究[J]. 四川地质学报, 2001, 21(3): 153-158.
- LIN Yaoting, XIONG Shujun, SONG Hebin. Hydrogen and oxygen isotope compositions and their significance of genetic classification of brines in Sichuan Basin [J]. Acta Geologica Sichuan, 2001, 21(3): 153-158.
- [32] 何斌, 徐义刚, 肖龙, 等. 峨眉山大火成岩省的形成机制及空间展布: 来自沉积地层学的新证据[J]. 地质学报, 2003, 77(2): 194-202.
- HE Bin, XU Yigang, XIAO Long, et al. Generation and spatial distribution of the Emeishan large igneous province: New evidence from stratigraphic records [J]. Acta Geologica Sinica, 2003, 77(2): 194-202.
- [33] 姜光政, 高珊, 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.
- [34] 史建南, 郑荣才, 徐发波, 等. 四川盆地东部长兴组温压场特征及成藏效应[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2009, 36(5): 531-537.
- SHI Jiannan, ZHENG Rongcai, XU Fabo, et al. Characteristics and accumulation effects of temperature-pressure fields in Changxing Formation, eastern Sichuan Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2009, 36(5): 531-537.
- [35] 王玮, 周祖翼, 郭彤楼, 等. 四川盆地古地温梯度和中-新生代构造热历史[J]. 同济大学学报(自然科学版), 2011, 39(4): 606-613.
- WANG Wei, ZHOU Zuyi, GUO Tonglou, et al. Early Cretaceous-Paleocene geothermal gradients and Cenozoic tectono-thermal history of Sichuan Basin [J]. Journal of Tongji University (Natural Science), 2011, 39(4): 606-613.
- [36] 邓乃尔, 徐浩, 邓虎成, 等. 断裂系统对现今地应力扰动特征研究——以四川盆地泸州北区深层页岩气为例[J]. 中国地质, 2025, 52(1): 95-110.
- DENG Naier, XU Hao, DENG Hucheng, et al. Characteristics of fracture system disturbance on present-day geostress: An example of deep shale gas in the North Luzhou district, Sichuan Basin [J]. Geology in China, 2025, 52(1): 95-110.
- [37] 关琳琳, 王庆之, 高全芳, 等. 重庆市武隆地区五峰组—龙马溪组常压页岩气勘探潜力分析[J]. 地质通报, 2025, 44(6): 982-992.
- GUAN Linlin, WANG Qingzhi, GAO Quanfang, et al. The potential of normal-pressure shale gas exploration of the Ordovician Wufeng Formation and the Lower Silurian Longmaxi Formation in Wulong area, Chongqing [J]. Geological Bulletin of China, 2025, 44(6): 982-992.
- [38] 李勇, 何建华, 邓虎成, 等. 深层页岩储层天然裂缝连通性表征及力学有效性分析——以川东南盆缘丁山—东溪地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(2): 230-244.
- LI Yong, HE Jianhua, DENG Hucheng, et al. Analysis of connectivity characterization and mechanical effectiveness of natural fracture in deep shale reservoirs: A case study of the Wufeng-Longmaxi formations in the Dingshan-Dongxi area, southeastern margin of Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(2): 230-244.
- [39] 朱逸青, 石学文, 杨雪, 等. 川东南五峰组—龙马溪组黑色页岩热液活动证据及意义[J]. 科学技术与工程, 2025, 25(10): 4067-4077.
- ZHU Yiqing, SHI Xuewen, YANG Xue, et al. Evidence of hydrothermal activity and its significance in the black shale of Wufeng Formation-Longmaxi Formation, southeastern Sichuan Basin [J]. Science Technology and Engineering, 2025, 25(10): 4067-4077.

- 4067-4077.
- [40] 刘芷含, 陈亚琳, 徐松, 等. 川东及周缘地区五峰组—龙马溪组海相页岩气保存条件评价[J]. 地质科学, 2024, 59(5): 1185-1197.
- LIU Zhihan, CHEN Yalin, XU Song, et al. Evaluation of the preservation conditions of marine shale gas in Wufeng-Longmaxi formations in eastern Sichuan Basin and peripheral areas [J]. Chinese Journal of Geology, 2024, 59(5): 1185-1197.
- [41] ROUQUEROL J, AVNIR D, FAIRBRIDGE C W, et al. Recommendations for the characterization of porous solids [J]. Pure and Applied Chemistry, 1994, 66(8): 1739-1758.
- [42] 王馨佩, 刘成林, 蒋立伟, 等. 渝西大安地区五峰组—龙马溪组深层页岩微观孔隙结构与含气性控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(1): 230-245.
- WANG Xinpei, LIU Chenglin, JIANG Liwei, et al. Pore microstructure and its controlling effects on gas content of deep shale reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, Da'an area, western Chongqing [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(1): 230-245.
- [43] CHEN Ji, XIAO Xianming. Evolution of nanoporosity in organic-rich shales during thermal maturation [J]. Fuel, 2014, 129: 173-181.
- [44] 胡宗全, 王倩茹, 申宝剑, 等. 四川盆地下古生界五峰组—龙马溪组海相页岩气储层孔隙分类及特征[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(3): 705-718.
- HU Zongquan, WANG Qianru, SHEN Baojian, et al. Classification and characteristics of pores in marine shale gas reservoirs in the Lower Paleozoic Wufeng-Longmaxi formations, Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(3): 705-718.
- [45] 何希鹏, 何贵松, 高玉巧, 等. 渝东南盆缘转换带常压页岩气地质特征及富集高产规律[J]. 天然气工业, 2018, 38(12): 1-14.
- HE Xipeng, HE Guisong, GAO Yuqiao, et al. Geological characteristics and enrichment laws of normal-pressure shale gas in the basin-margin transition zone of SE Chongqing [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(12): 1-14.
- [46] 周雁, 袁玉松, 邱登峰. 泥页岩构造裂缝形成演化模式——以四川盆地东部泥页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(5): 828-834.
- ZHOU Yan, YUAN Yusong, QIU Dengfeng. A discussion on formation and evolutionary pattern of shale structural fracture: A case study of shale in western Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(5): 828-834.
- [47] 李帅智, 刘成林, 刘文平, 等. 川南龙马溪组页岩储层微观孔隙结构及其对吸附能力的影响[J]. 特种油气藏, 2025, 32(2): 22-32.
- LI Shuaizhi, LIU Chenglin, LIU Wenping, et al. Microporous structure of the Longmaxi Formation shale reservoirs in southern Sichuan Basin and its effect on adsorption capacity [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2025, 32(2): 22-32.
- [48] HU Zongquan, LIU Zengqin, DU Wei, et al. Key geological factors governing sweet spots in the Wufeng-Longmaxi shales of the Sichuan Basin, China [J]. Energy Geoscience, 2024, 5(3): 100268.
- [49] FENG Dehao, LIU Chenglin, FENG Xiaolong, et al. Movable fluid evaluation of tight sandstone reservoirs in lacustrine delta front setting: Occurrence characteristics, multiple control factors, and prediction model [J]. Marine and Petroleum Geology, 2023, 155: 106393.

(编辑 许诺)