https://doi.org/10.3799/dqkx.2025.209

冀中坳陷大城凸起深部煤层气不同相态分布规律及控制因素

朱洁琼[1],蒲龙川[2],古　强[3],王小明[4],肖　阳[1],窦连彬[3],史冠中[4*],张霁潮[5],王　磊[3]

1. 中国石油华北油田公司,河北任丘　062552
2. 中国石油华北油田公司勘探事业部,河北任丘　062552
3. 中国石油华北油田公司勘探开发研究院,河北任丘　062552
4. 中国地质大学(武汉)资源学院,湖北武汉　430074
5. 中国石油华北油田公司勘探事业部,河北任丘　062552

摘　要: 渤海湾盆地大城凸起石炭系-二叠系深部煤层气含气性差异及其控制因素是当前勘探开发中面临的重要难题.为此,对大城凸起已有探井开展含气量分析和模拟计算,结果显示大城凸起石炭系-二叠系煤层含气量具有明显的"北低南高"分布格局,南部探井含气量普遍超过10 m^3/t.储层温度、压力、含水饱和度、煤变质程度以及孔隙特征是影响煤层含气性的关键因素.随着煤变质程度(R_o)的增加,甲烷的吸附能力增强,但游离气含量呈下降趋势;孔容积与含气量呈显著正相关,而总孔隙度与R_o存在负相关关系,灰分含量的增加也会导致总孔隙度的降低.本研究构建了深部煤层在储层压力、温度、煤变质程度和视密度影响下的等温饱和吸附模型和游离气含量预测模型.模型验证表明,预测结果与实验数据具有较好的相关性,可用于深部煤层甲烷吸附量的预测.计算结果显示,甲烷的饱和吸附量在埋深约1 100 m处达到临界值14 m^3/t,游离气含量随埋深增加呈增长趋势并趋于稳定,总含气量的临界深度位于1 500 m左右,含气量可达16 m^3/t.综合考虑煤层含气量、气体赋存状态和埋深,认为1 500 m以深总含气量介于14～16 m^3/t,游离气占比在25%～44%之间,兼具高含气量与可动游离气优势,是大城凸起区的最优开发深度范围.大城凸起煤层气含气量高值区受煤岩热成熟度影响较大,煤层生气能力是控制大城凸起深部煤层气富集的首要因素.

关键词: 煤层气;含气量;控制因素;预测模型;大城凸起;石油地质.

中图分类号: P618.13　　**文章编号:** 1000－2383(2026)09－3562－16　　**收稿日期:** 2025－06－17

Distribution Patterns and Controlling Factors of Different Phases of the Deep Coalbed Methane (CBM) within the Dacheng Uplift, Jizhong Depression

Zhu Jieqiong[1], Pu Longchuan[2], Gu Qiang[3], Wang Xiaoming[4], Xiao Yang[1], Dou Lianbin[3], Shi Guanzhong[4*], Zhang Jichao[5], Wang Lei[3]

1. *PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu* 062552, *China*
2. *PetroChina Huabei Oilfield Company Exploration Division, Renqiu* 062552, *China*
3. *Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu* 062552, *China*

基金项目: 国家重点研发计划项目(Nos.2025ZD1400700,2025ZD1400704);国家自然科学基金项目(Nos.42572158,42172182).
作者简介: 朱洁琼(1980－),女,高级工程师,主要从事石油地质综合研究及勘探开发管理工作.E-mail:yjy_zjq@petrochina.com.cn
* **通讯作者:** 史冠中,ORCID: 0000-0003-2957-6647. E-mail: cugshi@163.com

引用格式: 朱洁琼,蒲龙川,古强,王小明,肖阳,窦连彬,史冠中,张霁潮,王磊,2026.冀中坳陷大城凸起深部煤层气不同相态分布规律及控制因素.地球科学,51(9):3562－3577.

Citation: Zhu Jieqiong, Pu Longchuan, Gu Qiang, Wang Xiaoming, Xiao Yang, Dou Lianbin, Shi Guanzhong, Zhang Jichao, Wang Lei, 2026. Distribution Patterns and Controlling Factors of Different Phases of the Deep Coalbed Methane (CBM) within the Dacheng Uplift, Jizhong Depression. *Earth Science*, 51(9): 3562－3577.

4. *School of Earth Resources*, *China University of Geosciences* (*Wuhan*), *Wuhan* 430074, *China*
5. *Exploration Division*, *PetroChina Huabei Oilfield Company*, *Renqiu* 062552, *China*

Abstract: The differences in gas content and their controlling factors in the deep coalbed methane (CBM) reservoirs of the Carboniferous-Permian strata in the Dacheng Uplift of the Bohai Bay Basin remain critical challenges in exploration and development efforts. This study analyzes gas content data from existing wells in the Dacheng Uplift and conducts numerical simulations. The results demonstrate that the Dacheng Uplift exhibits a distinct "lower in the north and higher in the south" gas content distribution pattern in its Carboniferous-Permian coal seams, with gas contents in southern exploration wells generally exceeding 10 m^3/t. Key controlling factors on coalbed gas content include reservoir temperature, pressure, water saturation, coal rank, and pore characteristics. As coal rank (R_o) increases, methane adsorption capacity strengthens while free gas content decreases. Pore volume shows a significant positive correlation with gas content, whereas total porosity negatively correlates with coal rank (R_o). Increased ash content also leads to reduced total porosity. This study further constructs isothermal adsorption and free gas content prediction models for deep coal seams under the influence of reservoir pressure, temperature, coal rank, and apparent density. Model validation demonstrates good correlation between predicted results and experimental data, validating their applicability for estimating methane adsorption capacity in deep coal seams. Calculations reveal that methane saturation adsorption reaches a critical value of 14 m^3/t at approximately 1 100 m burial depth, while free gas content increases with depth before stabilizing. The critical burial depth for total gas content is around 1 200 m, where gas content reaches 16 m^3/t. Considering gas content, gas occurrence state, and burial depth comprehensively, the optimal development depth range for the Dacheng Uplift is identified as 1 500−2 600 m, where total gas content ranges between 14−16 m^3/t with free gas accounting for 25%−60%. This depth interval combines high gas content with mobile free gas advantages, representing the most favorable target zone for CBM exploitation in this area. The high gas content zones in the Dacheng Uplift are significantly influenced by coal rank and thermal maturity, with the gas generation capacity of the coal seams being the primary controlling factor for the enrichment of deep coalbed methane in this area.

Key words: coalbed methane (CBM); gas content; controlling factors; prediction model; Dacheng Uplift; petroleum geology.

随着全球对清洁能源需求的不断增长,煤层气作为一种重要的非常规天然气资源,其开发与利用受到越来越多的关注.我国煤层气资源丰富,位居世界第三,深部煤层气资源量巨大,埋深2 000 m以浅煤层气地质资源量30.05×10^{12} m^3(张道勇等,2018;徐凤银等,2019;刘大锰等,2022),2 000 m以深40.71×10^{13} m^3(吴裕根等,2024).冀中坳陷是我国重要的含煤盆地之一,其作为渤海湾盆地的重要组成部分,是我国华北地区油气资源勘探开发的重点区域.大城凸起因其丰富的煤层气资源备受关注,深部煤层气富集规律显著、勘探潜力大.埋深1 800 m以浅区域煤层气资源量达3×10^{12} m^3,大参1井、大探7井等深部煤层气井已实现工业气流突破,证实了其规模化开发的可行性.

煤层气赋存相态主要包括吸附态、游离态和溶解态,不同赋存态的煤层气在地质条件变化下具有不同的迁移、聚集和保存特征.在煤层气成藏演化过程中,随埋深增加所导致的温压条件强化及构造应力积累,显著改变了煤储层物性特征与气体赋存机制(郑得文等,2008;唐书恒等,2025).大城凸起在三叠纪至白垩纪期间持续沉降,最大古埋深达2 800 m,热演化程度低,R_o值一般在0.6%~0.7%,局部受火成岩影响,R_o值增高、大量生烃(Zhang *et al.*,2014;王永臻,2020).新生代以来的>1 200 m差异抬升不仅造成吸附气大量解吸逸散,还见证多期构造叠加对气体赋存状态的重构效应.这些因素共同影响着深部煤层气的赋存状态及其空间分布.大城凸起大部分地区已有地震数据覆盖,累计完成各类探井15口.其中,大参1井在煤层气开发试验中获得6 390 m^3/d的工业气流.深入研究该地区深部煤层气不同赋存态的分布规律及其控制因素,对于优化煤层气勘探开发方案、提高资源采收率具有重要的理论和现实意义.大探7井在2 021.85~2 024.35 m、2 026.7~2 034.5 m煤岩段压裂投产,最高日产气2 898 m^3,总产气量>1×10^5 m^3,这标志着大城地区煤层气开发深度已从800 m以浅扩展到2 000 m左右.深部高温高压环境下,甲烷气体赋存方式由浅部的吸附为主转变为吸附气与游离气共存.煤岩的生烃能力、煤储层的储集性能以及封闭条件之间的匹配关系是深部煤层气富集的关键(李勇等,2023,2024a;周立宏等,

2025a).大城凸起深埋藏区资源量可观,将成为冀中地区煤层气增储上产的重要接替区块.本研究基于冀中坳陷大城凸起地区最新的地质调查数据、钻井资料以及实验测试和数据建模结果,系统剖析研究区含气量变化规律、煤层气不同赋存态的动态变化规律并探讨其主要控制因素,旨在为该区深部煤层气的勘探开发提供理论支持,同时也为其他地区深部煤层气研究提供参考借鉴.

1 地质背景

大城凸起位于渤海湾盆地沧县隆起的西北翼,与冀中坳陷霸县凹陷东南侧相邻,东南以大城、静海断裂为界,毗邻里坦凹陷带,西北以下第三系尖灭线与西部的杨村斜坡、文安斜坡接壤(图1;王明明等,1998).大城凸起总体上被第三系和第四系覆盖,面积约为2 400 km^2.整体呈现为NE走向的东抬西倾的单斜构造,地层倾角一般在2°~5°,断层附近可达10°.断裂走向主要有NE、NEE两个方向,局部发育NW向断层.区内发育静海和大城东两条区域性走滑断层,其两侧发育多条派生断层,使局部构造复杂化.大城凸起顶部石炭系-二叠系被剥蚀,下倾方向保存较完整.大城凸起石炭系-二叠系煤系地层的埋深分布呈现出显著的东南部浅、北部深的

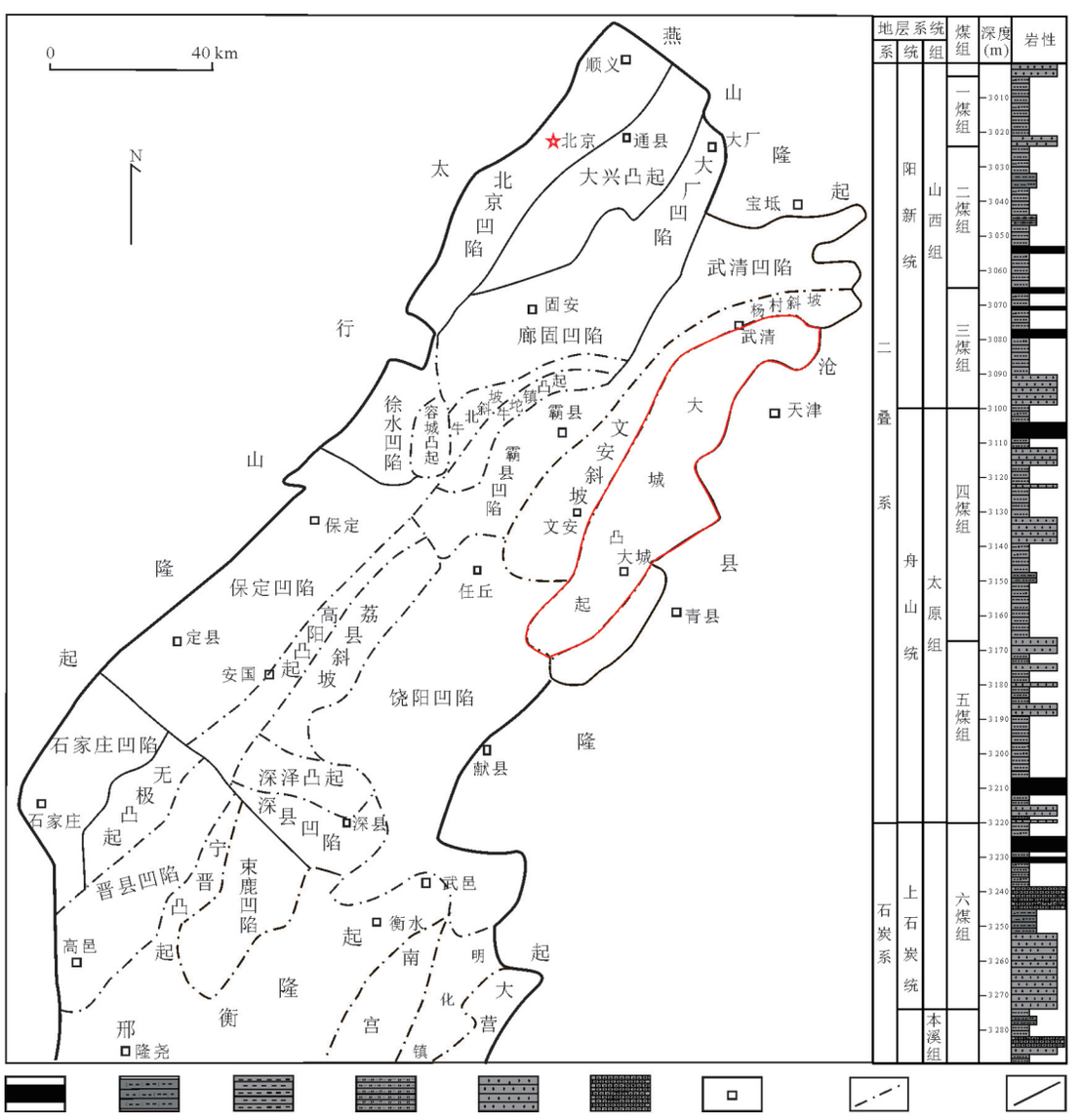

图1 冀中坳陷构造单元划分与大城凸起位置和煤岩地层综合柱状图

Fig.1 Structural unit division of the Jizhong depression, location of the Dacheng Uplift, and comprehensive columnar diagram of coal measure strata

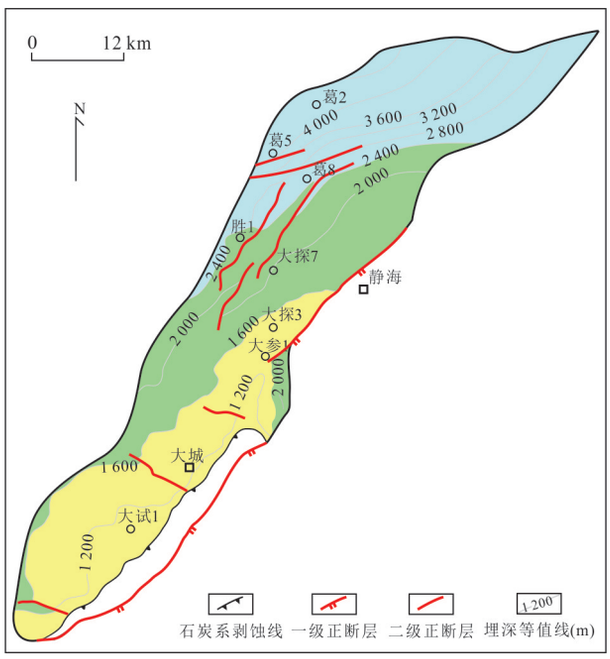

图 2　大城凸起太原组六煤组顶面构造图及井位分布

Fig.2　Top structure map and well location distribution of the No. 6 coal seam group in the Taiyuan Formation, Dacheng Uplift

不对称箕状坳陷格局,整体构造形态为一个向东北方向倾斜、并被断层复杂化的斜坡带.在东南部,埋深最浅,是构造抬升的主体部位,地层平缓,煤系地层曾遭受不同程度的剥蚀,现存地层是残余单元.向东北方向,地层倾角变大,埋藏深度急剧加深,埋深普遍超过 2 000 m,最深区域可能达到 4 000 m(图 2).这种分布特征主要受区域构造运动控制,尤其受基底差异升降和后期正断层活动的共同影响.三叠纪之前大城地区主要表现为一个 NE-SW 向延伸的背斜构造.三叠纪末静海-大城断层活动导致大城背斜完整性遭到破坏,中新生代形成现今的斜坡式构造格局(房德权和宋岩,1997;李静雯,2020).

大城凸起主要由上古生界石炭系和二叠系组成,厚度约 0.5~1.0 km,总体上由东南向西北逐渐增厚;中生界至古近系基本缺失.新生代地层覆盖其上,新生代厚度约为 1.0~1.6 km(房德权和宋岩,1997).区内含煤岩系为上石炭统本溪组、太原组和下二叠统山西组,太原组和山西组是主要含煤层(图 1).本溪组沉积于奥陶系侵蚀面上,为灰黑色泥岩、炭质泥岩及薄煤层,厚 30~90 m,北厚南薄.太原组厚 70~180 m,下部为浅灰色砂岩夹灰黑色砂质泥岩、泥岩,含多套煤层;上部为深灰色泥岩夹煤层,主要发育沼泽-潟湖-障壁岛沉积相.山西组厚 60~120 m,岩性为灰、深灰色泥岩、粉砂岩夹炭质泥岩,主要发育三角洲平原相分流河道间湾泥炭沼泽沉积.

石炭系-二叠系煤层是深部煤层气的重要赋存层位.热史分析表明,石炭系-二叠系煤层在三叠纪末达到最大埋藏深度,底部古地温约 100 ℃,有机质进入低成熟阶段,镜质体反射率为 0.50%~0.70%,开始了一次生烃作用.古近系沙河街期受区域岩浆热液侵入影响,石炭系-二叠系煤层温度达到约 200 ℃,有机质快速成熟,实测煤岩镜质体反射率达到 1.57%,有机质二次生烃,进入成熟-高成熟阶段.在新近纪和第四纪期间石炭系-二叠系埋深逐渐加大,地层温度保持在 60~80 ℃之间(金强等,2012;张松航等,2014).晚中生代以来,冀中坳陷进入伸展构造阶段,发育了一系列 NE 向、NW 向和近 EW 向的断裂,这些断裂对煤层的分布、保存和煤层气的生成、运移和聚集产生了重要影响.大城凸起作为沧县隆起的一部分,在构造演化过程中受到多期构造运动的影响,其内部发育了多条断裂和小褶皱,这些构造不仅控制了煤层的分布格局,还为煤层气的运移和聚集提供了通道和场所(王云鹏等,2020;邓泽等,2024).

2　煤地质特征

大城地区煤岩累计厚度 10.0~33.5 m,多数煤层厚度在 1~2 m 之间,单层厚度平均 2.1 m(图 3a).其中,山西组含煤 2~8 层,累计厚度可达 12.4 m;太原组含煤 3~10 层,累计厚度可达 15.2 m,单层最厚可达 6 m.石炭系-二叠系中发育暗色煤岩和碳质泥岩等岩性,有机质主要来源于高等植物.煤岩显微组分的最大特征是镜质组含量高,主要有结构镜质体、无结构镜质体和碎屑镜质体三种显微组分.镜质组含量介于 25%~84%,六个煤组的平均含量为 75.69%(图 3b).壳质组含量普遍较低,小于 10%,常见孢子体、角质体和树脂体.惰质组显微有机组分常见丝质体和半丝质体,含量介于 10%~35%,平均 15.45%,其含量与镜质组呈负相关.在 1 500 m 以深镜质组与壳质组比值显著降低,可能与深部壳质组沥青化及镜质组光学各向异性增强有关,暗示深部煤层气吸附-游离态转化机制与显微学组分关系密切.受火山岩烘烤作用影响,沉积物的成熟度较高,镜质体反射率 R_o 值在 0.65%~2.50%,平均值为 1.12%,热演化程度较高.煤变质程度以中低煤阶长烟煤、气煤为主,少量焦煤.裂隙发育的主要控制因素有煤级、镜质组含量、煤岩类

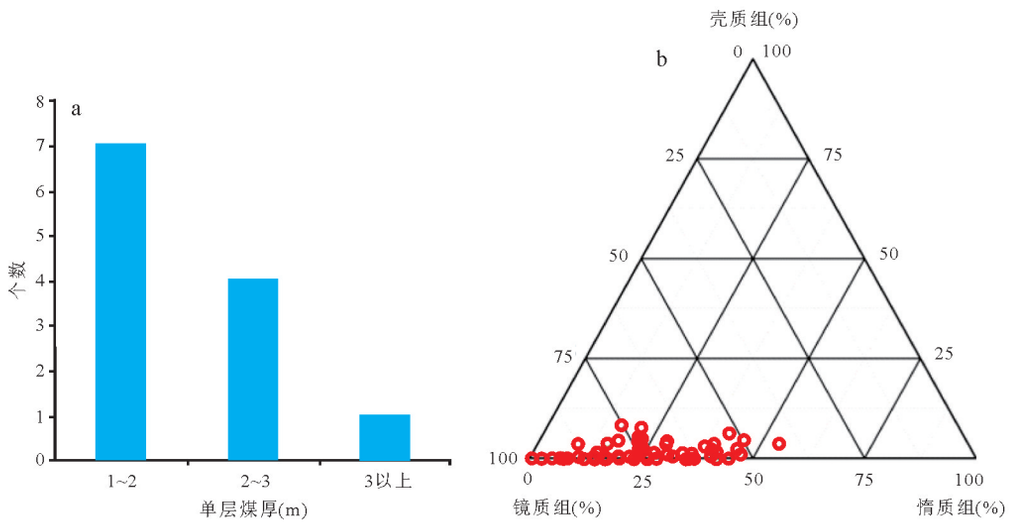

图 3 大城凸起煤层厚度分布(a)与煤岩显微组分特征(b)分析

Fig.3 Analysis of coal seam thickness distribution (a) and maceral characteristics (b) in the Dacheng Uplift

型等,裂隙密度通常>16 条/5 cm.一般以镜质组含量较高的光亮煤、半亮煤裂隙最为发育.

大城凸起太原组聚煤期和聚煤期后,沉积相主要为潟湖-潮坪相环境,煤岩组合以煤泥和煤砂组合为主,有利于煤层气保存.例如,大参 1 井含煤段厚 172 m,砂岩厚 31.5 m,占 13%;泥岩厚 112.9 m,占 66%;煤岩 14 层厚 32.5 m.大城地区的主力煤层主要位于太原组六煤组,由 4~6 个小煤层组成,单层厚度 0.8~6.0 m,横向分布较稳定,煤级处于气煤-肥煤阶段,热演化程度相对较高,是大城地区深部煤层气勘探的主力煤层.

大城凸起煤层具有一定的厚度和分布范围,煤岩类型、厚度和分布特征影响着煤层气的保存条件和赋存状态.根据取心观察结果,宏观煤岩可划分为亮煤、半亮煤、半暗煤和暗煤四种类型.本研究采用 Xu *et al.*(2016)创建的基于密度和伽马测井数据预测宏观煤岩类型的方法识别煤岩类型,然后引入指标参数 PBLT 评价煤储层类型.PBLT 代表煤层中亮层和半亮层厚度所占比例,当 PBLT<0.2 时,认为煤储层为暗淡型;当 0.2<PBLT<0.5 时,认为煤储层为半暗型;当 0.5<PBLT<0.8 时,认为煤储层为半亮型;当 0.8<PBLT<1 时,认为煤储层为亮型(赵天天,2023).研究结果显示大城凸起煤储层类型以半亮煤、半暗煤型为主,空间展布呈现显著的分带性.以大城凸起太原组的六煤组为例,半亮煤型主要分布在大探 6 和大探 7 附近,局部出露亮煤型储层.暗淡型煤储层主要分布在南部,半暗型煤储层主要分布在凸起的北部(图 4).不同煤储层类

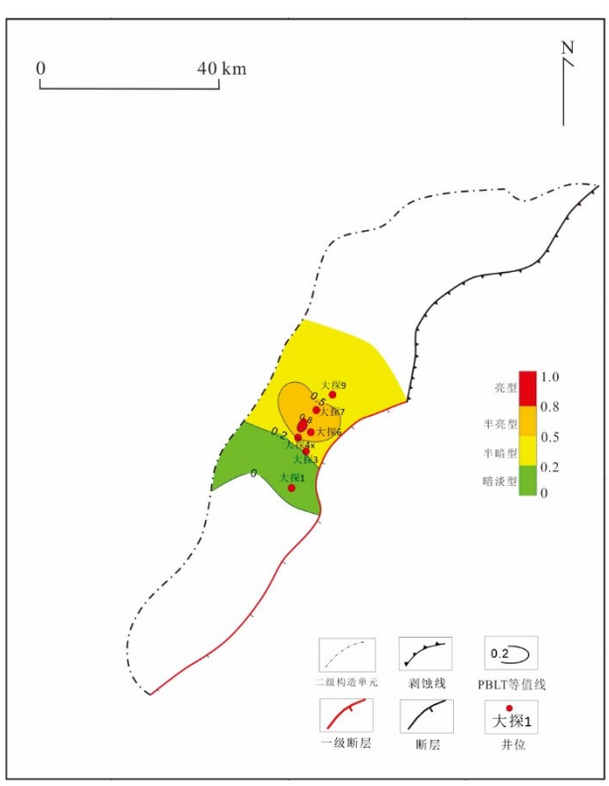

图 4 冀中坳陷大城凸起石炭系-二叠系六煤组煤储层类型分布

Fig.4 Distribution of coal reservoir types in the No. 6 coal seam of the Carboniferous-Permian system, Dacheng Uplift, Jizhong depression

型中显微组分含量存在差异.光亮、半亮煤中以镜质组为主,矿物质含量相对较少.镜质组和壳质组在中变质阶段,微孔隙发育,内表面积大,储存的煤层气以吸附气为主,游离气较少.惰质组孔隙相

表 1　实验煤样的基本信息

Table 1　Basic information of experimental coal samples

井名	埋深(m)	R_o(%)	M_{ad}(%)	A_{ad}(%)	V_{ad}(%)	C_{ad}(%)	视密度(g/cm^3)	孔隙度(%)
大探 1	1 164.75	1.04	1.47	60.90	0	37.63	1.86	6.06
大探 1	1 167.25	1.07	1.04	19.95	29.19	50.25	1.40	3.45
大探 1	1 261.83	1.25	0.96	6.38	27.38	65.28	1.30	2.26
大探 1	1 262.90	1.25	0.94	16.27	27.08	55.71	1.38	2.82
大探 3	1 533.32	1.25	1.02	19.03	23.76	56.19	1.34	3.38
大探 3	1 516.75	1.38	0.94	9.31	24.09	65.66	1.43	2.90
大探 4	1 629.23	0.98	0.60	25.76	35.13	38.51	1.48	3.90
大探 4	1 800.80	1.05	0.90	15.04	28.49	55.57	1.38	3.50
大探 4	1 803.70	1.09	0.80	20.03	29.96	49.21	1.43	3.38
大探 4	1 805.00	1.13	0.87	13.18	30.50	55.45	1.37	2.84
大探 6	1 600.10	0.95	0.84	16.98	34.33	47.85	1.37	2.84
大探 6	1 751.78	1.23	0.69	15.38	26.33	57.60	1.38	3.50
大探 6	1 753.78	1.31	0.68	27.89	25.83	45.60	1.52	2.21
大探 6	1 755.78	1.35	0.96	15.91	25.05	58.08	1.39	4.35
大探 7	1 892.68	0.78	1.50	22.88	34.31	41.31	1.46	1.35
大探 7	1 977.40	0.84	1.41	20.44	35.57	42.58	1.41	3.42
平均值	1 604.82	1.12	0.98	20.33	27.31	51.41	1.43	3.26

注:R_o为煤样的最大镜质体反射率;M_{ad}、A_{ad}、V_{ad}、C_{ad}分别为空气干燥基煤样中水分、灰分、挥发分和固定碳的质量含量.

对较大,易于连通,储存的煤层气以游离气为主(熊先钺等,2023).在大城地区,镜质组含量与割理密度以及含气量有较好的对应关系,镜质组含量高的地方,割理发育且含气量也较高(李静雯等,2020).大城地区石炭系-二叠系属于一次生烃区,古近纪期间,该地区受到岩浆热液作用的影响,导致煤层气大量生成(张松航等,2014).

煤层水分(M_{ad})含量变化范围为0.6%至1.5%,平均为0.98%.水分含量随着埋深增加未表现出明显的系统性变化,而受局部煤储层条件差异影响更大.例如,大探7井在1 892.68 m处水分含量为1.50%,而埋深更大的大探6井在1 755.78 m处水分含量仅为0.96%.灰分(A_{ad})含量介于9.31%至35.13%,平均为27.31%;挥发分(V_{ad})含量在6.38%至37.63%之间,平均为20.33%;固定碳(C_{ad})含量则为38.51%至65.66%,平均为51.41%(表1).总体来看,随着埋深增加,挥发分呈现略微下降的趋势,固定碳含量呈上升趋势,反映出随着热演化程度加深,煤中挥发组分逐渐裂解排出,煤中碳质不断富集.视密度主体在1.3~1.5 g/cm^{3}之间,平均1.43 g/cm^3,气测总孔隙度为1.35%~6.06%,平均为3.26%.孔隙度整体偏低,且随埋深增加呈下降趋势,而视密度略有增大,反映压实作用逐渐增强,孔隙空间减少.这些数据表明煤层在埋藏加深过程中经历了重要的压实与热演化作用.

3　煤层的含气性差异

大城凸起的煤层取样深度主要在1 164~1 980 m之间,平均为1 604.8 m,属于中低变质长烟煤-气煤、中-深层煤层气藏.本文测试数据由中国石油天然气股份有限公司华北油田分公司与中煤科工集团西安研究院有限公司联合完成.自然解吸气含量测定,遵照GB/T19559-2021《煤层气含量测定方法》执行.煤岩含水饱和度通过烘干称重法获得,即加热煤样蒸发水分,通过比较干燥前后的质量差计算含水饱和度.工业分析依据GB/T30732-2014《煤的工业分析仪器法》执行.煤的镜质体反射率依据GB/T 6948-2008《煤的镜质体反射率显微镜测定方法》测定,等温吸附试验根据GB/T19560-2008《煤的高压等温吸附试验方法》执行.

3.1　含气量特征

本研究的7口井主要分布在大城凸起中部一带,根据测试结果,平均含气量(空气干燥基)介于8.74~14.85 m^3/t,平均值为10.773 m^3/t.甲烷体积分数介于58.43%~98.7%,平均为88.24%,其次为二氧化碳,体积分数为1.88%,氮气体积分数介于0.03%~38.45%,整体上甲烷浓度高.根据测试数

表 2 不同探井含气量相关参数对比

Table 2 Comparison of gas content-related parameters from different exploratory wells

井名	含气量(m^3/t)	Langmuir体积(m^3/t)	Langmuir压力(MPa)	饱和吸附量(m^3/t)	吸附饱和度(%)
大探1	0.70～7.13/3.1	5.29～18.88/13.4	1.91～2.26/2.08	12.09～15.9/13.5	5.8～190.2/47.5
大探3	2.14～4.98/3.7	14.03～16.77/15.4	1.80～1.82/1.81	12.48～14.93/13.7	52.3～172.8/112.6
大探4	6.45～18.31/12.3	15.39～18.24/16.9	2.68～2.99/2.81	13.15～15.59/14.6	121.8～172.8/149.7
大探6	5.69～14.17/11.1	13.15～17.24/15.1	2.02～2.16/2.09	11.54～15.36/13.4	128.8～164.6/138.7
大探7	10.55～14.46/12.5	13.57～16.55/14.6	1.85～1.86/1.855	9.59～13.19/11.4	183.6～253.5/215.8

注：含气量及Langmuir体积、压力均为空气干燥基煤样的测试结果；“/”后为平均值.

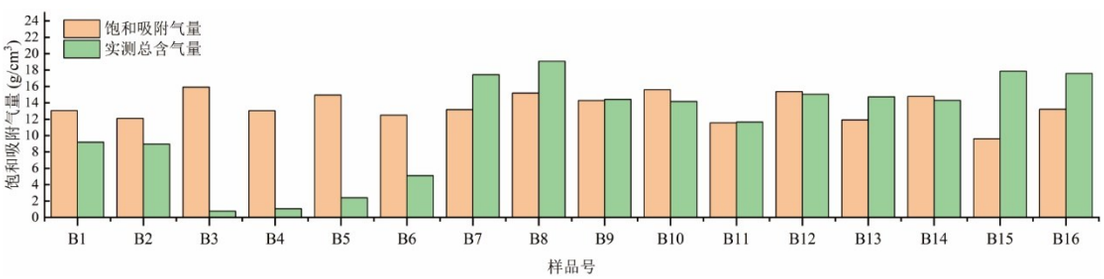

图 5 大城凸起典型煤样饱和吸附量的对比

Fig.5 Comparison of saturated adsorption capacities of typical coal samples in the Dacheng Uplift

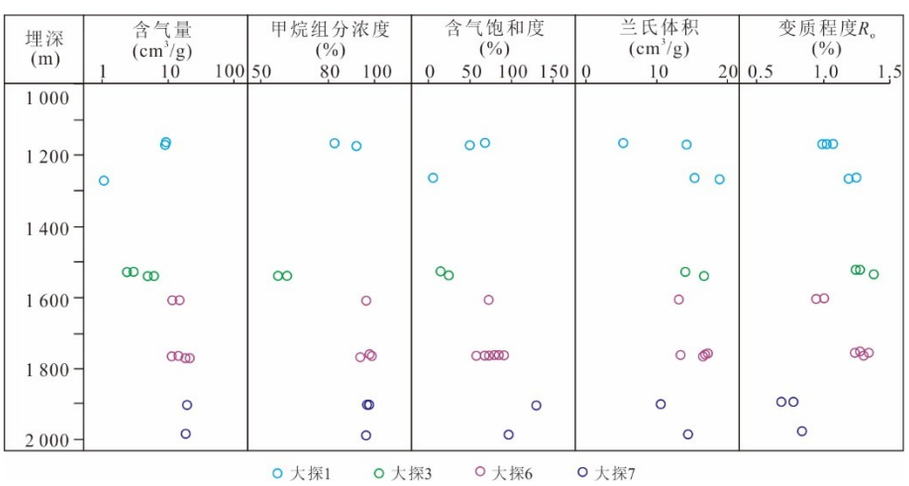

图 6 大城凸起测试煤样含气量分布特征

Fig.6 Distribution characteristics of gas content in tested coal samples from the Dacheng Uplift

据分析，大城凸起各探井煤层的含气性与吸附特征呈现显著分异.总体上呈现出由大参1向北至大探7含气量逐渐降低的趋势.随着煤岩成熟度增加，含气量表现出中高含气量特征.大探1井含气量最低，在0.70～7.13 m^3/t，均值3.1 m^3/t，大探4井含气量最高，在6.45～18.31 m^3/t，均值12.3 m^3/t.整体呈现“北低南高”的分布格局，南部区探井含气量普遍＞10 m^3/t.吸附能力兰氏体积V_L介于5.29～18.88 m^3/t，大探3井最高，均值为15.4 m^3/t，反映其吸附潜力最好.兰氏压力P_L范围在1.80～2.99 MPa，大探4井最高，均值2.81 MPa，指示该井区煤岩对甲烷的吸附亲和力最高.

3.2 饱和吸附量

深部高温高压条件制约着煤层气的赋存状态，在压力正效应和温度负效应的作用下，吸附气存在临界深度，在临界深度以深，吸附气含量减小，游离气含量增加，吸附气与游离气共存(周立宏等，2025b).目前，深部吸附气计算较为成熟，可根据公式(1)所示的Langmuir方程计算求取(周立宏等，2025b).

$$V_{ad}=V_{ad}\times P/(P_L+P), \quad (1)$$

吸附气含气饱和度为实际含气量与理论最大吸附气量的比值，其计算式为：

$$S_g=(V_m/V_{ad})\times 100\%\ ,\qquad (2)$$

其中,V_L为兰氏体积,cm^3/g;P_L为兰氏压力,MPa;P为储层压力,MPa;V_m为实测含气量,cm^3/g.计算结果显示,大城凸起探井的饱和吸附量为 11.4～14.6 m^3/t,大探 4 井均值达 14.6 m^3/t.吸附饱和度呈两极分化特征.北部大探 1 井严重欠饱和,均值 47.5%,而南部大探 7 井显著超饱和,均值 215.8%,揭示存在强烈解吸增压效应,促使吸附态甲烷向游离态转化.大探 7 井区吸附饱和度>200% 的异常现象,与持续生烃作用下的超压封存条件密切相关.传统观念认为,煤层气以吸附为主,吸附饱和度在理论上最大可达 100%.大城地区煤层的吸附饱和度为 5.8%～253.5%,平均为 115.8%,基本上处于含气饱和状态,随着埋深增加,深部煤层则整体接近吸附饱和状态,部分煤样达到了过饱和状态(图 5 和图 6),暗示深部煤层中存在可观的游离气.

4　煤层气含气性控制因素

煤层含气性主要受煤演化程度、煤储层条件、保存条件控制.本研究显示大城凸起地区的煤层气相态变化规律及含量控制因素主要包括储层温度、储层压力、含水饱和度、煤变质程度、孔隙特征等.

4.1　储层温度

储层温度升高,甲烷的吸附量逐渐降低(图 7a).温度增高可以使甲烷分子的平均动能增大,挣脱吸附势能力增强,导致吸附态甲烷的含量降低.地层温度同时也影响游离气含量.温度和压力影响气体压缩状态,从而制约含气量变化(Flores,2014).在地质条件中,当煤层气赋存于封闭的储层孔隙-裂隙体系中时,温度增加导致气体分子间的运动加剧,部分吸附气在高温条件下会发生解吸,转换成游离气.当煤层气赋存空间为开放体系时,储层温度增加会增强甲烷分子的逸散能力.

4.2　储层压力

储层压力系数是流体富集及保存条件的综合直观表现.通常来说,保存条件好的煤储层具有较高的压力系数,保存条件较差的煤储层压力系数偏低.冀中坳陷已有的钻井含气量与地层压力、压力系数分析结果显示,压力系数高于 1.18,地层压力高于 40 MPa 的钻井含气量高(图 8a～8b),多数井的压力系数与含气量呈正相关(图 8b).大城凸起太原组煤储层压力系数介于 1.02～1.29,平均 1.12,表现为正常-弱高压储层压力特征.储层压力增大会导致

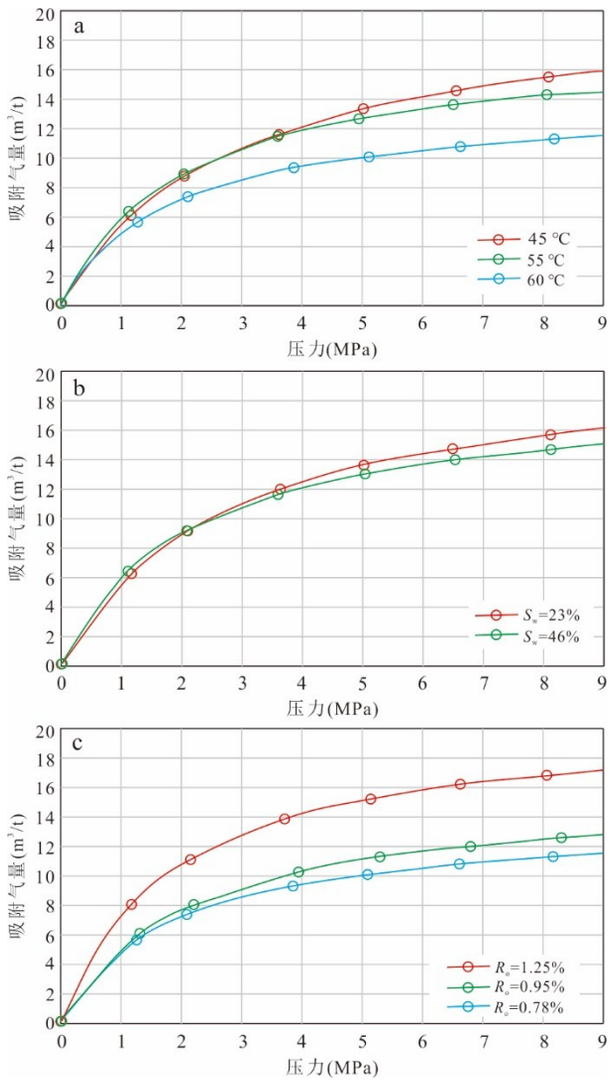

图 7　大城凸起等温吸附实验分析

Fig.7　Analysis of isothermal adsorption experiments in the Dacheng Uplift

a.不同温度条件下甲烷吸附曲线;b.不同含水饱和度甲烷吸附曲线;c.不同煤变质程度甲烷吸附曲线

甲烷密度增大,煤与甲烷分子的距离减小,分子间作用力增强,从而使得甲烷更容易被吸附到煤表面.此外,储层压力增大会导致煤表面活性增强,煤岩吸附甲烷分子所需的吸附势能减小,使得甲烷吸附量增多.储层压力的升高可诱导煤岩表面产生更多裂隙从而增大甲烷的吸附空间,导致甲烷吸附量增大(冯松宝等,2015).研究显示,在相同压力条件下,随着储层温度升高,气体解析的能量增加,游离气含量相应增加(Li *et al.*, 2022;Hu *et al.*, 2023).

顶底板封存是影响深部煤储层压力系数与煤层气富集的重要因素(刘洪林等,2025;邹才能等,2025).大探 7 井六煤组 10 号煤层埋深在 2 010～2 050 m 之

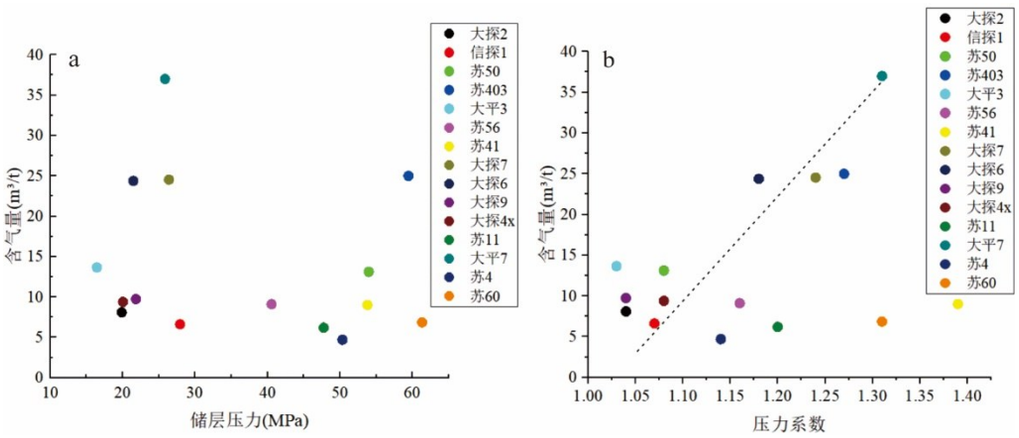

图 8 大城凸起及附近区域钻井含气量与储层压力(a)和压力系数(b)关系

Fig.8 Relationships between gas content and reservoir pressure (a) and pressure coefficient (b) in wells from the Dacheng Uplift and adjacent areas

间,其顶底板岩性均为致密泥岩,泥岩或炭质泥岩孔隙度和渗透率极低,能够有效阻止甲烷气体向上或向下逸散,形成天然的封盖层,促使气体在煤层中富集(图 9).通常情况下,顶底板封闭性良好的区块,其压力系数多维持在 0.8~1.3 之间,形成稳定的压力封闭系统,抑制了吸附气的解析与扩散,有利于甲烷以吸附态或自由态赋存于煤基质中(Lu *et al.*, 2023).该区域构造相对稳定,断层或破碎带欠发育,煤层及其顶底板完整性保存较好,为形成较高储层压力提供了必要条件.

4.3 含水饱和度

研究证实,煤岩含水饱和度与兰氏体积呈显著负相关性,即含水饱和度越高,兰氏体积越低(图 7b).兰氏体积代表单位体积岩石中可吸附气体的理论最大容量,其值受孔隙结构和吸附特性调控.当含水饱和度增加时,原本吸附甲烷分子的空间会被水分子占据,导致可吸附气体的物理空间减少,从而降低兰氏体积.鄂尔多斯盆地东缘煤层 S_w 从 40% 增至 80% 时,V_L 由 16.3 m^3/t 降至 9.8 m^3/t,降幅高达 40%(杨焦生等,2023;邓泽等,2024).水分含量的增多会占据大量的孔隙空间,导致游离气可赋存空间的体积下降,最终导致总气体含量降低(郑超等,2023;李勇等,2024b).以上分析解释了储层中含水饱和度为何与煤层含气量呈现负相关趋势(图 10a),这与不同含水饱和度页岩测试结果以及煤岩分子模拟结果类似(孙健,2020).

4.4 煤变质程度

煤变质程度对吸附气和游离气含量有着直接影响.等温吸附实验研究表明,甲烷的吸附能力随

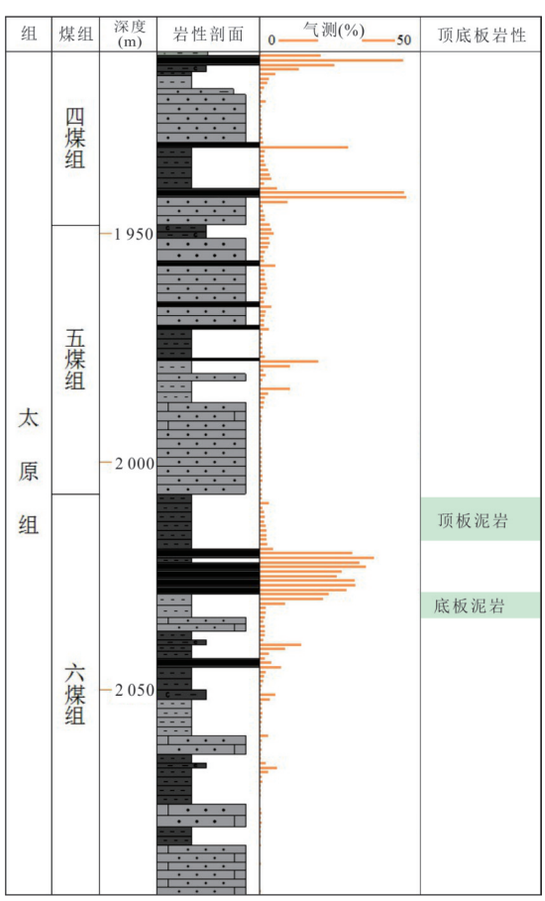

图 9 大城凸起大探 7 井六煤组代表性煤岩顶低板组合与气测值分析

Fig.9 Analysis of representative coal seam roof and floor combinations and gas measurement values for the No. 6 coal group in Well Datan 7, Dacheng Uplift

R_o 的增加呈明显增大趋势(图 7c).煤化作用过程中,有机质分子结构逐渐致密化导致煤岩中较大的

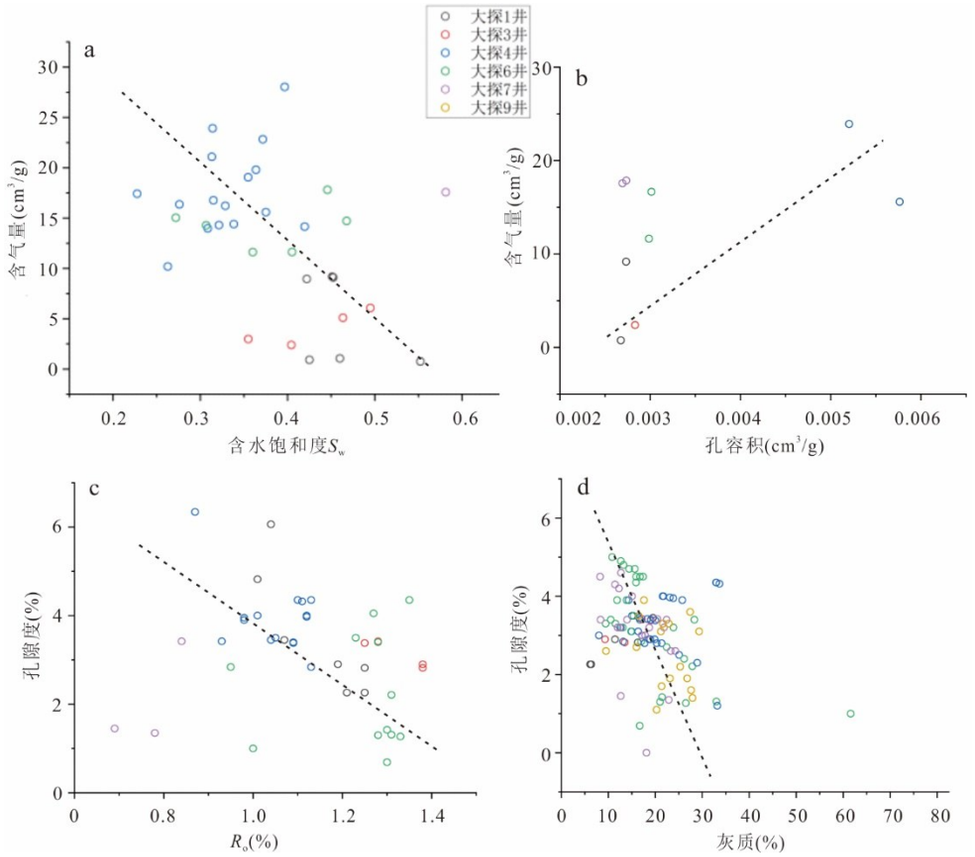

图 10　大城凸起地区煤层含气量、含水饱和度、变质程度、孔隙度、孔容积和灰分含量关系

Fig.10　Relationships among gas content, water saturation, metamorphic grade, porosity, pore volume, and ash content of coal seams in the Dacheng Uplift area

孔隙会转化为微孔、小孔(龚晓峰等,2014).一般情况下,较多的微孔隙能够提供较大的比表面积,有利于吸附气的赋存(Li *et al.*, 2020).相对于中、大孔,微孔和小孔的比表面积大,可以为甲烷吸附提供更多的吸附位,从而提高甲烷的吸附量.煤变质程度对游离气含量的影响主要体现在孔隙度和孔隙结构的变化上.随着煤变质程度增大,原生的大孔减少,而微孔和小孔增多,煤的孔隙度整体降低.孔径>3 nm 的介孔、大孔和微裂隙是煤岩游离气的主要赋存空间.因此,游离气的含量会随煤变质程度的增大而出现减小的趋势.

4.5　孔隙特征

甲烷分子通常以单层吸附形式赋存于孔隙中,游离气可能主要赋存在孔径大于 3 nm 的煤岩孔隙中.测试分析显示煤岩镜质体反射率介于 0.69%~1.5%,平均为 1.1%.随着煤阶升高,热演化作用使中大孔占比下降,微孔比例上升(刘一楠等,2020),微孔虽提升吸附潜力,但狭窄孔径导致甲烷分子受强吸附势阱束缚,实际可动用性低;中大孔通过毛细管凝聚效应和游离态储集,成为煤层气高效富集的核心载体.煤岩的孔容积,通过核磁共振法划分孔隙类型(微孔、中孔、大孔),积分计算各区间孔容积.本研究显示孔容积与含气量呈显著正相关(图 10b),证实中大孔主导的储集空间对游离气赋存具有关键控制作用.此外,新生代构造运动可能导致煤岩快速抬升,地层压力骤降引发吸附气解吸,保存条件差导致解吸气散失、含气量减少.总孔隙度与 R_o 存在一定的负相关性,R_o 升高则总孔隙度降低.研究区孔隙度介于 0.10%~6.34%,平均为 3.20%(图 10c).孔隙结构是控制含气量的内在因素,灰分、水分、挥发分和固定碳是煤质分析中的重要参数.其中灰分与 R_o 是影响孔隙结构的主要参数.灰质和总孔隙度存在一定的负相关性,灰分升高孔隙度降低(图 10d).孔隙度决定储气空间的大小,直接影响游离气含量,从而制约含气量变化(Bustin and Clarkson, 1999; Flores, 2014).

5 煤层含气量预测模型

5.1 吸附气含量预测模型

基于上述影响因素分析，兰氏体积V_L、兰氏压力P_L并非固定不变，而是随着埋深变化而变化，与镜质体反射率R_o、储层温度T和孔隙度、灰分等因素有关（杨焦生等，2023）.煤岩中灰分含量会引起视密度变化，从而影响视密度对气态烃的吸附能力.本研究利用R_o、温度（T）和煤岩视密度（ρ_c）分别与兰氏体积V_L和P_L进行多元线性回归分析，构建兰氏参数表征模型：

$$V_L=55.751-0.218\times T+4.072\times R_o-23.604\times\rho_c, \quad (3)$$

$$P_L=-1.887+0.07\times T+0.911\times R_o-0.651\times\rho_c, \quad (4)$$

其中，T代表温度，单位为℃；R_o代表镜质体反射率，单位为%；ρ_c代表煤岩视密度，单位为g/cm^3.将公式（3）、公式（4）联合公式（1），得到研究区深部煤层在储层压力、温度、煤变质程度和视密度影响下的等温饱和吸附模型.经对比验证，利用预测模型计算得到的甲烷饱和吸附量和基于等温吸附实验测试数据计算得到的甲烷饱和吸附量之间具有较好的相关性（$R^2=0.76$），模型可用于深部煤层甲烷吸附量的预测.

5.2 游离气含量预测模型

通常游离气含量计算方法是基于气体状态方程及Mariotte定律（Lewis *et al.*, 2004）.考虑到深部储层压力较高，气体会被压缩，因而引入压缩因子Z，即基于Boyle-Mariotte定律的压缩因子状态方程来计算实际游离气量（李勇等，2023；杨兆彪等，2025；周立宏等，2025b）.游离气含量的影响因素复杂，一般假设煤层孔隙为饱和吸附状态下铺满单层甲烷分子的孔隙空间，剩余孔隙体积为游离气体积.因此需要去除水分所占空间的体积，得到深部实际煤储层中游离气的计算模型：吸附气可占据一定的孔隙空间，因此在计算游离气过程中需要扣除吸附气所占体积（赵群等，2023），将孔隙度替换为游离态孔隙度：

$$V_g=(\phi-\phi_{ad})(1-S_w)P\times T_{sc}/(\rho_c\times P_{sc}\times Z), \quad (5)$$

其中，V_g为储层游离气含量，单位为m^3/t；P为储层压力，单位为MPa；T为储层温度，单位为K；ϕ为孔隙度，ϕ_{ad}代表吸附态甲烷孔隙度；S_w为含水饱和度；ρ_c为煤的视密度，单位为g/cm^3；P_{sc}为地面下标准压力，单位为MPa；T_{sc}为地面下标准温度，单位为K；Z为气体压缩因子.

吸附态甲烷的孔隙度计算式为（黄盼，2021；李勇等，2023）：

$$\phi_{ad}=V_{ad}\times\rho_c\times\rho_g/\rho_{ad}, \quad (6)$$

其中，ρ_g为标准状态（1个标准大气压、20 ℃）下甲烷的密度，取值0.666 73×10^{-3} t/m^3.采用Ozawa *et al.*（1976）利用碳分子筛吸附实验建立的经验公式来计算吸附态甲烷密度：

$$\rho_{ad}=\rho_d\exp[-D(T-T_d)], \quad (7)$$

其中，ρ_d代表常压下甲烷的沸点密度，取值0.423 t/m^3；T_d为常压下甲烷的沸点温度（111.65 K）；D代表热膨胀系数，取2.5×10^{-3} K^{-1}.

气体压缩因子Z通过NIST数据库提取得到，截取0～30 MPa的不同温度（303.15、318.15、333.15、353.15、373.15 K）、压力（0～30 MPa）甲烷压缩因子数据并采用Rational Taylor方程以L-M方法进行拟合（Conca *et al.*, 2024；杨兆彪等，2025）：

$$Z=(2.08+0.262\,4p-0.063\,71T+2.39\times10^{-4}T^2-9.81\times10^{-4}pT)/1+0.419\,9p-0.057\,37T-0.002\,87p^2+2.30\times10^{-4}T^2+2.30\times10^{-4}T^2-0.001\,18pT. \quad (8)$$

5.3 含气量垂向分布规律与模型验证

基于所建立的预测模型计算得到中低煤阶储层不同埋深处吸附甲烷、游离甲烷含量及总气量与埋深的关系.本研究以煤岩孔隙度8%开展模拟计算，结果表明随埋深增大，煤对甲烷的饱和吸附量存在“临界深度”，吸附气临界深度位于1 100 m左右，其含量可达到14 m^3/t（图11a）.在1 100 m范围内，煤储层压力对甲烷吸附作用的正效应大于温度的负效应，因此甲烷的吸附量在浅部随埋深增大呈现升高的趋势；随着埋深继续增大，温度对甲烷吸附的抑制作用逐渐占据主导，导致深部煤层中甲烷的吸附量随埋深增大而呈现出缓慢降低的变化趋势.这一规律与鄂尔多斯东缘、准噶尔盆地地区的煤层气的研究结果类似（李勇等，2023；杨焦生等，2023）.游离气含量随着埋深变化显示出逐渐升高至趋于稳定的变化趋势（图11b）.随着埋深增大、压力升高导致游离气密度逐渐增大，从而使得游离气含量随着埋深增大而呈现出增长趋势.由于游离气计算中未考虑深层孔隙度随温压逐渐减小的规律，所以游离气含量随埋深逐渐增加.实际地质条件下，深部煤岩在上覆地层压力作用下遭受机械压实、孔

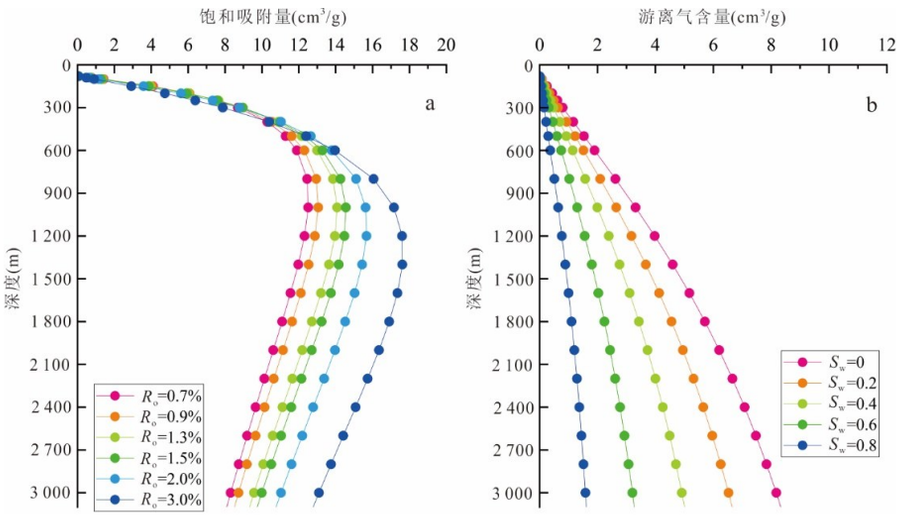

图 11　不同煤阶和含水饱和度煤层甲烷吸附气量(a)和游离气量随埋深的变化(b)

Fig.11　Variations of adsorbed gas content (a) and free gas content (b) of coalbed methane with burial depth for different coal ranks and water saturations

隙度降低,且孔隙度与埋深的变化关系随煤阶不同而有差异,导致游离气的赋存空间减少,游离气含量变化会更加复杂(Li *et al.*, 2013;张守仁,2016).

在上述综合作用下,总含气量的临界深度位于 1 500 m 左右,其含气量可达到 16 m³/t(图 12).在临界深度以下,煤层气赋存态分配发生转化.吸附气明显减小,游离气含量增加,游离态甲烷资源量成为深部煤层气资源增量的重要贡献者.大城凸起地区 1 500 m 以深,含气量随埋深增加而逐渐缓慢降低,吸附气占比逐渐降低、游离气占比逐渐增加,在 2 400 m 处游离气占比可达到 50%,游离气的占比与鄂尔多斯盆地东缘类似(秦勇,2023).值得注意的是,实际地质环境更加复杂,随埋深增加煤储层由凸起逐渐向深部凹陷过渡,煤储层含水饱和度可能会逐渐减小,游离气含量变化会增加.冀中坳陷地区气测数据在一定程度上可以反映这种规律.在文安斜坡埋深大的地区,其高气测显示井数要多于大城凸起区.

大城凸起提钻取心的含气量显示,在煤层埋深 1 500～1 900 m 处测得含气量为 2.4～19.1 m³/t(空气干燥基),平均含气量为 13.6 m³/t.本研究采用兰氏方程计算吸附气,然后用总含气量减去吸附气即为游离气,这是目前国内计算游离气的常用方法.按照此方法计算 1 500～1 900 m 处游离气含量为 2.8～4.2 m³/t,平均为 3.2 m³/t,略低于基于游离态甲烷预测模型计算结果(4.1 m³/t),造成偏差的原因可能与孔隙度、含水饱和度取值或构造保存程度相关.然而总含气量基本上落于预测的

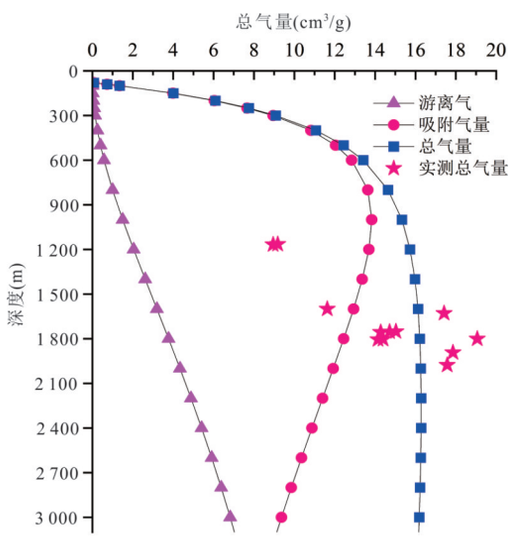

图 12　大城凸起深部煤层气不同相态含量随埋深分配规律(R_o值为 1.2%)与实测总气量对比

Fig.12　Comparison of distribution patterns of different phase contents with burial depth (R_o=1.2%) and measured total gas content in deep coalbed methane from the Dacheng Uplift

曲线附近(图 12),表明本预测模型可以预测大城凸起深部煤层气含量.以大探 6 井为例,其吸附气含气饱和度为 138%,推测 1 700 m 以下束缚气与游离气共存,随深度加深,游离态气含量可能升高.

煤层气资源量规模和赋存状态是影响深部煤层气可采性的重要因素.在深部煤层气开采中,煤层气中游离气占比高是高产的必要基础.煤层气赋存状态和含气量特征表明 1 000～2 600 m 是最

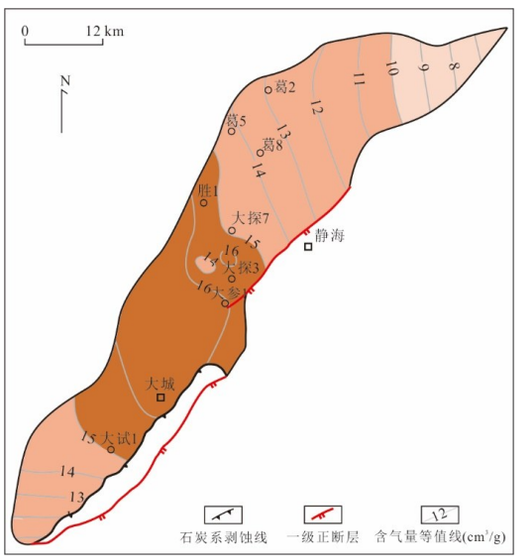

图 13 大城凸起深部煤层气代表性煤组(六煤组)含气量水平分布

Fig.13 Gas content distribution map of the representative coal group (Group VI) in the deep coalbed methane reservoir, Dacheng Uplift

优开发深度.考虑到大城凸起太原组的实际埋藏深度大于 1 500 m,因此 1 500～2 600 m 是大城凸起区的最优开发深度范围.该范围内总含气量在 14～16 m^3/t,游离气占比在 25%～44% 之间.

5.4 含气量水平分布特征

大城凸起作为煤层气勘探的重要区块,其煤层气富集规律具有明显的分带性.六煤组煤层厚度大、煤体结构完整、生气潜力好,其含气量特征在大城凸起具有代表性.本研究综合地质、测井及含气量预测模型,绘制大城凸起六煤组的含气量等值线(图 13).大城凸起深部煤层含气量呈现出条带状展布特征,高值区集中分布于大城凸起的中部地区,该区域构造相对稳定,有利于气体的富集与保存.等值线由高值区向南北两侧逐渐降低,呈现出带状展布特征.本研究显示,大城凸起煤层含气量的空间分布特征与煤岩热成熟度展布特征相似,揭示生气强度是控制本区煤层气富集的基础因素.受火山烘烤作用影响,镜质体反射率 R_o 的高值区主要沿大参 1 井向西北延伸至文安地区,R_o 值普遍介于 1.2%～2.5%(闫睿昶等,2026),煤岩热变质程度高,为煤层气生成与富集奠定基础.

现有理论表明,随埋深增加,地层压力增大,封闭性增强,有利于煤层气保存,含气量应持续升高.然而,本区的煤层气含量高值区并非出现在埋深最大的区域,而是稳定地集中于构造中部的 1 900～2 100 m 深度区间内.在大城凸起北部煤层埋深 3 000～4 000 m 处,其含气量反而低于中部高值区,主要原因在于热演化程度不足,镜质体反射率(R_o)总体介于 0.65%～0.95%,生烃潜力低,煤岩缺乏充足的气源补给,即使埋深巨大、保存条件优越,煤层也难以形成高含气量.因此,大城凸起深部煤层气必须将煤层的热演化程度与生气能力作为首要评价指标.

6 结论

本文对大城凸起煤层气地质特征、含气性差异及其控制因素进行了系统研究,并建立了煤层含气量预测模型.主要结论如下:

(1)大城凸起石炭系-二叠系煤层含气量总体呈现“北低南高”的分布格局,南部探井含气量普遍较高,部分区域甚至超过 10 m^3/t.吸附气与游离气的赋存状态受储层温度、压力、含水饱和度等因素的综合影响.孔隙特征是控制含气量的重要因素,孔容积与含气量呈显著正相关,灰分对含气量有负面效应.

(2)构建冀中坳陷深部煤层在储层压力、温度、煤变质程度和视密度影响下的等温饱和吸附模型和游离气含量模型.随埋深增大,煤对甲烷的饱和吸附量存在“临界深度”,吸附气临界深度位于 1 100 m 左右,其含量可达到 14 m^3/t;游离气含量随着埋深增加显示逐渐升高至趋于稳定的变化趋势;总含气量的临界深度位于 1 500 m 左右,其含气量可达到 16 m^3/t.

(3)综合考虑煤层含气量、气体赋存状态和煤层埋深情况,1 500 m 以深是大城凸起区的最优开发深度范围,该深度范围内总含气量 14～16 m^3/t,游离气占比 25%～44%,兼具高含气量与高可动游离气优势,而评价大城凸起深部煤层气有利区带需要将煤层的热演化程度与生气能力作为首要评价指标.

References

Bustin, R. M., Clarkson, C. R., 1999. Free Gas Storage in Matrix Porosity: Potentially Significant Coalbed Resource in Low Rank Coals. The 1999 International Coalbed Methane Symposium. The University of Alabama, Tuscaloosa.

Conca, A., Naldi, S., Ottaviani, G., et al., 2024. Taylor Polynomials of Rational Functions. *Acta Mathematica Vietnamica*, 49(1): 19－37. https://doi.org/10.1007/s40306-023-00514-4

Deng, Z., Wang, H. Y., Jiang, Z. X., et al., 2024. Influence of Deep Coal Pore and Fracture Structure on Occur-

rence of Coalbed Methane: A Case Study of Daning-Jixian Block in Eastern Margin of Ordos Basin. *Coal Science and Technology*, 52(8): 106－123 (in Chinese with English abstract).

Fang, D. Q., Song, Y., 1997. Correlation of Geologic Features of the Principal coal-Bed Gas Experiment Areas in China. *Natural Gas Industry*, 17(6): 15－18 (in Chinese with English abstract).

Feng, S. B., Liu, R., Yu, L., 2015. Analysis of Influencing Factors on Methane Adsorption Capacity of Coal. *Technology Innovation and Application*, 5(9): 32－32, 33 (in Chinese).

Flores, R. M., 2014. Coal and Coalbed Gas. *Coal and Coalbed Gas*. Amsterdam: Elsevier: 587－614. https://doi.org/10.1016/b978-0-12-396972-9.00010-0

Gong, X. F., He, J. X., Wu, C. K., et al., 2014. Basic Geological and Geochemical Background of Unconventional Gas Resources in China. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 34(5): 95－105 (in Chinese with English abstract).

Hu, B., Cheng, Y. P., Pan, Z. J., 2023. Classification Methods of Pore Structures in Coal: A Review and New Insight. *Gas Science and Engineering*, 110: 204876. https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2023.204876

Huang, P., 2021. Study on Log Evaluation Method of Key Parameters for Shale Gas Reserve Calculation. *Energy and Conservation*, (5): 2－6, 83 (in Chinese).

Jin, Q., Ma, G. Z., Wan, C. L., et al., 2012. Thermal Stimulation of Hydrocarbon Generation from the Carboniferous-Permian Coal with Igneous Rock Existing Conditions. *Acta Petrologica Sinica*, 28(3): 749－757 (in Chinese with English abstract).

Lewis, R., Ingraham, D., Pearcy, M., et al., 2004. New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoris. The Schlumberger Reservoir Symposium. Houston.

Li, J. Q., Lu, S. F., Zhang, P. F., et al., 2020. Estimation of Gas-in-Place Content in Coal and Shale Reservoirs: A Process Analysis Method and Its Preliminary Application. *Fuel*, 259: 116266. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116266

Li, J. W., 2020. The Study of Coalbed Methane Prospective Zone Optimizatoin and Development Strategy in the Dacheng Area (Dissertation). China University of Mining and Technology, Xuzhou (in Chinese with English abstract).

Li, S., Tang, D. Z., Pan, Z. J., et al., 2013. Characterization of the Stress Sensitivity of Pores for Different Rank Coals by Nuclear Magnetic Resonance. *Fuel*, 111: 746－754. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.05.003

Li, Y., Gao, S., Wu, P., et al., 2023. Evaluation and Correction of Prediction Model for Free Gas Content in Deep Coalbed Methane: A Case Study of Deep Coal Seams in the Eastern Margin of Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 44(11): 1892－1902 (in Chinese with English abstract).

Li, Y., Wang, Z. S., Tang, S. H., et al., 2022. Re-Evaluating Adsorbed and Free Methane Content in Coal and Its Ad- and Desorption Processes Analysis. *Chemical Engineering Journal*, 428: 131946. https://doi.org/10.1016/j.cej.2021.131946

Li, Y., Xu, F. Y., Tang, S. H., et al., 2024a. Progress and Development Direction of Coalbed Methane(Coal-Rock Gas)Exploration and Development in the Ordos Basin. *Natural Gas Industry*, 44(10): 63－79 (in Chinese with English abstract).

Li, Y., Xu, L. F., Liu, Y., et al., 2024b. Occurrence Mechanism, Environment and Dynamic Evolution of Gas and Water in Deep Coal Seams. *Coal Geology & Exploration*, 52(2): 40－51 (in Chinese with English abstract).

Liu, D. M., Jia, Q. F., Cai, Y. D., 2022. Research Progress on Coalbed Methane Reservoir Geology and Characterization Technology in China. *Coal Science and Technology*, 50(1): 196－203 (in Chinese with English abstract).

Liu, H. L., Wang, H. C., Deng, Z., et al., 2025. Accumulation Characteristics and Models of Low-Rank Multi-Source Coal Rock Gas in the Jurassic of Junggar Basin. *Natural Gas Geoscience*, 36(9): 1661－1676 (in Chinese with English abstract).

Liu, Y. N., Liu, Y., Xin, F. D., et al., 2020. Applicability of Mercury Injection Test to the Characterization of Low Rank Coal and Its Correction Method. *Coal Geology & Exploration*, 48(4): 118－125 (in Chinese with English abstract).

Lu, Y. J., Han, J. X., Zhang, H., et al., 2023. Study on Coal Seam Physical Characteristics and Influence on Stimulation: A Case Study of Coal Seams in Zhengzhuang Block. *Frontiers in Earth Science*, 10: 1031419. https://doi.org/10.3389/feart.2022.1031419

Ozawa, S., Kusumi, S., Ogino, Y., 1976. Physical Adsorption of Gases at High Pressure. IV. an Improvement of the Dubinin—Astakhov Adsorption Equation. *Journal of Colloid and Interface Science*, 56(1): 83－91. https://doi.org/10.1016/0021-9797(76)90149-1

Qin, Y., 2023. Progress on Geological Research of Deep Coalbed Methane in China. *Acta Petrolei Sinica*, 44(11): 1791－1811 (in Chinese with English abstract).

Sun, J., 2020. Gas in Place and Its Controlling Factors of the Shallow Longmaxi Shale in the Northern Guizhou Area (Dissertation). Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou (in Chinese

with English abstract).

Tang, S. H., Xi, Z. D., Zhang, S. H., et al., 2025. Occurrence Phase and Gas-Bearing Evolution of Deep Coalbed Methane. *Coal Science and Technology*, 53(3): 91－100 (in Chinese with English abstract).

Wang, M. M., Lu, X. X., Jin, H., et al., 1998. Hydrogeologic Features of Carboniferous-Permian Coal Bed Gas Enriched Areas in North China. *Experimental Petroleum Geology*, (4): 77－85 (in Chinese with English abstract).

Wang, Y. P., Su, R., Mao, C. L., et al., 2020. Prediction of Gas Bearing Property in Seismic Frequency Domain for Coal Beds in Dacheng Swell. *Xinjiang Petroleum Geology*, 41(4): 422－429 (in Chinese with English abstract).

Wang, Y. Z., 2020. Carboniferous-Permian Coal-Derived Gas Resource Potential Analysis and Favorable Area Prediction in the Northeast of Jizhong Depression (Dissertation). China University of Geosciences, Beijing (in Chinese with English abstract).

Wu, Y. G., Men, X. Y., Lou, Y., 2024. New Progress and Prospect of Coalbed Methane Exploration and Development in China during the 14th Five-Year Plan Period. *China Petroleum Exploration*, 29(1): 1－13 (in Chinese with English abstract).

Xiong, X. Y., Yan, X., Xu, F. Y., 2023. Analysis of Multi-Factor Coupling Control Mechanism, Desorption Law and Development Effect of Deep Coalbed Methane. *Acta Petrolei Sinica*, 44(11):1812－1826 (in Chinese with English abstract).

Xu, F. Y., Xiao, Z. H., Chen, D., et al., 2019. Current Status and Development Direction of Coalbed Methane Exploration Technology in China. *Coal Science and Technology*, 47(10): 205－215 (in Chinese with English abstract).

Xu, H., Tang, D. Z., Mathews, J. P., et al., 2016. Evaluation of Coal Macrolithotypes Distribution by Geophysical Logging Data in the Hancheng Block, Eastern Margin, Ordos Basin, China. *International Journal of Coal Geology*, 165: 265－277. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.09.002

Yan, R. C., Li, X. W., Li, X. D., et al., 2026. Enrichment Patterns and Favorable Area Evaluation of Deep Coalbed Methane in Carboniferous-Permian Residual Faulted Basins of Jizhong Depression. *Earth Science*, 51(9): 3578－3598 (in Chinese with English abstract).

Yang, J. S., Feng, P., Tang, S. L., et al., 2023. Phase Control Factors and Content Prediction Model of Deep Coalbed Methane in Daning-Jixian Block. *Acta Petrolei Sinica*, 44(11): 1879－1891 (in Chinese with English abstract).

Yang, Z. B., Li, C. L., Guo, Q. Z., et al., 2025. Distribution Patterns of Various Occurrence States of Deep Coalbed Methane in the Baijiahai Uplift, Junggar Basin, Xinjiang. *Journal of China University of Mining & Technology*, 54(1): 127－137 (in Chinese with English abstract).

Zhang, D. Y., Zhu, J., Zhao, X. L., et al., 2018. Dynamic Assessment of Coalbed Methane Resources and Availability in China. *Journal of China Coal Society*, 43(6): 1598－1604 (in Chinese with English abstract).

Zhang, S. H., Liang, H. B., Tang, S. H., et al., 2014. Simulation of the Thermal and Maturity History of Carboniferous-Permian Source Rock in the Northeast of Jizhong Depression. *Geological Journal of China Universities*, 20(3): 454－463 (in Chinese with English abstract).

Zhang, S. H., Tang, S. H., Qian, Z., et al., 2014. Evaluation of Geological Features for Deep Coalbed Methane Reservoirs in the Dacheng Salient, Jizhong Depression, China. *International Journal of Coal Geology*, 133: 60－71. https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.09.002

Zhang, S. R., 2016. Change and Stress Sensitivity of Physical Properties and Gas Content of Coal Reservoir with Depth in Qinshui Basin. *China Coalbed Methane*, 13(3): 7－9, 30 (in Chinese with English abstract).

Zhao, Q., Wang, H. Y., Cong, L. Z., et al., 2023. Shale Gas Resources/Reserves Calculation Method Considering the Space Taken by Adsorbed Gas. *Natural Gas Geoscience*, 34(2): 326－333 (in Chinese with English abstract).

Zhao, T. T., 2023. Study on Permeability Differential Evolution Mechanism of Middle and High Rank Coal Reservoirs during Coalbed Methane Development (Dissertation). China University of Geosciences, Beijing (in Chinese with English abstract).

Zheng, C., Ma, D. M., Chen, Y., et al., 2023. Research Progress Micro Effect of Water on Coalbed Methane Adsorption/Desorption. *Coal Science and Technology*, 51 (2): 256－268 (in Chinese with English abstract).

Zheng, D. W., Zhang, J. F., Sun, G. B., et al., 2008. Research on Coal-Bed Methane Reserves Estimating Prameters. *China Petroleum Exploration*, 13(3): 1－4, 26 (in Chinese with English abstract).

Zhou, L. H., Li, Y., Ding, R., et al., 2025a. Differential Accumulation Characteristics and Production of Coalbed Methane/Coal-Rock Gas: A Case Study of the No. 8 Coal Seam of the Carboniferous Benxi Formation in the Daji Block, Ordos Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 52(4): 772－781 (in Chinese with English abstract).

Zhou, L. H., Yan, X., Xiong, X. Y., et al., 2025b. Charac-

teristics of Occurrence and Distribution Rule of Deep Coalbed Methane in Supercritical State. *Coal Science and Technology*, 53(3): 73－90 (in Chinese with English abstract).

Zou, C. N., Zhao, Q., Liu, H. L., et al., 2025. China's Breakthrough in Coal‑Rock Gas and Its Significance. *Natural Gas Industry*, 45(4): 1－18 (in Chinese with English abstract).

中文参考文献

邓泽, 王红岩, 姜振学, 等, 2024. 深部煤储层孔裂隙结构对煤层气赋存的影响: 以鄂尔多斯盆地东缘大宁–吉县区块为例. 煤炭科学技术, 52(8): 106－123.

房德权, 宋岩, 1997. 中国主要煤层气试验区地质特征对比. 天然气工业, 17(6): 15－18.

冯松宝, 刘瑞, 余磊, 2015. 煤吸附甲烷能力影响因素分析. 科技创新与应用, 5(9): 32－32, 33.

龚晓峰, 何家雄, 吴从康, 等, 2014. 中国非常规天然气资源的基本地质地球化学特征及特点. 海洋地质与第四纪地质, 34(5): 95－105.

黄盼, 2021. 页岩气储量计算关键参数测井评价方法研究. 能源与节能, (5): 2－6, 83.

金强, 马国政, 万丛礼, 等, 2012. 火成岩对石炭–二叠系煤岩二次生烃作用影响的研究. 岩石学报, 28(3): 749－757.

李静雯,2020. 大城地区煤层气有利区带优选与开发策略研究(硕士学位论文). 徐州:中国矿业大学.

李勇, 徐凤银, 唐书恒, 等, 2024a. 鄂尔多斯盆地煤层(岩)气勘探开发进展及发展方向. 天然气工业, 44(10): 63－79.

李勇, 徐立富, 刘宇, 等, 2024b. 深部煤层气水赋存机制、环境及动态演化. 煤田地质与勘探, 52(2): 40－51.

李勇,高爽,吴鹏,等,2023. 深部煤层气游离气含量预测模型评价与校正——以鄂尔多斯盆地东缘深部煤层为例. 石油学报,44(11):1892－1902.

刘大锰, 贾奇锋, 蔡益栋, 2022. 中国煤层气储层地质与表征技术研究进展. 煤炭科学技术, 50(1): 196－203.

刘洪林, 王怀厂, 邓泽, 等, 2025. 准噶尔盆地侏罗系低阶多源型煤岩气成藏特征及模式. 天然气地球科学, 36(9): 1661－1676.

刘一楠, 刘勇, 辛福东, 等, 2020. 压汞实验对低阶煤表征的适用性分析及校正方法. 煤田地质与勘探, 48(4): 118－125.

秦勇, 2023. 中国深部煤层气地质研究进展. 石油学报, 44(11): 1791－1811.

孙健, 2020. 黔北地区浅层龙马溪组页岩含气性及其控制因素(博士学位论文). 广州: 中国科学院大学(中国科学院广州地球化学研究所).

唐书恒, 郗兆栋, 张松航, 等, 2025. 深部煤层气赋存相态与含气性演化. 煤炭科学技术, 53(3): 91－100.

王明明, 卢晓霞, 金惠, 等, 1998. 华北地区石炭–二叠系煤层气富集区水文地质特征. 石油实验地质, (4): 77－85.

王永臻,2020. 冀中坳陷东北部石炭–二叠系煤成气资源潜力分析及有利区预测(博士学位论文). 北京: 中国地质大学.

王云鹏, 苏芮, 毛传龙, 等, 2020. 大城凸起煤层地震频率域含气性预测. 新疆石油地质, 41(4): 422－429.

吴裕根, 门相勇, 娄钰, 2024. 我国"十四五"煤层气勘探开发新进展与前景展望. 中国石油勘探, 29(1): 1－13.

熊先钺,闫霞,徐凤银,等,2023. 深部煤层气多要素耦合控制机理、解吸规律与开发效果剖析. 石油学报,44(11): 1812－1826.

徐凤银, 肖芝华, 陈东, 等, 2019. 我国煤层气开发技术现状与发展方向. 煤炭科学技术, 47(10): 205－215.

闫睿昶,李熹微,李小冬,等,2026. 冀中坳陷石炭系–二叠系残留断陷盆地深部煤层气富集规律及有利区评价. 地球科学,51(9): 3578－3598.

杨焦生, 冯鹏, 唐淑玲, 等, 2023. 大宁–吉县区块深部煤层气相态控制因素及含量预测模型. 石油学报, 44(11): 1879－1891.

杨兆彪,李存磊,郭巧珍,等,2025. 新疆准噶尔盆地白家海凸起深部煤层气不同赋存态分配规律. 中国矿业大学学报,54(1): 127－137.

张道勇, 朱杰, 赵先良, 等, 2018. 全国煤层气资源动态评价与可利用性分析. 煤炭学报, 43(6): 1598－1604.

张守仁, 2016. 沁水盆地煤层含气量和物性随埋深变化及其应力敏感性. 中国煤层气, 13(3): 7－9, 30.

张松航, 梁宏斌, 唐书恒, 等, 2014. 冀中坳陷东北部石炭–二叠系烃源岩热史及成熟史模拟. 高校地质学报, 20(3): 454－463.

赵群, 王红岩, 丛连铸, 等, 2023. 考虑到吸附气所占空间的页岩气资源/储量计算方法. 天然气地球科学, 34(2): 326－333.

赵天天,2023. 中高煤阶煤层气开发储层渗透性差异演化机制研究(博士学位论文). 北京:中国地质大学.

郑超, 马东民, 陈跃, 等, 2023. 水分对煤层气吸附/解吸微观作用研究进展. 煤炭科学技术, 51(2): 256－268.

郑得文, 张君峰, 孙广伯, 等, 2008. 煤层气资源储量评估基础参数研究. 中国石油勘探, 13(3): 1－4, 26.

周立宏, 李勇, 丁蓉, 等, 2025a. 煤层(岩)气"同生异构"控藏特征及开发实践: 以鄂尔多斯盆地大吉区块石炭系本溪组8号煤为例. 石油勘探与开发, 52(4): 772－781.

周立宏, 闫霞, 熊先钺, 等, 2025b. 深部煤层气超临界状态下赋存特征及分配规律. 煤炭科学技术, 53(3): 73－90.

邹才能, 赵群, 刘翰林, 等, 2025. 中国煤岩气突破及意义. 天然气工业, 45(4): 1－18.