

川东南石宝矿区龙潭组页岩气(煤层气)潜力分析 ——以 SD1 井为例

邓 敏^{1, 2)}, 兰叶芳^{3)*}, 程锦翔^{1, 2)}, 王正和^{1, 2)},
余 谦^{1, 2)}, 刘安然⁴⁾, 赵安坤^{1, 2)}

1)中国地质调查局成都地质调查中心, 四川成都 610081;
2)自然资源部沉积盆地与油气资源重点实验室, 四川成都 610081;
3)贵州工程应用技术学院矿业工程学院, 贵州毕节 551700;
4)四川省能投油气勘探开发有限公司, 四川成都 610023

摘要:二叠系龙潭组是四川盆地最主要的海陆过渡相页岩气勘探层位。通过钻井岩芯和薄片观察、X射线衍射、扫描电镜、有机地球化学分析、孔隙测试、现场解吸和等温吸附等手段,以SD1井为例,对川东南石宝矿区龙潭组烃源岩特征和页岩气潜力进行研究。结果表明:1)研究区SD1井龙潭组泥页岩累计厚度约47.74 m,与煤层及粉-细砂岩交互出现,主要为分流间湾和沼泽微相沉积;2)泥页岩总体黏土矿物含量高(平均值为49.7%),富菱铁矿、黄铁矿和锐钛矿,缺乏长石和其他碳酸盐矿物;3)有机质主要由镜质组构成,干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 集中分布在-22.8‰ ~ -24.2‰之间,以Ⅲ型干酪根为主,有机质丰度高(TOC平均值为7.37%),处于过成熟生干气阶段,生烃潜力大;4)储集空间主要包括微裂缝、有机质孔、溶蚀孔和晶间孔,孔隙度变化在3.05%~4.35%之间,平均值为3.79%;渗透率约为0.486 μD,远小于0.1 mD,具超低孔超低渗特征;5)现场解吸泥页岩含气量为0.61~4.70 m³/t,平均值为2.16 m³/t,含气性相对较好,饱和吸附气含量均大于2.00 m³/t,显示出良好的吸附性能。综合研究认为,川东南石宝矿区龙潭组页岩气开发潜力较大,龙潭组上段中部C₁₄–C₁₇碳质泥岩夹煤层组合和龙潭组中段上部C₂₀–C₂₄碳质泥岩夹煤层组合为主力勘查层段。

关键词:龙潭组; 海陆过渡相; 烃源岩; 页岩气; 川东南

中图分类号: P618.13 文献标志码: A doi: 10.3975/cagsb.2022.031801

Shale Gas (CBM) Potential of Longtan Formation in Shibao Mining Area, Southeast Sichuan: A Case Study of Well SD1

DENG Min^{1, 2)}, LAN Ye-fang^{3)*}, CHENG Jin-xiang^{1, 2)}, WANG Zheng-he^{1, 2)},
YU Qian^{1, 2)}, LIU An-ran⁴⁾, ZHAO An-kun^{1, 2)}

1) Chengdu Center, China Geological Survey, Chengdu, Sichuan 610081;
2) Key Laboratory of Sedimentary Basin and Oil and Gas Resources, Ministry of Natural Resources, Chengdu, Sichuan 610081;
3) School of Mining Engineering, Guizhou University of Engineering Science, Bijie, Guizhou 551700;
4) Sichuan Energy Investment Oil & Gas Exploration and Development Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610023

Abstract: The Permian Longtan Formation is one of the most important shale gas exploration strata of marine-continental transitional facies in Sichuan Basin. Based on drilling core and thin section observation, X-ray diffraction analysis, scanning electron microscopy, organic geochemical analysis, porosity and permeability

本文由中国地质调查局地质调查项目(编号: DD20221661)、四川省能源投资集团有限公司委托科技项目“川南地区石宝矿段龙潭组煤层气、致密气、页岩气资源潜力综合评价”(编号: NM-SB-2015-04)、贵州省科技计划项目(编号: 黔科合基础[2017]1407)和贵州工程应用技术学院高层次人才科研启动项目(编号: 院科合字 G2017006)联合资助。

收稿日期: 2021-11-21; 改回日期: 2022-03-08; 网络首发日期: 2022-03-21。责任编辑: 张改侠。

第一作者简介: 邓敏, 男, 1985 年生。博士, 高级工程师。主要从事沉积地质、石油地质、非常规油气方面的研究工作。通讯地址: 610081, 四川省成都市一环路北三段 2 号, 中国地质调查局成都地质调查中心。E-mail: dengmin911@126.com。

*通讯作者: 兰叶芳, 女, 1984 年生。博士, 副教授。主要从事沉积地质学领域的教学和科研工作。通讯地址: 551700, 贵州省毕节市学院路 1 号, 贵州工程应用技术学院。E-mail: wssbdnn@163.com。

testing, in-situ gas content analysis, and Langmuir adsorption isotherm, the characteristics of source rock and shale gas potential of Longtan Formation in Shibao mining area, southeast Sichuan were studied, using Well SD1 as an example. The results showed that: 1) The cumulative thickness of shale in Longtan Formation was approximately 47.74 m, which interacted with coal seam and fine sandstone, and was mainly deposited in microfacies of inter-distributary bay and marsh. 2) The shale was characterized by high clay mineral content (49.7% on an average); was rich in siderite, pyrite, and anatase; and lacked feldspar and other carbonate minerals. 3) The organic matter was mainly composed of vitrinite. The $\delta^{13}\text{C}$ of kerogen was concentrated in the range of $-22.8\text{\textperthousand}$ to $-24.2\text{\textperthousand}$. The Longtan shale had a high total organic carbon (TOC) of 7.37% and contained type III gas-prone organic matter. The thermal evolution of organic matter was in the over-mature stage, indicating good hydrocarbon potential. 4) The pore types mainly included microfractures and organic matter, dissolution, and intercrystalline pores. The porosity varied from 3.05% to 4.35% with an average of 3.79%. The permeability was about 0.486 μD , far below 1 mD. Therefore, Longtan Formation had an obvious ultra-low porosity and ultra-low permeability reservoir. 5) The in-situ gas content of shale varied from $0.61 \text{ m}^3/\text{t}$ to $4.70 \text{ m}^3/\text{t}$, with an average of $2.16 \text{ m}^3/\text{t}$, indicating relatively high gas content. Saturated adsorption gas content was greater than $2.00 \text{ m}^3/\text{t}$, indicating good adsorption performance. Generally, the comprehensive study showed that the shale gas development potential of Longtan Formation was great in Shibao mining area, and the $\text{C}_{14}\text{--}\text{C}_{17}$ carbonaceous mudstone/shale with coal seam assemblage in the middle part of upper Longtan Formation and the $\text{C}_{20}\text{--}\text{C}_{24}$ carbonaceous mudstone/shale with coal seam assemblage in the upper part were the main exploration sections.

Key words: Longtan Formation; marine-continental transitional facies; hydrocarbon source rocks; shale gas; southeast Sichuan

在全球碳中和的大背景下,伴随着能源体系的逐步优化,能源消费结构将持续向更低碳能源结构转型(崔荣国等,2021),今后的一段时间内,化石能源中的天然气将比石油和煤炭增长更快(邹才能等,2020)。过去十来年,页岩气已成为美国日渐重要的天然气资源。根据美国能源信息署(Energy Information Administration)的预测,到2035年时,美国大约46%的天然气供给将来自页岩气。随着美国的“页岩气革命”,页岩气得到了全世界其他国家的广泛关注,中国成为世界上第三个掌握页岩气勘探开发技术的国家(聂海宽等,2020)。

我国发育海相、海陆过渡相和陆相三类富有机质页岩(张金川等,2009)。目前,海相页岩气不断获得突破(翟刚毅等,2016,2017),在四川盆地已实现商业化开发,研究程度较高(金之钧等,2016;兰叶芳等,2021),而海陆过渡相页岩气的勘探与研究程度整体较低,还处于初期阶段。近年来,中石油、中石化、自然资源部等相关单位和研究院所陆续在鄂尔多斯盆地、沁水盆地、南华北盆地和南方扬子地区进行海陆过渡相页岩气的积极探索,在石炭系、二叠系等多套页岩地层发现页岩气(张晓波等,2016;郭旭升等,2018;匡立春等,2020),尤其是在鄂尔多斯盆地东缘已初步实现了海陆过渡相页岩气勘探突破(董大忠等,2021)。总体而言,我国海陆过渡相页岩气资源量约为 $19.8\times10^{12} \text{ m}^3$,占我国页岩气总资源量的25%,资源丰富(董大忠等,2016)。前人研究认为,海陆过渡相烃源岩在鄂尔多斯和四川盆地广泛分布,以Ⅲ型干酪根为主,生烃(气)能力

强,成藏条件优越,是大陆边缘盆地最有利的烃源岩类型,具备良好的页岩气资源潜力和勘探开发前景,可能是未来页岩气勘探开发的重要接替层系(董大忠等,2021;杨跃明等,2021)。

上二叠统龙潭组是四川盆地重要的烃源岩层系,主要发育在川中—川东南地区。其中,川中地区埋深主要为3000~4500 m;川东南地区埋深主要介于1000~3500 m(郭旭升等,2018)。川东南地区近年来钻遇龙潭组井位较多,多数井龙潭组富有机质页岩段厚度可观,区内10多口井在龙潭组均获页岩气显示,东页深1井、宋7井、桐6井钻遇龙潭组时均发生了后效显示和井涌,表明龙潭组泥页岩具有良好的含气性(翟刚毅等,2020)。川东南地区龙潭组泥页岩厚度、埋深适中,是四川盆地龙潭组页岩气勘探最有利的地区(郭旭升等,2018)。前人对于四川盆地二叠系龙潭组泥页岩发育的岩性组合特征(郭炎和林良彪,2020)、沉积环境(曹清古等,2013)、地球化学特征(刘全有等,2012;刘安然等,2019)以及储集性和勘探潜力(陈斐然等,2020;赵培荣等,2020)等方面进行了有益的探索,但是与研究较为深入的海相地层相比较而言,海陆过渡相富有机质页岩发育特征与分布、沉积模式、有机质富集机理等非常规油气沉积学相关研究有待深入(董大忠等,2021)。因此,本文以川东南古蔺石宝地区SD1井海陆过渡相的二叠系龙潭组地层为研究对象,结合岩芯观察、岩石学和地球化学分析,综合探讨龙潭组烃源岩的发育特征和影响因素,以期丰富四川盆地海陆过渡相油气地质研究成果,为研究区内资源的进一步的勘探开

发提供基础资料和科学依据。

1 区域地质概况

研究区位于川南古蔺县石宝镇, 属于川南煤田古叙矿区的一部分, 构造位置属于扬子板块四川盆地东南缘的古蔺—筠连褶皱带(图 1), 以东西向短轴复式褶皱为主(尹中山, 2009)。二叠纪之前, 区内为海相沉积; 晚二叠世, 黔北—川南隆起带控制了川南地区的沉积特征, 该区为海陆过渡相沉积(刘安然等, 2019)。随后, 海水持续上升, 出现晚二叠世晚期的长兴期碳酸盐沉积。

受东吴运动及峨眉山玄武岩喷发的影响, 茅口组顶部发生风化岩溶作用, 川南地区龙潭组底部普遍缺失部分沉积(刘安然等, 2019)。目的层位龙潭组与上覆长兴组整合接触, 与下伏茅口组假整合接触, 为一套以砂岩、粉砂岩、粉砂质黏土岩、碳质页岩互层为主的海陆过渡相含煤岩系, 含煤 10 余层, 其中有可采价值且发育稳定的煤层 7 层, 分别编号为 C₁₃、C₁₄、C₁₅、C₁₇、C₂₃、C₂₄、C₂₅(唐胜利等, 2021)。

2 沉积特征

石地 1 井(SD1)位于石宝镇石宝向斜轴部(图 1), 钻遇龙潭组煤层 16 层(TOC 普遍>40%的煤岩), 共 17.88 m; 碳质泥岩(TOC >2%的泥(页)岩, 标准参考陈建平等(1997))、高碳泥岩(TOC >6%的泥(页)岩)

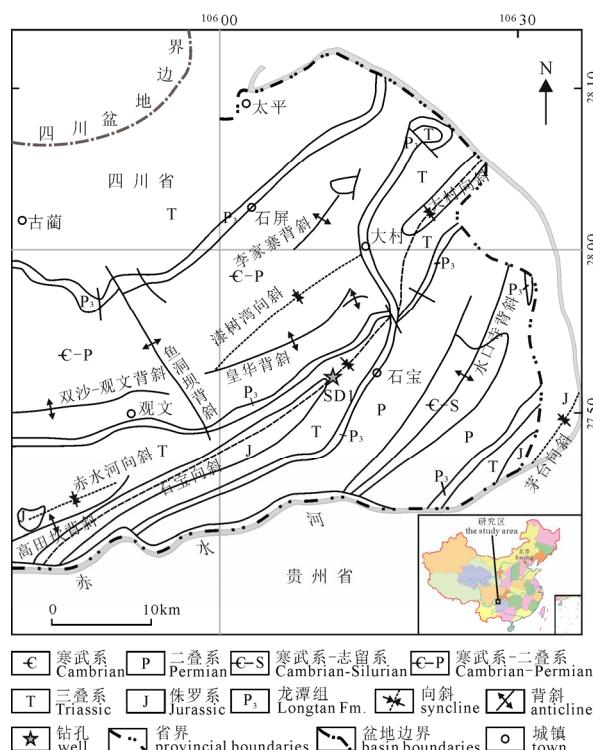


图 1 研究区主要构造特征及 SD1 井位置
(据唐胜利等, 2021 修改)

Fig. 1 Main structural units and the location of Well SD1
(modified from TANG et al., 2021)

夹泥岩、粉砂质泥岩 18 层, 共 47.74 m, 单层最厚达 6.98 m; 粉-细砂岩 6 层, 累计厚 16.29 m, 单层最厚达 5.28 m。根据岩性、沉积构造、古生物、测井等特征, 将 SD1 井龙潭组分为下、中、上三段(图 2)。龙潭早期主要以潮坪-海湾环境为主, 龙潭组中期西部物源供给增加, 形成了潮坪-三角洲环境; 晚期东部海侵加剧, 岸线向西退缩, 大部分地区碎屑岩沉积逐渐被碳酸盐岩沉积取代, 受西部物源影响, 石宝地区龙潭组时期主要为三角洲沉积环境(邵龙义等, 2013)。

(1)龙潭组下段: 与茅口组灰岩呈假整合接触, 包括 1 煤层(为川南煤田的 C₂₅ 煤层)及下硫铁矿层, 该段厚 7.63 m, 为淡化泻湖微相沉积。上部煤层厚 2.65 m, 为灰黑-黑色半亮型煤, 呈粉煤特征, 发育炭化植物叶片化石; 下部为灰白色黏土岩、灰黑色碳质泥岩, 含黄铁矿及少量含氟极高的矿物-萤石(游超等, 2022; 栗克坤等, 2022), 厚 4.28 m, 黄铁矿呈星散状、结核状、浸染状稀疏或富集于灰白、灰色黏土岩中, 下部黄铁矿较富集, 向上逐渐发育为层状硫铁矿层(即下硫铁矿层), 具层理结构, 主要为泻湖亚相沉积特征。

(2)龙潭组中段: 厚约 69.52 m, 以深灰色薄层碳质泥岩、泥岩夹煤层及粉砂岩与细砂岩互层为主, 含煤 8 层及上硫铁矿层。其中, 该段下部以细砂岩, 粉砂岩为主夹薄层泥岩及碳质泥岩及煤层, 常见波纹层理、水平层理、透镜状层理及小型交错层理, 底部见泥砾, 为分流河道、决口扇及分流间湾微相沉积; 上部为碳质泥岩、粉砂岩、细砂岩夹煤层, 发育水平层理, 常见植物根茎化石。整体以“砂泥互层”结构为主, 为三角洲平原亚相沉积。

(3)龙潭组上段: 与长兴组灰岩整合接触, 以碳质泥岩夹粉砂岩, 细砂岩及煤层为主, 顶部见灰白色黏土岩, 底部常见灰黑色碳质泥岩, 含丰富星点状黄铁矿, 常见动物潜穴、虫孔。其中, 碳质泥岩呈黑色, 常见炭化植物化石, 局部化石极丰富形成高碳泥岩, 灰色粉砂岩, 细砂岩层发育中、小型交错层理、水平层理及沙纹层理, 局部见泥砾。整体以“泥包砂”结构为主要特征, 为三角洲平原-三角洲前缘亚相沉积。

3 富有机质泥页岩发育特征

3.1 矿物组成

总计 27 件样品的全岩及黏土矿物 X 射线衍射分析表明, SD1 井龙潭组岩石由黏土矿物、石英、碳酸盐矿物(方解石+白云石+菱铁矿)、锐钛矿、黄铁矿和长石组成(表 1), 上述矿物在纵向上(龙潭组下段、中段至上段)无明显变化规律(图 3)。其中, 黏土矿物是

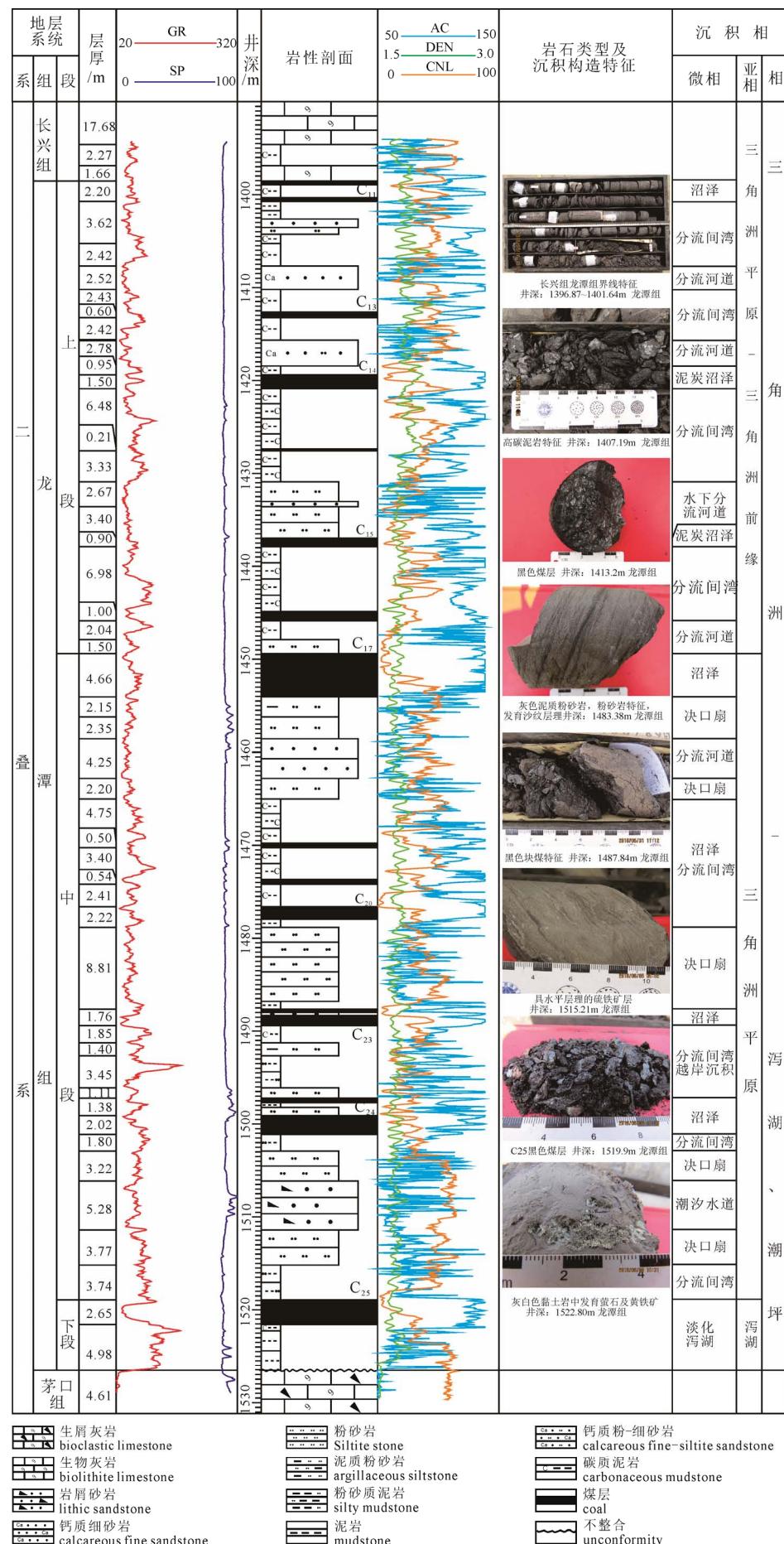


图 2 SD1 井沉积特征综合柱状图
Fig. 2 Comprehensive histogram of the sedimentary characteristics in Well SD1

最主要的组分，其分布范围为 19.7% ~ 82.7%，平均值为 49.7%，其次是石英，其分布范围为 0.5% ~ 66.5%，平均值为 23.9%（表 1，图 4a），这与前人在邻区黔北习页 1 井、西门 1 井以及川南地区野外剖面的研究结果相一致（曹涛涛等，2018）。与川东地区龙潭组泥页岩的矿物组分相比较而言，川东南 SD1 井黏土矿物含量稍低，具有显著较高的菱铁矿、黄铁矿和锐钛矿含量（王晓蕾等，2020）。

研究样品中,黏土矿物在岩石中的含量接近50%,以伊/蒙混层为主(约占黏土矿物总量的3/4),其余高岭石、绿泥石、伊利石和绿/蒙混层在岩石中含量依次为13.1%、7.4%、3.2%和1.4%(图4b)。相较于已获得商业开发的四川盆地五峰—龙马溪组,研究区龙潭组泥页岩中高黏土矿物含量和相对较低的脆性指数增加了压裂难度。

3.2 有机地球化学特征

有机质丰度、类型、成熟度等有机地球化学特征是衡量泥页岩生烃潜力的重要因素(Bowker, 2007)。

3.2.1 有机质丰度

有机质丰度是评价烃源岩生烃潜力的重要指标，是页岩气富集最重要的控制因素之一。TOC 是页岩气形成和富集的物质保障，有机碳含量能较好地反映页岩生烃能力并影响烃类气体的赋存状态及含气性(邓恩德等, 2020)。深入分析 TOC 含量变化及其制约因素有助于从根本上认识页岩气形成和富集的地质因素(陈孝红等, 2018)。SD1 井龙潭组 37 个碳质泥岩、粉砂质泥岩样品的残余有机碳含量(TOC)主要变化于 1.23% ~ 26.6% 之间，平均值为 7.37%；16 个煤岩样品的 TOC 含量变化于 6.36% ~ 92.5% 之间，平均值为 50.3%；8 个粉砂岩、细-中砂岩样品的 TOC 含量变化于 1.45% ~ 11.9% 之间，平均值为 4.74%(表 2)。与海相五峰—龙马溪组往往具有自下而上 TOC 含量降低的趋势不同，海陆过渡相泥页岩样品的有机质丰度受岩性变化的控制明显。煤岩样品具有非常高的 TOC 含量，显示强大的煤层气生烃潜力，其中，龙潭组下段只有 1 个煤岩样品，其 TOC 含量为 92.5%，龙潭组中段和上段煤岩样品的 TOC 含量平均值分别为 55.3% 和 44.9%。泥页岩样品中，龙潭组上段显示出比中段更高的 TOC 含量，二者的平均值分别为 8.5% 和 5.2%，并且有机质含量大于 8% 的高

碳泥岩也主要分布在龙潭组上段。此外，粉砂岩和砂岩样品数较少，但总体显示出龙潭组中段比上段该类岩性中更富有机质的特征，TOC 含量的平均值分别为 5.7% 和 3.2%。

3.2.2 有机质类型与成熟度

干酪根的稳定碳同位素组成($\delta^{13}\text{C}$)能够表征原始生物母质的特征, 次生的同位素分馏效应不会严重掩盖原始生物母质的同位素印记(余川等, 2012), 因此选择干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 测试数据来判别龙潭组的有机质类型。SD1 井 15 个样品的干酪根碳同位素分析结果表明, 其 $\delta^{13}\text{C}(\text{PDB})$ 集中分布在 $-22.8\text{\textperthousand} \sim -24.2\text{\textperthousand}$ 之间。根据干酪根 $\delta^{13}\text{C}$ 分布与其类型的关系(王大锐, 2000), 龙潭组泥页岩有机质主要以Ⅲ型干酪根为主。结合有机质镜检测试结果, SD1 井有机质主要由镜质组组成, 少量惰质组, 未见壳质组(刘安然等, 2019), 表明有机质主要源自高等植物, 这与龙潭组地层中广泛发育的植物化石相吻合。根据镜质体反射率测试结果, SD1 井龙潭组泥页岩有机质镜质体随机反射率 R_o 介于 $2.63\% \sim 2.93\%$ 之间, 处于过成熟生气阶段(唐胜利等, 2021), 具备良好生烃潜力。

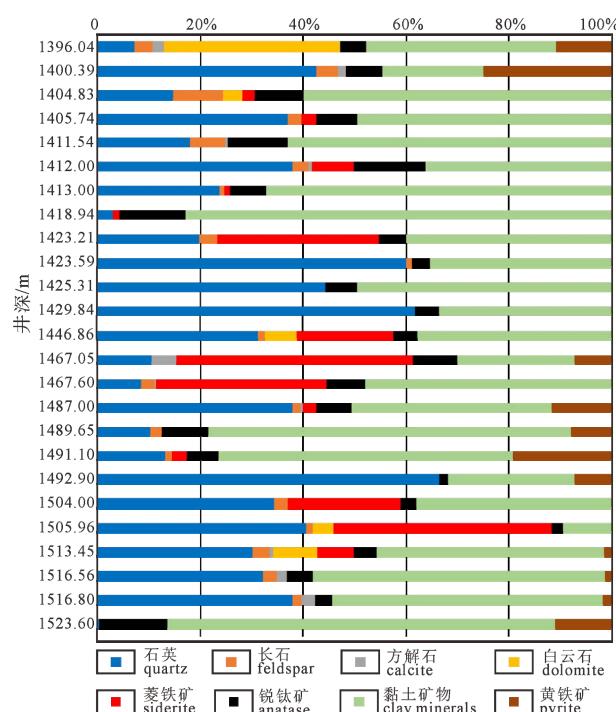


图 3 SD1 井龙潭组不同井深矿物组成情况

Fig. 3 Characteristics of mineral longitudinal variation of Longtan Formation in Well SD1

表1 龙潭组泥页岩中各种矿物在全岩中的含量/%分布情况统计表

Table 1 Distribution of mineral contents /% in shale of Longtan Formation in whole rock using XRD

4 储集性特征

4.1 孔隙度和渗透率

物性分析表明, SD1 井泥页岩的孔隙度变化于 3.05%~4.35%, 平均孔隙度为 3.54%, 均在 5% 以下; 渗透率约为 0.486 μD , 远在 1000 μD 以下(表 2), 可见龙潭组泥页岩孔隙度和渗透率都非常低, 具明显的超低孔超低渗特征, 一定程度上有利于页岩气的原位成藏和保存(邓恩德等, 2020)。该井粉-细砂岩孔隙度介于 5.41%~16.18%, 平均值为 9.88%(<10%), 以低孔-特低孔为主; 渗透率(空气)介于 0.506~1.652 mD , 平均值为 0.877 mD (<1 mD); 除部分样品受微缝影响以外, 多数样品均属于典型的致密砂岩(邹才能等, 2012; 杨平等, 2021)。

4.2 储集空间类型

氯离子抛光-场发射扫描电镜实验观测结果表明, SD1 井龙潭组泥页岩储集空间类型主要包括微裂缝(隙)、有机质孔、矿物溶蚀孔和晶间孔(图 5)几种类型。

微裂缝是最为重要的储集空间类型, 镜下可见大量的微裂缝发育, 包括在成岩及后期改造过程中产生的微裂缝以及有机质与矿物边缘之间形成的收缩缝(图 5a-d)。微裂缝的发育改善渗透性的同时提供大量运移通道, 利于页岩气成藏及其后期的压裂改造。龙潭组泥页岩样品富含有机质, 但主要由镜质组组成, 不利于有机质生烃孔隙的形成(王晓蕾等, 2020), 因此有机质孔对于储集空间的贡献相对较小, 往往是在有机质生烃过程中产生的少量气泡孔(图 5e, f)作用更大。同时, 可见少量的矿物溶蚀孔隙发育, 多为石英颗粒、方解石或白云石粒内溶孔, 大多呈不规则状, 连通性较差(图 5b, g)。晶间孔主要发育于黄铁矿晶粒之间, 常被有机质或黏土矿物充填, 残余部分晶间孔隙(图 5h, i)。总体而言, 微裂缝是本区内较为重要的储集空间类型。

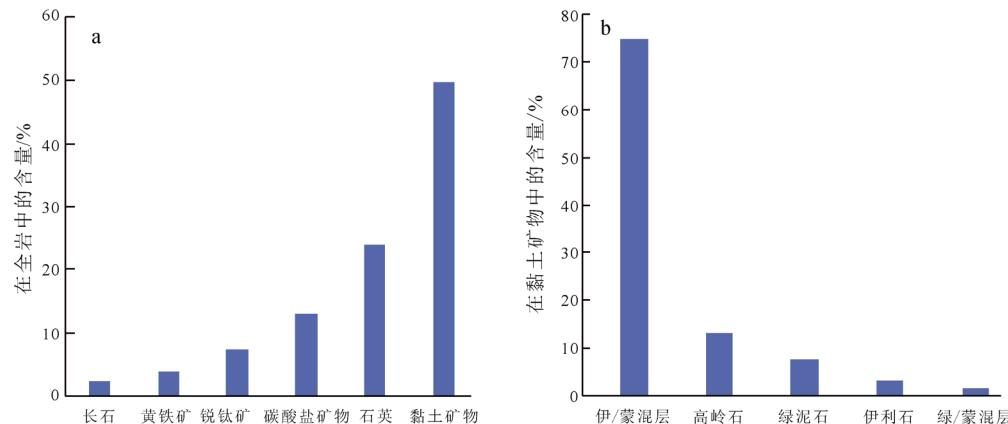


图 4 SD1 井全岩(a)及其黏土矿物(b)构成情况
Fig. 4 Compositions of whole rock (a) and clay minerals (b) in Well SD1

5 含气性特征

5.1 现场解吸

对 SD1 井钻井岩芯进行现场解吸实验, 结果显示该井龙潭组解吸总含气量为 0.11~26.31 m^3/t , 平均值为 7.32 m^3/t 。其中, 泥页岩含气量变化在 0.61~4.70 m^3/t 之间, 含气性相对较好, 解吸气总含气量均大于 0.5 m^3/t , 平均值为 2.16 m^3/t , 已达到工业开采标准的下限(黄金亮, 2012); 煤层的含气量介于 3.1~26.31 m^3/t 之间, 平均值为 12.32 m^3/t , 含气量高, 具有较大的资源潜力; 致密(粉)砂岩的含气量为 0.11~0.46 m^3/t , 平均值为 0.24 m^3/t , 含气性较差。

5.2 等温吸附

饱和吸附气含量能够直观反映泥页岩的吸附能力, 其值越大表明泥页岩的吸附能力越强, 页岩气的富集潜力越大(邓恩德等, 2020)。

此次选取了 10 个样品进行等温吸附实验。通过等温吸附实验获得各平衡点的压力, 采用 Langmuir 方程等温吸附方程($V=V_L \times P/(P_L+P)$)拟合计算可得出饱和吸附气含量。结果显示, SD1 井龙潭组碳质泥岩饱和吸附气量主要集中分布在 2.60~4.68 m^3/t , 均大于 2.00 m^3/t , 尤其是靠近煤层的高碳泥岩样品的饱和吸附气含量可高达 10.13 m^3/t (图 6), 表明泥页岩饱和吸附气量整体较高, 显示出良好的吸附性能。同时, 该地层中煤层显示出非常好的吸附性, 其饱和吸附气量为 5.21~14.23 m^3/t (图 6), 平均值为 10.76 m^3/t , 并且总体显示出从龙潭组下段至龙潭组上段, 煤层吸附能力具有逐渐增强的特征, 说明埋深与煤岩吸附能力呈负相关性。

6 有利时段和有利区

研究区二叠系龙潭组泥页岩累积厚度较大、有机质丰度和热演化程度高, 生烃能力强, 含气性较好。但本区龙潭组为煤层、碳质泥岩层及致密

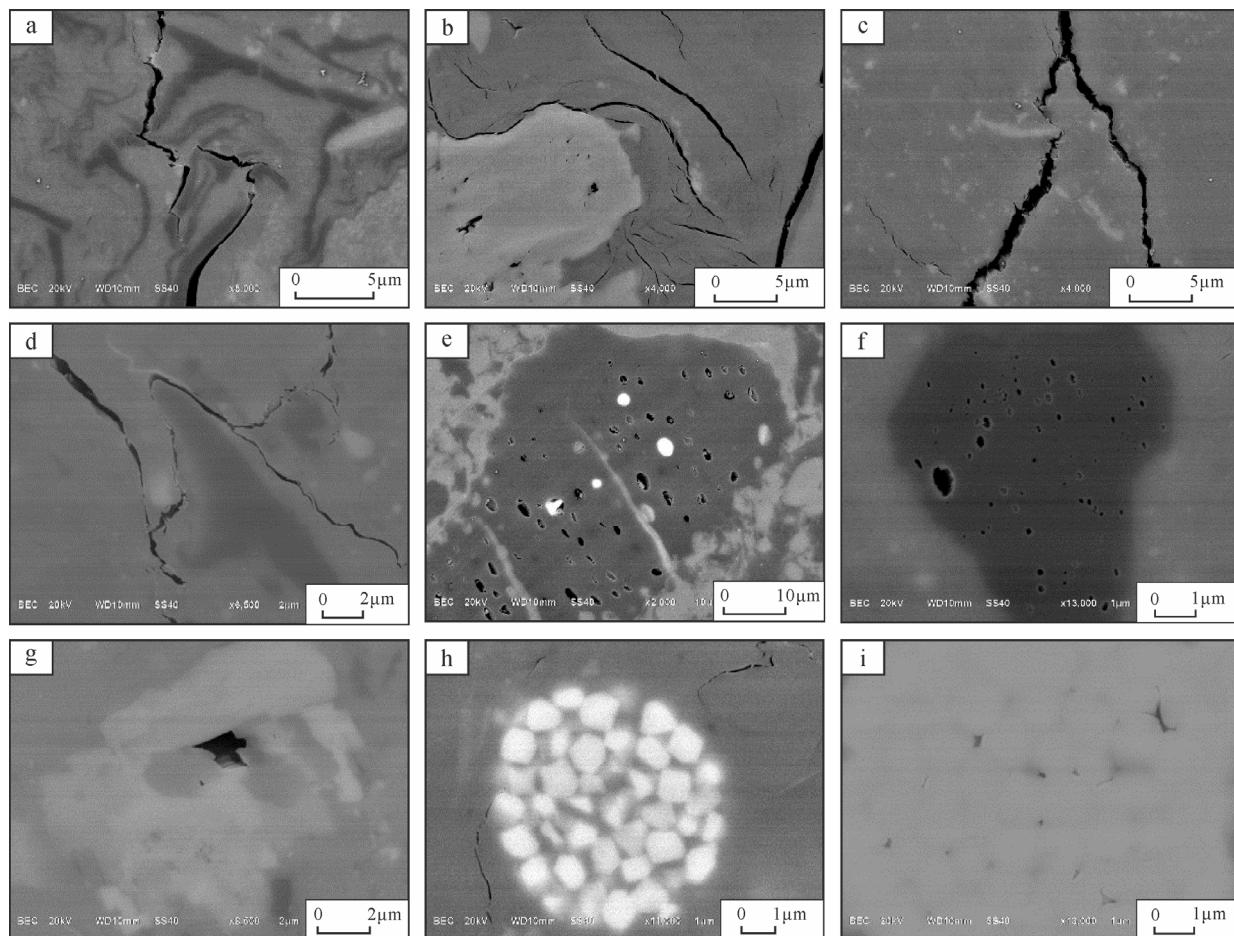
表 2 SD1 井龙潭组有机地球化学及物性分析结果
Table 2 Results of organic geochemistry and physical properties of Longtan Formation in Well SD1

井深/m	岩性	分层段		渗透率/mD	岩性		分层段	TOC/%	Ro/%	孔隙度/%	渗透率/mD
		井深/m	孔隙度/%		井深/m	孔隙度/%					
1 396.04	碳酸泥岩	龙潭组上段	2.42		1 452.85	煤	龙潭组中段	82.20			
1 396.12	碳酸泥岩	龙潭组上段		3.05	1 454.04	煤	龙潭组中段	83.60			
1 402.30	碳酸泥岩	龙潭组上段		3.54	1 458.56	细砂岩	龙潭组中段				1.352 140
1 402.27	泥质粉砂岩	龙潭组上段	6.29	/	1 467.05	碳质泥岩	龙潭组中段				
1 400.00	碳酸泥岩	龙潭组上段	4.35		1 467.05	碳质泥岩	龙潭组中段	3.11			
1 400.39	煤	龙潭组上段	59.80		1 467.60	碳质泥岩	龙潭组中段	4.33	2.63		
1 404.83	碳酸泥岩	龙潭组上段	26.60		1 469.12	粉砂岩	龙潭组中段	11.90			
1 405.74	碳酸泥岩	龙潭组上段	23.50		1 470.12	煤	龙潭组中段	33.70			
1 406.69	碳酸泥岩	龙潭组上段	5.45		1 470.86	碳质泥岩	龙潭组中段	5.52			
1 407.40	碳酸泥岩	龙潭组上段	6.66		1 473.10	碳质泥岩	龙潭组中段	5.12	2.68		
1 409.94	碳酸泥岩	龙潭组上段		5.41	0.000 465	1 474.56	碳质泥岩	龙潭组中段	2.69		
1 410.60	粉砂岩(夹煤)	龙潭组上段	62.20		1 476.88	煤	龙潭组中段	77.90			
1 411.54	碳酸泥岩	龙潭组上段	4.54		1 478.66	碳质泥岩	龙潭组中段	5.86			
1 412.00	煤	龙潭组上段	23.90		1 480.93	细砂岩	龙潭组中段				
1 413.00	碳酸泥岩	龙潭组上段	1.42		1 483.53	细砂岩	龙潭组中段				
1 415.90	泥岩	龙潭组上段		3.29	0.000 506	1 485.60	细砂岩	龙潭组中段			
1 416.80	细砂岩	龙潭组上段		8.15	0.155 423	1 487.00	碳质泥岩	龙潭组中段	1.85		
1 418.94	碳酸泥岩	龙潭组上段	1.23		1 488.60	煤	龙潭组中段	13.50			
1 419.41	煤	龙潭组上段			1 488.70	煤	龙潭组中段	71.00			
1 421.22	煤	龙潭组上段			1 489.65	碳质泥岩	龙潭组中段	4.90			
1 421.59	碳酸泥岩	龙潭组上段	5.28		1 491.10	碳质泥岩	龙潭组中段	7.97			
1 423.21	碳酸泥岩	龙潭组上段	2.71		1 492.90	粉砂质泥岩	龙潭组中段	2.04			
1 423.59	煤	龙潭组上段		2.93	1 494.04	粉砂质泥岩	龙潭组中段	1.58			
1 425.31	碳酸泥岩	龙潭组上段	6.86		1 497.20	煤	龙潭组中段	6.36			
1 426.74	碳酸泥岩	龙潭组上段	4.90		1 497.32	煤	龙潭组中段				
1 427.49	煤	龙潭组上段	19.00		1 500.40	泥岩	龙潭组中段	49.60			
1 429.84	碳酸泥岩	龙潭组上段	15.10		1 504.00	粉砂岩	龙潭组中段	2.34			
1 435.17	粉砂岩	龙潭组上段		7.25	0.390 342	1 505.96	细砂岩	龙潭组中段	3.26		
1 437.60	煤	龙潭组上段	58.80		1 506.60	细砂岩	龙潭组中段				
1 439.00	碳酸泥岩	龙潭组上段	8.24	2.68	3.64	/	1 509.15	细砂岩	龙潭组中段		
1 440.46	碳酸泥岩	龙潭组上段	17.50				1 510.91	粉砂岩	龙潭组中段		
1 441.85	碳酸泥岩	龙潭组上段	5.46				1 512.36	粉砂岩	龙潭组中段	2.59	
1 442.38	碳酸泥岩	龙潭组上段	2.64				1 513.45	泥质粉砂岩	龙潭组中段	8.32	
1 444.36	碳酸泥岩	龙潭组上段	14.9				1 516.56	粉砂质泥岩	龙潭组中段	3.61	
1 445.05	碳酸泥岩	龙潭组上段	3.48	3.28			1 516.80	粉砂质泥岩	龙潭组中段	3.03	
1 445.05	煤	龙潭组上段	45.60				1 518.30	粉砂质泥岩	龙潭组中段	2.04	
1 446.86	碳酸泥岩	龙潭组上段	15.30				1 519.60	煤	龙潭组下段	92.50	
1 448.36	中粒砂岩	龙潭组上段	1.76				1 520.07	煤	龙潭组下段		
1 448.50	中粒砂岩	龙潭组上段	1.45		16.18	/	1 521.47	碳质泥岩	龙潭组下段	15.40	
1 449.56	煤	龙潭组中段	80.30								

注: “/”表示未测出数据, 空白表示该项未测试; 孔隙度/%为氮气法测制全岩孔隙度, 渗透率/mD为脉冲法测制。

砂岩层交替出现,因各小层纵向厚度较薄,横向非均质性强、连续性差,因此在进行优势层位选择时将各岩性小层进行组合,以碳质泥岩(TOC普遍>2%)夹煤(TOC普遍>40%)组合为主,兼顾煤层。综合厚度、地层埋深、地化参数、物性特征、保存和压裂条件等各因素,研究认为龙潭组上段C₁₄—C₁₇碳质泥岩夹煤层组合、龙潭组中段C₂₀—C₂₄碳质泥

岩夹煤层组合为优选有利层段(图7)。上段泥煤砂组合位于C₁₇顶至C₁₄间,厚度30.44 m,平均含气量为5.83 m³/t,最高达18.29 m³/t;中段泥煤砂组合位于C₂₄至C₂₀上部间,厚度36.7 m,平均含气量为6.7 m³/t,最高达17.51 m³/t。聚焦于海陆过渡相的整套页岩层系,有利于实现煤层气、页岩气和致密砂岩气的“三气合采”和“体积开发”。



- a—样品有机质较发育,发育有机质与矿物之间微裂隙,缝宽0.066~0.732 μm, SD1井, 1407.4 m;
- b—样品见少量有机质,主要存在的孔隙类型为微裂缝和矿物溶蚀孔隙,有机质孔隙不发育。微裂缝发育,缝宽0.071~1.005 μm,连通性一般。溶蚀孔多为碳酸盐矿物粒内溶孔,多呈不规则状,连通性差。SD1井, 1409.94 m;
- c—微裂缝发育,缝宽约0.041~1.351 μm,连通性较好, SD1井, 1413.94 m; d—微裂缝发育,缝宽0.087~0.611 μm,连通性较好, SD1井, 1446.86 m; e—样品富含有机质,见有机质孔隙发育,孔隙大小为0.200~1.879 μm, SD1井, 1406.69 m;
- f—样品有机质较发育,孔隙发育程度较差,见少量有机质孔隙,大小为0.046~0.509 μm, SD1井, 1421.59 m;
- g—样品有机质较发育,见少量矿物溶蚀孔隙,为碳酸盐粒内溶蚀孔,呈不规则状,0.047~0.410 μm,连通性差, SD1井, 1446.86 m;
- h—草莓状黄铁矿,黄铁矿晶间孔发育,晶粒之间的孔隙中往往充填有机质或黏土矿物,同时可见微裂缝发育,缝宽0.026~0.091 μm, SD1井, 1396.04 m;
- i—黄铁矿晶间孔隙,大小为0.055~0.157 μm, SD1井, 1492.9 m。

a—the organic matter was well developed, with micro-cracks (0.066~0.732 μm wide) between organic matter and minerals; Well SD1, 1407.4 m;
b—small amount of organic matter in the samples. The main pore types were microfractures and mineral dissolution pores, but the organic matter pores were not developed. Microfractures were formed (0.071~1.005 μm wide), and they possessed general connectivity. Dissolution pores were mostly dissolution pores in carbonate mineral grains, which were irregular and had poor connectivity; Well SD1, 1409.94 m;
c—well-developed microfractures (0.041~1.351 μm wide), good connectivity; Well SD1, 1413.94 m; d—well developed microfractures (0.087~0.611 μm wide), good connectivity; Well SD1, 1446.86 m; e—rich in organic matter, and the pores of organic matter were developed (0.200~1.879 μm); Well SD1, 1406.69 m; f—the organic matter was well developed, but the pores were poorly developed. A small amount of organic matter pores (0.046~0.509 μm); Well SD1, 1421.59 m; g—the organic matter was well developed, a small number of mineral dissolution pores, mostly intragranular dissolve pores (0.047~0.410 μm) in carbonate grain, with irregular shape and poor connectivity; SD1 well, 1446.86 m; h—strawberry pyrite, intercrystalline pores were developed, organic matter or clay minerals were often filled in the pores between grains, and microfractures (0.026~0.091 μm wide) were also observed; SD1 well, 1396.04 m;
i—pyrite intercrystalline pores (0.055~0.157 μm); SD1 well, 1492.9 m.

图5 川东南龙潭组泥页岩储集空间类型及特征

Fig. 5 Reservoir space types of mud shale in Longtan Formation, southeast Sichuan

生烃母质的含量由总有机碳(TOC)和泥页岩厚度共同决定, 我国目前大多将 2% 的 TOC 含量和 30 m 的有效页岩厚度作为页岩气具备工业开采价值的下限(邹才能等, 2010; 王晓蕾等, 2020)。研究区龙潭组以深灰色泥岩、碳质泥岩、灰色细砂岩、粉砂岩含煤岩为特征, 碎屑沉积粒度偏细, 一般为粉砂

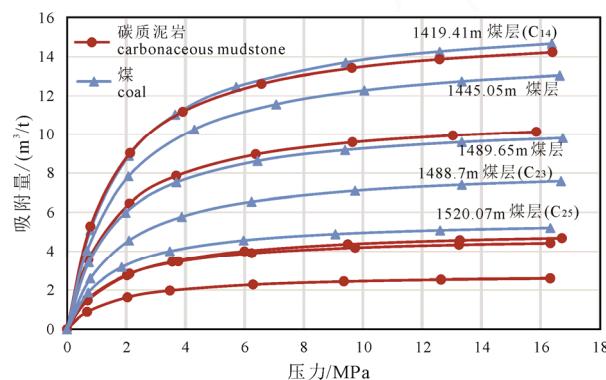


图 6 龙潭组泥岩样品和煤岩样品甲烷等温吸附曲线

Fig. 6 Isothermal adsorption curves of methane from mudstone samples and coal samples in Longtan Formation

岩、细砂岩、泥岩, 地层厚度 76.25~130.11 m, 平均 92.33 m, 变化较大。厚度中心主要集中在石宝向斜中部 SD1 井附近以及西南部石鹅和长坪一带, 厚度均大于 100 m(图 8a)。其中, 碳质泥岩在区内广泛发育, 而碳质泥岩大于 30 m 厚度的范围主要是石宝—长坪一线和西部石鹅一带(图 8b)。结合区域的构造-埋藏史演化特征(图 9), 川南以低陡构造为主, 构造简单(杨跃明等, 2021), 沉积厚度较大的区域为页岩气勘探开发的有利生烃和成藏区。总体而言, 煤层厚度/地层厚度(含煤系数)平均为 12.37%, 矿段内大部分地区含煤系数大于 10%, 局部地区大于 15%, 主要分布于石宝镇西部和万胜一带, 为沼泽发育区。碳质泥岩厚度/地层厚度(泥/地比)在向斜核部多为 30%, 向斜两翼局部地区大于 50%, 呈南北向展布, 主要分布于偏向斜南翼石宝镇—SD1 井—长坪一带及西南部石鹅乡一带。以碳质泥岩+煤层厚度为主要指标, 结合其余多项参数认为, SD1 井及其西南侧为该区最有利的页岩气分布区。

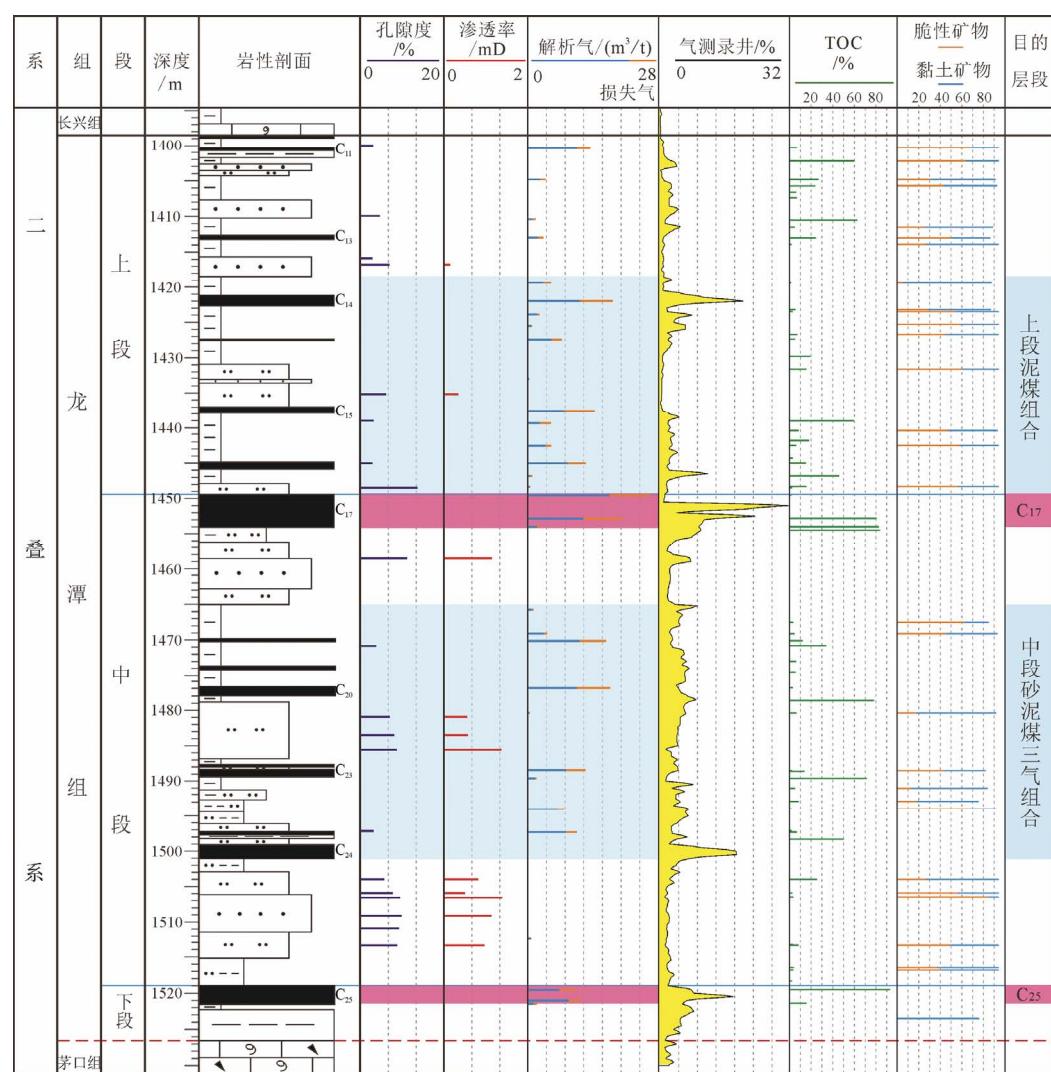


图 7 SD1 井龙潭组有利层段分布(图例见图 2)

Fig. 7 Distribution of favorable intervals of Longtan Formation in Well SD1 (see Fig. 2 for the legend)

目前,页岩气开采层位的有机质类型以I型和II型为主(李琪琪等,2020),但也有少数层位(如美国San Juan盆地白垩系Lewis页岩)为III型(Hill et al.,2004; Montgomery et al.,2005)。除此之外,研究区龙潭组泥页岩黏土矿物含量相对较高,脆性指数相

对较低,增加了压裂难度。但海陆过渡相垂向上页岩、粉砂岩、砂岩、煤岩互层,夹于页岩之间的粉砂岩、砂岩夹层有利于水力压裂(董大忠等,2021)。事实上,脆性较低的页岩也可以是优质产层(蒋恕等,2017)。龙潭组与Lewis页岩以及邻区重庆

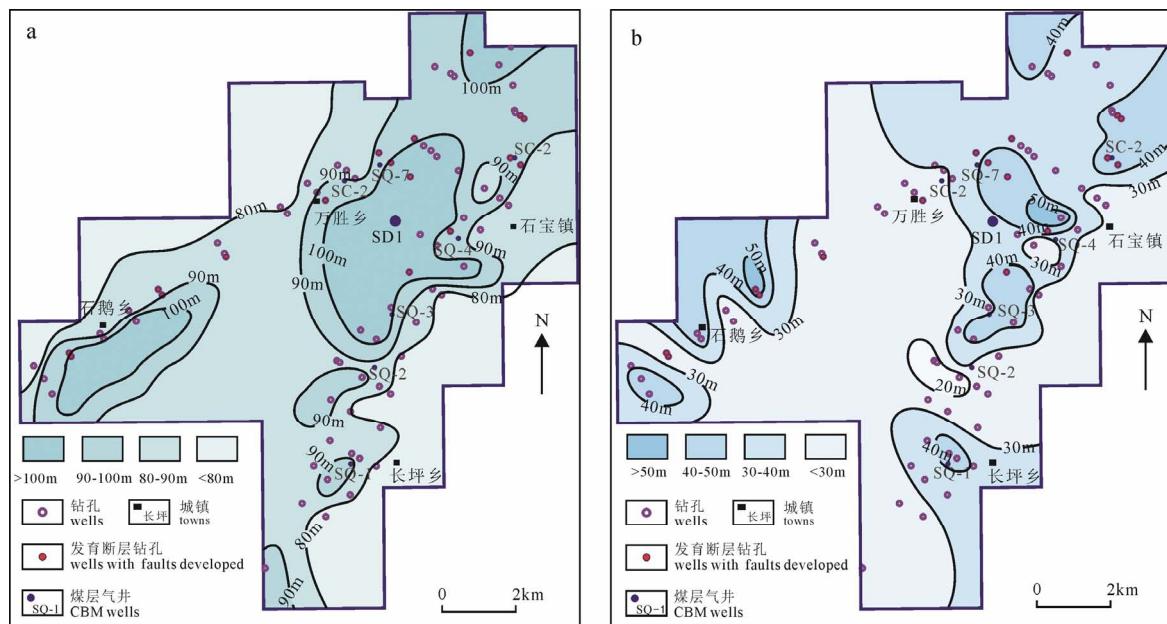


图8 石宝矿段龙潭组地层厚度分布图(a)和碳质泥岩厚度分布图(b)

Fig. 8 Thickness of Longtan Formation (a) and carbonaceous mudstone (b) in Shibao mine field

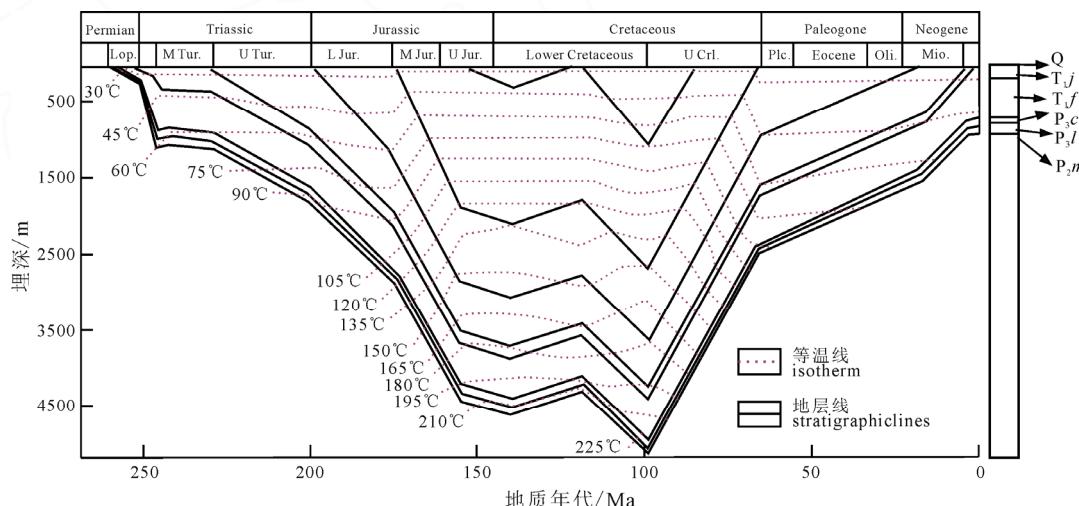


图9 研究区构造-埋藏史演化特征(据唐胜利等,2021修改)

Fig. 9 Evolution characteristics of structure-burial history in the study area (modified from TANG et al., 2021)

表3 SD1井与其他地区海陆过渡相页岩地层参数对比

Table 3 Comparison of parameters between Well SD1 and other areas in marine-continental transitional facies

地区	地层	剖面(钻井)	有机质类型	TOC/%	Ro/%	埋深/m	地层厚度/m	孔隙度/%	含气量/(m ³ /t)	数据来源
美国 San Juan 盆地	侏罗系 Lewis		III	0.45~2.5	1.6~1.88	914~1829	152~579	3~5.5	0.41~1.24	Luo et al., 2018
重庆	龙潭组	SY1 井	II ₂ -III	2.06~38.12	1.86~2.21	3092~3182	87.67	2.67~9.74	4.08~6.14	赵培荣等, 2020
黔西北	龙潭组	露头剖面	III	0.35~26.99	1.1~2.74	1300~2500	55~157	1.39~5.05	/	Luo et al., 2018
黔西北	龙潭组	金参 1 井	III	1.30~9.58	2.17~3.26	706~787	120.96	2~4.2	2.17~4.46	张鹏等, 2019; 王胜建等, 2020
黔西北	龙潭组	西页 1 井	III	0.4~17.58	2.68~3.48	402~581	148	1.1~4.2	1.24~9.42	王中鹏等, 2015
川南	龙潭组	SD1 井	III	1.23~26.6	2.63~2.93	1396~1525	81.91	3.05~4.35	0.61~4.70	本文

和黔西北沉积环境相似, 其页岩地层参数具有相对较好的可比性(表 3)。具有未来区域连片-规模勘探开发良好的物质基础条件。

7 结论

(1)川东南石宝矿区龙潭组泥页岩与煤层和(粉)砂岩层交替出现, 泥页岩累计厚度较大, 平均厚度约为 47.74 m。泥页岩有机质丰度高, 有机碳含量变化在 1.23% ~ 26.6% 之间, 平均值为 7.37%; 镜质体反射率介于 2.63% ~ 2.93% 之间, 处于过成熟生干气阶段, 生烃能力强。

(2)研究区龙潭组碳质泥页岩与煤层储层非均质性强, 孔隙度和渗透率都非常低, 孔隙度均在 5% 以下, 渗透率远 <0.1 mD, 具超低孔超低渗特征。储集空间主要包括微裂缝、有机质孔、溶蚀孔和黄铁矿晶间孔等类型, 微裂缝是本区较为重要的储集空间类型。

(3)钻井证实龙潭组地层含气性好, 总体表现为煤层气>页岩气>砂岩气, 泥页岩及煤层具有相对较高的含气性和吸附性能, 显示良好的页岩气(煤层气)勘探开发潜力。

(4)高有机碳含量、高热演化程度、良好的含气性和吸附性、适度的埋深是研究区龙潭组页岩气勘探开发的有利条件, 但是黏土矿物含量相对较高, 脆性指数相对较小, 增加了压裂难度。因此, 需要聚焦于海陆过渡相的整套页岩层系, 泥页岩之间的粉砂岩、砂岩夹层有利于水力压裂, 勘探开发拟以碳质泥岩夹煤层组合为主, 龙潭组上段 C₁₄–C₁₇ 泥煤组合夹砂岩、龙潭组中段 C₂₀–C₂₄ 泥煤层组合夹砂岩是优选有利层段, 有利于实现煤层气、页岩气和致密砂岩气的高质量开采。

Acknowledgements:

This study was supported by China Geological Survey (No. DD20221661), Sichuan Energy Investment Co., Ltd. (No. NM-SB-2015-04), Science and Technology Department of Guizhou Province (No. [2017]1407), and Guizhou University of Engineering Science (No. G2017006).

参考文献:

- 曹清古, 刘光祥, 张长江, 潘文蕾. 2013. 四川盆地晚二叠世龙潭期沉积环境及其源控作用分析[J]. 石油实验地质, 35(1): 36-41.
- 曹涛涛, 邓模, 刘虎, 刘光祥, HURSTHOUSE A S. 2018. 川南-黔北地区龙潭组页岩气成藏条件分析[J]. 特种油气藏, 25(3): 6-12.
- 陈斐然, 魏祥峰, 刘珠江, 敖明冲, 燕继红. 2020. 四川盆地二叠系龙潭组页岩孔隙发育特征及主控因素[J]. 天然气地球

- 科学, 31(11): 1593-1602.
- 陈建平, 赵长毅, 何忠华. 1997. 煤系有机质生烃潜力评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 24(1): 1-5, 91.
- 陈孝红, 张保民, 陈林, 张国涛, 李培军, 张森. 2018. 鄂西宜昌地区晚奥陶世—早志留世页岩气藏的主控地质因素与富集模式[J]. 地球学报, 39(3): 257-268.
- 崔荣国, 郭娟, 程立海, 张迎新, 刘伟. 2021. 全球清洁能源发展现状与趋势分析[J]. 地球学报, 42(2): 179-186.
- 邓恩德, 易同生, 颜智华, 姜秉仁, 王冉, 付炜. 2020. 海陆过渡相页岩气聚集条件及勘探潜力研究——以黔北地区金沙参1井龙潭组为例[J]. 中国矿业大学学报, 49(6): 1166-1181.
- 董大忠, 邱振, 张磊夫, 李树新, 张琴, 李星涛, 张素荣, 刘翰林, 王玉满. 2021. 海陆过渡相页岩气层系沉积研究进展与页岩气新发现[J]. 沉积学报, 39(1): 29-45.
- 董大忠, 王玉满, 李新景, 邹才能, 管全中, 张晨晨, 黄金亮, 王淑芳, 王红岩, 刘洪林, 拜文华, 梁峰, 齐文, 赵群, 刘德勋, 邱振. 2016. 中国页岩气勘探开发新突破及发展前景思考[J]. 天然气工业, 36(1): 19-32.
- 郭旭升, 胡东风, 刘若冰, 魏祥峰, 魏富彬. 2018. 四川盆地二叠系海陆过渡相页岩气地质条件及勘探潜力[J]. 天然气工业, 38(10): 11-18.
- 郭炎, 林良彪. 2020. 川东南上二叠统龙潭组泥页岩发育特征[J]. 科学技术与工程, 20(10): 3838-3844.
- 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 董大忠, 王社教, 王世谦, 程克明. 2012. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 39(01): 69-75.
- 蒋恕, 唐相路, OSBORNE S, ANDERSON T. 2017. 页岩油气富集的主控因素及误辩: 以美国、阿根廷和中国典型页岩为例[J]. 地球科学, 42(7): 1083-1091.
- 金之钧, 胡宗全, 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[J]. 地学前缘, 23(1): 1-10.
- 匡立春, 董大忠, 何文渊, 温声明, 孙莎莎, 李树新, 邱振, 廖新维, 李勇, 武瑾, 张磊夫, 施振生, 郭雯, 张素荣. 2020. 鄂尔多斯盆地东缘海陆过渡相页岩气地质特征及勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 47(3): 435-446.
- 兰叶芳, 任传建, 黄喻, 陈豪, 任戍明. 2021. 黔西北燕子口地区五峰-龙马溪组页岩气源岩评价[J]. 岩石矿物学杂志, 40(1): 49-64.
- 李琪琪, 徐尚, 陈科, 宋腾, 孟凡洋, 何生, 陆永潮, 石万忠, 苟启洋, 王雨轩. 2020. 下扬子区上二叠统页岩气成藏条件分析[J]. 中国地质, <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.p.20200429.1018.004.html>.
- 栗克坤, 商朋强, 韩志坤, 王春连, 焦森, 王桂香, 袁昌盛, 张青松, 刘增政, 闫晓博, 范亚洲, 蒋济勇, 靳乾峰. 2022. 闽北邵武地区萤石矿综合信息找矿方法研究[J]. 地球学报, 43(3): 404-410.
- 刘安然, 巫晓兵, 胡俊仁. 2019. 川南海陆过渡相页岩气地质特征及其意义——以石宝向斜为例[J]. 四川地质学报, 39(2): 252-256, 276.
- 刘全有, 金之钧, 高波, 张殿伟, 徐美娥, 唐瑞鹏. 2012. 四川盆地二叠系烃源岩类型与生烃潜力[J]. 石油与天然气地质, 33(1): 10-18.

- 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[J]. 中国矿业大学学报, 49(1): 13-35.
- 邵龙义, 高彩霞, 张超, 汪浩, 郭立君, 高彩红. 2013. 西南地区晚二叠世层序——古地理及聚煤特征[J]. 沉积学报, 31(5): 856-866.
- 唐胜利, 唐佳阳, 史勇, 吕定坤. 2021. 川南煤田古叙矿区龙潭组煤层受热-生烃史及气体成因[J]. 西安科技大学学报, 41(2): 298-306.
- 王大锐. 2000. 塔里木盆地中、上奥陶统烃源岩的碳同位素宏观证据[J]. 地质论评, 46(3): 328-334.
- 王胜建, 高为, 郭天旭, 包书景, 金军, 徐秋枫. 2020. 黔北金沙地区二叠系龙潭组取得页岩气、煤层气和致密砂岩气协同发现[J]. 中国地质, 47(1): 249-250.
- 王晓蕾, 曹正杰, 杨强强, 毛芮, 宁闯, 王鸿宇, 赵权, 梁家林, 王真, 陈嘉欣. 2020. 川东地区龙潭组页岩气成藏地质条件与有利区评价[J]. 科学技术与工程, 20(20): 8139-8145.
- 王中鹏, 张金川, 孙睿, 刘昌为, 杜晓瑞, 卢亚亚. 2015. 西页1井龙潭组海陆过渡相页岩含气性分析[J]. 地学前缘, 22(2): 243-250.
- 杨平, 陈杨, 冯伟明, 牟必鑫, 魏洪刚, 客昆, 刘家洪, 何磊. 2021. 西昌盆地白果湾组致密砂岩油气形成关键指标评价与有利区优选[J]. 沉积与特提斯地质, 41(3): 454-464.
- 杨跃明, 陈玉龙, 刘燊阳, 邓宾, 徐浩, 陈丽清, 黎丁源, 殷樱子, 李怡. 2021. 四川盆地及其周缘页岩气勘探开发现状、潜力与展望[J]. 天然气工业, 41(1): 42-58.
- 尹中山. 2009. 川南煤田古叙矿区煤层气勘探选层的探讨[J]. 中国煤炭地质, 21(2): 24-27.
- 游超, 王春连, 刘殿鹤, 余小灿, 颜开, 刘思晗, 周博文. 2022. 江西宁都坎田萤石矿床稀土元素地球化学特征及其指示意义[J]. 地球学报, 43(3): 359-370.
- 余川, 包书景, 秦启荣, 聂海宽, 朱浩, 邵晓州. 2012. 川东南地区下志留统页岩气成藏条件分析[J]. 石油天然气学报, 34(2): 41-45, 165.
- 翟刚毅, 包书景, 庞飞, 任收麦, 赵福平, 张福, 周志, 王都乐. 2016. 武陵山复杂构造区古生界海相油气实现重大突破[J]. 地球学报, 37(6): 657-662, 795.
- 翟刚毅, 包书景, 王玉芳, 陈科, 王胜建, 周志, 宋腾, 李浩涵. 2017. 古隆起边缘成藏模式与湖北宜昌页岩气重大发现[J]. 地球学报, 38(4): 441-447.
- 翟刚毅, 王玉芳, 刘国恒, 周志, 张聪, 刘晓晨. 2020. 中国二叠系海陆交互相页岩气富集成藏特征及前景分析[J]. 沉积与特提斯地质, 40(3): 102-117.
- 张金川, 姜生玲, 唐玄, 张培先, 唐颖, 荆铁亚. 2009. 我国页岩气富集类型及资源特点[J]. 天然气工业, 29(12): 109-114, 152.
- 张鹏, 黄宇琪, 杨军伟, 刘洪洋. 2019. 黔西北龙潭组页岩吸附能力主控因素分析[J]. 断块油气田, 26(2): 162-167.
- 张晓波, 左兆喜, 张超, 司庆红, 张义. 2016. 河南义马地区页岩气储层孔隙非均质性[J]. 地球学报, 37(3): 340-348.
- 赵培荣, 高波, 郭战峰, 魏志红. 2020. 四川盆地上二叠统海陆过渡相和深水陆棚相页岩气的勘探潜力[J]. 石油实验地质, 42(3): 335-344.
- 邹才能, 董大忠, 王社教, 李建忠, 李新景, 王玉满, 李登华, 程克明. 2010. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 37(6): 641-653.
- 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 杨智, 陶士振, 袁选俊, 侯连华, 杨华, 徐春春, 李登华, 白斌, 王岚. 2012. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 33(2): 173-187.
- 邹才能, 杨智, 孙莎莎, 赵群, 拜文华, 刘洪林, 潘松圻, 吴松涛, 袁懿琳. 2020. "进源找油": 论四川盆地页岩油气[J]. 中国科学: 地球科学, 50(7): 903-920.

References:

- BOWKER K A. 2007. Barnett shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 91(4): 523-533.
- CAO Qing-gu, LIU Guang-xiang, ZHANG Chang-jiang, PAN Wen-lei. 2013. Sedimentary environment and its controlling on source rocks during late Permian in Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 35(1): 36-41(in Chinese with English abstract).
- CAO Tao-tao, DENG Mo, LIU Hu, LIU Guang-xiang, HURSTHOUSE A S. 2018. Shale gas accumulation condition analysis of Longtan Formation in southern Sichuan-northern Guizhou[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 25(3): 6-12(in Chinese with English abstract).
- CHEN Fei-ran, WEI Xiang-feng, LIU Zhu-jiang, AO Ming-chong, YAN Ji-hong. 2020. Pore development characteristics and main controlling factors of the Permian marine-continent transitional shale in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 31(11): 1593-1602(in Chinese with English abstract).
- CHEN Jian-ping, ZHAO Chang-yi, HE Zhong-hua. 1997. Criteria for evaluating the hydrocarbon generating potential of organic matter in coal measures[J]. Petroleum Exploration and Development, 24(1): 1-5, 91(in Chinese with English abstract).
- CHEN Xiao-hong, ZHANG Bao-min, CHEN Lin, ZHANG Guo-tao, LI Pei-jun, ZHANG Miao. 2018. Main geological controlling factors and enrichment pattern of shale gas reservoirs in the Late Ordovician-Early Silurian strata of Yichang, western Hubei Province[J]. Acta Geoscientica Sinica, 39(3): 257-268(in Chinese with English abstract).
- CUI Rong-guo, GUO Juan, CHENG Li-hai, ZHANG Ying-xin, LIU Wei. 2021. Status and trends analysis of global clean energies[J]. Acta Geoscientica Sinica, 42(2): 179-186(in Chinese with English abstract).
- DENG En-de, YI Tong-sheng, YAN Zhi-hua, JIANG Bing-ren, WANG Ran, FU Wei. 2020. Accumulation condition and shale gas potential of the marine-terrestrial transitional facies: A case study of Jinshacan 1 well of Longtan formation in northern Guizhou[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 49(6): 1166-1181(in Chinese with English abstract).

- DONG Da-Zhong, QIU Zhen, ZHANG Lei-fu, LI Shu-xin, ZHANG Qin, LI Xing-tao, ZHANG Su-rong, LIU Han-lin, WANG Yu-man. 2021. Progress on sedimentology of transitional facies shales and new discoveries of shale gas[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 39(1): 29-45(in Chinese with English abstract).
- DONG Da-zhong, WANG Yu-man, LI Xin-jing, ZOU Cai-neng, GUAN Quan-zhong, ZHANG Chen-chen, HUANG Jin-liang, WANG Shu-fang, WANG Hong-yan, LIU Hong-lin, BAI Wen-hua, LIANG Feng, LIN Wen, ZHAO Qun, LIU De-xun, QIU Zhen. 2016. Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China[J]. *Natural Gas Industry*, 36(1): 19-32(in Chinese with English abstract).
- GUO Xu-sheng, HU Dong-feng, LIU Ruo-bing, WEI Xiang-feng, WEI Fu-bin. 2018. Geological conditions and exploration potential of Permian marine-continent transitional facies shale gas in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 38(10): 11-18(in Chinese with English abstract).
- GUO Yan, LIN Liang-biao. 2020. Characteristics of shale development of the Upper Permian Longtan Formation in the southeastern Sichuan Basin, China[J]. *Science Technology and Engineering*, 20(10): 3838-3844(in Chinese with English abstract).
- HILL D G, LOMBARDI T E, MARTIN J P. 2004. Fractured shale gas potential in New York[J]. *Northeastern Geology and Environmental Sciences*, 26(1/2): 57-78.
- HUANG Jin-liang, ZOU Cai-neng, LI Jian-zhong, DONG Da-zhong, WANG She-jiao, WANG Shi-qian, CHENG Ke-ming. 2012. Shale gas generation and potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Southern Sichuan Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 39(1): 69-75(in Chinese with English abstract).
- JIANG Shu, TANG Xiang-lu, OSBORNE S, ANDERSON T. 2017. Enrichment factors and current misunderstanding of shale oil and gas: Case study of shales in U.S., Argentina and China[J]. *Earth Science*, 42(7): 1083-1091(in Chinese with English abstract).
- JIN Zhi-jun, HU Zong-quan, GAO Bo, ZHAO Jian-hua. 2016. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, southeastern Sichuan Basin[J]. *Earth Science Frontiers(China University of Geosciences(Beijing); Peking University)*, 23(1): 1-10(in Chinese with English abstract).
- KUANG Li-chun, DONG Da-zhong, HE Wen-yuan, WEN Sheng-ming, SUN Sha-sha, LI Shu-xin, QIU Zhen, LIAO Xin-wei, LI Yong, WU Jin, ZHANG Lei-fu, SHI Zhen-sheng, GUO Wen, ZHANG Su-rong. 2020. Geological characteristics and development potential of transitional shale gas in the east margin of the Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 47(3): 435-446(in Chinese with English abstract).
- LAN Ye-fang, REN Chuan-jian, HUANG Yu, CHEN Hao, REN Shu-ming. 2021. The evaluation of shale gas source rocks in Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation of Yanzikou area, northwest Guizhou[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 40(1): 49-64(in Chinese with English abstract).
- LI Ke-kun, SHANG Peng-qiang, HAN Zhi-kun, WANG Chun-lian, JIAO Sen, WANG Gui-xiang, YUAN Chang-sheng, ZHANG Qing-song, LIU Zeng-zheng, YAN Xiao-bo, FAN Ya-zhou, JIANG Ji-yong, JIN Qian-feng. 2022. Comprehensive Information Prospecting Method for Fluorite Deposits in Shaowu Area, Northern Fujian Province[J]. *Acta Geoscientifica Sinica*, 43(3): 404-410(in Chinese with English abstract).
- LI Qi-qi, XU Shang, CHEN Ke, SONG Teng, MENG Fan-yang, HE Sheng, LU Yong-chao, SHI Wan-zhong, GOU Qi-yang, WANG Yu-xuan. 2020. Analysis of shale gas accumulation conditions of Upper Permian in the Lower Yangtze Region[J]. *Geology in China*, <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1167.p.20200429.1018.004.html>(in Chinese with English abstract).
- LIU An-ran, WU Xiao-bing, HU Jun-ren. 2019. Geological features and their significance of marine-continental transitional facies shale gas reservoir in south Sichuan[J]. *Acta Geologica Sichuan*, 39(2): 252-256, 276(in Chinese with English abstract).
- LIU Quan-you, JIN Zhi-jun, GAO Bo, ZHANG Dian-wei, XU Mei-e, TANG Rui-peng. 2012. Types and hydrocarbon generation potential of the Permian source rocks in the Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 33(1): 10-18(in Chinese with English abstract).
- LUO Wen, HOU Min-cai, LIU Xin-chun, HUANG Shu-guang, CHAO Hui, ZHANG Rui, DENG Xiang. 2018. Geological and geochemical characteristics of marine-continental transitional shale from the Upper Permian Longtan formation, Northwestern Guizhou, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 89: 58-67.
- MONTGOMERY S L, JARVIE D M, BOWKER K A, POLLASTRO R M. 2005. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential[J]. *AAPG Bulletin*, 89(2): 155-175.
- NIE Hai-kuan, HE Zhi-liang, LIU Guang-xiang, ZHANG Guang-rong, LU Zhi-yuan, LI Dong-hui, SUN Chuan-xiang. 2020. Status and direction of shale gas exploration and development in China[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 49(1): 13-35(in Chinese with English abstract).
- SHAO Long-yi, GAO Cai-xia, ZHANG Chao, WANG Hao, GUO Li-jun, GAO Cao-hong. 2013. Sequence-palaeogeography and coal accumulation of Late Permian in Southwestern China[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 31(5): 856-866(in Chinese with English abstract).
- TANG Sheng-li, TANG Jia-yang, SHI Yong, LÜ Ding-kun. 2021. Heat-hydrocarbon generating history and gas origin of Long-

- tan Formation in Guxu mining area in South Sichuan coalfield[J]. Journal of Xi'an University of Science and Technology, 41(2): 298-306(in Chinese with English abstract).
- WANG Da-rui. 2000. Macro-evidence of carbon isotopes for the Middle-Upper Ordovician source rocks in the Tarim Basin[J]. Geological Review, 46(3): 328-334(in Chinese with English abstract).
- WANG Sheng-jian, GAO Wei, GUO Tian-xu, BAO Shu-jing, JIN Jun, XU Qiu-feng. 2020. The discovery of shale gas, coalbed gas and tight sandstone gas in Permian Longtan Formation, northern Guizhou Province[J]. Geology in China, 47(1): 249-250(in Chinese).
- WANG Xiao-lei, CAO Zheng-jie, YANG Qiang-qiang, MAO Rui, NING Chuang, WANG Hong-yu, ZHAO Quan, LIANG Jia-lin, WANG Zhen, CHEN Jia-xin. 2020. Geological conditions of shale gas formation in Longtan Formation in eastern Sichuan region and evaluation of promising areas[J]. Science Technology and Engineering, 20(20): 8139-8145(in Chinese with English abstract).
- WANG Zhong-peng, ZHANG Jin-chuan, SUN Rui, LIU Chang-wei, DU Xiao-rui, LU Ya-ya. 2015. The gas-bearing characteristics analysis of the Longtan Formation transitional shale in Well Xiye 1[J]. Earth Science Frontiers, 22(2): 243-250(in Chinese with English abstract).
- YANG Ping, CHEN Yang, FENG Wei-ming, MOU Bi-xin, WEI Hong-gang, KE Kun, LIU Jia-hong, HE Lei. 2021. Key indexes for hydrocarbon formation of tight sandstones and favorable areas of Baiguowan Formation in Xichang Basin[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 41(3): 454-464(in Chinese with English abstract).
- YANG Yue-ming, CHEN Yu-long, LIU Shen-yang, DENG Bin, XU Hao, CHEN Li-qing, LI Ding-yuan, YIN Ying-zhi, LI Yi. 2021. Status, potential and prospect of shale gas exploration and development in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Natural Gas Industry, 41(1): 42-58(in Chinese with English abstract).
- YIN Zhong-shan. 2009. A discussion on CBM exploration target in Guxu mining area, south Sichuan coalfield[J]. Coal Geology of China, 21(2): 24-27(in Chinese with English abstract).
- YOU Chao, WANG Chun-lian, LIU Dian-he, YU Xiao-can, YAN Kai, LIU Si-han, ZHOU Bo-wen. 2022. REE Geochemistry of Fluorite from Kantian Fluorite Deposit and Its Geological Implications in Ningdu Area, Jiangxi Province[J]. Acta Geoscientica Sinica, 43(3): 359-370(in Chinese with English abstract).
- YU Chuan, BAO Shu-jing, QIN Qi-rong, NIE Hai-kuan, ZHU Hao, SHAO Xiao-zhou. 2012. Analysis of reservoir-forming conditions of shale gas in Lower Silurian of southeast Sichuan area[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 34(2): 41-45, 165(in Chinese with English abstract).
- ZHAI Gang-yi, BAO Shu-jing, PANG Fei, REN Shou-mai, ZHAO Fu-ping, ZHANG Fu, ZHOU Zhi, WANG Du-le. 2016. Breakthrough of the natural gas of Paleozoic marine strata in Wuling Mountain complex tectonic zone[J]. Acta Geoscientica Sinica, 37(6): 657-662, 795(in Chinese with English abstract).
- ZHAI Gang-yi, BAO Shu-jing, WANG Yu-fang, CHEN Ke, WANG Sheng-jian, ZHOU Zhi, SONG Teng, LI Hao-han. 2017. Reservoir accumulation model at the edge of palaeohigh and significant discovery of shale gas in Yichang area, Hubei Province[J]. Acta Geoscientica Sinica, 38(4): 441-447(in Chinese with English abstract).
- ZHAI Gang-yi, WANG Yu-fang, LIU Guo-heng, ZHOU Zhi, ZHANG Cong, LIU Xiao-chen. 2020. Enrichment and accumulation characteristics and prospect analysis of the Permian marine continental multiphase shale gas in China[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 40(3): 102-117(in Chinese with English abstract).
- ZHANG Jin-chuan, JIANG Sheng-ling, TANG Xuan, ZHANG Pei-xian, TANG Ying, JIN Tie-ya. 2009. Accumulation types and resources characteristics of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 29(12): 109-114, 152(in Chinese with English abstract).
- ZHANG Peng, HUANG Yu-qi, YANG Jun-wei, LIU Hong-yang. 2019. Main controlling factors of shale adsorption capacity of Longtan Formation in Northwest Guizhou[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 26(2): 162-167(in Chinese with English abstract).
- ZHANG Xiao-bo, ZUO Zhao-xi, ZHANG Chao, SI Qing-hong, ZHANG Yi. 2016. Interlayer heterogeneity in pore structure of shale gas reservoir in the Yima area, Henan Province[J]. Acta Geoscientica Sinica, 37(3): 340-348(in Chinese with English abstract).
- ZHAO Pei-rong, GAO Bo, GUO Zhan-feng, WEI Zhi-hong. 2020. Exploration potential of marine-continental transitional and deep-water shelf shale gas in Upper Permian, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 42(3): 335-344(in Chinese with English abstract).
- ZOU Cai-neng, DONG Da-zhong, WANG She-jiao, LI Jian-zhong, LI Xin-jing, WANG Yu-man, LI Deng-hua, CHENG Ke-ming. 2010. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 37(6): 641-653(in Chinese with English abstract).
- ZOU Cai-neng, ZHU Ru-kai, WU Song-tao, YANG Zhi, TAO Shi-zhen, YUAN Xuan-jun, HOU Lian-hua, YANG Hua, XU Chun-chun, LI Deng-hua, BAI Bin, WANG Lan. 2012. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 33(2): 173-187(in Chinese with English abstract).
- ZOU Cai-neng, YANG Zhi, SUN Sha-sha, ZHAO Qun, BAI Wen-hua, LIU Hong-lin, PAN Song-qi, WU Song-tao, YUAN Yi-lin. 2020. "Exploring petroleum inside source kitchen": Shale oil and gas in Sichuan Basin[J]. Science China(Terrae), 50(7): 903-920(in Chinese with English abstract).