

引用格式:周德华,李倩文,蔡勋育,等.黔西地区红果区块煤层气资源评价与勘探潜力分析[J].油气藏评价与开发,2020,10(4):12-16.

ZHOU D H, LI Q W, CAI X Y, et al. Resource assessment and exploration potential analysis of CBM in Hongguo Block, western Guizhou [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(4): 12-16.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.04.002

黔西地区红果区块煤层气资源评价与勘探潜力分析

周德华¹,李倩文²,蔡勋育¹,陈刚²

(1.中国石化油田事业部,北京 100728;2.中国石化石油勘探开发研究院非常规资源研究所,北京 100083)

摘要:为查明红果区块煤层气勘探潜力,利用煤炭钻孔及煤层气井资料,从地质背景、煤岩煤质、储层物性、含气性和保存条件等入手,系统分析了煤层气富集的基本地质条件,初步评价了煤层气的资源潜力,并对有利富气区进行综合评价与优选。结果认为:红果区块煤储层具有埋深适中(500~1 200 m)、累厚大(10.3~25.8 m)、热演化程度中等(0.9%~2.0%)、含气量高(10.8~26.3 m³/t)等特征,煤层气成藏地质条件优越。综合评价煤层气有利区面积260 km²,资源量422×10⁸ m³,其中I₁类有利区位于向斜东部,演化程度高、割理裂隙发育、压力系数高、保存条件优越,是下一步勘探评价的重点目标区。

关键词:红果区块;煤层气;资源评价;勘探潜力;盘关次向斜

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Resource assessment and exploration potential analysis of CBM in Hongguo Block, western Guizhou

ZHOU Dehua¹, LI Qianwen², CAI Xunyu¹, CHEN Gang²

(1.Sinopec Oilfield Department, Beijing 100728, China; 2.Research Institute of Unconventional Resource, Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: In order to evaluate the CBM exploration potential of Hongguo Block, the basic geological conditions for the enrichment of CBM reservoirs were analyzed from the aspects such as stratigraphic distribution, coal quality, physical characteristics, gas-bearing capacity and preservation conditions by the data of coal drilling and CBM wells. And then the resource potential of CBM was preliminarily assessed. Finally, the favorable gas-rich areas were further optimized. Results show that coal bed in Hongguo Block has the characteristics of moderate burial depth (500~1 200 m), large accumulated thickness (10.3~25.8 m), moderate thermal maturity (0.9%~2.0%) and high gas content (10.8~26.3 m³/t), with superior geological conditions of CBM accumulation. By the comprehensive evaluation, the favorable CBM area is about 260 km² and the amount of resource is about 422×10⁸ m³. The most favorable area type I₁ is located in the east of Panguan syncline, with high thermal evolution degree, developed cleavage and fissure, high pressure coefficient, and superior preservation conditions, which is the primary target area for the next CBM exploration.

Key words: Hongguo Block, CBM, resource assessment, exploration potential, Panguan syncline

黔西地区是我国煤层气资源最为丰富的地区之一,总资源量高达5.022 6×10¹² m³,其中埋藏深度在200~1 500 m的煤层气资源量就占总资源量的50%以上^[1],主要存在于上二叠统龙潭组(P₂l)和长兴组(P₂c)层系内,多分布在褶皱带残留向斜中^[2]。之前研究表明,亦资孔向斜、岩脚向斜、格木底向斜是黔西最为有利的煤层气勘探开发盆地^[1-5],其中亦资孔盆

地含煤面积1 362 km²,含气煤层面积占61.45%,煤层气资源总量3 587.8×10⁸ m³^[4]。红果区块位于亦资孔向斜盘关次向斜(图1),煤层气勘探程度较低,煤层气基本地质条件、有利目标及资源前景等缺乏系统研究和整体评价。因此,本文从区块煤层气成藏地质条件出发,统计分析该区煤田钻孔以及5口煤层气井的煤样相关测试参数以及分布规律,综合煤层

收稿日期:2019-09-25。

第一作者简介:周德华(1968—),男,博士研究生,教授级高级工程师,本刊第二届编委会委员,从事非常规油气勘探开发管理工作。通讯地址:北京市朝阳区朝阳门北大街22号,邮政编码:100728。E-mail:zhoudh@sinopec.com

基金项目:中国石化非常规先导项目“2019年度非常规油气勘探跟踪评价与中长期规划部署研究”(YTBXD-02-05-2019-1)。

展布特征、煤质特征、物性特征、含气性特征和保存条件等,对红果区块煤层气的资源潜力和富气区进行了评价与优选,指出该区块下一步煤层气勘探方向。

1 区域地质概况

红果区块位于贵州省黔西地区六盘水盘县,构造上位于亦资孔向斜西北部盘关次向斜(图1)。自晚二叠世煤系形成以来主要经历了印支运动、燕山运动和喜马拉雅运动,其中燕山期NW-SE向强烈挤压变形和喜山期EW向挤压及右行剪切改造对研究区影响显著;该向斜处于杨梅山和盘县两个大型逆冲断裂构造的上盘,整体上呈一NE向延伸的短轴开阔斜歪倾伏向斜,向斜轴迹在南部发生偏转呈近NS向;北西侧由NW向杨梅山逆冲断裂为界、倾角 $35^{\circ} \sim 70^{\circ}$ 、断裂带长约40 km、断距约800 m、变形较为强烈,南东侧与NNE向盘县逆冲断裂相接、倾角 $50^{\circ} \sim 85^{\circ}$ 、断裂带长约40 km、断距约500~1 500 m,北侧以NW向照子河逆冲断裂为界、倾角 $65^{\circ} \sim 73^{\circ}$ 、断裂带长约40 km、断距约600~800 m。总体上盘关次向斜为一南窄北宽、向西凸出的弧形倾伏向斜,轴向 $NE30^{\circ} \sim 45^{\circ}$,往东北方向发展为一复式向斜,长约45 km,宽12~20 km,含煤面积约605 km²;向斜内部构造较为简单,断裂稀疏,展布方向与褶皱方向一致,地层倾角西陡东缓,总体上对于煤层气成藏较为有利^[4]。

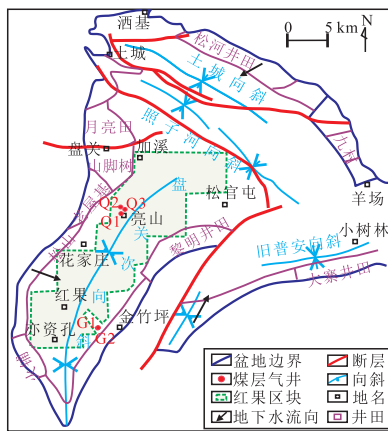


图1 亦资孔向斜盘关次向斜构造
Fig. 1 Structure outline of Panguan syncline in Yizikong Basin

2 煤层气地质特征

2.1 煤层展布特征

红果区块主要发育上二叠统长兴组和龙潭组含煤地层,含煤层23~38层(图2),煤层总厚度

32.09~45.83 m,平均34.4 m,总体上该区煤层分布连续稳定,是中国大陆南方二叠系煤系地层煤层总厚度最大的地区^[6]。全区可采有4层,分别为12号、17号、18号、24号煤层,其中12号和17号煤层在全区分布稳、厚度较大,是煤层气主要勘探目的层。12号煤层厚度一般为1~4 m,具有自向斜中部向南、向北增厚的趋势;17号煤层厚度一般为1~3.5 m,西南部厚度较大。区块煤层埋藏深度较浅(图3),由两翼向轴部埋深逐步增加,轴部地区埋深超过1 500 m,向斜两翼埋深一般小于500 m,其余地区埋深多在1 200 m以浅。从构造和展布来看,盘关区块构造两翼较宽缓,埋深适中,较有利于煤层气勘探和开发。

地层		描述	代表性煤层	
上	长兴组	上段	粉砂岩、泥岩夹7-8层煤	
		下段	粉砂岩、泥岩为主,夹1-4层煤,合并为6号煤层	6号
二	龙潭组	上层	泥质粉砂岩为主,部分夹细砂岩含煤3层	7号
		中上层	泥质粉砂岩为主,部分夹细砂岩含煤3-4层,12号煤层全区可采,含夹矸0-2层	8号
		中下层	标6-16与17煤层间轴部,含3层煤,顶为14煤层,底为16煤层	9号
		下层	轴部至标7顶,粉砂岩为主,夹细砂岩、泥岩薄层和4-10余层煤	12号
统	下段	标7顶以下至厚层玄武岩顶部,以泥质粉砂岩、砂质含煤10余层,顶部23、中部27、下部29-30煤层较好	14号	
		玄武岩 假整合面	16号	
			17号	
			18号	
			19号	
			23号	
			27号	
			29号	
			30号	

图2 六盘水地区地层分层(据陈本金,等^[3]改)
Fig. 2 Stratigraphic division of coal-bearing strata in the Liupanshui area (according to CHEN Benjin, et al^[3])

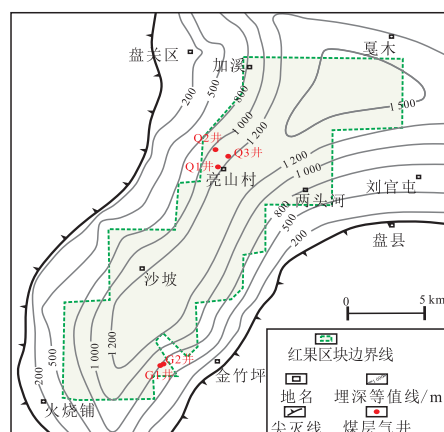


图3 盘关次向斜12号煤层顶面埋深
Fig. 3 Burial depth of 12# coal seam in Panguan syncline

2.2 煤岩煤质特征

区块煤岩演化程度以中等变质程度的肥煤和焦煤为主, R_r 为0.9%~2.0%;自西向东由气煤逐渐

递变为贫煤(图4),成条带状分布,总体上以深成热变质作用为主,东南部叠加岩浆热变质演化程度较高^[6-7],反映该区生烃潜力较大。宏观类型以半暗煤为主,次为半亮煤;煤岩显微组分以镜质组为主,含量为47.7%~95%,平均77%,向斜东翼含量最高达80%以上,垂向上从上到下镜质组含量表现为增大—减小—再增大的变化趋势;惰质组含量为10%~30%,壳质组含量变化较大,为0~21%。

通过对区块各井田煤质特征进行统计发现,研究区灰分产率平均22.86%,各井田基本相当;挥发分产率9.6%~38.45%,平均28.81%(图5),向斜东部低于西部,总体上属于中、高灰分、高挥发分煤。

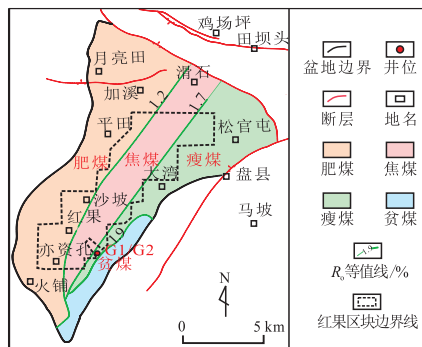


图4 盘关向斜上二叠统煤介分布

Fig. 4 Coal distribution of upper Permian in Panguan syncline

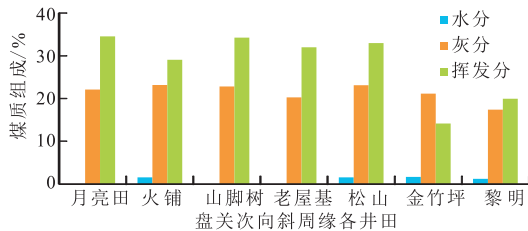


图5 盘关次向斜各井田煤岩组分组成

Fig. 5 Maceral compositions of coal fields in Panguan syncline

2.3 煤储层物性特征

上二叠统煤系中部的厚煤层煤体结构多为粉状、鳞片状,煤系上、下部的煤层煤体结构为块状、碎块状,煤岩割理发育,煤岩割理密度为每5 cm 7~83条^[8],煤层渗透率相对较高^[9]。根据区内5口井的注入压降试井测试成果分析(表1),向斜东翼金竹坪井田渗透率为 $(0.0044 \sim 0.416) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,向斜西翼亮山井田渗透率仅为 $(0.001 \sim 0.0275) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,总体上表现为随着煤层埋深增加渗透率逐渐降低。煤层埋深1000 m以浅的煤岩渗透率相对较好,有利于煤层气开发^[10-11]。

2.4 煤层含气性特征

煤层含气性与煤岩煤质、煤层热演化程度等有

表1 红果区块煤层渗透率统计
Table 1 Permeability of CBM from wells in Hongguo area

试验区	井号	煤层	深度/m	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
亮山井田	Q1	12煤	1 135.8	0.006 220
		18煤	1 180.8	0.002 897
		24煤	1 245.0	0.002 380
	Q2	12煤	1 064.8	0.001 000
		15煤	1 084.0	0.009 560
		Q3	10煤	1 140.6
金竹坪井田	G1	17煤	1 170.4	0.003 680
		7煤	560.0	0.416 000
	G2	3煤		0.017 300
		9煤		0.004 400

关^[12]。一般来说,煤层热演化程度高、挥发分高则煤层含气量亦高,煤的吸附能力越强^[13]。依据5口钻井煤心样品的解吸测试数据,含气量为 $10.98 \sim 26.3 \text{ m}^3/\text{t}$,整体含气量较高,且随着煤层埋深增大而增高,明显具有向斜核部控气特征(图6)。煤样的等温吸附试验显示,Langmuir(兰氏)体积为 $19.82 \sim 31.36 \text{ m}^3/\text{t}$,Langmuir压力为 $1.22 \sim 3.13 \text{ MPa}$,表明该区煤层具有较好的吸附能力,这也是含气量相对较高的原因之一。

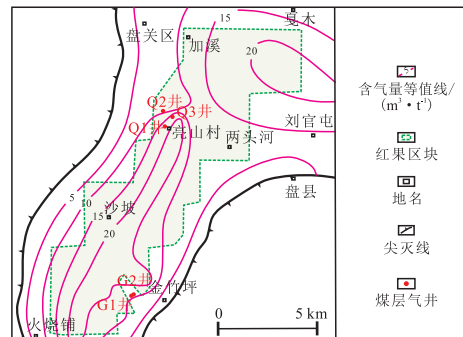


图6 盘关次向斜12号煤层含气量分布

Fig. 6 Gas content distribution of 12# coal seam in Panguan syncline

2.5 保存条件

2.5.1 顶底板的封盖作用

研究区主力煤层12号和17号煤层的顶、底板均以泥岩、粉砂岩为主,厚度多在3 m以上,稳定性较好,作为直接盖层为煤层提供了一个相对封闭的储存体系。此外,盆地范围内还存在一套分布稳定、厚度较大的区域盖层,即主力煤层上覆的三叠统飞仙关组地层,分布范围广泛,多为泥岩、粉砂岩等细碎屑岩组成,厚度大,最大780 m,一般在500 m以上,其中泥岩、粉砂质泥岩累厚约200 m,可作为区域性盖层;并且煤系地层中泥岩广泛分布,主要可采煤层的顶、底板多为泥岩、粉砂岩。因此,研究区煤层顶

底板岩性及分布对于区块煤层气的保存较为有利,含气量整体较高^[8]。

2.5.2 水文地质条件的控制作用

盘关次向斜是一个残留向斜盆地,地下水的补给源主要为煤系露头,大气降水和地表水从煤系露头顺层向深部煤系补给,抑制了深部区煤层气向外移散,形成地下水封堵,地层含水量小,地下水循环深度不大^[12-15]。根据煤层气井排采试验显示,Q1井日产水0.4~2.6 m³,Q2井日产水0.2~1.8 m³,表明该区煤系地层含水性较弱。这主要是由于煤系上覆下三叠统飞仙关组的泥岩、粉砂质泥岩和煤系下部峨眉山玄武岩具有较好的隔水性和封闭性。研究区煤层水文地质条件为弱径流一滞流环境,距离断层相对较远,避免了断层的错动促使煤系含水性变得复杂,对煤层气的保存有利(图1)。

2.5.3 储层压力的控制作用

煤层气主要以吸附状态存在,煤储层压力越高对甲烷的吸附能力就越强,煤层气越有利于富集成藏^[13,16]。在区块西翼的金竹坪区块和东翼的亮山区块,共实施了4口井7个层次煤层的注入/压降试井,统计显示煤储层实测压力为6.598~12.896 MPa,储层压力系数为0.82~1.2,总体上属于正常压力范围;受煤层埋深影响显著,自向斜两翼向轴部随着煤层埋藏深度的增加储层压力增高,该区煤层含气量的分布也基本呈现这一规律,煤层气储集条件由向斜两翼向轴部逐渐变好;该区煤田勘探过程中在煤层段发生过瓦斯喷出、涌水或气水同喷现象^[7],反映该区总体上煤层气保存条件较好^[18](图7)。

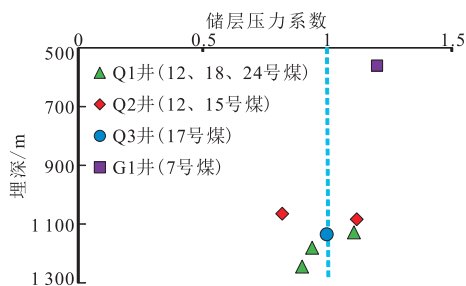


图7 红果区块储层压力系数随埋深变化

Fig. 7 Pressure coefficient distribution of coal reservoir in Hongguo area

3 煤层气富集目标评价

3.1 煤层气资源评价

通过对研究区煤层的煤岩煤质特征、含气性特

征、储集条件及保存条件综合分析,认为研究区具有埋深适中(500~1 200 m)、累厚大(10.3~25.8 m)、热演化程度中等(0.9%~2.0%)、含气量高(10.8~26.3 m³/t)的特征。综合评价出红果区块煤层气有利区面积260 km²,煤层气资源量422×10⁸ m³,资源丰度1.62×10⁸ m³/km²。

3.2 有利目标优选

综合评价研究区煤层厚度、含气量、变质程度、压力系数等参数^[19-20],重点考虑埋深关键参数(研究区煤层厚度、含气量等资源条件优越,平面上差异较小,埋深成为影响开发效果的关键参数),建立了适用于红果区块煤层气综合选区评价标准,如表2所示,优选出3类有利区(图8)。

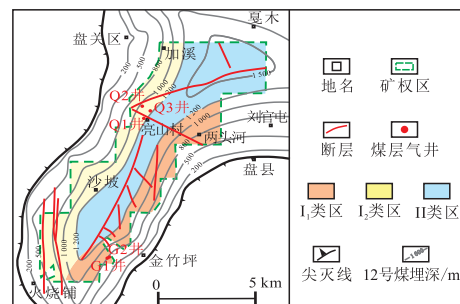


图8 红果区块综合评价

Fig. 8 Comprehensive evaluation of Hongguo area

I类有利区位于向斜东部,靠近异常热变质带,煤岩热演化程度高,煤岩割理裂隙发育,G2在该区407 m处钻遇9号煤层,经测试压力系数1.32,证明该区保存条件优越,同时地表条件相对较平缓,表明I类有利区是下一步勘探评价的重点目标区;II类有利区位于向斜西部,含气量较I类区略低,压力系数0.8~1.1,是下一步有利的接替目标区;向斜核部区域为III类目标区,煤层倾角较大,埋深超过1 200 m,在现有开发技术条件下不具备经济性。

4 结论

红果区块具有埋深适中(500~1 200 m)、累厚大(10.3~25.8 m)、热演化程度中等(0.9%~2.0%)、含气量高(10.8~26.3 m³/t)的特征,主力煤层煤体结构主要为碎裂煤,割理发育,煤层气地质条件优越。

结合煤层埋深、含气量、变质程度、压力系数等参数,综合评价出煤层气有利区面积260 km²,煤层气资源量422×10⁸ m³,资源丰度1.62×10⁸ m³/km²,其中,I类有利区位于向斜东部,靠近异常热变质带,煤

表2 红果区块煤层气综合评价标准
Table 2 Comprehensive evaluation standard of CBM in Hongguo area

评价级别	煤层埋深/m	煤层累厚/m	含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	R _g %	压力系数	面积/km ²	资源量/10 ⁸ m ³
I ₁	500~1 200	32.09~45.83	10~25	1.2~1.8	>1.1	60	108
I ₂	500~1 200		10~20	0.9~1.2	0.8~1.1	82	132
II	>1 200		8~20	0.9~1.4		119	182

岩热演化程度高,煤岩割理裂隙发育,是勘探评价的重点目标区;I₂类有利区主要位于向斜西部,压力系数显示为常压区,是下一步有利的接替目标区;而向斜核部区域为II类区,资源落实,但埋深超过1 200 m,现有经济技术条件下开发难度较大。

参考文献

- 王国司,刘诗荣,邬炳钊.贵州西部煤层气资源勘探前景[J].天然气工业,2001,21(6):23-26.
WANG G S, LIU S R, WU B Z. Exploration prospects for coal-bed gas resource in West Guizhou[J]. Natural Gas Industry, 2001, 21(6): 23-26.
- 邬云龙,王旭,韩永辉,等.六盘水煤层气勘探开发前景分析[J].天然气工业,2003,22(3):4-7.
WU Y L, WANG X, HAN Y H, et al. Analyzing the prospect of coal-bed methane exploration and development at Liupanshui[J]. Natural Gas Industry, 2003, 22(3): 4-7.
- 陈本金,温春齐,曹盛远,等.贵州六盘水煤层气勘探开发有利目标区优选[J].西南石油大学学报(自然科学版),2010,32(3):56-60.
CHEN B J, WEN C Q, CAO S Y, et al. Determination of favorable target areas of coal bed methane exploration and production in Liupanshui, Guizhou[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2010, 32(3): 56-60.
- 蒋琦.黔西盘关地区龙潭组煤层气系统沉积控制作用[D].北京:中国地质大学,2018.
JIANG Q. The Sediment controls of coalbed methane system about the Longtan formation of the Panguan area in Western Guizhou[D]. Beijing: China University of Geosciences, 2018.
- 穆福元,王红岩,吴京桐,等.中国煤层气开发实践与建议[J].天然气工业,2018,38(9):55-60.
MU F Y, WANG H Y, WU J T, et al. Practice of and suggestions on CBM development in China[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(9): 55-60.
- 高为,易同生,金军,等.贵州松河井田煤层气地面抽采潜力分析[J].煤矿安全,2016,47(8):190-193.
GAO W, YI T S, JIN J, et al. Potential analysis of coalbed methane drainage in Guizhou Songhe coal mine[J]. Safety in Coal Mines, 2016, 47(8): 190-193.
- 窦新钊.黔西地区构造演化及其对煤层气成藏的控制[D].北京:中国矿业大学,2012.
DOU X Z. Tectonic evolution and its control on coalbed methane reservoiring in Western Guizhou[D]. Beijing: China University of Mining and Technology, 2012.
- 王旭,邬云龙,秦晓庆,等.浅析六盘水亦资孔盆地煤层气勘探开发前景[J].石油与天然气地质,2004,25(3):309-313.
WANG X, WU Y L, QIN X Q, et al. Prospects for exploration and development of coalbed methane in Yizikong basin in Liupanshui area[J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(3): 309-313.
- 陈贞龙,汤达祯,许浩.黔西滇东地区煤层气储层孔隙系统与可采性[J].煤炭学报,2010,35(Z1):158-163.
CHEN Z L, TANG D Z, XU H, et al. The pore system properties of coalbed methane reservoirs and recovery in western Guizhou and eastern Yunnan[J]. Journal of China Coal Society, 2010, 35(Z1): 158-163.
- 王勃,姚红星,王红娜,等.沁水盆地成庄区块煤层气成藏优势及富集高产主控地质因素[J].石油与天然气地质,2018,39(2):366-372.
WANG B, YAO H X, WANG H N, et al. Favorable and major geological controlling factors for coalbed methane accumulation and high production in the Chengzhuang Block, Qinshui Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2): 366-372.
- 王镜惠,王美冬,田锋,等.高煤阶煤层气储层产气能力定量评价[J].油气地质与采收率,2019,26(4):105-110.
WANG J H, WANG M D, TIAN F, et al. Quantitative evaluation of production capacity of high rank coalbed methane reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(4): 105-110.
- 邵龙义,王学天,张家强,等.滇东北地区煤层气富集特征及勘探目标优选[J].天然气工业,2018,38(9):17-27.
SHAO L Y, WANG X T, ZHANG J Q, et al. CBM accumulation characteristics and exploration target selection in northeastern Yunnan, China[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(9): 17-27.
- 杨显成,蒋有录,杨昕睿,等.煤层气含量的主控因素——以卡拉哈里盆地XX区块为例[J].油气地质与采收率,2018,25(1):56-60.
YANG X C, JIANG Y L, YANG X R, et al. Study on main controlling factors of the coalbed methane content: A case study of Block XX in Kgalahari Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(1): 56-60.
- 王国司.贵州亦资孔盆地煤层气资源简介[J].天然气工业,2003,23(2):126-127.
WANG G S. Brief introduction of coalbed methane resources in Yizikong Basin, Guizhou Province[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(2): 126-127.
- 窦新钊,姜波,秦勇,等.黔西盘县地区煤层气成藏的构造控制[J].高校地质学报,2012,18(3):447-452.
DOU X Z, JIANG B, QIN Y, et al. Tectonic control of coalbed methane reservoirs in Panxian, Western Guizhou[J]. Geological Journal of China Universities, 2012, 18(3): 447-452.
- 罗腾文,屈红军.胡家河井田煤层气赋存规律研究[J].非常规油气,2017,4(3):36-43.
LUO T W, QU H J. Study on occurrence regularity of coalbed methane in Hujiahe coal field[J]. Unconventional Oil & Gas, 2017, 4(3): 36-43.
- 桂宝林.黔西滇东煤层气地质与勘探[M].昆明:云南科技出版社,2001.
GUI B L. Geology and exploration of coalbed methane in West Guizhou and East Yunnan[M]. Kunming: Yunnan Science and Technology Press, 2001.
- 吴财芳,王聪,姜玮.黔西比德—三塘盆地煤储层异常高压形成机制[J].中国地质大学学报,2014,39(1):73-78.
WU C F, WANG C, JIANG W. Abnormal high-pressure formation mechanism in coal reservoir of Bide-Santang Basin, Western Guizhou Province[J]. Journal of China University of Geosciences, 2014, 39(1): 73-78.
- 郭晨,卢玲玲.黔西煤层气成藏特性空间分异及其对开发的启示[J].煤炭学报,2016,41(8):2006-2016.
GUO C, LU L L. Spatial distribution and variation of coalbed methane reservoir characteristics and its significance for CBM development in Western Guizhou[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(8): 2006-2016.
- 陈刚,胡宗全.鄂尔多斯盆地东南缘延川南深层煤层气富集高产模式探讨[J].煤炭学报,2018,43(6):1572-1579.
CHEN G, HU Z Q. Discussion on the model of enrichment and high yield of deep coalbed methane in Yanchuannan area at Southeastern Ordos basin[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1572-1579.

(编辑 徐佩)