

韦国栋, 谭秀成, 刘睿, 等, 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[J]. 沉积
与特提斯地质, 44(2): 253-266. doi: 10.19826/j.cnki.1009-3850.2022.12005
WEI G D, TAN X C, LIU R, et al., 2024. The coupling mechanism between geomorphology of shale sedimentary

WEI G D, TAN X C, LIU R, et al., 2024. The coupling mechanism between geomorphology of shale sedimentary and differential enrichment of shale gas in Longmaxi Formation in Changning area[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 44(2): 253–266. doi: 10.19826/j.cnki.1009-3850.2022.12005

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

韦国栋¹, 谭秀成¹, 刘 睿^{1*}, 张康斌¹, 郑 健², 刘 洪³, 陈 雷¹, 唐 奎⁴

(1. 西南石油大学地球科学与技术学院,四川 成都 610500; 2. 四川长宁天然气开发有限责任公司,四川 成都 610056; 3. 中国地质调查局成都地质调查中心(西南地质科技创新中心),四川 成都 610218; 4. 中国石油集 团测井有限公司吐哈分公司,新疆 鄯善 838102)

摘要:长宁地区下志留统龙马溪组页岩的发育过程存在空间非均质性,导致了高产能区域仅局限于个别构造单元区。通过 长宁气田(地区)新获取的钻井等资料,结合龙马溪组沉积古地貌,探究不同地貌单元下的古生产力、氧化-还原环境,阐 明地貌单元与页岩气富集的联系机制。结果表明: (1)长宁地区龙马溪组沉积古地貌呈现出多级隆洼相间格局,西南与东 北部形成两大低幅隆起区,矿物组分空间变化所指示的物源方向与古地貌高度吻合。(2)相较于古沟谷区,古隆起区拥有 更丰富的陆源营养物质供给和更高的古海洋生产力,有利于有机质优势富集,且古隆起区近物源的特性使其成为相对高石 英含量的脆性区。但随着海平面降低,古隆起区的氧化作用相较于古沟谷区更强,并不利于有机质保存。(3)长宁地区龙 马溪组孔隙度、TOC和含气量三者关系紧密,表明有机孔隙是优质页岩孔隙的重要组成。(4)与古沟谷区相比,古隆起 区更有利于优质页岩中有机质的生烃和储存,同时也更便于后期的生产压裂。

关键词:四川盆地;龙马溪组;沉积古地貌;氧化还原环境;差异富集
中图分类号: P531
文献标识码: A

The coupling mechanism between geomorphology of shale sedimentary and differential enrichment of shale gas in Longmaxi Formation in Changning area

WEI Guodong¹, TAN Xiucheng¹, LIU Rui^{1*}, ZHANG Kangbin¹, ZHENG Jian², LIU Hong³, CHEN Lei¹, TANG Kui⁴

 School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2. Sichuan Changning Natural Gas Development Co., Ltd., Chengdu 610056, China; 3. Chengdu Center, China Geological Survey (Geosciences Innovation Center of Southwest China), Chengdu 610218, China; 4. Tuha Branch, China Petroleum Logging Co., Ltd., Shanshan 838102, China)

Abstract: There are spatial heterogeneities in the development process of shale in Longmaxi Formation of Lower Silurian in Changning area, limiting high-productivity areas to specific structural units. Based on the newly obtained drilling data of Changning

收稿日期: 2022-05-25; 改回日期: 2022-12-23; 责任编辑: 曹华文; 科学编辑: 万友利

作者简介: 韦国栋(1996—),硕士研究生,地质学专业。E-mail: 184245764@qq.com

通讯作者: 刘睿(1988—),博士,副研究员,主要从事油气富集机理研究。E-mail: liurui@swpu.edu.cn

资助项目: 国家自然科学基金项目(42072184, 41702157)

gas field (area), combined with the sedimentary paleogeomorphology of Longmaxi Formation, this paper explores the paleoproductivity and oxidation-reduction environment under different geomorphic units, and expounds the connection mechanism between geomorphic units and shale gas enrichment. The results show that :(1) The sedimentary paleogeomorphology of Longmaxi Formation in Changning area presents a multi-level pattern of inter-uplift and depression, and two low amplitude uplifts are formed in the southwest and northeast. The provenance direction indicated by the spatial change of mineral composition is highly consistent with the paleogeomorphology. (2) Compared with the ancient depression, the ancient uplift has more terrestrial nutrients and higher paleomarine productivity, which is conducive to the advantageous enrichment of organic matter. The near-source characteristic renders the ancient uplift a brittle area with relatively high quartz content. However, with the reduction of sea level, the oxidation of ancient uplift is stronger than that of ancient depression, which is not conducive to the preservation of organic matter. (3)The porosity, TOC (Total Organic Carbon content), and gas content of the Longmaxi Formation in Changning area are closely correlated, indicating that organic pores are important components of high-quality shale pores. (4) Compared to the ancient depression, the ancient uplift is more conducive to hydrocarbon generation and storage of high-quality shale organic matter, and it also facilitates later production fracturing.

Key words: Sichuan Basin; Longmaxi Formation; sedimentary palaeogeomorphology; oxidation-reduction environment; differential enrichment

0 引言

随着社会的发展,我国对油气的需求量日益增 加。二十大指出,要深入推进能源革命,加大油气 资源勘探开发和增储上产力度。为服务国家经济 发展,建设能源强国,寻找新的油气资源接替区已 成重中之重。近年来,四川盆地南部地区下志留统 龙马溪组页岩气产能增长迅猛。2020年,川南3500 m以浅龙马溪组页岩气探明储量超过10610×107 m³,并累计产出超过 200×10⁷ m³;仅长宁气田(地 区),日产气量已突破 2000×10⁴ m³(Chen et al., 2020; 马新华等,2020;何骁等,2021),跃居中国页岩气田 日产量之首。尽管如此,川南龙马溪组页岩气产能 建设仍然聚焦于个别构造单元区,并未发现在区域 上的广泛存在。勘探开发实践表明,龙马溪组优质 页岩的多尺度空间非均质性是阻碍产能建设百花 齐放的关键瓶颈(Dong et al., 2018; Jiang et al., 2015; Wang et al., 2020; 王川等, 2021)。而古地貌作为直 接影响沉积的重要因素之一,对龙马溪组页岩气富 集的空间非均质性起着关键的控制作用(于雷等, 2014)。目前,对古地貌的研究更多关注沉积体系 的恢复或者岩溶古地貌恢复以及古地貌对常规油 气藏分布的控制影响(Zhang et al., 2021; Yu et al., 2022; 耿军阳等, 2022)。而较少关注不同古地貌单 元上页岩气差异富集的影响因素与机制。古地貌 可通过控制物源来约束古生产力。古隆起区有着 近物源的优势,因此具有更高的生产力。国内外有

多个优质油气藏均在古隆起区发现(马龙等,2022; 施振生等,2022)。而古沟谷区水体深度更大,相对 缺氧的环境更有利于有机质的保存。

前人从海平面波动、构造变形演化、氧化一还 原条件、古生产力等方面总结了长宁地区龙马溪 组页岩发育的非均质性(曾靖珂等,2016;王玉满等, 2017;梁霄等,2021)。然而,受限于研究手段和研 究程度,目前仍然较少探究龙马溪组优质页岩在更 为精细尺度下(气田或区块内)是否也存在发育过 程的空间差异,而此差异直接影响着页岩气分布的 非均质性。本文基于近年来长宁地区新获取的钻 井等资料,采用残留厚度法和印模法恢复龙马溪组 沉积古地貌,并根据对岩心样品的矿物成分、微量 元素以及 TOC 等测试结果探究不同地貌单元下古 生产力、氧化-还原环境,揭示不同地貌单元下优质 页岩发育过程的异同点,阐明地貌单元与页岩气富 集的关联机制,以期为川南地区下一步页岩气勘探 提供依据。

1 区域地质背景

在晚奧陶世—早志留世(约 439~444 Ma),受 控于西侧川中古隆起、南侧黔中古隆起、东侧江南 雪峰古隆起以及重庆水下隆起联合围限而成的古 地貌格局,上扬子地区存在川南、渝东—黔北两大 深水凹陷区(图 1a)。研究区位于四川盆地南缘的 长宁地区(图 1b),在早志留世向东南侧逐步过渡 为黔中古隆起,向西北则逐步过渡为川中古隆。尽



图 1 a. 上扬子地区早志留世沉积古地理简图(据聂海宽等, 2017; Liu et al., 2020 修改); b. 长宁地区现今构造及地 貌简图(据 Liu et al., 2021 修改); c. 长宁地区龙一1 亚段小层划分; d. NX15-NX16-NX17-NX11 连井剖面(井位见图 1b)

Fig. 1 a. Sedimentary paleogeography of Early Silurian in the Upper Yangtze region (modified from Nie et al., 2017; Liu et al., 2020); b. Present structure and geomorphology in Changning area (modified from Liu et al., 2021); c. Sub-layers division of Long₁ sub section in Changning area; d. Section from NX15-NX16-NX17-NX11 showing the Sub-layers division of Long₁ sub section (the locations of the wells are shown in Fig. 1b)

管全球海平面处于上升阶段,但古隆起隆升快于海 平面上升,导致古隆边缘呈现多岛洋(戎嘉余等, 2011;邓旭升等, 2020)。其中, 观音桥段侧向分布 不连续就是海底凹凸不平、古岛发育的结果。至 早志留纪(鲁丹晚期),海平面上升速度反超古隆隆 升速度,岛屿被海水淹没(马新华和谢军,2018),相 对局限的深水凹陷,缺乏规模性温盐环流,底层海 水低能、缺氧,有效抑制了沉积有机质的氧化分解 (Arthur and Sageman, 1994; Sageman et al., 2003), 再加上黔中、川中古隆起两大物源区的陆源输入 以及一系列生物、火山、气候、海洋环境事件的协 同作用(王玉满等, 2015; 陆扬博等, 2017; 熊国庆等, 2022),在下志留统龙马溪组一段1亚段沉积发育 了一套厚度约 20~60 m的灰黑色富有机质页岩 (TOC 高达 8%~10%)。基于特征化石标志、岩性 特征和测井特征(图 1c),可将龙一1亚段(赵圣贤 等,2016;刘治成等,2021)进一步自下向上划分为 总体自龙一¹ 至龙一⁴小层(图 1d)。

长宁地区缺失泥盆系、石炭系,存在志留系与 二叠系假整合接触,三叠系与侏罗系平行不整合接 触,侏罗系与白垩系平行不整合接触,分别对应于 海西运动期、印支运动、燕山运动。长宁地区侏罗 统砂岩磷灰石裂变径迹年代学显示 70 Ma 至 40 Ma 左右是最显著的隆升剥蚀期,剥蚀厚度达 2 500 m以上。在此之前,龙马溪组页岩的抬升幅度不大, 总体处于持续深埋、生烃阶段,其中,在中志留世、 晚二叠世、早侏罗世和早白垩世分别进入低成熟、 中等成熟、高成熟和过成熟阶段(刘文平等, 2020)。 尽管经历了构造抬升变形,龙马溪组页岩现今地层 压力系数仍高达 1.3~2.0,平均含气量高达 4.2~7.4 m³/t,且气体组分以甲烷为主(>98%)。

2 样品与实验方法

根据研究所需,采集了研究区内龙一₁亚段不 同深度的岩心样品共 126 件,样品岩性主要为黑色 碳质页岩、深灰色粉砂质页岩以及灰黑色页岩。 将每个样品分成多个部分以便进行不同试验,将其 中一份子样用于孔隙度分析,采用氦气法(国家标 准 GBT 34533—2017),将子样粉碎至 30 目左右, 称取 50 g 样品烘干,充入 1.378 MPa 的氦气并通过 骨架体积测试计算出孔隙度。取另一份子样用于 燃烧法测定总有机碳含量(TOC)(国家标准 GB/T 19145—2003),将样品磨碎至 200 目,称取1g加入 盐酸溶液至溶解,经过蒸馏水洗、烘干并放入 Vario MACRO CHNS 仪器中进行测定。采用全岩 X 衍射确定无机矿物组分(行业标准 SY/T 5163— 2018),将样品清洗烘干后磨碎至 400 目,放入 X 射 线衍射仪 Bruker D8 经过 CuKα 辐射,扫描速率 4°/min,扫描范围 3°~85°得到衍射图谱并计算出矿 物种类及含量。根据判别古生产力和氧化还原环 境的需要,测定了微量元素(熊国庆等, 2021),并利 用氩抛光扫描电镜观测页岩微观组构特征。

由于梁山组为早二叠世大规模海侵形成的一 套泥质夹煤层的沉积,在整个长宁地区连续且稳定, 等时性较好。本文采用残留厚度法和印模法,以梁 山组底部为基准面,通过对地震资料进行构造矫正 消除断层和褶皱的影响,同时结合页岩展布厚度、 古今构造特点等进行背景矫正,恢复龙马溪组时期 的古地貌形态。

3 实验结果

长宁地区龙一₁ 亚段与五峰组 126 件样品的矿物组分、孔隙度、微量元素、TOC 以及含气量测试结果列于附表 1*与附表 2*。

3.1 矿物学特征

从研究区页岩样品全岩分析结果整体上看 (附表1*), 龙一¹小层黏土矿物含量在9.1%~28.1% 之间, 平均为16.7%, 石英含量在37.3%~74.2%之 间, 平均为52.7%; 龙一²小层碳酸盐矿物含量在 7.5%~33.7%之间, 平均为18.6%。从NX15与NX11 两口井垂向上看(附表2*), NX15龙一¹ 亚段黏土 矿物含量在6.2%~66.0%之间, 平均为25.7%, 碳酸 盐矿物含量在5.9%~37.2%之间, 平均为19.6%, 石 英含量在14.8%~78.2%之间, 平均为54.1%; NX11 龙一¹ 亚段黏土矿物含量在14.7%~51.3%之间, 平 均为32.5%, 碳酸盐矿物含量整体在8.2%~44.3% 之间, 平均为13.8%, 石英含量在30.9%~71.2%之 间, 平均为52.2%。

3.2 微量元素特征

从 NX15 井垂向上看(附表 2^{*}), 龙一₁ 亚段 Ba 含量整体在 1 030×10⁻⁶~2 854×10⁻⁶ 之间, 平均为 1839×10⁻⁶; Ni 含量整体在 8.1×10⁻⁶~169.0×10⁻⁶ 之

^{*}数据资料请联系编辑部或登录期刊官网 https://www.cjyttsdz.com.cn/获取。

间,平均为 89.6×10⁻⁶; Co含量整体在 2.3×10⁻⁶~ 19.8×10⁻⁶之间,平均为11.6×10⁻⁶; V含量整体在 54.6×10⁻⁶~722.0×10⁻⁶之间,平均为233.1×10⁻⁶; Cr 含量整体在 11.4×10⁻⁶~68.6×10⁻⁶之间,平均为 50.5×10⁻⁶; U含量整体在 7.2×10⁻⁶~65.7×10⁻⁶之间, 平均为 20.4×10⁻⁶; Th 含量整体在 7.5×10⁻⁶ ~29.6× 10⁻⁶之间,平均为 16.8×10⁻⁶。从 NX11 井垂向上 f(附表 2^{*}), 龙 $-_1$ 亚段 Ba 含量整体远低于 NX15 井,在 16×10⁻⁶~370×10⁻⁶之间,平均为 222×10⁻⁶; Ni含量整体在 8.9×10⁻⁶~116.8×10⁻⁶之间,平均为 47.5×10⁻⁶; Co含量整体在 2.8×10⁻⁶~15.5×10⁻⁶之 间,平均为 9.2×10⁻⁶; V含量整体在 37.2×10⁻⁶~ 322.8×10⁻⁶之间,平均为174.2×10⁻⁶; Cr含量整体 在 21.9×10⁻⁶~95.8×10⁻⁶ 之间, 平均为 64.4×10⁻⁶; U 含量整体在 2.3×10⁻⁶~47.1×10⁻⁶之间,平均为 9.4×10⁻⁶; Th 含量整体在 6.1×10⁻⁶~18.4×10⁻⁶之间, 平均为10.5×10⁻⁶。

3.3 有机碳特征

利用燃烧法测得研究区样品的总有机碳含量 (附表 1^{*}),从整体上看,龙一¹小层 TOC 在 1.4%~ 9.7%之间,平均为 5.9%;龙一²小层 TOC 在 2.9%~4.8%之间,平均为 3.8%;龙一³小层 TOC 在 3.3%~5.3%之间,平均为 4.1%;龙一⁴小层 TOC 在 1.0%~3.9%之间,平均为 2.2%。除龙一⁴小层外, 其余三个小层 TOC 平均值均高于五峰组(2.9%)。 从 NX15 与 NX11 两口井垂向上看(附表 2^{*}), NX15 龙一₁ 亚段 TOC 整体在 1.7%~8.4% 之间, 平均为 4.7%, NX11 龙一₁ 亚段 TOC 整体在 0.6%~3.9% 之 间, 平均为 2.6%。

3.4 孔隙度特征

经氦气法测得样品孔隙度(附表 1^{*}),可见龙一1¹ 小层孔隙度在 2.1%~7.1% 之间,平均为 4.4%; 龙一1² 小层孔隙度在 2.1%~6.0% 之间,平均为 4.3%; 龙一1³ 小层孔隙度在 2.4%~8.9% 之间,平均为 5.3%; 龙一1⁴ 小层孔隙度在 2.1%~8.2% 之间,平均为 4.8%。龙一1 亚段各小层平均孔隙度均高于五峰组(4.1%),其中 龙一1³小层平均孔隙度最高(5.3%)。

3.5 含气量特征

从研究区整体上看(附表 1^{*}), 龙一¹小层含气量在 1.5~7.2 m³/t 之间, 平均为 4.1 m³/t; 龙一²小层 含气量在 1.7~5.8 m³/t 之间, 平均为 3.4 m³/t; 龙一³ 小层含气量在 1.9~8.1 m³/t 之间, 平均为 3.7 m³/t; 龙一⁴ 小层含气量在 1.3~6.1 m³/t 之间, 平均为 2.9 m³/t。 龙一¹ 亚段除龙一⁴小层外各小层平均含气量均高 于五峰组(2.9 m³/t), 其中龙一¹小层平均含气量 最高(4.1 m³/t), 龙一³小层平均含气量次之(3.7 m³/t)。

4 结果分析

4.1 龙马溪组沉积古地貌分析

根据还原后的龙马溪组沉积古地貌图(图2),





Fig. 2 Paleogeomorphology of sedimentary period in Longmaxi Formation, Changning area

长宁地区龙马溪组沉积古地貌呈现出多级隆洼相间格局。研究区西南、东北部为两大低幅隆起区, 在区域上分别与黔中古隆、川中古隆呼应(杨宝刚 等,2015; 聂海宽等,2017; 李桃等,2021; 张福等, 2021),属于区域性古隆在研究区内的延伸,受控于 局部微构造,隆起区内部也存在次一级沟谷区。本 文用于垂向分析的两口单井,NX15位于古地貌斜 坡中凹靠近隆起处,NX11位于斜坡底靠近沟谷处。

4.2 全岩矿物分析

从长宁地区龙一₁亚段页岩全岩矿物分析数据 可见(图 3,图 4),垂向上黏土矿物含量总体自龙一₁¹ 小层向龙一₁⁴小层增加,平面上在研究区西南、东 北部呈现出相对高值区(图 5a)。长宁地区龙马溪 组页岩的黏土矿物主要受控于来自东西两侧古隆 起的供给,其含量与分布能够反映距离物源的远近 (施振生等,2022)。相反,碳酸盐矿物含量在研究 区西南、东北部呈现出相对低值区(图 5b)。长宁 地区龙一1亚段石英含量总体自龙一1¹小层向龙一1⁴ 小层呈减少趋势;龙一1¹小层石英含量平面差异分 布(图 6),存在东西两个相对高值区(石英含量 70%以上),并向中央逐渐降低,且高值区总体与古 隆起区相叠合。

4.3 微量元素分析

从长宁地区 NX15 与 NX11 的微量元素分析 结果看(图 3,图 4),代表隆起高处的 NX15 井从龙一₁¹ 小层到龙一₁⁴ 小层钡含量逐渐升高,而代表沟谷低 处的 NX11 井钡含量逐渐降低。页岩样品中钡主 要由生物以及陆源成因形成,生物钡(Ba-bio)作为 古海洋生产力重要指标,其含量常根据所测钡总量 减去估算的陆源碎屑钡得到,生物钡含量约占钡元



图 3 隆起区高部位 NX15 井龙一, 亚段元素及矿物组分 Fig. 3 Elements and mineral components of Long, sub section of Well NX15 in uplift

TOC

- 10 0 -

深度

地层

岩性

Ba

800 0-





图 4 沟谷区低部位 NX11 井龙一1 亚段元素及矿物组分 Fig. 4 Elements and mineral components of Long, sub section of Well NX11 in low-lying

素总量的 70%(严德天等, 2009)。除生物钡外, 两 口井所测微量元素从龙一,1小层到龙一,4小层测试 结果的变化趋势一致,因Ni、Co、V、Cr、Th等元 素可溶于富氧水体中,镍钴比(Ni/Co)、钒铬比 (V/Cr)以及铀钍比(U/Th)可作为氧化还原指标来 判别古环境(葛祥英等, 2021)。两口井的镍钴比、 钒铬比、铀钍比均逐渐降低,代表沉积环境氧含量 逐渐增加,沉积水体深度逐渐变小。

4.4 有机碳分析

长宁地区龙一,亚段总有机碳含量(TOC)受古

生产力、沉积环境(氧化还原程度)的影响,在垂向、 平面上均存在差异。垂向上总体自龙一,1小层向 \dot{t} 元⁴小层降低(图 1d);平面上, \dot{t} 元¹、 \dot{t} 元²小 层 TOC 东南高西北低,相对高值区总体呈 NE-SE 向展布,与古地貌隆起区叠合较好(图 7a),龙一³、 龙一⁴小层 TOC 高值区出现在研究区中部的古地 貌低部位区(图7b),并从中部向四周逐渐降低,向 研究区东部下降速率较快,向西部下降速率较慢。

4.5 页岩孔隙分析

长宁地区龙马溪组一段的页岩孔隙发育良好.



图 5 a. 龙一¹小层黏土含量(%)平面等值线图; b. 龙一²小层碳酸盐矿物含量(%)平面等值线图 Fig. 5 a. Contour map of the clay content (%) in Long¹; b. Contour map of the carbonate content (%) in Long²



图 6 龙一¹小层石英含量(%)平面等值线图 Fig. 6 Contour map of quartz content (%) in Long¹



图 7 龙一¹小层(a)、龙一³小层(b) TOC(%) 平面等值线图 Fig. 7 Contour map of the TOC content (%) in Long¹₁(a), and contour map of the TOC content (%) in Long³₁(b)

通过观察扫描电镜照片可见,多种形态的有机孔隙 结构最为发育,兼有部分微裂缝以及矿物颗粒晶间 孔和溶蚀孔(图 8)。其中龙一¹小层与龙一³小层 总孔隙度较高(普遍大于 4%),龙一²小层与龙一⁴ 小层总孔隙度较低(普遍小于 4%)。

5 讨论

5.1 不同地貌单元页岩物源及脆性差异

长宁地区矿物组分的空间变化规律指示了西 南、东北部相对显著的陆源碎屑供给,与古地貌高 相吻合。在平面上,黏土矿物含量与古地貌变化呈 正相关(图 2,图 5a),随着古地貌高的增加,黏土矿 物含量增大,碳酸盐矿物含量与古地貌呈负相关 (图 2,图 5b)。黏土矿物含量受到盆外物源供给能 力的影响,古隆起区黏土矿物含量高于古沟谷区, 指示古隆起区受到的陆源供给物质更多,而碳酸盐 矿物主要为内碎屑,可代表盆内物源供给能力。

富有机质页岩中石英的来源及成因较为复杂, 主要包括陆源碎屑石英、黏土转化石英、生物碎屑 石英(Ross and Bustin, 2008; 王淑芳等, 2014; 郭雯 等, 2021)。其中,陆源碎屑石英颗粒粒径较大、形 态不规则; 黏土转化石英多呈自形微晶; 生物碎屑 石英较少残留海绵骨针、放射虫、有孔虫等生物结 构形态(Stasiuk and Fowler, 2002; 何江林等, 2017), 大部分经历成岩作用后转变为微晶。古隆起区石 英优势富集可能存在两个层次的关联: 一方面,古 隆起区近物源,碎屑石英、碎屑黏土相对丰富, 另 一方面, 古隆起区古海洋生产力较强, 生物碎屑石



a. 微裂缝,形成于沉积成岩或构造运动造成的岩石破裂,缝宽约 0.1~2 μm,缝长几十微米到几百微米不等,龙一₁³小 层,NX11 井; b. 有机质孔隙,发育在高热演化黑色碳质页岩中,孔径大多<0.2 μm,常呈蜂窝状,是页岩储层中存在 的干酪根及其沥青质等有机质在热演化过程中发生裂解生烃作用而形成的次生孔隙,龙一₁¹小层,NX15 井; c. 矿物溶 蚀孔,呈不规则状,孔径为微米级,其边缘呈不规则的港湾状或锯齿状,是沉积过程中或成岩后由于化学条件不平衡 构成的溶蚀作用形成,龙一₁²小层,NX11 井; d. 黄铁矿晶间孔,为黄铁矿内部晶体间存在的孔隙,呈零星分布,孔径 普遍小于 0.3 μm,龙一₁¹小层,NX15 井

图 8 长宁地区龙马溪组页岩孔隙特征图 Fig. 8 Characteristics of shale pores in Longmaxi Formation, Changning area

英相对富集。

由于石英、长石及碳酸盐矿物相对于黏土矿 物、干酪根(有机质)具有更高的弹性模量(陈尚斌 等,2011;李萧等,2021;吴建发等,2021),富含石英、 长石及碳酸盐矿物的页岩更易发生脆性破裂(即易 被压裂)(Rickman et al., 2008; Sone and Zoback, 2013; Rybacki et al., 2015; Pan et al., 2016)。因此, 利用岩石矿物学方法进行计算,将石英含量与石英、 黏土、碳酸盐矿物三者含量之和的比值作为脆性 指数,计算出长宁地区龙一¹小层脆性指数分布在 37.3%~74.2%之间,平均值为 52.7%,而较高的脆 性指数有利于后期的生产压裂。

5.2 不同地貌单元微量元素与 TOC 差异

生物钡的质量分数在位于古隆起区的钻井中 高达 720×10⁻⁶~2000×10⁻⁶,总体自龙一1¹小层向龙 一1⁴小层逐步增加(图 3),而在位于古沟谷区的钻 井中相对较低(小于 500×10⁻⁶),整体从龙一1¹小层 向龙一1⁴小层逐步减少(图 4)。古隆起区近物源, 陆源营养物质供给强,所以生物生产率相对古沟谷 区更高,因此古隆起区生物钡含量更高。

使用镍钴比(Ni/Co)、钒铬比(V/Cr)以及铀钍 比(U/Th)作为氧化还原指标来判别古环境,在NX15 与NX11井中(图 3,图 4),从龙一1¹小层到龙一1⁴ 小层三个氧化还原指标均指示古环境由缺氧还原 环境逐渐过渡到含(有)氧环境,且龙一1亚段上部 砂质层理增多,并向上过渡为龙一2亚段粉砂岩,表 明海平面下降、沉积水体逐渐变浅,水动力增强。

垂向上, TOC 与三个氧化还原指标的变化趋势一致, 指示氧化环境并不利于有机质的保存。特别是, 龙一³、龙一⁴小层 TOC 高值区位于古地貌低处, 可见古沟谷区相对缺氧还原的沉积环境更有利于有机质保存。而龙一¹、龙一²小层 TOC 高值区位于古地貌高处, 证明古隆起区具有较高的古海洋生产力, 从而更有利于有机质优势富集。

5.3 不同地貌单元页岩气富集差异

长宁地区龙马溪组孔隙度、TOC 和含气量三



图 9 长宁地区富有机质页岩含气量与 TOC(a) 和孔隙度(b) 交汇图

Fig. 9 Cross plots of TOC content with the gas content (a), and TOC content with porosity (b) in organic-rich shales in Changning area

者关系紧密(图 9)。由于有机质是页岩生烃的物 质基础, TOC含量直接影响含气量的增加, 所以含 气量与 TOC 呈正相关。页岩中有机质热裂解生烃 过程中形成的有机质孔, 在一定程度上控制了页岩 基质中超微孔隙的发育(丁文龙等, 2012), 且孔隙 度与 TOC 的整体联系较好(图 1d), 表明有机孔隙 系统对于总孔隙度具有重要贡献(魏祥峰等, 2013; 魏志红和魏祥峰, 2014; 李令等, 2017)。有机质孔 为气体提供了大量的赋存空间。以高 TOC 为保障 的生烃、生孔优势, 最终形成了含气量优势。

总体而言, TOC 作为连接制约生烃能力和存 储能力的核心纽带, 是导致不同地貌单元页岩气富 集差异的关键因素。而古隆起区相对古沟谷区陆 源供给与氧含量更为丰富, 充分满足了浮游生物的 需要, 因此具有更高的古生产力, 使页岩气优势富 集。虽然古沟谷区较差的物源供给以及较深的水 体导致的古生产力相对缺失, 但随着海平面的降低, 古沟谷区相对古隆起区缺氧还原作用增强, 更利于 有机质的保存, 使页岩气在古沟谷区相对富集。

6 结论

(1)长宁地区龙马溪组沉积古地貌呈现出多级 隆洼相间格局。黔中古隆、川中古隆在长宁地区 继承性发育后,形成西南、东北部为两大低幅隆起 区,平面上,黏土矿物含量在研究区西南、东北部 呈现相对高值,碳酸盐矿物含量在西南、东北部呈 现相对低值,指示出研究区西南、东北部有相对显 著的陆源碎屑供给,与古地貌高吻合。

(2)古隆起区古海洋生产力较强,生物碎屑石 英相对富集,且古隆起区近物源,碎屑石英、碎屑 黏土转化石英也相对丰富,二者共同导致龙一,亚 段在古隆起区及其周缘为相对高石英含量的脆性区。

(3)古隆起区相对古沟谷区具有更多的陆源营 养物质供给,更高的古海洋生产力,致使龙一¹、龙 一²小层 TOC 高值区与古隆起区叠合;但海平面 降低后,古隆起区相对古沟谷区的氧化作用增强, 不利于有机质保存,导致龙一³、龙一⁴小层 TOC 高值区位于古地貌低洼处。

(4)长宁地区龙马溪组孔隙度与 TOC 呈正相 关,表明有机孔隙是优质页岩孔隙的重要组成部分, 孔隙度、TOC 和含气量三者关系紧密。古隆起区 相比古沟谷区其 TOC 更高、孔隙度更大,含气量 更高以及脆性指数更高,更利于优质页岩有机质生 烃和储存,以及后期的生产压裂。

References

Arthur M A, Sageman B B. 1994. Marine black shales: depositional mechanisms and environments of ancient deposits[J]. Annual Review of Earth and Planetary Sciences, 22 (1): 499–551.

Chen Y, Xu J, Wang P. 2020. Shale gas potential in China: A production

forecast of the Wufeng-Longmaxi Formation and implications for future development[J]. Energy Policy, 147: 111868.

- Chen S B, Zhu Y M, Wang H Y, et al., 2011. Characteristics and significance of mineral compositions of Lower Silurian Longmaxi Formation shale gas reservoir in the southern margin of Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 32 (5) : 775–782.
- Deng X S, Du X S, Yu W C, et al., 2020. 'Qianzhong Uplift' and evolution of the Late Paleozoic palaeogeography and its control on formation of bauxite in Guizhou Province [J]. Journal of Paleogeography, 22 (5): 872–892.
- Dong D Z, Shi Z S, Guan Q Z, et al., 2018. Progress, challenges and prospects of shale gas exploration in the Wufeng-Longmaxi reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry. B, 5 (5): 415 – 424.
- Ding W L, Li C, Li C Y, et al., 2012. Main controlling factors of shale fracture development and their influence on gas bearing property [J]. Earth Science Frontiers, 19 (2) : 212–220.
- Ge X Y, Mou C L, Yu Q, et al., 2021., A study on the enrichment of organic materials in black shales of the Wufeng to Longmaxi Formations in eastern Sichuan Basin [J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 41 (03) : 418–435.
- Geng J Y, Liu L P, Luo S S, et al., 2022. Paleogeomorphic characteristics and hydrocarbon accumulation rules of Jurassic Yan'an Formation in Huanjiang area of Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing: 42(1): 23–31.
- Guo W, Dong D Z, Li M, et al., 2021. Quartz genesis in organic-rich shale and its indicative significance to reservoir quality: A case study on the first submember of the first Member of Lower Silurian Longmaxi Formation in the southeastern Sichuan Basin and its periphery [J]. Natural Gas Industry, 41 (2) : 65–74.
- He J L, Liu W, Yang P, et al., 2017. Formation conditions and favorable areas of shale gas from Wufeng Formation to Longmaxi Formation in the southwest margin of Sichuan Basin[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 37 (3) : 50 – 58.
- He X, Wu J F, Yong R, et al., 2021.Accumulation conditions and key exploration and development technologies of marine shale gas field in Changning-Weiyuan block, Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 42 (2): 259–272.
- Jiang Z X, Tang X L, Cheng L J, et al., 2015. Characterization and origin of the Silurian Wufeng-Longmaxi Formation shale multiscale heterogeneity in southeastern Sichuan Basin, China[J]. Interpretation, 3 (2):61-74.
- Li L, Pan R F, Yang Y, et al., 2017. Characteristics of pores and the controlling factors in Longmaxi Formation of Silurian Changning Area, Sichuan Basin [J]. Journal of Geology, 41 (1): 39–45.
- Li T, Yang G L, He W, et al., 2021. Preservation condition for shale gas of Wufeng-Longmaxi Formations in Xichang Basin [J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 41 (3) : 465–476.
- Li X, Wu L M, Wang B X, et al., 2021. Numerical simulation of tectonic stress field and prediction of fracture target in the Longmaxi Formation, southeastern Chongqing[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 40 (6) : 24 – 31 (in Chinese with English abstract).

Liang X, Xu J L, Wang Y, et al., 2021. The shale gas enrichment

factors of Longmaxi Formation under gradient basin-mountain boundary in South Sichuan Basin: Tectono-depositional differentiation and discrepant evolution [J]. Chinese Journal of Geology, 56(1): 60-81.

- Liu W P, Zhou Z, Wu J, et al., 2020. Hydrocarbon generation and shale gas accumulation in the Wufeng-Longmaxi formations, Changning shale-gas field, Southern Sichuan Basin [J]. Journal of Nanjing University (Natural Science), 56 (03): 102–113.
- Liu R, Jiang D C, Zheng J, et al., 2021. Stress heterogeneity in the Changning shale-gas field, southern Sichuan Basin: Implications for a hydraulic fracturing strategy [J]. Mar. Petrol. Geol., 132: 105218.
- Liu Z C, Li H J, Zhang X, et al., 2021. Distribution and evolution of sedimentary facies of the Lower Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan and northern Guizhou area [J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 41 (3) : 436–445.
- Liu R, Hao F, Engelder T, et al., 2020. Influence of tectonic exhumation on porosity of Wufeng-Longmaxi shale in the Fuling gas field of the eastern Sichuan Basin, China[J]. AAPG Bull., 104 (4) : 939-959.
- Lu Y B, Ma Y Q, Wang Y X, et al., 2017. The sedimentary response to the major geological events and lithofacies characteristics of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in the Upper Yangtze area [J]. Earth Science, 42 (7) : 1169–1184.
- Ma L, Xu X J, Yan J F, et al., 2022. Enrichment laws and regional selection of shale gas at the edge of palaeohigh: A case study on the Lower Cambrian Niutitang Formation on the southwestern margin of Xuefeng Uplift [J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 42 (03) : 426–443.
- Ma X H, Xie J. 2018. The progress and prospects of shale gas exploration and exploitation in southern Sichuan Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 45 (1) : 161–169.
- Ma X H, Xie J, Yong R, et al., 2020. 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, 47 (5) : 841–855.
- Nie H K, Jin Z J, Ma X, et al., 2017. Graptolites zone and sedimentary characteristics of Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its adjacent areas [J]. Acta Petrolei Sinica, 38 (2) : 160–174.
- Pan R F, Gong Q, Yan J, et al., 2016. Elements and gas enrichment laws of sweet spots in shale gas reservoir: A case study of the Longmaxi Fm in Changning Block, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry B, 3 (3) : 195 – 201.
- Rickman R, Mullen M J, Petre J E, et al., 2008. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale[R]. In SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers, 9: 115258: 23-24.
- Ross D J, Bustin R M. 2008. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian –Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation[J]. AAPG bulletin, 92 (1) : 87–125.

Rong J Y, Chen X, Wang Y, et al., 2011. Changes of the Middle

Guizhou Ancient Land at the Ordovician Silurian Transition: Evidence and Enlightenment [J]. SCIENTIA SINICA Terrae, 41 (10) : 1407–1415.

- Rybacki E, Reinicke A, Meier T, et al., 2015. What controls the mechanical properties of shale rocks? –Part I: Strength and Young's modulus[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 135: 702 – 722.
- Sageman B B, Murphy A E, Werne J P, et al., 2003. A tale of shales: the relative roles of production, decomposition, and dilution in the accumulation of organic-rich strata, Middle-Upper Devonian, Appalachian basin[J]. Chemical Geology, 195 (1-4) : 229 – 273.
- Shi Z S, Yuan Y, Zhao Q, et al., 2022. Paleogeomorphology and oilbearing shale characteristics of the Wufeng—Longmaxi shale in southern Sichuan Basin, China [J]. Natural Gas Geoscience: 33(12): 1969–1985.
- Sone H, Zoback M D. 2013. Mechanical properties of shale–gas reservoir rocks–Part 2: Ductile creep, brittle strength, and their relation to the elastic modulus[J]. Geophysics, 78 (5) : 393–402.
- Stasiuk L D, Fowler M G. 2002. Thermal maturity evaluation (vitrinite and vitrinite reflectance equivalent) of Middle Devonian, Upper Devonian and Devonian – Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin[R]. Geological Survey of Canada Open-File Report, 4341: 20.
- Wang C, Dong T, Jiang S, et al., 2021. Vertical heterogeneity and the main controlling factors of the Upper Ordovician-Lower Silurian Wufeng-Longmaxi shales in the Middle Yangtze region [J]. Bulletin of Geological Science and Technology: 41(3): 108–121.
- Wang S F, Zou C N, Dong D Z, et al., 2014. Biogenic silica of organicrich shale in Sichuan Basin and its significance for shale gas [J]. Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis, 50 (3): 476–486.
- Wang Y X, Xu S, Hao F, et al., 2020. Multiscale petrographic heterogeneity and their implications for the nanoporous system of the Wufeng-Longmaxi shales in Jiaoshiba area, Southeast China: Response to depositional-diagenetic process[J]. Geological Society of America Bulletin, 132 (7-8) : 1704 – 1721.
- Wang Y M, Dong D Z, Li X J, et al., 2015. Stratigraphic sequence and sedimentary characteristics of Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its peripheral areas [J]. Natural Gas Industry, 35 (3) : 12–21.
- Wang Y M, Li X J, Dong D Z, et al., 2017. Main factors controlling the sedimentation of high-quality shale in Wufeng-Longmaxi Fm, Upper Yangtze region [J]. Natural Gas Industry, 37 (4): 9–20.
- Wu J F, Zhao S X, Fan C H, et al., 2021. Fracture development characteristics of organic shale rich in Longmaxi Formation in Changning area, southern Sichuan and its relationship with gas bearing property [J]. Acta Petrol Sin, 42 (4): 428–446.
- Wei X F, Liu R B, Zhang T S, et al., 2013. Micro-pores structure characteristics and development control factors of shale gas reservoir:A case of Longmaxi Formation in XX area of southern Sichuan and northern Guizhou [J]. Natural Gas Geoscience, 24 (5) : 1048–1059.

- Wei Z H, Wei X F. 2014. Comparison of gas-bearing property between different pore types of shale: A case from the Upper Ordovician Wufeng and Longmaxi Fms in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 34 (6) : 37–41.
- Xiong G Q, Liu C L, Dong G M, et al., 2021. A study of element geochemistry of mudstones of upper Ordovician Wufeng Formation and lower Silurian Longmaxi Formation in southern Daba Mountain [J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 41 (3) : 398–417.
- Xiong G Q, Zhou X L, Li X G. 2022. Hirantian lithofacies palaeogeography and their geological significance for shale gas in Micangshan-Dabashan area [J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 42(3): 368-384.
- Yan D T, Wang J G, Wang Z Z. 2009. Biogenetic barium distribution from the Upper Ordovician to Lower Silurian in the Yangtze area and its significance to paleoproductivity [J]. Journal of Xi'an Petroleum University (Natural Science Edition), 24 (4): 16–19+108–109.
- Yang B G, Pan R F, Liu L, et al., 2015. The Influence of Geological Condition of Sichuan Basin Changning Demonstration Area on the Development of Organic Matters in Shale [J]. Science Technology and Engineering, 15 (26): 35–41+65.
- Yu L, Shi Z J, Li S J, et al., 2014. Palaeogeomorphological features and their bearings on the hydrocarbon accumulation in the Wuqi oil field, Ordos Basin during the Lower Jurassic[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 34 (1): 31–35.
- Yu T, Liu H, Liu B, et al., 2022. Restoration of karst paleogeomorphology and its significance in petroleum geology—Using the top of the Middle Triassic Leikoupo Formation in the northwestern Sichuan Basin as an example[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 208: 109638.
- Zeng J K, Pan R F, Jin X F, et al., Research of shale reservoir heterogeneity:a case of Lower Silurian Longmaxi Formation in Changning Area, Sichuan Basin [J]. Fault–Block Oil and Gas Field, 2016, 23 (2) : 146–150.
- Zhang F, Huang Y, Lan B F, et al., 2021. Characteristics and controlling factors of shale reservoir in Wufeng Formation-Longmaxi Formation of the Zheng'an area [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 196 (1): 49–56.
- Zhang S, Jin Q, Hu M, et al., 2021. Differential structure of Ordovician karst zone and hydrocarbon enrichment in paleogeomorphic units in Tahe area, Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 48 (5) : 1113 – 1125.
- Zhao S X, Yang Y M, Zhang J, et al., 2016. Micro-layers division and fine reservoirs contrast of Lower Silurian Longmaxi Formation shale,Sichuan Basin,SW China [J]. Natural Gas Geoscience, 27 (3) : 470–487.

附中文参考文献

陈尚斌,朱炎铭,王红岩,等.2011.四川盆地南缘下志留统龙马溪 组页岩气储层矿物成分特征及意义[J].石油学报,32(5): 775-782

- 邓旭升,杜远生,余文超,等.2020. "黔中隆起"和贵州晚古生代 古地理演化及其对铝土矿的控矿作用[J].古地理学报,22(5): 872-892.
- 丁文龙,李超,李春燕,等.2012.页岩裂缝发育主控因素及其对含 气性的影响[J].地学前缘,19(2):212-220.
- 葛祥英, 牟传龙, 余谦, 等. 2021. 四川盆地东部五峰组-龙马溪组 黑色页岩有机质富集规律探讨[J]. 沉积与特提斯地质, 41 (3): 418-435.
- 耿军阳,刘丽萍,罗顺社,等.2022.鄂尔多斯盆地环江地区侏罗系 延安组古地貌特征与油气成藏规律[J].大庆石油地质与开发: 42(1):23-31.
- 郭雯,董大忠,李明,等.2021.富有机质页岩中石英的成因及对储 层品质的指示意义—以四川盆地东南部及周缘龙马溪组龙一, 亚段为例[J].天然气工业,41(2):65-74.
- 何江林,刘伟,杨平,等.2017.四川盆地西南缘五峰组—龙马溪组 页岩气形成条件与有利区优选[J].沉积与特提斯地质,37(3): 50-58.
- 何骁,吴建发,雍锐,等.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[J].石油学报,42(2): 259-272.
- 李令,潘仁芳,杨依,等.2017.四川盆地长宁地区志留系龙马溪组 页岩孔隙特征及发育控制因素[J].地质学刊,41(1):39-45.
- 李桃,杨贵来,何伟,等.2021.西昌盆地五峰组—龙马溪组页岩气 保存条件研究[J]. 沉积与特提斯地质,41(3):465-476.
- 李萧,吴礼明,王丙贤,等,2021. 渝东南地区龙马溪组构造应力 场数值模拟及裂缝有利区预测[J]. 地质科技通报,40(6):24-31.
- 梁霄,徐剑良,王滢,等.2021.川南地区渐变型盆-山边界条件下 龙马溪组页岩气(藏)富集主控因素:构造-沉积分异与差异 性演化[J].地质科学,56(1):60-81.
- 刘文平,周政,吴娟,等.2020.川南盆地长宁页岩气田五峰组-龙 马溪组成藏动力学过程及其意义[J].南京大学学报(自然科 学),56(3):102-113.
- 刘治成, 李红佼, 张喜, 等. 2021. 川南-黔北地区下志留统龙马溪 组沉积相展布及演化[J]. 沉积与特提斯地质, 41 (3): 436-445.
- 陆扬博,马义权,王雨轩,等.2017.上扬子地区五峰组-龙马溪组 主要地质事件及岩相沉积响应[J].地球科学,42(7): 1169-1184.
- 马龙,徐学金,闫剑飞,等.2022.古隆起边缘页岩气富集规律与选 区——以雪峰西南缘下寒武统牛蹄塘组为例[J].沉积与特提斯 地质,42(3):426-443.
- 马新华,谢军.2018.川南地区页岩气勘探开发进展及发展前景[J]. 石油勘探与开发,45(1):161-169.
- 马新华,谢军,雍锐,等.2020.四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,47(5): 841-855.
- 聂海宽,金之钧,马鑫,等.2017.四川盆地及邻区上奥陶统五峰组

一下志留统龙马溪组底部笔石带及沉积特征[J].石油学报, 38(2):160-174.

- 戎嘉余,陈旭,王怿,等.2011.奥陶-志留纪之交黔中古陆的变迁: 证据与启示[J].中国科学:地球科学,41(10):1407-1415.
- 施振生, 袁渊, 赵群, 等. 2022. 川南地区五峰组—龙马溪组沉积期 古地貌及含气页岩特征[J]. 天然气地球科学: 33(12): 1969-1985.
- 王川,董田,蒋恕,等.2021.中扬子地区上奥陶-下志留统五峰组-龙马溪组页岩纵向非均质性及主控因素[J].地质科技通报: 41(3):108-121.
- 王淑芳,邹才能,董大忠,等.2014.四川盆地富有机质页岩硅质生物成因及对页岩气开发的意义[J].北京大学学报(自然科学版),50(3):476-486.
- 王玉满,董大忠,李新景,等.2015.四川盆地及其周缘下志留统龙 马溪组层序与沉积特征[J].天然气工业,35(3):12-21.
- 王玉满,李新景,董大忠,等.2017.上扬子地区五峰组-龙马溪组 优质页岩沉积主控因素[J].天然气工业,37(4):9-20.
- 吴建发,赵圣贤,范存辉,等.2021.川南长宁地区龙马溪组富有机 质页岩裂缝发育特征及其与含气性的关系[J].石油学报,42(4):428-446.
- 魏祥峰,刘若冰,张廷山,等.2013.页岩气储层微观孔隙结构特征 及发育控制因素—以川南-黔北 XX 地区龙马溪组为例[J].天然 气地球科学,24(5):1048-1059.
- 魏志红,魏祥峰.2014.页岩不同类型孔隙的含气性差异—以四川盆 地焦石坝地区五峰组-龙马溪组为例[J].天然气工业,34(6): 37-41.
- 熊国庆,刘春来,董国明,等.2021.南大巴山上奥陶统五峰组-下 志留统龙马溪组泥岩元素地球化学特征[J].沉积与特提斯地质, 41(3):398-417.
- 熊国庆,周小琳,李小刚.2022.米仓山-大巴山地区赫兰特期岩相 古地理及其页岩气地质意义[J].沉积与特提斯地质:42(3):368-384.
- 严德天,汪建国,王卓卓.2009.扬子地区上奥陶-下志留统生物钡特征及其古生产力意义[J].西安石油大学学报(自然科学版), 24(4):16-19+108-109.
- 杨宝刚,潘仁芳,刘龙,等.2015.四川盆地长宁示范区地质条件对 页岩有机质的影响[J].科学技术与工程,15(26):35-41+65.
- 于雷,施泽进,李恕军,等.2014.鄂尔多斯盆地吴旗油区早侏罗世 古地貌特征与油气富集关系[J].沉积与特提斯地质,34(1): 31-35.
- 曾靖珂,潘仁芳,金晓凡,等.2016.页岩储层非均质性分析:以四 川长宁地区下志留统龙马溪组为例[J].断块油气田,23(2): 146-150.
- 张福,黄艺,蓝宝锋,等.2021.正安地区五峰组—龙马溪组页岩储 层特征及控制因素[J].地质科技通报,196(1):49-56.
- 赵圣贤,杨跃明,张鉴,等.2016.四川盆地下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,27(3): 470-487.