

引用格式:王雪莹,张昆,姜振学,等. 深层海相页岩储集相划分及优选:以川南地区泸州区块龙马溪组页岩为例[J]. 油气藏评价与开发, 2026, 2(16): 301-314.

WANG Xueying, ZHANG Kun, JIANG Zhenxue, et al. Classification and optimization of deep marine shale reservoir facies: A case study of Longmaxi Formation shale in Luzhou block, southern Sichuan Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 2(16): 301-314.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024580

深层海相页岩储集相划分及优选 ——以川南地区泸州区块龙马溪组页岩为例

王雪莹^{1,2}, 张昆^{1,2}, 姜振学^{3,4}, 宋岩^{3,4,5}, 姜林⁵, 何鑫洋^{1,2}, 黎菁⁶, 陈雷^{1,2}, 吴帅材^{1,2}, 王媛媛⁷

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川成都 610500; 2. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川成都 610500; 3. 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; 4. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249; 5. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 6. 中国石油川庆钻探工程有限公司, 四川成都 610051; 7. 中国石油青海油田分公司采气一厂, 青海格尔木 816000)

摘要:中国南方海相页岩气勘探开发中,传统岩相划分未充分考虑热演化对储集空间的影响,导致高热成熟海相页岩的开发效果欠佳。为此,提出基于热演化程度、有机质含量和矿物成分的储集相划分方法,以提高储层评价的准确性,并优选出优势储集相类型。研究采用薄片观察、扫描电子显微镜(SEM)和多种实验测试,对四川盆地南部下志留统龙马溪组页岩储集相特性进行系统分析,并开展储层综合评价。结果显示,川南龙马溪组页岩储集相主要为过成熟富有机质硅质页岩(OR-S)和过成熟富有机质混合质页岩(OR-M)。纵向上,储集相自下而上呈过成熟富有机质硅质页岩向过成熟富有机质混合质页岩的过渡趋势;横向上,储集相非均质性显著,南西至北东方向硅质矿物含量逐渐降低,表现为过成熟富有机质硅质页岩向过成熟富有机质混合质页岩和过成熟富有机质黏土质页岩(OR-A)的过渡特征。通过灰色关联度分析法,建立储集相指数分级标准,选取总有机碳(TOC)含量、含气量、孔隙度、储集相厚度比、硅质矿物含量及黏土矿物含量作为关键评价指标,确定过成熟富有机质硅质页岩为最优储集相。该储集相具有“热演化程度适中、TOC含量高、含气量高、孔隙度大、硅质矿物含量高、储集相厚度大”的特征,表现出优越的储层性能。

关键词:泸州区块;龙马溪组;热演化程度;页岩储集相;储层特征

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Classification and optimization of deep marine shale reservoir facies: A case study of Longmaxi Formation shale in Luzhou block, southern Sichuan Basin

WANG Xueying^{1,2}, ZHANG Kun^{1,2}, JIANG Zhenxue^{3,4}, SONG Yan^{3,4,5}, JIANG Lin⁵, HE Xinyang^{1,2}, LI Jing⁶,
CHEN Lei^{1,2}, WU Shuaicai^{1,2}, WANG Yuanyuan⁷

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 3. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 4. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 5. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China; 6. CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu, Sichuan 610051, China; 7. No.1 Gas Production Plant of PetroChina Qinghai Oilfield Company, Golmud, Qinghai 816000, China)

Abstract: In the exploration and development of marine shale gas in southern China, traditional lithofacies classification does not fully account for the effect of thermal maturity on reservoir space, resulting in suboptimal development of thermally mature marine shales. Therefore, a reservoir facies classification method based on thermal maturity, organic matter content, and mineral composition was proposed to improve the accuracy of reservoir evaluation and identify optimal reservoir facies types. Thin section observation, scanning electron microscopy (SEM), and various experimental tests were conducted to systematically analyze the reservoir facies characteristics of the Lower Silurian Longmaxi Formation shale in the southern Sichuan Basin, and a comprehensive reservoir evaluation was conducted. The research

收稿日期:2024-12-25。

第一作者简介:王雪莹(2001—),女,在读硕士研究生,主要从事非常规油气地质方面的研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail: wxy185870427@126.com

通信作者简介:张昆(1988—),男,博士,副教授,主要从事非常规油气地质及稀有气体地质方面的教学与研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail: shandongzhangkun@126.com

基金项目:四川省自然科学基金面上项目“四川盆地五峰—龙马溪组海相富气页岩低阻成因机理及其对含气性的控制”(2024NSFSC0086);国家自然科学基金青年科学基金项目“陆相轻质页岩油赋存孔隙空间及孔隙连通性定量表征”(42102192)。

results showed that the reservoir facies of the Longmaxi Formation shale in southern Sichuan were mainly overmature organic-rich siliceous shale (OR-S) and overmature organic-rich mixed shale (OR-M). Vertically, the reservoir facies showed a transition from overmature organic-rich siliceous shale (OR-S) at the bottom to overmature organic-rich mixed shale (OR-M) at the top. Laterally, the reservoir facies exhibited significant heterogeneity, and the siliceous mineral content gradually decreased from southwest to northeast, showing a transition from overmature organic-rich siliceous shale (OR-S) to overmature organic-rich mixed shale (OR-M) and overmature organic-rich argillaceous shale (OR-A). Through grey correlation analysis, a reservoir facies index grading standard was established. Total organic carbon (TOC) content, gas content, porosity, reservoir facies thickness ratio, siliceous mineral content, and clay mineral content were selected as key evaluation indicators, identifying overmature organic-rich siliceous shale (OR-S) as the optimal reservoir facies. This reservoir facies is characterized by moderate thermal maturity, high TOC content, high gas content, large porosity, high siliceous mineral content, and large reservoir facies thickness, exhibiting superior reservoir performance.

Keywords: Luzhou block; Longmaxi Formation; thermal maturity; shale reservoir facies; reservoir characteristics

四川盆地页岩气资源已实现高效开发,相继发现了涪陵、长宁、威远和威荣4个千亿立方米级大型页岩气田,标志着该区域已成为中国油气资源的重要战略接替领域^[1-2]。作为页岩气的战略重地,四川盆地及其周缘地区向深层勘探推进是实现可持续发展的必要步骤^[3-4]。

岩相指特定沉积条件下形成的岩石或岩石组合,其划分通常依据岩石颜色、粒度和矿物成分等特征^[5-6]。岩相划分在中国南方地区的海相页岩气勘探与开发中得到了广泛应用。林伟等^[6]以三大主量矿物之间的成分含量占比,针对川南龙马溪组龙一₁亚段识别出包括硅质页岩、含黏土质页岩在内共6种岩相类型;胡宗全等^[7]基于三大主量矿物含量确定无机岩相类型,结合总有机碳(TOC)含量进行有机相分级,最终划分出包括富有机质硅质页岩、高有机质含灰质硅质黏土质页岩等7种岩相类型;武瑾等^[8]结合矿物组成、有机质含量和沉积构造,对泸州区块龙马溪组页岩识别出高TOC含泥硅质页岩相、高TOC硅泥混合页岩相等共6种岩相。尽管这些研究为海相页岩的岩相划分和储层评价提供了基础,但大多数方法仅考虑TOC含量和矿物成分,未充分考虑热演化程度对储层特征的影响。研究表明,随着热演化程度的增加,页岩孔隙度逐渐减小,过高的热演化程度会减小页岩的储集空间^[9-10]。因此,传统岩相划分方法在应用于高热演化海相页岩时存在局限性,制约了深层页岩气勘探潜力的进一步挖掘。

以四川盆地南部泸州区块龙马溪组龙一₁亚段页岩储层为研究对象,创新性地提出了一种结合热演化程度、有机质含量和矿物成分的储集相划分方法。该方法旨在系统地划分并对比不同储集相类型的储层特征,弥补现有划分方法考虑热演化影响方面的不足。通过灰色关联度分析,进一步优选出研究区的优势储集相类型,为深层页岩气储层开发潜力评估、优选有利勘探区块以及勘探开发决策提供了科学依据。

1 区域地质概况

早寒武世时期,扬子板块和华夏板块处于拉张状态,

发生了大规模的海侵事件,其后水体逐渐变浅,岩性由页岩转变为粉砂岩、砂岩等粗粒碎屑岩^[11]。进入奥陶纪后,受到华夏板块挤压碰撞的影响,水体进一步变浅,沉积环境从碎屑岩体系转变为碳酸盐岩沉积体系。晚奥陶世一早志留世再次发生大规模海侵,导致沉积体系重新转变为碎屑岩体系,随着川中古隆起的扩展,海相沉积区向北东、东部和南东方向缩小^[12]。而在四川盆地南部,较低能量的缺氧环境下沉积了一套较厚的富有机质黑色页岩^[7]。五峰组—龙马溪组页岩的沉积与晚奥陶世—早志留世的全球海侵同时期^[13](图1a)。

川南地区龙马溪组页岩广泛发育,前人基于野外地层露头观测、岩心描述及室内实验,将其沉积环境划分为深水陆棚、浅水陆棚等亚相,并强调深水陆棚是优质页岩形成的关键^[14]。在龙马溪组沉积早期,快速海侵导致深水陆棚广泛发育,底部水体在缺氧环境下主要沉积黑色页岩;后期构造格局发生显著变化,水体逐渐变浅,沉积环境演变为浅水陆棚,形成灰黑色泥页岩^[15]。其中,下志留统龙马溪组地层根据岩性变化、测井曲线变化、水体深度以及笔石等特征自下而上划分为龙一段、龙二段、龙三段^[16];根据岩性和电性等特征,将龙一段自下而上分为龙一₁亚段、龙一₂亚段,而龙一₁亚段自下而上可细分为龙一₁¹小层、龙一₁²小层、龙一₁³小层、龙一₁⁴小层^[17],其中龙一₁¹至龙一₁³小层现今开发效果最好^[18](图1b)。

2 样品与实验方法

研究采集研究区龙一₁亚段共375块页岩岩心样品,样品以平均1.0~1.5 m的间隔采集后,依次完成磨制、鉴定和实验分析,包括TOC、 R_o (镜质体反射率)、全岩黏土矿物X衍射及含气量测定等一系列配套实验。TOC含量测试采用Sievers 860型分析仪完成;有机质成熟度分析利用AxioScope.A1型偏光显微镜开展;矿物组成分析使用X'Pert3 Powder型设备进行;含气量测定通过YYHQ-III自动测定仪及KY-1真空脱气装置完成。

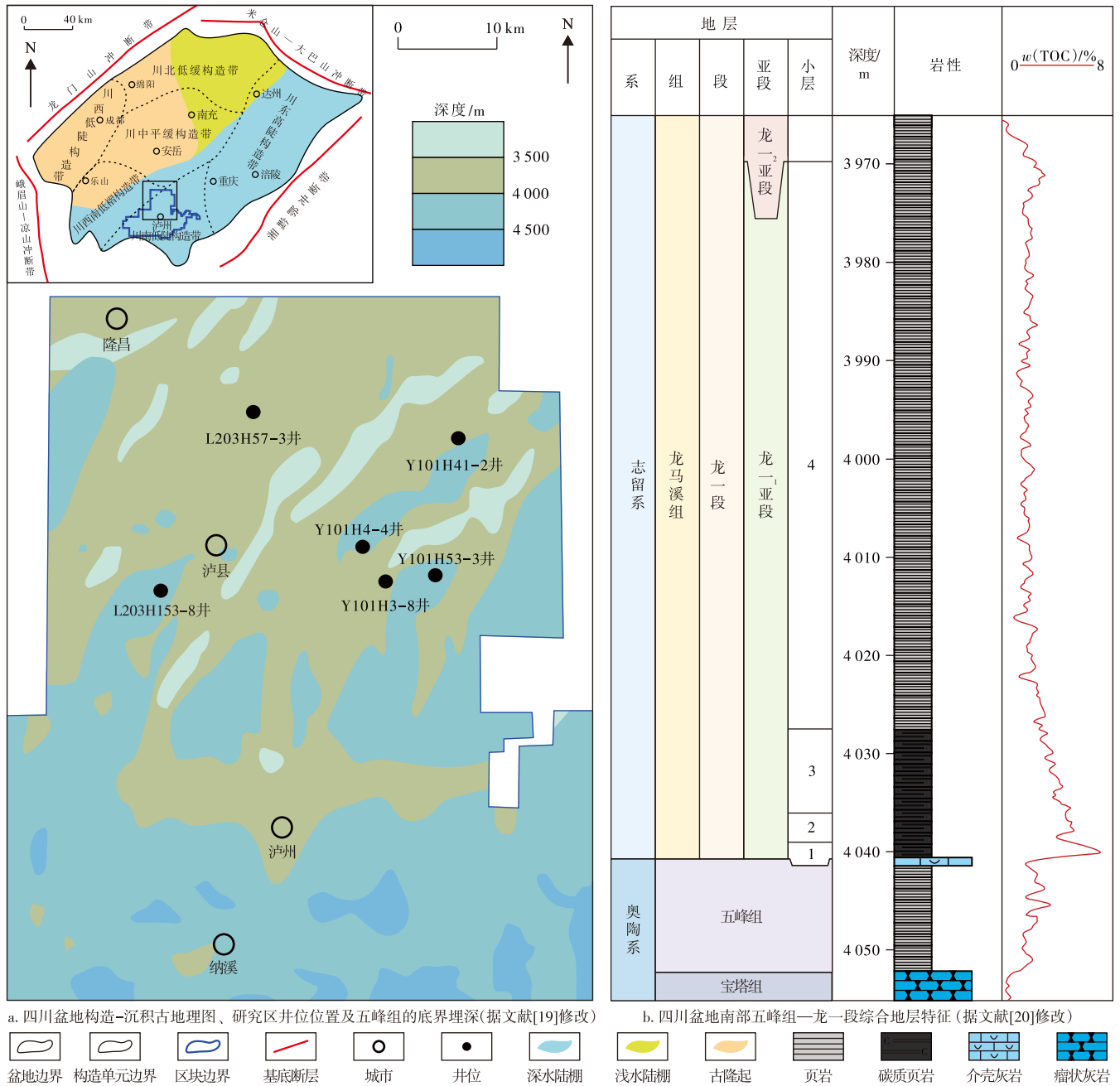


图1 四川盆地南部泸州区块位置及五峰组—龙一段地层综合柱状图

Fig. 1 Location of Luzhou block in southern Sichuan Basin and comprehensive stratigraphic column from Wufeng Formation to first member of Longmaxi Formation

3 储集相类型及特征

3.1 页岩储集相划分方案

前人研究表明,划分优势岩相有助于提高页岩气的勘探开发效率,并明确有利目标区,这一研究已在北美页岩中取得显著成果^[10, 21-22]。目前,页岩岩相的划分主要基于TOC含量和矿物成分,但未充分考虑热演化程度对储层的影响。中国南方海相页岩的热演化程度较高,传统划分方法难以有效适用于此类高热演化页岩。储集相

概念最初用于常规砂岩储层,旨在描述成岩作用和储集空间类型对储层性质的影响^[23],提出“页岩储集相”概念,定义为在页岩储层中,由热演化程度、有机质含量和矿物成分共同作用形成的储集空间类型组合。

热演化程度对页岩有机质孔隙的形成具有重要影响。川南海相页岩热演化程度较高, R_o 普遍超过3.0% (表1)。根据前人研究成果^[24-25]并结合研究区页岩样品的热演化程度(3.16%~3.43%),将 $2.0\% \leq R_o < 3.3\%$ 划分为“过成熟阶段”, $3.3\% \leq R_o < 3.5\%$ 划分为“半石墨化阶段”。有机质含量是评价页岩生烃能力的关键因素,较高有机质含量是页岩气生成的重要物质来源。多数学者认为,

表1 四川盆地南部泸州区块各井位龙一₁亚段热演化程度数据统计

Table 1 Statistic results of thermal maturity data for first section of first member of Longmaxi Formation at different well locations in Luzhou block, southern Sichuan Basin

井名	层位	样品数/个	R_o 区间/%	R_o 平均值/%	热演化程度
L203H57-3		6	3.31~3.43	3.38	半石墨化
L203H153-8		13	3.16~3.27	3.22	过成熟
Y101H3-8	龙一 ₁ 亚段	16	3.18~3.23	3.20	过成熟
Y101H4-4		14	3.16~3.22	3.18	过成熟
Y101H41-2		13	3.16~3.23	3.21	过成熟
Y101H53-3		17	3.32~3.41	3.37	半石墨化

页岩中有机质含量至少应大于2.0%,才能有效促进烃类气体的吸附^[26-27]。结合研究区页岩样品的有机质含量(0.16%~7.81%),将有机质含量在0~<1.0%划分为“贫有机质页岩”,1.0%~<2.0%为“含有机质页岩”,大于2.0%为“富有机质页岩”。此外,矿物成分的差异也会显著影响页岩孔隙结构。根据CHEN等^[28]的划分方案,页岩可以根据矿物含量的不同划分为4类:硅质页岩、黏土

质页岩、钙质页岩和混合质页岩。基于这3类参数的综合分析,把高热成熟度($R_o>2.0\%$)的页岩划分为24种储集相类型(图2)。

3.2 页岩储集相特征

以泸州区块 L203H57-3、L203H153-8、Y101H3-8、Y101H4-4、Y101H41-2、Y101H53-3 井为例,研究了龙马溪组页岩储集相的类型及其特征。基于上述6口井的样品数据,对石英+长石、黏土矿物及碳酸盐矿物含量进行归一化处理,并投影至三端元图中,在研究区可识别出17种储集相类型(图2)。根据实际开发资料分析,L203H57-3井和Y101H53-3井已达到半石墨化阶段,且单井估算最终可采量(EUR)均较低,表明其储集性能及开发潜力受限。为聚焦更具代表性和开发潜力的储集相类型,重点对4种储集相进行详细描述:过成熟富有机质硅质页岩、过成熟富有机质混合质页岩、过成熟富有机质黏土质页岩、过成熟含有机质混合质页岩。

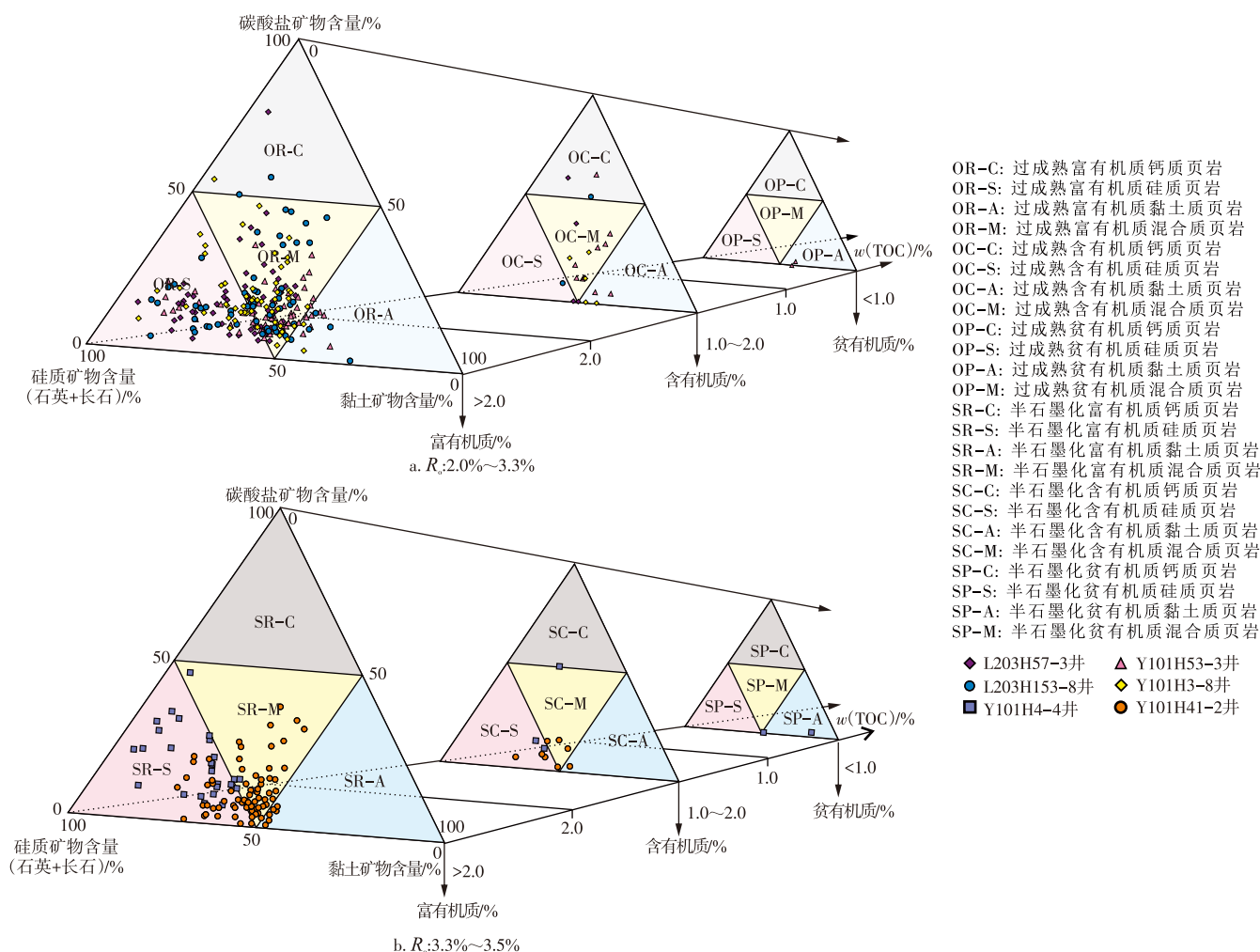


图2 四川盆地南部泸州区块龙一₁亚段页岩储集相划分

Fig. 2 Shale reservoir facies classification of first section of first member of Longmaxi Formation in Luzhou block, southern Sichuan Basin

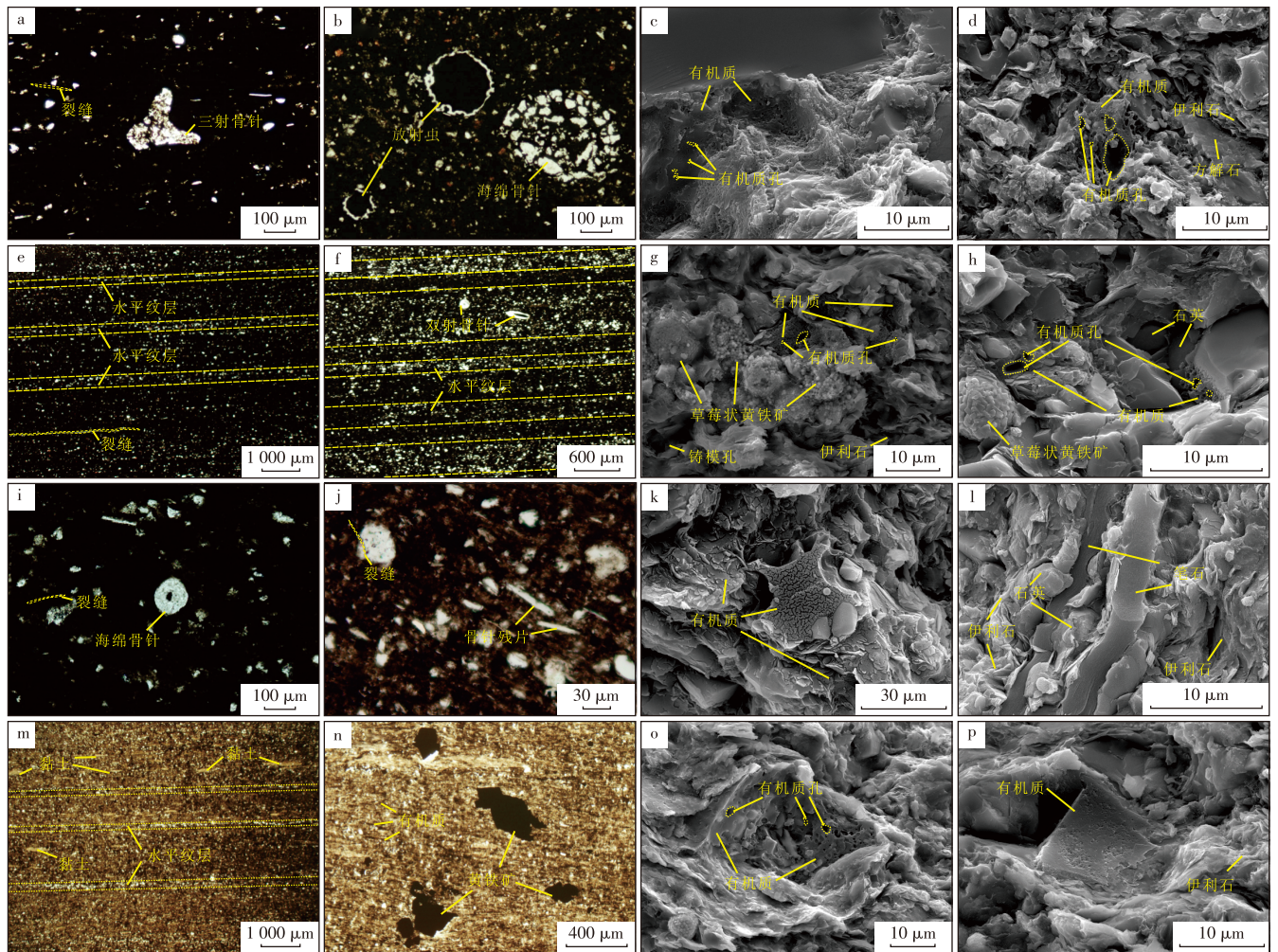
3.2.1 过成熟富有机质硅质页岩

该储集相主要发育于龙一₁¹至龙一₁³小层,其储集相厚度比(单种储集相累计厚度占龙一₁亚段总储集相厚度的百分比)为23.41%。石英+长石平均含量为60.81%,黏土矿物平均含量为25.56%,碳酸盐矿物平均含量为13.63%,TOC含量介于2.01%~5.51%,平均值为3.22%。镜下观察显示,该储集相水平纹层发育,可见定向排列的

碎屑颗粒,零星分布的粒状黄铁矿,以及海绵骨针和放射虫等生物化石,偶见玉髓充填的水平成岩缝(图3a—图3b)。扫描电镜(SEM)下有机质呈填隙状、条带状分布在颗粒间,并可见有机质孔隙(图3c—图3d)。

3.2.2 过成熟富有机质混合质页岩

该储集相主要发育于龙一₁⁴小层,储集相厚度比为36.15%。石英+长石平均含量为40.90%,黏土矿物平均



注:a为OR-S,粒状黄铁矿零星分布,见三射海绵骨针,L203H153-8井,4 099.79~4 099.84 m,龙一₁⁴小层,单偏光;b为OR-S,见放射虫、海绵骨针横截面,L203H153-8井,4 108.90~4 108.95 m,龙一₁³小层;c为OR-S,晶间分布的有机质,见有机质孔隙,L203H153-8井,4 094.38~4 094.43 m,龙一₁⁴小层,单偏光;d为OR-S,团块状分布的有机质,见有机质孔隙,L203H153-8井,4 099.79~4 099.84 m,龙一₁⁴小层;e为OR-M,发育水平纹层,钙质纹层与深色富有机质纹层互层发育,L203H153-8井,4 063.31~4 063.36 m,龙一₁⁴小层,单偏光;f为OR-M,钙质纹层与深色富有机质纹层互层发育,见海绵骨针及圆形横截面,L203H153-8井,4 089.50~4 089.66 m,龙一₁⁴小层,单偏光;g为OR-M,见草莓状黄铁矿聚集,有机质呈填隙状分布,见有机质孔隙,L203H153-8井,4 054.35~4 054.40 m,龙一₁⁴小层;h为OR-M,有机质呈薄层状分布,见微米级自生石英嵌于有机质,见有机质孔隙,L203H153-8井,4 074.26~4 074.31 m,龙一₁⁴小层;i为OR-A,海绵骨针,Y101H41-2井,4 087.73~4 087.88 m,龙一₁⁴小层,单偏光;j为OR-A,沿纹层方向发育泥质透镜体,见骨针残片,发育水平成岩缝及收缩缝,Y101H41-2井,4 067.23~4 067.85 m,龙一₁⁴小层,单偏光;k为OR-A,有机质呈薄层状,可见纳米球粒结构,Y101H4-4井,4105.10~4105.23 m,龙一₁⁴小层;l为OR-A,笔石化石,Y101H4-4井,4 112.09~4 112.24 m,龙一₁⁴小层;m为OC-M,水平纹层发育,有机质呈针状、浸染状定向分布,L203H153-8井,4 051.42~4 051.47 m,龙一₁⁴小层,单偏光;n为OC-M,自形、半自形黄铁矿零星分布,L203H153-8井,4 052.39~4 052.44 m,龙一₁⁴小层,单偏光;o为OC-M,有机质呈填隙状分布,见有机质孔隙,L203H153-8井,4 064.29~4 064.34 m,龙一₁⁴小层;p为OC-M,有机质呈团块状分布,见有机质孔隙,L203H153-8井,4 064.29~4 064.34 m,龙一₁⁴小层。

图3 四川盆地南部泸州区块龙一₁亚段页岩储集相类型与特征

Fig. 3 Types and characteristics of shale reservoir facies of first section of first member of Longmaxi Formation in Luzhou block, southern Sichuan Basin

含量为39.24%,碳酸盐矿物平均含量为19.18%,TOC含量介于2.06%~5.94%,平均值为2.62%。水平纹层极发育,镜下见泥粉晶方解石、白云石及粉砂分散分布,钙质纹层与深色富有机质纹层互层发育。方解石、白云石交代粉砂颗粒,偶见双射硅质海绵骨针,水平成岩缝被有机质及伊利石全充填(图3e—图3f)。SEM下可见草莓状黄铁矿聚集,微纳米自生石英嵌于有机质中,有机质呈薄层状、填隙状分布,见有机质孔隙(图3g—图3h)。

3.2.3 过成熟富有机质黏土质页岩

该储集相主要发育于龙一₁⁴小层上部,储集相厚度比为2.97%。石英+长石平均含量为36.82%,黏土矿物平均含量为54.61%,碳酸盐矿物平均含量为8.57%,TOC含量介于2.00%~3.51%,平均值为2.54%。水平纹层较发育,镜下见有机质纹层与泥质纹层互层,泥质透镜体沿纹层方向发育,偶见海绵骨针及被玉髓或有机质全充填的水平成岩缝及收缩缝(图3i—图3j)。扫描电镜下可见泥质呈片状分布,共生伊利石微米级层理明显,有机质呈薄层状或充填于裂缝中,可见有机质的纳米球粒结构,笔石化石与泥质层面凹凸不平,总体上有机质孔隙相对较小(图3k—图3l)。

3.2.4 过成熟含有机质混合质页岩

该储集相主要发育于龙一₁⁴小层上部,储集相厚度比为2.98%。石英+长石平均含量为36.96%,黏土矿物平均含量为45.95%,碳酸盐矿物平均含量为9.94%,TOC含量介于1.35%~1.88%,平均值为1.63%。水平纹层发育,镜下见有机质呈针状、浸染状定向分布,钙质纹层发育,黏土质透镜体顺层定向延伸,自形、半自形黄铁矿零星分布(图3m—图3n)。扫描电镜下见钙质及硅质晶粒,有机质呈条带状、团块状、填隙状分布,总体上有机质孔隙相对较小(图3o—图3p)。

4 储集相分布规律

在深水陆棚沉积环境中,随着水深增加和远离陆源区,石英含量上升,而碳酸盐矿物和黏土矿物的含量则降低^[29],该段大量发育放射虫和海绵骨针(图3a、图3b、图3f、图3i、图3j),表明海平面上升及火山活动^[30],导致了生物成因硅的富集,同时发育大量草莓状黄铁矿,反映沉积水体为还原环境,有利于有机质的富集和保存^[31],总体上龙一₁亚段经历了海平面先升高再降低,即沉积环境由还原转变为弱还原-氧化的特征。

4.1 储集相纵向分布规律

龙一₁亚段的页岩储集相从下至上呈现出从过成熟

富有机质硅质页岩向过成熟富有机质混合质页岩的过渡趋势(图4)。在龙一₁¹小层中,平均TOC为3.32%,有机质含量相对较低;硅质矿物含量较高,平均为60%,碳酸盐矿物含量次之,平均为35%,该小层主要发育过成熟富有机质硅质页岩和过成熟富有机质钙质页岩,发育频率(单种储集相累计厚度占各小层厚度的百分比)为67.95%和32.05%;相较于1小层,龙一₁²小层有机质含量高,平均TOC为5.15%;在矿物成分方面,硅质矿物含量保持相对稳定,碳酸盐矿物含量有所降低,平均为21%,而黏土矿物含量增加,平均为17%。该小层主要发育过成熟富有机质硅质页岩、过成熟富有机质混合质页岩和过成熟富有机质钙质页岩,发育频率分别为69.02%、21.87%和9.11%;龙一₁³小层平均TOC为4.62%,碳酸盐矿物含量进一步降低(平均为13%),黏土矿物含量增加至24%,主要发育过成熟富有机质硅质页岩;龙一₁⁴小层页岩有机质含量变化较大,平均TOC为2.51%;硅质矿物含量下降,平均为49%,而黏土矿物含量有所增加,平均为35%。该小层主要发育过成熟富有机质混合质页岩、过成熟富有机质硅质页岩、过成熟含有机质混合质页岩和过成熟含有机质钙质页岩4种储集相,发育频率分别为51.16%、39.01%、8.06%和1.77%。

4.2 储集相横向分布规律

依据施振生等^[29]对泸州地区沉积微相划分方法,研究区南西部的L203H153-8井、中部的Y101H4-4井和Y101H3-8井位于深水斜坡,其中Y101H4-4井因靠近陆源碎屑供给区,黏土矿物含量相对较高;北东部的Y101H41-2井位于深水平原。结合沉积环境与储集相的发育特征,研究区龙一₁亚段储集相的横向展布表现出强烈的非均质性和较差的连续性(图5)。龙一₁¹小层沉积厚度较稳定,该沉积期海平面上升导致陆源输入减少,主要发育过成熟富有机质硅质页岩,南西部L203H153-8井则发育薄层过成熟富有机质钙质页岩。龙一₁²小层沉积厚度呈现由南西向北东逐渐变薄的趋势,储集相以过成熟富有机质硅质页岩为主,南西部L203H153-8井至Y101H4-4井发育薄层过成熟富有机质混合质页岩,北东部Y101H41-2井发育薄层过成熟富有机质钙质页岩。龙一₁³小层沉积厚度相对稳定,储集相仍以过成熟富有机质硅质页岩为主,中部Y101H4-4井发育薄层过成熟富有机质钙质页岩,而Y101H3-8井则发育较厚的过成熟富有机质混合质页岩。龙一₁⁴小层沉积厚度相对稳定,自南西向北东硅质矿物含量逐渐减少,主要发育过成熟富有机质混合质页岩和过成熟富有机质黏土质页岩,横向上TOC含量降低,夹薄层含有机质页岩。以上结果表明,沉积环境控制了储集相的分布特征,深水斜坡与深水平原的空间位置及古地理环境直接影响了储集相的类型和发育程度。

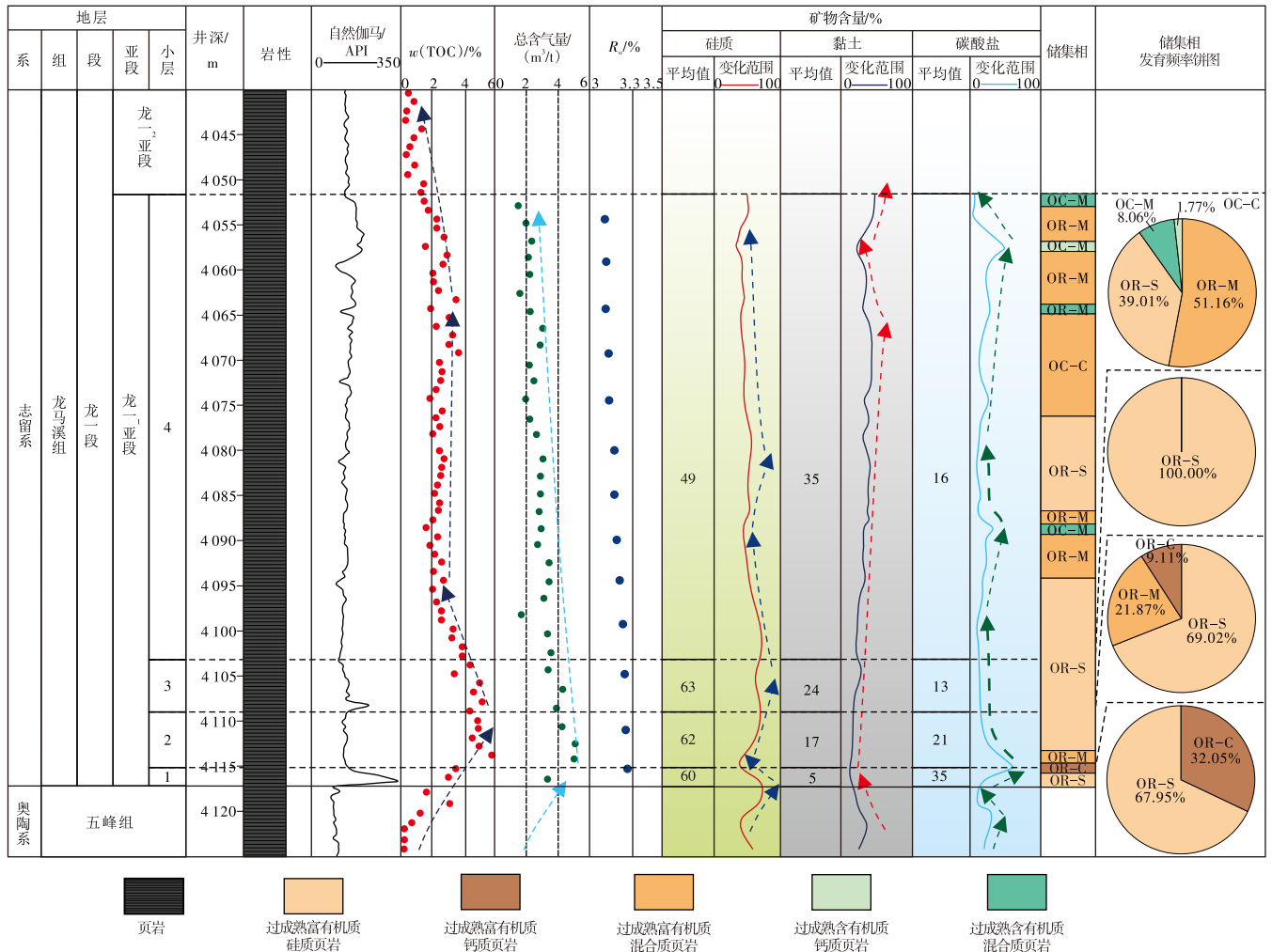


图4 四川盆地南部泸州区块L203H153-8井储集相综合柱状图

Fig. 4 Comprehensive stratigraphic column of reservoir facies for well L203H153-8 in Luzhou block, southern Sichuan Basin

4.3 储集相储层差异特征

4.3.1 总有机碳含量

TOC含量直接影响页岩生烃潜力以及有机质孔隙的形成。研究表明,龙一₁亚段的过成熟富有机质钙质页岩、过成熟富有机质硅质页岩和半石墨化富有机质硅质页岩的TOC含量较高,平均分别为3.71%、3.22%和3.00%(图6a、图6e),具有最佳的生烃潜力。过成熟富有机质混合质页岩、过成熟富有机质黏土质页岩、半石墨化富有机质混合质页岩和半石墨化富有机质黏土质页岩也表现出较高的有机碳富集性,平均TOC含量分别为2.62%、2.54%、2.48%和2.29%。相比之下,其余储集相的TOC含量较低,平均值介于0.21%~1.72%,有机碳富集性较差,对生烃潜力的贡献有限(图6a、图6e)。

4.3.2 黏土矿物含量

研究区内的主要黏土矿物为伊利石和伊蒙混层,并含少量蒙脱石和绿泥石。有机质通常存在于黏土矿物的

片晶间,但由于黏土矿物的抗压能力较弱,有机孔的发育受到限制。此外,黏土矿物的脱水作用也会影响储层的储集能力^[32]。研究区龙一₁亚段的过成熟富有机质黏土质页岩、过成熟含有有机质黏土质页岩、过成熟贫有机质黏土质页岩,以及半石墨化富有机质黏土质页岩、半石墨化含有有机质黏土质页岩、半石墨化贫有机质黏土质页岩的黏土矿物含量最高,平均值介于50.97%~66.76%(图6b、图6f);其余储集相的黏土矿物含量平均值介于42.26%~42.26%(图6b、图6f)。

4.3.3 孔隙度

与常规储层相比,页岩的致密性导致其孔隙度和渗透率显著低于常规储层,且主要以微米至纳米级孔隙为主,孔隙系统复杂^[33]。采用柱塞样测得的孔隙度进行分析。过成熟富有机质钙质页岩、过成熟富有机质硅质页岩、过成熟富有机质混合质页岩和过成熟富有机质黏土质页岩孔隙度最高,平均分别为4.80%、4.98%、4.86%和5.06%。过成熟含有有机质硅质页岩、过成熟含有有机质混合质页岩、过成熟含有有机质黏土质页岩及半石墨化富有机质

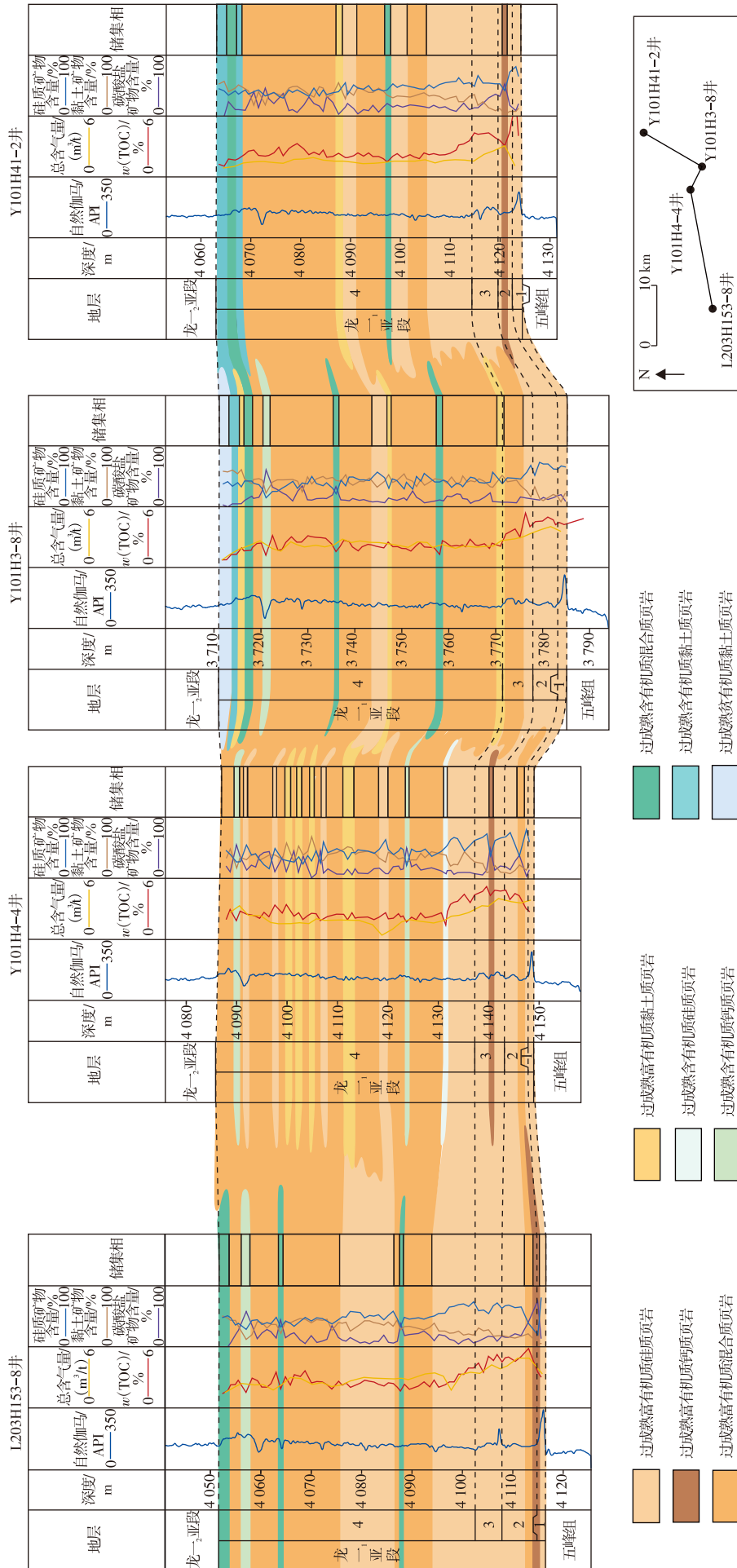
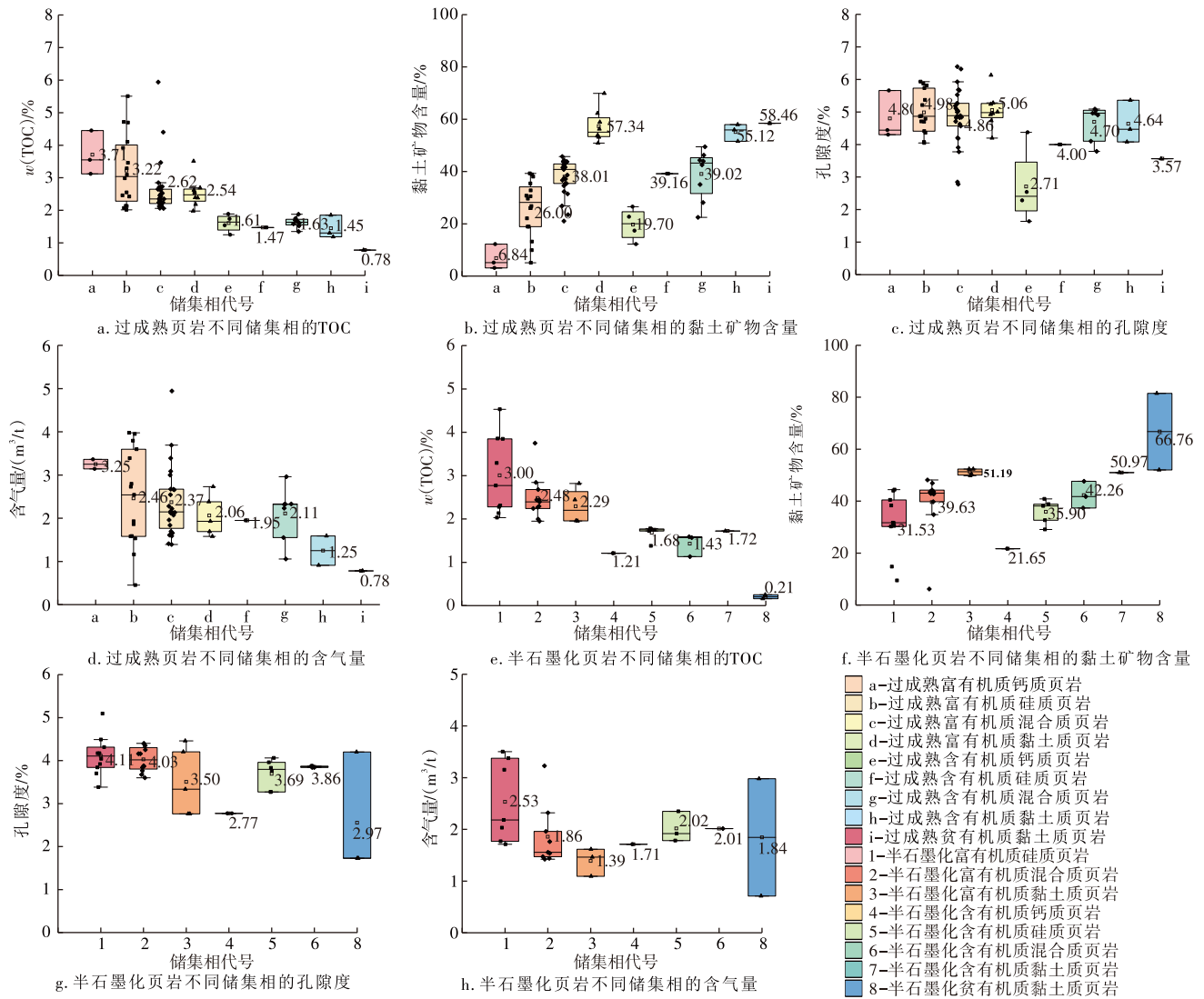


图5 四川盆地南部泸州区块龙一、亚段南西—北东向储集相连续井剖面

Fig. 5 Southwest - northeast reservoir facies well correlation profile of first section of first member of Longmaxi Formation in Luzhou block, southern Sichuan Basin



注:箱型图展示了该参数在各储集相中的平均值。由于e-过成熟含有有机质钙质页岩的含气量数据和7-半石墨化含有有机质黏土质页岩的孔隙度与含气量数据缺失,故未在横坐标中显示。

图6 四川盆地南部泸州区块龙一₁亚段不同储集相储层参数箱型图

Fig. 6 Box plots of reservoir parameters for different reservoir facies of first section of first member of Longmaxi Formation in Luzhou block, southern Sichuan Basin

硅质页岩、半石墨化富有机质混合质页岩孔隙度次之,平均分别为4.00%、4.70%、4.64%、4.11%和4.03%。孔隙度较低的储集相包括过成熟贫有机质黏土质页岩、半石墨化富有机质黏土质页岩、半石墨化含有有机质硅质页岩、半石墨化含有有机质混合质页岩,平均孔隙度介于3.50%~3.86%。过成熟含有有机质钙质页岩、半石墨化含有有机质钙质页岩和半石墨化贫有机质黏土质页岩的孔隙度最低,平均值均小于3.00%(图6c、图6g)。

4.3.4 含气量

含气量是评价页岩气开发潜力的关键储层参数之一^[34-38]。研究区内过成熟富有机质钙质页岩、过成熟富有机质硅质页岩和半石墨化富有机质硅质页岩的含气量最高,平均值分别为3.25 m³/t、2.46 m³/t和2.37 m³/t。过

成熟富有机质混合质页岩、过成熟富有机质黏土质页岩、过成熟含有有机质混合质页岩、半石墨化含有有机质硅质页岩、半石墨化含有有机质混合质页岩的含气量次之,平均值介于2.01~2.37 m³/t;其余储集相的平均含气量均低于2.00 m³/t(图6d、图6h)。

5 优势储集相优选

5.1 储集相控储特征

页岩气储层的工业价值不仅取决于其有机质含量和热成熟度,还受到气体含量、岩石脆性以及黏土含量的显著影响^[39]。通过综合这些评价标准,可有效筛选出具有开发潜力的页岩气储层,并为页岩储集相优选提供重要依据。对比过成熟页岩和半石墨化页岩的EUR值,发现过

成熟页岩的EUR值为半石墨化页岩的1.6~3.1倍,初步表明其具有更高的储集潜力。基于研究区页岩储集相的特征,选取总有机碳含量(X_1)、含气量(X_2)、孔隙度(X_3)、储集相厚度比(X_4)、硅质矿物含量(X_5)和黏土矿物含量(X_6) 6项关键参数,采用灰色关联度分析(Grey Relational Analysis)对储集相进行综合评价。灰色关联度分析是一种评估参考序列与比较序列间关系强度的辅助决策方法^[40]。从相关性图中可以看出(图7),TOC、孔隙度与含气量之间呈正相关(图7a、图7b、图7e、图7f),这表明随着有机质含量和孔隙度的增加,页岩的含气量也相应增加。硅质矿物含量与含气量之间无显著关联(图7d、图7h),这可能意味着硅质矿物含量对页岩储层的含气能力影响较小。另一方面,黏土矿物含量与含气量之间呈负相关(图7c、图7g),说明黏土矿物的增加可能抑制页岩储层的储集能力。将总有机碳含量设为参考序列 X_0 ,其余5个指标为比较序列。由于过成熟含有有机质钙质页岩缺少

含气量数据、半石墨化含有有机质黏土质页岩缺少含气量和孔隙度数据,故不参与优选。首先对所有指标进行归一化处理^[41](表2),然后计算TOC与各比较序列之间的灰色关联度。关联度越接近1,表示该序列对参考序列的影响越显著,最终确定6个指标的权重系数^[36],分别为0.223 1、0.168 7、0.160 1、0.158 4、0.158 3和0.131 4。

基于权重系数及各储集相储层参数的平均值,建立储集相优选指标(IRF): $IRF=0.223 1 \times \text{平均 TOC 含量} + 0.168 7 \times \text{平均含气量} + 0.160 1 \times \text{平均孔隙度} + 0.158 4 \times \text{储集相厚度比} + 0.158 3 \times \text{硅质矿物平均含量} - 0.131 4 \times \text{黏土矿物平均含量}$ 。将 $IRF \geq 8$ 的储集相定义为I类储集相, IRF 为4~8定义为II类储集相, $IRF < 4$ 的储集相定义为III类储集相。评价结果显示,过成熟富有机质硅质页岩和过成熟富有机质混合质页岩为优势储集相。总体上,TOC高、 R_o 介于3.16%~3.24%、硅质矿物含量较高的页岩储层最好。

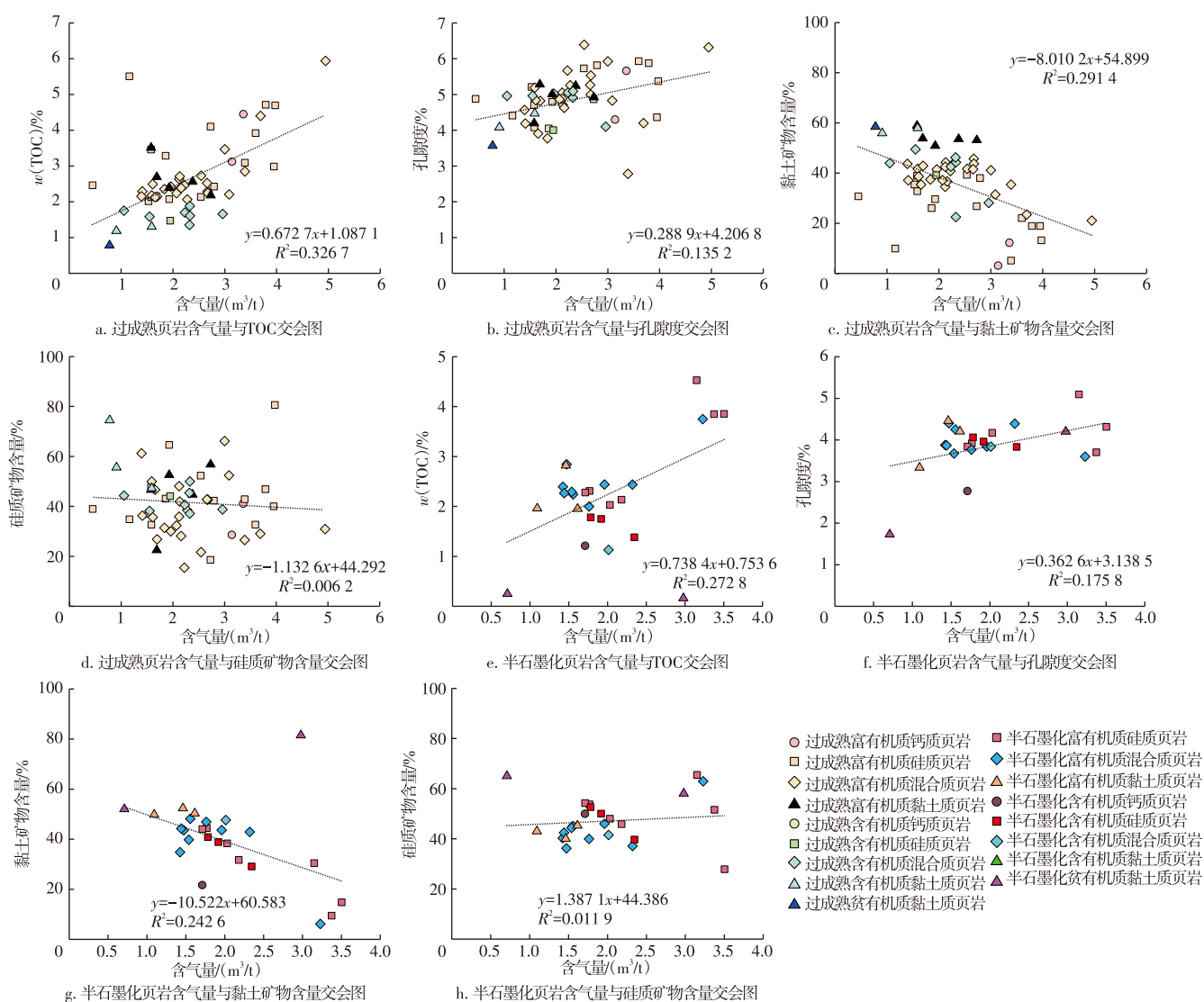


图7 四川盆地南部泸州区块龙一₁亚段不同储集相储层参数交会图

Fig. 7 Cross plots of reservoir parameters for different reservoir facies of first section of first member of Longmaxi Formation in Luzhou block, southern Sichuan Basin

表2 四川盆地南部泸州区块龙一₁亚段不同储集相优选指标(IRF)及优选结果

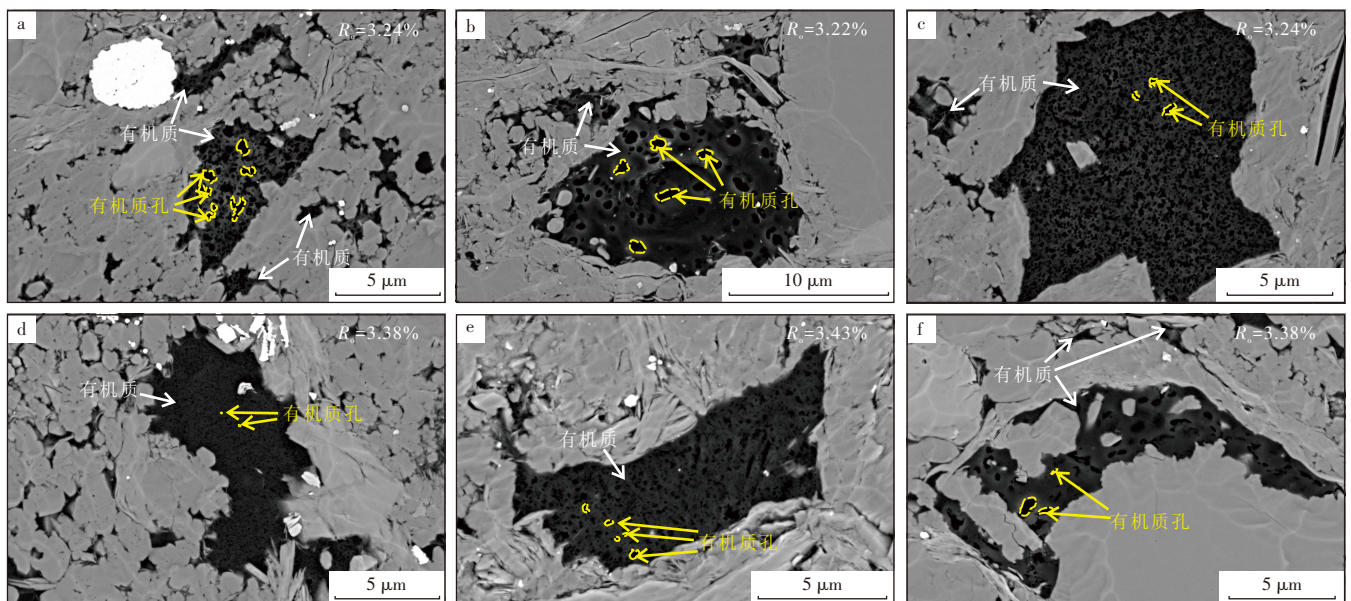
Table 2 IRF and optimization results for different reservoir facies of first section of first member of Longmaxi Formation in Luzhou block, southern Sichuan Basin

储集相类型	平均 $w(\text{TOC})/\%$	平均含气量/ (m^3/t)	平均孔隙度/ $\%$	厚度比/ $\%$	硅质矿物平均 含量/ $\%$	黏土矿物平均 含量/ $\%$	IRF	评价 结果
过成熟富有机质硅质页岩(OR-S)	3.22	2.46	4.98	23.41	60.82	26.00	11.850 0	I
过成熟富有机质混合质页岩(OR-M)	2.62	2.37	4.86	36.15	40.31	38.01	8.875 7	I
半石墨化富有机质硅质页岩(SR-S)	3.00	2.53	4.11	13.52	55.39	31.53	8.520 8	I
过成熟富有机质钙质页岩(OR-C)	3.71	3.25	4.80	0.88	33.01	6.84	6.611 0	II
半石墨化含有机质硅质页岩(SC-S)	1.68	2.02	3.69	1.30	54.80	35.90	5.469 3	II
半石墨化富有机质混合质页岩(SR-M)	2.48	1.86	4.03	10.86	42.94	39.63	4.822 4	II
过成熟含有机质硅质页岩(OC-S)	1.47	1.95	4.00	0.30	52.58	39.16	4.522 6	II
过成熟含有机质混合质页岩(OC-M)	1.63	2.11	4.70	2.98	38.15	39.02	2.856 6	III
半石墨化含有机质钙质页岩(SC-C)	1.21	1.71	2.77	0.24	27.84	21.65	2.601 5	III
半石墨化含有机质混合质页岩(SC-M)	1.43	2.01	3.86	0.80	42.40	42.26	2.562 4	III
半石墨化富有机质黏土质页岩(SR-A)	2.29	1.39	3.50	2.24	41.88	51.19	1.563 5	III
过成熟含有机质黏土质页岩(OC-A)	1.45	1.25	4.64	1.36	39.39	55.12	0.484 8	III
过成熟富有机质黏土质页岩(OR-A)	2.54	2.06	5.06	2.97	34.40	57.34	0.106 2	III
过成熟贫有机质黏土质页岩(OP-A)	0.78	0.78	3.57	0.61	39.99	58.46	-0.377 4	III
半石墨化贫有机质黏土质页岩(SP-A)	0.21	1.84	2.97	0.66	31.61	66.76	-2.831 4	III

5.2 优势储集相特征

根据分析,过成熟富有机质硅质页岩为最优储集相,主要因其硅质矿物含量高,颗粒之间相互支撑,抗压能力强,能有效保存孔隙^[42]。为验证储集相划分方案的可行性,选取过成熟富有机质硅质页岩和半石墨化富有机

质硅质页岩样品进行FIB-SEM观察实验。结果表明,两类储集相均发育有机质孔隙,其中,过成熟富有机质硅质页岩发育大量海绵状或蜂窝状的有机质孔,且可见大孔隙嵌套小孔隙,整体连通性较好(图8a—图8c),而半石墨化阶段的有机质孔隙孔径较小,主要以孤立形式存在(图8d—图8f)。这种差异是由于有机质在成熟至高成熟



注:a为OR-S,见有机质,发育不规则孔隙,L203H153-8井,4 112 m, $R_0=3.24\%$;b为OR-S,见有机质,有机质孔呈现大孔嵌套小孔,L203H153-8井,4 105.95 m, $R_0=3.22\%$;c为OR-S,见有机质,发育蜂窝状孔隙,L203H153-8井,4 112 m, $R_0=3.24\%$;d为SR-S,见有机质,发育孔隙,L203H57-3井,3 743.11m, $R_0=3.38\%$;e为SR-S,有机质孔孔径较小,Y101H53-3井,4 096.94 m, $R_0=3.43\%$;f为SR-S,见有机质,发育孤立孔隙,L203H57-3井,3 739.28 m, $R_0=3.38\%$ 。

图8 四川盆地南部泸州区块龙一₁亚段富有机质硅质页岩样品有机质孔隙发育特征对比

Fig. 8 Comparison of organic matter pore development characteristics in organic-rich siliceous shale samples from first section of first member of Longmaxi Formation in Luzhou block, southern Sichuan Basin

阶段($R_0 < 2\%$)生成原油和湿气时,形成原始有机质孔隙;随着热演化程度增加($R_0: 2.0\% \sim 3.3\%$),有机质大量生成干气,孔隙数量增多,具有较好的圆度和连通性;当 R_0 超过3.3%时,有机质逐渐石墨化,孔隙数量减少,圆度和孔隙度下降,导致储集能力和连通性降低^[43]。

6 结论

1) 基于热演化程度、TOC含量及矿物成分的划分,川南地区龙一₁亚段页岩可明确识别出17种储集相。其中,过成熟富有机质硅质页岩和过成熟富有机质混合质页岩是该区域主要发育的储集相类型。

2) 川南泸州地区龙一₁亚段页岩储集相自下而上呈现出过成熟富有机质硅质页岩向过成熟富有机质混合质页岩的过渡趋势,TOC含量、硅质矿物含量和碳酸盐矿物含量逐渐降低,而黏土矿物含量逐渐增加。储集相的横向展布呈现出强烈的非均质性,连续性差。自南西至北东方向,硅质矿物含量递减,表现为从过成熟富有机质硅质页岩向过成熟富有机质混合质页岩和过成熟富有机质黏土质页岩过渡的特征。

3) 与以往研究相比,建立了更精细的储集相划分标准,并通过灰色关联度分析法细化了优势储集相的分级标准,突出了储集相特征对储层性质的综合影响。研究表明,OR-S具有较好的储层性质,具体表现为“热演化程度适中、TOC含量高、含气量高、孔隙度高、硅质矿物含量数高,储集相发育整体较厚”的特征,表明其在页岩气开发中具有较高的潜力。

参考文献

- [1] 杨跃明,陈玉龙,刘燊阳,等. 四川盆地及其周缘页岩气勘探开发现状、潜力与展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 42-58.
YANG Yueming, CHEN Yulong, LIU Shenyang, et al. Status, potential and prospect of shale gas exploration and development in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 42-58.
- [2] 何贵松,孙斌,高玉巧,等. 川东南地区二叠系茅口组一段非常规天然气富集高产主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(2): 362-373.
HE Guisong, SUN Bin, GAO Yuqiao, et al. Main factors controlling unconventional gas enrichment and high production in the first member of Permian Maokou Formation, southeastern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(2): 362-373.
- [3] 姚红生,张培先,何希鹏,等. 四川盆地及其周缘地区五峰组—龙马溪组页岩气藏类型及勘探实践[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(6): 1807-1822.
YAO Hongsheng, ZHANG Peixian, HE Xipeng, et al. Classification and exploration practices of shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 1807-1822.
- [4] 何希鹏,王凯,何贵松,等. 复杂构造带常压页岩气开发刻度区建立及其意义[J]. 天然气工业, 2025, 45(3): 16-35.
HE Xipeng, WANG Kai, HE Guisong, et al. Establishment of calibrated area of normal pressure shale gas development in complex structure belts and its significance[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(3): 16-35.
- [5] 武瑾,王红岩,施振生,等. 海陆过渡相黑色页岩优势岩相类型及成因机制:以鄂尔多斯盆地东缘二叠系山西组为例[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1137-1149.
WU Jin, WANG Hongyan, SHI Zhensheng, et al. Favorable lithofacies types and genesis of marine-continental transitional black shale: A case study of Permian Shanxi Formation in the eastern margin of Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1137-1149.
- [6] 林伟,郭伟,张吉振,等. 川南地区龙马溪组复杂岩相类型页岩储层有机质差异性成孔机制[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(1): 133-148.
LIN Wei, GUO Wei, ZHANG Jizhen, et al. Organic matter pore-forming characteristic differences in complex lithofacies types of Longmaxi shales from southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(1): 133-148.
- [7] 胡宗全,杜伟,朱彤,等. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组细粒沉积的层序地层与岩相特征[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1024-1038.
HU Zongquan, DU Wei, ZHU Tong, et al. Sequence stratigraphy and lithofacies characteristics of fine-grained deposits of Wufeng-Longmaxi Formations in the Sichuan Basin and on its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1024-1038.
- [8] 武瑾,郭为,郭伟,等. 深层海相页岩气立体开发“甜点”岩相及其成因机制:以四川盆地南部泸州区块龙马溪组一段—亚段为例[J]. 石油学报, 2024, 45(8): 1219-1233.
WU Jin, GUO Wei, GUO Wei, et al. Sweet spot lithofacies and its genesis mechanism for stereoscopic development of deep marine shale: A case study of the first submember of Member 1 of Longmaxi Formation in Luzhou area, southern Sichuan Basin[J]. Acta Petroli Sinica, 2024, 45(8): 1219-1233.
- [9] 李剑,王晓波,侯连华,等. 四川盆地页岩气地球化学特征及资源潜力[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(8): 1093-1106.
LI Jian, WANG Xiaobo, HOU Lianhua, et al. Geochemical characteristics and resource potential of shale gas in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(8): 1093-1106.
- [10] 王朋飞,金臻,吕鹏,等. 海相页岩优势储集相划分:以重庆周缘下志留统龙马溪组和下寒武统牛蹄塘组页岩为例[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(35): 7-17.
WANG Pengfei, JIN Can, LYU Peng, et al. Division of favorable reservoir facies of marine shale: Taking lower Silurian Longmaxi and lower Cambrian Nutitang shale as example in Chongqing periphery[J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18(35): 7-17.
- [11] ZHANG Kun, SONG Yan, JIANG Zhenxue, et al. Quantitative comparison of genesis and pore structure characteristics of siliceous minerals in marine shale with different TOC contents: A case study on the shale of Lower silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, Southern China[J]. Frontiers in Earth Science, 2022, 10: 887160.
- [12] 施振生,周天琪,王红岩,等. 晚奥陶世—早志留世之交细粒沉积

- 类型及演化:以川南地区五峰组为例[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(9): 1565-1580.
- SHI Zhensheng, ZHOU Tianqi, WANG Hongyan, et al. Shallow-water fine-grained sediments evolution and control of marine black shale in the Late Ordovician-Early Silurian: Case study of the Wufeng Formation in southern Sichuan Basin, China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(9): 1565-1580.
- [13] GAO P, XIAO X, HU D, et al. Effect of silica diagenesis on porosity evolution of deep gas shale reservoir of the Lower Paleozoic Wufeng-Longmaxi Formations, Sichuan Basin[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, 145: 105873.
- [14] 钱计安, 蒋裕强, 罗彤彤, 等. 页岩储层渗吸过程微观孔隙缝演变特征及影响因素:以四川盆地渝西地区龙马溪组龙一₁亚段为例[J]. 石油实验地质, 2024, 46(6): 1336-1348.
- QIAN Ji'an, JIANG Yuqiang, LUO Tongtong, et al. Microscopic pore and fracture evolution characteristics and influencing factors during imbibition process of shale reservoirs: A case study of the first section of the first member of Longmaxi Formation, western Chongqing area, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(6): 1336-1348.
- [15] 李博, 杨学锋, 张德良, 等. 四川盆地威远-荣昌北地区龙马溪组古流体活动记录及其地质意义[J]. 石油实验地质, 2025, 47(6): 1382-1394.
- LI Bo, YANG Xuefeng, ZHANG Deliang, et al. Records of paleofluid activity and their geological significance in Longmaxi Formation of Weiyuan-Rongchang north area, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2025, 47(6): 1382-1394.
- [16] 熊亮, 董晓霞, 赵勇, 等. 四川盆地华蓥山五峰组—龙马溪组剖面特征及其勘探意义[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(1): 58-67.
- XIONG Liang, DONG Xiaoxia, ZHAO Yong, et al. Characteristics and exploration significance of Wufeng-Longmaxi Formation stratigraphic section in Mount Huaying, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(1): 58-67.
- [17] 赵圣贤, 杨跃明, 张鉴, 等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩小层划分与储层精细对比[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 470-487.
- ZHAO Shengxian, YANG Yueming, ZHANG Jian, et al. Micro-layers division and fine reservoirs contrast of Lower Silurian Longmaxi Formation shale, Sichuan Basin, SW China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(3): 470-487.
- [18] 马新华, 谢军, 雍锐, 等. 四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 841-855.
- MA Xinhua, XIE Jun, YONG Rui, et al. Geological characteristics and high production control factors of shale gas reservoirs in Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(5): 841-855.
- [19] 罗超, 李彦佑, 李怡, 等. 四川盆地泸州区块优质页岩段的矿物组成特征[J]. 天然气工业, 2022, 42(增刊1): 16-25.
- LUO Chao, LI Yanyou, LI Yi, et al. Mineral composition characteristics of high-quality shale section in Luzhou block of Sichuan basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(Suppl. 1): 16-25.
- [20] 姜振学, 梁志凯, 申颖浩, 等. 川南泸州地区页岩气甜点地质工程一体化关键要素耦合关系及攻关方向[J]. 地球科学, 2023, 48(1): 110-129.
- JIANG Zhenxue, LIANG Zhikai, SHEN Yinghao, et al. Coupling key factors of shale gas sweet spot and research direction of geology-engineering integration in southern Sichuan[J]. *Earth Science*, 2023, 48(1): 110-129.
- [21] HICKEY J J, HENK B. Lithofacies summary of the Mississippian Barnett shale, Mitchell 2 T. P. Sims well, Wise county, Texas[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 437-443.
- [22] ABOUELRESH M O, SLATT R M. Lithofacies and sequence stratigraphy of the Barnett shale in east-central Fort Worth basin, Texas[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(1): 1-22.
- [23] 姜超, 虞莉红, 王永奇. 苏里格气田苏6区块致密砂岩储层特征及成岩储集相[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(1): 41-45, 173-174.
- JIANG Chao, YU Lihong, WANG Yongqi. Characteristics and diagenetic reservoir facies of tight sandstone gas reservoirs in Sulige gas field[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2013, 35(1): 41-45, 173-174.
- [24] 蒋珊, 王玉满, 王书彦, 等. 四川盆地川中古隆起及周缘下寒武统筇竹寺组页岩有机质石墨化区预测[J]. 天然气工业, 2018, 38(10): 19-27.
- JIANG Shan, WANG Yuman, WANG Shuyan, et al. Distribution prediction of graphitized organic matter areas in the Lower Cambrian Qiongzhusi shale in the Central Sichuan paleo-uplift and its surrounding areas in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(10): 19-27.
- [25] 邹辰, 李德华, 杨庆, 等. 滇黔北地区龙马溪组有机质石墨化特征及成因[J]. 天然气工业, 2021, 41(增刊1): 67-72.
- ZOU Chen, LI Dehua, YANG Qing, et al. Characteristics and genesis of organic matter graphitization in Longmaxi Formation, Northern Yunnan and Guizhou[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(Suppl. 1): 67-72.
- [26] CHALMERS G R, BUSTIN R M, POWER I M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1099-1119.
- [27] 李晓霞, 谷渊涛, 万泉, 等. 泥页岩中有机质-黏土复合体的微观结构、变形作用及源-储意义[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 452-467.
- LI Xiaoxia, GU Yuantao, WAN Quan, et al. Micro-architecture, deformation and source-reservoir significance of organic-clay composites in shale[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(2): 452-467.
- [28] CHEN L, LU Y, JIANG S, et al. Heterogeneity of the Lower Silurian Longmaxi marine shale in the southeast Sichuan Basin of China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 65: 232-246.
- [29] 施振生, 周天琪, 郭伟, 等. 海相页岩定量古地理编图及深水陆棚沉积微相划分:以川南泸州地区五峰组—龙马溪组龙一₁¹⁻⁴小层为例[J]. 沉积学报, 2022, 40(6): 1728-1744.
- SHI Zhensheng, ZHOU Tianqi, GUO Wei, et al. Quantitative paleogeographic mapping and sedimentary microfacies division in a deep-water marine shale shelf: Case study of Wufeng Formation-Longmaxi Formation shale, southern Sichuan basin, China[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2022, 40(6): 1728-1744.
- [30] 王红岩, 施振生, 孙莎莎, 等. 四川盆地及周缘志留系龙马溪组一段深层页岩储层特征及其成因[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 66-75.

- WANG Hongyan, SHI Zhensheng, SUN Shasha, et al. Characterization and genesis of deep shale reservoirs in the first Member of the Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin and its periphery[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 66–75.
- [31] 赵国伟, 邓模, 汪远征, 等. 川南威荣地区龙马溪组草莓状黄铁矿形态及其古环境指示意义[J]. *石油实验地质*, 2025, 47(2): 261–272.
- ZHAO Guowei, DENG Mo, WANG Yuanzheng, et al. Morphological characteristics of framboidal pyrite and their paleo-environmental significance in Longmaxi Formation of Weirong area, southern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2025, 47(2): 261–272.
- [32] 孟志勇, 包汉勇, 李凯, 等. 川东红星地区吴家坪组与焦石坝地区龙马溪组页岩储层差异性分析及意义[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(5): 1002–1014.
- MENG Zhiyong, BAO Hanyong, LI Kai, et al. Analysis and significance of shale reservoir differences between Wujiaping Formation in Hongxing area and Longmaxi Formation in Jiaoshiaba area, eastern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(5): 1002–1014.
- [33] 冯少柯, 熊亮, 尹帅, 等. 川东南林滩场五峰组—龙马溪组深层页岩气储层脆性定量评价[J]. *石油实验地质*, 2025, 47(4): 742–753.
- FENG Shaoko, XIONG Liang, YIN Shuai, et al. Quantitative evaluation of brittleness of deep shale gas reservoirs of Wufeng–Longmaxi Formations in Lintanchang area, southeastern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2025, 47(4): 742–753.
- [34] 范存辉, 郝挺, 刘勇, 等. 川南泸州地区龙马溪组一段有机质页岩裂缝发育特征及有利区评价[J]. *石油实验地质*, 2025, 47(6): 1282–1294.
- FAN Cunhui, HAO Ting, LIU Yong, et al. Development characteristics and favorable area evaluation of organic-rich shale fractures in first member of Longmaxi Formation, Luzhou area, southern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2025, 47(6): 1282–1294.
- [35] 朱苏阳, 彭真, 邸云婷, 等. 页岩气产能评价研究进展: 内涵、方法和方向[J]. *油气藏评价与开发*, 2025, 15(3): 488–499.
- ZHU Suyang, PENG Zhen, DI Yunting, et al. Research progress on shale gas productivity evaluation: concepts, methods and future directions[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2025, 15(3): 488–499.
- [36] 鄢继华, 蒲秀刚, 侯中帅, 等. 黄骅坳陷石炭系—二叠系煤系页岩沉积特征及富气潜力[J]. *油气藏评价与开发*, 2025, 15(6): 1007–1016.
- YAN Jihua, PU Xiugang, HOU Zhongshuai, et al. Sedimentary characteristics and gas enrichment potential of Carboniferous–Permian coal–measure shale in Huanghua Depression[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2025, 15(6): 1007–1016.
- [37] 葛忠伟, 史洪亮, 周桦, 等. 川南寒武系筇竹寺组拉张槽边缘型页岩气地质特征及富集高产地质因素研究[J]. *非常规油气*, 2025, 12(1): 19–29.
- GE Zhongwei, SHI Hongliang, ZHOU Hua, et al. Geological characteristics of shale gas and research on enrichment and high production geological factors at edge of tensional trough of Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2025, 12(1): 19–29.
- [38] 张海杰, 牟泳澄, 韩贵生, 等. 四川盆地大足地区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气储层特征与分布规律[J]. *天然气勘探与开发*, 2024, 47(4): 28–37.
- ZHANG Haijie, MU Yongcheng, HAN Guisheng, et al. Shale gas reservoirs of the Upper Ordovician Wufeng Formation–Lower Silurian Longmaxi Formation, Dazu area, Sichuan Basin: Characteristics and distribution[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2024, 47(4): 28–37.
- [39] 吴蓝宇, 胡东风, 陆永潮, 等. 四川盆地涪陵气田五峰组—龙马溪组页岩优势岩相[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(2): 189–197.
- WU Lanyu, HU Dongfeng, LU Yongchao, et al. Advantageous shale lithofacies of Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Fuling gas field of Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(2): 189–197.
- [40] 赵可英, 牟凯. 基于灰色关联度分析法和主成分分析法对泥页岩储层评价方法的探讨[J]. *地质与勘探*, 2023, 59(2): 443–450.
- ZHAO Keying, MU Kai. Evaluation of shale reservoirs based on grey relation analysis and principal component analysis[J]. *Geology and Exploration*, 2023, 59(2): 443–450.
- [41] 涂乙, 邹海燕, 孟海平, 等. 页岩气评价标准与储层分类[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(1): 153–158.
- TU Yi, ZOU Haiyan, MENG Haiping, et al. Evaluation criteria and classification of shale gas reservoirs[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(1): 153–158.
- [42] 管全中, 董大忠, 张华玲, 等. 富有机质页岩生物成因石英的类型及其耦合成储机制: 以四川盆地上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(4): 700–709.
- GUAN Quanzhong, DONG Dazhong, ZHANG Hualing, et al. Types of biogenic quartz and its coupling storage mechanism in organic-rich shales: A case study of the Upper Ordovician Wufeng Formation to Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(4): 700–709.
- [43] 纪文明, 朱孟凡, 宋岩, 等. 南方海相页岩气赋存状态演化规律[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2022, 53(9): 3590–3602.
- JI Wenming, ZHU Mengfan, SONG Yan, et al. Evolution characterization of marine shale gas occurrence state in South China [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2022, 53(9): 3590–3602.

(编辑 徐佩)