

doi: 10.12029/gc20220620002

林瑞钦, 石富伦, 王奕松, 张大权, 冯霞, 姜振学, 刘达东, 杨威, 张子亚, 赵福平, 孙钊, 陈祎, 卢树藩, 杜威. 2024. 黔北狮溪地区五峰组—龙马溪组页岩气成藏条件及其勘探前景[J]. 中国地质, 51(3): 728–742.

Lin Ruiqin, Shi Fulun, Wang Yisong, Zhang Daquan, Feng Xia, Jiang Zhenxue, Liu Dadong, Yang Wei, Zhang Ziya, Zhao Fuping, Sun Zhao, Chen Yi, Lu Shufan, Du Wei. 2024. Shale gas accumulation conditions and exploration prospects of Wufeng–Longmaxi Formation in Shixi Area, Northern Guizhou[J]. Geology in China, 51(3): 728–742(in Chinese with English abstract).

## 黔北狮溪地区五峰组—龙马溪组页岩气成藏条件及其勘探前景

林瑞钦<sup>1,2</sup>, 石富伦<sup>1,2</sup>, 王奕松<sup>1,2</sup>, 张大权<sup>1,2</sup>, 冯霞<sup>1,2</sup>, 姜振学<sup>1,3,4</sup>, 刘达东<sup>1,3,4</sup>,  
杨威<sup>1,3,4</sup>, 张子亚<sup>4</sup>, 赵福平<sup>1,2</sup>, 孙钊<sup>1,2</sup>, 陈祎<sup>1,2</sup>, 卢树藩<sup>5</sup>, 杜威<sup>1,2</sup>

(1. 自然资源部复杂构造区非常规天然气评价与开发重点实验室, 贵州 贵阳 550000; 2. 贵州省油气勘查开发工程研究院, 贵州 贵阳 550000; 3. 中国石油大学(北京)油气资源评价与探测国家重点实验室, 北京 102200; 4. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102200; 5. 贵州省地质调查院, 贵州 贵阳 550000)

**提要:**【研究目的】文章旨在通过分析狮溪地区狮溪 1 井五峰组—龙马溪组页岩成藏要素, 揭示黔北地区复杂构造区页岩气成藏条件, 查明黔北地区五峰组—龙马溪组页岩气成藏潜力。【研究方法】本次研究基于黔北地区狮溪 1 井的系列钻井取心、测井曲线、地震资料、地化测试以及储层特征等综合实验分析, 围绕“生—储—保”三个维度开展页岩气成藏综合研究。【研究结果】狮溪 1 井五峰组—龙马溪组富含有机质页岩厚度约 25 m, TOC 含量分布在 2.79%~4.77%, 等效镜质体反射率为 2.01%~2.59%, 有机质类型以 I 型为主, 具有良好的生气基础; 富有机质页岩层段脆性矿物含量较高, 平均值约为 61.05%, 具有较高的脆性; 发育大量微纳米级孔隙, 主要为有机质孔、无机—有机质复合孔, 孔体积以及比表面积参数表现良好, 为页岩气的赋存提供了良好的储集空间; 残留向斜内部富有机质页岩段顶底板具有较好的封闭能力, 三者纵向上形成良好的生储盖组合; 狮溪 1 井东部与西部发育两条通天断裂, 距离断层较远的同时, 得益于断层较好的封闭性以及平缓的地层产状, 狮溪 1 井因而具有良好的含气显示。【结论】黔北地区残留向斜内部五峰组—龙马溪组页岩同样具有页岩气高效、规模建产的油气地质条件, 是下一步勘查与攻关研究的重点方向。该成果扩大了页岩气勘查范围, 拓宽了四川盆地周缘页岩气勘探深度和广度, 有望形成新的资源接替区。

**关键词:** 页岩气; 五峰组—龙马溪组; 成藏条件; 油气勘查工程; 狮溪向斜; 黔北地区

**创新点:** 本成果围绕页岩气成藏“生—储—保”三个要素, 分析狮溪 1 井页岩气成藏条件, 探索黔北地区页岩气勘探潜力, 证实了复杂构造区同样具有良好的页岩气勘探前景。成果对四川盆地周缘页岩气有利区优选具有重要指导作用。

中图分类号: P618.13 文献标志码: A 文章编号: 1000–3657(2024)03–0728–15

## Shale gas accumulation conditions and exploration prospects of Wufeng–Longmaxi Formation in Shixi Area, Northern Guizhou

收稿日期: 2022–06–20; 改回日期: 2022–08–23

基金项目: 贵州省地质勘查资金项目“黔北试验区页岩气成藏控制因素研究与勘探实践”(208–9912–JBN–L1D7)资助。

作者简介: 林瑞钦, 男, 1993 年生, 助理工程师, 主要从事页岩气地质及储层评价等方面研究工作; E-mail: krlinrq@163.com。

通讯作者: 杜威, 男, 1990 年生, 高级工程师, 主要从事构造演化及其控油气作用研究; E-mail: duweiletian@126.com。

LIN Ruiqin<sup>1,2</sup>, SHI Fulun<sup>1,2</sup>, WANG Yisong<sup>1,2</sup>, ZHANG Daquan<sup>1,2</sup>, FENG Xia<sup>1,2</sup>, JIANG Zhenxue<sup>1,3,4</sup>,  
LIU Dadong<sup>1,3,4</sup>, YANG Wei<sup>1,3,4</sup>, ZHANG Ziya<sup>4</sup>, ZHAO Fuping<sup>1,2</sup>, SUN Zhao<sup>1,2</sup>, CHEN Yi<sup>1,2</sup>,  
LU Shufan<sup>5</sup>, DU Wei<sup>1,2</sup>

(1. *The Key Laboratory of Evaluation and Development of Unconventional Natural Gas in Complex Tectonic Area of Ministry of Natural Resources, Guiyang 550000, Guizhou, China*; 2. *Guizhou Institute of Petroleum Exploration and Development Engineering, Guiyang 550000, Guizhou, China*; 3. *State Key Laboratory for Petroleum Resources Evaluation and Exploration, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102200, China*; 4. *Institute of Unconventional Petroleum Science and Technology, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102200, China*; 5. *Guizhou Geological Survey, Guiyang 550000, Guizhou, China*)

**Abstract:** This paper is the result of oil and gas exploration engineering.

**[Objective]** The purpose of this paper is to reveal the shale gas accumulation conditions in the complex structural area and to identify the shale gas accumulation potential of Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Northern Guizhou by analyzing the shale accumulation elements of Wufeng–Longmaxi Formation in Well SX 1. **[Methods]** This paper focuses on the comprehensive study of shale gas accumulation from the three dimensions of "source, reservoir, and protection", based on the comprehensive experimental analysis of the series drilling coring, logging curves, seismic data, and geochemical testing and reservoir characteristics of Well SX–1. **[Results]** The thickness of organic-rich shale in Wufeng–Longmaxi Formation of Well SX 1 is about 25 m, the TOC content is between 2.79% and 4.77%, and the equivalent vitrinite reflectance is about 2.01%–2.59%. The organic matter type is the primary type I, which has a good gas foundation. The content of brittle minerals in the organic-rich shale section is relatively high, with an average value of about 61.05%, indicating high brittleness. A large number of micro–nano pores are developed, mainly organic pores and inorganic–organic composite pores. The pore volume and specific surface area parameters are good, which provides a good reservoir space for the occurrence of shale gas. The roof and floor of the organic-rich shale section in the residual syncline have a good sealing ability. The three vertically form a good source–reservoir–cap assemblage. There are two large faults in the east and west of Well SX 1, but they are far from Well SX 1. At the same time, due to the good sealing of the faults and the gentle formation occurrence, Well SX 1 has a good gas-bearing display. **[Conclusions]** In summary, the shale of Wufeng–Longmaxi Formation in the residual syncline in northern Guizhou also has oil and gas geological conditions with high efficiency and large-scale production of shale gas, which is the key direction of next exploration and research. The results expand the scope of shale gas exploration, broaden the depth and breadth of shale gas exploration around the Sichuan Basin, and are expected to form a new resource replacement area.

**Key words:** shale gas; Wufeng–Longmaxi Formation; accumulation conditions; oil and gas exploration engineering; Shixi syncline; Northern Guizhou Province

**Highlights:** Based on the three elements of "generation, storage and conservation" of shale gas accumulation, this achievement analyzes the shale gas accumulation conditions of Well SX 1, explores the shale gas exploration potential in northern Guizhou, and confirms that the complex structural area also has good shale gas exploration prospects. The results play an important guiding role in the selection of shale gas favorable areas around Sichuan Basin.

**About the first author:** LIN Ruiqin, male, born in 1993, assistant engineer, mainly engaged in shale gas geology and reservoir evaluation research; E-mail: [krlinrq@163.com](mailto:krlinrq@163.com).

**About the corresponding author:** DU Wei, male, born in 1990, senior engineer, mainly engaged in structural evolution and its effect on hydrocarbon accumulation; E-mail: [duweiletian@126.com](mailto:duweiletian@126.com).

**Fund support:** Supported by Guizhou Province Geological Exploration Fund Project "the Research and Exploration Practice on Controlling Factors of Shale Gas Accumulation in Northern Guizhou" (No.208–9912–JBN–L1D7).

## 1 引 言

页岩气作为一种源储一体的非常规油气资源,

在国际能源结构中的占比越来越大,已成为全球油气勘探领域中的热点(邹才能等, 2010, 2012; 贾承造等, 2012; 姜振学等, 2020)。中国南方海相页岩气

资源潜量巨大(姜振学等, 2020, 2021)。随着中国页岩气勘探与开发事业的不断推进, 在四川盆地及其周缘陆续建成了涪陵、威荣、威远、长宁和昭通等大型页岩气田并实现大规模效益开发(马新华和谢军, 2018; 王鹏万等, 2018; 金之钧等, 2019; 梁兴等, 2020)。但在四川盆地外部盆缘“槽—档”转换带, 由于强烈的构造运动导致地层剥蚀以及断层开启致使盆缘地区页岩气藏压力系统被破坏调整而失去高效建产的潜力(方志雄和何希鹏, 2016; 何希鹏等, 2017, 2018; 聂海宽等, 2019; 胡东风, 2019; 何贵松等, 2020), 导致了较高的勘探风险与页岩气建设成本, 造成了后续勘探部署与开发方面的决策困扰。

2016年, 中国地质调查局油气资源调查中心在黔北地区安场向斜部署页岩气参数井安页1井, 在二叠系栖霞组、志留系石牛栏组、五峰组—龙马溪组和奥陶系宝塔组4个层系发现油气显示(翟刚毅等, 2017)。2018年, 中国石油化工股份有限公司勘探分公司在道真向斜部署页岩气预探井真页1HF井, 获良好气流显示; 2020年4月, 真页1HF获日产 $7.49 \times 10^4 \text{ m}^3$ 稳定页岩气流。2021年, 贵州省油气勘查开发工程研究院通过前人资料的综合分析, 结合实施野外地质调查、二维地震勘探以及广域电磁法勘探等手段, 锁定狮溪向斜并部署页岩气调查井狮溪1井(五峰组底界1350 m), 探索五峰组—龙马溪组页岩含气性。钻探揭示五峰组—龙马溪组优质页岩约25 m, 现场解吸气量可达 $1 \sim 2.2 \text{ m}^3/\text{t}$ , 气测全烃值最高达50%, 甲烷含量最高值47%, 实现了黔北地区五峰组—龙马溪组页岩气又一重要勘探进展。安页1井与狮溪1井页岩气的重大突破扩大了除四川盆地外的页岩气勘查范围, 证实了在复杂构造区同样可形成良好的页岩气聚集, 展示了黔北地区五峰组—龙马溪组页岩于残留向斜中同样具有良好的勘探前景。

然而, 黔北地区下古生界油气勘探程度仍然较低, 分析狮溪1井突破背后的地质特征, 解剖上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气成藏条件, 对加快黔北地区乃至贵州省页岩气勘探具有重要意义。为此, 本文以狮溪1井为研究对象, 围绕页岩气成藏“生—储—保”三个维度, 探讨黔北地区页岩气富集条件, 以期对黔北地区页岩气调查有指导作用。

## 2 地质背景

黔北地区构造上位于上扬子地台中部(魏祥峰等, 2013)(图1)。在上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组沉积时期主要发育浅水陆棚相与深水陆棚相沉积, 受黔中古隆起及水下高地的影响, 不同地区页岩厚度与岩相存在较大差异(李双建等, 2008)。目前页岩气勘探核心层位具有薄层、富碳、高硅、深水以及低速沉积的特征(胡宗全, 2018; 王濡岳等, 2022)。黔北地区经历了加里东期、海西期、印支期、燕山期以及喜山期多期构造运动(杨长清等, 2008), 其中燕山运动与喜山运动控制了区内构造差异演化, 对目的层位页岩的分布、埋深以及保存条件等产生深远影响(汤良杰等, 2008)。区内主体构造线呈北北东向、北东向以及近南北向, 自南东向北西向依次发育安场向斜、道真向斜、湄潭向斜以及狮溪向斜。区内地层自下古生界至新生界均有出露, 龙马溪组页岩沉积厚度分布在10~300 m, 是区内重要的生油层系, 页岩以黑色页岩和粉砂质页岩为主, 局部地区夹斑脱岩。

## 3 页岩有机地化特征

烃源岩是控制油气藏形成和分布的关键因素。因此, 明确源岩的有机地球化学特征在含油气系统研究中具有重要意义(Peters and Cassa, 1994; Li et al., 2020)。通常烃源岩的有机地球化学特征内涵主要包括三个方面, 即有机质类型、有机质丰度与有机质成熟度(Peters, 1986; Dembicki, 2009)。而页岩作为一种自生自储的烃源岩, 其有机地球化学特征不仅影响着其生烃能力, 同样对自身的储集能力特别是吸附能力有着重要的控制作用。前者由以上三个方面共同控制, 后者则主要由有机质的热演化程度(强度和持续时间)控制。

### 3.1 有机质丰度

有机质丰度是指烃源岩中有机质的富集程度, 是油气形成的物质基础。通常来讲, 用来评价源岩有机质丰度的指标有总有机碳(TOC)、生烃潜量( $S_1+S_2$ )、总烃(HC)和氯仿沥青“A”等指标(Peters and Cassa, 1994; Peters, 1986)。但由于五峰组—龙马溪组页岩基本上处于高—过成熟演化阶段, 生烃

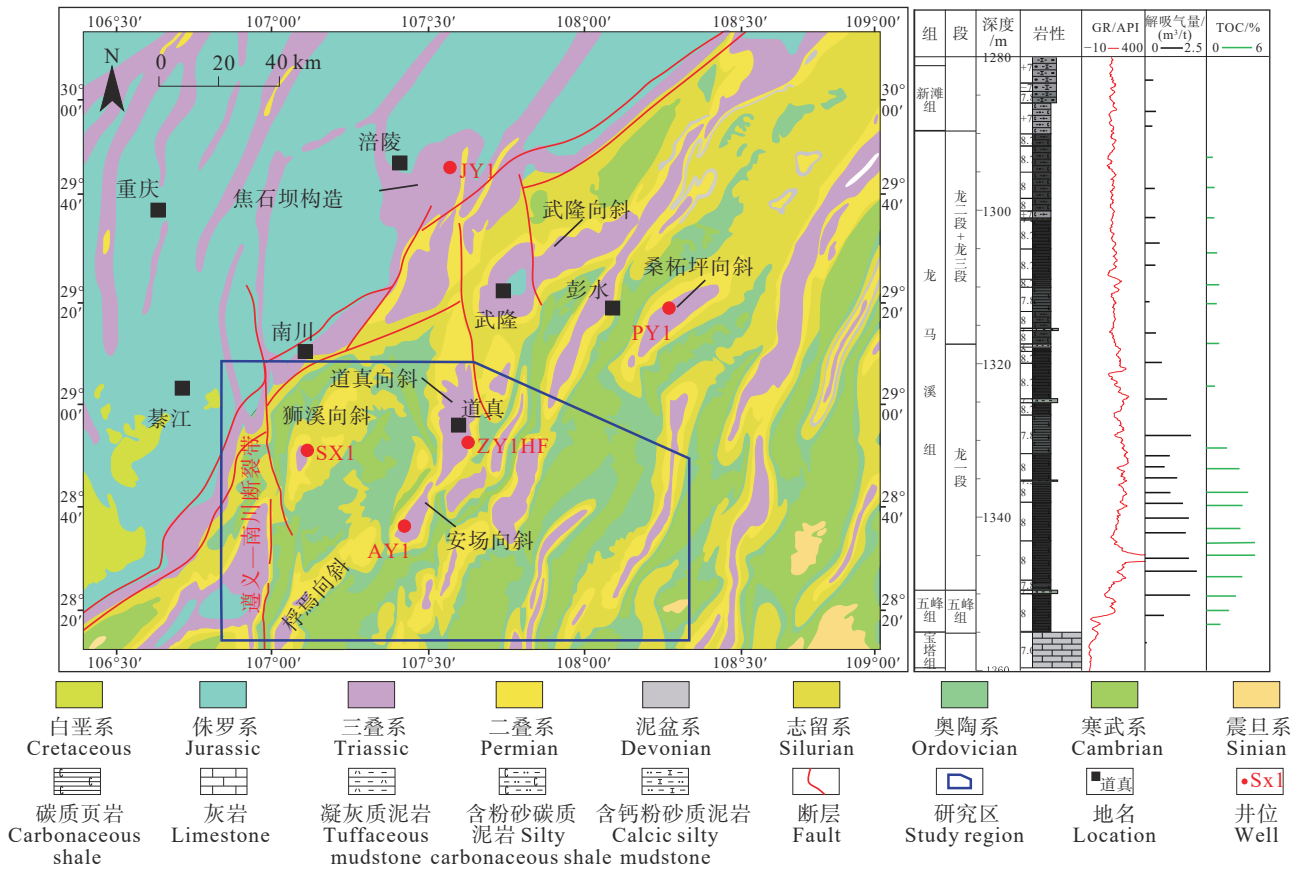


图 1 黔北地区区域地质概况图及狮溪 1 井岩性柱状图  
Fig.1 Regional geological survey map of Northern Guizhou and lithology column map of Well SX1

潜量( $S_1+S_2$ )、总烃(HC)和氯仿沥青“A”等指标基本丧失了其地质评价意义。因此本次研究主要选用 TOC 作为有机质丰度评价指标。

通过对狮溪 1 井五峰组—龙马溪组 20 块页岩开展有机碳分析,实验在中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院使用 CS-344 碳硫分析仪完成,分析精度为 $\pm 0.5\%$ 。实验结果表明:五峰组—龙马溪组页岩 TOC 含量分布在 0.81%~4.77%,龙二、龙三段页岩 TOC 含量分布在 0.81%~1.30%(图 1),龙一段与五峰组岩 TOC 含量分布在 2.79%~4.77%,TOC 含量 $>3\%$  占比可达 47.91%(图 2)。参照页岩气地质评价方法现行国家标准《页岩气地质评价方法》(GB/T 31483-2015),狮溪 1 井钻遇富有机质页岩层段厚约 25 m。狮溪 1 井五峰组—龙马溪组页岩 TOC 含量纵向上表现出明显的非均质性。在 TOC 含量小于 2% 的深度段,TOC 与深度无明显的相关性;而在 TOC 含量大于 2% 的深度段,TOC 的含量随着深度的变化呈现出先增大后减小的趋势

(图 1)。造成这种变化趋势的原因可能是在五峰组沉积时期,随着冈瓦纳大陆冰川的形成导致全球海平面下降(梁狄刚等,2008),另一方面,由于部分古隆起的上升在黔北地区形成了欠补偿的滞留海域盆地,自下而上沉积环境的还原性逐渐增强导致了有机质得到了良好的保存而导致自下而上 TOC 含量呈现出逐渐增加的趋势(陈旭等,2001);进入志留纪后,冰盖迅速消融,海平面迅速升高,造成龙马溪底部龙一段水体缺氧使有机质得到良好的保存,而龙二、龙三段页岩上部由于为正常的富氧环境,有机质没能得到良好的保存而表现为较低的水平(严德天等,2008;李双建等,2008)。

### 3.2 有机质类型

不同类型的有机质其生源类型、组成与结构存在较大差异,控制了源岩的成烃方向与成烃潜力,是评价源岩生烃潜力的重要参数之一(Dembicki,2009;Shao et al.,2021)。通常评价烃源岩有机质类型的方法大致可分为显微组分法、元素法和岩石热

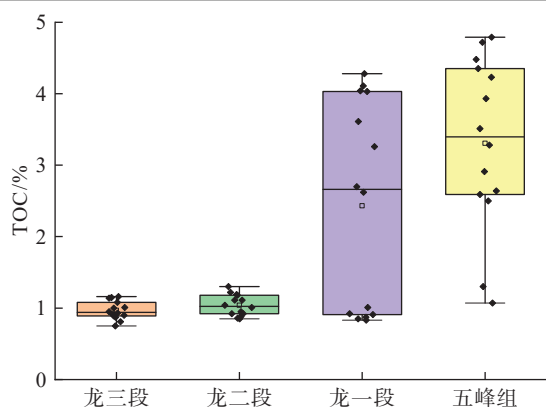


图2 黔北地区狮溪1井五峰组—龙马溪组页岩各亚段TOC含量分布箱型图

Fig.2 Box diagram of TOC content distribution in each sub-member of Wufeng-Longmaxi Formation shale in Well SX1, Northern Guizhou

解法。本次研究主要采用显微组分法来评价狮溪1井五峰组—龙马溪组页岩有机质类型。

通过对选取的10块页岩样品开展干酪根显微组分鉴定实验,实验结果(表1)表明,页岩中显微组分以腐泥组为主,含量分布在96%~98%,分布较为稳定,平均值约为97.3%;镜质组含量次之,分布在1%~4%,平均值约为1.9%;惰质体含量再之,含量仅为1%左右,壳质组基本不发育。页岩的干酪根类型指数(TI)分布在93~98,表明该页岩中有机质类型为典型的腐泥型有机质,与四川盆地和黔北地区露头五峰组—龙马溪组页岩具有相近的显微组分组成(张春明等,2012;杜伟等,2022)与一致的有机质类型,具有较好的生烃潜力。

### 3.3 有机质成熟度

有机质成熟度是用来衡量有机质向油气转变过程中的变化程度,是评价一个地区或某一烃源

岩生烃量以及资源前景的重要依据(张水昌等,2002)。常用来表征有机质成熟度的参数主要有镜质体反射率( $R_o$ )、热解峰温( $T_{max}$ )以及生物标志化合物异构化参数,使用相关参数可将有机质成熟度划分为未成熟、低熟、成熟、高成熟和过成熟几个阶段(王玉满等,2018)。由于海相烃源岩中镜质体含量较低,本次研究主要是通过确定页岩中的固体沥青反射率( $R_b$ ),然后通过使用前人的经验公式来计算五峰组—龙马溪组等效镜质体反射率(VRo)来确定其热演化阶段(王晔等,2019)。狮溪1井15件页岩样品VRo值分布在2.01%~2.59%,平均值约为2.28%,纵向上分布较为均一。狮溪1井五峰组—龙马溪组页岩与川南地区前人研究成果和黔北地区露头前期调查认识具有相似的热演化特征(张春明等,2012;杜伟等,2022),均达到了过成熟—生干气阶段。

总体而言,狮溪1井钻井揭示狮溪向斜五峰组—龙马溪组下部页岩具有良好的有机质类型、较高的有机质丰度、较高的热演化程度以及一定的富有机质页岩厚度,具备较好的生烃能力,是一套良好的气源岩。

## 4 页岩储层特征

页岩本身作为源储一体的地质体,形成机制为典型的“原位饱和成藏”(邹才能等,2010;姜振学等,2020)。页岩在成岩演化和热演化过程中形成的孔隙与裂缝共同控制了页岩气在其中的储集、赋存以及渗流等方面的特征(梁志凯等,2020;王国臻等,2023)。而页岩的矿物学特征以及岩相划分则对工程实施过程中寻找优质箱体具有指导意义。

表1 狮溪1井五峰组—龙马溪组页岩干酪根显微组分组成

Table 1 Microscopic composition of kerogen in Wufeng-Longmaxi Formation shale of Well SX1

编号	深度/m	腐泥组/%		壳质组/%	镜质组/%		惰质组/%		类型	
		腐泥无定形体	腐泥碎屑体		无结构镜质体	丝质体	TI	类型		
SX-11	1334.24	53	43	0	4	0	93	I		
SX-12	1336.81	83	15	0	2	0	97	I		
SX-13	1338.92	39	58	0	1	2	94	I		
SX-14	1340.27	30	68	0	2	0	97	I		
SX-15	1340.64	45	53	0	1	0	98	I		
SX-16	1341.49	26	72	0	2	0	97	I		
SX-17	1343.36	60	37	0	2	1	95	I		
SX-18	1344.96	37	61	0	1	1	96	I		
SX-19	1347.75	63	33	0	3	1	93	I		
SX-20	1349.27	63	34	0	1	2	94	I		

#### 4.1 矿物组成及岩相划分

通过对狮溪 1 井所选取的五峰组—龙马溪组 20 块页岩样品开展全岩以及黏土 X 射线衍射实验分析其矿物组成。实验结果表明: 狮溪 1 井五峰组—龙马溪组页岩矿物组成以脆性矿物为主, 黏土矿物次之(图 3)。脆性矿物含量分布在 38%~79.9%, 平均含量约为 61.05%, 纵向上随着深度的增加而逐渐增加(图 3a)。黏土矿物含量分布在 16%~53.4%, 平均值约为 30.75%, 与脆性矿物相反, 黏土矿物含量与埋藏深度呈负相关关系(图 3a)。除了脆性矿物与黏土矿物之外, 页岩样品中还含有少量的黄铁矿, 含量分布在 0.6%~5.2%。

脆性矿物中, 石英含量占据主导地位, 含量分布在 27.1%~73.6%; 其次为长石, 含量分布在 2.4%~21.4%, 斜长石为主要的组成部分(图 3a)。除此之外, 页岩样品中还含有少量的碳酸盐岩矿物, 含量分布在 4.1%~12.1%, 主要由方解石、白云石和少量的铁白云石组成, 铁白云石仅在少量样品中存在。黏土矿物主要由伊利石、伊蒙混层、绿泥石和少量高岭石组成。伊利石含量最多, 伊蒙混层次之、绿泥石再之, 高岭石仅在龙马溪组龙二、龙三段页岩少量样品中存在, 4 种黏土矿物的相对含量分别为: 49.5%~79.1%、12.7%~36%、1.3%~18.3% 和 2%~5.7%(图 3b)。按照脆性矿物、黏土矿物以及其他矿物的相对含量对狮溪 1 井五峰组—龙马溪组页岩开展岩相划分, 可以划分为硅质页岩、混合质页岩以及黏土质页岩 3 类, 混合质页岩偶有发育, 龙二、龙三段页岩主要为黏土质页岩和少量混合质页岩, 龙一段与五峰组页岩主要为硅质页岩(图 4)。

狮溪 1 井五峰组—龙马溪组页岩具有较高的石英含量, 与美国页岩和四川五峰组—龙马溪组页岩相似, 同时石英含量与 TOC 含量表现出较高的正相关性。究其原因是由于在五峰组—龙马溪组页岩沉积时大量的有机质和非晶质石英同时沉积, 在良好的保存条件下有机质得以保存。同时, 在同生—早成岩阶段早期大量的微晶石英形成(王濡岳等, 2022)。一方面, 大量微晶石英的形成对有机质热演化过程中形成的有机孔具有良好的保护作用; 另一方面, 较高的石英含量往往对应相对较高的脆性, 不仅有利于微裂缝的形成, 也对后期的压裂改造储层具有积极意义。

#### 4.2 不同岩相下的孔隙形貌学特征

页岩内部孔隙类型按照组分可划分为无机孔和有机孔, 无机孔按照成因又可进一步划分为粒间孔、晶间孔和溶蚀孔。页岩储层中发育大量的有机孔隙是页岩储层有别于其他储层的典型特征之一(陈尚斌等, 2012; Chen et al., 2016)。同时, 有机孔隙为游离气和吸附气的赋存提供了有效的储集空间。

通过对狮溪 1 井五峰组—龙马溪组不同岩相页岩开展扫描电镜观察, 发现不同岩相的页岩发育的主要孔隙类型不同, 主要由有机质孔、粒间孔和溶蚀孔组成。黏土质页岩主要发育溶蚀孔与黏土矿物—有机质复合孔, 溶蚀孔主要发育于长石和碳酸盐等可溶矿物中。黏土质页岩具有较高的黏土矿物含量, 由于经历了强烈的压实作用, 黏土矿物发生形变, 同时成岩过程中形成微米级黏土矿物收缩缝, 镜下可见黏土矿物—有机质复合孔, 此类孔

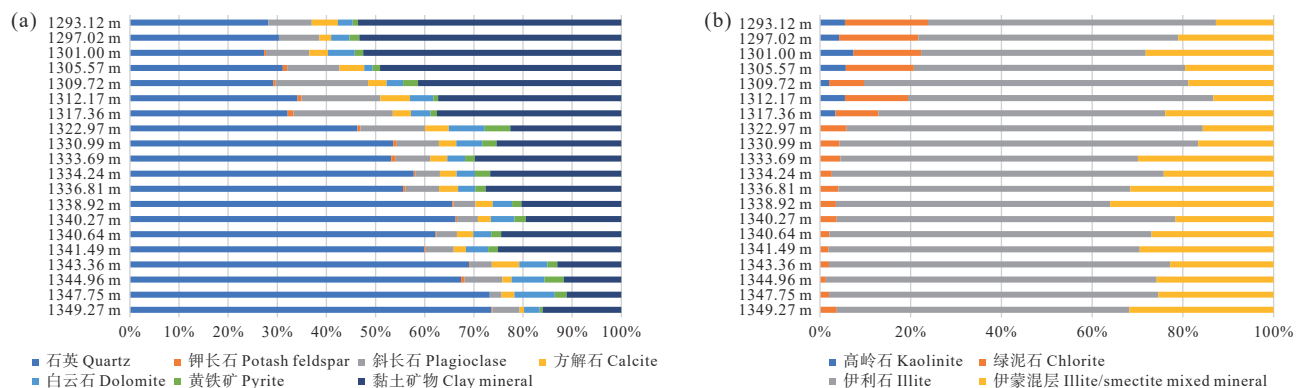


图 3 狮溪 1 井五峰组—龙马溪组页岩全岩(a)与黏土矿物(b)组成百分含量

Fig.3 Percentage of whole rock (a) and clay mineral (b) composition of Wufeng–Longmaxi Formation shale, Well SX1

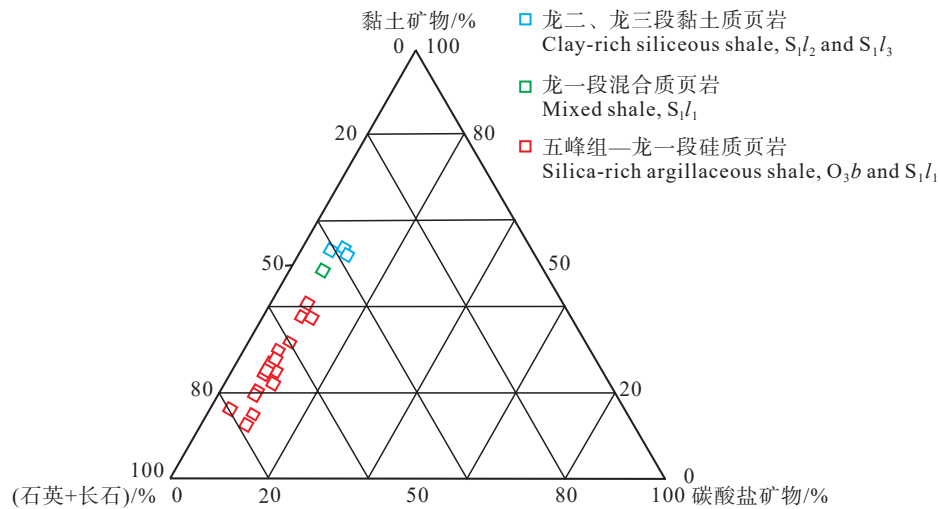


图4 狮溪1井五峰组—龙马溪组页岩岩相三角图

Fig.4 Shale lithofacies triangle diagram of Wufeng-Longmaxi Formation, Well SX1

隙面孔率复杂,孔隙不规则多呈椭球形、弯月形,少数呈不规则狭缝形(图5a、b)。混合质页岩中多发

育粒间孔和溶蚀孔,同时矿物之间见有裂缝与黏土矿物收缩缝,孔隙多呈规则圆形与狭缝型(图5c、d)。

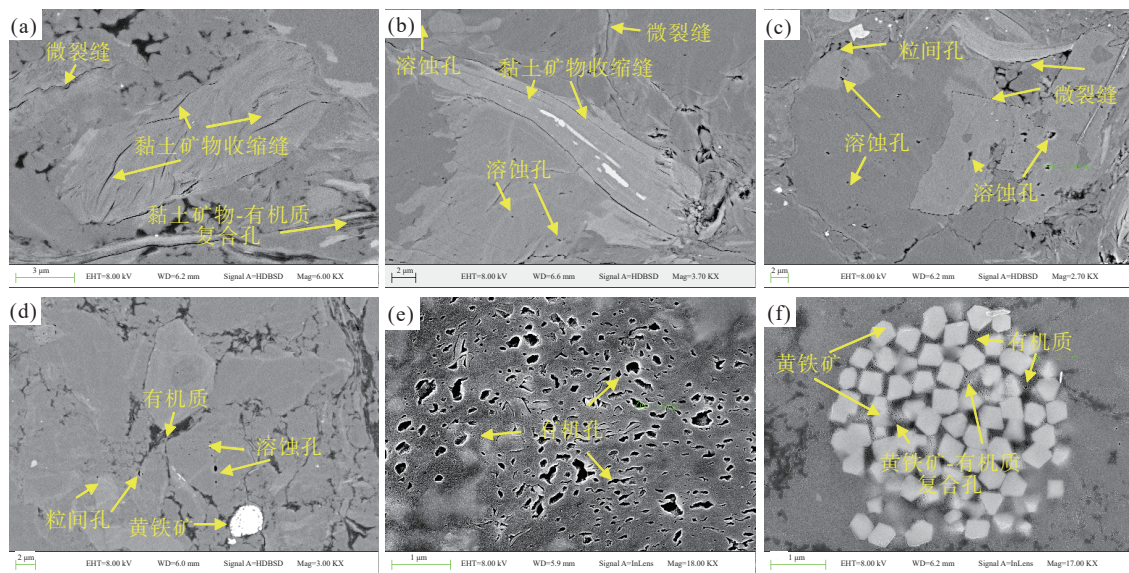


图5 狮溪1井五峰组—龙马溪组不同岩相页岩扫描电镜照片

a—1297.2 m, 黏土质页岩,黏土矿物在压实作用下发生形变,发育黏土矿物收缩缝、溶蚀孔与黏土矿物—有机质复合孔;b—1297.2 m,黏土质页岩,发育黏土矿物收缩缝与溶蚀孔;c、d—1305.57 m,混合质页岩,脆性矿物间发育粒间孔,见溶蚀孔与黏土矿物收缩缝;e—1344.97 m,硅质页岩,黏土矿物因压实作用发生破裂而形成裂缝,见黏土矿物收缩缝,有机质包裹微晶石英,内部发育大量有机质孔;f—1344.97 m,硅质页岩,黄铁矿包裹有机质形成黄铁矿—有机质复合孔。孔隙多呈不规则狭缝状与圆形、椭圆形

Fig.5 Scanning electron microscope photographs of different lithofacies shale of Wufeng-Longmaxi Formation, Well SX 1  
a—1297.2 m, clay-rich siliceous shale, deformation of clay minerals under compaction, development of clay mineral shrinkage fracture, dissolution pore and clay mineral-organic composite pore; b—1297.2 m, clay-rich siliceous shale, shrinkage seam and dissolution pore of clay minerals seen under microscope; c, d—1305.57 m, mixed shale, intergranular pores are developed between brittle minerals, with dissolution pores and shrinkage cracks in clay minerals; e—1344.97 m, silica-rich argillaceous shale, clay minerals are fractured by compaction to form fissures. Shrinkage fissures of clay minerals are seen. Microcrystalline quartz is wrapped in organic matter. A large number of organic matter pores are developed inside; f—1344.97 m, silica-rich argillaceous shale, pyrite-organic matter composite pores are formed by pyrite wrapping organic matter, and the pores are mostly irregular slit, round and oval

硅质页岩中有机质孔最为发育,多形成于有机质热演化与沥青裂解过程,孔径大小不等,多呈板片状,椭球形。由于硅质页岩多形成于缺氧环境,此环境下形成的黄铁矿与有机质结合形成黄铁矿—有机质复合孔,此类孔隙多呈圆形与椭球形,偶有不规则狭缝(图 5e、f)。

### 4.3 不同岩相下的页岩孔隙结构特征

页岩孔隙分布范围分布较广,自 1~3 mm 到 400~750 nm 均有发育(Loucks et al., 2009),复杂的孔隙结构和较大的比表面积可以通过吸附的方式储存大量气体,孔隙和微裂缝则主要是游离气的赋存场所(姜振学等, 2020)。因此,比表面积和孔体积是页岩含气性的重要控制因素。

狮溪 1 井龙二、龙三段黏土质页岩孔隙度分布在 0.89%~1.46%, 渗透率分布在 0.03~0.06 mD, 五峰组—龙马溪组混合质页岩与硅质页岩孔隙度分布在 2.55%~4.29%, 孔隙度相对较高, 渗透率略高于黏土质页岩, 分布在 0.08~0.09 mD。黏土质页岩纳米级孔隙体积约为  $(9.36\sim 10.39)\times 10^{-3}$  mL/g, 孔径在 0.4~0.7 nm、1.5~4 nm 和 10~100 nm 存在三个峰值, 其中中孔提供了约 68% 的孔体积; 比表面积分布在 8.23~8.88 m<sup>2</sup>/g, 孔径在 0.4~0.7 nm 和 1.5~3 nm 两个范围存在峰值, 微孔提供了 70%~73% 的比表面积(图 6, 表 2)。混合质页岩孔隙度与渗透率特征与黏土质页岩相近, 累计孔体积约  $8.78\times 10^{-3}$  mL/g, 孔径在 0.4~0.7 nm、1.5~4 nm 和 10~100 nm

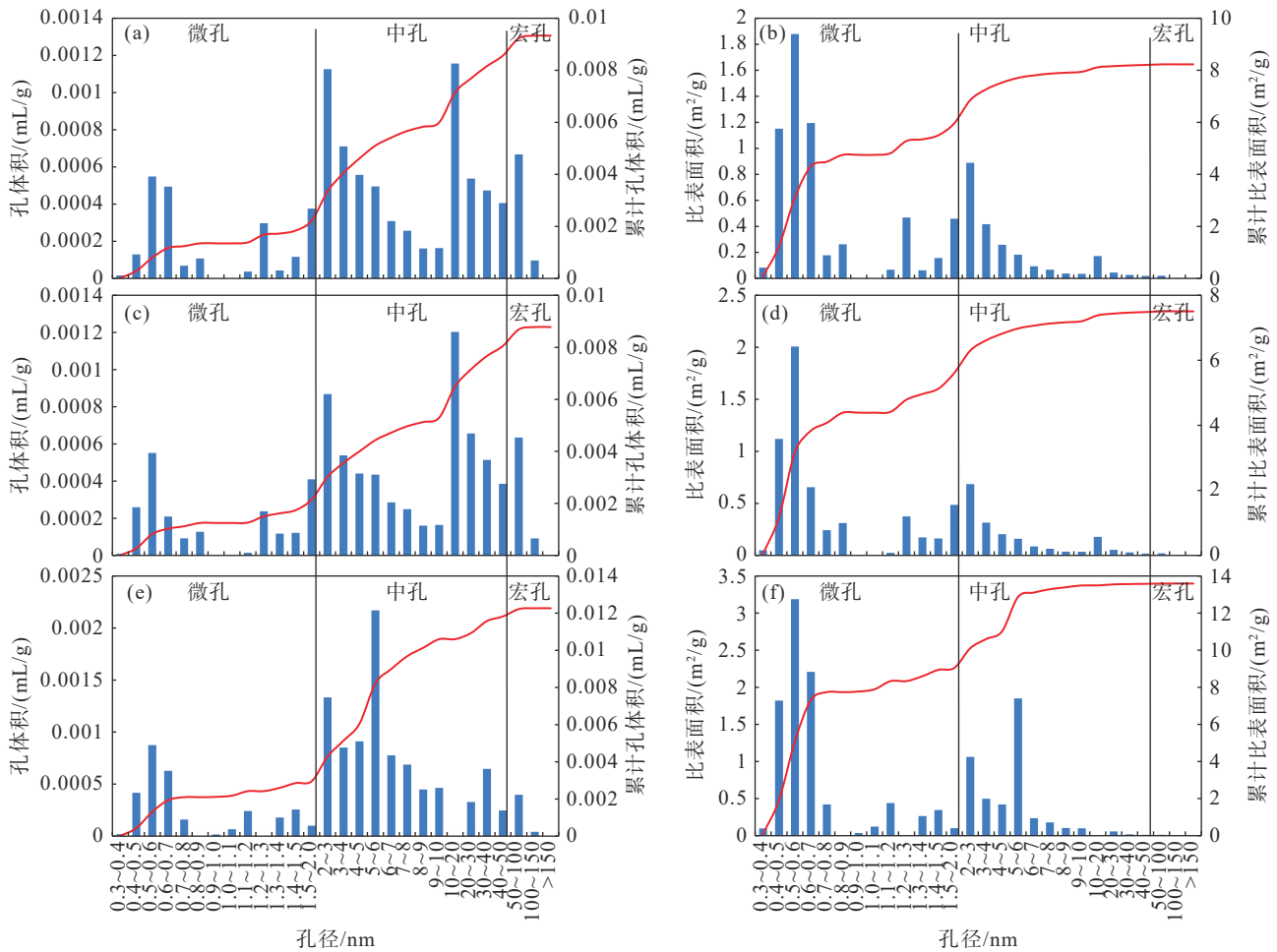


图 6 狮溪 1 井五峰组—龙马溪组不同岩相典型样品孔体积与比表面积全孔径分

a, b—SX-1, 1293 m, 黏土质页岩; c, d—SX-4, 1305.57 m, 混合质页岩; e, f—SX-13, 1338.92 m, 硅质页岩

Fig.6 Full pore size distribution of pore volume and specific surface area of typical samples of different lithofacies from Wufeng Formation to Longmaxi Formation in Well SX 1

a, b—SX-1, 1293 m, clay-rich siliceous shale; c, d—SX-4, 1305.57 m, clay-rich siliceous shale; e, f—SX-13, 1338.92 m, silica-rich argillaceous shale



表 2 狮溪 1 井五峰组—龙马溪组页岩不同岩相页岩孔体积与比表面积统计

Table 2 Statistics of pore volume and specific surface area of shale with different lithofacies in Wufeng-Longmaxi Formation of Well SX 1

样品编号	层位	深度/m	岩相	孔体积/( $10^{-3}$ mL/g)				比表面积/( $m^2/g$ )			
				微孔	中孔	宏孔	总孔体积	微孔	中孔	宏孔	总比表面积
1	龙三段	1293.12	黏土质页岩	2.20	6.40	0.76	9.36	5.96	2.24	0.02	8.23
2	龙三段	1297.02	黏土质页岩	2.32	6.58	0.77	9.67	6.31	2.25	0.09	8.64
3	龙三段	1301	黏土质页岩	2.53	6.96	0.90	10.39	6.58	2.27	0.03	8.88
4	龙二段	1305.57	混合质页岩	2.15	5.90	0.73	8.78	5.61	1.87	0.02	7.51
5	龙二段	1309.72	硅质页岩	3.48	10.13	1.20	14.82	9.80	3.69	0.04	13.53
6	龙二段	1317.36	硅质页岩	3.26	8.97	1.15	13.38	10.06	3.47	0.04	13.57
7	龙一段	1322.97	硅质页岩	3.05	8.36	1.03	12.43	10.16	3.38	0.04	13.58
8	龙一段	1333.69	硅质页岩	3.32	9.94	0.49	13.75	9.01	4.52	0.01	13.54
9	龙一段	1340.27	硅质页岩	2.96	8.86	0.44	12.26	9.04	4.53	0.02	13.59
10	五峰组	1347.75	硅质页岩	3.96	10.69	0.43	15.08	9.95	3.52	0.01	13.48

处存在三个稳定的峰值,中孔占据主体地位(约70%);累计比表面积分布达  $7.51 m^2/g$ ,微孔贡献了绝大部分的比表面积(75%左右)(图 6,表 2)。硅质页岩孔体积相对较大,分布在  $(12.26\sim 15.08)\times 10^{-3} mL/g$ ,微孔和中孔孔径范围广泛分布,孔体积主要由中孔提供(70%左右);比表面积相对较高,分布在  $13.48\sim 13.59 m^2/g$ ,主要由微孔提供(67%~75%),在  $0.4\sim 0.7 nm$  和  $1.5\sim 7 nm$  存在两个高峰(图 6,表 2)。

可以看出,硅质页岩孔体积最小,比表面积最大;黏土质页岩孔体积最大,比表面积居中;混合质页岩孔体积居中,比表面积最小。这是因为页岩在成岩过程以及热演化过程中会形成大量的孔隙与微裂缝,而孔隙主要有有机质孔组成。硅质页岩具有高硅、高 TOC 的特征,一方面热演化过程中形成大量有机质微孔,另一方面硅质矿物对有机质孔具有保护作用,使得硅质页岩具有较高的比表面积和较小的孔体积。而黏土质页岩具有低 TOC 含量、高黏土矿物含量的特征,黏土矿物在成岩过程中形成的黏土矿物收缩缝提供了较大的孔体积;此外,由于黏土矿物杂乱的堆积状态以及结晶习性而提供了较多的比表面积。

## 5 保存条件分析

综合以上分析,黔北地区五峰组—龙马溪组页岩具有良好的生烃基础与储集能力,但经历了加里东期、海西期、印支期、燕山期和喜山期多期的构造运动叠加改造,页岩气保存条件复杂。页岩气保存条件的好坏是页岩气后期能否成藏与富集高产的关键因素(聂海宽等,2011,2016;姜振学等,2020)。

本次研究主要从构造样式与埋深、断裂系统以及顶底板条件研究狮溪向斜保存条件。

### 5.1 构造样式与埋藏深度

狮溪 1 井所在的狮溪向斜上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩厚度稳定、保存完整,整个向斜内部均有发育。在受到构造运动与风化作用等差异改造的情况下,地层埋深、产状以及完整性发生一定变化。五峰组—龙马溪组页岩整体埋深相对较浅,在  $0\sim 1500 m$  范围内均有分布。受控于遵义—南川走滑断裂体系(图 1),狮溪向斜轴向总体呈北东向和近南北向展布,向斜东翼地层产状较为平缓,五峰组—龙马溪组页岩埋藏深度较大;向斜西翼地层产状较陡,埋藏深度相较向斜东翼地层浅。狮溪 1 井位于狮溪向斜东部(图 7),二维地震剖面显示狮溪向斜整体为一残留宽缓向斜,东翼地层倾角较缓,地层倾角分布在  $12^\circ\sim 15^\circ$ ,地层倾角约为  $12^\circ$ ,较为平缓。整体来说,狮溪向斜与武隆地区武隆向斜和彭水地区桑柘坪向斜构造样式相似,残留向斜配合低缓的地层倾角对页岩气的保存具有一定积极意义,但向斜内部如发育有高级别断层(通天断层或切穿二叠系、三叠系)或走滑断层对页岩气的保存则起到破坏作用。此外,在靠近五峰组—龙马溪组剥蚀线的地区页岩气的逸散作用会更加剧烈,存在勘探风险,应引起重视。

### 5.2 断层与裂缝发育特征

断层作为影响页岩气保存条件的重要因素主要体现在其破坏了页岩的完整性(付景龙,2016),对页岩气藏的影响主要取决于断层的封闭性。裂缝对页岩气藏来讲是一把“双刃剑”。一方面,裂缝的

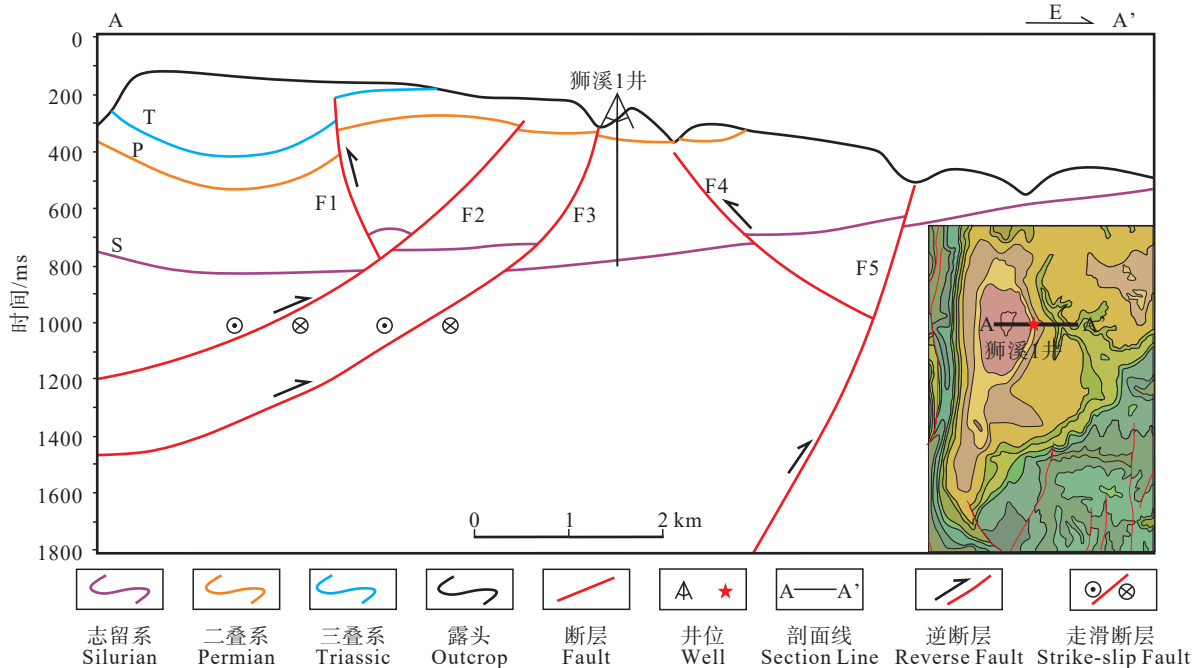


图 7 狮溪向斜过狮溪 1 井二维地震解释成果图

Fig.7 2D seismic interpretation result map of Shixi syncline crossing Well SX1

形成有利于游离气的聚集,在适当的工程条件下气井可获得高产;但同时裂缝的形成可形成游离气的渗流通道,加剧页岩气的逸散进程(李新景等,2007;龙鹏宇等,2011;丁文龙等,2012)。

狮溪 1 井钻井揭示,五峰组—龙马溪组页岩裂缝不发育,仅在五峰组下部发育一套滑脱层。狮溪向斜东翼内部断层以高角度逆断层为主,兼具左行走滑性质,断层倾角分布在  $40^{\circ}\sim 70^{\circ}$ ,断距在 60~300 m 不等,断裂走向主要为北东向,规模较大且延伸较远(图 7)。F1 向上切穿三叠系,向下未切穿志留系,断距约为 295 m,整体为一东倾的北东向逆断层;F2 与 F3 向上切穿二叠系,向下切穿下奥陶统五峰组,断距约为 235 m,为一西倾的北东向逆断层,在后期构造运动的改造下兼具左行走滑性质;F4 主要切割地层为志留系,向上并未切穿,向下切穿上奥陶统五峰组,断距较小约为 120 m;F5 为通天断层,但断距较小约为 100 m,整体为西倾北东向断层。狮溪向斜现今地应力为北西向  $60^{\circ}\sim 80^{\circ}$ 与向斜内部断层夹角约为  $70^{\circ}$ ,整体而言断层具有良好的封闭性。但值得注意的是,燕山期至喜山期该地区大幅抬升导致断层开启,已经造成页岩气一定程度的逸散。因此,断层附近同样是勘探的风险区。狮溪 1 井距离 F3 与 F4 距离分别约为 1070 m 和 1490 m,

距离断层较远加之地层倾角较小,因而具有良好的含气性显示。

### 5.3 顶底板条件

页岩气作为一种自生自储的非常规油气资源,封闭性良好的顶底板与含气页岩层段可形成流体封存箱(Powley, 1990),从而降低页岩气向外扩散、渗流,对页岩气的保存起到良好的封闭作用。

狮溪 1 井钻井揭示五峰组—龙马溪组页岩底板为中奥陶统宝塔组灰色瘤状灰岩,厚度约 50 m,岩性致密;顶板为龙马溪组二段灰黑色泥岩、粉砂质泥岩,厚度约为 35 m。分别对野外露头以及钻井岩心样品开展孔隙度、密度以及突破压力测试,实验结果表明:五峰组—龙马溪组底板宝塔组灰岩孔隙度为 1.21%~1.49%,密度为  $2.60\sim 2.69\text{ g/cm}^3$ ,突破压力为 65~75 MPa(图 8);顶板龙马溪组二段页岩孔隙度在 0.89%~1.46% 均有分布,密度为  $2.60\sim 2.65\text{ g/cm}^3$ ,突破压力大于 63 MPa;五峰组—龙马溪组一段页岩含气层段孔隙度为 2.21%~4.29%,岩石密度为  $2.48\sim 2.59\text{ g/cm}^3$ ,气藏压力约为 17 MPa。相较之下,五峰组—龙一段页岩含气层段具有较大的孔隙度、较小的岩石密度以及气藏压力,其顶底板的相关参数表现出良好的封闭性能,能够对含气层段形成良好的封闭。相反的,对于顶底板封闭性能

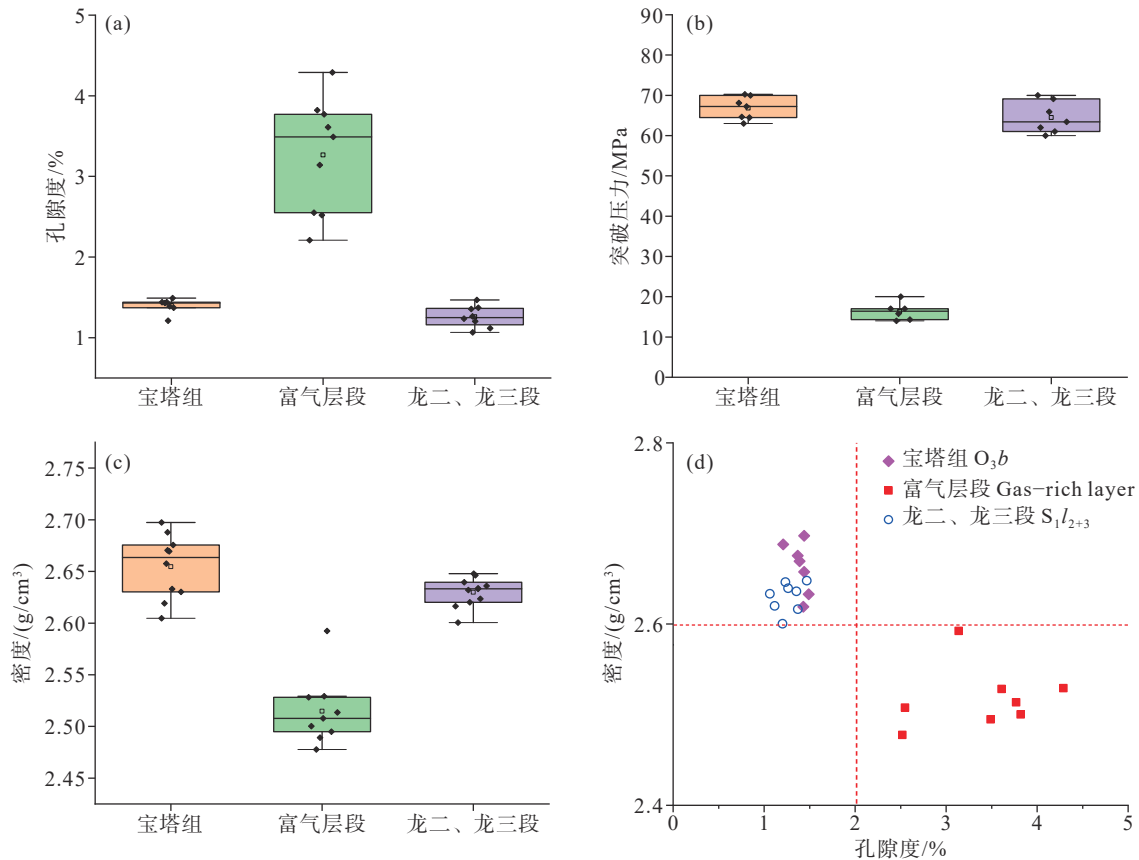


图 8 黔北地区五峰组—龙马溪组页岩及其顶底板相关参数分布图

Fig.8 Intersection distribution of shale and its roof and floor parameters of Wufeng-Longmaxi Formation in Northern Guizhou

较差的页岩层段,页岩气容易向外逸散,对页岩气的富集与成藏极为不利。如川东南地区下寒武统牛蹄塘组页岩,其上部页岩虽具有一定的封闭性,但其底板为震旦系灯影组古风化壳,古岩溶与裂缝较为发育,为页岩气的逸散提供了渗流通道,导致了其含气性较差。

## 6 黔北地区勘探前景及勘查方向

黔北地区位于四川盆地外“槽—档”转换带,相对于四川盆地内部经历了更为复杂的构造演化过程,抬升时间也相对盆地较早,地质条件更为复杂。前已述及,狮溪 1 井钻井揭示五峰组—龙马溪组页岩富气层段厚度约 25 m,同时具有较高的有机碳含量、较好的有机质类型以及较高的热演化程度,种种地球化学参数表明黔北地区狮溪向斜五峰组—龙马溪组页岩具有较好的生气潜力。相较于黏土质页岩与混合质页岩而言,五峰组—龙马溪组一段硅质页岩具有较高的 TOC 含量、较大的比表

面积和孔体积,表明硅质页岩不仅是主要的生气层段同时也是页岩气主要的储集层段。另外,岩石矿物中较高的脆性矿物含量占比也在一定程度上指示着该段页岩具有较高的脆性,对后期实施压裂求取产能具有积极意义。

狮溪 1 井五峰组—龙马溪组页岩气再获突破标志着盆外残留向斜内部同样具有良好的页岩气勘探前景,也证明了复杂构造背景下保存条件对页岩气富集成藏的重要性。已有的勘探资料表明,五峰组—龙马溪组页岩在黔中古隆起的影响下仅在遵义—石阡—铜仁一线以北分布,同时在江南雪峰造山带的推覆作用下形成一系列薄皮构造,风化剥蚀后形成狮溪、道真、安场、中观、湄潭等若干残留向斜。五峰组—龙马溪组页岩在残留向斜中广泛分布,但由于复杂的构造作用,五峰组—龙马溪组页岩往往发生构造抬升、断裂开启、地层剥蚀等一系列差异改造而使保存条件发生一系列变化。根据狮溪向斜狮溪 1 井单井评价认识,黔北地区总体

具备形成页岩气高效、规模建产的油气地质条件, 建议后续的勘探部署应重点关注残留向斜内部页岩气保存条件评价, 建立黔北地区五峰组—龙马溪组页岩保存条件评价体系。同时开展三维地震勘查, 精细落实残留向斜内部地层结构与构造细节, 开展页岩气甜点区预测, 实现地质工程一体化, 为有效指导水平井部署和水平井轨迹地质导向提供基础资料, 为下步页岩气勘探开发打下基础, 力争实现黔北地区乃至贵州省页岩气勘探重大突破。

## 7 结 论

(1) 狮溪向斜上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩钻井揭示富有机质页岩厚度约为 25 m, 总体表现为高 TOC、有机质类型好、热演化程度高, 具有良好的生气潜力。

(2) 五峰组—龙马溪组页岩矿物以脆性矿物和黏土矿物为主, 按照矿物组成可以划分为黏土质页岩、硅质页岩和混合质页岩三类, 硅质页岩内部发育的大量有机质孔、黏土—有机质复合孔和黄铁矿—有机质复合孔具有良好的孔体积与比表面积特征, 为页岩气的赋存提供了良好的储集空间, 是主要的生气和储气层段。

(3) 狮溪向斜构造样式埋深为宽缓的残留向斜, 五峰组—龙马溪组页岩埋藏深度较浅, 东翼地层平缓, 西翼地层较陡, 发育数条北东向通天断裂。页岩顶底板自身具有良好的封闭条件, 能够对页岩气形成有效封闭。狮溪 1 井五峰组—龙马溪组页岩气保存条件良好, 可为黔北地区其他残留向斜提供参考。

(4) 狮溪 1 井五峰组—龙马溪组页岩气的又一次突破拓展了中国南方海相页岩气的勘探范围。页岩自身与下伏宝塔组灰岩和上覆龙马溪组龙二、龙三段泥岩形成良好的生储盖组合。精细落实残留向斜内部地层结构与构造细节, 优选保存条件有利区, 是下一步勘查重点方向。

## References

Chen L, Jiang Z X, Liu K Y, Wang P F, Ji W M, Gao F L, Li P, Hu T, Zhang B, Huang H X. 2016. Effect of lithofacies on gas storage capacity of marine and continental shales in the Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 36: 773–785.

Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, Liu Honglin, Wei Wei, Fang Junhua. 2012. Structure characteristics and accumulation significance of nanopores in Longmaxi shale gas reservoir in the southern Sichuan Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 37(3): 438–444 (in Chinese with English abstract).

Chen Xu, Rong Jiayu, Zhou Zhiyi, Zhang Yuandong, Zhan Renbin, Liu Jianbo, Fan Junxuan. 2001. Central Guizhou uplift and Yichang uplift at the turn of Ordovician–Silurian in upper Yangtze Region[J]. *Chinese Science Bulletin*, (12): 1052–1056 (in Chinese).

Dembicki H. 2009. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals[J]. *AAPG Bull.*, 93(3): 341–356.

Ding Wenlong, Li Chao, Li Chunyan, Xu Changchun, Jiu Kai, Zeng Weite. 2012. Main controlling factors of shale fracture development and their influence on gas bearing property[J]. *Earth Science Frontiers*, 19(2): 212–220 (in Chinese with English abstract).

Du Wei, Peng Yongmin, Long Shengxiang, Nie Haikuan, Sun Chuanxiang, Talihar Erhaz. 2022. Geological characteristics of Shale in Wufeng–Longmaxi Formation of Bayu outcrop in Daozhen, northern Guizhou[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 12(1): 130–138 (in Chinese with English abstract).

Fang Zhixiong, He Xipeng. 2016. Formation and evolution of normal pressure shale gas reservoir in Wulong Syncline Southeast Chongqing, China[J]. *Oil and Gas Geology*, 37(6): 819–827 (in Chinese with English abstract).

Fu Jinglong, Ding Wenlong, Zeng Wei, He Jianhua, Wang Zhe. 2016. Influence of structure of Northwest Guizhou area on preservation of Lower Cambrian shale gas reservoirs[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 38(5): 22–32 (in Chinese with English abstract).

He Guisong, He Xipeng, Gao Yuqiao, Wan Jingya, Zhang Peixian, Danei Zhang, Gao Hequn. 2020. Enrichment model of normal–pressure shale gas in the Jinfo slope of the basin–margin transition zone in Southeast Chongqing[J]. *Natural Gas Industry*, 40(6): 50–60 (in Chinese with English abstract).

He Xipeng, Gao Yuqiao, Tang Xianchun, Zhang Peixian, He Guisong. 2017. Analysis of main controlling factors of atmospheric pressure shale gas enrichment in southeast Chongqing[J]. *Natural Gas Geoscience*, 28(4): 654–664 (in Chinese with English abstract).

He Xipeng, He Guisong, Gao Yuqiao, Zhang Peixian, Lu Shuangfang, Wan Jingya. 2018. Geological characteristics and enrichment laws of normal–pressure shale gas in the basin–margin transition zone of SE Chongqing[J]. *Natural Gas Industry*, 38(12): 1–14 (in Chinese with English abstract).

Hu Dongfeng. 2019. Main controlling factors on normal pressure shale gas enrichments in Wufeng–Longmaxi Formations in synclines, southeastern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 30(5): 605–615 (in Chinese with English abstract).

Hu Zongquan, Du Wei, Liu Zhongbao. 2018. Coupling Mechanism of Shale Gas Source Storage and its Application[M]. Beijing:

- Geological Publishing House, 113–123(in Chinese).
- Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. 2012. Unconventional oil and gas resources and exploration and development prospects in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2): 129–136 (in Chinese with English abstract).
- Jiang Zhenxue, Li Xin, Wang Xingmeng, Wang Guozhen, Qiu Hengyuan, Zhu Deyu, Jiang Hongyang. 2021. Characteristic differences and controlling factors of pores in typical South China shale[J]. *Oil and Gas Geology*, 42(1): 41–53 (in Chinese with English abstract).
- Jiang Zhenxue, Song Yan, Tang Xianglu, Li Zhuo, Wang Xingmeng, Wang Guozhen, Xue Zixin, Li Xin, Zhang Kun, Chang Jiaqi, Qiu Hengyuan. 2020. Controlling factors of marine shale gas differential enrichment in southern China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 47(3): 617–628 (in Chinese with English abstract).
- Jin Zhijun, Bai Zhenrui, Gao Bo, Li Maowen. 2019. Has China ushered in the shale oil and gas revolution?[J]. *Oil & Gas Geology*, 40(3): 451–458 (in Chinese with English abstract).
- Li Shuangjian, Xiao Kaihua, Wo Yujin, Long Shengxiang, Cai Ligu. 2008. Controlling factors for the development of high-quality hydrocarbon source rocks in Ordovician–Lower Silurian in the southern marine phase[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 26(5): 872–880 (in Chinese with English abstract).
- Li Xinjing, Hu Suyun, Cheng Keming. 2007. Suggestions from the development of fractured shale gas in North America[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 34(4): 392–400 (in Chinese with English abstract).
- Li Y, Chen S J, Wang Y X, Su K M, He Q B, Qiu W, Xiao Z L. 2020. Relationships between hydrocarbon evolution and the geochemistry of solid bitumen in the Guanwushan Formation, NW Sichuan Basin[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 43(1): 116–134.
- Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, Bian Lizeng, Zhao Zhe. 2008. New progress on hydrocarbon generation and accumulation of Marine source rocks in Southern China (I): Distribution of four sets of regional Marine source rocks in Southern China[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 13(2): 1–16 (in Chinese with English abstract).
- Liang Xing, Xu Zhengyu, Zhang Chao, Wang Weixu, Zhang Jiehui, Lu Huili, Zhang Lei, Zou Chen, Wang Gaocheng, Mei Jue, Rui Yun. 2020. Breakthrough of shallow shale gas exploration in Taiyang anticline area and its significance for resource development in Zhaotong, Yunnan province, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 47(1): 11–18 (in Chinese with English abstract).
- Liang Zhikai, Li Zhuo, Jiang Zhenxue, Gao Fenglin, Zhang Yinghan, Xiao Lei, Yang Youdong, Hou Yufei, Wang Liwei. 2020. Characteristics of pore structure and fractal dimension in continental shale based on NMR experiments and SEM image analyses[J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 42(3): 313–328 (in Chinese with English abstract).
- Long Pengyu, Zhang Jinchuan, Tang Xuan, Nie Haikuan, Liu Zhujiang, Han Shuangbiao, Zhu Liangliang. 2011. Developmental characteristics of mud shale cracks and its impact on shale gas exploration and development[J]. *Natural Gas Geoscience*, 22(3): 525–532 (in Chinese with English abstract).
- Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, Jarvie D M. 2009. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 79(12): 848–861.
- Ma Xinhua, Xie Jun. 2018. Progress and prospect of shale gas exploration and development in southern Sichuan[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 45(1): 161–169 (in Chinese with English abstract).
- Nie Haikuan, He Faqi, Bao Shujing. 2011. The progress and prospects of shale gas exploration and exploitation in southern Sichuan Basin, NW China[J]. *Natural Gas Industry*, 31(11): 111–116, 131–132 (in Chinese with English abstract).
- Nie Haikuan, Jin Zhijun, Bian Ruikang, Du Wei. 2016. "Source-controlled accumulation" enrichment of shale gas in Upper Ordovician Wufeng Formation–Lower Silurian Longmaxi Formation, Sichuan Basin and its periphery[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 37(5): 557–571 (in Chinese with English abstract).
- Nie Haikuan, Wang Hu, He Zhiliang, Wang Fengyue, Zhang Peixian, Peng Yongmin. 2019. Formation mechanism, distribution and exploration prospect of normal pressure shale gas reservoir: A case study of Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 40(2): 131–143, 164 (in Chinese with English abstract).
- Peters K E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis[J]. *AAPG Bulletin*, 70(4): 318–329
- Peters K E, Cassa M R. 1994. Applied source rock geochemistry. In: Magoon L B, Dow W G (eds.), *The Petroleum System—From Source to Trap*[J]. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, 60(8): 93–120.
- Powley D E. 1990. Pressures and hydrogeology in petroleum basins[J]. *Earth–Science Reviews*, 29(1): 215–226.
- Shao X D, Chen S J, Lei J J, Bai Y J, Zhou K, Liu Y, Zhu J, Han M M. 2021. Inversion of tight oil origin by geochemical characteristics: A case study of central Northern Shaanxi Slope, Ordos Basin[J]. *Arabian Journal of Geosciences*, 14(8): 698.
- Tang Liangjie, Guo Tonglou, Tian Haiqin, Jin Wenzheng, Li Rufeng, Wan Guimei, Dong Li, Wang Pengwan. 2008. Multi-stage tectonic evolution, differential deformation and oil and gas preservation conditions in central Qianzhong[J]. *Acta Geologica Sinica*, 82(3): 298–307 (in Chinese with English abstract).
- Wang Guozhen, Jiang Zhenxue, Tang Xianglu, He Shijie, Wang Yuchao, Chang Jiaqi. 2023. Critical pore size and transport capacity of different transport types of shale gas in Longmaxi Formation, Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 97(1): 210–220 (in Chinese with English abstract).
- Wang Pengwan, Zou Chen, Li Xianjing, Jiang Liwei, Li Junjun, Mei Jue, Zhang Chao, Li Qingfei. 2018. Main geological controlling

- factors of shale gas enrichment and high yield in Zhaotong demonstration area[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 39(7): 744–753 (in Chinese with English abstract).
- Wang Ruyue, Hu Zongquan, Long Shengxiang, Du Wei, Wu Jing, Wu Zhonghu, Nie Haikuan, Wang Pengwei, Sun Chuanxiang, Zhao Jianhua. 2022. Reservoir characteristics and evolution mechanisms of the Upper Ordovician Wufeng–Lower Silurian Longmaxi shale, Sichuan Basin[J]. *Oil and Gas Geology*, 43(2): 353–364 (in Chinese with English abstract).
- Wang Ye, Qiu Nansheng, Yang Yunfeng, Rui Xiaoqing, Zhou Yuanyuan, Fang Guangjian, Wu Hang, Shen Baojian, Cheng Lijun, Tenger. 2019. Thermal maturity of Wufeng–Longmaxi shale in Sichuan Basin[J]. *Earth Science*, 44(3): 953–971 (in Chinese with English abstract).
- Wang Yuman, Li Xinjing, Chen Bo, Wu Wei, Dong Dazhong, Zhang Jian, Han Jing, Ma Jie, Dai Bing, Wang Hao, Jiang Shan. 2018. Lower limit of thermal maturity for the carbonization of organic matter in marine shale and its exploration risk[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 45(3): 385–395 (in Chinese with English abstract).
- Wei Xiangfeng, Liu Ruobing, Zhang Tingshan, Liang Xing. 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 (in Chinese with English abstract).
- Yan Detian, Wang Qingchen, Chen Daizhao, Wang Jianguo, Wang Zhuozhuo. 2008. Development environment and controlling factors of Upper Ordovician–Lower Silurian source rocks in Yangtze and its surrounding areas[J]. *Acta Geologica Sinica*, 82(3): 322–327 (in Chinese with English abstract).
- Yang Changqing, Yue Quanling, Cao Bo. 2008. Prospect and direction of Lower Paleozoic oil and gas exploration in the uplift of Qianzhong and its surrounding area[J]. *Geoscience*, 22(4): 558–566 (in Chinese with English abstract).
- Zhai Gangyi, Bao Shujing, Pang Fei, Ren Shumai, Chen Ke, Wang Yufang, Zhou Zhi, Wang Shengjian. 2017. Reservoir-forming pattern “of four-storey” hydrocarbon accumulation in Anchang syncline of northern Guizhou Province[J]. *Geology in China*, 44(1): 1–12 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Chunming, Zhang Weisheng, Guo Yinghai. 2012. Sedimentary environment and its influence on source rocks of Longmaxi Formation in southeastern Sichuan and northern Guizhou area[J]. *Earth Science Frontiers*, 19(1): 136–145 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Shuichang, Liang Digang, Zhang Dajiang. 2002. Evaluation criteria for organic matter abundance of Paleozoic source rocks[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 29(2): 8–12 (in Chinese with English abstract).
- Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, Li Jianzhong, Li Xinjing, Wang Yuman, Li Denghua, Cheng Keming. 2010. Formation mechanism, geological characteristics and resource potential of shale gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 37(6): 641–653 (in Chinese with English abstract).
- Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, Yang Zhi, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, Hou Lianhua, Yang Hua, Xu Chunchun, Li Denghua, Bai Bin, Wang Lan. 2012. Types, characteristics, mechanisms and prospects of conventional and unconventional oil and gas aggregation: A case study of tight oil and tight gas in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 33(2): 173–187 (in Chinese with English abstract).

## 附中文参考文献

- 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 刘洪林, 魏伟, 方俊华. 2012. 川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义[J]. *煤炭学报*, 37(3): 438–444.
- 陈旭, 戎嘉余, 周志毅, 张元动, 詹仁斌, 刘建波, 樊隽轩. 2001. 上扬子区奥陶—志留纪之交的黔中隆起和宜昌上升[J]. *科学通报*, 46(12): 1052–1056.
- 丁文龙, 李超, 李春燕, 许长春, 久凯, 曾维特. 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.
- 杜伟, 彭勇民, 龙胜祥, 聂海宽, 孙川翔, 塔力哈尔·叶尔哈孜. 2022. 黔北道真巴渔剖面五峰组—龙马溪组页岩地质特征[J]. *油气藏评价与开发*, 12(1): 130–138.
- 方志雄, 何希鹏. 2016. 渝东南武隆向斜常压页岩气形成与演化[J]. *石油与天然气地质*, 37(6): 819–827.
- 付景龙, 丁文龙, 曾维特, 何建华, 王哲. 2016. 黔西北地区构造对下寒武统页岩气藏保存的影响[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 38(5): 22–32.
- 何贵松, 何希鹏, 高玉巧, 万静雅, 张培先, 张勇, 高和群. 2020. 渝东南盆缘转换带金佛斜坡常压页岩气富集模式[J]. *天然气工业*, 40(6): 50–60.
- 何希鹏, 高玉巧, 唐显春, 张培先, 何贵松. 2017. 渝东南地区常压页岩气富集主控因素分析[J]. *天然气地球科学*, 28(4): 654–664.
- 何希鹏, 何贵松, 高玉巧, 张培先, 卢双舫, 万静雅. 2018. 渝东南盆缘转换带常压页岩气地质特征及富集高产规律[J]. *天然气工业*, 38(12): 1–14.
- 胡东风. 2019. 四川盆地东南缘向斜构造五峰组—龙马溪组常压页岩气富集主控因素[J]. *天然气地球科学*, 30(5): 605–615.
- 胡宗全, 杜伟, 刘忠宝. 2018. 页岩气源储耦合机理及其应用[M]. 北京: 地质出版社, 113–123.
- 贾承造, 郑民, 张永峰. 2012. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. *石油勘探与开发*, 39(2): 129–136.
- 姜振学, 李鑫, 王幸蒙, 王国臻, 仇恒远, 朱德宇, 姜鸿阳. 2021. 中国南方典型页岩孔隙特征差异及其控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 42(1): 41–53.
- 姜振学, 宋岩, 唐相路, 李卓, 王幸蒙, 王国臻, 薛子鑫, 李鑫, 张昆, 常佳琦, 仇恒远. 2020. 中国南方海相页岩气差异富集的控制因素[J]. *石油勘探与开发*, 47(3): 617–628.
- 金之钧, 白振瑞, 高波, 黎茂稳. 2019. 中国迎来页岩油气革命了吗[J]. *石油与天然气地质*, 40(3): 451–458.
- 李双建, 肖开华, 沃玉进, 龙胜祥, 黎立国. 2008. 南方海相上奥陶

- 统—下志留统优质烃源岩发育的控制因素[J]. 沉积学报, 26(5): 872-888
- 李新景, 胡素云, 程克明. 2007. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. 石油勘探与开发, 34(4): 392-400.
- 梁狄刚, 郭彤楼, 陈建平, 边立曾, 赵喆. 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.
- 梁兴, 徐政语, 张朝, 王维旭, 张介辉, 鲁慧丽, 张磊, 邹辰, 王高成, 梅珏, 芮昀. 2020. 昭通太阳背斜区浅层页岩气勘探突破及其资源开发意义[J]. 石油勘探与开发, 47(1): 11-18.
- 梁志凯, 李卓, 姜振学, 高凤琳, 张瀛涵, 肖磊, 杨有东, 侯煜菲, 王立伟. 2020. 基于 NMR 和 SEM 技术研究陆相页岩孔隙结构与分形维数特征——以松辽盆地长岭断陷沙河子组页岩为例[J]. 地球科学与环境学报, 42(3): 313-328.
- 龙鹏宇, 张金川, 唐玄, 聂海宽, 刘珠江, 韩双彪, 朱亮亮. 2011. 泥页岩裂缝发育特征及其对页岩气勘探和开发的影响[J]. 天然气地球科学, 22(3): 525-532.
- 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.
- 聂海宽, 何发岐, 包书景. 2011. 中国页岩气地质特殊性及其勘探对策[J]. 天然气工业, 31(11): 111-116, 131-132.
- 聂海宽, 金之钧, 边瑞康, 杜伟. 2016. 四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气“源—盖控藏”富集[J]. 石油学报, 37(5): 557-571.
- 聂海宽, 汪虎, 何治亮, 王濡岳, 张培先, 彭勇民. 2019. 常压页岩气形成机制、分布规律及勘探前景——以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组为例[J]. 石油学报, 40(2): 131-143, 164.
- 汤良杰, 郭彤楼, 田海芹, 金文正, 李儒峰, 万桂梅, 董立, 王鹏万. 2008. 黔中地区多期构造演化、差异变形与油气保存条件[J]. 地质学报, 82(3): 289-307.
- 王国臻, 姜振学, 唐相路, 贺世杰, 王昱超, 常佳琦. 2023. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩气不同传输类型的临界孔径与传输能力[J]. 地质学报, 97(1): 210-220.
- 王鹏万, 邹辰, 李娴静, 蒋立伟, 李君山, 梅珏, 张朝, 李庆飞. 2018. 昭通示范区页岩气富集高产的地质主控因素[J]. 石油学报, 39(7): 744-753.
- 王濡岳, 胡宗全, 龙胜祥, 杜伟, 吴靖, 邹忠虎, 聂海宽, 王鹏威, 孙川翔, 赵建华. 2022. 四川盆地上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩储层特征与演化机制[J]. 石油与天然气地质, 43(2): 353-364.
- 王晔, 邱楠生, 仰云峰, 芮晓庆, 周方圆, 方光建, 吴航, 申宝剑, 程礼军, 腾格尔. 2019. 四川盆地五峰—龙马溪组页岩成熟度研究[J]. 地球科学, 44(3): 953-971.
- 王玉满, 李新景, 陈波, 吴伟, 董大忠, 张鉴, 韩京, 马杰, 代兵, 王浩, 蒋珊. 2018. 海相页岩有机质碳化的热成熟度下限及勘探风险[J]. 石油勘探与开发, 45(3): 385-395.
- 魏祥峰, 刘若冰, 张廷山, 梁兴. 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.
- 严德天, 王清晨, 陈代钊, 汪建国, 王卓卓. 2008. 扬子及周缘地区上奥陶统一下志留统烃源岩发育环境及其控制因素[J]. 地质学报, 82(3): 322-327.
- 杨长清, 岳全玲, 曹波. 2008. 黔中隆起及其周缘地区下古生界油气勘探前景与方向[J]. 现代地质, 22(4): 558-566.
- 翟刚毅, 包书景, 庞飞, 任收麦, 陈科, 王玉芳, 周志, 王胜建. 2017. 贵州遵义地区安场向斜“四层楼”页岩油气成藏模式研究[J]. 中国地质, 44(1): 1-12.
- 张春明, 张维生, 郭英海. 2012. 川东南—黔北地区龙马溪组沉积环境及对烃源岩的影响[J]. 地学前缘, 19(1): 136-145.
- 张水昌, 梁狄刚, 张大江. 2002. 关于古生界烃源岩有机质丰度的评价标准[J]. 石油勘探与开发, 29(2): 8-12.
- 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.