

沉积期水下地貌对海相页岩岩相的差异控制： 以川南长宁龙马溪组为例*

李启锐^{1,2} 谭秀成^{1,2,3,4} 陈 雷^{1,2,3,4} 樊琪铖⁵
蔡景顺⁵ 汪 勇⁵ 陈 鑫⁶ 董建华^{1,2}

- 1 天然气地质四川省重点实验室, 西南石油大学, 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 中国石油集团碳酸盐岩储层重点实验室西南石油大学研究分室, 四川成都 610500
4 油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 西南石油大学, 四川成都 610500
5 四川长宁天然气开发有限责任公司, 四川成都 610051
6 中国石油西南油气田公司页岩气研究院, 四川成都 610051

摘 要 在奥陶纪—志留纪之交, 川南地区历经全球与区域地质事件的叠加影响, 水下地貌复杂, 导致龙马溪组页岩沉积期的沉积环境具有差异性, 进而对岩相的发育具有控制作用。以川南长宁地区龙马溪组页岩为研究对象, 依托钻井、地震以及分析测试资料, 深入探究了该地区龙马溪组沉积时期的水下地貌形态及其岩相发育特征。结果表明: (1) 长宁地区龙马溪组沉积时期水下地貌具有隆洼相间的格局, 可进一步划分为水下隆起区、斜坡区和洼陷区; (2) 龙马溪组页岩岩相类型多样, 储集性能差异明显, 页岩岩相具有明显的“控储控气”特征, 其中混合硅质页岩相 (S-2) 和含灰硅质页岩相 (S-3) 为长宁地区龙马溪组页岩的优势岩相, 具有“三高” (高 TOC、高孔隙度和高含气量) 特征; (3) 水下地貌格局对页岩岩相发育具有明显的差异控制作用, 其中水下隆起区主要为混合质页岩相组合 (M) 和硅质页岩相组合 (S), 斜坡区以硅质页岩相组合 (S) 占主导, 洼陷区以混合质页岩相组合 (M) 和硅质页岩相组合 (S) 为主, 而储集性最好的混合硅质页岩相 (S-2) 主要分布于斜坡区及靠近水下隆起的区域。本研究对于揭示页岩岩相分布规律和预测有利岩相平面分布具有重要意义。

关键词 古地貌 页岩岩相 龙马溪组 长宁地区 四川盆地

第一作者简介 李启锐, 男, 1995 年生, 硕士研究生, 主要从事地震沉积学和储层地质学。E-mail: li186159@163.com。

通讯作者简介 陈雷, 男, 1985 年生, 教授、博士生导师, 主要从事非常规油气地质研究。E-mail: cl211@126.com。

中图分类号: P618 文献标志码: A

Differential control of underwater palaeogeomorphology on marine shale lithofacies: a case study of the Longmaxi Formation in Changning area, southern Sichuan Basin

* 国家自然科学基金项目 (编号: 42372173) 资助。[Financially supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 42372173)]

收稿日期: 2025-01-22 改回日期: 2025-04-09

LI Qirui^{1,2} TAN Xiucheng^{1,2,3,4} CHEN Lei^{1,2,3,4} FAN Qicheng⁵
CAI Jingshun⁵ WANG Yong⁵ CHEN Xin⁶ DONG Jianhua^{1,2}

1 Natural Gas Geology Key Laboratory of Sichuan Province, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

2 School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

3 Research Branch of Key Laboratory of Carbonate Reservoirs, Southwest Petroleum University, CNPC, Chengdu 610500, China

4 State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

5 Sichuan Changning Gas Development Co., Ltd., Chengdu 610051, China

6 Shale Gas Research Institute, PetroChina Southwest Oil and Gas Company, Chengdu 610051, China

Abstract During the Ordovician-Silurian transition, the southern Sichuan Basin experienced the superposition of global and regional geological events, resulting in the complexity of its underwater topography. This complexity led to the variation of the environment during the deposition period of the Longmaxi Formation shale in this area, which in turn controlled the development of shale lithofacies. This study takes the Longmaxi Formation shale in Changning area of southern Sichuan Basin as the research object. Based on drilling wells, seismic data and various analytical test data, the underwater topography and lithofacies development characteristics during the depositional period of the Longmaxi Formation in this area were studied. The results show that: (1) The underwater topography during the depositional period of the Longmaxi Formation in Changning area has a pattern of alternating high land and depression, which can be further divided into underwater high land, slope area and depression; (2) The lithofacies types of the Longmaxi Formation shale in Changning area are diverse and the reservoir differences are obvious. The shale lithofacies have obvious “storage and gas content control” characteristics. Among them, the mixed siliceous shale lithofacies (S-2) and the calcareous siliceous shale lithofacies (S-3) are the dominant lithofacies of the Longmaxi Formation shale in Changning area, which have the “three highs” (high TOC, high porosity and high total gas content) characteristics; (3) The underwater topography pattern has an obvious differential control effect on the development of shale lithofacies. The underwater high land is mainly occupied by mixed shale lithofacies association (M) and siliceous shale lithofacies association (S), the slope area is dominated by siliceous shale lithofacies association (S), and the depression is mainly composed of mixed shale lithofacies association (M) and siliceous shale lithofacies association (S). The mixed siliceous shale lithofacies (S-2), the best lithofacies with high TOC, high gas content and high porosity, is mainly distributed in the slope area and the area close to the underwater high land. This study is of great significance for revealing the distribution law of shale lithofacies and predicting the planar distribution of favorable shale lithofacies.

Key words palaeogeomorphology, shale lithofacies, Longmaxi Formation, Changning area, Sichuan Basin

About the first author LI Qirui, born in 1995, is a masteral candidate at Southwest Petroleum University. He is mainly engaged in researches on seismic sedimentology and reservoir geology. E-mail: li186159@163.com.

About the corresponding author CHEN Lei, born in 1985, is a professor at Southwest Petroleum University. He is mainly engaged in research on unconventional petroleum geology. E-mail: cl211@126.com.

0 引言

优质页岩作为页岩气勘探成功的关键要素之一,其形成机理一直是石油地质学家关注和研究的重点(贾承造等,2012;郭旭升,2014;金之钧等,2016;Zou *et al.*, 2019;何骁等,2021)。沉积期的水下地貌差异直接导致了不同地貌单元水文环境、沉积作用及沉积过程的差异,进而控制了优质页岩的时空分布,因此沉积期水下地貌的恢复对于明确优质页岩形成机理就显得尤为重要(郭旭升等,2020;邱振等,2020)。前人从地貌格局差异入手开展了大量研究,认为古地貌格局对优质页岩形成具有明显的控制作用,主要表现为:(1)古地貌格局差异直接导致富有机质页岩的分布和沉积模式具有差异性,其不仅控制了富有机质页岩沉积起始时间,同时也控制了富有机质页岩的沉积区域及沉积厚度等(Lüning *et al.*, 2000;施振生等,2022a;杨雨然等,2024);(2)水下隆起地貌会导致水体交换以及环流的运移路线发生改变,从而影响水体的氧化还原条件和滞留程度,最终通过影响有机质的差异分布和物质组分的分异对优质页岩的形成产生影响(Harris *et al.*, 2018;Xi *et al.*, 2021;施振生等,2022a);(3)对于海相页岩而言,其具有小尺度旋回变化、强非均质性、沉积水体深度多变(深水—浅水)的特征(MacQuaker *et al.*, 2010;Alshahrani and Evans, 2014;Knapp *et al.*, 2017;Smith *et al.*, 2019;陈雷等,2023),而水下地貌形态的变化会对其形成产生强烈的影响作用(MacQuaker and Howell, 1999;Chen *et al.*, 2015;Birgenheier *et al.*, 2017;施振生等,2020;刘勇等,2025)。因此,适宜的沉积环境是海相优质页岩形成的基础,尤其是当优质页岩的形成环境转换至浅水环境时,小尺度的水下地貌变化都会对优质页岩的形成产生明显的控制作用。然而,目前对于沉积期水下地貌形态的精细刻画还较少,限制了从水下地貌视角出发开展优质页岩形成机理的研究。

在奥陶纪—志留纪之交,上扬子地区经历了全球性与区域性地质事件叠加,包括海平面变化、构造运动、火山喷发、生物大灭绝以及大面积缺氧等(陈旭等,2001;Su *et al.*, 2009;Delabroye and Vecoli, 2010;Yan *et al.*, 2015;Liu *et al.*, 2016),导致该地区五峰组—龙马溪组海相优质页岩形成的

沉积学机制复杂,形成机理依然存在着诸多的不确定性(Potter, 2018;Lu *et al.*, 2020;聂海宽等,2020)。在众多控制五峰组—龙马溪组优质页岩形成的因素中,沉积期水下地貌是最重要的因素之一,其控制了水文环境、沉积作用和沉积过程的差异,进而控制了五峰组—龙马溪组优质页岩的形成(贾承造等,2012;郭旭升,2014;金之钧等,2016;Zou *et al.*, 2019;何骁等,2021)。早在2004年,Chen等(2004)就发现晚奥陶世—早志留世,湘鄂水下隆起存在于中上扬子地区的陆棚环境中。从赫南特期至鲁丹早期,湘鄂水下隆起范围逐渐收缩,其对川东—川南地区的水下地貌形态、沉积环境产生影响,进而对五峰组—龙马溪组优质页岩的形成产生影响(陈旭等,2001,2018;Chen *et al.*, 2004;樊隽轩等,2012)。之后,利用地震、笔石化石、钻井等资料,先后在中上扬子地区发现了一系列水下隆起(Nie *et al.*, 2017;王同等,2018;施振生等,2020;张廷山等,2023;刘勇等,2025)。此外,还有学者认为川南威远—渝西一带存在一系列水下坡折,并将水下地貌分割成水下高地、水下斜坡、水下平原和水下洼地等次级单元(郭伟等,2022;蒋婵等,2022;施振生等,2022a;王红岩等,2023;陈维铭等,2024)。

进一步的研究发现,中上扬子地区水下隆起的存在及水下地貌的变化对龙马溪组页岩沉积时期的水体氧化还原条件、交换程度以及古生产力等产生影响(张琴等,2018;Xi *et al.*, 2021),进而对优质页岩岩相的时空分布产生影响(Lu *et al.*, 2019;Tang *et al.*, 2021)。而页岩岩相作为页岩气地质勘探的基础,其差异性直接导致了页岩储集层的差异(廖崇杰等,2022;任官宝等,2023),因此研究水下地貌形态对页岩岩相的控制对于明确优质页岩的形成具有重要意义。前期已针对五峰组—龙马溪组页岩岩相识别与划分、储集层、含气性、纵横向分布规律等进行了大量的研究(胡宗全等,2022;林伟等,2024;武瑾等,2024),并尝试从水文环境、天文轨道周期、水动力等方面研究岩相时空变化规律的主控因素(王超等,2018;史洪亮等,2019;王高翔等,2022;武瑾等,2024)。目前,针对水下地貌如何控制页岩岩相的研究相对较少,因此有必要开展页岩沉积期水下地貌对页岩岩相的差异控制研究。

针对五峰组—龙马溪组页岩沉积期的地貌研究，前人普遍关注威远、泸州、渝西等地区，而处于四川盆地南部边缘的长宁等地区长期以来未受到足够的重视。因此，本研究拟依据长宁地区的三维地震资料 and 大量二维资料，结合研究区及周缘钻井数据，开展龙马溪组沉积时期的水下地貌形态研究，揭示该地区的古地貌特征及其对页岩岩相的差异控制作用。

1 区域地质概况

研究区位于四川盆地南部(图 1-A)，地处川、滇、黔结合部位，构造位置处于川南低缓褶皱带与大凉山—大娄山断褶带之间的过渡区域 (Lei *et al.*, 2013; Meng *et al.*, 2019)。从中一晚奥陶世开始，华夏板块与扬子板块间的汇聚对上扬子地区的构造形态产生了决定性的影响 (郭正吾等, 1996)。晚奥陶世，受都匀运动影响，上扬子川西地区发生构造隆升，黔中水下低隆露出水面形成古陆，雪峰山—江南一带也快速隆升成陆，与康滇古陆共同形成了“三隆夹一坳”的古地貌格局，导致上扬子地区地区的构造—沉积格局发生显著变化 (郭正吾等, 1996; Chen *et al.*, 2004; 何登发等, 2011; 谷明峰等, 2023)。这导致龙马溪组沉积时期以局限的半闭塞滞留海盆为主，为页岩沉积提供

了充足的可容空间。同时，该闭塞环境利于有机质的保存，且黔中隆起的形成，限制了南部陆源碎屑物质的输入及其对有机质的稀释作用。在此背景下，上扬子地区在龙马溪组沉积时期发育大套广泛分布的富有机质页岩 (李双建等, 2008; 梁狄刚等, 2009; 谷明峰等, 2023)。

龙马溪组通常被分为龙一段和龙二段。龙一段主要以黑色富有机质页岩为主，并可进一步划分为龙—1 亚段和龙—2 亚段，其中龙—1 亚段又划分为 4 个小层(图 1-B)。龙二段总体以粉砂质页岩和粉砂岩为主。

2 古地貌恢复方法

古地貌恢复方法主要包括残留厚度和补偿厚度印模法、回剥和填平补齐法、沉积学分析法以及层序地层学恢复法 (赵永刚等, 2017; 张春林等, 2019; 左丽群, 2019)。本研究结合构造分析，采用印模法恢复龙马溪组沉积时期的古地貌形态，划分古地貌单元并探讨其对页岩岩相的影响，以为页岩气的富集规律分析提供基础。

2.1 基本流程

本次研究中，古地貌恢复的流程包括 4 个步骤：(1) 基于井—震标定，精细解释研究区层位及

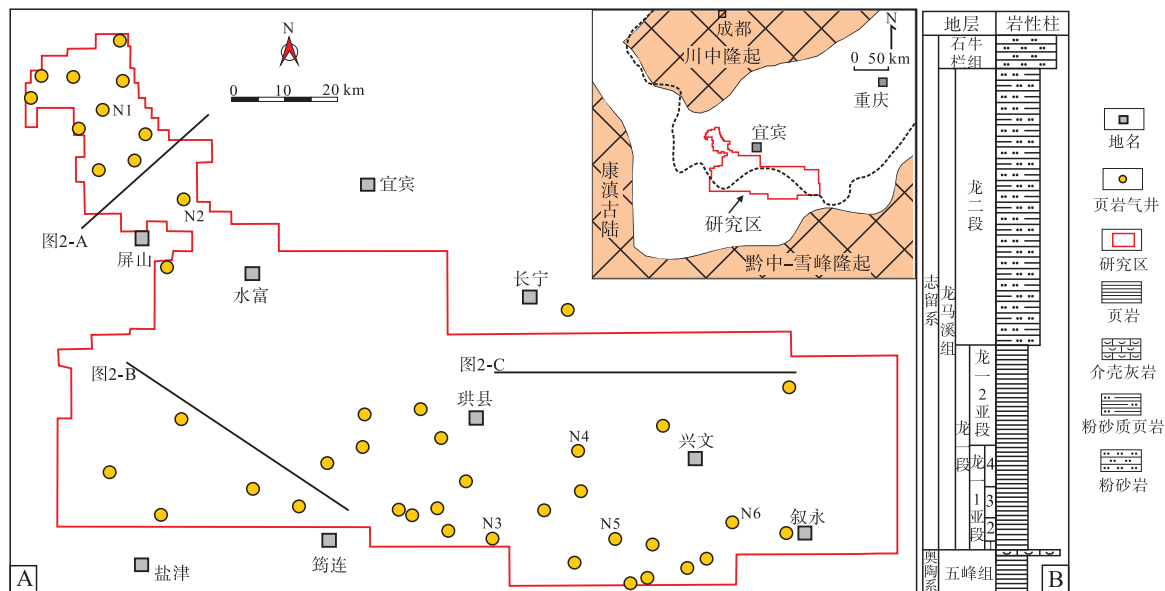


图 1 川南长宁地区位置 (A) 及五峰组—龙马溪组地层柱状图 (B) (据 Tang *et al.*, 2021)

Fig. 1 Location of Changning area in southern Sichuan Basin (A) and stratigraphic column of the Wufeng Formation and Longmaxi Formation (B) (after Tang *et al.*, 2021)

断层, 构建三维构造模型; (2) 综合构造与沉积演化史, 选定区域稳定、连续分布的等时界面作为基准面进行古地貌恢复; (3) 通过古构造校正, 去除断层和褶皱对地貌恢复的影响; (4) 综合各种基本地质图件, 结合古构造发育特点, 重建研究区龙马溪组沉积时期的大致古地貌形态。其中, 古地貌恢复最为关键的步骤是等时基准面的选取和古构造校正。

2.2 等时基准面选取

等时基准面在整个盆地中是一个连续光滑的曲面, 曲率大小因沉积位置不同而不等, 可以以基准面作为对比参考面来恢复下伏地层沉积前的原始古地貌形态, 因此等时基准面的选取是古地貌恢复的关键。本研究选取下二叠统梁山组底界面作为基准面, 依据如下: (1) 地震剖面分析表明, 下二叠统梁山组底界面在全区分布稳定、易于追踪, 且其与之下的志留系底界之间保存有较长时间的沉积物 (图 2)。(2) 从区域构造演化来看, 志留纪一早二叠世, 受江南古陆持续隆升和挤压影响, 盆内隆凹格局具有继承性发育的趋势 (王林琪等,

2016), 因而可以用相同构造应力背景下沉积的地层厚度近似反演沉积期古地貌。(3) 梁山组底—五峰组底的地层厚度与龙马溪组及龙一段的厚度呈显著正相关 (图 3), 表明龙马溪组底—梁山组底之间的地层厚度可近似表征龙马溪组沉积期古地貌。

2.3 古构造校正

古构造的发育常会造成沉积厚度的差异, 同时断层及褶皱的存在会导致地层厚度相减时数值陡增或陡降。因此, 为确保古地貌恢复的合理性, 需对构造引起的差异进行校正。本次研究主要利用 Petromod 软件对断层和褶皱的影响进行去除, 以便最终能够得出较为真实的古地貌。

3 古地貌特征

基于地震资料, 在层位解释和构造解译的基础上, 通过选取等时基准面、构造校正和背景校正, 最终得出了长宁地区早志留世龙马溪组沉积时期的水下古地貌形态 (图 4)。可以看出, 整个长宁地区具有“隆洼相间”的地貌格局, 结合地震剖面解

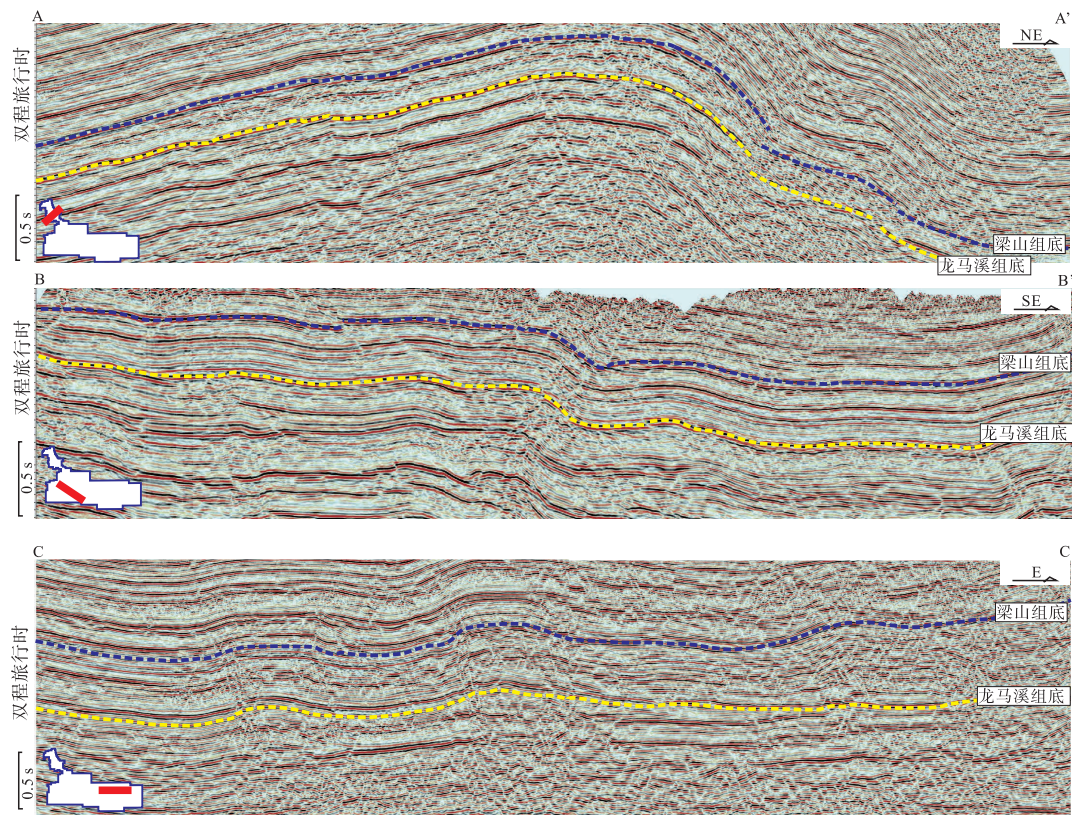


图 2 川南长宁地区地震剖面地层解译

Fig. 2 Stratigraphic interpretation of seismic sections in Changning area, southern Sichuan Basin

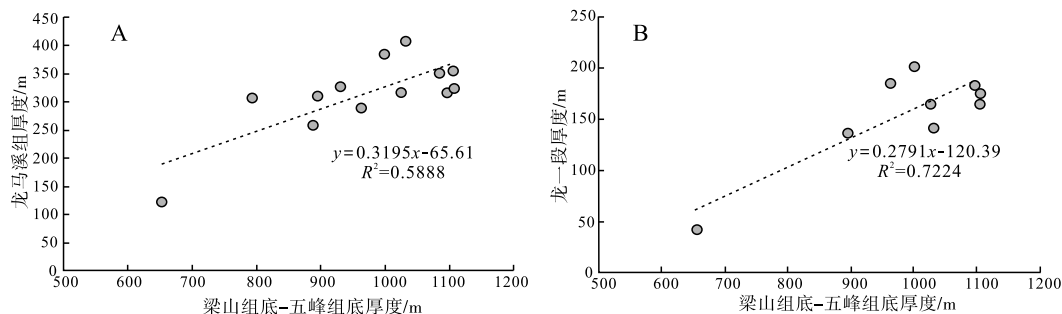


图 3 川南长宁地区梁山组底—五峰组底厚度与龙马溪组厚度 (A) 和龙一段厚度 (B) 相关性

Fig. 3 Correlation between thickness of the bottom of Liangshan Formation–Wufeng Formation and that of Longmaxi Formation (A), and that of First Member of the Longmaxi Formation (B) in Changning area, southern Sichuan Basin

译可将水下地貌单元划分为水下隆起区、斜坡区和洼陷区(图 4)。其中,研究区东部为大面积的水下隆起区,地震剖面上可以明显看出该区域地层厚度相对较小,而邻近的斜坡区呈环带状分布,地震剖面上其坡度发生了明显的变化;研究区中部以北地区为洼陷区;研究区西部以水下隆起区和斜坡区为主(图 4)。

4 页岩岩相类型及其储集差异性

4.1 页岩岩相类型

页岩岩相是页岩气地质勘探的基础,岩相划分方案多样 (Wang and Carr, 2013; Wang *et al.*, 2017, 2018; 王宏语等, 2018)。本研究采用吴蓝宇等 (2016) 基于石英+长石、黏土矿物、碳酸盐矿物的三端元划分方案对页岩岩相进行划分。该划分方案总体上先将页岩岩相划分为 4 个组合类型: 硅质页岩相组合 (S)、混合质页岩相组合 (M)、灰质页岩相组合 (C) 和黏土质页岩相组合 (CM); 再将 4 个岩相组合分为 16 种岩相类型 (图 5)。基于长宁地区龙马溪组页岩岩心的 1314 个测试数据, 按照矿物三端元 (石英+长石、黏土矿物、碳酸盐矿物) 方案进行岩相划分, 发现长宁地区龙马溪组页岩岩相类型多样, 硅质页岩相组合 (S)、灰质页岩相组合 (C)、黏土质页岩相组合 (CM) 和混合质页岩相组合 (M) 均有发育 (图 5), 且主要包括 7 种页岩岩相类型, 分别是硅质页岩相 (S-1)、混合硅质页岩相 (S-2)、含灰硅质页岩相 (S-3)、含黏土硅质页岩相 (S-4)、含灰/硅混合质页岩相 (M-1)、混合质页岩相 (M-2) 和含黏土/硅混合质页岩相 (M-4)

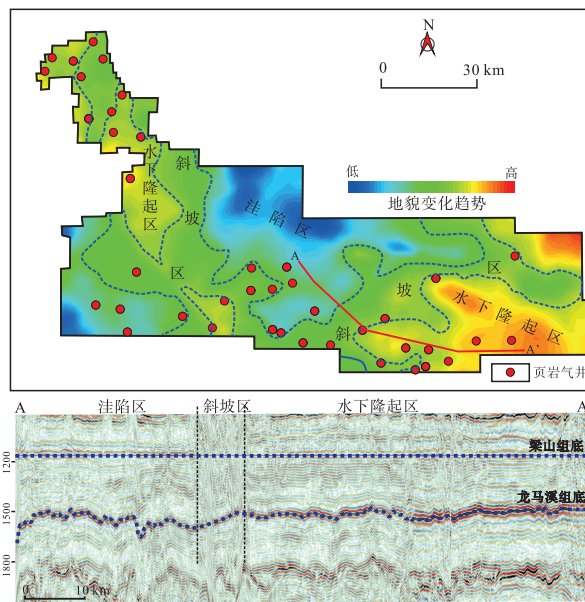


图 4 川南长宁地区龙马溪组沉积前古地貌特征及其分区 (据韦国栋等, 2024; 有修改)

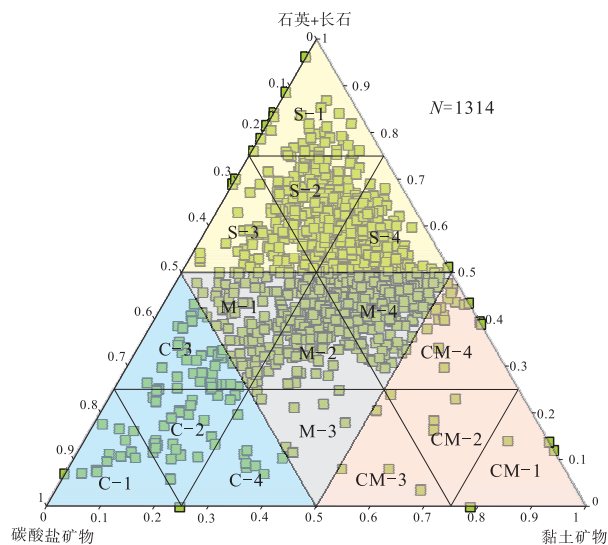
Fig. 4 Pre-depositional paleogeomorphologic units and their characteristics of the Longmaxi Formation in Changning area, southern Sichuan Basin (modified from Wei *et al.*, 2024)

(图 5; 图 6)。

4.2 不同页岩岩相储集差异性

储集性是决定页岩气富集的关键因素之一, 因此基于 TOC、孔隙度和总含气量 3 个参数对长宁地区龙马溪组 7 种主要页岩岩相的储集差异性进行了系统研究。结果表明, 长宁地区龙马溪组页岩岩相存在明显的储层差异性, 具有“控储控气”的特征 (图 7)。

从页岩岩相的 TOC 对比来看, 不同岩相的 TOC 含量表现出显著差异 (图 7-A)。硅质页岩相 (S-1) 和混合硅质页岩相 (S-2) 的 TOC 含量最



图中代号表示的岩相分别为：C-1. 灰质页岩相；C-2. 混合灰质页岩相；C-3. 含硅灰质页岩相；C-4. 含黏土灰质页岩；M-1. 含灰/硅混合质页岩相；M-2. 混合质页岩相；M-3. 含黏土/灰混合质页岩相；M-4. 含黏土/硅混合质页岩相；S-1. 硅质页岩相；S-2. 混合硅质页岩相；S-3. 含灰硅质页岩相；S-4. 含黏土硅质页岩相；CM-1. 黏土质页岩相；CM-2. 混合黏土质页岩相；CM-3. 含灰黏土质页岩相；CM-4. 含硅黏土质页岩相

图 5 川南长宁地区龙马溪组页岩岩相类型
(底图据吴蓝宇等, 2016)

Fig. 5 Lithofacies types of the Longmaxi Formation shale in Changning area, southern Sichuan Basin (base map according to Wu *et al.*, 2016)

高, 平均值均超过 4.0%。其次为含灰硅质页岩相 (S-3)、含灰/硅混合质页岩相 (M-1) 和含黏土/硅混合质页岩相 (M-4), 平均 TOC 含量介于 3.0%~4.0% 之间。含黏土硅质页岩相 (S-4) 和混合质页岩相 (M-2) 的平均 TOC 含量最低。

页岩岩相的孔隙度参数对比显示, 不同岩相的储集性能同样存在显著差异 (图 7-B)。混合硅质页岩相 (S-2) 的孔隙度最高, 平均值高达 5.4%。含灰硅质页岩相 (S-3)、含黏土硅质页岩相 (S-4)、含黏土/硅混合质页岩相 (M-4) 和混合质页岩相 (M-2) 的孔隙度平均值介于 4.0%~4.5% 之间。硅质页岩相 (S-1) 和含灰/硅混合质页岩相 (M-1) 的孔隙度平均值处于 3.5%~4.0% 之间。

总含气量数据是衡量页岩气富集程度的最直观参数。研究结果 (图 7-C) 显示, 混合硅质页岩相 (S-2) 和含灰硅质页岩相 (S-3) 的平均总含气量最高, 均超过 $3.0 \text{ m}^3/\text{t}$ 。硅质页岩相 (S-1) 和

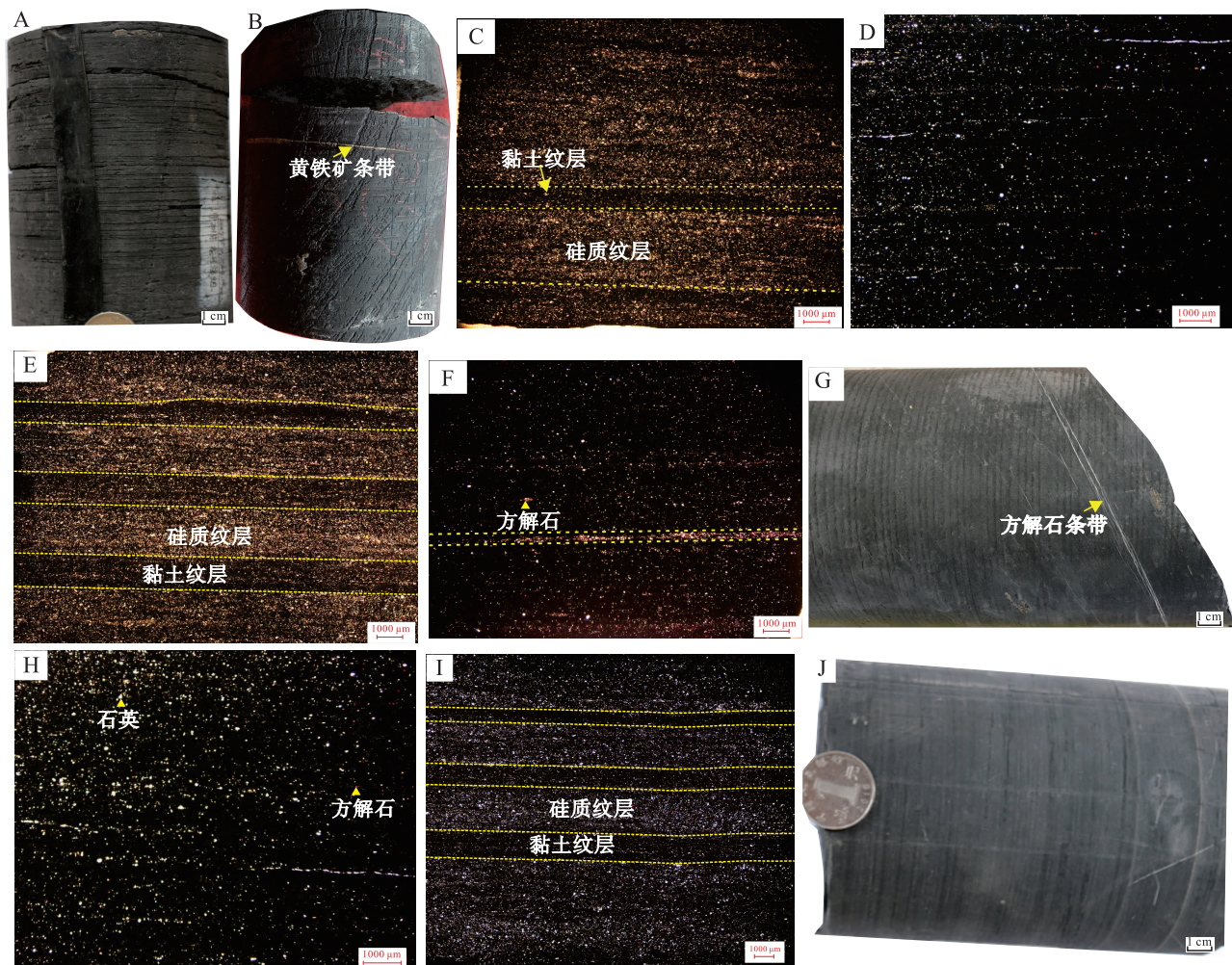
含灰/硅混合质页岩相 (M-1) 的总含气量也较高, 介于 $2.5 \sim 3.0 \text{ m}^3/\text{t}$ 之间。含黏土硅质页岩相 (S-4) 和含黏土/硅混合质页岩相 (M-4) 的总含气量介于 $2.0 \sim 3.5 \text{ m}^3/\text{t}$ 之间。混合质页岩相 (M-2) 的含气量最低, 平均值仅为 $1.6 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

综合 TOC、孔隙度和含气量 3 个页岩储集层的关键参数可以得出: 混合硅质页岩相 (S-2) 和含灰硅质页岩相 (S-3) 为长宁地区龙马溪组页岩的优势岩相。这 2 种页岩岩相具有高 TOC、高孔隙度和高含气量的特征, 在页岩气的生成、储集和富集方面具有显著优势。

5 水下古地貌对页岩岩相的控制作用

5.1 不同地貌单元页岩岩相的发育特征

从长宁地区龙马溪组沉积时期不同水下地貌单元的页岩岩相对比可以看出, 不同地貌单元中的页岩岩相发育具有差异性。水下隆起区页岩岩相类型较为多样 (图 8-A), 主要集中于混合页岩相组合 (M) (占比 48.81%) 和硅质页岩相组合 (S) (占比 39.87%), 其中最为发育的岩相为含黏土/硅混合质页岩相 (M-4) (占比 27.42%)、含黏土硅质页岩相 (S-4) (占比 18.36%)、混合硅质页岩相 (S-2) (占比 17.48%)、混合质页岩相 (M-2) (占比 10.44%)、含灰/硅混合质页岩相 (M-1) (占比 9.81%) (图 9-A)。此外, 水下隆起区还发育一定的灰质页岩相组合 (C) (图 8-A), 这与水下隆起区水体较浅可能有一定的关系。相较于水下隆起区, 水下斜坡区的页岩岩相明显向硅质页岩相组合 (S) (占比 70.95%) 转变, 混合页岩相组合 (M) (占比 25.42%) 明显减少, 因此斜坡区最为发育的页岩岩相为含黏土硅质页岩相 (S-4) (占比 34.01%)、混合硅质页岩相 (S-2) (占比 21.55%)、含黏土/硅混合质页岩相 (M-4) (占比 14.81%) 和硅质页岩相 (S-1) (占比 8.11%) (图 8-B; 图 9-B)。洼陷区的页岩岩相相较于斜坡区又发生了一定的变化, 其页岩岩相较为集中, 混合页岩相组合 (M) (占比 53.36%) 和硅质页岩相组合 (S) (占比 45.29%) 占据绝对优势 (图 9-C), 其中最为发育的岩相为含黏土硅质页岩相 (S-4) (占比 26.91%)、混合质页岩相 (M-2) (占比 19.73%)、含灰/硅混合质页岩相



A—硅质页岩相 (S-1), N3 井, 2483.50~2483.74 m; B—混合硅质页岩相 (S-2), N5 井, 2504.75 m; C—混合硅质页岩相 (S-2), N6 井, 3178.58 m, 单偏光; D—含灰硅质页岩相 (S-3), N1 井, 3883.96~3884.07 m, 正交光; E—含黏土硅质页岩相 (S-4), 纹层较发育, N5 井, 2491.93 m, 单偏光; F—含灰/硅混合质页岩相 (M-1), N5 井, 2511.34 m, 单偏光; G—含灰/硅混合质页岩相 (M-1), N4 井, 2562.79~2562.90 m; H—混合质页岩相 (M-2), N2 井, 3887.76~3888.90 m, 正交光; I—含黏土/硅混合质页岩相 (M-4), 纹层较发育, N5 井, 2476.71 m, 正交光; J—含黏土/硅混合质页岩相 (M-4), N4 井, 2539.23~2539.41 m

图 6 川南长宁地区龙马溪组页岩岩相特征

Fig. 6 Characteristics of shale lithofacies of the Longmaxi Formation in Changning area, southern Sichuan Basin

(M-1) (占比 18.39%) 和含黏土/硅混合质页岩相 (M-4) (占比 15.25%) (图 8-C; 图 9-C)。

近年来,有学者对川南泸州—渝西地区(蒋婵等, 2022; 刘勇等, 2025)、昭通太阳区块(张廷山等, 2023)、威远—自贡地区(王同等, 2018; 施振生等, 2022a)龙马溪组沉积时期的水下地貌进行研究,发现该时期不同地区均存在隆洼变化的水下地貌特征,水下地貌差异通过控制水体深度、物源供给、水文等条件造成不同地貌单元内页岩品质存在明显的差异(施振生等, 2022b; 张廷山等, 2023; 廖崇杰等, 2025; 刘勇等, 2025)。

由此可见,川南地区水下地貌差异对岩相应也有相应的控制作用。

对比研究区不同水下地貌单元的岩相发育特征,可以看出水下地貌单元对页岩岩相的发育具有明显的控制作用。水下隆起区由于水体较浅,同时距离物源区较近,该区域的物质组分既受来自东南部的黔中—雪峰隆起和西部康滇古陆的影响(张茜等, 2020, 2024; 李娟等, 2024; 秦何星等, 2024),也受浅水生物作用及化学沉积的影响,因此岩相类型多样且以混合质页岩相组合(M)最为发育。硅质页岩相组合(S)在水下隆起区也较为发育,这

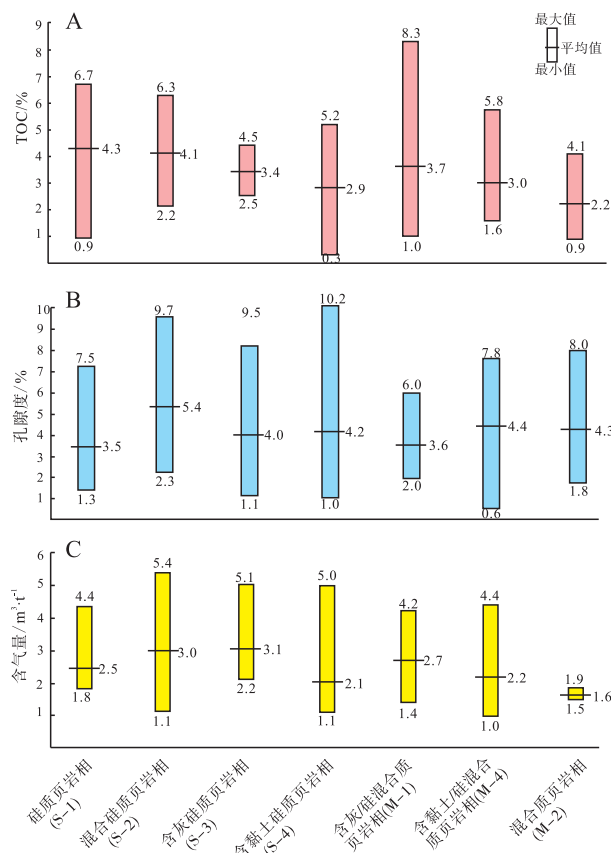


图 7 长宁地区龙马溪组页岩岩相储集差异性对比

Fig. 7 Histogram of reservoir differences of shale lithofacies of the Longmaxi Formation in Changning area, southern Sichuan Basin

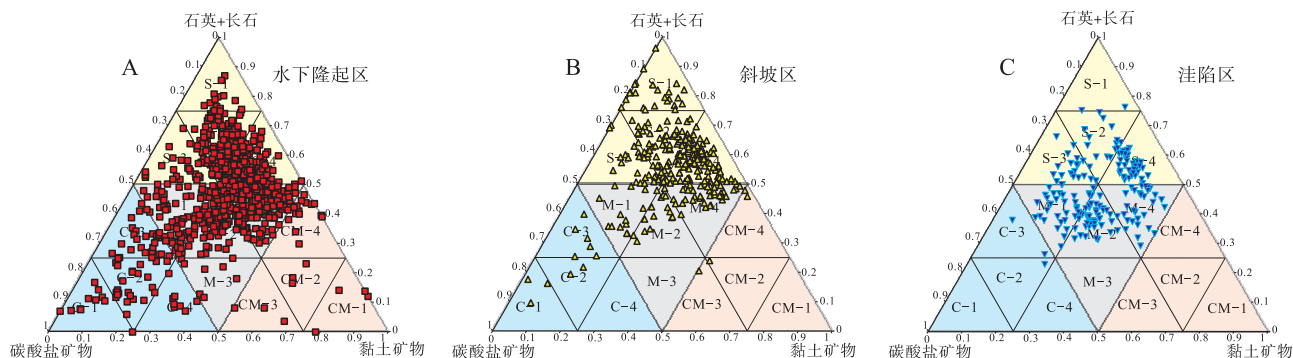
可能与该水下地貌单元靠近物源区并可提供大量的陆源碎屑有关。由于陆源硅质物质大量进入该地貌单元,因而硅质页岩组合(S)较为发育。进入斜坡区,沉积水体深度相较于水下隆起区有所增大,页岩岩相明显发生改变,以硅质页岩岩相组合(S)

占主导。前人普遍认为龙马溪组页岩的硅质主要来源于放射虫等硅质生物,且水体越深硅质含量越高(卢龙飞等, 2016, 2018; 刘江涛等, 2017; 张光荣等, 2021; 周晓峰等, 2022),但是本次研究却发现硅质页岩岩相组合(S)最为发育的地区并非水体最深的洼陷区,而是处于水下隆起区与洼陷区的过渡地带,原因可能是该地貌单元一方面有生物硅的供应,另一方面陆源物质输入同样持续影响该地区(韦国栋等, 2024),因此陆源硅和生物硅的叠加导致了硅质页岩岩相组合(S)在该区域最为发育。在水体最深的洼陷区,陆源输入相对难以到达,因此该地区的硅质来源较为单一,硅质页岩岩相组合(S)相较于斜坡区出现了明显的减少。

5.2 页岩岩相平面展布与水下地貌的耦合

上述结果表明,混合硅质页岩相(S-2)和含灰硅质页岩相(S-3)为长宁地区龙马溪组页岩的优势岩相。鉴于龙马溪组页岩的勘探目标靶体主要位于龙一1亚段1小层和2小层(陈胜等, 2017; 王红岩等, 2023; 武瑾等, 2024),本次研究通过编绘长宁地区这2个小层的岩相平面图(图10),深入分析水下古地貌与岩相平面分布的关系。

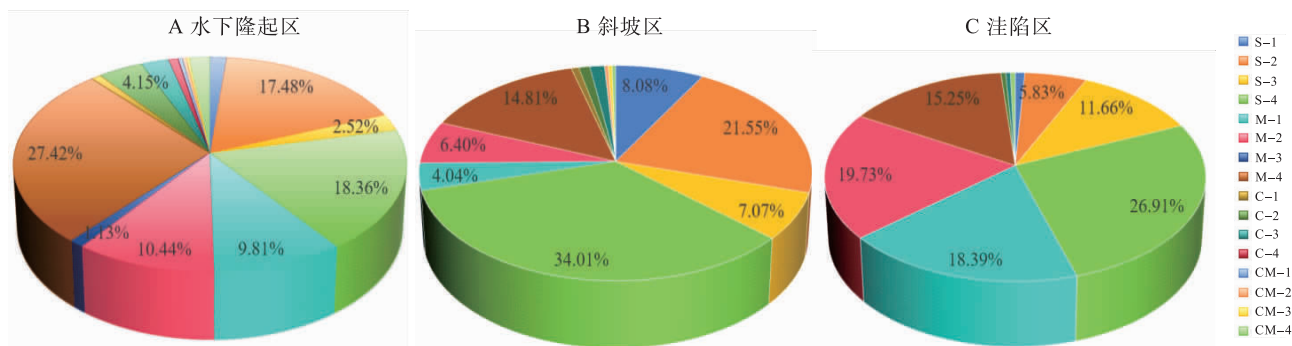
龙一1亚段1小层的页岩岩相平面展布图(图10-A)显示,长宁地区在该时期主要发育混合硅质页岩相(S-2)和混合质页岩相(M-2),其他岩相分布较为零散。结合水下古地貌分析发现,最为优势的岩相——混合硅质页岩相(S-2)主要分布于斜坡区域,而混合质页岩相(M-2)主要分布于研究区东部的水下隆起区和中部的洼陷区。在西部的水下隆起区,主要发育混合质页岩相



A—水下隆起区; B—斜坡区; C—洼陷区。图中代号表示的岩相类型同图 5

图 8 川南长宁地区龙马溪组沉积期不同水下地貌单元页岩岩相类型

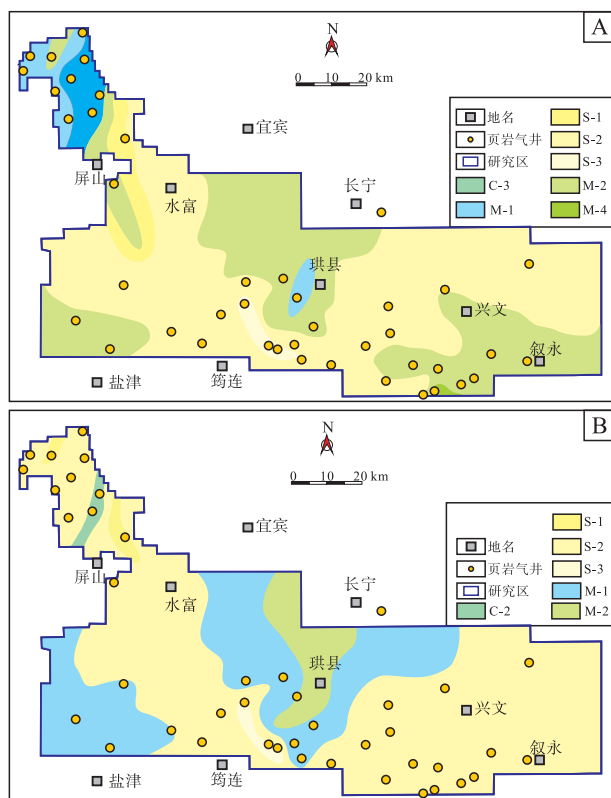
Fig. 8 Shale lithofacies types of different geomorphic units during the Longmaxi Formation depositional period in Changning area, southern Sichuan Basin



图中代号表示的岩相类型同图 5

图 9 川南长宁地区龙马溪组沉积期不同水下地貌单元页岩岩相占比饼状图

Fig. 9 Pie chart of shale lithofacies proportions in different geomorphic units during the Longmaxi Formation depositional period in Changning area, southern Sichuan Basin



A—龙—1 亚段 1 小层；B—龙—1 亚段 2 小层。

图中代号表示的岩相类型同图 5

图 10 川南长宁地区龙马溪组不同小层岩相平面展布

Fig. 10 Shale lithofacies distribution of different layers of the Longmaxi Formation in Changning area, southern Sichuan Basin

(M-2)、含灰/硅混合质页岩相 (M-1) 和含硅灰质页岩相 (C-3)。

龙—1 亚段 2 小层页岩岩相的平面展布图 (图 10-B) 同样揭示了岩相分布与古地貌的耦合规律。在该时期, 长宁地区大部分区域被混合硅质

页岩相 (S-2)、含灰/硅混合质页岩相 (M-1) 和混合质页岩相 (M-2) 所占据。结合龙马溪组沉积时期的水下地貌分析发现, 最为优势的岩相——混合硅质页岩相 (S-2) 主要分布于水下隆起区和斜坡区域, 而洼陷区主要发育含灰/硅混合质页岩相 (M-1) 和混合质页岩相 (M-2)。

通过对龙—1 亚段 1 小层和 2 小层页岩岩相平面展布与水下古地貌的综合分析, 可以得出水下古地貌对页岩岩相的平面展布具有显著的控制作用。具体而言, 储集性能最好的优势岩相——混合硅质页岩相 (S-2) 主要分布于斜坡区; 洼陷区则主要发育含灰/硅混合质页岩相 (M-1) 和混合质页岩相 (M-2); 水下隆起区则主要发育混合质页岩相 (M-2) 和混合硅质页岩相 (S-2)。这一认识揭示古地貌在页岩岩相形成和分布方面具有重要的控制作用。

6 结论

1) 川南长宁地区龙马溪组沉积时期水下地貌具有隆洼相间的格局, 可进一步划分为水下隆起区、斜坡区和洼陷区。

2) 长宁地区龙马溪组页岩岩相类型多样且储集差异明显, 其中混合硅质页岩相 (S-2) 和含灰硅质页岩相 (S-3) 为长宁地区龙马溪组页岩的优势岩相, 具有高 TOC、高孔隙度和高含气量特征。

3) 水下地貌格局对页岩岩相发育具有明显的差异控制作用。水下隆起区主要为混合质页岩相组合 (M) 和硅质页岩相组合 (S), 斜坡区以硅质

页岩相组合 (S) 占主导, 洼陷区以混合质页岩相组合 (M) 和硅质页岩相组合 (S) 为主。储集性能最好的混合硅质页岩相 (S-2) 主要分布于斜坡区及靠近水下隆起的区域。

参考文献 (References)

- 陈雷, 谭秀成, 郑健, 陈鑫, 杨扬, 熊敏, 王高翔, 计玉冰. 2023. 上扬子地区龙马溪组黑色富有机质页岩的浅水超覆沉积模式. 古地理学报, 25(3): 614-627. [Chen L, Tan X C, Zheng J, Chen X, Yang Y, Xiong M, Wang G X, Ji Y B. 2023. Shallow-water onlap sedimentary mode of black organic-rich shale in the Longmaxi Formation, Upper Yangtze area. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 25(3): 614-627]
- 陈胜, 赵文智, 欧阳永林, 曾庆才, 杨青, 侯华星, 盖少华, 包世海, 李新豫, 张连群, 常鑫. 2017. 利用地球物理综合预测方法识别页岩气储层甜点: 以四川盆地长宁区块下志留统龙马溪组为例. 天然气工业, 37(5): 20-30. [Chen S, Zhao W Z, Ouyang Y L, Zeng Q C, Yang Q, Hou H X, Gai S H, Bao S H, Li X Y, Zhang L Q, Chang X. 2017. Comprehensive prediction of shale gas sweet spots based on geophysical properties: a case study of the Lower Silurian Longmaxi Fm in Changning block, Sichuan Basin. Natural Gas Industry, 37(5): 20-30]
- 陈维铭, 万翠蓉, 李悦, 钟铮, 严雪齐, 蒋威, 刘建平, 王佳, 王敦繁, 谭先锋. 2024. 渝西大足区块早志留世陆架微地貌对深层页岩气沉积—储层的影响. 东北石油大学学报, 48(6): 49-68. [Chen W M, Wan C R, Li Y, Zhong Z, Yan X Q, Jiang W, Liu J P, Wang J, Wang D F, Tan X F. 2024. Influence of Early Silurian intra-shelf microgeomorphology on sedimentation and reservoir of deep shale gas in the Dazu area, western Chongqing. Journal of Northeast Petroleum University, 48(6): 49-68]
- 陈旭, 戎嘉余, 周志毅, 张元动, 詹仁斌, 刘建波, 樊隽轩. 2001. 上扬子区奥陶—志留纪之交的黔中隆起和宜昌上升. 科学通报, 46(12): 1052-1056. [Chen X, Rong J Y, Zhou Z Y, Zhang Y D, Zhan R B, Fan J X. 2001. The Qianzhong Uplift and Yichang Uplift at the Ordovician-Silurian boundary in the Upper Yangtze region. Chinese Science Bulletin, 46(12): 1052-1056]
- 陈旭, 陈清, 甄勇毅, 王红岩, 张琳娜, 张俊鹏, 王文卉, 肖朝晖. 2018. 志留纪初宜昌上升及其周缘龙马溪组黑色笔石页岩的圈层展布模式. 中国科学: 地球科学, 48(9): 1198-1206. [Chen X, Chen Q, Zhen Y Y, Wang H Y, Zhang L N, Zhang J P, Wang W H, Xiao C H. 2018. Circumjacent distribution of the Lungmachi graptolitic black shale (early Silurian) on the Yichang Uplift and its peripheral region. Scientia Sinica (Terrae), 48(9): 1198-1206]
- 樊隽轩, Melchin M J, 陈旭, 王怿, 张元动, 陈清, 迟昭利, 陈峰. 2012. 华南奥陶—志留系龙马溪组黑色笔石页岩的生物地层学. 中国科学: 地球科学, 42(1): 130-139. [Fan J X, Melchin M J, Chen X, Wang Y, Zhang Y D, Chen Q, Chi Z L, Chen F. 2012. Biostratigraphy and geography of the Ordovician-Silurian Lungmachi black shales in South China. Scientia Sinica (Terrae), 42(1): 130-139]
- 谷明峰, 刘冉, 张豪, 和源, 李堃宇, 郝毅, 姜华, 李文正. 2023. 四川盆地加里东期构造运动特征及其地质响应. 天然气工业, 43(2): 32-43. [Gu M F, Liu R, Zhang H, He Y, Li K Y, Hao Y, Jiang H, Li W Z. 2023. Characteristics and geological response of Caledonian tectonic movement in the Sichuan Basin. Natural Gas Industry, 43(2): 32-43]
- 郭伟, 李熙喆, 张晓伟, 兰朝利, 梁萍萍, 沈伟军, 郑马嘉. 2022. 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. 石油学报, 43(8): 1089-1106. [Guo W, Li X Z, Zhang X W, Lan C L, Liang P P, Shen W J, Zheng M J. 2022. 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. Acta Petrolei Sinica, 43(8): 1089-1106]
- 郭旭升. 2014. 南海海相页岩气“二元富集”规律: 四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识. 地质学报, 88(7): 1209-1218. [Guo X S. 2014. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China: understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area. Acta Geologica Sinica, 88(7): 1209-1218]
- 郭旭升, 李宇平, 腾格尔, 王强, 袁桃, 申宝剑, 马中良, 魏富彬. 2020. 四川盆地五峰组—龙马溪组深水陆棚相页岩生储机理探讨. 石油勘探与开发, 47(1): 193-201. [Guo X S, Li Y P, Teng G E, Wang Q, Yuan T, Shen B J, Ma Z L, Wei F B. 2020. Hydrocarbon generation and storage mechanisms of deep-water shelf shales of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China. Petroleum Exploration and Development, 47(1): 193-201]
- 郭正吾, 邓康龄, 韩永辉, 刘应楷, 殷建棠, 王庆国, 梁恩宇, 李国建, 陈昭国, 刘宗正. 1996. 四川盆地形成与演化. 北京: 地质出版社. [Guo Z W, Deng K L, Han Y H, Liu Y K, Yin J T, Wang Q G, Liang E Y, Li G J, Chen Z G, Liu Z Z. 1996. The Formation and Development of Sichuan Basin. Beijing: Geological Publishing House]
- 何登发, 李德生, 张国伟, 赵路子, 樊春, 鲁人齐, 文竹. 2011. 四川多旋回叠合盆地的形成与演化. 地质科学, 46(3): 589-606. [He D F, Li D S, Zhang G W, Zhao L Z, Fan C, Lu R Q, Wen Z. 2011. Formation and evolution of multi-cycle superposed Sichuan Basin, China. Chinese Journal of Geology, 46(3): 589-606]
- 何晓, 吴建发, 雍锐, 赵圣贤, 周小金, 张洞君, 张德良, 钟成旭. 2021. 四川盆地长宁—威远区块海相页岩气田成藏条件及勘探开发关键技术. 石油学报, 42(2): 259-272. [He X, Wu J F, Yong R, Zhao S X, Zhou X J, Zhang D J, Zhang D L, Zhong C X. 2021. Accumulation conditions and key exploration and development technologies of marine shale gas field in Changning-Weiyuan block, Sichuan Basin. Acta Petrolei Sinica, 42(2): 259-272]
- 胡宗全, 杜伟, 朱彤, 刘曾勤. 2022. 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. 石油与天然气地质, 43(5): 1024-1038. [Hu Z Q, Du W, Zhu T, Liu Z Q. 2022. Sequence stratigraphy and lithofacies characteristics of fine-grained deposits of Wufeng-Longmaxi Formations in the Sichuan Basin and on its periphery. Oil & Gas Geology, 43(5): 1024-1038]
- 贾承造, 郑民, 张永峰. 2012. 中国非常规油气资源与勘探开发前景. 石油勘探与开发, 39(2): 129-136. [Jia C Z, Zheng M, Zhang Y F. 2012. Unconventional hydrocarbon resources in China and the

- prospect of exploration and development. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2): 129-136]
- 蒋婵, 张海杰, 周亚东, 干华文, 蒲俊伟, 蒋裕强, 付永红, 谷一凡, 李杪, 王占磊, 尹兴平. 2022. 渝西大足区块五峰组—龙马溪组古地貌特征及其对优质页岩发育的影响. *中南大学学报(自然科学版)*, 53(9): 3628-3640. [Jiang C, Zhang H J, Zhou Y D, Gan H W, Pu J W, Jiang Y Q, Fu Y H, Gu Y F, Li M, Wang Z L, Yin X P. 2022. Paleogeomorphic characteristics of Wufeng-Longmaxi Formation and its influence on development of high-quality shale in Dazu area, western Chongqing. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 53(9): 3628-3640]
- 金之钧, 胡全, 高波, 赵建华. 2016. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素. *地学前缘*, 23(1): 1-10. [Jin Z J, Hu Z Q, Gao B, Zhao J H. 2016. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, southeastern Sichuan Basin. *Earth Science Frontiers*, 23(1): 1-10]
- 李娟, 陈雷, 胡月, 计玉冰, 卢畅, 董建华, 谭秀成, 杨莉, 杨琳, 陈鑫. 2024. 滇黔北昭通地区晚奥陶世—早志留世黑色页岩地球化学特征及其地质意义. *沉积学报*, 42(3): 738-756. [Li J, Chen L, Hu Y, Ji Y B, Lu C, Dong J H, Tan X C, Yang L, Yang L, Chen X. 2024. Element geochemical characteristics and their geological significance of Late Ordovician-Early Silurian black shale in Zhaotong area of northern Yunnan and Guizhou. *Acta Sedimentologica Sinica*, 42(3): 738-756]
- 李双建, 肖开华, 沃玉进, 龙胜祥, 蔡立国. 2008. 南方海相上奥陶统一志留统优质烃源岩发育的控制因素. *沉积学报*, 26(5): 872-880. [Li S J, Xiao K H, Wo Y J, Long S X, Cai L G. 2008. Developmental controlling factors of Middle Ordovician-Lower Silurian high quality source rocks in marine sequence, South China. *Acta Sedimentologica Sinica*, 26(5): 872-880]
- 梁刚, 郭彤楼, 边立曾, 陈建平, 赵喆. 2009. 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. *海相油气地质*, 14(2): 1-19. [Liang D G, Guo T L, Bian L Z, Chen J P, Zhao Z. 2009. Some progress on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, southern China(part 3): controlling factors on the sedimentary facies and development of Paleozoic marine source rocks. *Marine Origin Petroleum Geology*, 14(2): 1-19]
- 廖崇杰, 陈雷, 郑健, 陈娅娜, 金值民, 李明隆, 陈鑫, 谭秀成. 2022. 四川盆地长宁西部地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组龙—1亚段页岩岩相划分及意义. *石油实验地质*, 44(6): 1037-1047. [Liao C J, Chen L, Zheng J, Chen Y N, Jin Z M, Li M L, Chen X, Tan X C. 2022. Classification of shale lithofacies from Ordovician Wufeng Formation to first section of first member of Silurian Longmaxi Formation, western Changning area, Sichuan Basin, and its significance. *Petroleum Geology & Experiment*, 44(6): 1037-1047]
- 廖崇杰, 陈雷, 古志斌, 刘丙晓, 杨莉, 谭秀成, 熊敏, 曹剑. 2025. 海相富有机质页岩储集层特征、成因类型和机制: 以川南长宁五峰组—龙马溪组为例. *古地理论*, 27(3): 714-730. [Liao C J, Chen L, Gu Z B, Liu B X, Yang L, Tan X C, Xiong M, Cao J. 2025. Characteristics, genetic types and mechanisms of marine organic-rich shale reservoirs: a case study of the Wufeng-Longmaxi Formations in Changning area, southern Sichuan Basin. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 27(3): 714-730]
- 林伟, 郭伟, 张吉振, 李明涛. 2024. 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. *天然气地球科学*, 35(1): 133-148. [Lin W, Guo W, Zhang J Z, Li M T. 2024. Organic matter pore-forming characteristic differences in complex lithofacies types of Longmaxi shales from southern Sichuan Basin. *Natural Gas Geoscience*, 35(1): 133-148]
- 刘江涛, 李永杰, 张元春, 刘双莲, 蔡英杰. 2017. 焦石坝五峰组—龙马溪组页岩硅质生物成因的证据及其地质意义. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 41(1): 34-41. [Liu J T, Li Y J, Zhang Y C, Liu S L, Cai Y J. 2017. Evidences of biogenic silica of Wufeng-Longmaxi Formation shale in Jiaoshiba area and its geological significance. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 41(1): 34-41]
- 刘勇, 刘永畅, 赵圣贤, 尹美璇, 李博, 陈雷, 吴帅材, 谢圣阳. 2025. 泸州—渝西地区志留系龙马溪组沉积期古地貌特征及控储作用. *岩性油气藏*, 37(2): 49-59. [Liu Y, Liu Y Y, Zhao S X, Yin M X, Li B, Chen L, Wu S C, Xie S Y. 2025. Paleogeomorphological characteristics and reservoir control of the sedimentary period of Silurian Longmaxi Formation in Luzhou-Yuxi area. *Lithologic Reservoirs*, 37(2): 49-59]
- 卢龙飞, 秦建中, 申宝剑, 腾格尔, 刘伟新, 张庆珍. 2016. 川东南涪陵地区五峰—龙马溪组硅质页岩的生物成因及其油气地质意义. *石油实验地质*, 38(4): 460-465, 472. [Lu L F, Qin J Z, Shen B J, Teng G E, Liu W X, Zhang Q Z. 2016. Biogenic origin and hydrocarbon significance of siliceous shale from the Wufeng-Longmaxi Formations in Fuling area, southeastern Sichuan Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 38(4): 460-465, 472]
- 卢龙飞, 秦建中, 申宝剑, 腾格尔, 刘伟新, 张庆珍. 2018. 中上扬子地区五峰组—龙马溪组硅质页岩的生物成因证据及其与页岩气富集的关系. *地学前缘*, 25(4): 226-236. [Lu L F, Qin J Z, Shen B J, Teng G E, Liu W X, Zhang Q Z. 2018. The origin of biogenic silica in siliceous shale from Wufeng-Longmaxi Formation in the Middle and Upper Yangtze region and its relationship with shale gas enrichment. *Earth Science Frontiers*, 25(4): 226-236]
- 聂海宽, 何治亮, 刘光祥, 张光荣, 卢志远, 李东晖, 孙川翔. 2020. 中国页岩气勘探开发现状与优选方向. *中国矿业大学学报*, 49(1): 13-35. [Nie H K, He Z L, Liu G X, Zhang G R, Lu Z Y, Li D H, Sun C X. 2020a. Status and direction of shale gas exploration and development in China. *Journal of China University of Mining & Technology*, 49(1): 13-35]
- 秦何星, 陈雷, 卢畅, 胡月, 熊敏, 谭秀成, 计玉冰, 陈鑫, 王高翔. 2024. 上扬子南缘五峰组—龙马溪组页岩地球化学特征及其对风化、物源与构造背景的指示. *地质论评*, 70(4): 1314-1334. [Qin H X, Chen L, Lu C, Hu Y, Xiong M, Tan X C, Ji Y B, Chen X, Wang G X. 2024. Geochemical characteristics of the Wufeng-Longmaxi Formations shale in the southern margin of the Upper Yangtze area: implications for weathering, provenance and tectonic setting. *Geological Review*, 70(4): 1314-1334]
- 邱振, 邹才能, 王红岩, 董大忠, 卢斌, 陈振宏, 刘德勋, 李贵中, 刘翰林, 何江林, 魏琳. 2020. 中国南方五峰组—龙马溪组页岩气差

- 异富集特征与控制因素. 天然气地球科学, 31(2): 163-175. [Qiu Z, Zou C N, Wang H Y, Dong D Z, Lu B, Chen Z H, Liu D X, Li G Z, Liu H L, He J L, Wei L. 2020. Discussion on characteristics and controlling factors of differential enrichment of Wufeng-Longmaxi Formations shale gas in South China. *Natural Gas Geoscience*, 31(2): 163-175]
- 任官宝, 陈雷, 计玉冰, 程青松. 2023. 昭通东北地区五峰组—龙马溪组龙—1 亚段页岩岩相类型及其储层特征. 石油实验地质, 45(3): 443-454. [Ren G B, Chen L, Ji Y B, Cheng Q S. 2023. Shale lithofacies types and reservoir characteristics from Ordovician Wufeng Formation to the first sub-member of the first member of Silurian Longmaxi Formation, northeast Zhaotong area. *Petroleum Geology & Experiment*, 45(3): 443-454]
- 史洪亮, 熊亮, 董晓霞, 葛忠伟, 王同. 2019. 川南地区五峰组—龙马溪组下段页岩岩相特征及演化序列差异性成因. 天然气工业, 39(S1): 71-77. [Shi H L, Xiong L, Dong X X, Ge Z W, Wang T. 2019. Lithofacies characteristics and differential genesis of evolution sequence of shale in Wufeng Formation-Lower Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 39(S1): 71-77]
- 施振生, 王红岩, 林长木, 孙莎莎, 金惠, 郝翠果, 陈胜, 张蓉. 2020. 威远—自贡地区五峰组—龙马溪期古地形及其对页岩储层品质的控制. 地层学杂志, 44(2): 163-173. [Shi Z S, Wang H Y, Lin C M, Sun S S, Jin H, Hao C G, Chen S, Zhang R. 2020. Paleotopography of Weiyan-Zigong area in Wufengian-Lungmachi stages (Ordovician-Silurian transition) and its effect on the quality of shale gas reservoir. *Journal of Stratigraphy*, 44(2): 163-173]
- 施振生, 袁渊, 赵群, 孙莎莎, 周天琪, 程峰. 2022a. 川南地区五峰组—龙马溪组沉积期古地貌及含气页岩特征. 天然气地球科学, 33(12): 1969-1985. [Shi Z S, Yuan Y, Zhao Q, Sun S S, Zhou T Q, Cheng F. 2022a. Paleogeomorphology and oil-bearing shale characteristics of the Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin, China. *Natural Gas Geoscience*, 33(12): 1969-1985]
- 施振生, 周天琪, 郭伟, 梁萍萍, 程峰. 2022b. 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—11-4 小层为例. 沉积学报, 40(6): 1728-1744. [Shi Z S, Zhou T Q, Guo W, Liang P P, Cheng F. 2022b. 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. *Acta Sedimentologica Sinica*, 40(6): 1728-1744]
- 王超, 张柏桥, 陆永潮, 舒志国, 陆亚秋, 包汉勇, 孟志勇, 陈雷. 2018. 焦石坝地区五峰组—龙马溪组一段页岩岩相展布特征及发育主控因素. 石油学报, 39(6): 631-644. [Wang C, Zhang B Q, Lu Y C, Shu Z G, Lu Y Q, Bao H Y, Meng Z Y, Chen L. 2018. Lithofacies distribution characteristics and main development controlling factors of shale in Wufeng Formation-Member 1 of Longmaxi Formation in Jiaoshiba area. *Acta Petrolei Sinica*, 39(6): 631-644]
- 王高翔, 赵圣贤, 陈雷, 张鉴, 张成林, 苑术生, 冯江荣, 李博, 谭秀成. 2022. 层序格架下页岩岩相非均质性及其储层品质差异性: 以四川盆地川南长宁地区五峰组—龙一段页岩为例. 天然气地球科学, 33(10): 1675-1690. [Wang G X, Zhao S X, Chen L, Zhang J, Zhang C L, Yuan S S, Feng J R, Li B, Tan X C. 2022. Shale lithofacies heterogeneity and the different of reservoir quality within sequence stratigraphic framework: case study of Wufeng Formation-lower Longmaxi Formation in Changning area, South Sichuan Basin. *Natural Gas Geoscience*, 33(10): 1675-1690]
- 王红岩, 施振生, 周天琪, 赵群, 孙莎莎, 祁灵, 梁萍萍. 2023. 海相黑色页岩甜点类型、特征及页岩气勘探意义: 以四川盆地南部五峰组—龙马溪组为例. 天然气工业, 43(10): 1-13. [Wang H Y, Shi Z S, Zhou T Q, Zhao Q, Sun S S, Qi L, Liang P P. 2023. Types and characteristics of sweet spots of marine black shale and significance for shale gas exploration: a case study of Wufeng-Longmaxi in southern Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 43(10): 1-13]
- 王宏语, 杨润泽, 张峰, 张斌. 2018. 富含有机质泥页岩岩相表征的研究现状与趋势. 地质科技情报, 37(2): 141-148. [Wang H Y, Yang R Z, Zhang F, Zhang B. 2018. Research progress and trend of organic-rich shale lithofacies characterization. *Geological Science and Technology Information*, 37(2): 141-148]
- 王林琪, 范存辉, 范增辉, 蒋波. 2016. 地震勘探技术对四川盆地构造演化及其区域沉积作用的推定. 天然气工业, 36(7): 18-26. [Wang L Q, Fan C H, Fan Z H, Jiang B. 2016. Presumption of the tectonic evolution and regional sedimentation of the Sichuan Basin based on seismic exploration technology. *Natural Gas Industry*, 36(7): 18-26]
- 王同, 张克银, 熊亮, 史洪亮, 董晓霞, 魏力民, 温真桃, 欧阳嘉穗, 李斌, 王浩宇. 2018. 四川自贡地区五峰组—龙马溪组下段古地貌刻画及其油气意义. 石油实验地质, 40(6): 764-770. [Wang T, Zhang K Y, Xiong L, Shi H L, Dong X X, Wei L M, Wen Z T, Ouyang J S, Li B, Wang H Y. 2018. Paleogeomorphology restoration of Wufeng Formation-Lower Member of Longmaxi Formation in Zigong area of Sichuan Province and its oil and gas significance. *Petroleum Geology & Experiment*, 40(6): 764-770]
- 韦国栋, 谭秀成, 刘睿, 张康斌, 郑健, 刘洪, 陈雷, 唐奎. 2024. 长宁地区龙马溪组页岩沉积古地貌与页岩气差异富集的耦合机制. 沉积与特提斯地质, 44(2): 253-266. [Wei G D, Tan X C, Liu R, Zhang K B, Zheng J, Liu H, Chen L, Tang K. 2024. The coupling mechanism between geomorphology of shale sedimentary and differential enrichment of shale gas in Longmaxi Formation in Changning area. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 44(2): 253-266]
- 吴蓝宇, 胡东风, 陆永潮, 刘若冰, 刘晓峰. 2016. 四川盆地涪陵气田五峰组—龙马溪组页岩优势岩相. 石油勘探与开发, 43(2): 189-197. [Wu L Y, Hu D F, Lu Y C, Liu R B, Liu X F. 2016. Advantageous shale lithofacies of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Fuling gas field of Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 43(2): 189-197]
- 武瑾, 郭为, 郭伟, 赵圣贤, 苟其勇, 曾凡成, 刘宇, 邹晓品, 王玉满, 刘兆龙. 2024. 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. 石油学报, 45(8): 1219-1233. [Wu J, Guo W, Guo W, Zhao S X, Gou Q Y, Zeng F C, Liu Y, Zou X P, Wang Y M, Liu Z L. 2024. 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. *Acta Petrolei Sinica*, 45(8): 1219-1233]
- 杨雨然, 石学文, 李彦佑, 何一凡, 朱逸青, 张入化, 徐亮, 杨雪, 杨一

- 茗,张亦弛. 2024. 四川盆地德阳—安岳裂陷槽筇竹寺组古地貌、沉积模式与勘探方向. 中国石油勘探,29(6): 67-81. [Yang Y R, Shi X W, Li Y Y, He Y F, Zhu Y Q, Zhang R H, Xu L, Yang X, Yang Y M, Zhang Y C. 2024. Paleogeomorphology, sedimentary pattern and exploration orientation of Qiongzhusi Formation in Deyang-Anyue Rift Trough, Sichuan Basin. China Petroleum Exploration, 29(6): 67-81]
- 张春林,李剑,陈鑫,吴庆超. 2019. 鄂尔多斯盆地东部奥陶系盐下古地貌恢复及其对滩体的控制作用. 天然气地球科学,30(9): 1263-1271. [Zhang C L, Li J, Chen X, Wu Q C. 2019. Palaeogeomorphological restoration of Ordovician subsalt and its controlling effect on beach bodies, eastern Ordos Basin. Natural Gas Geoscience, 30(9): 1263-1271]
- 张光荣,聂海宽,唐玄,李东晖,孙川翔,张培先. 2021. 基于有机孔和生物成因硅优选页岩气富集高产层段的方法及应用: 以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩为例. 天然气地球科学,32(6): 888-898. [Zhang G R, Nie H K, Tang X, Li D H, Sun C X, Zhang P X. 2021. Optimization method and application of shale gas enrichment layer based on biogenic silica and organic matter pore: case study of Wufeng-Longmaxi Formations shale in the Sichuan Basin and its periphery. Natural Gas Geoscience, 32(6): 888-898]
- 张茜,肖渊甫,王晓飞,余谦,王剑,赵安坤,门玉澎,周业鑫. 2020. 四川盆地西南缘龙马溪组泥岩地球化学特征及物源区和构造背景分析. 地质论评,66(5): 1393-1411. [Zhang Q, Xiao Y F, Wang X F, Yu Q, Wang J, Zhao A K, Men Y P, Zhou Y X. 2020. Geochemistry of the Longmaxi Formation mudstones of the southwest Sichuan Basin: implications for provenance and source weathering. Geological Review, 66(5): 1393-1411]
- 张茜,张海全,王剑,门玉澎,余谦,周业鑫,曹峻锋,赵安坤. 2024. 康滇古陆两侧五峰组—龙马溪组沉积演化差异. 沉积学报,42(6): 2144-2158. [Zhang Q, Zhang H Q, Wang J, Men Y P, Yu Q, Zhou Y X, Cao J F, Zhao A K. 2024. Sedimentary evolution difference in the black mudstone of Wufeng Formation—Longmaxi Formation on both sides of Kangdian ancient land. Acta Sedimentologica Sinica, 42(6): 2144-2158]
- 张琴,梁峰,王红岩,雷治安,漆麟. 2018. 页岩元素地球化学特征及古环境意义: 以渝东南地区五峰—龙马溪组为例. 中国矿业大学学报,47(2): 380-390. [Zhang Q, Liang F, Wang H Y, Lei Z A, Qi L. 2018. Elements geochemistry and paleo sedimentary significance: a case study of the Wufeng-Longmaxi shale in southeast Chongqing. Journal of China University of Mining & Technology, 47(2): 380-390]
- 张廷山,陈雷,梁兴,张介辉,任官宝,计玉冰,秦何星,张涵冰. 2023. 昭通国家级页岩气示范区五峰组—龙马溪组页岩气富集地质主控因素. 天然气工业,43(4): 93-102. [Zhang T S, Chen L, Liang X, Zhang J H, Ren G B, Ji Y B, Qin H X, Zhang H B. 2023. Geological control factors of shale gas enrichment in the Wufeng—Longmaxi Formation of the Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area. Natural Gas Industry, 43(4): 93-102]
- 赵永刚,王东旭,冯强汉,张栋梁,王少飞,冯永玖,付晓燕,南喜祥. 2017. 油气田古地貌恢复方法研究进展. 地球科学与环境学报,39(4): 516-529. [Zhao Y G, Wang D X, Feng Q H, Zhang D L, Wang S F, Feng Y J, Fu X Y, Nan X X. 2017. Review on palaeomorphologic reconstruction methods in oil and gas fields. Journal of Earth Sciences and Environment, 39(4): 516-529]
- 周晓峰,郭伟,李熙喆,张晓伟,梁萍萍,于均民. 2022. 四川盆地五峰组—龙马溪组有机质类型与有机孔配置的放射虫硅质页岩岩石学证据. 中国石油大学学报(自然科学版),46(5): 12-22. [Zhou X F, Guo W, Li X Z, Zhang X W, Liang P P, Yu J M. 2022. Mutual relation between organic matter types and pores with petrological evidence of radiolarian siliceous shale in Wufeng—Longmaxi Formation, Sichuan Basin. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 46(5): 12-22]
- 左丽群. 2019. 古地貌恢复方法综述. 石油地质与工程,33(3): 12-16. [Zuo L Q. 2019. Review on methods of paleo-geomorphologic restoration. Petroleum Geology and Engineering, 33(3): 12-16]
- Alshahrani S, Evans J E. 2014. Shallow-water origin of a Devonian black shale, Cleveland Shale Member (Ohio shale), northeastern Ohio, USA. Open Journal of Geology, 4: 636-653.
- Birgenheier L P, Horton B, McCauley A D, Johnson C L, Kennedy A. 2017. A depositional model for offshore deposits of the lower Blue Gate Member, Mancos Shale, Uinta Basin, Utah, USA. Sedimentology, 64(5): 1402-1438.
- Chen L, Lu Y C, Jiang S, Li J Q, Guo T L, Luo C. 2015. Heterogeneity of the lower Silurian Longmaxi marine shale in the southeast Sichuan Basin of China. Marine and Petroleum Geology, 65: 232-246.
- Chen X, Rong J Y, Li Y, Boucot A J. 2004. Facies patterns and geography of the Yangtze region, South China, through the Ordovician and Silurian transition. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 204: 353-372.
- Delabroye A, Vecoli M. 2010. The end-Ordovician glaciation and the Hirnantian Stage: a global review and questions about Late Ordovician event stratigraphy. Earth-Science Reviews, 98: 269-282.
- Harris N B, McMillan J M, Knapp L J, Mastalerz M. 2018. Organic matter accumulation in the Upper Devonian Duvernay Formation, Western Canada Sedimentary Basin, from sequence stratigraphic analysis and geochemical proxies. Sedimentary Geology, 376: 185-203.
- Knapp L J, McMillan J M, Harris N B. 2017. A depositional model for organic-rich Duvernay Formation mudstones. Sedimentary Geology, 347: 160-182.
- Lei X L, Ma S L, Chen W K, Pang C M, Zeng J, Jiang B. 2013. A detailed view of the injection induced seismicity in a natural gas reservoir in Zigong, southwestern Sichuan Basin, China. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 118(8): 4296-4311.
- Liu Y, Li C, Algeo T J, Fan J X, Peng P A. 2016. Global and regional controls on marine redox changes across the Ordovician-Silurian boundary in South China. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 463: 180-191.
- Lu Y B, Jiang S, Lu Y C, Xu S, Shu Y, Wang Y X. 2019. Productivity or preservation? The factors controlling the organic matter accumulation in the late Katian through Hirnantian Wufeng organic-rich shale, South China. Marine and Petroleum Geology, 109: 22-35.
- Lu Y B, Hao F, Lu Y C, Yan D T, Xu S, Shu Z G, Wang Y, Wu L Y. 2020. Lithofacies and depositional mechanisms of the Ordovician-Si-

- lurian Wufeng-Longmaxi organic-rich shales in the Upper Yangtze area, southern China. AAPG Bulletin, 103: 97–129.
- Lüning S, Craig J, Loydell D K, Štorch P, Fitches B. 2000. Lower Silurian ‘hot shales’ in North Africa and Arabia: regional distribution and depositional model. Earth-Science Reviews, 49: 121–200.
- MacQuaker J H S, Howell J K. 1999. Small-scale (< 5.0 m) vertical heterogeneity in mudstones: implications for high resolution stratigraphy in siliciclastic mudstone successions. Journal of the Geological Society, 156(1): 105–112.
- MacQuaker J H S, Bentley S J, Bohacs K M. 2010. Wave-enhanced sediment-gravity flows and mud dispersal across continental shelves: re-appraising sediment transport processes operating in ancient mudstone successions. Geology, 38(10): 947–950.
- Meng L Y, McGarr A, Zhou L Q, Zang Y. 2019. An investigation of seismicity induced by hydraulic fracturing in the Sichuan Basin of China based on data from a temporary seismic network. Bulletin of the Seismological Society of America, 109(1): 348–357.
- Nie H K, Jin Z J, Ma X H, Liu Z B, Lin T, Yang Z H. 2017. Dispositional characteristics of Ordovician Wufeng Formation and Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its adjacent areas. Petroleum Research, 2(3): 233–246.
- Potter C J. 2018. Paleozoic shale gas resources in the Sichuan Basin, China. AAPG Bulletin, 102: 987–1009.
- Smith L B, Schieber J, Wilson R D. 2019. Shallow-water onlap model for the deposition of Devonian black shales in New York, USA. Geology, 47: 279–283.
- Su W B, Huff W D, Ettensohn F R, Liu X M, Zhang J E, Li Z M. 2009. K-bentonite, black-shale and flysch successions at the Ordovician-Silurian transition, South China: possible sedimentary responses to the accretion of Cathaysia to the Yangtze Block and its implications for the evolution of Gondwana. Gondwana Research, 15: 111–130.
- Tang Q S, Zhou L, Chen L, Tan X C, Wang G X. 2021. Development characteristics of shale lithofacies in the Longmaxi Formation and their main controlling factors in the Changning area, south Sichuan Basin, SW China. Frontiers in Earth Science, 9: 775657.
- Wang G C, Carr T R. 2013. Organic-rich Marcellus Shale lithofacies modeling and distribution pattern analysis in the Appalachian Basin. AAPG Bulletin, 97(12): 2173–2205.
- Wang G C, Ju Y W, Huang C, Long S X, Peng Y M. 2017. Longmaxi-Wufeng shale lithofacies identification and 3-D modeling in the northern Fuling Gas Field, Sichuan Basin. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 47: 59–72.
- Wang G C, Long S X, Ju Y W, Huang C, Peng Y M. 2018. Application of horizontal wells in three-dimensional shale reservoir modeling: a case study of Longmaxi-Wufeng shale in Fuling gas field, Sichuan Basin. AAPG Bulletin, 102(11): 2333–2354.
- Xi Z D, Tang S H, Lash G G, Zhang B, Lin D L. 2021. Geochemical characteristics of organic carbon and pyrite sulfur in Ordovician-Silurian transition shales in the Yangtze Platform, South China: implications for the depositional environment. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 563: 110173.
- Yan D T, Wang H, Fu Q L, Chen Z H, He J, Gao Z. 2015. Organic matter accumulation of Late Ordovician sediments in North Guizhou Province, China: sulfur isotope and trace element evidences. Marine and Petroleum Geology, 59: 348–358.
- Zou C N, Zhu R K, Chen Z Q, Ogg J G, Wu S T, Dong D Z, Qiu Z, Wang Y M, Wang L, Lin S H, Cui J W, Su L, Yang Z. 2019. Organic-matter-rich shales of China. Earth-Science Reviews, 189: 51–78.

(责任编辑 张西娟)