

中国南方煤层气主要地质特点、勘探开发进展及策略

郭涛 周亚彤 金晓波 高小康 彭兴平

引用本文:

郭涛, 周亚彤, 金晓波, 等. 中国南方煤层气主要地质特点、勘探开发进展及策略[J]. *煤田地质与勘探*, 2025, 53(3): 44–53.
GUO Tao, ZHOU Yatong, JIN Xiaobo, et al. Primary geological characteristics, advances in exploration and production, and strategies of coalbed methane in South China[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2025, 53(3): 44–53.

在线阅读 View online: <https://dx.doi.org/10.12363/issn.1001-1986.24.11.0700>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

“十三五”期间我国煤层气勘探开发进展及下一步勘探方向

Progress of coalbed methane exploration and development in China during the 13th Five-Year Plan period and the next exploration direction

煤田地质与勘探. 2022, 50(3): 15–22 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.21.12.0738>

新疆准噶尔盆地白家海凸起深部煤层气勘探开发进展及启示

Exploration and exploitation of deep coalbed methane in the Baijiahai uplift, Junggar Basin: progress and its implications

煤田地质与勘探. 2024, 52(2): 13–22 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.23.12.0867>

鄂尔多斯盆地延川南煤层气田地质特征及勘探开发关键技术

Geological characteristics and key technologies for exploration and development of Yanchuannan coalbed methane field in Ordos Basin

煤田地质与勘探. 2025, 53(3): 1–17 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.24.12.0758>

中国煤层气勘探开发及其科技进步历程回顾与思考

China's CBM exploration and production and associated technological advancements: A review and reflections

煤田地质与勘探. 2025, 53(1): 114–127 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.24.11.0723>

鄂尔多斯盆地东缘深部(层)煤层气勘探开发理论技术难点与对策

Theoretical and technological difficulties and countermeasures of deep CBM exploration and development in the eastern edge of Ordos Basin

煤田地质与勘探. 2023, 51(1): 115–130 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.22.06.0503>

鄂尔多斯盆地神木佳县区块深部煤层气地质特征及勘探开发潜力

Deep coalbed methane resources in the Shenmu-Jiaxian block, Ordos Basin, China: Geological characteristics and potential for exploration and exploitation

煤田地质与勘探. 2024, 52(2): 70–80 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.23.07.0436>



移动阅读

郭涛, 周亚彤, 金晓波, 等. 中国南方煤层气主要地质特点、勘探开发进展及策略[J]. 煤田地质与勘探, 2025, 53(3): 44–53. doi: 10.12363/issn.1001-1986.24.11.0700
GUO Tao, ZHOU Yatong, JIN Xiaobo, et al. Primary geological characteristics, advances in exploration and production, and strategies of coalbed methane in South China[J]. Coal Geology & Exploration, 2025, 53(3): 44–53. doi: 10.12363/issn.1001-1986.24.11.0700

中国南方煤层气主要地质特点、勘探开发进展及策略

郭 涛^{1,2}, 周亚彤^{1,2}, 金晓波^{1,2}, 高小康^{1,2}, 彭兴平^{1,2}

(1. 中国石化深层煤层气勘探开发重点实验室, 江苏 南京 210011;

2. 中国石化华东油气分公司, 江苏 南京 210011)

摘要: 【目的和方法】中国南方多、薄煤层叠置条件下煤层气资源丰富, 是我国煤层气勘探开发的重要接替区, 近年来煤层气产业取得长足进展, 但要实现全面效益开发仍面临诸多挑战。为进一步助推煤层气产业快速发展, 总结南方煤层气主要地质特点, 梳理勘探开发现状与进展, 基于存在问题提出开发对策。【结果】结果表明: 南方地区煤层气资源丰富, 具有“煤层层数多而薄、累厚大、中-高热演化、高含气, 深部高饱和、富含游离气; 构造条件与煤体结构复杂”典型特征。勘探开发经历了资源调查与技术借鉴(1989—2009 年)、技术探索(2010—2020 年)与技术升级及深部煤层气攻关(2021 年至今)3 个阶段, 当前正处于南方深部煤层气地质理论认识提升、适应性有效支撑压裂技术升级优化阶段, 有望支撑南方煤层气快速发展。【结论】针对南方煤层气地质特点, 提出“加大地震勘探投入, 优选构造稳定区, 边评价边建产, 井组式滚动开发; 优化产层组合实施多层大规模压裂合采; 优选主力煤层实施水平井分段压裂; 加快深部煤层气勘探评价”4 项开发建议。发挥多煤层优势、实施有效支撑压裂改造、加快深部煤层气地质评价与选区是南方煤层气走向规模化开发的重要途径。

关键词: 南方煤层气; 多煤层; 地质特点; 勘探开发; 技术策略

中图分类号: P618 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-1986(2025)03-0044-10

Primary geological characteristics, advances in exploration and production, and strategies of coalbed methane in South China

GUO Tao^{1,2}, ZHOU Yatong^{1,2}, JIN Xiaobo^{1,2}, GAO Xiaokang^{1,2}, PENG Xingping^{1,2}

(1. Key Laboratory of Deep Coalbed Methane Exploration and Development, SINOPEC, Nanjing 210011, China;

2. East China Oil and Gas Company, SINOPEC, Nanjing 210011, China)

Abstract: [Objective and Methods] South China contains abundant coalbed methane (CBM) resources from numerous, superimposed, thin coal seams, serving as a significant replacement for China's CBM exploration and production in the future. Despite significant progress in recent years, the CBM industry still faces several challenges in comprehensive and effective production. To accelerate its development, this study summarizes the primary geological characteristics of CBM resources in South China, organizes the current status and advances in CBM exploration and production in this region, and proposes corresponding technical strategies. [Results] The results indicate that the abundant CBM resources in South China exhibit coal seams characterized by numerous thin layers, a considerable cumulative thickness, moderate to high thermal maturity, high gas content, high saturation in deep parts, and abundant free gas, as well as complex tectonic conditions and coal structures. The exploration and production of these resources have undergone three stages: resource surveys and technology reference (1989–2009), technological exploration (2010–2020), and technical upgrades and tackling challenges in deep CBM (2021–the present). Notably, the current exploration and production are in the stage of en-

收稿日期: 2024-11-13; 接收日期: 2025-02-28

基金项目: 中国石化科技攻关项目(P23205, P23230, P24118)

第一作者: 郭涛, 1985 年生, 男, 湖北襄阳人, 硕士, 高级工程师。E-mail: gttongji@163.com

© Editorial Office of Coal Geology & Exploration. OA under CC BY-NC-ND

hancing of the understanding and geological theories on deep CBM, along with upgrading and optimizing the adaptive fracturing with fractures effectively propped. These are expected to contribute to the rapid development of the CBM industry in South China. [Conclusions] Based on the geological characteristics of CBM in South China, this study proposes four suggestions for CBM development: (1) It is necessary to intensify seismic exploration efforts, select optimal tectonically stable areas, conduct production capacity construction while assessing, and implement rolling production based on well groups. (2) It is recommended to implement large-scale commingled production of multiple coal seams by optimizing pay zone combinations. (3) Multistage fracturing of horizontal wells should be adopted for dominant coal seams. (4) It is necessary to advance the exploration assessment of deep CBM resources. Significant pathways to large-scale CBM production in South China include taking advantage of multiple coal seams, implementing reservoir stimulation through fracturing with fractures effectively propped, and accelerating geological assessment and target area selection of deep CBM resources.

Keywords: coalbed methane (CBM) in South China; multiple coal seams; geological characteristics; exploration and production; technical strategy

我国煤层气资源丰富,目前已建成鄂尔多斯、沁水两大煤层气产业基地。南方煤层气资源丰富,具有“单层薄、层数多、累厚大”的特点,是我国煤层气勘探开发重要类型。据“十三五”全国煤层气资源评价结果^[1],中国南方地区主要包括8个含气盆地(群),分布在滇东黔西、川南黔北、湘中、桂中、萍乐、浙赣、苏浙皖和长江下游,2 000 m以浅煤层气总资源量达3.81万亿 m^3 ,其中滇东黔西、川南黔北煤层气最为富集,煤层气资源量3.62万亿 m^3 ,占比95%。近年来,南方多薄煤层气在多个地区实现勘探突破,尤其是四川盆地东南缘南川区块获深部煤层气勘探重要突破^[2],成为业界关注的焦点。

由于煤层多而薄,构造、地表条件复杂,鄂尔多斯、沁水盆地较成熟的煤层气勘探开发技术在南方地区适应性差,多薄煤层气配套勘探开发技术处于攻关阶段,尚未形成规模开发的局面。笔者通过分析四川盆地东南缘及盆外残留向斜煤层气地质特点及勘探开发进展,总结目前存在的主要问题,提出煤层气产业发展前景与技术对策,以期为南方地区煤层气勘探开发利用提供依据。

1 南方煤层气地质主要特点

四川盆地东南缘及盆外残留向斜主要含煤地层为二叠系龙潭组,地理上横跨四川、贵州、云南三省及重庆市,其中贵州省、重庆市煤层气最为富集。构造上相当于扬子地台和华南褶皱带的范围,构造较为复杂,早古生代隆起,晚古生代由于构造断裂活动下陷,沉积了一套海陆交互相含煤地层,燕山运动开始抬升、剥蚀,四川盆地内龙潭组保存完整,盆外形成现今残留向斜的构造格局。煤层主要分布于四川盆地东南缘及盆外大小不等的29个含煤向斜内(图1a)。南方煤层气主要地质特点有:煤层单层薄、层数多、累厚大,中高演化-高含气,深部高饱和、富含游离气,构造-煤体结构复

杂等。

1.1 煤层单层薄、层数多、累厚大

中国南方地区晚二叠世处于海陆过渡相,自西向东依次发育冲积扇-辫状河、曲流河、潮坪-潟湖-碳酸盐岩台地、浅水陆棚、深水陆棚沉积体系。其中,潮坪-潟湖为有利聚煤环境,呈南北向条带状展布,北部较宽,往南逐渐变窄。

受沉积环境差异控制,研究区可采煤层具有层数多、单层薄、累厚大的特点。平面上,呈现出近南北向条带状展布、中间厚往两边逐渐减薄的特征(图1b),聚煤中心位于贵州省毕节-六盘水一带。四川盆地东南缘重庆市合川、南川地区龙潭组沉积时期处于潮坪-潟湖-碳酸盐岩沉积环境,邻近局限台地,发育灰黑色泥岩夹煤层、灰岩,龙潭组厚75~140 m,可采煤层2~4层,总厚度3~8 m,单层厚一般1.5~3.8 m,主力煤层C25分布稳定,单层厚度2.0~4.2 m,是目前深部煤层气勘探突破的目标煤层^[2-3]。丁山-仁怀地区龙潭组沉积时期处于潮坪沉积环境,发育泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩等细粒沉积物夹薄煤层,含煤5~8层,总厚度8~11 m,单层厚度一般0.8~2.0 m。贵州省毕节、六盘水地区是龙潭组的沉积中心,地层厚度250~320 m,发育泥岩、泥质粉砂岩、粉细砂岩夹薄煤层(图2);黔西-织金地区可采煤层8~15层,厚度10~25 m;六盘水盘州市是南方龙潭组煤层最厚地区,可采煤层10~18层,厚25~40 m, QH2井钻遇煤层总厚度29.2 m,单层大于1.0 m的煤层有10层,总厚度23.3 m,单层最大厚度达5.1 m。

1.2 煤层中高热演化、高含气量

受区域热变质及深部热变质作用共同影响,研究区煤层镜质体最大反射率 R_{\max} 在1.2%~3.8%,处于肥煤到无烟煤演化阶段。平面上,受南方峨眉山玄武岩喷发形成的区域热事件影响,整体上研究区从北往南演化程度有增大的趋势,重庆地区合川-南川-丁山一带煤层 R_{\max} 为1.3%~2.2%,其变化主要受埋深影响;仁怀-织金

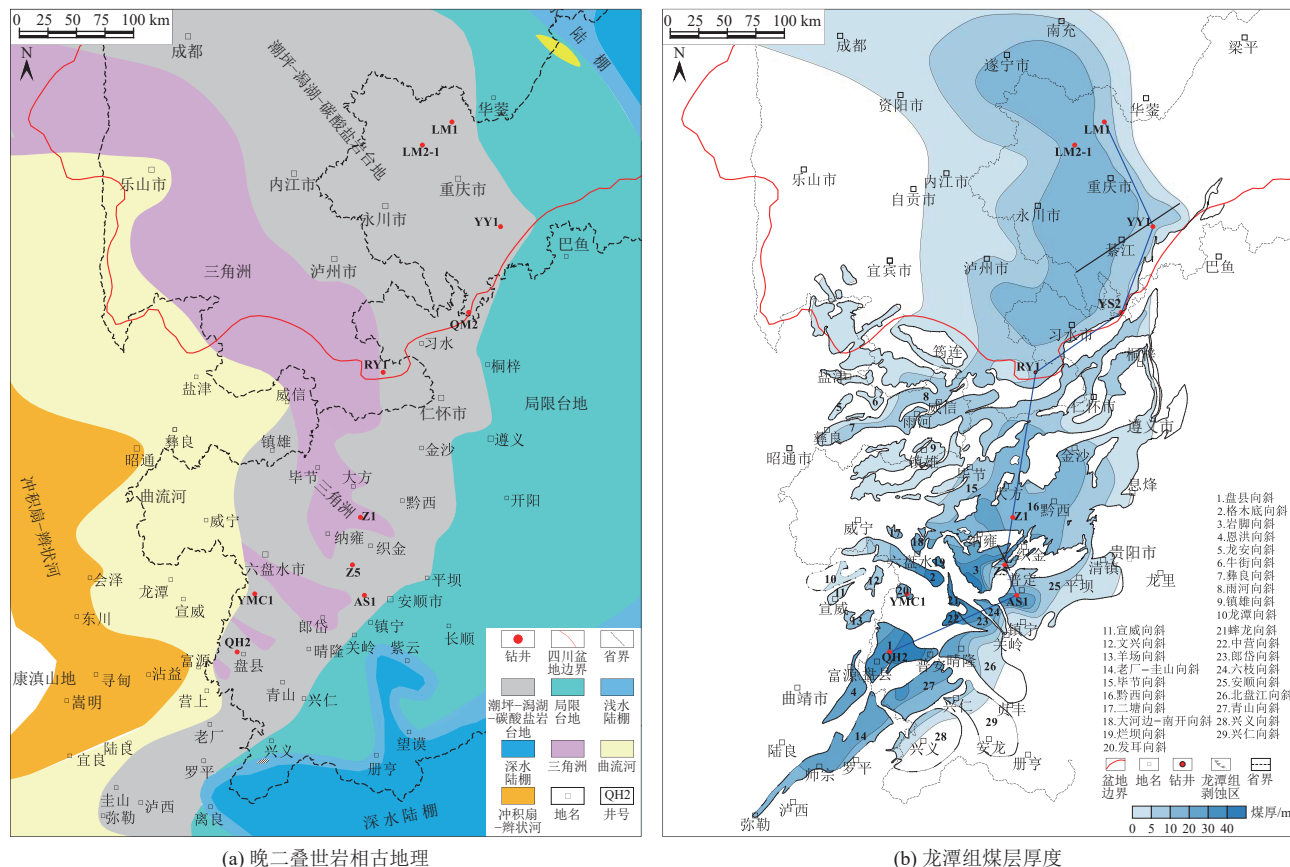


图 1 南方地区晚二叠世岩相古地理和龙潭组煤层厚度分布

Fig.1 Late Permian lithofacies paleogeography lithofacies (a) and coal seam thickness of the Longtan Formation (b) in South China

一带煤层 R_{\max} 为 2.7%~3.5%，岩脚向斜珠藏次向斜 R_{\max} 达到 4.0%。威宁-紫云断裂带以西的格木底、郎岱、盘县、青山、恩洪、老厂-圭山等向斜演化程度略低， R_{\max} 一般在 0.9%~1.7%。

含气量是煤层气开发可行性评价的关键指标，受演化程度影响，研究区煤层普遍具有较好的含气性。大量的煤田钻孔及钻井含气量测试揭示南方地区龙潭组煤层具有较好的含气性。四川盆地东南缘南桐、松藻、天府、中梁山等主要煤矿区龙潭组煤层具有高瓦斯含量、高瓦斯压力、煤与瓦斯突出严重等特征，开采煤层埋深一般在 800 m 以浅，瓦斯含量一般 15~25 m^3/t ，最高达 29.45 m^3/t [4]。丁山地区綦煤 1 井、綦煤 2 井，煤层埋深 800~900 m，含气量分别达 19.4、17.8 m^3/t 。重庆市北碚区沥鼻峡矿区沥煤 1 井煤层埋深 850~950 m，含气量 10.5~14 m^3/t 。川南筠连煤层气田主力煤层 C7+8 号主体埋深 400~800 m，含气量 6.8~18.5 m^3/t ，平均 13.065 m^3/t [5]。

盆外残留向斜多表现为宽缓状，向斜核部富气 [6]，不同向斜因热演化程度、埋深不同，含气量存在差异，但均具有较好的含气性，且表现出随埋深增大含气量逐渐增大特征(图 3)。毕节地区岩脚向斜珠藏、三塘、阿弓次向斜煤层主体埋深 400~800 m， R_{\max} 为 2.8%~3.5%，

含气量 6.15~29.6 m^3/t ，平均 14.65 m^3/t ；比德次向斜主体埋深 1 000~1 500 m， R_{\max} 为 2.1%~2.8%，含气量 9.1~24.7 m^3/t ，平均 15.2 m^3/t 。黔西向斜煤层气浅井揭示，当埋深达到 362 m 时，含气量达 14 m^3/t 。盘关、恩洪、老厂-圭山向斜煤层 R_{\max} 一般在 0.9%~1.7%，受热演化程度影响，含气量略低，多在 6~12 m^3/t 。综上，煤田钻孔、煤层气探井含气量测试结果均显示，南方地区龙潭组煤层具有较好的含气性。

1.3 深部高饱和、游离气吸附气共存

煤层气赋存状态是深部煤层气评价的关键指标，其受温度、压力及保存条件等多因素控制。相同煤储层条件下，含气性及赋存状态受制于温度和压力，随埋深增大，温度升高、压力增大，煤吸附能力存在临界转换深度 [7]。研究区 1 500 m 以深煤层气前期投入工作量较少，2021—2022 年中石化华东油气分公司在四川盆地东南缘南川区块分别实施两口深部煤层气井，埋深分别为 1 976、2 700 m，总含气量达到 31.6、37.6 m^3/t ，游离气占比分别为 24.4%、35.6%，并通过不同温度下等温吸附实验揭示临界转换深度在 1 500 m 左右 [2]。2022 年中石油浙江油田分公司在川南地区实施埋深 2 500 m 煤层取心及含气量现场测试，含气量 16.64~17.61 m^3/t ，含气饱和度达 138%~151%，处于超饱和状

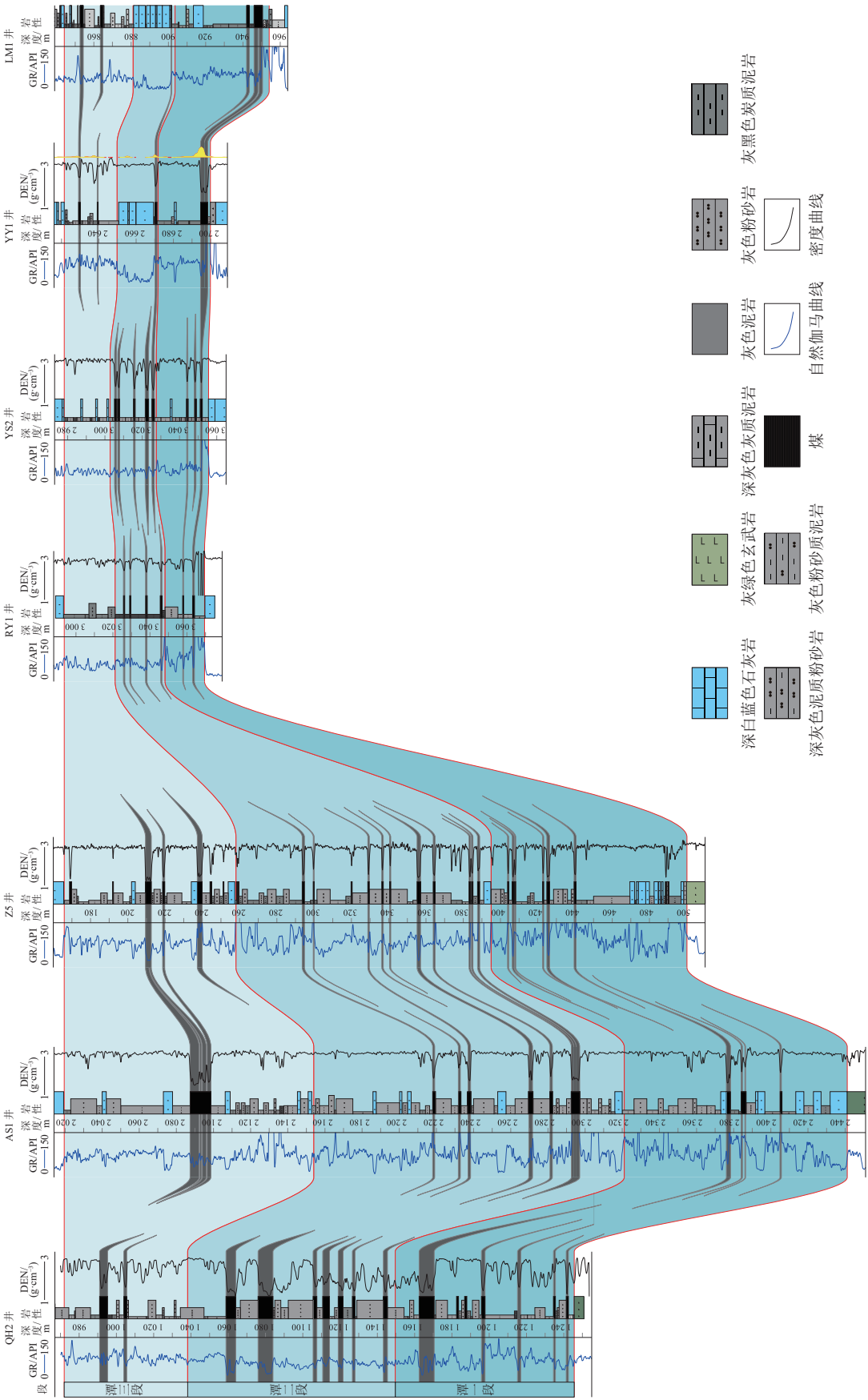


图 2 重庆地区与贵州地区龙潭组煤层对比
Fig.2 Well-correlation section of coal seams in the Longtan Formation in the Chongqing and Guizhou areas

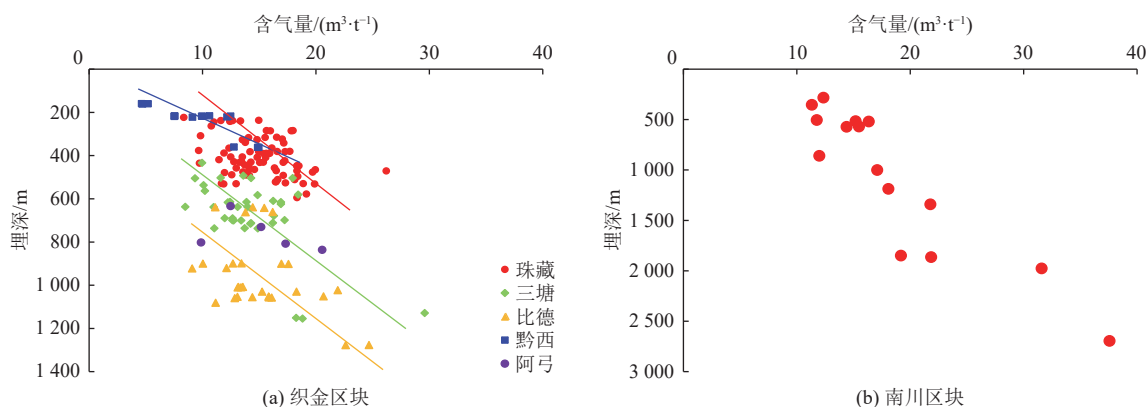


图 3 织金地区、南川地区煤层含气量随埋深变化关系

Fig.3 Depth variations of gas content in coal seams in the Zhijin and Nanchuan areas

态, 游离气含量为 $4.84\sim 5.60\text{ m}^3/\text{t}$ [8]。

与四川盆地东南缘相比, 盆外残留向斜构造及保存条件更加复杂, 储层非均质性强, 煤层气赋存状态平面变化快、差异大。大河边向斜 YM1 井 R_{\max} 平均 1.71% , 煤层 Langmuir 体积 $11.06\sim 22.52\text{ m}^3/\text{t}$, 平均 $17.75\text{ m}^3/\text{t}$, 煤层含气量 $15.56\sim 24.84\text{ m}^3/\text{t}$, 平均 $20.76\text{ m}^3/\text{t}$, 游离气占比平均 17% [9]。土城向斜盘参 1 井, 实测含气量达到了 $14.67\text{ m}^3/\text{t}$, 含气饱和度接近 140% [10]。另外, 六盘水地区的盘关向斜、青山向斜 $1\ 200\text{ m}$ 以浅煤层显示出超饱和现象 [11]。上述盆外残留向斜煤层气过饱和现象相关报道集中在六盘水地区, 可能与煤热演化程度低、保存条件好有关。研究区目前勘探深度多在 $1\ 000\text{ m}$ 以浅, 预测深部整体含气量、游离气占比将进一步增加, 在 $2\ 000\text{ m}$ 左右, 游离气占比普遍达到 $10\%\sim 25\%$, 且中阶煤游离气占比要高于高阶煤 [12]。

煤层气赋存状态是地层温度、地层压力、煤层演化程度、保存条件等耦合控制的结果。四川盆地与盆外残留向斜煤层游离气的成因在本质上是是一致的, 主要差异在于六盘水地区煤层较低的热演化程度, 导致临界转换深度较四川盆地略浅, 部分地区煤层在 $1\ 000\text{ m}$ 左右吸附饱和。四川盆地由于良好的保存条件, 煤储层多为超压储层, 且煤体结构主要为原生结构煤, 深部煤层气勘探开发条件更加有利, 将是南方地区深部煤层气勘探的主要阵地。

1.4 构造、煤体结构复杂

受燕山中晚期强烈挤压应力影响, 研究区褶皱、断层发育, 构造较为复杂。四川盆地东南缘处于盆地内部, 龙潭组地层保存完整, 表现为对冲、背冲构造样式, 地层高陡, 呈现断背斜、向斜相间分布特征 (图 4)。盆外构造运动更加强烈, 表现为大小不一的残留向斜, 向斜

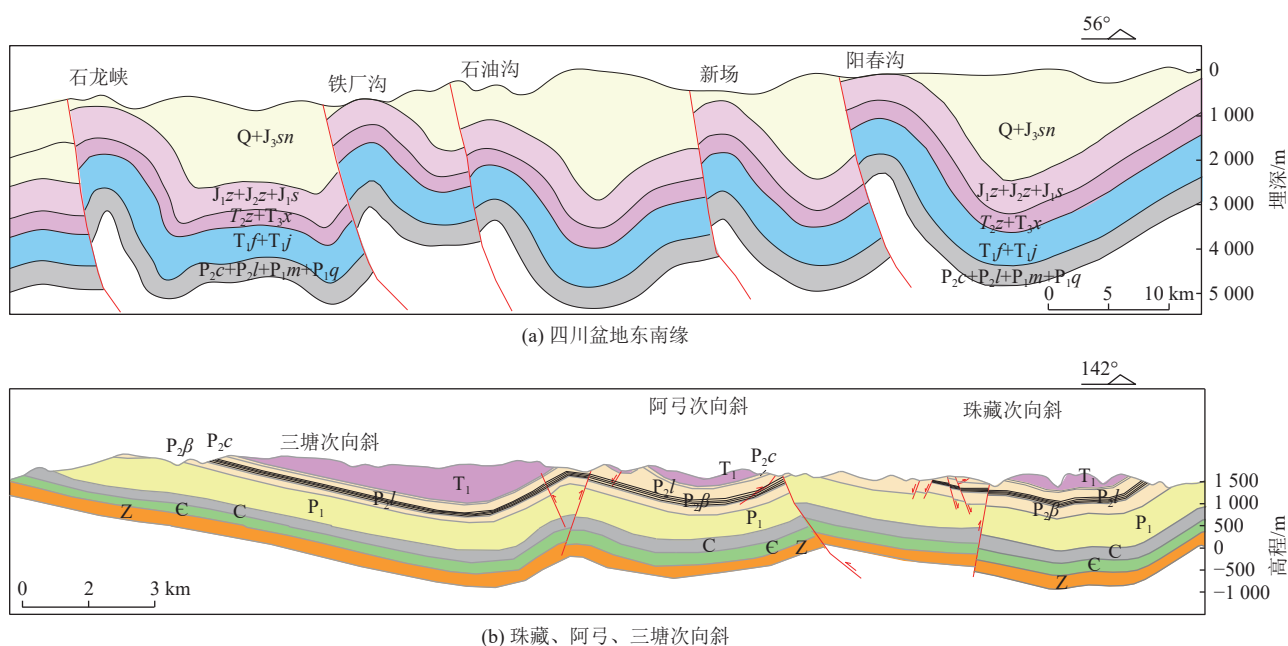


图 4 四川盆地东南缘、盆外残留向斜典型地质剖面

Fig.4 Typical geologic profiles showing the southeastern margin of the Sichuan Basin and the residual synclines outside the basin

主体展布 NE 向, 部分 NW 向, 向斜内断层发育(图 4), 断层多为逆断层, 部分断层由于后期构造反转演变为正断层, 向斜被分割为众多小型断块, 断块内构造相对简单。

受构造影响, 研究区煤体结构较为复杂, 不同向斜、同一向斜不同构造位置及同一构造位置纵向不同煤层之间煤体结构差异较大。从区域上来看, 四川盆地东南缘处于盆内, 构造破坏相对弱, 煤体结构相对较好^[2,8]。盆外岩脚、黔西等大型向斜煤体结构相对较好, 处于断裂带附近的区域煤体结构往往较差。如比德、格木底、郎岱等向斜紧邻威宁-紫云断裂, 勘探实践证实该区域煤层较为破碎。同一地区, 厚煤层往往较为破碎, 其成为应力释放带, 保护了其他煤层结构的完整性, 残留向斜单层厚度大于 4 m 的煤层多是因构造挤压而导致的局部增厚现象, 煤体结构多为糜棱煤。比如织金区块 6 号煤层, 厚度一般大于 4 m, 但主要为糜棱煤。早期煤层气勘探选择厚煤层, 但效果较差。近年来, 煤层气开发层位已避开 6 号煤层, 开发效果更好。

2 勘探开发进展

截至 2023 年底, 贵州省、四川省、重庆市、云南省境内累计实施煤层气钻井 900 余口, 累计提交探明储量 408.93 亿 m^3 , 年产气 1.57 亿 m^3 , 主要集中于川南筠连、黔西织金地区。随着工程工艺技术进步及深部煤层气勘探突破, 南方地区煤层气勘探开发进入快速发展期, 综合考虑南方煤层气勘探开发进展、理论认识与技术进步, 发展历程整体可以分为 3 个阶段。

2.1 资源调查与技术借鉴阶段(1989—2009 年)

随着美国煤层气商业化开发升温, 贵州、四川、重庆等南方主要煤炭地区开始煤层气资源调查, 尝试煤层气地面抽采先导试验。滇黔桂石油指挥部、中联煤层气公司先后在六盘水地区的盘关、青山向斜实施钻井 11 口, 单井最高日产气量低于 500 m^3 , 抽采效果较差。此阶段基本借鉴国外或国内华北地区技术, 有单层开发也有简单的合层开发, 技术较为落后, 地质工程一体化考虑不足, 未获得工业性气流, 但通过资源调查基本摸清了南方主要富煤地区煤层气分布规律及资源潜力。

2.2 技术探索阶段(2010—2020 年)

这一时期国内煤层气勘探开发进入了较快的发展阶段, 煤层气产量从 2011 年的 21 亿 m^3 增加到 2020 年的 67 亿 m^3 。南方煤层气多点突破, 多地开展井组试验, 多煤层开发技术逐步完善, 具有代表性的成果主要为中石化织金区块、中石油筠连区块。中石化华东分公司 2010 年在织金区块岩脚向斜实施 Z2 井、Z3 井, 优选主力煤层采用了两层合压合采的开发方式, 试采获

日产气量 1 000、2 800 m^3 , 率先获得贵州省煤层气勘探突破。在探井突破基础上, 实施钻井 54 口, 开展了不同井型、不同煤层组合、不同压裂方式的单井评价与大小井组试验, 常规压裂下直井产能 1 000~3 500 m^3 , 南方地区第 1 口水平井织 2U1P 日产气量稳产达到了 5 000 m^3 以上, 而后实施的织平 3 水平井稳定日产气(1.1~1.3) 万 m^3 , 已稳产超过一年。基于以上成果, 2023 年提交珠藏次向斜探明储量 113.11 亿 m^3 , 目前投产井 38 口, 日产气 4.9 万 m^3 。中石油浙江油田 2011 年在川南筠连地区实施了 YL1 井稳定日产气量达 1 500 m^3 , 实现川南龙潭组煤层气勘探突破; 2012 年进行筠连沐爱煤层气开采先导试验; 2013—2016 年提交沐爱建产区的煤层气探明储量 93.84 亿 m^3 , 并建成筠连山地煤层气田, 2017 年煤层气产量达到 1 亿 m^3 , 至 2021 年已经连续 5 年实现煤层气年产量 1 亿 m^3 以上稳产^[5]。中联煤层气公司在恩洪、老厂地区实施的多口煤层气直井日产气也超过 1 000 m^3 。

另外, 地方企业也在南方多煤层煤层气勘探中持续探索, 并取得积极进展。贵州水矿奥瑞安在文家坝一矿和文家坝二矿及碾子边矿累计实施多口煤层气井, 文丛 1-2 井最高日产气量 5 900 m^3 , 提交了煤层气探明储量 108.57 亿 m^3 。2014 年贵州省煤层气页岩气工程技术中心在松河地区施工了 9 口井组成的丛式井组, 采用全部可采煤层压裂大跨度合采的开发方式, 所有井日产气量均突破了 1 000 m^3 , 最高日产气突破了 3 000 m^3 。另外, 中国地质调查局在六盘水杨梅树向斜实施的杨煤参 1 井, 直井日产气量最高达到了 5 011 m^3 , 稳产 3 600 m^3 , 在川南高县地区实施的川高参 1、2 井, 最高日产气量达 8 307 m^3 。

这一阶段通过自主技术探索, 在理论认识、开发技术上均取得积极进展, 基本明确了优化合采层位、提高压裂规模、优选实施水平井是提高单井产能的重要手段^[13], 逐步形成了多层叠置煤层气系统理论^[14]、产层组合优化理论^[15]、合采开发单元优化理论^[16], 技术上主要形成了复杂地表浅层空气钻进技术、薄煤层水平井技术、多层分压合压及水平井分段压裂工艺技术、多煤层合层排采技术等。

2.3 技术升级及深部煤层气攻关阶段(2021 年至今)

这一阶段以压裂技术进步及煤层气勘探理念转变为核心。随着中高阶煤有效支撑压裂技术^[17]形成及深部煤层气高含气、游离气-吸附气共存认识的转变^[7,11], 国内中深部、深部煤层气迎来了勘探突破及规模增储快速发展阶段, 鄂尔多斯盆地东缘延川南、大宁-吉县、临兴等多个区块获得深部煤层气勘探突破, 探明储量超 2 000 亿 m^3 , 展现了深部煤层气良好勘探开发前景。

与此同时,有效支撑压裂技术、深部煤层气勘探理论推广至南方多层煤层气勘探开发。2021 年,中石化华东分公司在四川盆地东南缘实施 Y2 井,煤层埋深 1 976 m,采用有效支撑压裂技术,施工排量 15~18 m³/min,总砂量 1 073 m³,直井自喷试采获日产气量 1.8 万 m³,生产阶段日产气量(1.1~1.3)万 m³,目前累产超 500 万 m³,率先实现南方深部煤层气勘探突破^[2]。随后中石油在盆内实施嘉探 1H、宁探 1H 井,煤层埋深超过 3 100、4 000 m,刷新国内煤层气水平井垂深最深纪录,目前两口水平井已完钻。盆外残留向斜深部煤层气也引起业界关注,杨兆彪等^[12]优选游离气、吸附气预测模型,考虑煤级随深度的变化,预测贵州省深部煤层含气量更高,超饱和现象更为明显。华东分公司在织金区块推广应用有效支撑压裂技术,利用织 18 老井上返调层开展多层大规模压裂试验,目前该井日产气量 6 600 m³,处于上产阶段,获多薄煤层直井产气量新高。但值得注意的是,相比于目前勘探开发技术相对成熟的鄂尔多斯盆地,我国南方地区构造、煤体结构更加复杂,煤层多而薄,顶板主要为泥岩等泥质沉积物,对优快钻完井、压裂缝高控制等方面提出了更高的要求。南方深部煤层气地质理论认识及适应性开发技术尚处于探索阶段,但有效支撑压裂技术的成熟将为释放南方丰富煤层气资源提供重要手段。

3 存在问题及开发对策建议

3.1 存在问题

南方地区整体表现出煤层多薄、高含气、资源丰度高的有利条件,多个地区实现勘探突破并开展井组试验,但仍面临单井产量低、产能差异大、效益开发难度大等问题。一是南方地区构造、煤体结构复杂,储层非均质性强,气井产能差异大,高产井均是点上突破,大部分井产能多在 1 000 m³ 左右,且稳产期短。二是压裂工程工艺技术不配套,大规模有效支撑压裂技术已成为鄂尔多斯、沁水盆地主流压裂理念,但南方地区多煤层压裂目前主要采用前期的常规压裂技术,部分企业开始在南方地区探索有效支撑压裂技术,但受制于构造条件、煤岩特性、顶底板条件、地应力等差异,出现压裂沟通断层、压串顶底板等问题,配套压裂工程工艺技术还需要进一步攻关。三是地表条件复杂,制约了平台选址、井位部署,地下地上综合考虑的开发技术政策还需要进一步研究。四是深部煤层气资源尚处于勘探初期,其富集高产规律、有利目标尚不清楚,配套开发技术尚未形成。以上问题导致南方地区煤层气规模增储及开发建产相对缓慢,制约了南方多薄煤层气快速发展。亟需转变思路,借鉴鄂尔多斯盆地深部煤层气成功经验,结合南方

煤层气地质特点,发挥多煤层的优势,优化完善配套技术,形成适合南方地区煤层气地质特点的开发对策。

3.2 开发对策建议

3.2.1 优选构造稳定区,边评价边建产,井组式滚动开发

构造是煤层气甜点评价的关键因素,其决定了煤层气的保存、含气性,也控制着煤体结构的平面差异^[18-19]。尤其南方地区构造相对复杂,构造精细解释及构造稳定区刻画是选区评价、井位部署首要考虑因素。以勘探程度相对较高的岩脚向斜,珠藏、阿弓、三塘次向斜为例(图 5),总面积 605 km²,主体埋深 400~1 100 m,实施二维地震 260 km/10 条,通过二维地震、煤田钻孔,结合地质图,共解释出断层 64 条,逆断层、正断层均有发育,大部分断层切穿地表。根据目前勘探认识,由于地震测网稀疏,控制程度低,实际断层可能更多。2020 年中石化华东在三塘次向斜北翼部署 Z11 井,距离南北断层分别为 474、950 m,该井投产后日产液 5~10 m³,排采 1 a 液面仍无明显下降,未见气后关井,分析认为 Z11 井位于两条断层中间构造破碎带,沟通外来水,导致储层难以降压,一直未产气。

构造及煤体结构复杂的地质特点,加之地表条件复杂,井场选址受限,决定了其难以像鄂尔多斯盆地那样规模增储、连片开发。从南方煤层气探明储量规模来看,单次探明储量一般(40~60)亿 m³,面积一般在 30~50 km²,以小型气田为主,从探明面积到开发可动用面积将进一步缩小。因此,边评价边建产的井组式滚动开发是较适宜南方地区的开发模式,其不但可降低勘探开发风险,也是其地质、地表特点的要求。另外,建议南方煤层气勘探更加重视地震资料的运用,加大地震勘探的投入,优选构造稳定区部署,降低勘探开发风险。

3.2.2 优选主力煤层,多层大规模分层压裂合采

鄂尔多斯盆地延川南煤层气田太原组 10 号煤单层厚度 1.5~2.5 m,含气量 13~19 m³/t,资源丰度(0.4~0.7)亿 m³/km²,通过有效支撑压裂,实现了人工裂缝远距离支撑,直井日产气量达(0.5~1.5)万 m³,水平井日产气量(1.5~4.5)万 m³,实现了薄煤层的高效动用^[20],证实薄煤层配套适宜的开发技术,同样具有良好的开发价值。南方地区龙潭组煤层气资源丰度远高于延川南 10 号煤,贵州省煤层气资源丰度在(0.8~4.31)亿 m³/km²,平均 1.68 亿 m³/km²^[21],四川盆地东南缘煤层气资源丰度平均 1.98 亿 m³/km²^[8]。如何发挥多煤层优势是实现南方地区煤层气高产的关键。中石化在贵州省织金地区勘探实践证实,单井产量与动用煤层厚度、压裂规模成正比^[13],尤其以“大排量、大液量、大砂量”为核心的有效支撑压裂技术,实现了气井产气量大幅增加^[21]。目前,

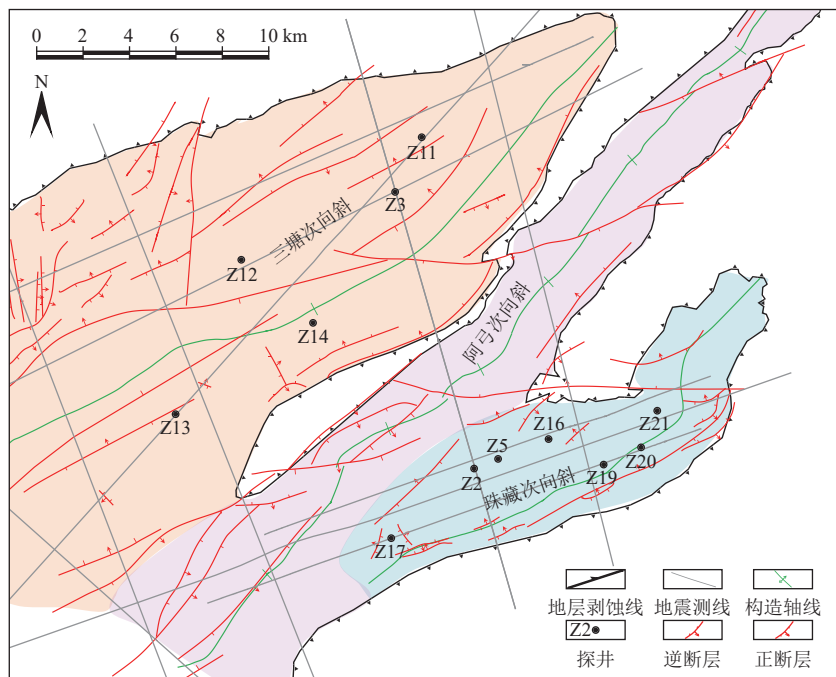


图5 岩脚向斜珠藏、阿弓、三塘次向斜构造纲要

Fig.5 Structural outline map showing the Zhuzang, Agong, and Santang subsynclines of the Yanjiao syncline

虽然部分单位开展了大规模的压裂探索^[10,13],但压裂规模及配套工艺探索攻关远不及鄂尔多斯盆地,单井产量也逊于鄂尔多斯盆地。因此,优选煤体结构好的煤层,通过纵向精细分段、大规模压裂合采的方式,实现直井纵向多层的充分改造,有望达到水平井分段压裂产气效果,实现多薄煤层的高效动用。

3.2.3 优选实施水平井

水平井技术已经成为低渗煤储层提高采收率最有效的手段之一,尤其对于薄储层,水平井优势更加明显^[22]。延川南10号煤层厚1.5~2.5 m,水平井取得日产气量(1.5~4.5)万m³的产气效果^[20]。中石化2014年在织金区块实施织2U1P水平井,煤层厚度1.8 m,水平井段长502 m,该井最高日产气量5 800 m³,累产气量超620万m³。为进一步评价薄煤层水平井适应性,2019年在织金区块实施织平3水平井,该井水平段靶窗穿行23号煤层,厚度1.8 m,水平段长669 m,分8段压裂,初期日产气量3 000~5 000 m³,2023年上产至1.3万m³,目前稳产超过1 a,累产气量680万m³,经济可采储量2 098万m³,其产能及经济可采储量是直井的4~6倍。理论及实践均证实薄煤层水平井同样具有良好的开发效果,根据地质特点及地表条件,定向井、水平井相互结合可提高多煤层开发效果^[23]。尤其在四川盆地,煤层埋深大、含气量高,目前已证实富含游离气,且普遍发育超压系统,水平井应是更加经济有效的动用方式^[24]。中石油在四川盆地部署的NT1H水平井,主力煤层厚3.2 m,埋深4 070 m,试采获日产气量8.06万m³,证实

四川盆地煤层气水平井开发优势。郭涛等^[13]根据织金区块地质特点初步形成不同煤层发育特征下的井型优选标准:煤层间距大,单煤层厚度大于1.8 m,水平井开发具有较好的适应性;纵向煤层分布集中,且厚度在0.8~2.0 m,适宜定向井开发。

3.2.4 加快深部煤层气勘探评价

深部煤层气与浅层相比,具有“高含气、高饱和、煤体结构好、水平地应力差异系数小”的有利地质条件,资源品质更好。鄂尔多斯盆地已形成深部煤层气规模增储上产的良好局面。据最新研究结果^[8,12],南方地区深部煤层气资源量达到13万亿m³,其中,四川盆地东南缘11.98万亿m³,盆外残留向斜1.02万亿m³,盆外残留向斜深部煤层气主要分布于盘关、青山、黔西、金龙、以支塘向斜。深部煤层气可能是南方地区,尤其是四川盆地东南缘煤层气发展的重要方向,目前中石化、中石油均取得深部煤层气的勘探突破,证实良好的勘探开发前景。

4 结论

(1) 南方地区煤层气主要位于四川盆地东南缘及盆外残留向斜,煤层气资源丰富,煤层具有“层数多而薄、累厚大;煤层中-高热演化,高含气;深部高饱和、富含游离气;构造、煤体结构复杂”4大典型特征。

(2) 煤层气勘探开发经历了资源调查与技术借鉴阶段(1989—2009年)、技术探索阶段(2010—2020年)、技术升级及深部煤层气攻关阶段(2021年至今)3个阶段。

相比于目前勘探开发技术相对成熟的鄂尔多斯盆地,我国南方地区构造、煤体结构更加复杂,煤层多而薄,当前正处于有效支撑压裂技术适应性探索评价、深薄煤层气理论认识提升阶段,有望支撑南方煤层气快速发展。

(3) 南方煤层构造、煤体结构、地表“三复杂”,储层非均质性强,针对性提出“优选构造稳定区,边评价边建产,井组式滚动开发;优选主力煤层,多层大规模压裂合采;优选实施水平井;加快深部煤层气勘探评价”4项策略建议。加大地震勘探投入,强化构造精细刻画,是南方多煤层煤层气走向规模化开发的必要途径。

利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

参考文献(References)

- [1] 张道勇,朱杰,赵先良,等.全国煤层气资源动态评价与可利用性分析[J].煤炭学报,2018,43(6):1598-1604.
ZHANG Daoyong, ZHU Jie, ZHAO Xianliang, et al. Dynamic assessment of coalbed methane resources and availability in China[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1598-1604.
- [2] 郭涛,金晓波,武迪迪,等.川东南南川区块龙潭组深部煤层气成藏特征及勘探前景[J].煤田地质与勘探,2024,52(4):60-67.
GUO Tao, JIN Xiaobo, WU Didi, et al. Accumulation characteristics and exploration prospects of deep coalbed methane in the Longtan Formation of the Nanchuan Block on the southeastern margin of the Sichuan Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(4): 60-67.
- [3] 薛冈,郭涛,张烨,等.渝南地区二叠系龙潭组 C_{25} 煤层煤层气基础地质条件分析[J].油气藏评价与开发,2024,14(3):492-503.
XUE Gang, GUO Tao, ZHANG Ye, et al. Analysis of general geological conditions of coalbed methane in coal seam C_{25} of Permian Longtan Formation, south Chongqing[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 492-503.
- [4] 李恒乐,曹运兴,秦勇,等.重庆煤矿区瓦斯赋存特征及地质控制因素[J].煤田地质与勘探,2015,43(2):1-7.
LI Hengle, CAO Yunxing, QIN Yong, et al. Geological control factors and characteristics of gas occurrence in Chongqing coal mining area[J]. Coal Geology & Exploration, 2015, 43(2): 1-7.
- [5] 梁兴,单长安,李兆丰,等.山地煤层气勘探创新实践及有效开采关键技术:以四川盆地南部筠连煤层气田为例[J].天然气工业,2022,42(6):107-129.
LIANG Xing, SHAN Chang'an, LI Zhao Feng, et al. Exploration innovation practice and effective exploitation key technology of mountain coalbed methane: Taking the Junlian Coalbed Methane Field in southern Sichuan Basin as an example[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 107-129.
- [6] 郭涛.贵州省织金区块岩脚向斜煤层气富集高产规律研究[J].煤田地质与勘探,2021,49(2):62-69.
GUO Tao. The enrichment and high yield law of CBM in Yanjiao syncline in Zhijin Block, Guizhou Province[J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(2): 62-69.
- [7] 秦勇,申建.论深部煤层气基本地质问题[J].石油学报,2016,37(1):125-136.
QIN Yong, SHEN Jian. On the fundamental issues of deep coalbed methane geology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(1): 125-136.
- [8] 明盈,孙豪飞,汤达祯,等.四川盆地上二叠统龙潭组深-超深部煤层气资源开发潜力[J].煤田地质与勘探,2024,52(2):102-112.
MING Ying, SUN Haofei, TANG Dazhen, et al. Potential for the production of deep to ultradeep coalbed methane resources in the Upper Permian Longtan Formation, Sichuan Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 102-112.
- [9] 杨晓盈,李玉魁,王理国,等.贵州省过饱和煤层气藏产气规律研究[J].煤炭科学技术,2019,47(4):181-186.
YANG Xiaoying, LI Yukui, WANG Liguang, et al. Study on gas production laws of supersaturated CBM reservoir in Guizhou Province[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(4): 181-186.
- [10] 金军,杨兆彪,秦勇,等.贵州省煤层气开发进展、潜力及前景[J].煤炭学报,2022,47(11):4113-4126.
JIN Jun, YANG Zhaobiao, QIN Yong, et al. Progress, potential and prospects of CBM development in Guizhou Province[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(11): 4113-4126.
- [11] 周德华,陈刚,陈贞龙,等.中国深层煤层气勘探开发进展、关键评价参数与前景展望[J].天然气工业,2022,42(6):43-51.
ZHOU Dehua, CHEN Gang, CHEN Zhenlong, et al. Exploration and development progress, key evaluation parameters and prospect of deep CBM in China[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 43-51.
- [12] 杨兆彪,高为,秦勇,等.贵州深部煤层气地质特征及其资源潜力[J].煤炭学报,2024,49(增刊1):348-361.
YANG Zhaobiao, GAO Wei, QIN Yong, et al. Geological characteristics and resource potential of deep coalbed methane in Guizhou[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(Sup.1): 348-361.
- [13] 郭涛,高小康,孟贵希,等.织金区块煤层气合采生产特征及开发策略[J].煤田地质与勘探,2019,47(6):14-19.
GUO Tao, GAO Xiaokang, MENG Guixi, et al. Combined CBM production behavior and development strategy of multiple coal seams in Zhijin Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2019, 47(6): 14-19.
- [14] 秦勇,熊孟辉,易同生,等.论多层叠置独立含煤层气系统:以贵州织金-纳雍煤田水公河向斜为例[J].地质论评,2008,54(1):65-70.
QIN Yong, XIONG Menghui, YI Tongsheng, et al. On unattached multiple superposed coalbed-methane system: In a case of the Shuigonghe syncline, Zhijin-Nayong Coalfield, Guizhou[J]. Geological Review, 2008, 54(1): 65-70.
- [15] 郭晨,秦勇,易同生,等.煤层气合采地质研究进展述评[J].煤田地质与勘探,2022,50(3):42-57.
GUO Chen, QIN Yong, YI Tongsheng, et al. Review of the progress of geological research on coalbed methane co-production[J].

- Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 42–57.
- [16] 高玉巧, 郭涛, 何希鹏, 等. 贵州省织金地区煤层气多层合采层位优选[J]. 石油实验地质, 2021, 43(2): 227–232.
GAO Yuqiao, GUO Tao, HE Xipeng, et al. Optimization of multi-layer commingled coalbed methane production in Zhijin Area, Guizhou Province[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(2): 227–232.
- [17] 姚红生, 陈贞龙, 郭涛, 等. 延川南深部煤层气地质工程一体化压裂增产实践[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(3): 291–296.
YAO Hongsheng, CHEN Zhenlong, GUO Tao, et al. Stimulation practice of geology–engineering integration fracturing for deep CBM in Yanchuannan Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 291–296.
- [18] 闫霞, 徐凤银, 张雷, 等. 微构造对煤层气的控藏机理与控产模式[J]. 煤炭学报, 2022, 47(2): 893–905.
YAN Xia, XU Fengyin, ZHANG Lei, et al. Reservoir–controlling mechanism and production–controlling patterns of microstructure to coalbed methane[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(2): 893–905.
- [19] 郭涛. 延川南区块煤层气田构造及水文控气作用研究[J]. 煤炭科学技术, 2015, 43(12): 166–169.
GUO Tao. Study on structure and hydrologic gas control role of coalbed methane gas field in Yanchuannan Block[J]. Coal Science and Technology, 2015, 43(12): 166–169.
- [20] 杨松, 刘晓, 申建, 等. 延川南气田近薄层煤层气开发实践及其示范意义[J]. 天然气工业, 2023, 43(8): 90–97.
YANG Song, LIU Xiao, SHEN Jian, et al. Development practice of near–thin bed CBM in the Yanchuannan Gas Field and its demonstration significance[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(8): 90–97.
- [21] 姚红生, 陈贞龙, 何希鹏, 等. 深部煤层气“有效支撑”理念及创新实践: 以鄂尔多斯盆地延川南煤层气田为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 97–106.
YAO Hongsheng, CHEN Zhenlong, HE Xipeng, et al. “Effective support” concept and innovative practice of deep CBM in south Yanchuan Gas Field of the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 97–106.
- [22] 周贤文. 低渗透薄层水平井开发研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2009.
ZHOU Xianwen. Research on low–permeability and thin reservoir development by horizontal wells[D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2009.
- [23] 高弟, 秦勇, 易同生. 论贵州煤层气地质特点与勘探开发战略[J]. 中国煤炭地质, 2009, 21(3): 20–23.
GAO Di, QIN Yong, YI Tongsheng. Geological condition, exploration and exploitation strategy of coal–bed methane resources in Guizhou, China[J]. Coal Geology of China, 2009, 21(3): 20–23.
- [24] 文龙, 罗冰, 孙豪飞, 等. 四川盆地上二叠统龙潭组深层煤岩气成藏地质特征及资源潜力[J]. 天然气工业, 2024, 44(10): 22–32.
WEN Long, LUO Bing, SUN Haofei, et al. Geological characteristics and resources potential of deep coal–rock gas reservoir in the Upper Permian Longtan Formation of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(10): 22–32.

(责任编辑 范章群)