

2-25-2024

Deep coal reservoirs in the Ningwu Basin: Geothermal field characteristics and their effects on gas-bearing properties

XI Zhaodong

School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China, xizhaod@cugb.edu.cn

TANG Shuheng

School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China, tangsh@cugb.edu.cn

LIU Zhong

Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu 062550, China

See next page for additional authors

Follow this and additional works at: <https://cge.researchcommons.org/journal>



Part of the [Earth Sciences Commons](#), [Mining Engineering Commons](#), [Oil, Gas, and Energy Commons](#), and the [Sustainability Commons](#)

Recommended Citation

XI Zhaodong, TANG Shuheng, LIU Zhong, et al. (2024) "Deep coal reservoirs in the Ningwu Basin: Geothermal field characteristics and their effects on gas-bearing properties," *Coal Geology & Exploration*: Vol. 52: Iss. 2, Article 11.

DOI: 10.12363/issn.1001-1986.23.07.0408

Available at: <https://cge.researchcommons.org/journal/vol52/iss2/11>

This Foundational Theory and Evaluation is brought to you for free and open access by Coal Geology & Exploration. It has been accepted for inclusion in Coal Geology & Exploration by an authorized editor of Coal Geology & Exploration. For more information, please contact 380940179@qq.com.

Deep coal reservoirs in the Ningwu Basin: Geothermal field characteristics and their effects on gas-bearing properties

Authors

XI Zhaodong, TANG Shuheng, LIU Zhong, QU Xiaorong, ZHANG Pengbao, SU Yufei, and ZHANG Qian



移动阅读

郝兆栋, 唐书恒, 刘忠, 等. 宁武盆地深部煤储层地温场特征及其对含气性的影响[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 92-101. doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.07.0408

XI Zhaodong, TANG Shuheng, LIU Zhong, et al. Deep coal reservoirs in the Ningwu Basin: Geothermal field characteristics and their effects on gas-bearing properties[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 92-101. doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.07.0408

宁武盆地深部煤储层地温场特征及其对含气性的影响

郝兆栋¹, 唐书恒^{1*}, 刘忠², 屈晓荣³, 张鹏豹², 苏育飞³, 张迁¹

(1. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083; 2. 中国石油华北油田勘探开发研究院, 河北任丘 062550; 3. 山西省煤炭地质勘查研究院, 山西太原 030000)

摘要: 温度是影响深部煤储层含气性的重要因素, 继而影响深部煤层气的开发效果。因此, 明确煤储层地温条件及其对深部煤储层含气性的影响是系统认识深部煤层气富集特征及生产规律的关键。宁武盆地太原组 9 号煤层埋深大于 1 000 m 的面积占比超过 90%, 盆地腹部煤层埋深基本大于 1 500 m, 最大埋深超过 2 500 m, 属于典型的深部煤层气。以宁武南区块为例, 基于井温测井数据、实验测试数据、录井资料及试井资料, 确定宁武南煤储层地温场特征及其对含气性的影响效应。结果显示, 宁武南区块 9 号煤储层温度为 15.5~40.1℃, 与煤层埋深具有显著的正相关性, 地温梯度为 1.27~1.95℃/hm, 平均为 1.52℃/hm, 显示出低地温场特征。研究区煤储层含气饱和度为 40.1%~93.7%, 平均为 71.7%, 显示出深部煤储层低含气饱和度的特征。随着埋藏深度的增加, 较低的地温梯度使得研究区煤储层温度增加缓慢, 导致在相似埋深下, 温度对研究区深部煤储层吸附能力的负效应显著低于大宁-吉县、临兴等深部煤层气区块, 使得研究区煤储层吸附气向游离气的转换深度加深且转换比例降低。低地温条件是影响研究区深部煤层含气性的重要因素之一, 继而影响其可开采程度。在深部煤层气的勘探开发中应重视煤储层地温条件的研究。

关键词: 宁武盆地; 深部煤层气; 地温梯度; 地温场; 含气性

中图分类号: P618.13 文献标志码: A 文章编号: 1001-1986(2024)02-0092-10

Deep coal reservoirs in the Ningwu Basin: Geothermal field characteristics and their effects on gas-bearing properties

XI Zhaodong¹, TANG Shuheng^{1*}, LIU Zhong², QU Xiaorong³, ZHANG Pengbao², SU Yufei³, ZHANG Qian¹

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu 062550, China; 3. Shanxi Coal Geology Surveys Research Institute, Taiyuan 030000, China)

Abstract: Temperature acts as an important factor affecting the gas-bearing properties of deep coal reservoirs, further affecting the development performance of deep coalbed methane (CBM). Therefore, ascertaining the geothermal conditions of coal reservoirs and their effects on the gas-bearing properties of deep coal reservoirs is critical to the systemic understanding of the enrichment characteristics and production patterns of deep CBM. For coal seam No.9 in the Taiyuan Formation within the Ningwu Basin, over 90% of the area has burial depths exceeding 1 000 m. In the hinterland of the basin, coal seams generally exhibit burial depths greater than 1 500 m, with a maximum exceeding 2 500 m. These findings suggest typical deep CBM. Based on the log data, experiments data, and well test data, this study determined the geothermal field characteristics of the coal reservoirs in the Ningwunan block and their effects on the gas-bearing properties. The results show that coal seam No.9 in the Ningwunan block exhibits reservoir temperature ranging between 15.5℃ and 40.1℃ and there is a significant positive correlation between the reservoir temperature and the burial depth. The coal reservoirs have geothermal gradients ranging from 1.27 to 1.95℃/hm, with an average of 1.52℃/hm, indicat-

收稿日期: 2023-07-12; 接收日期: 2023-11-27

基金项目: 国家自然科学基金项目(42272197, U1910205)

第一作者: 郝兆栋, 1991 年生, 男, 河北任丘人, 博士, 副教授, 从事非常规天然气勘探与开发研究. E-mail: xizhaod@cugb.edu.cn

*通信作者: 唐书恒, 1965 年生, 男, 河北正定人, 博士, 教授, 博士生导师, 从事非常规天然气勘探与开发研究. E-mail: tangsh@cugb.edu.cn

ing the characteristics of low geothermal fields. These reservoirs demonstrate gas saturation ranging from 40.1% to 93.7%, with an average of 71.7%, suggesting low gas saturation of the deep coal reservoirs. With an increase in the burial depth, the coal reservoir temperature increases slowly due to the low geothermal gradients. This results in significantly reduced negative effects of temperature on the adsorption capacity of deep coal reservoirs in the study area compared to deep CBM-bearing blocks at similar burial depths, such as Daning-Jixian and Linxing. Accordingly, the depth at which adsorbed gas transitions into free gas increases for coal reservoirs in the study area, with the transition ratio between both types of gases decreasing. Low temperature serves as an important factor affecting the gas-bearing properties of deep coal reservoirs in the study area, further influencing their recoverable degree. Therefore, the geothermal conditions of coal reservoirs should be highlighted in the exploration and recovery of deep CBM.

Keywords: Ningwu Basin; deep coalbed methane; geothermal gradient; geothermal field; gas-bearing properties

对煤层气进行勘探开发不仅能够减少瓦斯爆炸事故,提高煤矿安全生产水平,同时煤层气作为一种重要的清洁能源,有利于优化国家能源结构,助力实现“碳达峰、碳中和”目标^[1-2]。第四轮全国煤层气资源评价结果表明国内煤层气资源丰富,地质资源量达到 $29.82 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采资源量达到 $12.51 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。其中 1 000 m 以深的煤层气资源量约为 1 000 m 以浅资源量的 2 倍,这是我国能够大规模开展煤层气勘探开发,尤其是针对深部煤层气进行勘探开发的重要资源基础^[3-4]。

早在 21 世纪初,美国在皮森斯盆地已经实现了埋深超过 1 500 m 煤层气单井日均稳产气量达万方的突破。近几年,我国在沁水、鄂尔多斯、准噶尔等盆地开展了针对不同煤阶煤的深部煤层气系列研究工作。大宁-吉县区块埋深超 2 000 m 的吉深 6-7 平 01 井实现了煤层气日产气量十万方的突破^[5-6]。深部煤层气勘探开发的突破能够助力煤层气产业开始走出“储量多、产量低”的困境,有力地抓住了历史机遇。相比于中浅层煤层气,深部煤层气地质条件及开发特征更为复杂,而这种复杂性就源于深部煤储层处于高温和高压的条件下^[7-8]。因此,针对深部煤层气开展的研究主要集中于高温、高压条件下的煤层含气性、孔渗性、力学性质、裂缝扩展等变化规律。

富含游离气是深部煤层气井见气时间快、单井产气量高且产水量低的重要因素。深部煤储层游离气含量可以达到 30% 甚至更高,而开井即见气的实际开发特征也证实深部煤层富含游离气^[9-11]。温度是直接影响深部煤层气吸附-解吸的重要因素,进而控制着煤层中吸附气-游离气的比例关系。等温吸附、热模拟等实验方法及分子模拟、数值模型等技术手段是研究温度对煤储层含气赋存状态的主要方法,总体上认为温度的增加使得煤储层的吸附能力降低^[12-14],使得部分吸附气向游离气转换。值得注意的是,不同压力、不同煤阶条件下温度对煤储层吸附-解吸的影响具有显著差别^[15-16]。然而,当前缺乏对深部煤储层地温场特征的系统研究。孟召平等^[17]系统研究了沁水盆地煤储层地温场特征,

认为沁水盆地煤储层温度和地温梯度均偏低,且低地温异常区煤层气井日产气量普遍较低。

当总含气量一定时,在某深度以下,温度的增加使得煤储层吸附能力开始减小,吸附气向游离气转换,含气赋存状态发生变化。由于不同区块的地质背景存在显著差异,导致其地温场特征不同,进而使得不同区块深部煤储层吸附气-游离气比例出现变化的深度存在差异。而当前对于“深度(深层)”的内涵以及“深部(深层)”对含气性的影响机制均未有深入研究。高温是深部地层的重要特征,是影响深部煤层气富集并制约其开发效果的关键参数,应准确揭示深部煤储层地温条件对煤储层含气性的控制机制。

以宁武盆地为例,基于宁武南区块实际井温测井数据确定煤储层地温场特征,结合等温吸附实验、实测含气量等测试资料明确宁武南区块煤储层含气性,厘清研究区现今地温场特征对深部煤储层含气赋存状态的影响,以期为深部煤层气进一步勘探开发提供借鉴和指导。

1 区域地质概况

宁武盆地邻近鄂尔多斯盆地东缘及沁水盆地,是华北克拉通东部和西部陆块的过渡地带^[18-19],是晚古生代成煤期后受多期构造运动挤压抬升形成的 NE-NNE 向狭长带状展布的山间构造盆地(图 1)。现今残留盆地内部由西向东的地质构造表现为稳定弱变形区(鄂尔多斯盆地)、过渡变形区(沁水盆地及宁武盆地)以及较强破坏区(渤海湾盆地)的明显变形差异^[20-21](图 1)。

从行政区划来看,宁武盆地位于山西省中北部,面积约 $4\,000 \text{ km}^2$ 。宁武南区块位于宁武盆地最南部,面积约 607 km^2 。宁武盆地煤层主要形成于石炭-二叠纪,含煤 5-8 层,4 号、9 号和 11 号为主要可采煤层,其中,太原组 9 号煤层厚度最大,平均在 10 m 以上。在实际勘探开发中发现宁武盆地在具有丰富的煤炭资源外,煤层气资源也较为富集^[22-23],9 号煤层是煤层气勘探开发的主力煤层(图 2)。

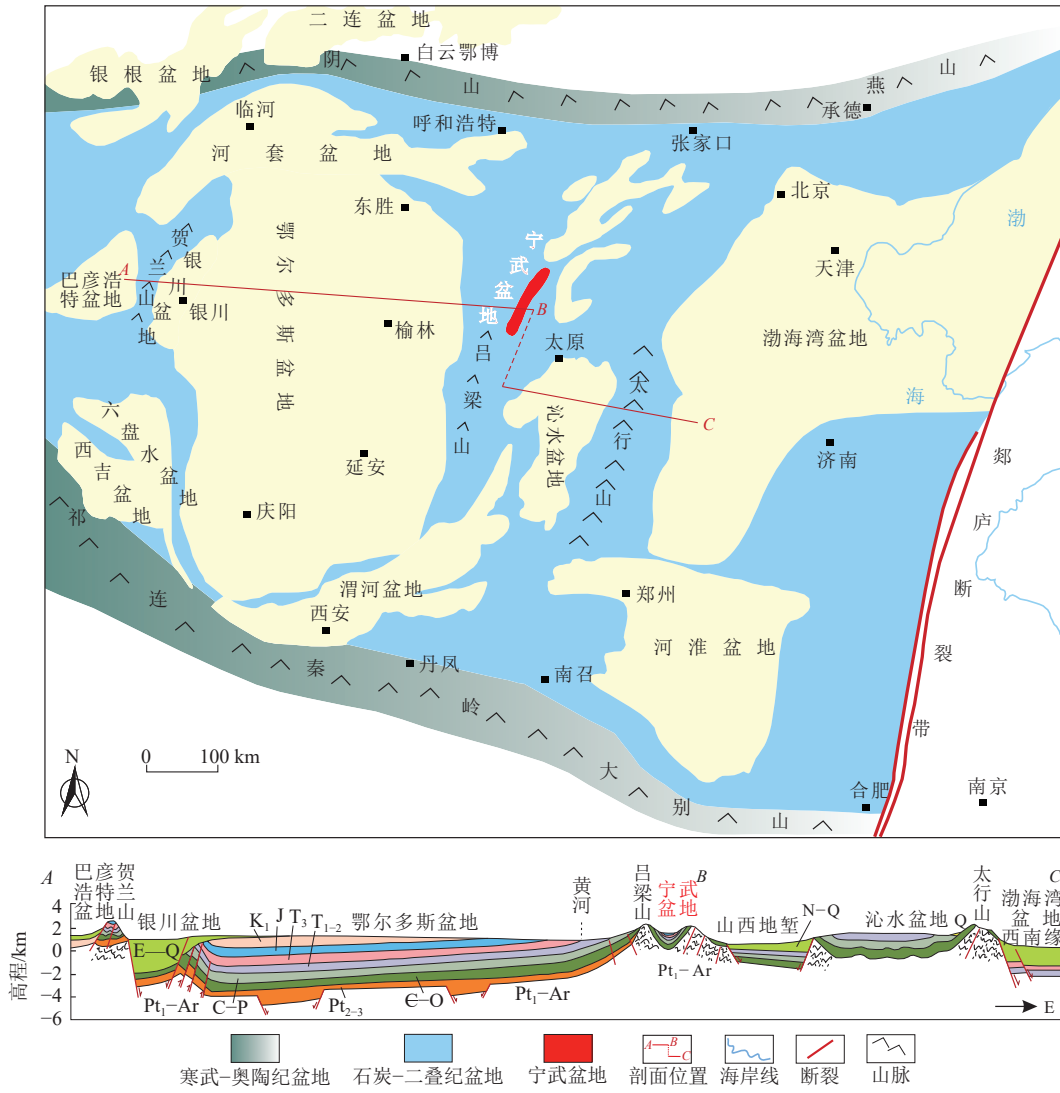


图 1 鄂尔多斯、宁武、沁水等盆地分布范围及地质剖面图^[21]

Fig.1 Distribution scopes and geological sections of basins such as Ordos, Ningwu, and Qinshui^[21]

宁武盆地煤层埋深具有由盆缘向腹部逐渐增加的趋势(图 2), 盆缘被断层围限, 腹部地层较为平缓, 是煤层气勘探开发的主体。研究区 9 号煤层埋深主要分布在 500~2 500 m, 深于 1 000 m 的面积占比达到 90%, 腹部地区煤层埋深基本超过 1 500 m, 显示出研究区具有深部煤层气勘探开发的前景。

2 煤储层地温场特征

2.1 井温测井数据

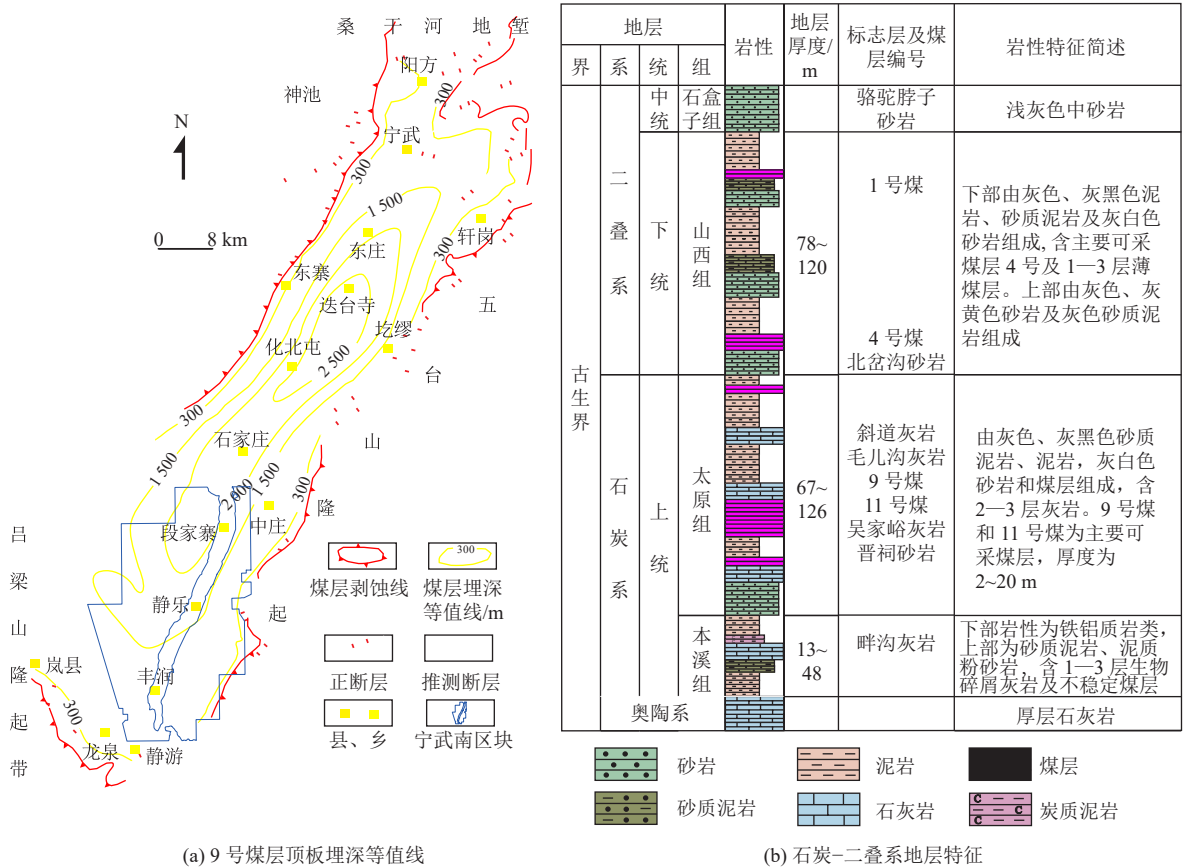
井温测井方式分为动态井温测试和静态井温测试, 静态井温测试数据广泛应用于地温场的相关研究^[17, 24-25]。其中关井超过 72 h 后进行测试所得数据称为近似稳态数据, 由于关井时间相对较短, 井液温度未与原始岩层达到完全平衡, 其与原始地层温度可能存在一定偏差。当关井时间超过数天甚至数月、数年后进行测试所得数据称为稳态数据, 其与原始地层温度基本一致^[25-26]。

稳态数据的获取需要将钻孔保存较长时间, 大范围测试受限。

研究区太原组 9 号煤层底板埋深与完钻深度相距 52.36~110.44 m, 平均为 82.36 m, 基本属于井段底部地层。本文统计了部分已发表的稳态与近稳态数据^[17, 26-28], 发现其温度差值介于 0.7~5.2℃, 其中 80% 以上钻井的稳态与近稳态数据差小于 1.5℃。本次研究选取宁武南 11 口钻井的井温测井数据全部为静井时间超过 72 h 的近似稳态数据, 认为满足研究煤储层地温场特征的需要。

2.2 现今地温场特征

宁武南 9 号煤储层温度介于 15.5~40.1℃, 平均为 27.6℃, 与埋藏深度存在明显的正相关性(图 3a)。从区域来看, 9 号煤储层温度具有由边缘向腹部、由南向北增加的趋势, 与 9 号煤顶板埋深变化趋势一致(图 4a, 图 4b)。埋深小于 1 500 m 的煤储层温度平均低于 25℃,



(a) 9号煤层顶板埋深等值线

(b) 石炭-二叠系地层特征

图 2 宁武盆地 9 号煤层埋深及宁武南区块位置^[22]

Fig.2 Burial depth of coal seam No.9 and the location of the Ningwunan block^[22]

埋深大于 1 500 m 的煤储层温度平均高于 30℃。

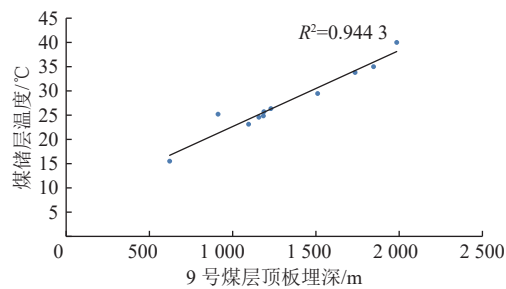
地温梯度是研究某一地区地温场特征的重要参数，采用以下公式进行计算：

$$G = \frac{t_c - t_0}{H_c - H_0} \quad (1)$$

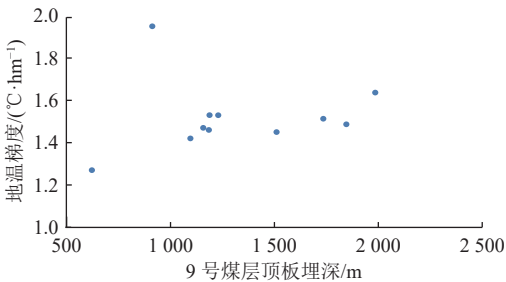
恒温带温度和厚度可通过恒温观测孔的观测结果准确获取^[28]。然而，恒温观测孔常应用于煤矿，在煤层气区块较少布置，因此，恒温带温度和厚度主要依据研究区钻井井温测井数据、当地年平均气温及前人研究结果综合确定。宁武南区块恒温带温度 t_0 取 8℃，恒温带厚度 H_0 为 30 m。

计算结果显示，宁武南区块煤储层地温梯度介于 1.27~1.95℃/hm，平均为 1.52℃/hm。地温梯度随着埋深的增加略有增大(图 3b)。从区域来看，地温梯度总体呈东南向西北增加的趋势(图 4c)，具有区块北部地温梯度总体高于南部的特征，与 9 号煤层南浅北深的埋深分布趋势存在相似性。埋深小于 1 000 m 的区域地温梯度平均低于 1.5℃/hm，埋深大于 1 500 m 的煤储层地温梯度平均高于 1.5℃/hm，但总体变化范围不大。与沁水盆地(地温梯度平均约为 2.0℃/hm)和鄂尔多斯盆地东缘(地温梯度平均约为 2.8℃/hm)的主要煤层气区块或煤矿区相比，研究区现今地温场表现为显著的低地温梯度“冷盆”的特征。

根据孟召平等^[17]对沁水盆地地温场等级的划分(表 1)，研究区地温场为地温低异常区，其恒温带温度、



(a) 埋深与煤储层温度相关关系



(b) 埋深与煤储层地温梯度的相关关系

图 3 研究区 9 号煤层顶板埋深与地温场参数相关性

Fig.3 Correlations between the roof's burial depth and geothermal field parameters of coal seam No.9 in the study area

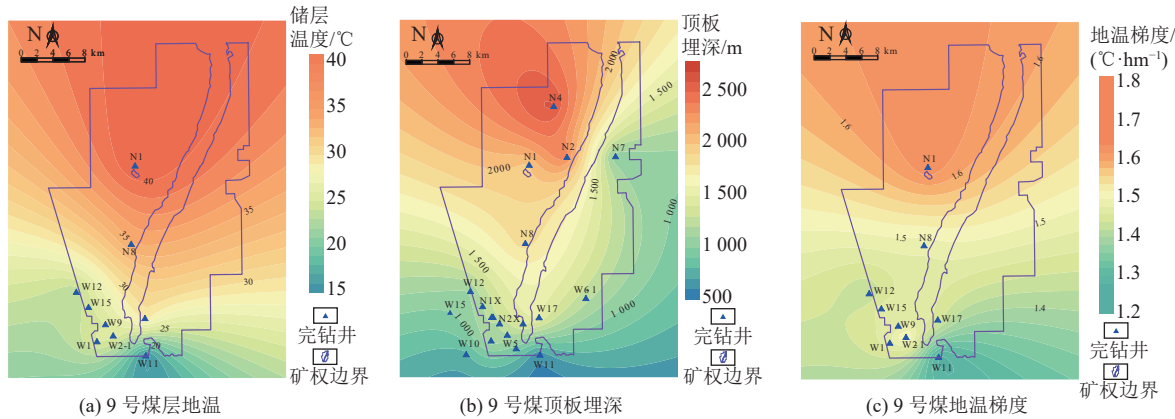


图 4 宁武南地温场特征及 9 号煤层顶板埋藏深度等值线

Fig.4 Geothermal field in the Ningwunan block and the contour map of the roof's burial depth of coal seam No.9

厚度、煤储层温度、地温梯度等参数基本类似于沁水盆地的地温低异常区(如阳泉矿区、赵庄区块、寺家庄井田)。研究区煤储层地温低异常现象可能与地层岩性分

布及其热导率、水文地质条件(煤层气井产水量高且地层水矿化度低)及构造演化特征相关(断层发育、地层抬升幅度大)。

表 1 据沁水盆地地温场特征的地温场类型划分^[17]

Table 1 Classification of geothermal fields in the study area based on the characteristics of geothermal fields in the Qinshui Basin^[17]

地温场类型	地温低异常型	地温正常型			地温高异常型
		正常偏低型	正常型	正常偏高型	
地温梯度/(°C·hm ⁻¹)	< 1.6	1.6~2.0	2.0~3.0	3.0~3.5	> 3.5

3 低地温场制约下的煤储层含气结构

3.1 煤储层吸附性控制因素

本次共采集宁武南不同热演化程度的 9 号煤样 41 件(表 2)。宁武南 9 号煤的热演化程度与埋深具有明显的正相关关系(图 5), 9 号煤层镜质体最大反射率介于 0.88%~1.81%, 随着埋深的增加, 煤阶从气煤、肥煤过渡为焦煤。

采用 ISO-300 型等温吸附仪, 基于体积法测试原理对所采煤样进行不同温度条件下的高压吸附实验, 最大实验压力统一设定为 15 MPa, 吸附测试前对煤样进行了平衡水分处理。参考所采样品原位煤储层温度设定实验温度(表 2)。研究区 9 号煤层 Langmuir 体积(V_L)为 13.58~28.90 cm³/g, 平均 19.07 cm³/g, Langmuir 压力(p_L)为 1.28~3.68 MPa, 平均 2.44 MPa。

根据研究区煤层真实地质特征, 对比不同煤阶煤在不同温度下的吸附能力。尽管同时存在两种变量很难分辨出主控因素^[29-32], 但总体来看(图 6), 本次研究设定的实验温度与 V_L 不存在明显的负相关关系, 而 9 号煤热演化程度与 V_L 具有一定的正相关关系, 可能表明了研究区煤阶对煤储层吸附能力的正效应强于煤储层温度对吸附能力的负效应, 从而弱化了煤储层温度与 V_L 的相关关系。见表 2, N1 井 9 号煤平均 R_{max} 为 1.37%, 在实验温度 40°C 下的 V_L 为 25.1 cm³/g, 远高于 W15 井

9 号煤 R_{max} 为 0.91%, 在实验温度 25°C 下的 17.9 cm³/g。

研究区 9 号煤层埋藏深度与大宁-吉县、临兴-神府等重要深部煤层气区块相当, 但其较低的地温梯度使得研究区煤储层温度远低于具有正常或较高地温梯度的煤层^[33-34]。随着埋深的增加, 研究区煤储层温度增加较为缓慢, 而研究区古地温场与鄂尔多斯盆地东缘具有可比性^[18,35], 使得其热演化程度与其现今埋深基本匹配, 导致煤阶对研究区煤储层吸附能力的正效应强于温度的负效应。从吸附气和游离气物质平衡的角度考虑, 在相似煤阶、相似埋深且保存条件较好的情况下, 地温梯度较大区块煤的吸附能力较小, 导致其吸附气含量较低, 而游离气含量较高。

3.2 地温梯度对深部煤层气赋存状态的影响

基于煤阶、温度和压力建立了研究区吸附气预测模型, 讨论不同地温梯度(1.5、2.0、2.5 和 3.0°C/hm)影响下的煤层吸附气含量随埋深的变化特征。吸附气含量预测公式^[36]如下:

$$V = p \times \frac{12.684 \exp(0.296R_{max} - 0.003T)}{p + (2.54R_{max} - 5.569R_{max} + 3.657) \exp(0.02T)} \quad (2)$$

预测模型显示(图 7), 随着埋藏深度的增加, 吸附气含量先增加而后减少, 不同地温梯度导致吸附气量开始减小的深度存在明显区别, 分别为 1 200 m (1.5°C/hm), 1 000 m (2.0°C/hm), 900 m (2.5°C/hm) 和 800 m (3.0°C/hm)。

表 2 煤储层温度及等温吸附实验结果
Table 2 Reservoir temperature and isothermal adsorption experimental results of coal samples

井位	埋深/m	$R_{\max}/\%$	$V_L/(\text{cm}^3 \cdot \text{g}^{-1})$	p_L/MPa	储层温度/ $^{\circ}\text{C}$	实验设定温度/ $^{\circ}\text{C}$
N03	1 736.89	1.33	22.68	1.88	33.8	35
	1 737.46	1.35	19.28	1.70	33.8	
	1 741.36	1.24	20.00	1.57	33.8	
	1 745.71		20.50	1.64	33.9	
N05	1 229.31	1.32	17.20	1.28	26.3	25
	1 234.76	1.12	21.67	1.75	26.4	
	1 238.36	1.08	17.68	1.67	26.5	
W17	1 510.31		20.47	3.08	30.1	30
	1 510.98		20.10	3.18	30.1	
	1 512.18		18.08	2.95	30.1	
	1 514.24		21.09	2.96	30.1	
	1 515.27		21.17	2.75	30.1	
	1 517.16		19.49	3.05	30.2	
	1 519.36		19.15	2.89	30.2	
N1	1 988.00	1.32	28.90	2.35	40.1	40
	1 991.10	1.42	23.29	1.61	40.2	
	1 997.20	1.36	23.27	1.79	40.3	
N8	1 848.40	1.36	19.79	2.46	35.1	35
	1 852.20	1.33	16.69	2.29	35.2	
	1 856.20	1.31	19.44	2.20	35.2	
W15	1 157.45	0.91	18.76	2.78	24.6	25
	1 158.93	0.90	17.07	2.19	24.6	
	1 159.80		17.65	2.16	24.6	
	1 161.90		16.61	2.45	24.6	
	1 163.89		18.99	2.01	24.7	
	1 164.21		18.91	2.51	24.7	
W2-1	1 187.76	1.17	16.92	2.54	25.7	25
	1 189.98	1.05	19.26	2.54	25.7	
	1 192.91	1.14	19.90	2.51	25.8	
	1 195.77	1.15	19.52	2.82	25.8	
W1	900.30	1.10	18.30	2.22	25.0	25
	906.20	0.97	17.56	2.04	25.1	
W11	622.50	1.14	18.36	2.39	15.5	20
	624.82	1.02	17.40	2.44	15.6	
	627.73	0.92	16.22	3.68	15.6	
W12	1 095.64	1.07	14.80	3.60	23.1	25
	1 097.57	0.96	17.60	2.68	23.2	
	1 100.05	0.92	13.58	2.63	23.2	
W9	1 184.50	1.11	18.72	3.09	24.9	25
	1 187.76	1.02	17.44	2.73	24.9	
	1 190.78		18.21	2.81	24.9	

低地温梯度影响下的吸附气含量开始减小的临界深度明显更深。宁武南 9 号煤层最大埋深可以达到 2 500 m

以深。如果研究区具有良好的保存条件,那么由于温度负效应使得煤储层中的吸附气向游离气转换,并以游离

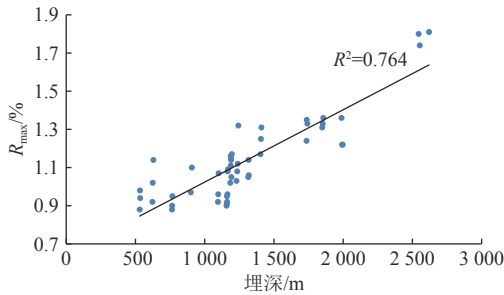
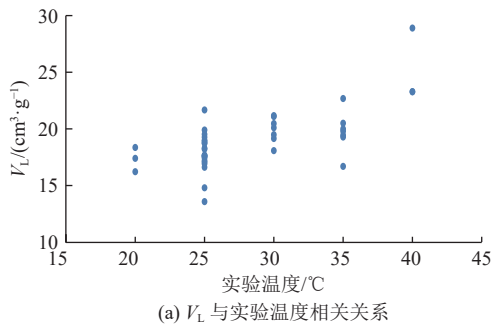
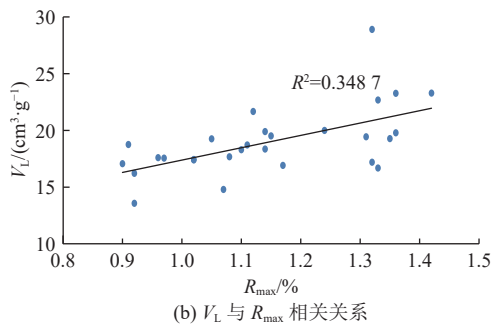


图 5 研究区 9 号煤层埋深与镜质体最大反射率相关关系
Fig.5 Correlation between the burial depth and R_{max} of No.9 coal seam in the study area



(a) V_L 与实验温度相关关系



(b) V_L 与 R_{max} 相关关系

图 6 9 号煤 V_L 与实验温度及热演化程度相关关系

Fig.6 Correlations between the Langmuir volume and the experimental temperature and maturity of coal seam No.9

态的形式保存于煤储层中。根据预测模型可知,不同地温梯度下从吸附气含量开始减小的深度至 2 500 m, 吸附气向游离气转换的含量分别为 1.38 cm^3/g (1.5 $^\circ\text{C}/\text{hm}$), 2.44 cm^3/g (2.0 $^\circ\text{C}/\text{hm}$), 3.48 cm^3/g (2.5 $^\circ\text{C}/\text{hm}$) 和 4.44 cm^3/g (3.0 $^\circ\text{C}/\text{hm}$)。低地温梯度使得研究区由吸附气向游离气转换的比例很低,当埋深达到 3 500 m 时,地温梯度为 1.5 $^\circ\text{C}/\text{hm}$ 时的吸附态-游离态转换含量才接近于地温梯度为 2.5 $^\circ\text{C}/\text{hm}$ 、埋深为 2 000 m 的吸附态-游离态转换含量(如大宁-吉县区块)。

研究区煤储层含气饱和度介于 40.1%~93.7%, 平均为 71.7%, 显示出低含气饱和度特征。1 000 m 以浅时,研究区煤储层含气饱和度与大宁-吉县、临兴等中浅层煤储层含气饱和度相当,而当埋深超过 1 500 m 后,研究区煤储层含气饱和度显著低于大宁-吉县、临兴等地区(图 8)。根据前人给出的同一煤阶样品在不同温度下的等温吸附实验结果,认为温度增加 1 $^\circ\text{C}$,煤层吸附能

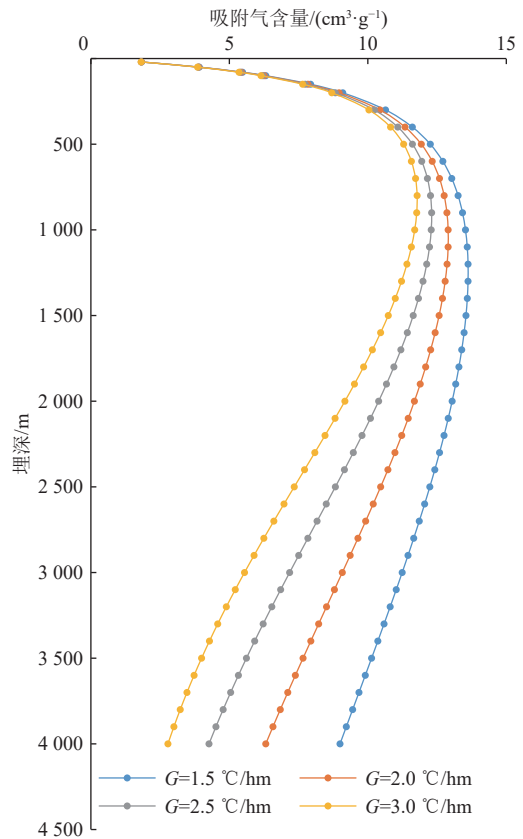


图 7 基于理论模型的不同地温梯度下吸附气含量与和埋深的相关关系

Fig.7 Correlations between adsorbed gas content and burial depth under different geothermal gradients obtained using a theoretical model

力大致减小约 0.15 cm^3/g ^[39]。为便于对比,采用与鄂尔多斯盆地东缘相同的地温梯度(2.8 $^\circ\text{C}/\text{hm}$) 计算研究区煤储层温度及其对应的含气饱和度。研究区煤储层温度理应提升至 24.6~63.1 $^\circ\text{C}$, 含气饱和度理应提高到 43.8%~104.6%, 平均为 83.6%。可见,研究区较低的煤储层温度和地温梯度显著影响了深部煤储层含气饱和度及吸附气-游离气比例关系。

3.3 含气结构对深部煤层气产出效果的影响

在埋深较大但含气饱和度较低的情况下对深部煤

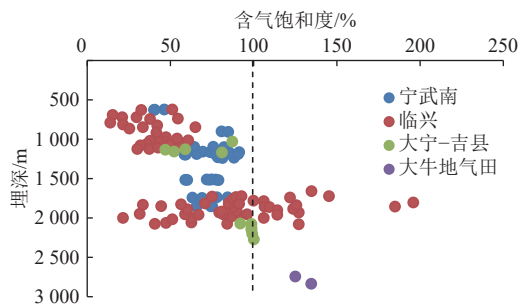
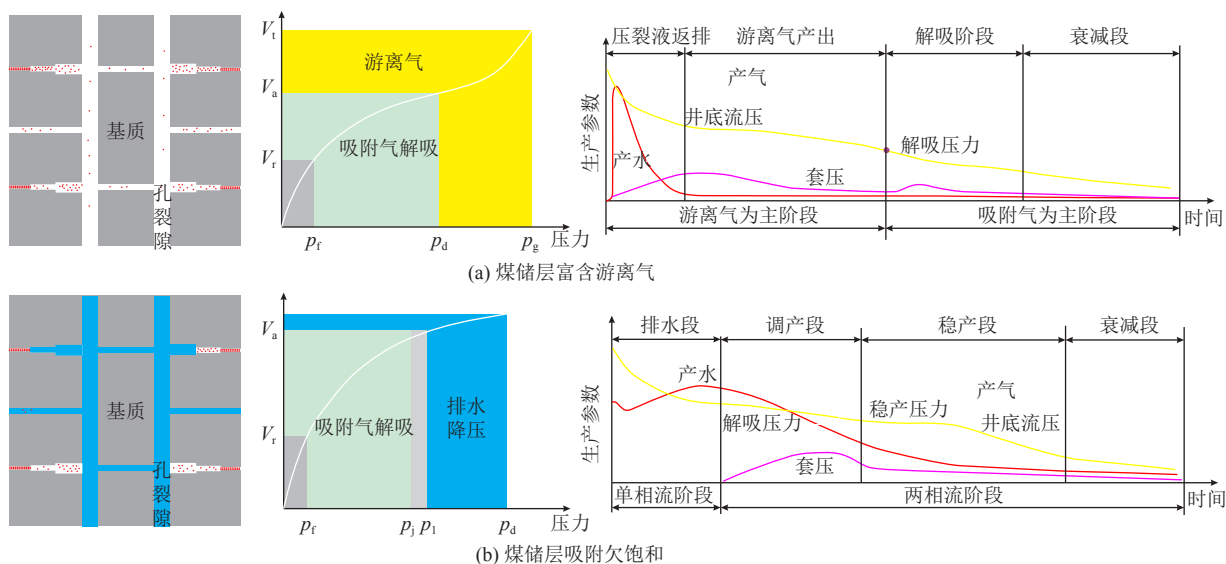


图 8 深部煤层气区块埋深与含气饱和度的相关关系(数据来源于^[11, 37-38])

Fig.8 Correlation between burial depth and gas saturation of deep coalbed methane-bearing blocks^[11, 37-38]

层气的开发存在两方面不利影响:(1) 总产气量低。较低的含气饱和度表明深部煤层气几乎不存在以游离态赋存的形式,其产气量相对较低,而富含游离气的煤层气井产量可达万方甚至 10 万 m^3 以上,类似于致密砂岩气和页岩气的开发特征。(2) 排水降压时间长,见气时间晚。由于深部煤储层处于吸附欠饱和状态,煤层气

产出模式与中浅层类似,但由于其埋藏深度更大,储层压力更高继而导致其通过排水降压达到临界解吸压力的时间更长,见气时间更晚。而富含游离气的煤层气井具有投产即见气、由“产气降压”替代“排水降压”的生产优势,产水量少且见气时间早(图 9)。



p_g 为孔隙气体压力; p_d 为地层静水压力; p_l 为临界解吸压力; p_j 为见气压力; p_r 为废弃压力; V_a 为理论吸附气量; V_t 为地层总含气量; V_r 为残余吸附气量

图 9 深部煤储层含气特征及产出规律示意^[7, 11]

Fig. 9 Gas-bearing characteristics and production patterns of deep coal reservoirs^[7, 11]

由于研究区较低的地温梯度使得煤储层吸附气向游离气转换的深度加深且转换量降低,导致研究区埋深接近 2 000 m 的深部煤储层仍然不富集游离气且含气饱和度相对较低。根据研究区煤层顶板埋深(图 2a, 图 4b)可以预测区块北部为深部煤层气勘探前景有利区。一方面区块北部煤层埋深更大,基本超过 2 000 m。当仅考虑煤储层含气结构时,在低地温梯度区,只要有足够的深度(对应较高的煤储层温度),则能够富集游离气。另一方面由于区块北部断层发育较少、后期抬升幅度较小且煤层气井产水量较低(小于 $5 \text{ m}^3/\text{d}$),有利于地热的储存使其具有相对较高的地温梯度及煤储层温度,利于游离气的富集。

对于煤层气的勘探开发而言,富集并不一定能够高产。因为尽管含气量能够反映煤层气的富集程度,但不能反映煤层气的可开采程度。即深部煤储层总含气量较高但以单一吸附态为主的未必是利目标,而总含气量即使相对较低但富集一定游离气含量的煤储层也可能成为利目标,即一定总含气量而又富集游离气的深部煤储层应为甜点目标。

4 结论

a. 宁武南区块煤储层温度及地温梯度均相对较低,

地温梯度平均为 $1.52 \text{ }^\circ\text{C}/\text{hm}$ 。研究区煤储层温度与埋深具有显著的正相关性,而地温梯度变化幅度不大。

b. 较低的煤储层温度及地温梯度使得温度对煤储层吸附能力的负效应显著低于煤阶与压力对煤储层吸附能力的正效应。较低的地温梯度使得煤储层吸附气向游离气转换的深度加深且转换量降低。

c. 现今低地温场特征是宁武南区块深部煤层气勘探开发的不利因素。较低的煤储层温度及地温梯度是导致深部煤储层几乎不含游离气且含气饱和度相对较低的因素之一。区块北部是宁武南深部煤层气勘探开发的前景有利区。

d. 宁武南区块北部埋深基本大于 2 000 m,煤储层温度可达 $40 \text{ }^\circ\text{C}$ 以上,加之北部断层发育较少,后期抬升幅度较小,先导试验显示产水较少,整体有利于煤储层温度的保存,是宁武南深部煤层气勘探开发的前景有利区。

符号注释

G 为地温梯度, $^\circ\text{C}/\text{hm}$; H_c 和 H_o 分别为 9 号煤层顶板埋深及恒温带厚度, m; p 为煤储层压力, MPa; p_L 为 Langmuir 体积, MPa; R_{\max} 为镜质体最大反射率, %; t_c

和 t_0 分别为煤储层温度和恒温带温度, $^{\circ}\text{C}$; T 为原位煤储层温度, $^{\circ}\text{C}$; V 为地层条件下的吸附气量, cm^3/g ; V_L 为 Langmuir 吸附量, cm^3/g 。

参考文献(References)

- [1] 徐凤银, 侯伟, 熊先钺, 等. 中国煤层气产业现状与发展战略[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 669–682.
XU Fengyin, HOU Wei, XIONG Xianyue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 669–682.
- [2] 秦勇, 申建, 史锐. 中国煤系气大产业建设战略价值与战略选择[J]. 煤炭学报, 2022, 47(1): 371–387.
QIN Yong, SHEN Jian, SHI Rui. Strategic value and choice on construction of large CMG industry in China[J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(1): 371–387.
- [3] 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.
- [4] 庚勤, 陈浩, 陈艳鹏, 等. 第 4 轮全国煤层气资源评价方法及结果[J]. 煤炭科学技术, 2018, 46(6): 64–68.
GENG Meng, CHEN Hao, CHEN Yanpeng, et al. Methods and results of the fourth round national CBM resources evaluation[J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 64–68.
- [5] 徐凤银, 王成旺, 熊先钺, 等. 深部(层)煤层气成藏模式与关键技术对策: 以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. 中国海上油气, 2022, 34(4): 30–42.
XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyue, et al. Deep (layer) coalbed methane reservoir forming modes and key technical countermeasures: Taking the eastern margin of Ordos Basin as an example[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(4): 30–42.
- [6] 李曙光, 王成旺, 王红娜, 等. 大宁-吉县区块深层煤层气成藏特征及有利区评价[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 59–67.
LI Shuguang, WANG Chengwang, WANG Hongna, et al. Reservoir forming characteristics and favorable area evaluation of deep coalbed methane in Daning-Jixian Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 59–67.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] 何发岐, 董昭雄. 深部煤层气资源开发潜力: 以鄂尔多斯盆地大牛地气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 277–285.
HE Faqi, DONG Zhaoxiong. Development potential of deep coalbed methane: A case study in the Daniudi gas field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 277–285.
- [10] 何发岐, 董昭雄, 赵兰, 等. 深部煤层游离气形成机理及资源意义[J]. 断块油气田, 2021, 28(5): 604–608.
HE Faqi, DONG Zhaoxiong, ZHAO Lan, et al. Formation mechanism and resource significance of free gas in deep coalbed[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(5): 604–608.
- [11] 李勇, 徐立富, 张守仁, 等. 深煤层含气系统差异及开发对策[J]. 煤炭学报, 2023, 48(2): 900–917.
LI Yong, XU Lifu, ZHANG Shouren, et al. Gas bearing system difference in deep coal seams and corresponded development strategy[J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(2): 900–917.
- [12] LIU Dameng, JIA Qifeng, CAI Yidong, et al. A new insight into coalbed methane occurrence and accumulation in the Qinshui Basin, China[J]. Gondwana Research, 2022, 111: 280–297.
- [13] 王青青, 孟艳军, 闫涛滔, 等. 不同煤阶煤储层吸附/解吸特征差异及其对产能的影响[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(5): 66–77.
WANG Qingqing, MENG Yanjun, YAN Taotao, et al. Differences in the adsorption/desorption characteristics of coal reservoirs with different coal ranks and their effects on the reservoir productivity[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(5): 66–77.
- [14] WANG Zhaofeng, SI Shasha, CUI Yongjie, et al. Study on adsorption characteristics of deep coking coal based on molecular simulation and experiments[J]. ACS Omega, 2023, 8(3): 3129–3147.
- [15] XIN Di, ZHANG Songhang, TANG Shuheng, et al. Influence of rock properties and prediction on the methane storage capacity in marine-continental transitional shale and coal from northern China[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2023, 254: 105740.
- [16] GENSTERBLUM Y, MERKEL A, BUSCH A, et al. High-pressure CH_4 and CO_2 sorption isotherms as a function of coal maturity and the influence of moisture[J]. International Journal of Coal Geology, 2013, 118: 45–57.
- [17] 孟召平, 禹艺娜, 李国富, 等. 沁水盆地煤储层地温场条件及其低地温异常区形成机理[J]. 煤炭学报, 2023, 48(1): 307–316.
MENG Zhaoping, YU Yina, LI Guofu, et al. Geothermal field condition of coal reservoir and its genetic mechanism of low geothermal anomaly area in the Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(1): 307–316.
- [18] 赵国春, 孙敏, WILDE S A. 华北克拉通基底构造单元特征及早元古代拼合[J]. 中国科学(D 辑: 地球科学), 2002, 32(7): 538–549.
ZHAO Guochun, SUN Min, WILDE S A. Major tectonic units of the North China Craton and their Paleoproterozoic assembly[J]. Science China (Series D: Earth Sciences), 2002, 32(7): 538–549.
- [19] 黄志刚, 郑庆荣, 任战利, 等. 宁武盆地中-新生代构造演化的裂变径迹证据[J]. 现代地质, 2022, 36(4): 1043–1051.
HUANG Zhigang, ZHENG Qingrong, REN Zhanli, et al. Fission track dating of Mesozoic-Cenozoic tectonic evolution in Ningwu Basin[J]. Geoscience, 2022, 36(4): 1043–1051.
- [20] 刘池洋, 王建强, 张东东, 等. 鄂尔多斯盆地油气资源丰富的成因与赋存-成藏特点[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(5): 1011–1029.
LIU Chiyang, WANG Jianqiang, ZHANG Dongdong, et al. Genesis of rich hydrocarbon resources and their occurrence and accumulation characteristics in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5): 1011–1029.

- [21] 姜福杰, 贾承造, 庞雄奇, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界全油气系统成藏特征与天然气富集地质模式[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(2): 250–261.
JIANG Fujie, JIA Chengzao, PANG Xiongqi, et al. Upper Paleozoic total petroleum system and geological model of natural gas enrichment in Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(2): 250–261.
- [22] 田文广, 汤达祯, 孙斌, 等. 宁武盆地南部煤层气富集的主控因素[J]. 天然气工业, 2010, 30(6): 22–25.
TIAN Wenguang, TANG Dazhen, SUN Bin, et al. Major controlling factors of coalbed methane enrichment in the southern Ningwu Basin[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(6): 22–25.
- [23] 赵国飞, 康天合, 郭俊庆, 等. 山西沉积环境对煤层气盖层叠置类型及分布的控制[J]. 煤矿安全, 2020, 51(2): 159–164.
ZHAO Guofei, KANG Tianhe, GUO Junqing, et al. Control of superimposing types and distribution of coalbed methane caprock by sedimentary environments in Shanxi Province[J]. Safety in Coal Mines, 2020, 51(2): 159–164.
- [24] 张祎然, 梁学堂, 全浩理, 等. 井温测井数据在湖北中深层地温勘查中的多效应用[J]. 资源环境与工程, 2022, 36(6): 822–827.
ZHANG Yiran, LIANG Xuetao, QUAN Haoli, et al. Various application of well temperature logging data in middle–deep geothermal exploration in Hubei Province[J]. Resources Environment & Engineering, 2022, 36(6): 822–827.
- [25] 孙占学, 张文, 胡宝群, 等. 沁水盆地地温场特征及其与煤层气分布关系[J]. 科学通报, 2005, 50(增刊 1): 93–98.
SUN Zhanxue, ZHANG Wen, HU Baoqun, et al. Characteristics of geothermal field in Qinshui Basin and its relationship with distribution of coalbed methane[J]. Chinese Science Bulletin, 2005, 50(Sup.1): 93–98.
- [26] 杨昌永, 郝春生, 李瑾, 等. 寺家庄井田地温异常及其主控因素[J]. 煤田地质与勘探, 2018, 46(6): 74–80.
YANG Changyong, HAO Chunsheng, LI Jin, et al. Negative geothermal anomaly and its main geological controlling factors in Sijiazhuang minefield[J]. Coal Geology & Exploration, 2018, 46(6): 74–80.
- [27] 曹瑜, 邹声华, 韩巧云. 三都矿区地温分布规律[J]. 矿业工程研究, 2015, 30(3): 71–75.
CAO Yu, ZOU Shenghua, HAN Qiaoyun. Research on geothermal distribution of Sandu coal field[J]. Mineral Engineering Research, 2015, 30(3): 71–75.
- [28] 张连强. 顺和西煤矿区地温特征及其影响因素分析[J]. 中国煤炭地质, 2012, 24(7): 29–33.
ZHANG Lianqiang. Geotemperature characteristics and impacts from geological factors in Shunhexi Mine Area[J]. Coal Geology of China, 2012, 24(7): 29–33.
- [29] BUSTIN R M, CLARKSON C R. Geological controls on coalbed methane reservoir capacity and gas content[J]. International Journal of Coal Geology, 1998, 38(1/2): 3–26.
- [30] 赵丽娟, 秦勇, 申建. 深部煤层吸附行为及含气量预测模型[J]. 高校地质学报, 2012, 18(3): 553–557.
ZHAO Lijuan, QIN Yong, SHEN Jian. Adsorption behavior and abundance prediction model of deep coalbed methane[J]. Geological Journal of China Universities, 2012, 18(3): 553–557.
- [31] ZHANG Xiaoyu, CAI Yongbo, ZHOU Tianbai, et al. Thermodynamic characteristics of methane adsorption on coals from China with selected metamorphism degrees: Considering the influence of temperature, moisture content, and in situ modification[J]. Fuel, 2023, 342: 127771.
- [32] XIAO Tong, LI Shugang, LONG Hang, et al. Experimental research on adsorption characteristics of N₂, CH₄, and CO₂ in coal under different temperatures and gas pressures[J]. Energy Science & Engineering, 2022, 11(2): 637–653.
- [33] 郭广山, 柳迎红, 李林涛. 鄂尔多斯盆地东缘北段煤层含气量变化规律及控制因素[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(3): 416–422.
GUO Guangshan, LIU Yinghong, LI Lintao. Study on variation law and controlling factors of coal gas content in north section of east margin of Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(3): 416–422.
- [34] YAN Taotao, HE Shan, ZHENG Shuai, et al. Critical tectonic events and their geological controls on deep buried coalbed methane accumulation in Daning–Jixian Block, eastern Ordos Basin[J]. Frontiers of Earth Science, 2023, 17(1): 197–217.
- [35] 黄志刚, 郑庆荣, 任战利, 等. 宁武盆地及周缘岩体裂变变迹对山西地块中–新生代构造演化的约束[J]. 地质学报, 2023, 97(5): 1407–1417.
HUANG Zhigang, ZHENG Qingrong, REN Zhanli, et al. Fission track study of the Ningwu Basin and its peripheral plutons: Implications for Mesozoic–Cenozoic tectonic evolution of the Shanxi Block[J]. Acta Geologica Sinica, 2023, 97(5): 1407–1417.
- [36] 郝兆栋, 唐书恒, 刘忠, 等. 宁武盆地南部深部煤层气临界深度及成藏特征[J]. 天然气工业, 2024, 44(1): 41–51.
XI Zhaodong, TANG Shuheng, LIU Zhong, et al. Evaluation of critical depth and reservoir formation characteristics of deep coalbed methane in Ningwunan Block[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(1): 41–51.
- [37] 聂志宏, 时小松, 孙伟, 等. 大宁–吉县区块深层煤层气生产特征与开发技术对策[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 193–200.
NIE Zhihong, SHI Xiaosong, SUN Wei, et al. Production characteristics of deep coalbed methane gas reservoirs in Daning–Jixian Block and its development technology countermeasures[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 193–200.
- [38] 康永尚, 邓泽, 皇甫玉慧, 等. 中煤阶煤层气高饱和–超饱和带的成藏模式和勘探方向[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1555–1566.
KANG Yongshang, DENG Ze, HUANGFU Yuhui, et al. Accumulation model and exploration direction of high– to over–saturation zone of the midium–rank coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1555–1566.
- [39] 赵丽娟, 秦勇, 王 G, 等. 高温高压条件下深部煤层气吸附行为[J]. 高校地质学报, 2013, 19(4): 648–654.
ZHAO Lijuan, QIN Yong, WANG G, et al. Adsorption behavior of deep coalbed methane under high temperatures and pressures[J]. Geological Journal of China Universities, 2013, 19(4): 648–654.

(责任编辑 范章群)