

中国深层煤层气地质特征与勘探实践

郭旭升^{1,2,3,4,5},赵培荣^{2,3,4,5},申宝剑^{2,3,4,5},刘曾勤^{2,3,4,5},罗兵^{2,3,4,5,6},赵石虎^{2,3,4,5},
张嘉琪^{2,3,4,5},贺甲元^{2,3,4,5},付维署^{2,3,4,5},魏海鹏¹,刘炯^{2,3,4,5},陈新军^{2,3,4,5},叶金诚^{2,3,4,5}

(1. 中国石油化工股份有限公司,北京 100728;2. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室,北京 102206;3. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室,北京 102206;4. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 102206;5. 中国石化深层煤层气勘探开发重点实验室,北京 102206;6. 中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院,湖北 武汉 430223)

摘要:中国深层煤层气资源丰富,近年勘探工作取得了积极进展,是非常规天然气的战略接替领域,但效益开发面临复杂的地质-工程挑战。本文研究了中国典型地区深层煤层气地质特征,总结了理论与技术研究进展,提出了深层煤层气的发展前景。研究结果表明:①与浅层对比,深层煤层气具有“非均质性强、游离气-吸附气双富、塑性强”的地质-工程特点。②深层中-低煤阶煤储集空间大,以原生植物组织孔为主,中-高煤阶煤微孔与裂隙发育,孔隙以有机质气孔为主,裂隙以割理和外生裂隙为主。③经过多年攻关,中国石化已经初步形成了深层煤层气选区评价、甜点预测、水平井钻井与有效支撑压裂改造技术系列,为深层煤层气的勘探突破提供了有效支撑。④建议进一步加强深层煤层气富集规律与“甜点”及开发技术政策与排采规律研究,研发薄煤层水平井优快钻井与压裂改造降本增效技术。

关键词:勘探实践;富集高产;地质-工程特征;游离气;深层煤层气

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Geological features and exploration practices of deep coalbed methane in China

GUO Xusheng^{1,2,3,4,5}, ZHAO Peirong^{2,3,4,5}, SHEN Baojian^{2,3,4,5}, LIU Zengqin^{2,3,4,5}, LUO Bing^{2,3,4,5,6}, ZHAO Shihu^{2,3,4,5},
ZHANG Jiaqi^{2,3,4,5}, HE Jiayuan^{2,3,4,5}, FU Weishu^{2,3,4,5}, WEI Haipeng¹, LIU Jiong^{2,3,4,5}, CHEN Xinjun^{2,3,4,5}, YE Jincheng^{2,3,4,5}

(1. SINOPEC, Beijing 100728, China; 2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 102206, China; 3. Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production Technology, SINOPEC, Beijing 102206, China; 4. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 5. Key Laboratory of Deep CBM Exploration and Production Technology, SINOPEC, Beijing 102206, China; 6. Research Institute of Exploration and Development, Jiangnan Oilfield Company, SINOPEC, Wuhan, Hubei 430223, China)

Abstract: China boasts abundant deep coalbed methane (CBM) resources. Positive progress in the exploration in recent years has established CBM as a strategic replacement for current unconventional natural gas in the future. However, the commercial exploitation of deep CBM faces challenges of complex geological and engineering conditions. In this study, we investigate the geology of deep CBM in typical regions across China and review advances in relevant theoretical and technical study, proposing the prospects for the exploration and production of deep CBM. The results indicate that deep CBM reservoirs exhibit the geological and engineering characteristics of strong heterogeneity, enrichment in both free and adsorbed gas, and high plasticity compared to their shallow counterparts. Deep medium- to low-rank coal reservoirs provide substantial storage space dominated by primary plant tissue pores. In contrast, deep medium- to high-rank coal reservoirs contain micropores and fissures, with the former dominated by organic pores and the latter consisting primarily of cleats and exogenetic fractures. Over years of addressing technological challenges, SINOPEC has preliminarily developed a series of technologies for the selection and assessment of deep CBM target areas, sweet spot prediction,

收稿日期:2024-05-07;修回日期:2024-10-26。

第一作者简介:郭旭升(1965—),男,中国工程院院士,油气勘探研究与生产管理。E-mail: guoxs.syky@sinopec.com。

通信作者简介:刘曾勤(1985—),男,博士,非常规油气研究。E-mail: liuzengqin.syky@sinopec.com。

基金项目:中国石化科技部项目(P23206, P23230);中国石化油田部先导项目(YTBXD-FCZY-2024-1-06-003);中国石化石勘院优青项目(YK202406)。

horizontal well drilling, and hydraulic fracturing with fractures effectively propped, which serve to provide effective support for breakthroughs achieved in deep CBM exploration. It is recommended to focus on the accumulation patterns, sweet spot identification, production technologies and policies, and production rules of deep CBM in future study. Additionally, it is advisable to develop efficient drilling and completion technologies for horizontal wells in thin coal seams, along with technologies for fracturing with reduced cost and enhanced efficiency for reservoir stimulation.

Key words: exploration practice, enrichment and high productivity, geological and engineering characteristics, free gas, deep coalbed methane (CBM)

引用格式:郭旭升,赵培荣,申宝剑,等. 中国深层煤层气地质特征与勘探实践[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(6): 1511–1523. DOI: 10. 11743/ogg20240601.

GUO Xusheng, ZHAO Peirong, SHEN Baojian, et al. Geological features and exploration practices of deep coalbed methane in China[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(6): 1511–1523. DOI: 10. 11743/ogg20240601.

煤层气开发对煤矿减灾、环境保护和能源安全具有重要意义^[1-3]。深层煤层气通常指埋深超过1 500 m、赋存于煤层中的天然气,中国深层煤层气资源丰富且分布广泛,地质资源量大于 $50 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占煤层气总资源量的71 %^[4-5]。2021年以来,随着深层煤层气富集理论深化和钻、完井等技术的进步,中国煤层气的勘探深度向1 500 m以深拓展,中国石化、中国石油和中国海油等在鄂尔多斯盆地石炭系-二叠系、四川盆地二叠系以及准噶尔盆地侏罗系取得一系列战略突破和重大进展^[6-11],多口井表现为高产、稳产,深层煤层气产量超过 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ (煤层气总产量达到 $118 \times 10^8 \text{ m}^3$)^[12],突破了传统煤层气开发深度禁区,颠覆了传统煤层气以吸附气为主的认识,极大地提振了业界的信心。

中国深层煤层气分布在海-陆过渡相和陆相富煤盆地的多套煤系地层中,其中以石炭系-二叠系中-高煤阶煤层和侏罗系-白垩系中-低煤阶煤层为主。与浅层煤层气相比,深层地质工程特征较为复杂,效益开发难度大。中国石化“十三五”以来进行了一系列技术攻关,创新形成了深层煤层气赋存和富集理论。本文旨在针对深层煤层气勘探开发和理论技术进展进行梳理,结合中国石化深层煤层气的勘探实践,就中国深层煤层气发展前景进行探讨,以期“十五五”期间深层煤层气勘探开发提供参考。

1 国内外深层煤层气勘探开发进展

1.1 国外深层煤层气进展

国外煤层气资源丰富,总资源量超过 $200 \times 10^{12} \text{ m}^3$,主要分布在美国、加拿大和澳大利亚等国家^[13-16]。美国是全球最早成功开采煤层气的国家,1977年第一口煤层气井实现商业开采;1988年基本建立中-低煤阶

煤层气成藏理论,并伴随煤层气吸附-扩散、排水降压、特殊结构井、完钻井以及活性水压裂改造等一系列理论和技术进步,先后在圣胡安(San Juan)、黑勇士(Black Warrior)盆地和粉河(Powder River)盆地等地实现浅层煤层气的规模商业开发;2008年煤层气产量达到峰值($573 \times 10^8 \text{ m}^3$),之后由于页岩革命,煤层气投资减少,年产量下降至 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[10,17](图1)。加拿大煤层气产业发展主要借鉴美国经验,2000年后大力发展氮气泡沫等压裂、注氮增解增产等技术^[18],在艾伯塔(Alberta)盆地首先实现商业开发,2010年产量达到峰值 $92 \times 10^8 \text{ m}^3$ 后逐年递减,2022年煤层气产量 $44 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图1)。澳大利亚勘探始于20世纪70年代末期,历经40年探索期,2013年以来针对苏拉特(Surat)盆地薄煤层及互层致密砂岩实施整体开发,产量快速上升^[19],2022年煤层气产量约 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图1),跃居世界第一。其他国家也在积极探索煤层气商业开发,如印度博卡罗(Bokaro)煤田等5个区块已经开展试产工作,日产气量约为 $77 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[20]。

国外深层煤层气勘探开发理论和技术取得了一些进展^[21-23]。美国以皮申斯(Piceance)盆地白河凸起最

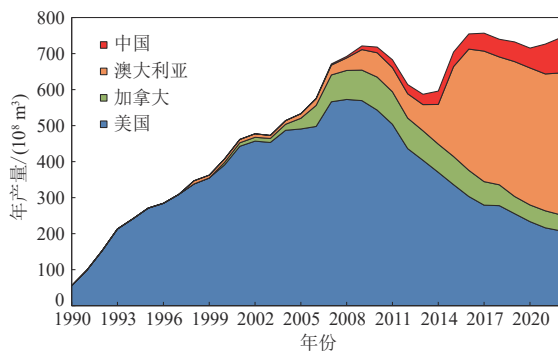


图1 全球煤层气年产量

Fig. 1 Annual production curves of major CBM producing countries worldwide

为典型,该盆地 Williams Fork 组煤层主要形成于三角洲平原沼泽环境,煤层与细砂岩互层,最大深度为 2 560 m,储层压力梯度约为 9.06 MPa/km,采用垂向间接压裂法开发深部煤层气和致密砂岩气,65 口单井日产气量平均在 $1.09 \times 10^4 \text{ m}^3$ 左右,最高日产气量达 $1.44 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[21]。加拿大深层煤层气勘探开发主要在艾伯塔盆地,其中 Fort Assiniboine 地区完钻 280 多口井,以多分支水平井为主,最高日产气量达 $19.40 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[21],在深度 3 052 ~ 3 072 m 的煤层段中试获日产 62.30 m^3 的气流^[22]。澳大利亚库珀(Cooper)盆地二叠系煤层埋深 3 251 ~ 3 491 m,截至 2012 年,通过“交联剂加大砂量”改造工艺取得了较好的生产效果,单井日产气量在 $(0.56 \sim 2.80) \times 10^4 \text{ m}^3$,其中 Roswell-1 井试获日产气量峰值为 $2.80 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[23]。

1.2 国内深层煤层气进展

经过 40 余年的煤层气勘探开发实践,中国形成了中-高煤阶浅层煤层气勘探开发理论技术体系,已经在鄂尔多斯盆地东缘、沁水盆地南部和准噶尔盆地南缘等地区发现 29 个煤层气田,累计探明煤层气地质储量超过 $8\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[24]。随着长水平井和大规模体积压裂等工程技术的应用,鄂尔多斯、准噶尔和四川盆地深层煤层气勘探开发取得了重大突破(表 1),国家能源局批准的 4 个国家级“深部煤层气开发示范项目”正在组织实施,深层煤层气成为勘探新热点和规模增储新领域,有望成为非常规天然气增储上产新的增长极。

目前,鄂尔多斯盆地深层煤层气勘探开发效果最佳,延川南、大牛地、大宁—吉县和临兴—神府等地区取得了一系列重大突破,新增探明地质储量超过 $4\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,新建产能超过 $15 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。中国石化在延川南万宝山区块采用有效支撑压裂工艺^[8],提出“优快降压、高效解吸”排采理念,石炭系山西组 2#煤层实现由单点突破到规模效益应用,太原组 10#煤层新层系评

价取得重要进展,单井日产气量高至 $6.7 \times 10^4 \text{ m}^3$,连续 6 年保持年产气量 $3.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上稳产水平。在大牛地区块,创新深层煤层气赋存和富集认识,应用大规模体积压裂工艺,直井日产气量超过 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$,水平井日产气量超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,实现深度 2 800 m 深层煤层气勘探重大突破,新增预测储量 $1\,227 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。在南川区块,针对薄煤层特征精细刻画,采用稳压控缝有效支撑压裂,试获峰值日产气量 $1.8 \times 10^4 \text{ m}^3$,投产 1 年累产气量 $380 \times 10^4 \text{ m}^3$,初步落实南川煤层气资源量 $504 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。中国石油在大宁—吉县和纳林河—米脂北地区实施的 JS6-7P01 井和 NL1H 井等试获高产,提交探明储量超过 $3\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,新建产能超过 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[10]。中国海油提出致密气与煤层气“互补式”和“立体式”勘探理念,加强储层改造和排采工艺研究,在鄂尔多斯盆地东缘发现神府深层煤层气田,单井最高日产气量达 $2.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,探明地质储量超过 $1\,100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

鄂尔多斯盆地 YM1HF 井和 NL1H 井、四川盆地 Y2 井以及准噶尔盆地 CT1H 井等多口井的勘探突破,标志着深层煤层气勘探深度已经实现了从 1 500 m 以浅向 3 000 m 以深拓展、由构造稳定区(米脂北、大牛地)向复杂区(临兴、神府、川东南)拓展、由厚煤层(厚度 > 3.5 m)向薄煤层(厚度 < 3.5 m)拓展以及由传统小规模压裂(排量 7 ~ 12 m^3/min ,液量小于 $1 \times 10^4 \text{ m}^3$ /井,砂量 30 ~ 70 $\text{m}^3/\text{段}$)^[24]向差异化体积压裂拓展的趋势,实现深层煤层气单井预估最终可采储量(EUR)大幅提升(> $5\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$)。

2 深层煤层气地质特征与研究进展

深层煤层气类型多样,按照演化程度,深层煤层气可划分为中-高煤阶型(镜质体反射率 $R_o \geq 0.7\%$)和中-低煤阶型($R_o < 0.7\%$)。按照聚煤环境,可划分为海-陆过渡相型和陆相型。受高温、高压及高地应力

表 1 全球深层煤层气典型井生产现状

Table 1 Current situation of deep CBM production in typical wells in major countries worldwide

国家	盆地	主要目的层系	典型井生产情况
中国	鄂尔多斯盆地	石炭系-二叠系	延川南区块 Y3-P11 井,埋深 1 140 m,峰值日产气量 $6.7 \times 10^4 \text{ m}^3$
			大吉区块 JS6-7P01 井,埋深 2 200 m,峰值日产气量 $10.1 \times 10^4 \text{ m}^3$
			榆林地区 NL1H 井,埋深 3 222 m,峰值日产气量 $5.4 \times 10^4 \text{ m}^3$
			大牛地区块 YM1HF 井,埋深 2 880 m,峰值日产气量 $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3$
	四川盆地	二叠系	南川区块 Y2 井,埋深 1 976 m,峰值日产气量 $1.8 \times 10^4 \text{ m}^3$
	准噶尔盆地	侏罗系	五彩湾地区 CT1H 井,埋深 2 385 m,峰值日产气量 $5.7 \times 10^4 \text{ m}^3$
美国	皮申思盆地	白垩系	以 Williams Fork 组煤层为目标的 65 口单井,埋深约 2 560 m,井均日产气量 $1.1 \times 10^4 \text{ m}^3$
澳大利亚	库珀盆地	二叠系	Rosewell-1 井,埋深 3 068 m,峰值日产气量 $2.8 \times 10^4 \text{ m}^3$

的“三高”特殊环境影响,不同类型深层煤层气地质特征具有明显差异性,鄂尔多斯盆地石炭系-二叠系深层煤层气是中-高煤阶海-陆过渡相煤层气的典型代表,准噶尔盆地侏罗系深层煤层气则是中-低煤阶陆相煤层气的典型代表。

2.1 煤岩煤质

煤化作用过程中有机质热降解伴随着烃类气体的生成,不同的煤岩煤质(煤岩类型、煤质、热演化程度)特征影响生烃强度,是煤层气富集的物质基础。岩心观察结果显示,不同地区深层煤层气的煤岩煤质具有一定差异,其中鄂尔多斯盆地太原组煤岩类型以半亮型和光亮型为主(图2a—c),整体光泽较强,割理发育,夹矸较少。准噶尔盆地东部侏罗系西山窑组煤岩类型主要为半亮、半暗、暗淡型(图2d—f),光泽较暗,割理较少,密度较大。

煤岩煤质主要由聚煤环境与埋藏史共同控制。聚煤环境中可容空间增加速率与泥炭堆积速率之间的匹配关系决定了煤岩类型及品质^[26-27],相对较高的 AR/PPR (可容空间增加速率/泥炭堆积速率)^[28-29]反映较深的沼泽覆水环境,堆积的泥炭不易被氧化侵蚀,易于形成光泽较强的光亮型和半亮型煤,其镜质组含量较高,

生烃潜力大,内生裂隙较发育。相对较低的 AR/PPR 值则反映较浅的沼泽覆水环境,泥炭部分被氧化侵蚀,形成光泽较暗淡的半暗煤和暗淡煤,其镜质组含量较低,生烃潜力较小,裂隙较少,致密坚硬。

此外,煤层形成后,在差异埋藏作用下,形成不同煤阶煤层气藏,其中中-低煤阶煤层生气强度较低,一般在 $34\text{ m}^3/\text{t}$ 以内,中-高煤阶煤层生气强度高,可达 $590\text{ m}^3/\text{t}$ ^[30-31]。以鄂尔多斯盆地大牛地地区与准噶尔盆地白家海地区为例(图3),鄂尔多斯盆地大牛地石炭系-二叠系煤层埋藏史(图3a)属于早埋晚抬型,历史最大埋深超过 $4\ 000\text{ m}$,演化程度较高,生烃强度大,整体含气量高,为中-高煤阶煤层气藏;准噶尔盆地白家海地区侏罗系煤层埋藏史(图3b)主要为持续埋藏型,但埋深小、地温梯度低,导致热演化程度与生烃强度较低,整体含气量较低,以中-低煤阶煤层气藏为主^[32-33]。

2.2 储集性

煤的孔隙主要包括4种成因类型,分别是原生孔(植物组织孔和屑间孔等)、外生孔(角砾孔、碎粒孔和摩擦孔)、变质孔(常见气孔、差异收缩孔和大分子结构孔)以及矿物质孔(主要指溶蚀孔、晶间孔和铸模孔)^[34];裂隙分为内生裂隙(割理)和外生裂隙^[35]。深

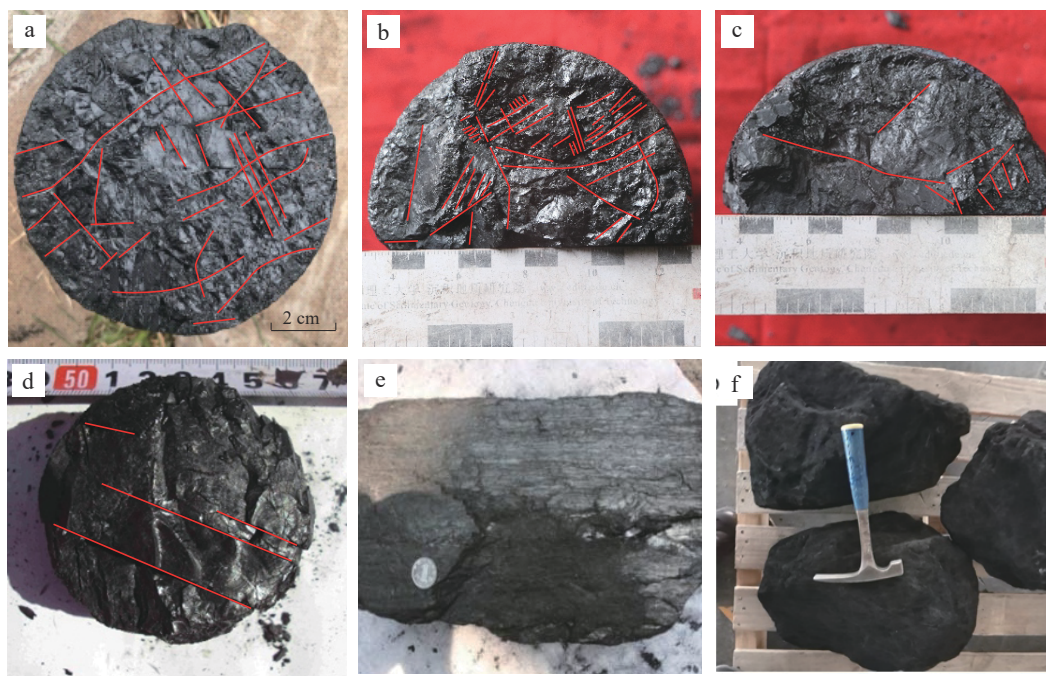


图2 中国不同地区主力煤层宏观煤岩类型样品照片

Fig. 2 Macrolithotypes of dominant coal seams in different regions across China

a. 鄂尔多斯盆地大牛地, D56井, 太原组, 埋深 $2\ 706.90\text{ m}$, 光亮煤; b. 鄂尔多斯盆地大牛地, YM1HF井, 太原组, 埋深 $2\ 878.73\text{ m}$, 半亮煤; c. 鄂尔多斯盆地大牛地, YM1HF井, 太原组, 埋深 $2\ 879.88\text{ m}$, 半亮煤; d. 准噶尔盆地大井南煤矿, 西山窑组, 半亮煤; e. 准噶尔盆地腾达煤矿, 西山窑组, 半暗煤^[25]; f. 准噶尔盆地南露天煤矿, 西山窑组, 暗淡煤

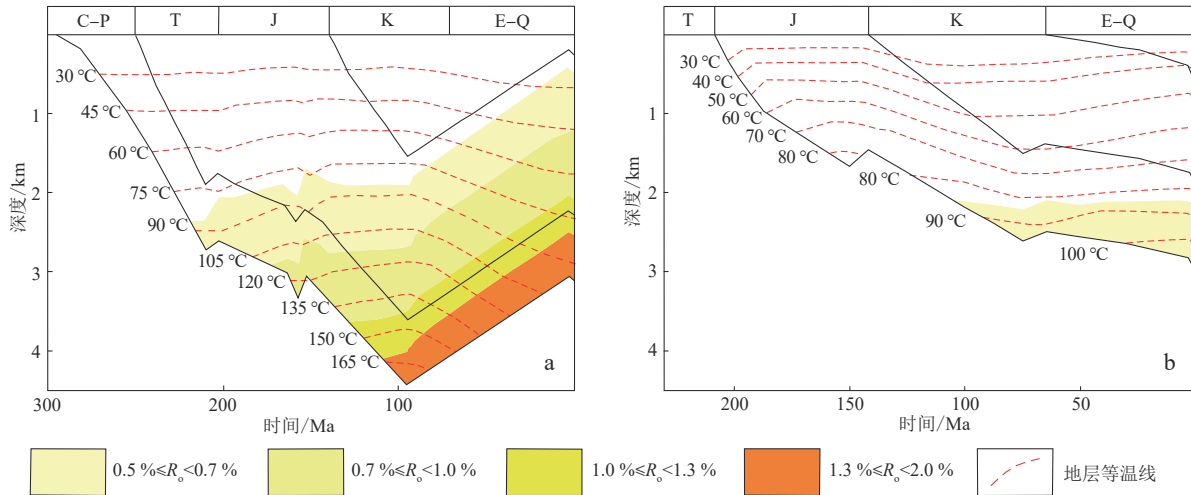


图3 鄂尔多斯盆地大牛地地区石炭系-二叠系(a)和准噶尔盆地白家海地区侏罗系(b)煤层埋藏史(修改自文献[32-33])

Fig. 3 Burial histories of the Carboniferous-Permian coal seams in the Daniudi area, Ordos Basin (a) and Jurassic coal seams in the Baijiahai area, Junggar Basin (b) (modified after references [32-33])

层煤储层具有典型的双重孔隙结构,其中中-低煤阶煤储层储集空间以植物组织孔为主,呈孤立的椭球状,孔中矿物充填较少,显示了较大的储集空间,另外可见呈团窝状有机质气孔,煤中微裂缝发育较少(图4a, b);中-高煤阶煤储层孔缝发育,割理裂隙多见,储集空间以有机质气孔和植物组织孔为主,孔径较小,其中植物组织孔部分为黏土矿物充填,此外可观测到少量矿物晶间孔(图4c-f)。

随着古埋深增大,演化程度增高,原生孔隙遭到破坏,煤岩致密化程度增加。不同地区不同煤阶煤层孔隙度统计结果(图5a)表明,延川南、临兴、马必-郑庄地区的高阶煤孔隙度相对较低,主体分布在3.0%~

10.5%;阜康和吐哈地区中-低煤阶煤的孔隙度相对较高,主体分布在4.0%~16.5%;整体上中-低煤阶煤岩孔隙度大于中-高煤阶煤岩孔隙度。较好的深层保存条件容易形成较高的压力系数,而较大的储层压力可以有效保护煤储层不被上覆岩层有效应力机械压实,具有抗压保孔效果,对孔缝保持具有重要贡献^[36]。不同盆地、不同埋深的煤层孔隙度分布分析结果表明,深层煤岩仍保留较好的储集性能(图5b)。

2.3 含气性

煤层气赋存状态多样,除水中极少量的溶解态以外,大部分以吸附状态赋存于有机质表面,以游离状态

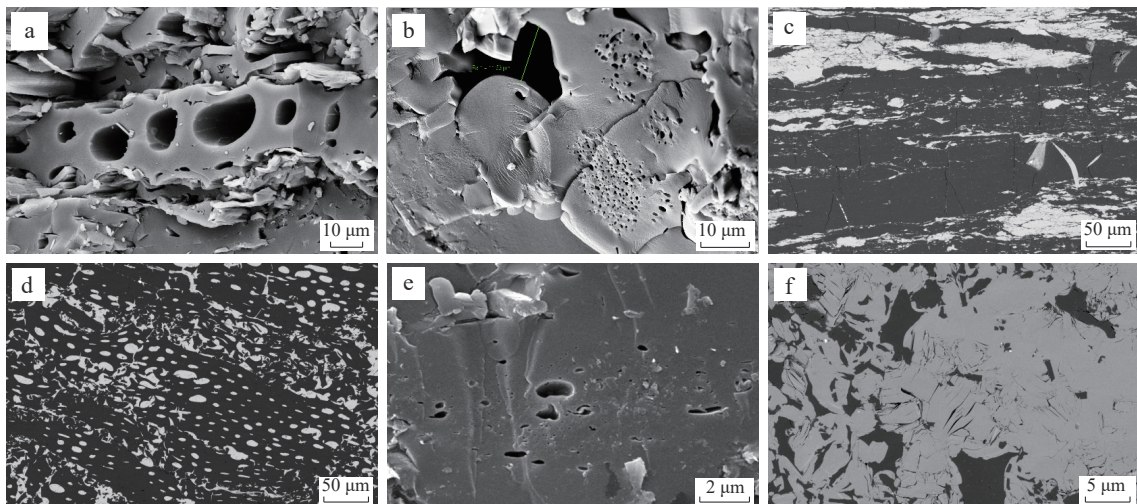


图4 中国典型地区煤层扫描电镜照片

Fig. 4 Scanning electron microscope (SEM) images of coal seams in typical regions of China

a. DT2井,埋深3 191.00 m,植物组织孔^[6]; b. DT2井,埋深3 191.00 m,有机质气孔^[6]; c. YM1井,埋深2 874.93 m,有机质条带发育割理; d. YM1井,埋深2 876.89 m,植物组织孔充填黏土矿物; e. YM1井,埋深2 878.52 m,有机质气孔; f. YM1井,埋深2 880.73 m,高岭石晶间孔

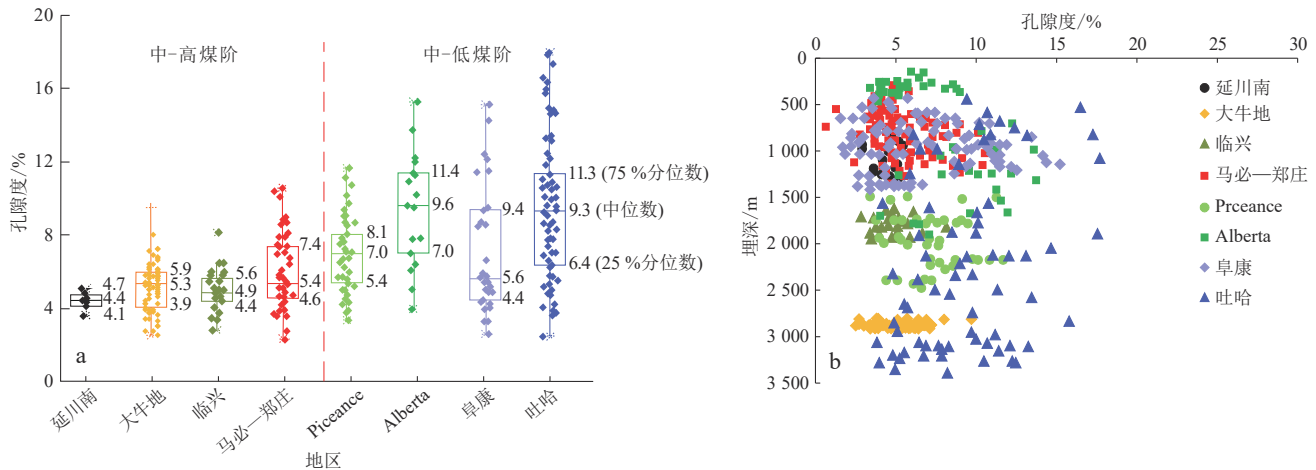


图5 全球不同地区煤岩孔隙度随煤阶(a)和埋深(b)的变化

Fig. 5 Coal porosity varying with coal rank (a) and burial depth (b) across different regions worldwide

赋存于孔缝中。吸附态甲烷以充填吸附方式存在于孔径1.5 nm以下的微孔中,以单层吸附方式存在于孔径1.5 nm以上孔隙表面^[37];游离态甲烷主要赋存于宏孔及裂缝中。此外,煤层埋藏史与现今地温条件形成了不同的含气系统,浅层煤层气以湿煤含气系统为主,储层中宏孔及裂缝空间由液态水充填,占据了游离气的空间,煤层气主要以吸附态赋存;保存条件好的区域深层煤层气以干煤含气系统为主,储层含水饱和度低,煤层气以吸附态和游离态共存^[38-40]。

另外,不同地区的深层煤层气赋存状态具有差异性,游离气含量受到温-压条件、煤阶与煤质耦合下的吸附强度及保存条件共同控制。煤的吸附性越弱,保存条件越优,游离气占比越高。因此,中-低煤阶煤层气吸附性较弱,最大临界深度较浅,游离气占比较高;中-高煤阶型深层煤层气吸附能力强,最大临界深度较深,游离气占比相对较低(图6)。中-低煤阶深层煤层气以白家海凸起BJ8井为例,埋深3 360~3 363 m,游离气含量7.1~8.8 m³/t,游离气占比为53.2%~54.6%^[41];中-高煤阶型深层煤层气以大牛地气田S1井为例,埋深2 854~2 869 m,吸附气含量7.1~16.2 m³/t,游离气含量3.5~12.2 m³/t,游离气占比为26%~63%。游离气含量影响煤层气井的产出特征,高产井表现出见气时间短、产气峰值高和稳产时间长等特点^[8, 40, 42],虽然中-低煤阶深层煤层气表现出更高的游离气占比,但其绝对含量相对较低,与之相比,中-高煤阶深层煤层气具有吸附气-游离气双富特征,反映了中-高煤阶型深层煤层气具有更大的勘探开发潜力。

2.4 可压性

深层煤储层为低孔、低渗储层,可压性影响压裂效果与产气效果^[43-44],目前主要利用煤岩煤质参数(煤岩

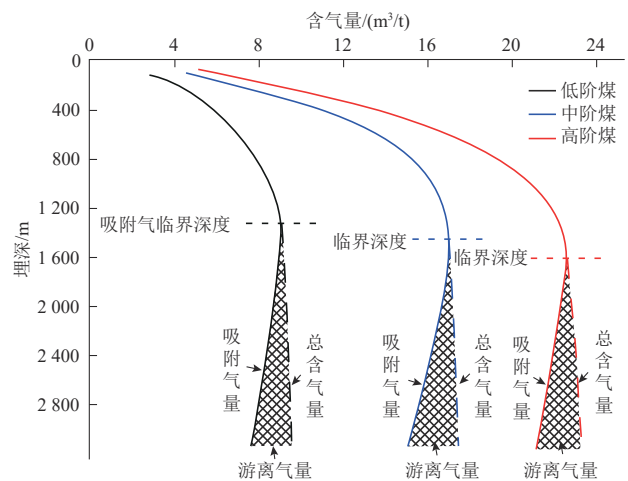


图6 鄂尔多斯盆地不同煤阶和地区煤层含气量随埋深的变化 (修改自文献[7])

Fig. 6 Burial depth vs. gas content in coal seams with varying coal ranks in different areas of the Ordos Basin (modified after reference [17])

类型、灰分含量、水分含量和煤体结构)、岩石力学参数(杨氏模量、泊松比、抗压强度和抗拉强度)及地应力参数等反映深层煤储层的可压性强弱^[45-47]。然而,不同参数对压裂改造效果的指示作用存在交叉与重复,多参数的可压性评价增加了方法的复杂性与适用性,而煤体结构、杨氏模量、泊松比和地应力等参数是指示可压性强弱的核心要素,基于此建立的可压性评价方法应用最为广泛。

在深层煤层气可压性特征方面,前人研究认为,地应力影响煤的力学性质,随着埋深增加,地应力增大^[48](图7a),深层较高的地应力会导致微裂隙闭合和裂隙面摩擦滑移,从而导致杨氏模量增大,随着地应力继续增大,杨氏模量增速逐渐变小(图7b),反映

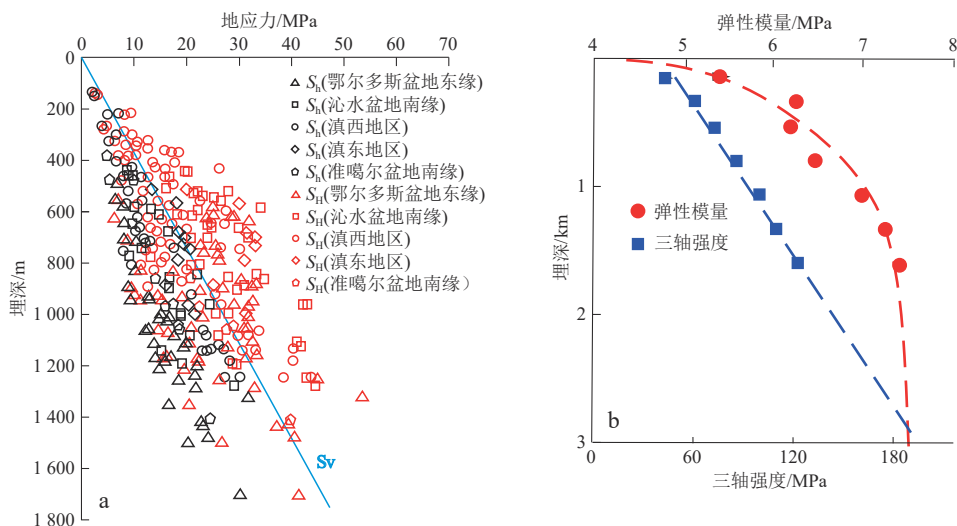


图7 煤层地应力(a)、杨氏模量与三轴强度(b)随埋深的变化(修改自文献[48-49])

Fig. 7 Burial depth vs. in-situ stress (a) and Young's modulus and triaxial strength (b) of coal seams (modified after references [48-49])

出深层煤储层力学性质变化逐渐趋于稳定^[49-51]。此外,与中-浅层煤相比,深层煤经历的抬升幅度较小,煤体完整性较强,煤体结构以原生和碎裂结构为主,杨氏模量高,泊松比低。因此与浅层相比,深层煤储层的可压性更强,力学非均质性更弱。微地震裂缝监测结果显示,原生-碎裂结构的煤层压裂效果较好,碎粒-糜棱结构煤层压裂效果较差,因此深层原生结构煤显示较好的压裂改造效果^[46]。另外,随着地应力增加,煤储层三轴峰值强度增加(图7b),破裂压力和水力压裂施工压力增加,从而导致了压裂改造的难度增加、成本升高。

3 深层煤层气地质-地球物理技术与勘探实践

3.1 深层煤层气地质评价技术

基于鄂尔多斯盆地深层煤层气富集理论研究,初步明确了中-高煤阶深层煤层气富集主控因素,形成了深层煤层气选区评价技术。通过对典型探区深层煤层气解剖(表2),并借鉴国内外深层煤层气的勘探实践,探索建立了基于“煤岩煤质(生烃性)、储集性、保存性、含气性、可压性”的深层煤层气综合评价参数体系。煤岩煤质的主要评价参数包括演化程度(R_o)、灰分产率(A_{ad})和镜质组含量,用以评估是否存在有效的生气系统;储集性的主要评价参数包括煤层厚度、孔隙度和裂缝密度,用以评估是否存在足够数量和质量的煤岩储层;保存性主要评价参数包括压力系数、顶板岩性及

厚度、构造复杂程度和水动力条件,用以评估是否存在有效的封闭体系;含气性主要评价参数有总含气量和游离气占比,用以评估是否存在高产稳产的物质基础;可压性主要评价参数有煤体结构、地应力大小、垂向应力差和水平应力差异系数,用以评估人工压裂是否能形成复杂的缝网体系。充分考虑深层煤岩的地质-工程特殊性,初步形成了地质-工程一体化的选区指标体系,为确定深层煤层气有利区带和目标、甜点优选提供了理论依据(表3)。

3.2 深层煤层气地球物理预测技术

中国石化针对鄂尔多斯盆地大牛地深层煤层气开展甜点预测技术攻关,以地质评价和测井定量识别为约束,融合构建甜点地震-建模技术,优化目标选择和水平井轨迹,提高了甜点段钻遇率,取得较好的应用效果。

在测井综合评价方面,利用煤心刻度技术及机器学习,围绕深部煤层气重点探井的煤体结构、储集性、含气性和应力各向异性评价,基于敏感性分析对测井资料可开展的评价要素进行模型构建,先后形成了煤岩类型及煤体结构识别、工业组分评价、储集物性评价、有机碳评价、含气量评价和地层压力预测等6项深部煤层气测井评价技术。

在地震预测方面,结合深层煤层气地质选区、工程压裂的需求,充分利用叠前和叠后地震资料,初步形成了微构造、煤厚、含气性、脆性和可压性等地质-工程甜点关键要素的地震预测技术。①利用小网格解释、小半径追踪、小滤波调整和小间距成图,落实煤层的微

表2 鄂尔多斯盆地中-深层煤层气典型探区地质-工程特征对比

Table 2 Comparison of typical exploration areas with moderate to deep CBM in terms of geological and engineering characteristics, Ordos Basin

样品来源	煤层	延川南山西组2#煤层	大古太原组8#煤层 ^[52]	大牛地气田太原组8#煤层
	埋深/m	800~1 500	1 500~2 500	2 500~3 000
煤岩	煤岩类型	半亮煤为主	光亮煤-半亮煤为主	光亮煤-半亮煤为主
煤质	演化程度(R_o)/%	2.45	2.70	1.50
	灰分产率/%	13.60	11.70	17.86
	镜质组含量/%	66.70	85.50	68.05
储集性	煤层厚度/m	3.3~6.5,平均4.7	4.0~12.0,平均7.8	5.0~16.0,平均9.4
	裂隙线密度/(条/cm)	0.8~5.0(面割理)	1.2~2.0(面割理)	0.6~1.0(面割理)
	孔隙度/%	4.00	3.13	4.68
	渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.010 0~0.990 0 (注入/压降试井)	0.053 0~0.054 0 (注入/压降试井)	0.000 1~0.760 0 (气体法)
保存性	压力系数	平均0.790	0.902~0.936	平均1.030
	顶板岩性	泥岩	灰岩	灰岩
	构造复杂程度	以单斜为主,断裂较发育	以单斜为主,断裂较发育	以单斜为主,断裂欠发育
	地层水矿化度(mg/L)	3 000~80 000	72 029~223 378	70 258~153 239
含气性	总含气量/(m^3/t)	8.0~21.0	18.0~26.0	16.5~26.0
	吸附气饱和度/%	41.48~92.19	97.99~100.00	100.00
	游离气占比/%	—	平均值20	20~50
可压性	煤体结构	原生-碎裂结构为主	原生结构为主	原生结构为主
	垂向应力差/MPa	2~6	11~31	7~16
	水平应力差异系数	0.10	0.13	0.15
勘探实例	典型井	Y3-P11井	JS6-7P01井	YM1HF井
		水平段长度1 453 m,排量18~22 m^3/min ,产砂量3 067 m^3 ,产液量31 596 m^3	水平段长度1 000 m,排量16~18 m^3/min ,产砂量3 823 m^3 ,产液量31 892 m^3	水平段长度1 030 m,排量15~22 m^3/min ,产砂量6 620 m^3 ,产液量54 589 m^3
	生产特征	产气量峰值 $5\times10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,年产气量 $>1\,000\times10^4 \text{ m}^3$,EUR $>3\,000\times10^4 \text{ m}^3$	产气量峰值 $10.1\times10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,年产气量 $>1\,800\times10^4 \text{ m}^3$,EUR $>5\,500\times10^4 \text{ m}^3$	产气量峰值 $10.4\times10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,年产气量 $>2\,300\times10^4 \text{ m}^3$,EUR $>6\,000\times10^4 \text{ m}^3$

注:表中“—”表示未统计。

幅构造特征;②利用高精度相控波形反演方法预测煤层厚度,指导水平井轨迹设计;③基于叠前和叠后数据融合和反演,形成裂缝、含气性、地层压力、水平应力和脆性等关键参数预测方法,构建地质-测井-地球物理一体化甜点评价方法,为深层煤层气勘探突破提供支撑。

3.3 深层煤层气勘探实践及成效

3.3.1 鄂尔多斯盆地YM1HF井

在深层煤层气评价体系的基础上,针对中国石化探区深层煤层气资源开展了分类、分级评价,明确了大牛地气田为鄂尔多斯盆地深层煤层气勘探的有利区。在地质、测井、地球物理综合评价的基础上,优选煤岩厚度大(平均9 m)、广覆式分布、总含气量大于 $12 \text{ m}^3/\text{t}$ 的太原组8#煤层作为甜点层。在此基础上,在预测煤层

厚度大于12 m、光亮煤-半亮煤占比超过60%、正向微幅构造、灰煤组合、总含气量超过 $22 \text{ m}^3/\text{t}$ 及压力系数超过1.0的甜点区域布署了YM1HF井。为进一步落实YM1HF井的水平段穿行位置,在该井导眼井煤层段系统取心,通过地质-分析测试-工程一体化评价,明确8#煤层上部的光亮煤-半亮煤具有低灰分、孔缝发育及高含气量的特征(图8),可作为钻探靶核。

YM1HF井8#煤层顶面埋深2 873 m,实钻水平段长度1030 m,优质煤层钻遇率83%,分13段采用“多簇密切割+大排量+高强度加砂”的复杂缝网体积压裂工艺,试获峰值日产气量 $10.4\times10^4 \text{ m}^3$,采用控压生产,投产1年累产气量超过 $2\,300\times10^4 \text{ m}^3$ 。YM1HF井的勘探突破表明,深层煤岩具有含气量高、吸附和游离共聚成藏的特征,富含游离气是深层煤层气富集高产的基础,良好可压性是深层煤层气高产稳产的关键,地质-地震-工程一体化是实现深层煤层气突破的重要保障。

表 3 深层煤层气地质-工程一体化选区指标体系

Table 3 Index system for geology-engineering integrated selection of deep CBM target areas

选区分类		I 类区	II 类区	III 类区
煤岩煤质	煤岩类型	光亮煤-半亮煤	半亮煤-半暗煤	半暗煤-暗淡煤
	演化程度(R_o)/%	≥ 0.7	$0.5 \sim 0.7$	< 0.5
	灰分产率/%	≤ 20	$20 \sim 40$	> 40
	镜质组含量/%	≥ 60	$40 \sim 60$	< 40
储集性	煤层厚度/m	单层厚度 ≥ 4	单层厚度 $2 \sim 4$	单层厚度 < 2
	孔隙度/%	≥ 4	$2 \sim 4$	< 2
	裂隙线密度/(条/cm)	≥ 0.6	$0.2 \sim 0.6$	< 0.2
保存性	压力系数/%	≥ 0.8	$0.6 \sim 0.8$	< 0.6
	顶板厚度/m	≥ 6 (灰岩或泥岩)	$2 \sim 6$ (灰岩或泥岩)	< 2 (灰岩或泥岩)
	构造复杂程度	构造稳定区	构造较稳定区	构造复杂区
	水力条件	滞留区	弱径流区	强径流区
含气性	总含气量/(m^3/t)	≥ 12	$4 \sim 12$	< 4
	游离气占比/%	≥ 20	$10 \sim 20$	< 10
可压性	煤体结构	原生结构	碎裂-碎粒结构	糜棱结构
	地应力/MPa	≤ 80	$80 \sim 100$	> 100
	垂向应力差/MPa	≥ 8	$4 \sim 8$	< 4
	水平应力差异系数	≤ 0.2	$0.2 \sim 0.3$	> 0.3

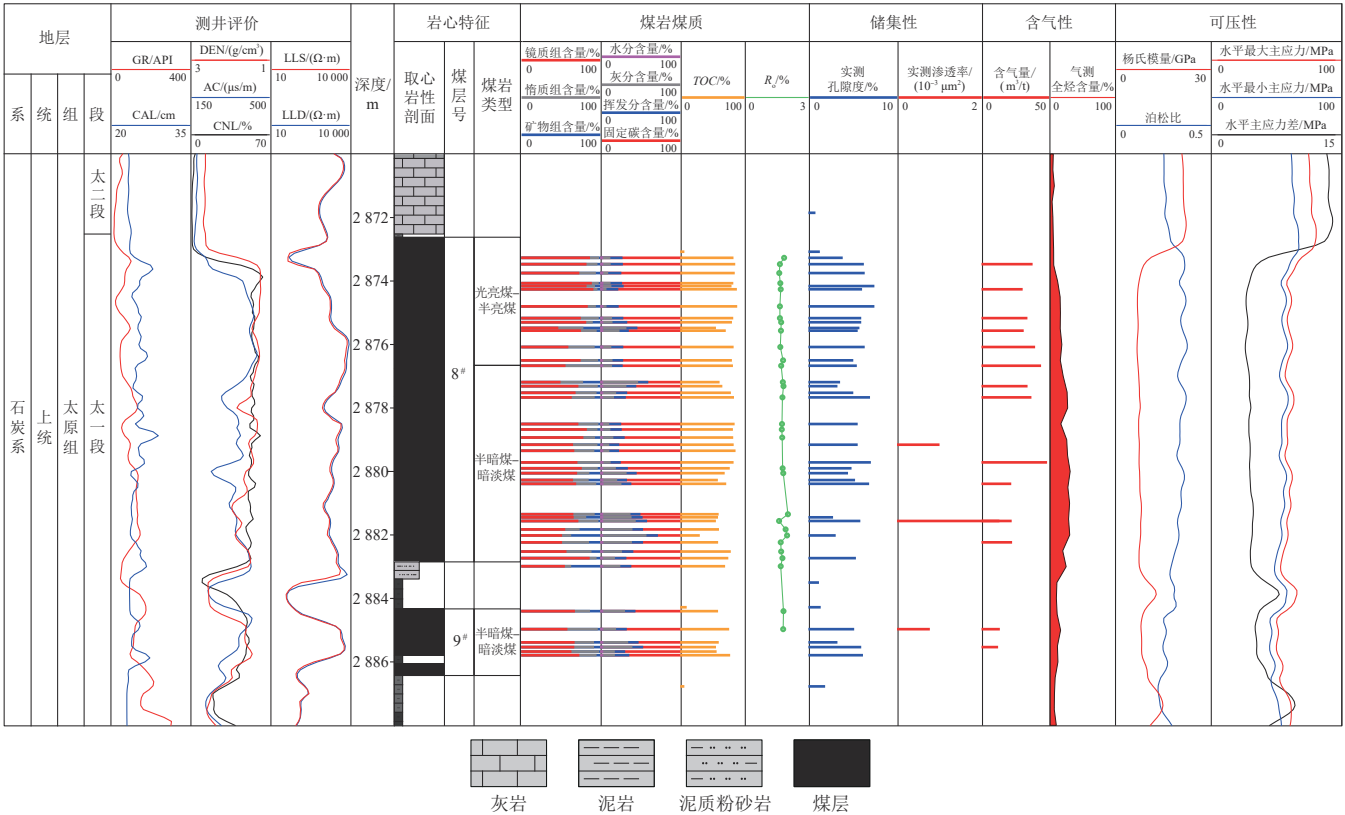


图 8 鄂尔多斯盆地 YM1HF 井太原组 8#煤层综合柱状图

Fig. 8 Composite stratigraphic column of the No. 8 coal seam in the Taiyuan Formation in well YM1H, Ordos Basin

3.3.2 四川盆地 Y2 井

四川盆地二叠系龙潭组煤层受古地貌和海侵的影

响,表现为多且薄的特点。在聚煤环境研究和煤层精细对比的基础上,明确了龙潭组底部潮坪-潟湖聚煤环境形成的 1#煤层为突破煤层段,川东南地区的南

川—桃子荡一带为突破区,具有厚度较大(3~5 m)、品质较好(灰分产率<20%)、含气量较好(>20 m³/t)的特征,优选了灰泥煤组合的甜点区部署Y2井。

Y2井1#煤层顶面埋深1 976 m,厚3.8 m,以光亮煤—半亮煤为主,压力系数0.96,含气量34.5 m³/t,游离气占比39%,采用“大液量前置拓缝长+变排量稳压控缝高”的有效支撑压裂工艺,试获峰值日产气量1.8×10⁴ m³,投产1年累产气量380×10⁴ m³。Y2井的勘探突破表明,深层煤层气具有吸附气—游离气双富的特征,富集高产受煤岩煤质、储集性、保存性、含气性和可压性控制,有效支撑压裂技术突破了煤层气“裂缝延展性差、顶底板易压窜、低孔低渗低产”的传统认识,实现煤层气直井产能的大幅提升。

4 深层煤层气发展前景与技术攻关方向

2023年,中国天然气消费量3 773×10⁸ m³,产气量达到2 324×10⁸ m³,对外依存度达到42%。中国深层煤层气资源十分丰富,可采资源量达13.74×10¹² m³[4-5],是中国能源安全保障的重要接替资源,加大深层煤层气勘探开发力度,对实现天然气大发展具有重要战略意义。然而,深层煤层气勘探虽已取得点状突破,但总体还处于勘探开发初期阶段。中国深层煤层气类型多样,地质条件复杂,资源禀赋差异大,富集高产机理尚不明确;勘探开发工程关键技术尚不成熟,投资回报率低,效益开发难度大。为推进深层煤层气的增储上产,需进一步加强以下理论技术攻关。

4.1 加强深层煤储层非均质性研究

长水平段水平井与大排量体积压裂改造技术的应用是深层煤层气突破的关键,单层煤储层垂向非均质性强,不同层段煤岩类型、夹矸分布、储集条件、游离气含量以及煤体结构差异性较大,增加了水平井成井与有效压裂改造的难度。因此,通过典型井岩心精细描述与密集采样分析测试,实现煤储层垂向精细刻画,能够为甜点层段优选与钻井压裂工艺设计提供理论支撑。

4.2 开展深层、超深层煤层气资源评价

前期煤层气资源评价主要采用以吸附气为主的计算方法,吸附气、游离气并存的深层煤层气资源评价方法还未建立。基于深层煤层气地质特征,结合埋藏史—温压史—构造史,研究吸附气—游离气变化规律,对深层煤层气资源分类分级评价。随着深层煤层气勘探深度突破3 000 m,3 000 m以深的资源评价亟需开展,以支

撑超深层煤层气资源战略突破。

4.3 攻关薄煤层工程工艺技术

厚度在3.5 m以上的厚层煤层气已在鄂尔多斯盆地实现重大突破,工程工艺技术逐渐成熟。薄层煤层气分布面积更广、层系更多,资源潜力不容忽视,然而薄层煤层气的资源开发存在一系列问题:水平井导向与成井难,压裂易穿层、有效压裂改造困难等,因此亟需加强针对薄煤层的有利岩性组合评价和工程工艺技术研究,有序形成适合薄煤层的钻完井技术、压裂排采工艺等。

4.4 践行深层煤层气地质—工程一体化、勘探—开发一体化和生产—管理一体化

深层煤层气应充分借鉴涪陵页岩气勘探开发的实践经验,综合考虑煤岩煤质及其可压裂性,多方向、多尺度、多学科综合评价地质—工程双甜点,形成地质与工程设计方案高度融合、勘探部署与试验井组一体化推进的组织模式,生产管理数智化、一体化,从而实现全生命周期管理,支撑深层煤层气效益开发与规模建产。

5 结论

1) 随着非常规油气理论深化和钻完井技术进步,中国深层煤层气勘探取得了重要进展,拓展到了3 000 m以深,突破传统煤层气以吸附气为主的认识,投产即见气,水平井日产气量突破10×10⁴ m³,EUR超过5 000×10⁴ m³,极大地增强了煤层气勘探开发走向深层的信心,有望成为海相页岩气的战略接替资源。

2) 中国沉积盆地聚煤环境多样,海—陆过渡相和陆相均发育煤层,深层煤层气主要分为中—高煤阶和中—低煤阶2种类型。深层煤层气与浅层对比,具有“非均质性强、游离气—吸附气双富、塑性强”的地质—工程特点。中—高煤阶深层煤层气与中—低煤阶对比,具有裂缝发育、吸附能力强、总含气量高的特征。实践表明,富含游离气是深层煤层气富集高产的基础,良好可压性是深层煤层气高产稳产的关键。

3) “十三五”以来,中国石化攻关形成了深层煤层气地质—工程一体化选区评价、多参数测井评价和甜点地球物理预测、水平井钻井与有效支撑压裂改造技术系列,有力支撑了鄂尔多斯盆地大牛地和四川盆地南川的深层煤层气勘探突破。

4) 中国深层煤层气资源丰富,但地质条件复杂,资源禀赋差异大。为了促进深层煤层气产业发展,建

议进一步加强深层煤储层非均质性研究,开展深层、超深层煤层气资源评价,攻关薄煤层工程工艺技术,探索多种煤系资源综合利用,践行地质-工程一体化、勘探-开发一体化和生产-管理一体化,形成深层煤层气全生命周期管理模式。

参 考 文 献

- [1] 徐凤银, 聂志宏, 孙伟, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气高效开发理论技术体系[J]. 煤炭学报, 2024, 49(1): 528-544.
XU Fengyin, NIE Zhihong, SUN Wei, et al. Theoretical and technological system for Highly efficient development of deep coalbed methane in the eastern edge of Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(1): 528-544.
- [2] 张群, 降文萍, 姜在炳, 等. 我国煤矿区煤层气地面开发现状和技术研究进展[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(1): 139-158.
ZHANG Qun, JIANG Wenping, JIANG Zaibing, et al. Present situation and technical research progress of coalbed methane surface development in coal mining areas of China [J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(1): 139-158.
- [3] 张宇, 赵培荣, 刘士林, 等. 中国石化“十四五”主要勘探进展与发展战略[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(1): 14-31.
ZHANG Yu, ZHAO Peirong, LIU Shilin, et al. Main exploration progress and development strategy of Sinopec during the 14th Five-Year Plan period [J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(1): 14-31.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 毛新军, 李艳平, 梁则亮, 等. 准噶尔盆地侏罗系煤岩气成藏条件及勘探潜力[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(4): 31-43.
MAO Xinjun, LI Yanping, LIANG Zeliang, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential of the Jurassic coal measure gas in Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(4): 31-43.
- [7] 郭旭升, 周德华, 赵培荣, 等. 鄂尔多斯盆地石炭系-二叠系煤系非常规天然气勘探开发进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1013-1023.
GUO Xusheng, ZHOU Dehua, ZHAO Peirong, et al. Progresses and directions of unconventional natural gas exploration and development in the Carboniferous-Permian coal measure strata, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1013-1023.
- [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] 刘建忠, 朱光辉, 刘彦成, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气勘探突破及未来面临的挑战与对策——以临兴—神府区块为例[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1827-1839.
LIU Jianzhong, ZHU Guanghui, LIU Yancheng, et al. Breakthrough, future challenges and countermeasures of deep coalbed methane in the eastern margin of Ordos Basin: A case study of Linxing-Shenfu block[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1827-1839.
- [10] 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.
- [11] 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 Haoifei, TANG Dazhen, et al. Potential for the production of deep to ultra-deep coalbed methane resources in the Upper Permian Longtan Formation, Sichuan Basin [J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 102-112.
- [12] 国家能源局. 国家能源局2024年一季度新闻发布会文字实录[EB/OL]. (2024-01-25)[2024-01-25]. https://www.nea.gov.cn/2024-01/25/c_1310762019.htm.
National Energy Administration. Text transcript of the press conference of the National Energy Administration for the first quarter of 2024[EB/OL]. (2024-01-25)[2024-01-25]. https://www.nea.gov.cn/2024-01/25/c_1310762019.htm.
- [13] MOORE T A. Coalbed methane: A review [J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 101: 36-81.
- [14] MILICI R C, HATCH J R, PAWLEWICZ M J. Coalbed methane resources of the Appalachian basin, eastern USA [J]. International Journal of Coal Geology, 2010, 82(3/4): 160-174.
- [15] SALMACHI A, RAJABI M, WAINMAN C, et al. History, geology, in situ stress pattern, gas content and permeability of coal seam gas basins in Australia: A review[J]. Energies, 2021, 14(9): 2651.
- [16] 邹才能, 翟光明, 张光亚, 等. 全球常规-非常规油气形成分布、资源潜力及趋势预测[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 13-25.
ZOU Caineng, ZHAI Guangming, ZHANG Guangya, et al. Formation, distribution, potential and prediction of global conventional and unconventional hydrocarbon resources [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 13-25.
- [17] 孙钦平, 赵群, 姜馨淳, 等. 新形势下中国煤层气勘探开发前景与对策思考[J]. 煤炭学报, 2021, 46(1): 65-76.
SUN Qinpings, ZHAO Qun, JIANG Xinchun, et al. Prospects and strategies of CBM exploration and development in China under the new situation [J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(1): 65-76.

- [18] 秦勇. 中国煤层气产业化面临的形势与挑战(I)——当前所处的发展阶段[J]. 天然气工业, 2006, 26(1): 4-7.
QIN Yong. Situations and challenges for coalbed methane industrialization in China (I)—At the current stage of growing period[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(1): 4-7.
- [19] 秦勇, 申建, 沈玉林, 等. 苏拉特盆地煤系气高产地质原因及启示[J]. 石油学报, 2019, 40(10): 1147-1157.
QIN Yong, SHEN Jian, SHEN Yulin, et al. Geological causes and inspirations for high production of coal measure gas in Surat Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(10): 1147-1157.
- [20] SHARMA R, SINGH S, ANAND S, et al. A review of coal bed methane production techniques and prospects in India [J/OL]. Materials Today: Proceedings: 1-15 [2024-01-25]. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2023.08.150>.
- [21] 郭广山, 柳迎红, 吕玉民. 中国深部煤层气勘探开发前景初探[J]. 洁净煤技术, 2015, 21(1): 125-128.
GUO Guangshan, LIU Yinghong, LYU Yumin. Preliminary exploration and development prospects on deep coalbed methane in China[J]. Clean Coal Technology, 2015, 21(1): 125-128.
- [22] LANGENBERG C W, BEATON A, BERHANE H. Regional evaluation of the coalbed-methane potential of the Foothills/ Mountains of Alberta, Canada[J]. International Journal of Coal Geology, 2006, 65(1/2): 114-128.
- [23] CAMAC B A, BENSON J, CHAN V, et al. Cooper basin deep coal-the new unconventional paradigm: Deepest producing coals in Australia [J]. ASEG Extended Abstracts, 2018, 2018(1): 1-7.
- [24] 吴裕根, 门相勇, 姜钰. 我国“十四五”煤层气勘探开发新进展与前景展望[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(1): 1-13.
WU Yugen, MEN Xiangyong, LOU Yu. New progress and prospect of coalbed methane exploration and development in China during the 14th Five-Year Plan period [J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(1): 1-13.
- [25] 伏海蛟. 准噶尔盆地南缘中段煤层气富集成藏机制及有利区预测[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2017.
FU Haijiao. CBM enrichment-accumulation mechanism and target zone prediction in the middle of the southern Junggar Basin [D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2017.
- [26] 石彦强, 石雅锐. 地史植物主导净积累聚煤[J/OL]. 煤炭科学技术: 1-17 [2024-01-25]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2402.TD.20240118.1800.003.html>.
SHI Yanqiang, SHI Yakun. Geological history plants dominated the net accumulation of coal[J/OL]. Coal Science and Technology: 1-17 [2024-01-25]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2402.TD.20240118.1800.003.html>.
- [27] 邵龙义, 徐小涛, 王帅, 等. 中国含煤岩系古地理及古环境演化研究进展[J]. 古地理论, 2021, 23(1): 19-38.
SHAO Longyi, XU Xiaotao, WANG Shuai, et al. Research progress of palaeogeography and palaeoenvironmental evolution of coal-bearing series in China [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2021, 23(1): 19-38.
- [28] 刘炳强, 王敏, 王东东, 等. 巨厚煤层物质组成特征与成因机制——以柴北缘鱼卡地区中侏罗统为例[J]. 煤炭科学技术, 2024, 52(5): 176-190.
LIU Bingqiang, WANG Min, WANG Dongdong, et al. Composition characteristics and genetic mechanism of ultra thick coal seams: A case study of Middle Jurassic in Yuqia area, northern Qaidam Basin[J]. Coal Science and Technology, 2024, 52(5): 176-190.
- [29] 常嘉, 陈世悦, 王琼, 等. 陆表海背景下障壁海岸体系沉积层序及聚煤模式——以渤海湾地区晚古生代太原组为例[J]. 煤田地质与勘探, 2021, 49(4): 123-133.
CHANG Jia, CHEN Shiyue, WANG Qiong, et al. Sequence stratigraphy and coal accumulation of barrier coastal system under epi-continental-sea environment: A case study of the Late Paleozoic Taiyuan Formation in Bohai Bay area[J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(4): 123-133.
- [30] 刘晓艳, 王子文, 庞雄奇. 褐煤前阶段煤气发生率数值模拟[J]. 石油勘探与开发, 1996, 23(2): 5-7.
LIU Xiaoyan, WANG ZI Wen, PANG Xiongqi. Numerical simulation of coal-formed gas generating rate for lignite and its geological significance [J]. Petroleum Exploration and Development, 1996, 23(2): 5-7.
- [31] 庞雄奇, 陈章明, 方祖康. 煤气发生率的数学模拟计算[J]. 大庆石油学院学报, 1985, 9(1): 52-67.
PANG Xiongqi, CHEN Zhangming, FANG Zukang. Mathematical simulation calculation of coal gas generation rate [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 1985, 9(1): 52-67.
- [32] 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.
- [33] 吴云龙, 刘洛夫, 尚晓庆, 等. 准噶尔盆地白家海凸起三工河组储层流体包裹体特征与成藏时间[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(17): 32-39.
WU Yunlong, LIU Luofu, SHANG Xiaoqing, et al. Hydrocarbon accumulation orders and periods by fluid inclusion characteristics in sandstone reservoir of Sangonghe Formation of Baijiahai swell, Junggar Basin [J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(17): 32-39.
- [34] 张慧. 煤孔隙的成因类型及其研究[J]. 煤炭学报, 2001, 26(1): 40-44.
ZHANG Hui. Genetical type of pores in coal reservoir and its research significance[J]. Journal of China Coal Society, 2001, 26(1): 40-44.
- [35] 韩德馨, 任德贻, 王延斌, 等. 中国煤岩学[M]. 徐州: 中国矿业大学出版社, 1996.
HAN Dexin, REN Deyi, WANG Tingbin, et al. China coal petrology [M]. Xuzhou: China University of Mining and Technology Press, 1996.
- [36] 郭旭升, 胡宗全, 李双建, 等. 深层—超深层天然气勘探研究进展与展望[J]. 石油科学通报, 2023, 8(4): 461-474.
GUO Xusheng, HU Zongquan, LI Shuangjian, et al. Progress and prospect of natural gas exploration and research in deep and ultra-

- deep strata [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2023, 8 (4): 461-474.
- [37] HU Biao, CHENG Yuanping, PAN Zhejun. Classification methods of pore structures in coal: A review and new insight[J]. *Gas Science and Engineering*, 2023, 110: 204876.
- [38] 徐凤银, 闫霞, 李曙光, 等. 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[J]. *煤田地质与勘探*, 2023, 51(1): 115-130.
- XU Fengyin, YAN Xia, LI Shuguang, et al. Theoretical and technological difficulties and countermeasures of deep CBM exploration and development in the eastern edge of Ordos Basin [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2023, 51(1): 115-130.
- [39] 赵喆, 徐旺林, 赵振宇, 等. 鄂尔多斯盆地石炭系本溪组煤岩气地质特征与勘探突破[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(2): 234-247, 259.
- ZHAO Zhe, XU Wanglin, ZHAO Zhenyu, et al. Geological characteristics and exploration breakthroughs of coal rock gas in Carboniferous Benxi Formation, Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51 (2): 234-247, 259.
- [40] 张晓晴, 康玉国, 孙斌, 等. 勃利盆地七台河断陷煤层气富集特征及有利区优选[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2023, 53 (4): 1033-1047.
- ZHANG Xiaoqing, KANG Yuguo, SUN Bin, et al. Enrichment Characteristics of Coalbed Methane and Optimization of Favorable Areas in Qitaihe Fault Depression, Boli Basin [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2023, 53(4): 1033-1047.
- [41] 孙斌, 杨敏芳, 杨青, 等. 准噶尔盆地深部煤层气赋存状态分析[J]. *煤炭学报*, 2017, 42(S1): 195-202.
- SUN Bin, YANG Minfang, YANG Qing, et al. Analysis on occurrence state of deep coalbed methane in Junggar basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 2017, 42(S1): 195-202.
- [42] 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.
- [43] 王成旺, 甄怀宾, 陈高杰, 等. 大宁—吉县区块深部8号煤储层特征及可压裂性评价[J]. *中国煤炭地质*, 2022, 34(2): 1-5.
- WANG Chengwang, ZHEN Huaibin, CHEN Gaojie, et al. Assessment of coal No. 8 reservoir features and fracturability in Da'ning-Jixian block deep part [J]. *Coal Geology of China*, 2022, 34(2): 1-5.
- [44] 孙晗森. 我国煤层气压力裂技术发展现状与展望[J]. *中国海上油气*, 2021, 33(4): 120-128.
- SUN Hansen. Development status and prospect of CBM fracturing technology in China [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2021, 33 (4): 120-128.
- [45] 邱峰, 刘晋华, 蔡益栋, 等. 基于测井的煤层力学特性评价及煤层气开发有利区预测——以沁南郑庄区块3号煤层为例[J]. *煤田地质与勘探*, 2023, 51(4): 46-56.
- QIU Feng, LIU Jinhua, CAI Yidong, et al. Mechanical property evaluation of coal bed and favorable area prediction of coalbed methane (CBM) development based on well logging: A case study of No. 3 coal bed in Zhengzhuang Block, southern Qinshui Basin [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2023, 51(4): 46-56.
- [46] 钱玉萍. 煤层可压性评价方法研究及应用[J]. *海洋石油*, 2022, 42(1): 55-58.
- QIAN Yuping. Study and application of evaluation methods for the fracability in coal reservoirs [J]. *Offshore Oil*, 2022, 42 (1): 55-58.
- [47] 郭大立, 张书玲, 王璇, 等. 基于动态权函数的煤层可压性综合评价[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 44(2): 97-104.
- GUO Dali, ZHANG Shuling, WANG Xuan, et al. Comprehensive evaluation of coalbed fracability based on dynamic weight function [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2022, 44(2): 97-104.
- [48] LI Song, QIN Yong, TANG Dazhen, et al. A comprehensive review of deep coalbed methane and recent developments in China [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2023, 279: 104369.
- [49] 杨永杰, 宋扬, 陈绍杰. 三轴压缩煤岩强度及变形特征的试验研究[J]. *煤炭学报*, 2006, 31(2): 150-153.
- YANG Yongjie, SONG Yang, CHEN Shaojie. Test study of coal's strength and deformation characteristics under triaxial compression [J]. *Journal of China Coal Society*, 2006, 31(2): 150-153.
- [50] 高向东, 王延斌, 倪小明, 等. 临兴地区深部煤岩力学性质及其对煤储层压裂的影响[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(增刊2): 912-921.
- GAO Xiangdong, WANG Yanbin, NI Xiaoming, et al. Mechanical properties of deep coal and rock in Linxing area and its influences on fracturing of deep coal reservoir [J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(S2): 912-921.
- [51] 郝宪杰, 刘继山, 魏英楠, 等. 2000m超深煤系储层力学及声发射特征的围压效应[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2021, 52(8): 2611-2621.
- HAO Xianjie, LIU Jishan, WEI Yingnan, et al. Effects of confining pressure on mechanical responses and acoustic characteristics of coal gas seams deeper than 2000m [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2021, 52 (8): 2611-2621.
- [52] 徐凤银, 王成旺, 熊先钺, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气成藏演化规律与勘探开发实践[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1764-1780.
- XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyue, et al. Evolution law of deep coalbed methane reservoir formation and exploration and development practice in the eastern margin of Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1764-1780.

(编辑 张玉银)