

川北地区大隆组页岩储层特征及勘探潜力

陈更生¹, 王林琪^{2,3}, 石学文¹, 杨雨然¹, 朱逸青¹,
蒲飞龙^{2,3}, 杨雪¹, 王青¹, 徐浩³

1. 中国石油西南油气田公司页岩气研究院, 成都 610051;
2. 成都理工大学 能源学院(页岩气现代产业学院), 成都 610059;
3. 油气藏地质及开发工程全国重点实验室(成都理工大学), 成都 610059

[摘要] 以川北地区朝天关口村大隆组典型野外剖面及邻区其他剖面为例,通过野外剖面观察、岩石薄片和微体古生物化石薄片观察鉴定等方法,分析其垂向及平面的岩相及沉积相展布及变化,结合区内已有钻井、地球化学微量元素、总有机碳(TOC)、物性及微孔隙等参数来探讨其页岩的勘探潜力。研究表明:(1)大隆组地层纵向上自上而下发育一套灰色硅质灰岩、灰黑色灰质页岩、灰黑色碳质页岩、泥岩组合,其中大隆组二段硅质灰岩和泥质灰岩中含有大量的菊石、牙形石、放射虫化石,大隆组一段碳质页岩和钙质页岩中则含有少量有孔虫、介形虫、双壳类、腹足类以及腕足等化石;(2)大隆组页岩沉积环境属于缺氧-贫氧咸水环境,利于有机质的保存与富集;(3)大隆组页岩有机质类型为 II₁ 型、有机质丰度高,处于成熟-高成熟演化阶段,孔隙主要发育粒间孔、粒内孔与有机质孔,大隆组二段黑色页岩孔隙度较高,脆性矿物质量占比高,页岩可压裂性好,具有良好的页岩气富集成藏地质条件。综上分析认为,川北地区大隆组页岩整体具有较好的页岩气资源潜力,可作为下一步页岩气勘探的后备层位。

[关键词] 四川盆地;大隆组;野外剖面;页岩储层特征;勘探潜力

[分类号] P618.13; TE121

[文献标志码] A

Characteristics and potential for exploration of shale reservoir in Dalong Formation in northern Sichuan

CHEN Gengsheng¹, WANG Linqi^{2,3}, SHI Xuewen¹, YANG Yuran¹, ZHU Yiqing¹,
PU Feilong^{2,3}, YANG Xue¹, WANG Qing¹, XU Hao³

[收稿日期] 2023-07-17。

[基金项目] 中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司页岩气研究院科技专项项目(XNS页岩院JS2022-26);“成都理工大学2022年中青年骨干教师发展资助计划”资助项目(10912-SJGG2022-07702)。

[第一作者] 陈更生(1963—),男,博士,教授级高级工程师,研究方向:石油天然气勘探开发,E-mail:chengs@petrochina.com.cn。

[通信作者] 王林琪(1992—),男,博士研究生,讲师,研究方向:非常规油气地质储层评价,E-mail:wanglinqi@cdu.edu.cn。

[引用格式] 陈更生,王林琪,石学文,等,2024.川北地区大隆组页岩储层特征及勘探潜力[J].成都理工大学学报(自然科学版),51(3):361-378。

Chen G S, Wang L Q, Shi X W, et al., 2024. Characteristics and potential for exploration of shale reservoir in Dalong Formation in northern Sichuan[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 51(3):361-378.

1. *Shale Gas Research Institute of PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610051, China;*
2. *College of Energy (College of Modern Shale Gas Industry), Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China;*
3. *State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China*

Abstract: In this study, we analyze the distribution of vertical and horizontal lithofacies as well as the sedimentary facies of a typical field section of the Dalong Formation in Guankou Village of Chaotian District in northern Sichuan, based on field observations and the identification of thin sections of rock and micropaleontological fossils. We then discuss the potential for shale exploration based on data from wells in the area, the main and trace geochemical elements in it, its total organic carbon content, physical properties, and micropores. The results showed the following: (1) A set of assemblages of gray siliceous limestone, gray-black calcareous shale, gray-black carbonaceous shale, and mudstone had developed from top to bottom in the Dalong Formation. The siliceous limestone and argillaceous limestone in the upper Dalong Formation contained a large amount of ammonites, conodonts, and radiolaria fossils, while the carbonaceous shale and calcareous shale in the lower Dalong Formation contained a small amount of Rhizaria, ostracods, bivalves, gastropods, and brachiopods. (2) The sedimentary environment of shale in the Dalong Formation had an anoxic-poor oxygen-saline water environment that was conducive to the preservation and enrichment of organic matter. (3) The organic matter of shale in the Dalong Formation was of the II₁ type. It was highly abundant, and was in the mature stage of its evolution. The pores mainly consisted of intergranular pores, intraparticle pores, and organic matter pores. The black shale in the upper Dalong Formation was highly porous and contained a large amount of brittle minerals. The shale had good fracture-related properties and suitable geological conditions for the accumulation of shale gas. In sum, shale in the Dalong Formation in northern Sichuan has considerable potential for extraction, and it can be used as a backup reservoir for the exploration of shale gas.

Key words: Sichuan basin; Dalong Formation; field section; shale reservoir characteristics; exploration potential

四川盆地发育下寒武统、上奥陶统一下志留统、下二叠统和上二叠统 4 套区域性海相泥页岩,页岩气可采资源量达到 $2.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$,是中国页岩气勘探开发最具潜力的盆地之一(梁狄刚等, 2008)。近年来,中上扬子地区页岩气勘探取得了重大突破,上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组实现了页岩气商业开发,2021 年页岩气产量达 $230 \times 10^8 \text{ m}^3$ (邹才能等, 2021)。目前中国页岩气勘探开发结果反映出,陆相及海陆过渡相页岩地层相较于海相页岩地层厚度分布连续性差、有机碳总量较低、孔隙度不高、黏土矿物质量分数占比高、热演化程度低,规模性开发难度较高,不宜成为页岩气勘探开发最有利的相带(梁狄刚等, 2008)。因此,当前页岩气后备层系仍将优先考虑

海相页岩层系。

四川盆地勘探开发程度较高的海相页岩气层系五峰组—龙马溪组页岩含气性已经得到了多口页岩气井的证实(魏志红和魏祥峰, 2014; 张译戈, 2014; 郭彤楼和张汉荣, 2014)。川南地区五峰组—龙马溪组页岩含气量为 $0.30 \sim 5.09 \text{ m}^3/\text{t}$,平均值为 $1.93 \text{ m}^3/\text{t}$ 。其中,长宁地区含气量为 $1.88 \sim 3.59 \text{ m}^3/\text{t}$,平均值为 $2.90 \text{ m}^3/\text{t}$ (魏志红和魏祥峰, 2014); 威远地区含气量为 $0.82 \sim 2.16 \text{ m}^3/\text{t}$,平均值为 $1.65 \text{ m}^3/\text{t}$ 。与之相比较,上二叠统页岩气勘探开发尚处于摸索阶段,而大隆组更是一套新层系,其于 1938 年以广西来宾市大隆煤矿命名,指上二叠统顶部的一套硅质岩、泥岩、砂岩、凝灰岩等岩性组合的地层,富假提罗菊

石化石群。而在四川盆地内,主要指上二叠统含 *Pseudotirolites asiaticus*, *Pseudotirolites* sp. 的硅质岩、硅质页岩,与长兴组同期异相;其页岩沉积于东吴运动之后持续拉张后形成的“开江—梁平”海槽,主要分布于广元、旺苍、南江、开江一带(王明筏等,2023)。以这套泥页岩作为烃源岩,已发现了一系列常规大、中型油气田(李平等,2016;郭彤楼,2019)。近年来,川东北地区部分探井在大隆组层段钻遇厚层暗色泥页岩均有良好的气显示,如南江地区 LB1 井钻遇暗色泥页岩 27 m,总含气量达到 4.62 m³/t;鄂西鹤峰地区 HD1 井钻遇优质泥页岩超过 50 m,总含气量为 1.59 m³/t;鄂西巴东地区 BY1 井总含气量 2.00 m³/t,水东向斜 GD1 井和 WYD1 井分别钻遇优质页岩 26 m 和 40.3 m,含气量达 1.07~2.00 m³/t(王威等,2020;王明筏等,2023)。结合已有钻井含气量与之前五峰组—龙马溪组页岩气产层对比,上二叠统大隆组页岩段同样具有较高含气量,勘探潜力良好,有望成为四川盆地页岩气勘探开发的接替层系(李牛等,2011;张毅,2017;邱岐,2021;姚素平等,2022)。

但由于研究区内以上二叠统为目的层的钻井较少且相应的实验测试数据尚不完善,进而对大隆组认识更加模糊,尤其是针对页岩气层的综合评价研究相对较少,导致对大隆组的沉积特征、储层品质等基础地质条件认识不足,无法准确评价资源潜力,制约了对大隆组页岩气下一步的勘探开发工作。为此,本文选取川北地区朝天关口村大隆组野外剖面,结合区域地质资料及前人研究成果,从岩性、沉积、地球化学及物性特征等综合研究,以明确川北地区大隆组海相页岩储层特征与勘探潜力。

1 区域地质背景

广元朝天关口村地处四川省广元市朝天区羊木镇境内,位于四川盆地西北缘,龙门山构造带北段,是松潘—甘孜褶皱带与扬子地台的过渡带,位于汉南—米仓山隆起带南缘(刘正元等,2020)。受具有全球性海退背景的晚二叠纪在扬子地区发

生的区域性海侵事件和基底断裂活动的影响,以及东吴运动、峨眉地裂运动和南秦岭勉略—紫阳洋盆裂陷影响,导致上扬子北部地层差异抬升形成台内洼地裂陷区(唐大海等,2016),进而演化发育成广元—旺苍—开江—梁平海槽(李红敬等,2009)。本次研究的上二叠统大隆组海相页岩总体顺海槽延伸,分布受控于北西—南东向展布的海槽,在广元、旺苍均有露头出露,在南江、普光(宣汉地区)、元坝、龙岗等地探井均有钻遇(王明筏等,2023)。地层厚度呈现出北西厚、南东薄的特征,展布受沉积相控制,地层连续性较差,海槽构造区域外地层发育不明显(图1)。

2 关口村剖面大隆组地层特征

关口村剖面位于广元市朝天区羊木镇关口村废弃煤矿旁河道,是川西北地区二叠系大隆组新发现的一条剖面,大隆组出露较为完整、顶部与飞仙关组界限清晰(图2),目的层内未见明显大型断层、褶皱等,剖面整体为单斜构造,易于地层识别及划分,且剖面位于河道内,经长期河水冲刷,覆盖物较少,易于观察及仪器实地测量。该剖面起点全球定位系统(GPS):32°31'2",105°44'58",全剖面出露地层有飞仙关组(未见顶)、大隆组和吴家坪组(未见底),总长度为45 m,剖面倾角52°。该剖面大隆组主要以灰黑、黑色碳质硅质页岩、硅质岩和泥质灰岩为主。本次研究对该剖面进行大比例尺的精细测量与系统取样,其中大隆组自上而下细分为24个岩性段,具体小层划分如下:

上覆地层:下三叠系飞仙关组地层为剖面的顶界地层,未见顶。岩性为灰—黄灰色薄板状灰岩。该层较松散,有机质总量较低。 2.34 m

———整合接触———

上二叠统大隆组地层:

大隆组二段(23层~17层):

23. 中—厚层灰色硅质灰岩,夹极薄层泥灰岩,整体质地坚硬,层面顶部见有大量保存完整的菊石 *Pseudotirolites*、*Pseudogastrioceras*,其直径约5 cm(图3-A)、腕足 *Spinomarginifera*、*Orthotetina* 和硅

- 质放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella*，水平层理十分发育，与上覆飞仙关组呈平行整合接触(图 3-B)，手持伽马仪读数显示 19~30 API。 3.40 m
22. 薄层灰黑色灰质泥岩，手持伽马仪读数显示 21~34 API。 0.30 m
21. 灰色泥质灰岩，手持伽马仪读数显示 19~30 API。 0.30 m
20. 灰黑色薄层页岩，向上页岩层逐渐减少且变薄，硅质增加，手持伽马仪读数为 24~27 API。 0.30 m
19. 薄层灰黑色微晶灰泥岩，含生屑，部分发育团块状含颗粒(生物屑+砂屑)燧石团块泥晶灰岩与成层性好的中层块状颗粒泥晶灰岩(图 3-C)，局部黄铁矿呈星点状分布，手持伽马仪读数显示 18~25 API。 0.60 m
18. 薄层灰黑色硅质灰岩，手持伽马仪读数显示 34~43 API。 0.90 m
17. 中层灰黑色页岩，手持伽马仪读数显示 28~30 API。 2.00 m
- 大隆组一段(16 层~1 层)：
16. 灰黑色灰质页岩，手持伽马仪读数显示 14~30 API。 2.52 m
15. 灰黑色碳质页岩，含大量钙化放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella*，水平层理发育较为明显，生屑顺层分布，可见层理缝，手持伽马仪读数显示 32~60 API。 2.98 m
14. 灰黑色钙质页岩，含大量顺层排列生物碎屑(双壳 *Claraia* sp.、*Promytilus*、介形虫 *Polytylites*、放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella*、腹足 *Callistadia*、*Polygyrina* 类)，手持伽马仪读数显示 40~48 API。 1.90 m
13. 灰黑色碳质页岩，含大量放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella*，手持伽马仪读数显示 46~59 API。 2.35 m
12. 灰黑色钙质页岩，含大量生屑(放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella*、介形虫 *Polytylites*、双壳 *Claraia* sp.、*Promytilus* 等)顺层排列，生屑钙化明显，手持伽马仪读数显示 35~48 API。 4.28 m
11. 灰黑色含泥灰岩，见缝合线和残余生屑结构，重结晶作用明显，手持伽马仪读数显示 35~40 API。 0.64 m
10. 灰黑色碳质泥岩，手持伽马仪读数显示 44~57 API。 1.17 m
9. 灰黑色硅质薄层状灰岩(图 3-D)，含少量硅质放射虫 *Albaillella* 和完整的薄壳介形虫 *Polytylites* 化石，手持伽马仪读数显示 30~35 API。 0.87 m
8. 灰黑色钙质页岩，含大量放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella* 顺层排列，有明暗相间纹层发育，手持伽马仪读数显示 35~40 API。 0.98 m
7. 浅灰色泥云岩，风化较明显，放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella* 部分碳酸盐化，部分双壳 *Claraia* sp. 硅化，手持伽马仪读数显示 32~34 API。 0.47 m
6. 灰黑色钙质页岩。一段硅质较高，向上钙质增多，风化后页理明显，斑脱岩风化呈土黄色，含少量放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella* 化石。该小层地层有轻微低角度局部褶皱(图 3-E)，手持伽马仪读数显示 36~45 API。 4.85 m
5. 灰黑色泥质粉晶灰岩，手持伽马仪读数显示 25~35 API。 1.15 m
4. 灰黑色页岩，手持伽马仪读数显示 30~37 API。 0.72 m
3. 深灰色硅质岩，风化后呈灰黄色页岩。 0.35 m
2. 深灰色钙质泥岩，与灰黑色页岩不等厚互层，可见少量双壳 *Claraia* sp.、*Promytilus* 及薄壳介形虫 *Polytylites* 化石。 0.43 m
1. 灰白色硅质灰岩夹燧石结核或条带灰岩、生物碎屑灰岩，含少量碳酸盐化放射

虫 *Albaillella*, 与下伏吴家坪组呈平行整合接触(图 3-F)。

0.64 m

——整合接触——

下伏地层:上二叠统吴家坪组为该剖面的底

界地层,但在本剖面因被混凝土河堤所覆盖以及河道阻断无法完整测量其厚度,但总体可把握地层特征,区域厚度应超过 81 m。岩性以含燧石灰岩为主(图 4)。

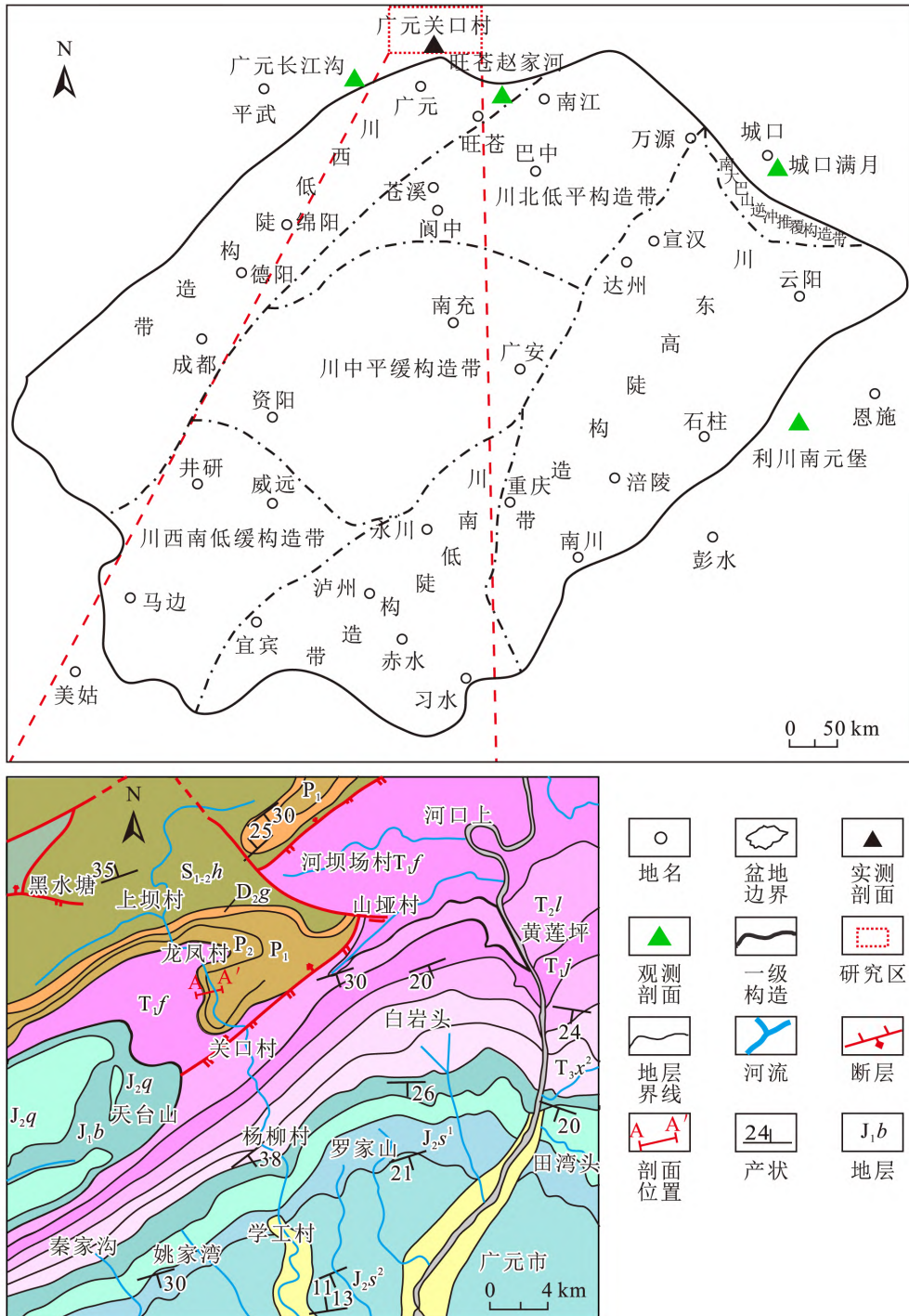


图 1 朝天关口村构造位置

Fig. 1 Location of Guankou Village in Chaotian District

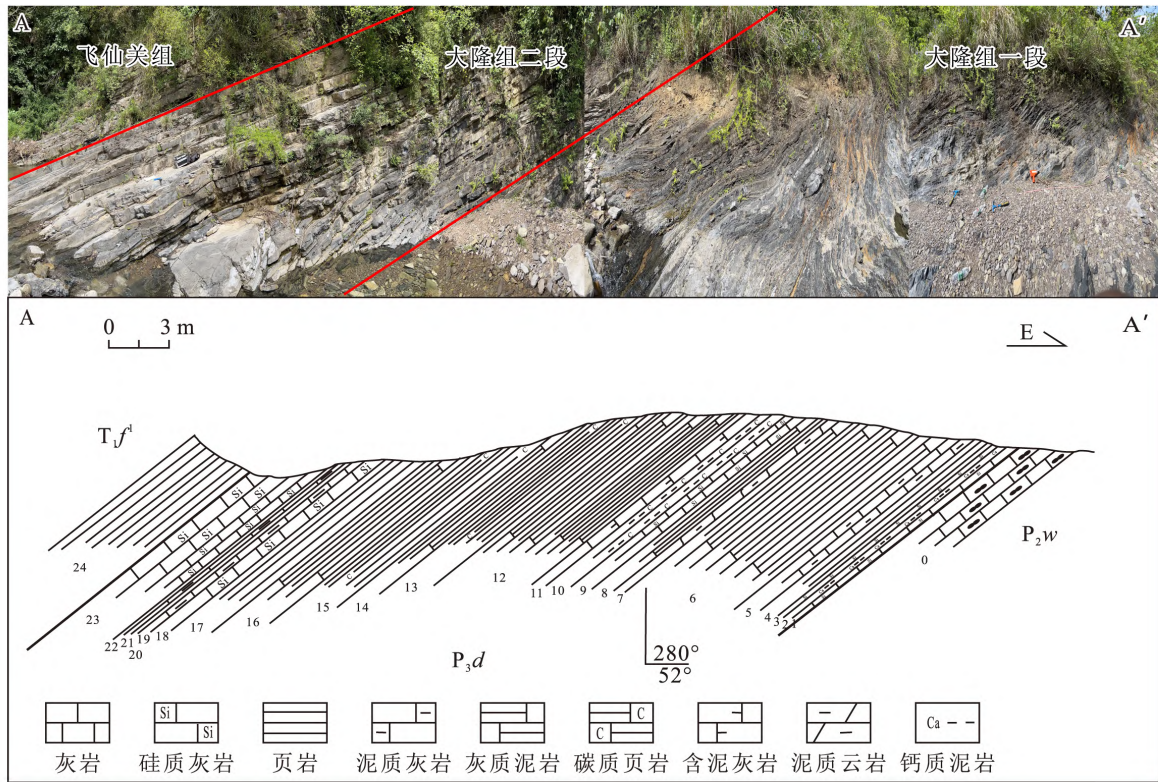


图 2 四川省广元车家坝—关口村上二叠统大隆组野外实测剖面图
 Fig. 2 Field-measured section of the Dalong Formation from the Upper Permian in Chejiaba-Guankou Village, Guangyuan, Sichuan Province

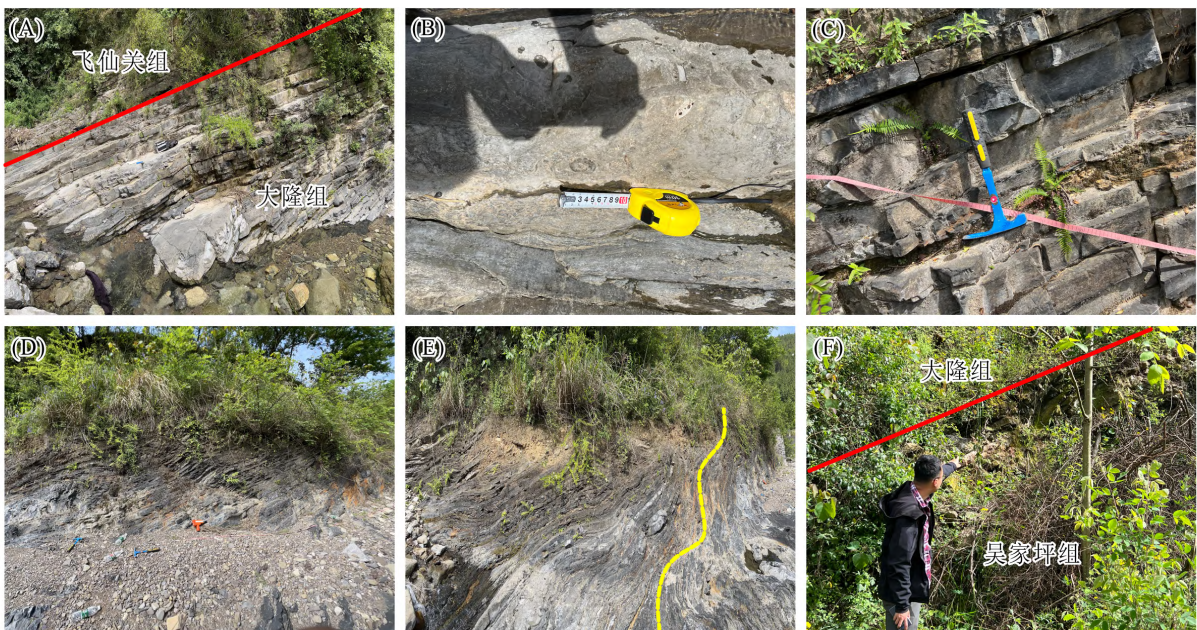


图 3 朝天关口村剖面岩性及分层特征
 Fig. 3 Lithology and stratification of the Guankou Village section in Chaotian District
 (A)大隆组与上覆飞仙关组整合接触关系;(B)大隆组二段硅质灰岩中完整 *Pseudotiroliolites* 菊石化石;
 (C)大隆组二段厚层块状颗粒泥晶灰岩;(D)微晶灰岩与灰质泥岩有规律的韵律互层;
 (E)大隆组一段有轻微低角度局部褶皱的钙质页岩;(F)大隆组与下伏吴家坪组整合接触关系

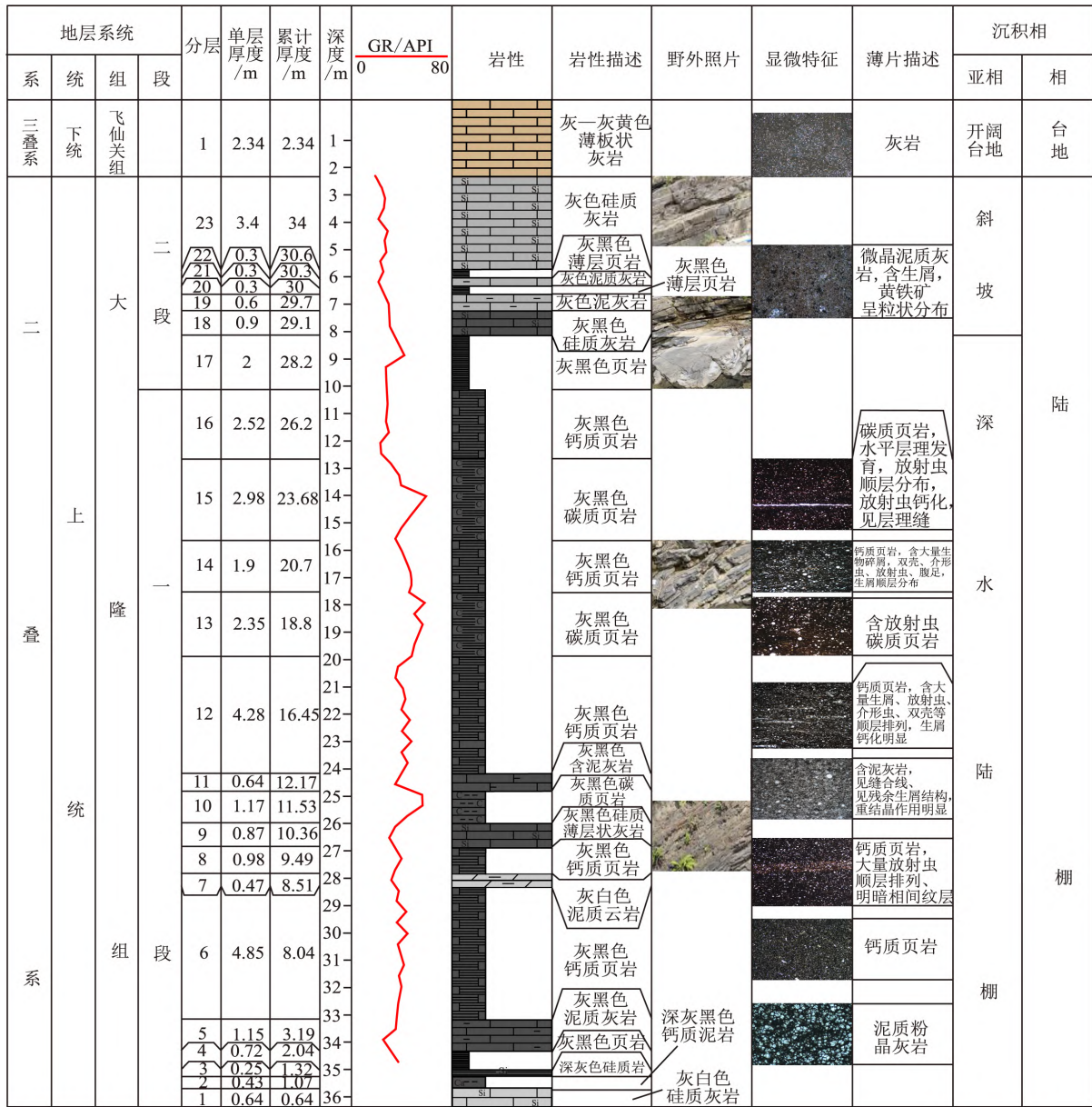


图 4 广元朝天关口村上二叠统大隆组剖面综合柱状图

Fig. 4 Comprehensive histogram of the Dalong Formation section from Upper Permian in Guankou Village, Chaotian District, Guangyuan

3 大隆组基本地质特征

3.1 矿物组分特征

通过对朝天关口村剖面大隆组的典型样品进行 X 射线衍射全岩分析, 结果表明大隆组泥页岩整体以石英和方解石为主, 黏土矿物次之, 含有少量的白云石、黄铁矿及长石等(图 5)。其中石英质量分数占比较高, 介于 6.7%~89.6%, 平均为 63.2%; 方解石质量分数占比介于 0%~84.5%, 平均为 24.2%; 黏土矿物质量分数占比较低, 介于

0%~22.9%, 平均为 5.7%。计算脆性矿物质量分数占比介于 77.1%~96.9%, 平均为 93.8%。此外, 大隆组中含有大量硅质岩夹层, 其石英质量分数占比介于 70.9%~89.6%, 对其硅质来源, 有学者研究认为与火山活动有关, 本次研究中镜下照片显示除了陆源碎屑石英, 还存在大量未定型的自生石英。纵向分布上看, 大隆组一段主要以硅质页岩、碳质页岩为主, 石英质量分数占比高(平均达 70.6%), 而大隆组二段以泥质灰岩、硅质灰岩为主, 方解石质量分数占比相对较高(平均为 42.6%)。

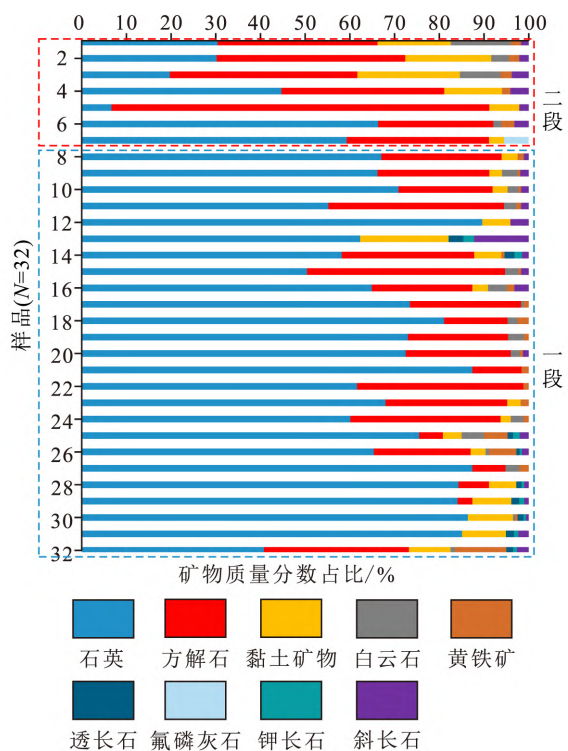


图 5 朝天关口村剖面大隆组页岩矿物组成
Fig. 5 Mineral composition of shale in the Dalong Formation in Guankou Village Section, Chaotian District

广元长江沟大隆组剖面与关口村剖面有相似特征,但是黏土矿物相对质量分数占比高于关口村,其方解石质量分数占比介于 13%~82%,平均为 65.25%;黏土矿物质量分数占比较低,介于 13%~90%,平均值为 52.71%。黄铁矿及褐铁矿在该层段内均有检出,也共同证明其沉积时主要为低能—还原的环境。对同区乐坝 1 井的分析中,发现了与关口村剖面相同的高脆性矿物特征,其中石英质量分数占比介于 4.1%~77.8%,平均值为 44.7%;方解石质量分数占比介于 1%~86.3%,平均值为 21.5%;计算脆性矿物质量分数占比介于 33.4%~96.2%,平均值为 82.3%;而黏土矿物质量分数占比介于 3.6%~65.5%,平均值为 17.1%(王威等,2020),该高脆性的特点为后期储层开发改造创造了良好的条件。

3.2 有机地球化学特征

3.2.1 有机质类型与成熟度

干酪根显微组分鉴定,结果表明,该地区大隆组有机质显微组分中腐泥组数量占比最高,介于 59.00%~66.00%之间,全部为腐泥组无定形体,镜质组数量占比介于 8.00%~12.00%之间,全

部为正常镜质体,惰质组丝质体数量占比介于 1.00%~3.00%之间;通过计算,类型指数为 60.00~71.50,平均值为 66.40,表现出 II₁ 型干酪根的特征。通过镜质体反射率(R_o)检测分析,朝天关口村剖面大隆组镜质体反射率分布于 0.94%~1.25%,平均值为 1.10%,处于成熟—高成熟演化阶段。

邻区露头剖面样品也表现出同样的特征。该区域内大隆组有机质主要显微组分为腐泥组,数量占比为 60%~80%,平均值为 71.5%;镜质组数量占比为 7%~17%,平均值为 11.6%,惰质组数量占比为 11%~22%,平均值为 16.4%;壳质组数量占比不超过 2%。根据类型指数判断,大隆组干酪根主要为 II₁ 型,类型指数值介于 43.0~62.0;少量为 II₂ 型,类型指数值介于 25.8~38;但乐坝 1 井大隆组镜鉴结果全部为 I 型,所以总体分析认为该区大隆组原始有机质输入以海相藻类为主。该区内其他剖面镜质体反射率(R_o)分布于 1.53%~1.77%,平均值为 1.64%;河坝 1 井 R_o 为 2.01%;马深 1 井 R_o 为 2.6%;乐坝 1 井 R_o 为 2.42%,均处于成熟—高成熟演化阶段(夏茂龙等,2010),处于主生气窗范围,有利于干气大量生成。

3.2.2 有机质丰度

总有机碳总量(TOC)常作为页岩气储层品质判别的关键参数之一,根据《页岩气地质评价方法》(中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局和中国国家标准化管理委员会,2015),将 TOC 值大于 2.00%为优质页岩层段,TOC 值介于 1.00%~2.00%之间为一般(中等)页岩层段。本次 TOC 分析测试结果显示,朝天关口村大隆组总体 TOC 值介于 0.57%~18.90%之间,平均值为 4.28%,其中大隆组一段黑色页岩段样品 TOC 值较高(图 6),介于 0.80%~18.90%,平均值为 4.81%。

同区海槽内露头剖面中大隆组泥页岩 TOC 值介于 1.55%~24.31%之间,平均值为 9.9%;海槽内钻井大隆组取心段样品中泥页岩 TOC 值为 2.50%~8.96%,平均值达 4.49%。根据钻井取心测试数据分析,乐坝 1 井大隆组泥页岩 TOC 值介于 0.77%~16.95%,平均值为 8.32%;河坝 1 井和龙 1 井大隆组泥页岩 TOC 平均值介于 6.51%~8.46%。因此,总体上川北地区大隆组内泥页岩是一套优质烃源岩。

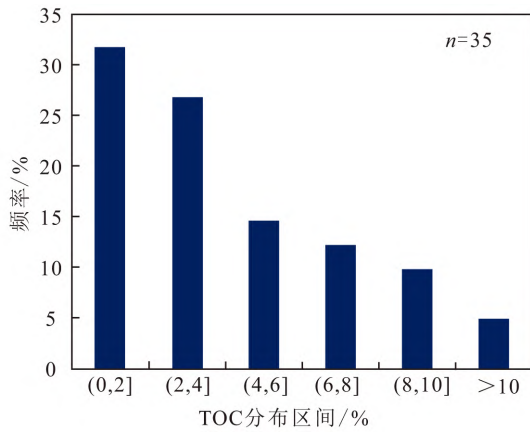


图 6 朝天关口村剖面大一段 TOC 分布图

Fig. 6 Distribution of TOC of the Lower Dalong Formation in Guankou Village, Chaotian District

3.3 无机地球化学特征

主微量元素等无机地球化学分析是重建古沉积环境的通用方法(樊秋爽等,2022)。通过对 35 个样品分析,系统重建了朝天关口村剖面大隆组古沉积环境特征。

(1) 古气候

通过对关口村剖面大隆组常量元素的测试并计算得到化学蚀变指数(CIA)值在 62.94~81.11 之间,平均值为 71.96,指示该剖面大隆组沉积环境是处于中等化学风化背景下的暖湿型气候。

MgO/CaO 比值也是指示古气候变化的良好指标之一,高值指示干热气候,低值指示潮湿气候,但当钠盐、钾盐等易溶性盐类参与沉积时,MgO/CaO 高值指示潮湿气候,低值指示干热气候(Nesbitt and Young,1982;余焯等,2014;Bai et al.,2015;丁江辉等,2021)。研究区大隆组样品 K₂O 与 N₂O 质量分数占比非常低,K⁺与 Na⁺参与沉积的程度很低,MgO/CaO 的值介于 0.012~1.4 之间,平均值为 0.152,指示该剖面大隆组沉积时期为相对潮湿的气候条件,与 CIA 值指示的结果较为一致。

(2) 古盐度

沉积物中水体的含盐度称为水体古盐度,古盐度对恢复沉积时期古地理环境、认识古环境变化以及富有机质页岩的发育条件具有重要意义(拜文华等,2019)。据前人研究发现,古盐度越高,页岩沉积环境的还原性越强,有机质丰度越高。Sr/Ba 比值可作为古盐度判别的灵敏标志,常用于古盐度的恢复。当 Sr/Ba 值大于 1.0 时,

指示咸水沉积环境;当 Sr/Ba 值小于 1.0 时,指示淡水沉积环境。研究区大隆组 Sr/Ba 值介于 1.09~34.87 之间,Sr/Ba 比值变化较大,基本上在 1.0 以上,总体平均值为 14.56,反映该剖面大隆组沉积时期处于咸水环境。

(3) 氧化还原环境

V,Mo,U,S 和 Ni 等元素的质量分数占比一般与还原条件呈正相关(孟昊等,2016),前人通过这些元素的特性建立了一系列(V/Cr,V/(V+Ni),δU,Ni/Co)等氧化还原的判别标准(表 1),根据所取样品的测试及分析,可得到以下指标比值及结论。

表 1 大隆组氧化还原环境的判别指标
(据吕荐阔等,2021 修改)

Table 1 Indicators used to identify the redox environment of the Dalong Formation

判别指标	沉积环境		
	氧化环境	贫氧环境	缺氧环境
V/Cr	<2	2~4.25	>4.25
V/(V+Ni)	<0.60	0.60~0.85	>0.85
δU	<1		>1
Ni/Co	<5	5~7	>7

大隆组一段样品 V/Cr 的值介于 0.82~12.60 之间,V/Cr 的值基本大于 2.00,大多数大于 4.25,平均值为 4.76;V/(V+Ni)介于 0.67~0.94 之间,且大多数在 0.80 以上,平均值为 0.84;δU 的值介于 1.60~1.97 之间,平均值为 1.84;Ni/Co 的值介于 4.25~28.37 之间,且大多数比值在 10 以上,平均值为 15.30。综合上述比值,指示大隆组一段沉积时期为以缺氧环境为主。

大隆组二段样品 V/Cr 的值介于 0.98~3.83,平均值为 3.83;V/(V+Ni)的值介于 0.65~0.77 之间,平均值为 0.70;δU 的值介于 1.39~1.93 之间,平均值为 1.67;Ni/Co 的值介于 3.04~11.20 之间,平均值为 5.52。综合上述比值,指示大隆组二段沉积时期为以贫氧环境为主。

综合以上各种指标,得到大隆组主微量元素比值纵向变化特征图(图 7),并结合这些数据综合投点于 Ni/Co-V/Cr,Ni/Co-TOC(%),Ni/Co-V/(V+Ni),V/(V+Ni)-V/Cr 图版(图 8),大隆组黑色页岩段页岩氧化还原特征元素的比值其交汇点大部分投落在缺氧或贫氧的区域,综合分析认为朝天关口村剖面大隆组的沉积环境为缺氧—贫氧环境。

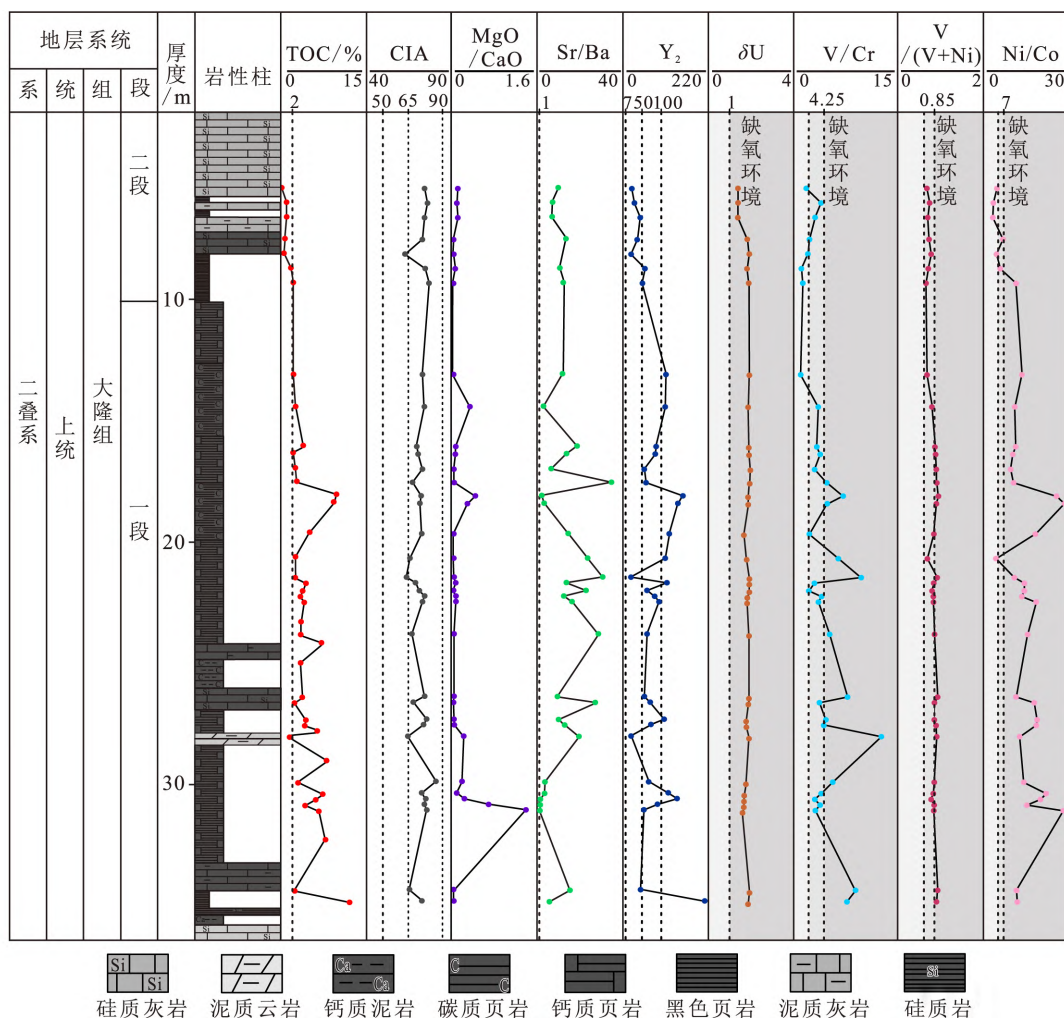


图 7 朝天关口村剖面大隆组页岩主微量元素比值纵向变化特征图

Fig. 7 Longitudinal variations in the ratios of major and trace elements of shale in the Dalong Formation of the Guankou Village in Chaotian District

(4) 古生产力

本文选择利用古生产力替代系数 (Y_2) (陈慧等, 2010) 反映古生产力的变化, 元素 Cu、Ni 和 Zn 在氧化水体条件下一般吸附于铁锰氢氧化物或随有机质的沉降而落到海底, 由于解吸附作用而进入水体, 在还原水体条件下一般形成各自的硫化物并保存于沉积物中 (韦恒叶, 2012)。故用元素 Cu、Ni、Zn 的地球化学替代指标更为可靠, 陈慧等 (2010) 构建包含过量铜 (Cu_{xs})、过量镍 (Ni_{xs}) 和过量锌 (Zn_{xs}) 的古生产力替代系数 (Y_2)。

$$Y_2 = 0.610962 \times Zn_{xs} + 0.593955 \times Cu_{xs} + 0.523396 \times Ni_{xs} \quad (1)$$

X_{xs} 为元素 X 的过剩值, 该值是利用澳大利亚后太古代平均页岩 (PAAS) 中微量元素质量分

数占比对样品微量元素质量分数占比进行 Ti 校正后得到; X_{total} 为对应样品元素 X 质量分数占比; Ti_{total} 为对应样品元素 Ti 质量分数占比。校正公式为:

$$X_{xs} = X_{total} - Ti_{total} \times (X/Ti)_{PAAS} \quad (2)$$

式中: 所用 $(X/Ti)_{PAAS}$ 引自 Taylor and McLennan (1985)。

大隆组一段沉积时期, 以缺氧环境为主, 古生产力替代系数 (Y_2) 介于 21.50~212.21, 平均值为 90.40, 根据古生产力系数评判标准, 表明古生产力水平较高; 大隆组二段沉积时期, 以贫氧环境为主, 古生产力替代系数 (Y_2) 介于 21.35~57.99, 平均值为 38.15, 表明古生产力水平稍低, 从纵向上看, 关口村剖面大隆组从底到顶古生产力呈逐步降低的趋势。

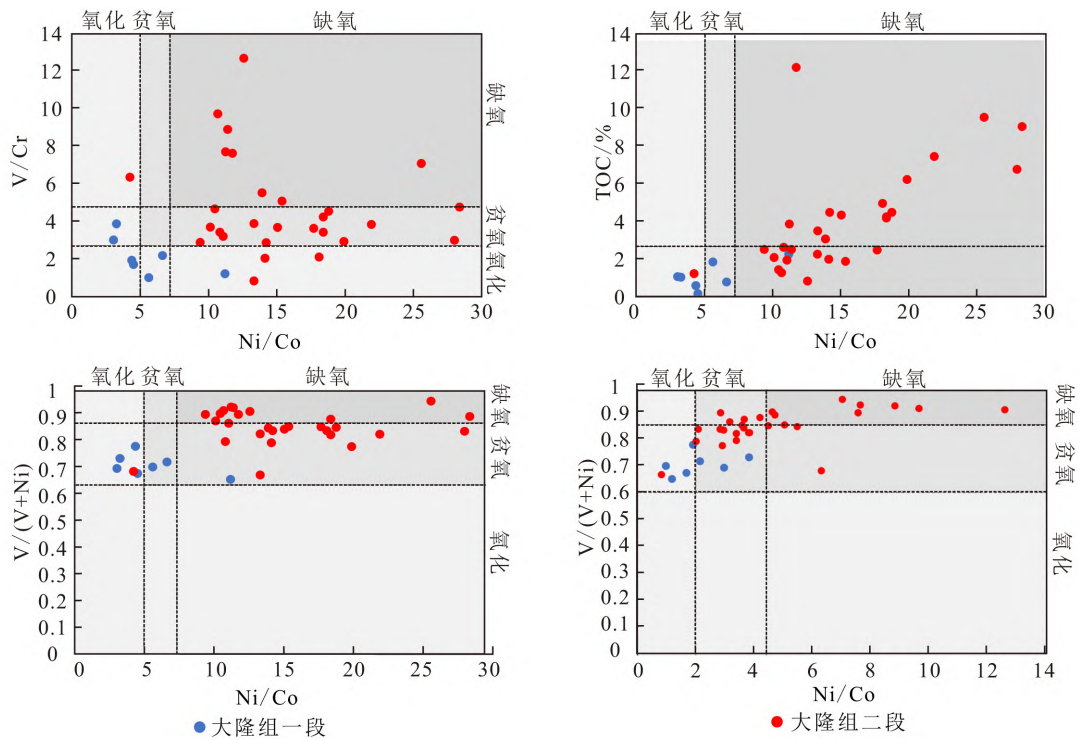


图 8 朝天关口村剖面大隆组页岩氧化还原条件判别图

Fig. 8 Discrimination diagram of redox conditions of shale in the Dalong Formation in Guankou Village,Chaotian District

3.4 沉积特征

从岩性特征方面分析,朝天关口村剖面大隆组二段以灰色硅质灰岩、泥微晶灰岩和灰质泥岩为主,夹钙质泥岩,其中 20 小层团块状含颗粒(生屑+砂屑)燧石团块泥晶灰岩与成层性好的中层块状颗粒泥晶灰岩组成,其韵律层理较为发育,主要表现为硅质灰岩、微晶灰岩与灰质泥岩有规律的韵律变化(图 9-C),这种韵律层大多形成于台地边缘水体较深的陆棚斜坡环境中,钙质矿物增多,进一步表明大隆组时期该区沉积水体环境正在逐渐变浅。剖面出露的大隆组二段地层的岩石中有机质和黄铁矿较丰富(图 9-B),但相较于大隆组一段地层中的质量分数占比明显偏低,一段地层局部发育有机质或泥质构成的水平层理(图 9-A),此现象代表了深水且较为平静的低能环境。

结合岩样薄片中古生物标志特征分析,朝天关口村大隆组剖面显示的生物群落主要由浮游和假漂浮生物构成(图 9-D),剖面大隆组中出露大量菊石 *Pseudotirolites*、*Pseudogastrioceras*、牙形石 *Hindeodus* sp.、放射虫 *Albaillella*、*Neoalbaillella* 及少量有孔虫 *Colaniella*、介形虫 *Polytylites*、双壳

类 *Claraia* sp.、*Promytilus*(图 9-E~F)、腹足类 *Callistadia*、*Polygyrina*(图 9-G)、腕足 *Spinomarginifera*、*Orthotetina* 以及蠕类 *Palaeofusulina* 等化石(图 9-H)。证明大隆组沉积初期,处于较深水环境的深水陆棚,且沉积区域内海底的底流作用较强,有良好的水体循环,为洋底生物群提供了丰富的养分,使得浮游生物和部分底栖生物得以较好地生存和繁衍(图 9-I),而生屑排列则呈现出杂乱无序的悬浮状。根据岩性特征综合古生物特征,特别是 15 小层的灰黑色碳质页岩中发育的水平层理,钙化放射虫 *Albaillella*、*Neoalbaillella* 的顺层分布,以及层理缝出现,据此可判定大隆组二段沉积时海平面高度相对一段已有所下降,处于低位体系域中,该体系域中沉积环境为水深介于 100~300 m 之间的开阔碳酸盐台地至深水陆棚的过渡带(图 10)。

自然伽马值的高低可从侧面印证地层沉积时水动力条件的强弱,如在水动力较强沉积环境中的沉积物,沉积颗粒相对较粗,比表面相对减小,对含放射性杂质的吸附能力也会降低,所以其自然伽马值也偏低;反之,自然伽马值偏高是因为地层沉积时水动力偏弱,沉积颗粒较细,比表面相对增

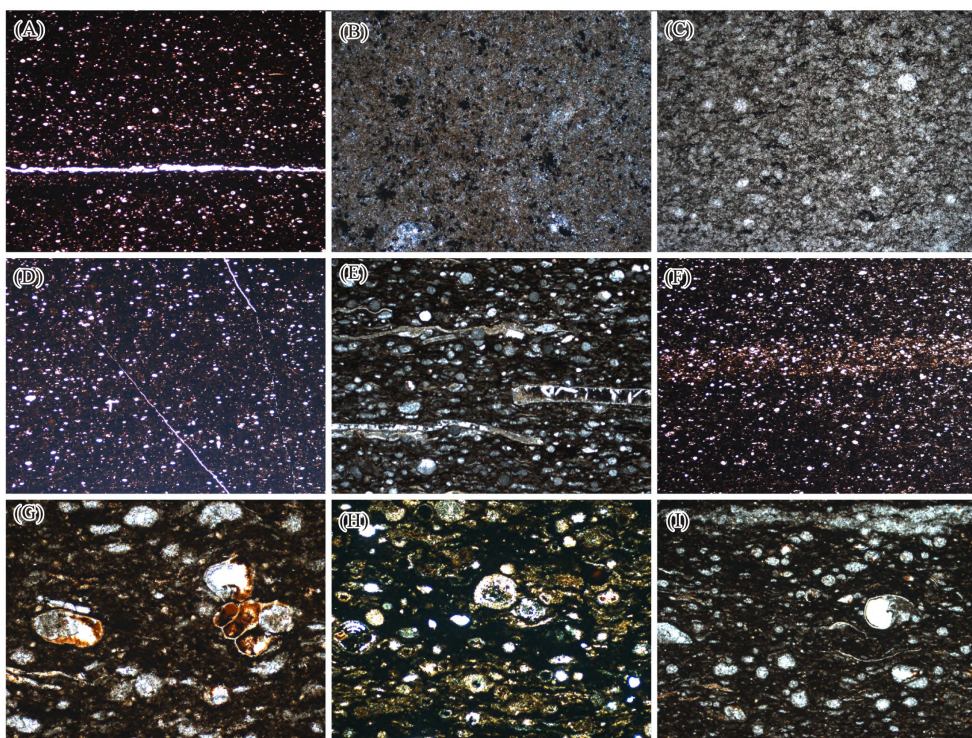


图 9 朝天关口村剖面大隆组显微组分特征

Fig. 9 Characteristics of materials in the Dalong Formation in Guankoucun, Chaotian District
 (A) $10 \times 2(-)$ 含放射虫碳质页岩, 水平层理发育, 钙化放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella* 顺层分布, 见层理缝; (B) $10 \times 4(-)$ 微晶泥质灰岩, 含生屑, 黄铁矿呈粒状分布; (C) $10 \times 2(-)$ 含泥灰岩, 缝合线、残余生屑结构, 重结晶作用明显; (D) $10 \times 2(-)$ 碳质页岩, 见 2 条微裂缝, 见大量放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella* 顺层排列、零散分布; (E) $10 \times 4(-)$ 钙质页岩, 含大量生屑, 放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella*、介形虫 *Polytylites*、双壳 *Claraia* sp.、*Promytilus* 等顺层排列, 生屑钙化明显; (F) $10 \times 2(-)$ 钙质页岩, 大量放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella* 顺层排列、明暗相间纹层; (G) $10 \times 10(-)$ 腹足 *Callistadia*、*Polygyrina* 被硅化、蛋白石; (H) $10 \times 10(-)$ 富钙纹层中可见放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella*、蠕类 *Palaeofusulina* 顺层排布; (I) $10 \times 4(-)$ 硅质放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella* 从边缘向内部钙化、生屑顺层排布

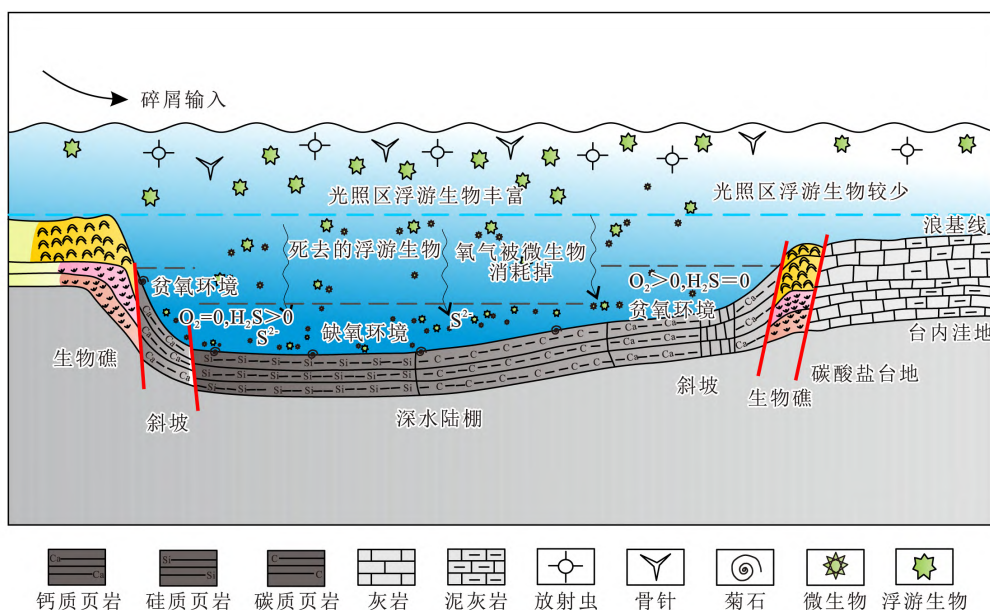


图 10 大隆组沉积演化模式图

Fig. 10 Model of sedimentary evolution of the Dalong Formation

大,更易吸附较多的放射性杂质的原故。因此,自然伽马值变化曲线能反映剖面中岩石沉积环境的变化(余瑜等,2018)。通过对该剖面手持伽马仪采集到的自然伽马值数据分析及大量岩样薄片鉴定资料对比,地层自然伽马值变化趋势与剖面岩层现场实地观察显示出的泥质数量占比变化趋势呈正相关,在灰黑色碳质泥岩和灰黑色碳质页岩段呈现出高自然伽马值,由 30 API 逐渐增加至 60 API,在灰黑色钙质页岩及灰白色灰岩段呈现出相对较低的自然伽马值,由 60 API 渐次下降至 18 API。剖面大隆组一段自然伽马数值相对较高,岩样薄片下相应泥质数量占比也较高,属于深水且较为低能的沉积环境;大隆组二段自然伽马数值较低,对应岩样表现的泥质数量占比也较低,属于浅水且较高能的沉积环境。

从川北地区大隆组沉积特征看,邻区广元长江沟大隆组剖面大隆组一、二段虽同属低能环境,但低能程度差异性较大。大隆组一段为急剧进入到水深一百多米的低能陆棚沉积,总体上是以退积沉积作用为主的还原环境低能、低速沉积,该段内生物群组不发育,介形虫、藻屑、钙球为主,内部沉积构造均为水平层理。大隆组二段为生物群组多样性相对发育,底栖生物群与漂浮、浮游生物群混生(陈斌等,2015)。虽水深已较大隆组一段有所变浅,处于浅水陆棚沉积,主要发育以海退的进积沉积作用,但其还原的沉积环境依旧没有改变。

从整套地层岩性、自然伽马值及古生物标志变化情况分析,大隆组整体为一个较完整的海侵—海退沉积过程,朝天关口村剖面大隆组一段至大隆组二段的沉积过程中,海平面先经历了一次短暂的上升过程,随即便下降。因此,在大隆组一段就包含海侵体系域和高位体系域,岩性由灰岩过渡到泥页岩,野外剖面的自然伽马值也从 37 API 逐渐上升到 60 API,水平层理和层理缝显现,钙化放射虫 *Albaillella*、*Neobaillella* 也呈顺层分布,反映了海侵导致海平面上升沉积环境变为深水环境的过程。达到最大海泛面后,野外剖面的自然伽马值又渐次减小到 48 API,反映水体逐渐变浅的过程。之后沉积的大隆组二段主要为由深水陆棚相或盆地相到碳酸盐台地前缘下斜坡相的海退沉积序列,岩性由泥页岩向灰岩过渡,野外剖面的自然伽马值也持续下降至 18 API,生屑排列也由顺层排布变为杂乱无序的悬浮状。

广元长江沟大隆组剖面同样也印证了以上特征。大隆组上下两段的沉积环境有较为明显的差异性,大隆组一段具有陆棚斜坡和深水陆棚低能、低速、还原的沉积特点,其生物相对单一,基本由放射虫这类多生活于黏土质供应充足水域的硅质生物构成;大隆组二段则具有浅水陆棚和陆棚过渡带的沉积特点,其生物多样性增加,出现了牙形石、菊石等微体化石,证明该沉积时期水体深度相较于大隆组一段已有明显的减小(陈斌等,2015)。

3.5 物性及微孔隙特征

川北地区上二叠统海相页岩具有特低孔特低渗特征(平均孔隙度约为 3.00%,平均渗透率约为 $0.09 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)(王明筏等,2023)。本次研究中,朝天关口村大隆组页岩剖面野外共 29 个样品分析显示,大隆组页岩总体孔隙度主要分布区间为 0.10%~10.71%,平均为 2.53%,其中,孔隙度小于 2.00%的样品占总样品的 66.67%;孔隙度在 2.00%~4.00%的样品占总样品的 11.11%;孔隙度大于 4.00%的样品占总样品的 24.14%。而相较于 LB1 井大隆组,页岩孔隙度介于 1.30%~5.70%,平均为 3.0%(郭彤楼和张汉荣,2014),孔隙度相对偏小。其中,孔隙度在区间 2.00%~4.00%的样品数占样品总数的 30.50%,孔隙度大于 4.00%的样品数占总样品的 23.40%。虽大隆组页岩总体表现为特低孔特低渗特征,但朝天关口村剖面大隆组一段高自然伽马、高 TOC 碳质页岩仍具有相对较高的孔隙度,平均孔隙度达到 5.55%,表明该套页岩依旧具有较好的物性条件。

页岩储集空间类型可分为孔隙、洞和裂缝 3 大类,其中孔隙包括有机孔、无机孔,裂缝包括构造缝和非构造缝。粒间孔、粒内孔、有机孔和微裂缝在大隆组页岩中均有发育。川北地区大隆组页岩富含大量不规则的有机质充填于石英颗粒间隙内,石英作为刚性骨架对内部有机质孔有良好保存作用(图 11-A),由于该地区大隆组中无定型有机质总体成熟度较高,有机孔相对较发育。该套页岩中有机孔多呈裂隙状和圆形,孔隙直径介于 5~70 nm,主要为干酪根生气过程中生成的生烃裂缝和热解气孔(图 11-B~C)。该区大隆组页岩于大量方解石矿物边缘可观察到粒间孔(图 11-D),呈不规则的三角状,孔径较大,主要由后期酸性液体沿矿物边缘溶蚀作用产生,颗粒间压溶和胶结

作用较弱,黏土变形较小。黄铁矿在页岩中大量发育,且较为规则,多为草莓状,粒间孔主要为草莓状黄铁矿晶粒间的晶间孔,偶有被有机质所充填(图 11-E)。方解石颗粒内部溶蚀产生的粒内孔(溶蚀孔)是有机质生烃过程中释放的有机酸溶蚀碳酸盐矿物形成的,孔隙形态呈不规则多边形(图 11-F);在黏土矿物成岩演化过

程中,蒙脱石通过伊蒙混层向伊利石转化,体积减小产生黏土矿物孔,同时还发育大量的层间微裂隙,多为丝缕状或蠕曲片状伊利石或高岭石中发育的狭缝型微裂隙(图 11-G~H)。微裂缝在大隆组页岩中多沿着片状黏土裂开而形成,呈锯齿弯曲状,多具有较好的延伸性和开放性,且连通性好(图 11-I)。

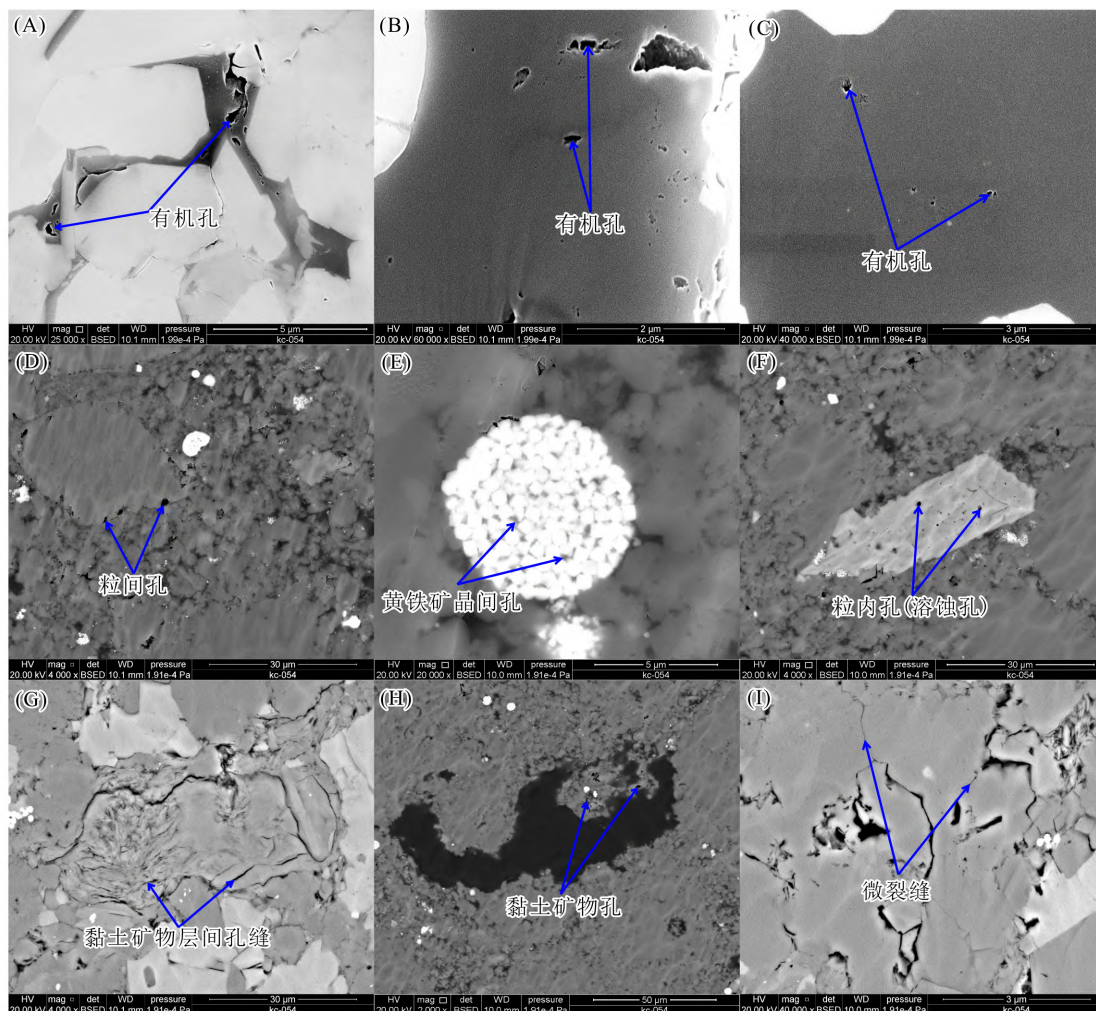


图 11 朝天关口村剖面大隆组泥页岩扫描电镜微观特征

Fig. 11 Scanning electron microscopy images of shale in the Dalong Formation of Guankou Village in Chaotian District

- (A) 生烃过程中气体膨胀在有机质内部形成生烃孔缝;
- (B) 有机孔孔隙较小、连通性差;
- (C) 有机质颗粒中稀疏的热解气孔;
- (D) 方解石颗粒边缘因溶蚀作用受到侵蚀形成粒间孔;
- (E) 黄铁矿(草莓状)矿晶粒间的晶间孔;
- (F) 方解石颗粒内部发生溶蚀现象形成的粒内孔;
- (G) 黏土矿物体积收缩撕裂产生的层间孔缝;
- (H) 黏土矿物颗粒脱水收缩形成的孔隙;
- (I) 矿物颗粒边缘发育的微裂缝

4 页岩气勘探潜力讨论

大隆组泥页岩作为四川盆地上二叠统页岩气勘探的新层系,勘探研究程度相对较低,之前研究成果主要集中在针对常规油气的烃源岩评价方

面,而针对页岩气综合评价研究相对较少,因此本次对川北地区朝天关口村剖面大隆组进行了深入研究。结合前期同区剖面及已钻井资料,综合评价认为,川北地区大隆组岩性以灰黑色碳质硅质页岩、泥岩、硅质岩和灰岩为主,其一段的灰黑色

页岩主要发育在深水陆棚相区,大隆组页岩总体孔隙度较低,表现出特低孔的特征与野外样品情况相符;孔隙类型以粒间孔和粒内孔为主,有机孔不发育。本次35个样品的岩石热解测试和同区剖面及钻井岩心分析结果显示,该地区大隆组整体有机质丰度及生烃潜力均很高,可以作为好烃源岩层,TOC普遍大于5.00%。上二叠统大隆组在川北地区分布面积约 $4.7 \times 10^4 \text{ km}^2$,其中优质页岩厚度一般在15~35 m,平均为22 m,发育于深水陆棚相带,埋深介于2 000~5 000 m;无机地化分析结果显示朝天关口村剖面大隆组一段的沉积环境为贫氧—缺氧还原环境,利于有机质的保存与富集,也利于形成黑色富有机质页岩,为优质页岩层段。前期,在环海槽台地边缘带已发现多个大、中型长兴组生物礁、飞仙关组鲕粒滩气藏,显示出大隆组烃源有近距离运移到礁、滩储集层形成气藏的有利条件,其对川北地区飞仙关组及长兴组油气有相当重要的贡献(夏茂龙等,2010)。该区内大隆组泥页岩大量生烃与大规模油气聚集的时间为晚三叠世—早中侏罗世,早于米仓山隆升强烈造山期(晚侏罗世—晚白垩世)(王威等,2020),有利于油气保存。LB1井大隆组在目前的测试数据及生产数据中,均表现出较好的有机质丰度、成熟度、物性以及含气性,证明川北地区大隆组作为后续页岩气开发层,从理论上和实践上都具相当大的可行性。

根据此次研究分析,大隆组中深水陆棚相优

质页岩较为发育,朝天关口村剖面露头大隆组一段约15 m钙质及碳质页岩段自然伽马值介于35~59 API,平均值为47.25 API;TOC值介于2.48%~18.90%,平均值为8.05%,远好于川东南五峰组—龙马溪组页岩(3.00%~4.00%,平均为3.54%),而与川东吴家坪组在有机质类型(II₁型)和TOC值(平均为7.54%)均较为相似;孔隙度介于6.17%~10.71%,平均孔隙度为5.55%,与川东吴家坪组接近,较川东南五峰组—龙马溪组(4.50%~6.40%,平均为4.81%)略高;脆性矿物质量分数占比介于77.10%~96.90%,平均值为94.95%,从目前的对比发现,大隆组深水陆棚相硅质含量同川东南五峰组—龙马溪组与川东吴家坪组相似,但碳酸盐岩质量分数占比偏高,泥质质量分数占比偏低;镜质体反射率(R_o)检测分析表明, R_o 分布于0.94%~1.25%,平均值为1.10%,处于成熟—高成熟演化阶段,对于页岩气勘探来说整个川北地区热演化程度适中,但相较于川东南五峰组—龙马溪组(平均为2.65%)与川东吴家坪组(平均为2.34%)就明显偏低(叶玥豪,2018;拜文华等,2019)。同时,结合近期DY1H井在四川盆地开江—梁平海槽二叠系页岩气新层系的勘探突破,其在有机地球化学、储层特征和可压裂性等多项研究实践经验均可以为后续大隆组的勘探开发提供详实参考表2(杨雨等,2023)。综上,川北地区大隆组页岩具有较大的勘探潜力,有望成为四川盆地页岩油气勘探新的接替层系。

表2 四川盆地大隆组、五峰组—龙马溪组与吴家坪组页岩气参数对比

Table 2 Comparison of parameters of shale gas in the Dalong Formation, Wufeng Formation, Longmaxi Formation, and Wujiaping Formation in the Sichuan Basin

区块	页岩层位	地层厚度/m	TOC/%	有机质类型	孔隙度/%	脆性矿物质量分数/%	R_o /%
川北地区	大隆组	22	8.05	II ₁	5.55	94.95	1.10
川东南地区	五峰组—龙马溪组	21.4	3.54	I	4.81	66.20	2.65
川东地区	吴家坪组	13	7.54	II ₁	6.43	85.47	2.34

5 结论

通过对川北地区朝天关口村剖面实测、薄片鉴定、扫描电镜和全岩分析等方法对大隆组开展了地层及岩性特征、沉积特征、地球化学、物性及微孔隙特征等方面的研究,结合之前川北地区已经完成测试及分析数据综合取得以下认识:

a. 川北地区朝天关口村剖面大隆组较为完整,与上下地层整合接触,深水陆棚相带上发育21个岩性带,从底至顶发育的主要岩性为灰白色硅质灰岩、深灰色钙质泥岩、灰黑色钙质页岩、灰黑色碳质页岩、灰色泥质灰岩和灰色硅质灰岩,含有大量的菊石、牙形石、放射虫及少量有孔虫、介形虫、双壳类、腹足类以及腕足等化石。根据岩

性、自然伽马值和古生物变化特征分析,川北地区大隆组整体为一个较完整的海侵—海退沉积过程。从无机地化结果对古气候、古盐度、古生产力及氧化还原环境综合分析得出,川北地区大隆组在沉积时期处于古生产力较高且干热气候下的咸水缺氧—贫氧环境,利于有机质的保存与富集,也利于形成黑色富有机质页岩,为优质页岩层段。

b. 川北地区大隆组优质页岩段 TOC 平均值均高于 7.00%;干酪根类型以 II₁ 型为主,偶有 II₂ 和 I 型;镜质体反射率(R_o)平均值均高于 1.10%,处于成熟—高成熟演化阶段。泥页岩孔隙类型主要为粒间孔、粒内孔和有机质孔,物性较高。脆性矿物质量分数占比较高,平均值高于 80.00%。总体有机质丰度和孔隙度较高,脆性矿物质量分数占比高,页岩可压裂性好,具有良好的页岩气富集成藏地质条件。

c. 对比四川盆地内五峰组—龙马溪组与吴家坪组页岩特征,综合分析本次研究中岩性、沉积、地化、物性及微孔隙特征,川北地区大隆组黑色页岩段钙质及碳质页岩段优质页岩厚度较大,TOC 总量高,有机质类型较好,成熟度总体上处于生气范围内,页岩可压裂性好,具有较大的勘探潜力,有望成为四川盆地页岩油气勘探新的接替层系。

[参 考 文 献]

- 拜文华,王强,孙莎莎,等,2019. 五峰组—龙马溪组页岩地化特征及沉积环境——以四川盆地西南缘为例[J]. 中国矿业大学学报,48(6):1276—1289.
- Bai W H, Wang Q, Sun S S, *et al.*, 2019. Geochemical characteristics and sedimentary environment of the Wufeng-Longmaxi shales: A case study from southwestern margin of the Sichuan basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 48(6): 1276—1289. (in Chinese)
- 陈斌,蔡雄飞,冯庆来,等,2015. 四川广元长江沟大隆组的沉积特征及与烃源岩关系的研究[J]. 沉积与特提斯地质,35(4):35—42.
- Chen B, Cai X F, Feng Q L, *et al.*, 2015. The Dalong Formation section in Changjianggou, Guangyuan, Sichuan; Sedimentary characteristics and their bearings on the source rocks [J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 35(4): 35—42. (in Chinese)
- 陈慧,解习农,李红敬,等,2010. 利用古氧相和古生产力替代指标评价四川上寺剖面二叠系海相烃源岩[J]. 古地理学报,12(3):324—333.
- Chen H, Xie X N, Li H J, *et al.*, 2010. Evaluation of the Permian marine hydrocarbon source rocks at Shangsi section in Sichuan Province using multi-proxies of paleoproductivity and paleoredox[J]. Journal of Palaeogeography, 12(3): 324—333. (in Chinese)
- 丁江辉,张金川,石刚,等,2021. 宣城地区龙潭组页岩沉积环境与有机质富集[J]. 沉积学报,39(2):324—340.
- Ding J H, Zhang J C, Shi G, *et al.*, 2021. Sedimentary environment and organic matter accumulation for the Longtan Formation shale in Xuancheng area [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 39(2): 324—340. (in Chinese)
- 樊秋爽,夏国清,李高杰,等,2022. 古海洋氧化还原条件分析方法与研究进展[J]. 沉积学报,40(5):1151—1171.
- Fan Q S, Xia G Q, Li G J, *et al.*, 2022. Analytical methods and research progress of redox conditions in the paleo-ocean [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 40(5): 1151—1171. (in Chinese)
- 郭彤楼,张汉荣,2014. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. 石油勘探与开发,41(1):28—36.
- Guo T L, Zhang H R, 2014. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 41(1): 28—36. (in Chinese)
- 郭彤楼,2019. 元坝气田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报,40(6):748—760.
- Guo T L, 2019. Gas accumulation conditions and key exploration & development technologies in Yuanba gas field [J]. Acta Petrolei Sinica, 40(6): 748—760. (in Chinese)
- 李红敬,解习农,林正良,等,2009. 四川盆地广元地区大隆组有机质富集规律[J]. 地质科技情报,28(2):98—103.
- Li H J, Xie X N, Lin Z L, *et al.*, 2009. Organic matter enrichment of Dalong Formation in Guangyuan area of the Sichuan basin [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 28(2): 98—103. (in Chinese)
- 李牛,胡超涌,马仲武,等,2011. 四川广元上寺剖面上二叠统大隆组优质烃源岩发育主控因素初探[J]. 古地理学报,13(3):347—354.
- Li N, Hu C Y, Ma Z W, *et al.*, 2011. Main control factors of high quality hydrocarbon source rocks of the Upper Permian Dalong Formation at Shangsi section of Guangyuan, Sichuan Province [J]. Journal of Palaeogeography, 13(3): 347—354. (in Chinese)

- 李平平,郭旭升,郝芳,等,2016.四川盆地元坝气田长兴组古油藏的定量恢复及油源分析[J].地球科学,41(3):452-462.
- Li P P,Guo X S,Hao F,*et al.*,2016. Pale-oil-reservoirs reconstruction and oil correlation of Changxing Formation in the Yuanba gas field, Sichuan basin[J]. Earth Science,41(3):452-462. (in Chinese)
- 梁狄刚,郭彤楼,陈建平,等,2008.中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(一)南方四套区域性海相烃源岩的分布[J].海相油气地质,13(2):1-16.
- Liang D G,Guo T L,Chen J P,*et al.*,2008. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, Southern China (Part 1): Distribution of four suits of regional marine source rocks [J]. Marine Origin Petroleum Geology,13(2):1-16. (in Chinese)
- 刘正元,苑保国,黄兴,等,2020.川西北剑阁县猫儿塘二叠纪地层划分与对比[J].成都理工大学学报(自然科学版),47(3):257-273.
- Liu Z Y,Yuan B G,Huang X,*et al.*,2020. Division and correlation of Permian Formation at Maoertang section in northwest Sichuan, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition),47(3):257-273. (in Chinese)
- 吕荐阔,翟世奎,于增慧,等,2021.氧化还原敏感性元素在沉积环境判别中的应用研究进展[J].海洋科学,45(12):108-124.
- Lü J K,Zhai S K,Yu Z H,*et al.*,2021. Application and influence factors of redox-sensitive elements in a sedimentary environment[J]. Marine Sciences,45(12):108-124. (in Chinese)
- 孟昊,任影,钟大康,等,2016.四川盆地东部寒武系龙王庙组地球化学特征及其古环境意义[J].天然气地球科学,27(7):1299-1311.
- Meng H, Ren Y, Zhong D K, *et al.*, 2016. Geochemical characteristic and its paleoenvironmental implication of Cambrian Longwangmiao Formation in eastern Sichuan Basin, China [J]. Natural Gas Geoscience, 27(7):1299-1311. (in Chinese)
- 邱岐,2021.下扬子巢湖地区二叠系大隆组页岩特征及潜力分析[J].复杂油气藏,14(2):8-14.
- Qiu Q,2021. Shale characteristics and potential analysis of Dalong Formation in Chaohu area, lower Yangtze area[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 14(2):8-14. (in Chinese)
- 唐大海,肖笛,谭秀成,等,2016.古岩溶地貌恢复及地质意义——以川西北中二叠统茅口组为例[J].石油勘探与开发,43(5):689-695.
- Tang D H,Xiao D,Tan X C,*et al.*,2016. Restoration of paleokarst landform and its geological significance: A case from Middle Permian Maokou Formation in northwestern Sichuan basin[J]. Petroleum Exploration and Development,43(5):689-695. (in Chinese)
- 王明茂,文虎,倪楷,等,2023.四川盆地北部大隆组页岩气地质条件及勘探潜力[J].西南石油大学学报(自然科学版),45(1):13-23.
- Wang M F,Wen H,Ni K,*et al.*,2023. Geological conditions and exploration potential of shale gas in Dalong Formation in northern Sichuan basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition),45(1):13-23. (in Chinese)
- 王威,石文斌,付小平,等,2020.川北二叠系大隆组页岩气勘探潜力及方向[J].石油实验地质,42(6):892-899.
- Wang W,Shi W B,Fu X P,*et al.*,2020. Shale gas exploration potential and target of Permian Dalong Formation in northern Sichuan[J]. Petroleum Geology & Experiment,42(6):892-899. (in Chinese)
- 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.
- 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 Jiaoshiaba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry,34(6):37-41. (in Chinese)
- 韦恒叶,2012.古海洋生产力与氧化还原指标——元素地球化学综述[J].沉积与特提斯地质,32(2):76-88.
- Wei H Y,2012. Productivity and redox proxies of palaeo-oceans: An overview of elementary geochemistry[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology,32(2):76-88. (in Chinese)
- 夏茂龙,文龙,王一刚,等,2010.四川盆地上二叠统海槽相大隆组优质烃源岩[J].石油勘探与开发,37(6):654-662.
- Xia M L,Wen L,Wang Y G,*et al.*,2010. High-quality source rocks in trough facies of Upper Permian Dalong Formation of Sichuan basin[J]. Petroleum Exploration and Development,37(6):654-662. (in Chinese)
- 杨雨,汪华,谢继容,等,2023.页岩气勘探新领域:四川盆地开江—梁平海槽二叠系海相页岩气勘探突破及展望[J].天然气工业,43(11):19-27.
- Yang Y,Wang H,Xie J R,*et al.*,2023. Exploration

- breakthroughs and prospect of Permian marine shale gas in the Kaijiang-Liangping Trough in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 43(11): 19-27. (in Chinese)
- 姚素平, 吴聿元, 余文端, 等, 2022. 下扬子区孤峰组—大隆组露头剖面特征与岩相变化[J]. *油气藏评价与开发*, 12(1): 215-232.
- Yao S P, Wu Y Y, Yu W D, *et al.*, 2022. Outcrop characteristic and lithofacies changes of both Gufeng and Dalong Formations in lower Yangtze Region[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 12(1): 215-232. (in Chinese)
- 叶玥豪, 2018. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩储层形成机理[D]. 成都: 成都理工大学档案馆.
- Ye Y H, 2018. Formation Mechanism of Shale Reservoir in Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin [D]. Chengdu: The Archive of Chengdu University of Technology. (in Chinese)
- 余焯, 张昌民, 李少华, 等, 2014. 惠州凹陷珠江组泥岩地球化学特征及其地质意义[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 38(1): 40-49.
- Yu Y, Zhang C M, Li S H, *et al.*, 2014. Geochemical characteristics and geological significance of mudstones from Zhujiang formation of Huizhou depression[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 38(1): 40-49. (in Chinese)
- 余瑜, 林良彪, 蓝彬桓, 等, 2018. 基于小波分析的层序地层划分及识别——以川东地区上二叠统龙潭组为例[J]. *西北地质*, 51(4): 43-52.
- Yu Y, Ling L B, Lan B H, *et al.*, 2018. Stratigraphic division and recognition based on wavelet analysis: Example from the Upper Permian Longtan Formation in eastern Sichuan basin [J]. *Northwestern Geology*, 51(4): 43-52. (in Chinese)
- 张译戈, 2014. 长宁地区页岩气测井精细解释方法研究[D]. 成都: 西南石油大学档案馆.
- Zhang Y G, 2014. Research on Fine Logging Interpretation and Evaluation Method of Shale Gas in Changning Area[D]. Chengdu: The Archive of Southwest Petroleum University. (in Chinese)
- 张毅, 2017. 上扬子北缘晚二叠世大隆组有机质类型、分布规律及赋存控制因素[D]. 北京: 中国地质大学档案馆.
- Zhang Y, 2017. Forms and Distribution Characteristics of Organic Matter and Controlling Factors on Organic Matter Accumulation in the Latest Permian Dalong Formation, Northern margin of Upper Yangtze [D]. Beijing: The Archive of China University of Geosciences. (in Chinese)
- 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局, 中国国家标准化管理委员会, 2015. 页岩气地质评价方法: GB/T 31483—2015[S]. 北京: 中国标准出版社.
- General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the China, Standardization Administration of China, 2015. Geological Evaluation Methods for Shale Gas; GB/T 31483—2015 [S]. Beijing: Standards Press of China.
- 邹才能, 赵群, 丛连铸, 等, 2021. 中国页岩气开发进展、潜力及前景[J]. *天然气工业*, 41(1): 1-14.
- Zou C N, Zhao Q, Cong L Z, *et al.*, 2021. Development progress, potential and prospect of shale gas in China [J]. *Natural Gas Industry*, 41(1): 1-14. (in Chinese)
- Bai Y, Liu Z, Sun P, *et al.*, 2015. Rare earth and major element geochemistry of Eocene fine-grained sediments in oil shale-and coal-bearing layers of the Meihe Basin, Northeast China [J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 97(1): 89-101.
- Nesbitt H W, Young G M, 1982. Early Proterozoic climates and plate motions inferred from major element chemistry of lutites [J]. *Nature*, 299(5885): 715-717.
- Taylor S R, McLennan S M, 1985. *The Continental Crust, Its Composition and Evolution: An Examination of the Geochemical Record Preserved in Sedimentary Rocks* [M]. Oxford: Blackwell Scientific Publishing: 12-29.

(责任编辑: 黄维婷)