

文章编号: 0253-2697(2023)11-1918-13 DOI:10. 7623/syxb202311013

深部煤层气地质特征与开发对策

江同文¹ 熊先钺² 金亦秋³

(1. 中国石油天然气股份有限公司科技管理部 北京 100007; 2. 中石油煤层气有限责任公司 北京 100028;
3. 中国石油油气和新能源分公司 北京 100007)

摘要:深部煤层气勘探与开发先导试验取得的重要突破展示了良好的勘探开发前景。但深部煤层气埋藏较深、非均质强,影响开发效果的地质、工程因素众多,合理的开发对策尚不明确。通过分析鄂尔多斯盆地 8 号煤层的成藏规律与开发地质特征表明:8 号煤层有机质成熟度高,全盆地稳定分布,生烃潜力巨大;深部煤岩储层微孔、介孔、宏孔和微裂缝体积平均占比分别为 78.0%、6.8%、2.1%和 13.1%,为典型的多重孔-裂隙系统,储集条件复杂;深部煤层气通常位于临界深度以下,构造抬升幅度更小,埋藏深,储层相对致密,断裂不发育,水动力较弱,保存条件更好;深部煤层气含气量高且吸附气与游离气共存,煤体结构发育相对完整,更有利于压裂改造,气井排采早期产气量便快速提升,具有早期产量高、递减快的特征,按照解吸规律可划分为游离气采出、稳产和递减 3 个开发阶段。针对深部煤层气的开发难点,结合致密气与页岩气的开发经验,提出坚持三维地震先行、建立储层地质力学模型、工厂化大井丛建产模式、坚持先导试验 4 点针对性建议。以大宁—吉县区块为例,总结了先导试验取得的规律认识,以期深部煤层气进一步开发提供借鉴。

关键词:深部煤层气;保存条件;成藏模式;吸附气;游离气;微幅构造;地质力学;开发对策;先导试验

中图分类号:TE121

文献标识码:A

Geological characteristics and development countermeasures of deep coalbed methane

Jiang Tongwen¹ Xiong Xianyue² Jin Yiqiu³

(1. PetroChina Science and Technology Management Department, Beijing 100007, China; 2. PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100028, China; 3. PetroChina Oil & Gas and New Energy Company, Beijing 100007, China)

Abstract:Significant breakthroughs have been made in precursor experiments for the exploration and development of deep coalbed methane, showing good prospect for development. However, deep coalbed methane has relatively high buried depth with strong heterogeneity. Lots of geological and engineering factors may affect the development results, and reasonable development countermeasures are still not determined. This paper is a case study of No. 8 coal seam in Ordos Basin, and analyzes its accumulation laws and development characteristics. The results show that No. 8 coal seam has high maturity, stable distribution in the whole basin, and huge hydrocarbon generation potential; the average volume proportions of micropores, mesopores, macropores, and microfractures in deep coal reservoirs are 78.0%, 6.8%, 2.1% and 13.1%, respectively, as being a typical multiple pore-fracture system with superior hydrocarbon accumulation conditions; deep coalbed methane is located below the critical depth, characterized with a small-scale structural uplift, relatively tight reservoirs, undeveloped faults, weak hydrodynamic forces, and better preservation conditions. There is a high content of deep coalbed methane in the study area, which coexists with adsorbed gas and free gas. The coal structure is generally well developed, which is more conducive to reservoir stimulation by hydraulic fracturing. The production of gas wells quickly increases at early stage, characterized with high early production and rapid decline; according to desorption laws, the whole process can be divided into three development stages: free gas production, stable production, and decline. To address the challenges faced in the exploitation of deep coalbed methane, based on the experiences obtained during the development of tight gas and shale gas, four targeted suggestions are proposed: (1) initially applying 3D seismic technique; (2) establishing a reservoir geomechanical model; (3) building an industrialized large-scale well cluster construction mode; (4) keep doing precursor experiments. Finally, taking the Daning-Jixian block as an example, the understandings obtained from the precursor experiments have been summarized, will provide reference for further development of deep coalbed methane.

Key words: deep coalbed methane; preservation conditions; accumulation mode; adsorbed gas; free gas; micro-amplitude structure; geomechanics; development countermeasures; precursor experiment

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司前瞻性基础性科技项目(2021DJ23)资助。

第一作者: 江同文,男,1968 年 4 月生,1996 年获西南石油学院博士学位,现为中国石油天然气股份有限公司教授级高级工程师、总地质师,主要从事油气藏地质与开发工程领域的研究和实践工作。Email:jiangtw-tlm@petrochina.com.cn

通信作者: 金亦秋,男,1989 年 7 月生,2014 年获北京大学硕士学位,现为中国石油油气和新能源分公司高级工程师,主要从事气藏评价管理与开发技术研究工作。Email:jinyiqiu@petrochina.com.cn

引用:江同文,熊先钺,金亦秋. 深部煤层气地质特征与开发对策[J]. 石油学报,2023,44(11):1918-1930.
Cite :JIANG Tongwen, XIONG Xianyue, JIN Yiqiu. Geological characteristics and development countermeasures of deep coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica,2023,44(11):1918-1930.

中国中—浅层煤层气地质和可采资源量分别为 $32.86 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 和 $13.96 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[1],勘探开发潜力巨大。经过多年探索,基于煤层气“解吸—扩散—渗流”理论,形成了“排水—降压—采气”的开发技术流程,建立了适合中国中—高煤阶煤层气地质条件的开发工程技术系列,建成了沁水盆地高煤阶^[2]、鄂尔多斯盆地东缘中煤阶两大煤层气勘探开发产业化基地^[3],并在新疆、内蒙古二连盆地、川南—黔北等地区相继取得开发突破。

由于深部煤岩地质条件复杂,储层具有高地应力、高地温以及高流体压力的“三高”特点,一直以来针对埋深大于 2 000 m 的煤岩未进行系统评价。煤岩相对较低的能干性,在高应力条件下孔隙压缩、裂缝闭合,储层物性条件相对较差,且破裂压力和施工压力增高,人工裂缝延伸范围受限,储层改造难度增大。同时,高地温和高流体压力会影响煤层气的吸附和解吸特性。地质与工程理论支撑不足,开发方式和工程技术受限,严重制约了深部煤层气的开发效果,因此,深部煤岩一直以来普遍被视为区域烃源岩层。随着地质理论的逐渐完善和压裂 2.0 工艺在深部煤岩的推广应用,2019 年以来,在鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地 2 000 m 以深的煤岩地层相继取得勘探评价突破^[4-7],并初步形成了针对深部煤岩地层的勘探开发系列技术,填补了相关勘探开发理论和配套技术的空白。深部煤岩储层与中—浅层煤岩在地质、工程、采气等多方面都存在明显的差异,根据其埋深大、储层致密、成藏类型多样的特性,将称其为“深部煤层气”。笔者以鄂尔多斯盆地 8 号煤层为例,从生烃、成储与保存条件 3 个方面总结了深部煤层气的成藏特征,并分析了其开发地质特征,针对深部煤层气开发难点提出了对应的开发对策,结合鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块先导试验,进一步总结了所取得的规律认识。

1 深部煤层气成藏特征与富集规律

1.1 深部煤层气生烃特征

鄂尔多斯盆地晚古生代海陆过渡环境形成了多套广泛分布的煤系地层^[8],地层由老至新依次为上石炭统本溪组、下二叠统太原组—山西组、中二叠统石盒子组、上二叠统石千峰组和下三叠统刘家沟组,其中主力煤层为本溪组顶部的 8 号煤层与山西组 5 号煤层。以本溪组 8 号煤层为例,其成煤环境为强还原条件下的富营养覆水森林沼泽相,在煤岩显微组分

中,有机质组分含量平均为 91%,无机组分以碳酸盐类、氧化硅类、黏土矿物为主。有机质镜质组含量高,介于 47.6%~96.9%、平均为 79.8%,惰质组含量为 3.1%~39.8%、平均为 18.3%,生烃潜力强。沼泽相泥炭沉积后,经过二叠纪—侏罗纪的持续压实和沉降,煤岩持续热解生烃,在白垩纪早期地层达到最大埋深。研究表明,煤在热成因变质阶段具有持续生烃能力,并且镜质体反射率 R_o 在 1.2%~1.9% 生烃量大幅增加^[9]。鄂尔多斯盆地上古生界 8 号煤层煤岩成熟度呈现“南部高,东北低”的特征,定边—靖边—子洲地区一线以南热演化程度高, R_o 普遍大于 2.0%,以贫煤和无烟煤为主,已进入大量生烃阶段。北部绝大部分地区 $R_o > 1.2%$,煤阶以焦煤、贫煤为主,仅东北部神木—鄂尔多斯等地区煤岩处于低成熟阶段[图 1(a)]。

影响煤岩生烃能力的另一重要因素是煤岩的厚度,8 号煤层分布较为稳定,除西南和西北局部发生煤层尖灭,几乎在全盆地发育,具有“西薄东厚”的特征,且煤层厚度为 5~16 m,以乌审旗—横山—米脂地区一带发育厚度较大[图 1(b)]。平面上,煤层分布面积超过 $24 \times 10^4 \text{ km}^2$,整体进入大量生气阶段的煤岩面积超过 $18 \times 10^4 \text{ km}^2$,表现为大面积生烃特征,根据煤层厚度、TOC、产气率等参数可以估算 8 号煤层的生烃强度,盆地现今总生气强度为 $(12 \sim 35) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ^[10-11],生气能力强,资源潜力巨大。

1.2 深部煤岩储层特征

煤岩在生烃演化过程中,孔隙大小和数量也处在动态变化过程中,在煤化作用过程中总体以微孔($< 2 \text{ nm}$)和介孔($2 \sim 50 \text{ nm}$)的增加为主,同时发育割理和裂缝,因此深部煤岩储层发育典型的多重孔—缝系统,具有极强的非均质性,且不同变质程度煤岩储层的孔、缝发育差异较大^[12-13]。基于高压压汞、气体吸附和微米 CT 扫描实验联合表征深部煤样不同尺度孔隙结构特征。测试结果表明,孔隙分布具有多样性和多尺度特征。从纳米级孔隙到微米裂缝的广泛分布,形成了复杂的孔隙—裂缝网络系统(图 2)。不同尺寸孔隙中的孔裂隙分布存在明显差异,煤样孔、缝总体积范围为 $0.057 \sim 0.075 \text{ cm}^3/\text{g}$,平均为 $0.067 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。其中,微孔($< 2 \text{ nm}$)、介孔($2 \sim 50 \text{ nm}$)、宏孔($50 \text{ nm} \sim 10 \mu\text{m}$)和微裂缝($> 10 \mu\text{m}$)体积平均占比分别为 78.0%、6.8%、2.1%和 13.1%[图 2(a)],表明深部煤岩储层具有微孔发育的特点。微孔和介孔为深部煤层气提供

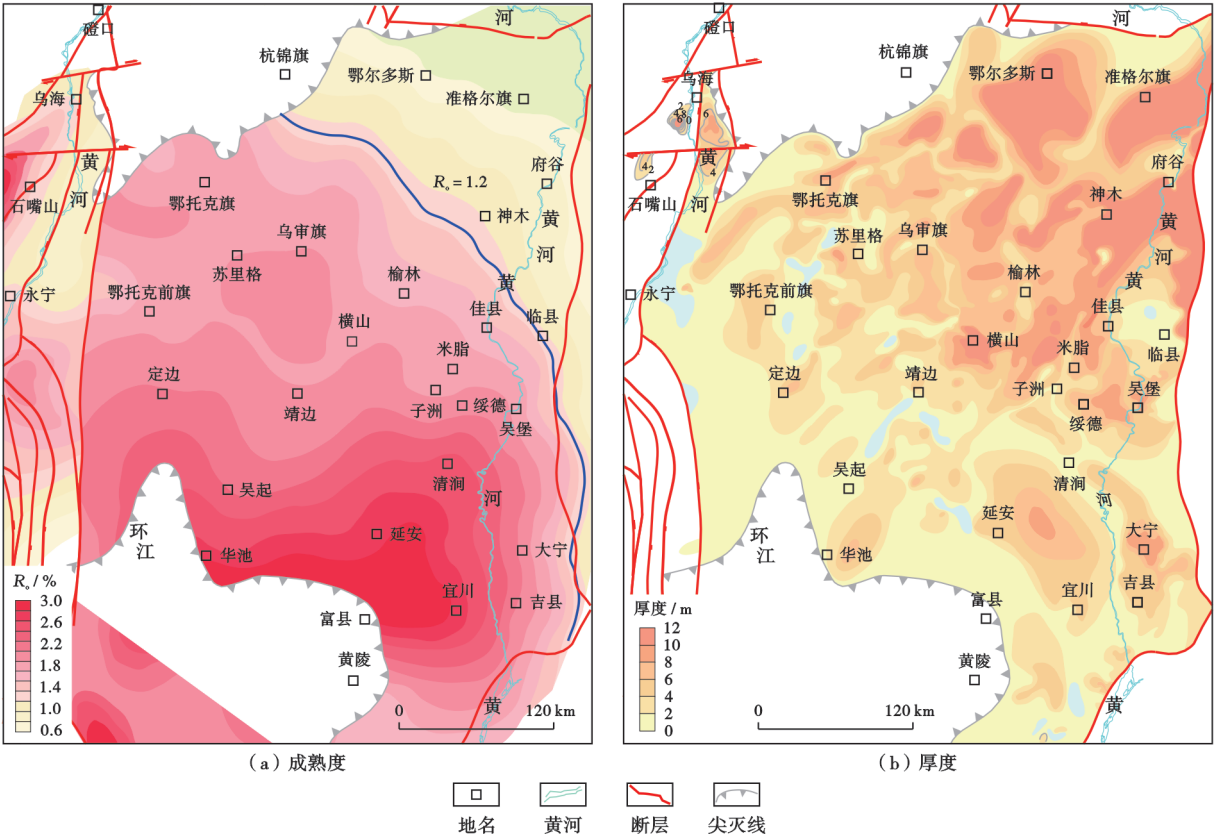


图 1 鄂尔多斯盆地 8 号煤层成熟度与厚度分布

Fig. 1 Distribution of maturity and thickness of No. 8 coal seam in Ordos Basin

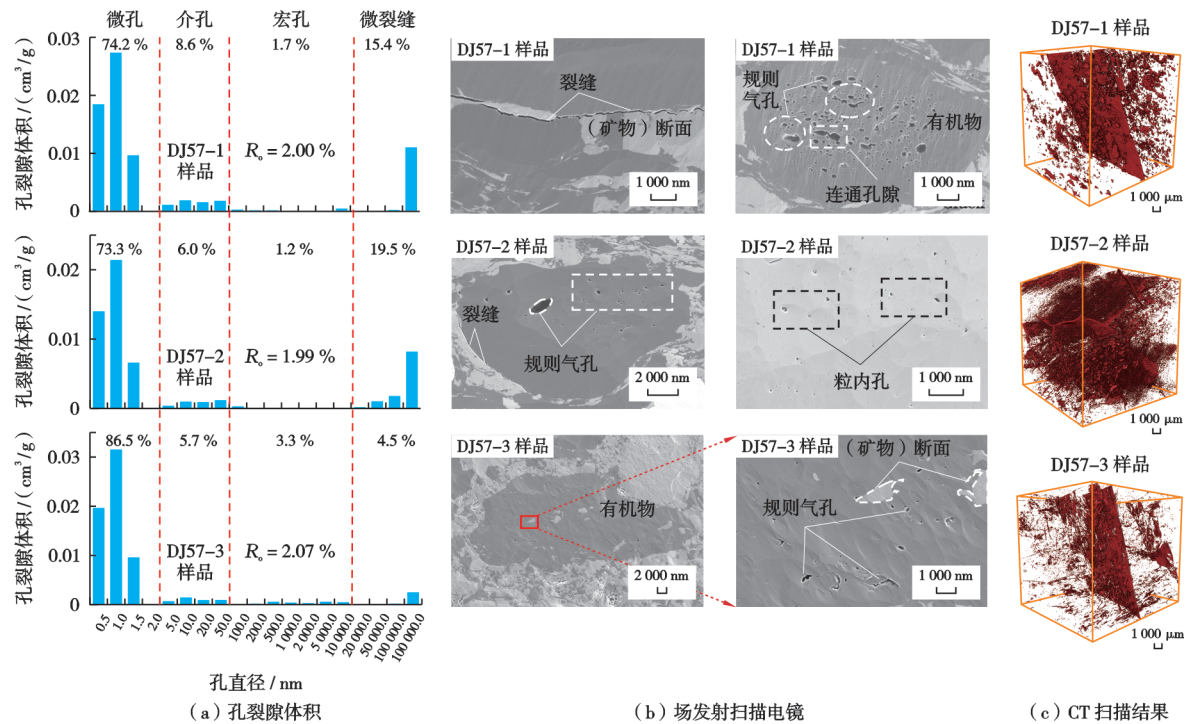


图 2 基于高压压汞、低温 N₂ 吸附和低压 CO₂ 吸附的不同尺度孔隙分布、场发射扫描电镜和微米 CT 扫描结果

Fig. 2 Different-sized pore distribution,FE-SEM and micrometer CT scanning results based on high-pressure mercury injection, low-temperature N₂ adsorption,and low-pressure CO₂ adsorption

了大量的吸附点位和赋存空间,也是煤层气解吸和扩散的重要通道。深部煤岩储层孔隙成因类型多样,主要有有机孔、无机孔(粒间孔和粒内孔)和微裂缝组成^[14]。许多有机气孔呈规则的椭圆状,具有两边窄中间宽的特征,也有部分孔隙为不规则的狭缝状[图 2(b)]。微裂隙主要为内生裂隙(割理),裂缝体积主要由直径>100 μm 的裂缝提供,大尺度微裂隙构成了煤岩储层裂缝系统,是控制煤层气产出的主要渗流通道。

1.3 深部煤层气保存条件

与中—浅层煤层气相比,深部煤层气在地质历史时期经历的构造抬升幅度更小,埋藏深,断裂不发育,

保存条件更好,由此引起煤岩储层储-盖组合及储层水动力条件的明显差异,并最终导致储层含气性的变化。鄂尔多斯盆地是叠合在古生代华北克拉通盆地基础上的中生代—新生代沉积盆地,盆地内部构造稳定,EW 向地震剖面显示(图 3),盆地内断层主要发育在基底,煤储层受后期构造影响较小。

盆地内 8 号煤层埋深差异较大,西部最大埋深超过 4 000 m,盆地东缘小于 1 000 m 甚至出露地表[图 4(a)],局部发育次级缓倾角褶皱,盆地内部煤岩储层多为原生结构煤或碎裂煤,煤层渗透率平均小于 0.05 mD。盆地 8 号煤层上覆盖层发育较为完整,以煤—灰岩和煤—泥岩组合为主,顶板主要为致密泥岩、泥灰岩或灰岩,渗

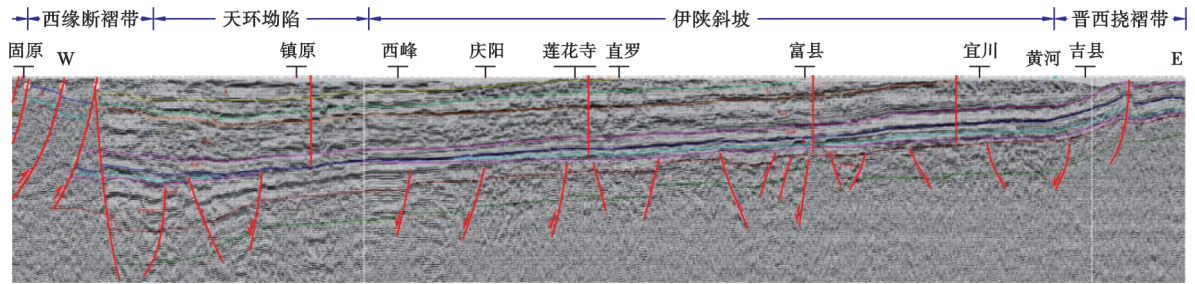


图 3 鄂尔多斯盆地 EW 向地震剖面示意
Fig. 3 EW direction seismic profile of Ordos Basin

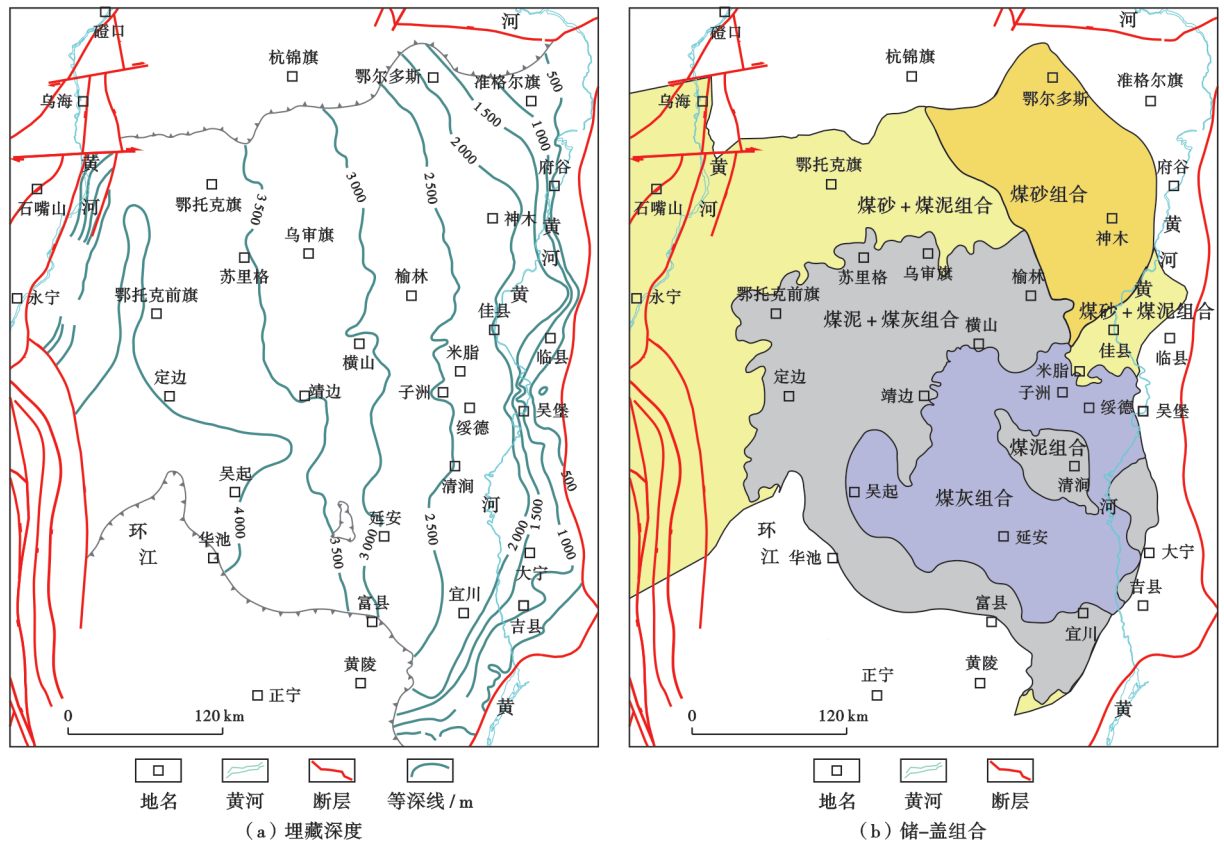


图 4 鄂尔多斯盆地 8 号煤层埋藏深度与储-盖组合分布
Fig. 4 Distribution of burial depth and reservoir-cap rock assemblage of No. 8 coal seam in Ordos Basin

透率低,含水性弱,封盖能力强[图 4(b)],盆地东北部有煤-砂岩组合,顶板发育砂岩,存在煤层气向上运移并聚集成藏的可能。

根据埋藏深度和地下水势可将水动力分为补给区、径流区、弱径流区和滞流区 4 种,深部煤岩整体处于水动力滞留承压区,侧向封堵效应明显。鄂尔多斯盆地东缘大吉区块含水饱和度平均仅为 22%,其中,

可动水不足 3%,主要赋存在割理裂隙中,气井产出水矿化度为每升数万至数十万毫克,水型以 CaCl_2 为主,主要为地层原生水,反映煤层气保存状态较好。甲烷碳同位素分布在 $-33\text{‰} \sim -30\text{‰}$,与煤层有机质的高成熟阶段相符,表明其为自生自储型煤层气,深部煤层气富集表现为“广发育、富生烃、强封存”的自生自储富集模式(图 5)。

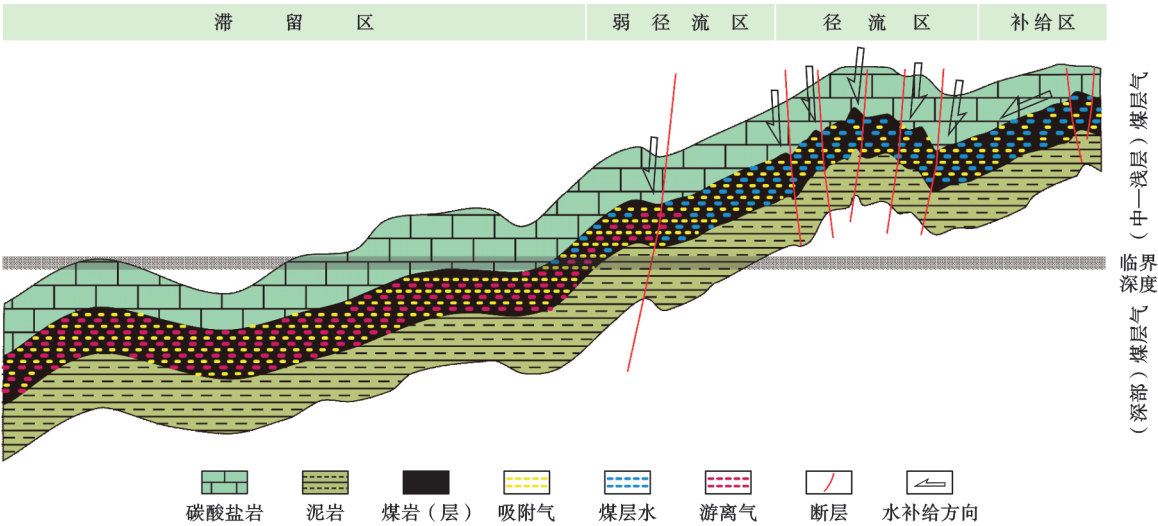


图 5 鄂尔多斯盆地深部煤层气富集模式

Fig. 5 Enrichment pattern of deep coalbed methane in Ordos Basin

煤岩储层含气性的变化是煤岩吸附能力、游离气状态、地层水动力条件和孔、缝体积变化等多因素耦合的结果。煤岩吸附性能是煤岩煤质、变质程度、温压环境等因素综合作用的结果,不同温度等温吸附测试结果表明,不同煤阶煤岩吸附能力随着埋深增加均呈现先增大后减小的趋势,临界深度在 1 400~1 800 m 附近(图 6)^[15]。深部煤层气通常位于临界深度以下,在持续大量生烃后,煤中孔隙饱和吸附气,当气体压力超过地层静水压力时,会将孔隙中的地层水部分或全部排出^[16]。回返抬升过程中储层吸附能力受温度主导逐步增强至最大值,部分游离气转变为吸附态,同时在压力降低过程中游离气体积持续扩大,少部分游离气可能会运移到煤层外,气体逸散量相对较少,最终形成“过饱和”煤层气藏^[17-18]。对于中—浅层煤层气,抬升作用持续至临界深度以上,储层吸附能力受压力主导逐步降低,部分吸附气解吸变为游离态,同时游离气体积持续膨胀。该阶段水动力明显增强,当孔隙压力小于地层静水压力时,来自顶、底板的地层水通过断层和裂缝进入煤层置换出游离气,且部分水分子占据微孔中的吸附位,煤岩整体表现出“吸水—排气”的特征,此时游离气和吸附气含量均较低,含水量明显升高,储层处于“欠饱和”状态。

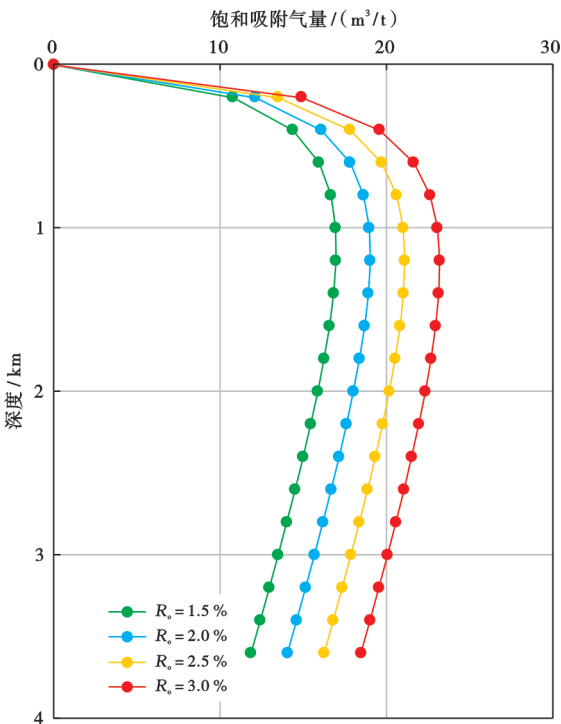


图 6 不同煤阶饱和和吸附气量随深度的变化规律

Fig. 6 Volume variation of saturated adsorption gas with different coal ranks over depth

2 深部煤层气开发地质特征

2.1 气体赋存状态与含气量

深部煤层气主要以吸附气和游离气的形式赋存在孔隙—裂缝系统中。吸附气量与微孔的孔体积和比表面积存在明显相关关系(图 7),本溪组煤岩微孔体积范围为 0.042~0.061 cm³/g、平均为 0.053 cm³/g,占总体积的 78%,远远大于四川盆地龙马溪组页岩(0.010 4 cm³/g)、美国 Barnett 页岩(0.003 5~0.004 0 cm³/g)和 Marcellus 页岩(0.001 5~0.008 0 cm³/g)^[19-20]。大量的微孔提供了充足的比表面积,平均比表面积占比大于 95%,绝大部分甲烷以吸附态赋存在微孔中。部分较大的宏孔和微裂缝对煤岩比表面积的贡献相对较低,是游离气赋存的主要空间^[21],但其对煤岩储层的渗透率和煤层气产出发挥了决定性的作用。

深部煤层气以含气量高且吸附气与游离气共存为特征^[22-23]。鄂尔多斯盆地东缘浅层煤岩储层含气量主要分布于 6~13 m³/t、平均为 9 m³/t,几乎不含游离气。深、浅煤岩储层含气量显示出较大的差异,鄂尔多斯盆地深层 24 口井、252 个样品含气量实测结果证实,深部煤储层含气量为 4.0~35.2 m³/t,主体分布于 15~24 m³/t、平均为 19.4 m³/t。游离气含量最大可达 19.1 m³/t、平均为 6.2 m³/t,其占比最高达 61.3%、平均为 28.2%。盆地中东部气藏埋深主要集中在 2000~3500 m,地层温度在 55.50~121.63 ℃,测算地温梯度为 2.96 ℃/hm。原始地层压力为 17.2~34.3 MPa,平均地层压力系数为 0.92,属于正常压力系统。随着埋深的增大,在温度和压力共同作用下总含气量和游离气量都呈先增大后减小的趋势,峰值大致对应 2 200~2 600 m,而游离气占比变化趋势不太明显(图 8)。

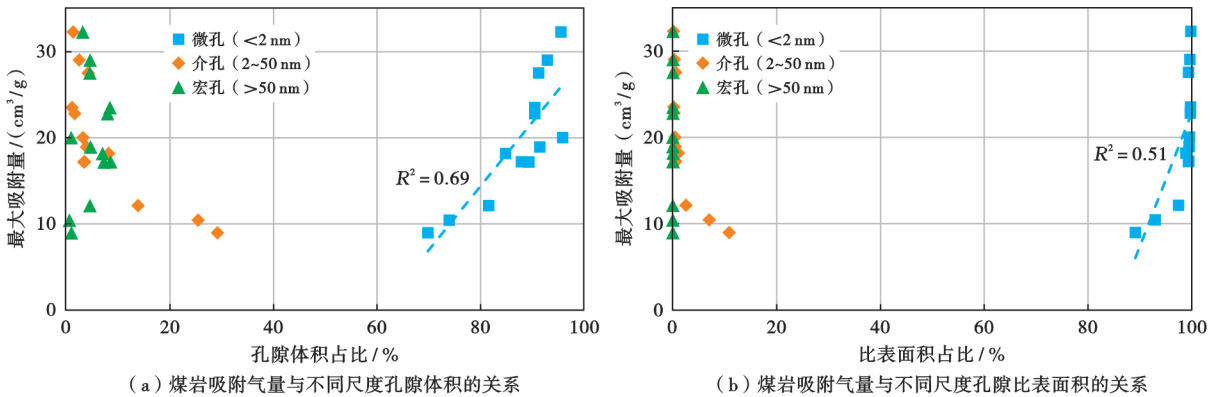


图 7 煤岩储层孔隙结构与吸附气量之间的关系
Fig. 7 Relationship between pore structure and adsorbed gas volume in coal rock reservoirs

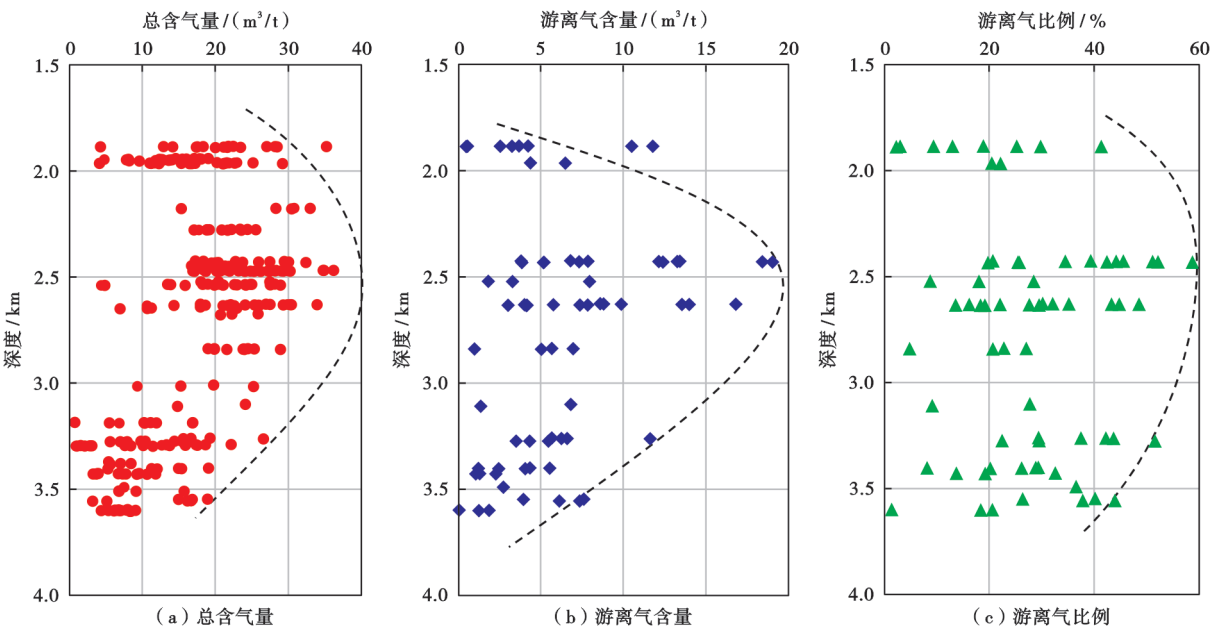


图 8 鄂尔多斯盆地煤岩储层含气量随埋深的分布特征
Fig. 8 Distribution characteristics of coal rock gas content changing with burial depth in Ordos Basin

2.2 煤岩储层地质力学性质及煤体结构

地应力影响着煤层裂隙的发育程度和空间展布规律,控制了压裂裂缝形态与扩展方向,对煤岩储层渗透性具有重要的控制作用。地应力包含最大水平主应力(σ_H)、最小水平主应力(σ_h)和垂向主应力(σ_v),三者均随着埋深的增大而升高。同时,三向主应力与深度的关系存在一个应力临界深度转换面,即在该界面之上,垂直主应力小于水平主应力;在该界面之下,垂直主应力大于水平主应力,不同盆地的转换深度不同[图 9(a)]。

Brown 和 Hoek^[24] 利用侧压系数 K (平均水平主应力与垂直应力的比值)与埋深之间的关系,得出随着埋深的增加,侧压系数及其变化范围均呈逐渐减小的趋势,反映出地壳浅部以水平应力为主,深部主应力方向则转换为垂向应力。以鄂尔多斯盆地为例,地应力垂

向分布状态随埋深的增加可划分为 3 种类型:当深度小于 1 000 m, $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$, 为剪切型地应力场;当深度为 1 000~2 000 m, σ_v 与 σ_H 交替成为最大主应力,为过渡型应力场;当深度大于 2 000 m, $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$, 为正断层型地应力场。随着埋深增加,水平主应力对地应力相对贡献量整体呈降低趋势,应力类型由 $\sigma_H > \sigma_v$ 变化至 $\sigma_v > \sigma_H$ 。侧压系数在垂向上的表征与所划分的应力类型转换带具有一致性,剪切型应力类型对应较强的水平应力,且离散程度较高;过渡型应力类型对应较小的侧压系数,但是波动幅度较大;正断层型应力类型对应最小的侧压系数,且较为稳定^[25] [图 9(b)]。

较稳定的正断层应力类型导致深部煤层所受应力破坏程度较小,煤体结构发育相对完整。以鄂尔多斯盆地为例,煤岩随埋深增大,杨氏模量增加,深部煤岩泊松比为 0.26~0.39、杨氏模量平均为 4.0~6.3 GPa(表 1)。与

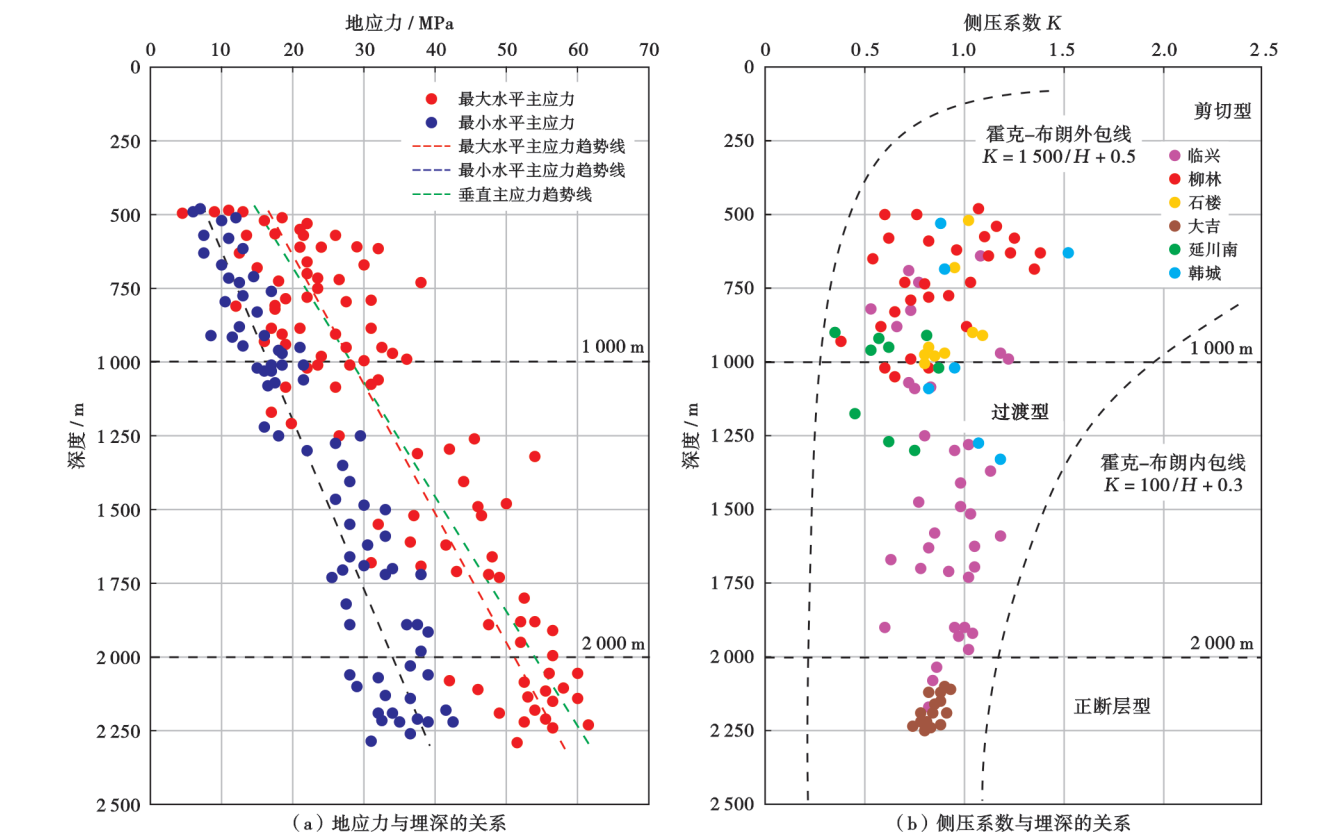


图 9 鄂尔多斯盆地煤层主应力/侧压系数与埋深关系

Fig. 9 Relationship between main stress/lateral pressure coefficient and burial depth of coalbed in Ordos Basin

表 1 中一浅层煤、白家海深部煤、大宁—吉县深部 8 号煤层地质和工程参数对比

Table 1 Comparison of geological & engineering parameters for medium-shallow coal seam, Baijiahai deep coal rock, and No. 8 coal seam in Daning-Jixian block

地质参数	脆性矿物含量/ %	埋深/m	煤体结构	裂隙/割理 发育情况	最小水平应力梯度/ (MPa/m)	应力差/ MPa	杨氏模量/ 10 ⁴ MPa	泊松比
中一浅层煤	10~30	500~1 200	碎粒—原生	裂缝发育	0.026~0.032	1~5	0.22~0.60	0.25~0.33
白家海深部煤		2 000~3 500	原生煤	割理发育	0.024~0.029	3~7	0.65	0.29
大宁—吉县 深部 8 号煤层	35~46	2 000~2 800	原生煤	割理发育	0.029 4	2~5	0.40~0.63	0.26~0.39

中—浅层煤岩相比,深部煤岩的煤体结构更为完整,以原生结构为主。

2.3 深部煤层气组分特征与产出规律

深部 8 号煤层气体组分中烃类气体以甲烷为主,含量普遍大于 95%,乙烷及其他重烃含量较小且平面上与煤岩成熟度密切相关,在过成熟地区(宜川),含量仅约为 0.3%,成熟度相对较低地区(佳县),含量可达 1.8%~2.0%。无机组分中,含有微量 N₂、He 和 H₂,部分井口气样中检测出微量 H₂S,属局部微含硫气藏。由于煤岩裂缝和孔隙中被碳酸盐矿物充填,压裂过程中与前置酸反应生成 CO₂,因此气体组分中 CO₂ 测试含量较高,介于 3%~5%。

受储层特征及气体赋存状态影响,深部煤层气与中—浅层煤层气产气机理存在较大差异。中—浅层煤层气藏一般为不饱和煤层气藏,实际吸附气量小于饱和吸附量,孔隙裂缝中赋存地层水,产出特征为排水—降压—解吸—产气,即排水降压至解吸压力时,吸附气解吸,随着压降漏斗扩展产气量不断上升,达到渗流边界后稳产,储层供气能力不足后产气量递减。深部煤层气实际赋存气量大于饱和吸附气量,部分气体以游离气形式存在,并占据孔隙裂隙空间,储层含水饱和度相对较低。游离气产出依赖地层弹性能量,渗流通道建立后游离气大量产出,地层压力随之降低,产量逐渐递减,直至地层能量衰竭开发结束。吸附气产出依赖于地层压力降低,游离气产出后储层压力下降,为吸附气解吸提供先决条件。通过降压解吸,吸附气转化为自由气,补给游离气产出造成的亏空,这在一定程度上对地层能量有维持作用。同时,游离气的存在降低了含水饱和度,避免了水对吸附气解吸的阻碍作用,即游离气与吸附气的产出二者相互促进。

以 JS6-7H01 井为例,通过基于水平井嵌入式离散裂缝模型(EDFM)拟合产气曲线,标定游离气和吸附气产气构成(图 10)。深部煤层气产出可分为 3 个阶段:阶段 I 为游离气主导阶段,产气以游离气为主,游离气占比>75%;阶段 II 为相对稳产阶段,吸附气产

量持续上升、游离气产量下降,总产量保持相对稳产,游离气占比约为 40%;阶段 III 为递减阶段,吸附气、游离气产量同时下降,总产量递减,该阶段游离气占比<30%。预测全生命周期游离气产量占比约为 30%,约 50%的累积产气量在开发前 2 年产出。

3 开发对策及开发先导试验

3.1 深部煤层气开发对策

深部煤层气成藏富集主控因素多,包括沉积环境、煤阶、煤体结构、埋藏深度、构造部位、水动力条件及断层发育情况等,各因素之间相互影响、彼此制约,有利区综合优选难度大。作为在奥陶系马家沟组顶部风化面上填平补齐的沉积地层,本溪组厚度变化较大,在埋深和压实作用下顶部 8 号煤层广泛发育微幅构造,局部天然裂缝发育、夹矸与泥岩分布变化大,煤岩甜点段导向特征不明显,制约水平井有效钻遇率的提升。

在钻井过程中,上部刘家沟组、石千峰组裸眼段易漏失,8 号煤层水平段易坍塌,二者长时间共存,导致钻井周期长,井壁稳定问题频发。由于深部煤层气含气饱和度高,在水泥凝固过程中,易发生气窜,影响水泥胶结。深部煤岩储层压力更高、渗透率更低,压降漏斗向远端扩散更困难,因此,对人工缝网的复杂度、导流能力要求更高。此外,人工举升的主体工艺从“抽油机+有杆泵”向“油管自喷+助排+举升”多阶段模式转变,排采管控更为复杂。人工改造用液量大,采出水矿化度更高,处理成本较高,地面集输系统压力更大、气—水—电网更为复杂,满足节能输送、经济运行、达标排放将更为困难。

3.1.1 坚持三维地震先行,精细刻画煤岩储层

前期在二维地震测线和测井资料基础上,初步认识到深部煤岩微幅构造发育并会对气藏开发产生显著的影响^[26],微幅构造可降低水平井有效煤层的钻遇率,同时正向的微幅构造具有渗透性好、应力作用小的优势,同等改造规模和工艺下,气井产气效果较好。二维地震测网密度小,且以单一方向或窄方位采集为主,幅度较低的构造形态和小断层精细刻画难度大。为提高开发效益,2021 年在大宁—吉县区块部署了宽方位高精度三维地震,通过近地表 Q 补偿和叠前深度偏移等技术提升地震主频与分辨率,采用叠后统计学反演,结合测井和数值模拟等手段对微幅构造和天然裂缝/小断层进行精细表征。综合考虑断裂、应力、倾向等对气井产能的影响,深化地质、工程甜点评价,优化井位部署。在水平井钻井过程中,三维地震预测结果辅以地质导向技术,不断提高钻井时效和储层的钻遇率。

结合地震、测井和岩心数据,研究建立了以含气

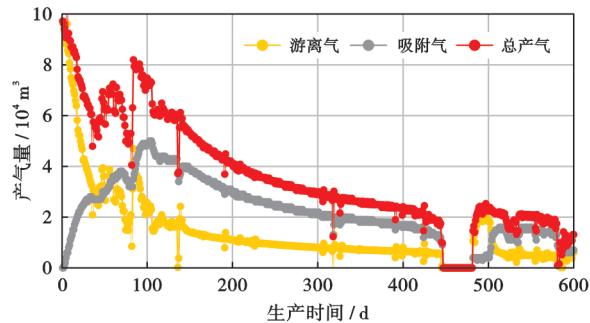


图 10 JS6-7H01 井产气构成
Fig. 10 Gas production composition curve of Well JS6-7H01

量、煤体结构、煤岩类型、自然伽马、灰分 5 项指标为核心的煤层纵向“黑金靶体”的评价标准(表 2)。单井纵向解剖表明:煤岩上部含气量高、以光亮煤为主,自然伽马值低,且灰分含量较低,是有利的靶区。确定一分型煤层中—上部 3~5 m 为优质靶体,井轨迹设计在煤层上部,具有高含气、优煤质的特点,且正向微构造背景下,中—上部渗透性好。二分型煤层 8-2 号煤层上部 3~4 m 为优质靶体,井轨迹设计在 8-2 号煤层顶部,采用螺旋射孔,压裂时夹层与煤层界面处压裂效果较好,且在泥岩夹层薄区裂缝可沟通 8-1 号煤层,煤层资源动用率高。

表 2 煤层纵向“黑金靶体”评价标准
Table 2 Evaluation criteria for vertical “black-gold target” in coalbeds

评价参数	纵向有利区
含气量/(m ³ /t)	>20
煤体结构	原生结构煤
煤岩类型	光亮煤
GR/API	<60
灰分/%	<20

3.1.2 建立储层地质力学模型,持续优化开发方式
深部煤层气埋藏更深,应力更复杂,应力状态随埋

深而发生的转换影响深部煤岩储层的渗透性、改造方式和改造的效果。地应力与地层流体压力之间的耦合关系影响储层有效应力的高低,并决定了排采过程中裂缝系统的渗流能力。有效应力与地层温度的耦合关系控制着煤岩储层吸附—解析特征,并对含气量和排采工艺产生深刻影响^[27]。在早期评价阶段,对不同构造单元的气井采用相同的加砂规模和工程工艺,而气井的产气效果则差异大。以储层地质力学为核心,系统开展煤岩岩石力学及应力—应变特征研究,明确了煤岩储层地应力分布与构造展布的内在联系,并划分了负向构造区、构造平缓区、正向构造区和构造抬升区 4 类开发单元,总结了不同开发单元的资源条件、解吸与渗流特征、可改造条件,明确了针对不同单元的工程技术政策。

综合煤层厚度、裂缝发育程度和形态、应力场大小与方向、井眼轨迹、裂缝扩展等方面的认识,以实现 EUR 最大化为目标,研究形成了“地应力场、天然裂缝场、人工裂缝场、井型与方位、井网井距”五位一体井网优化技术,形成深部煤层气水平井单井差异化分段分簇以及井间错位射孔的压裂选段方案,建立多维矢量弥合井网,弥合程度由 75% 提高到 95%(图 11),多口限体积压裂水平井初期平均产气量超过 10×10⁴ m³/d。

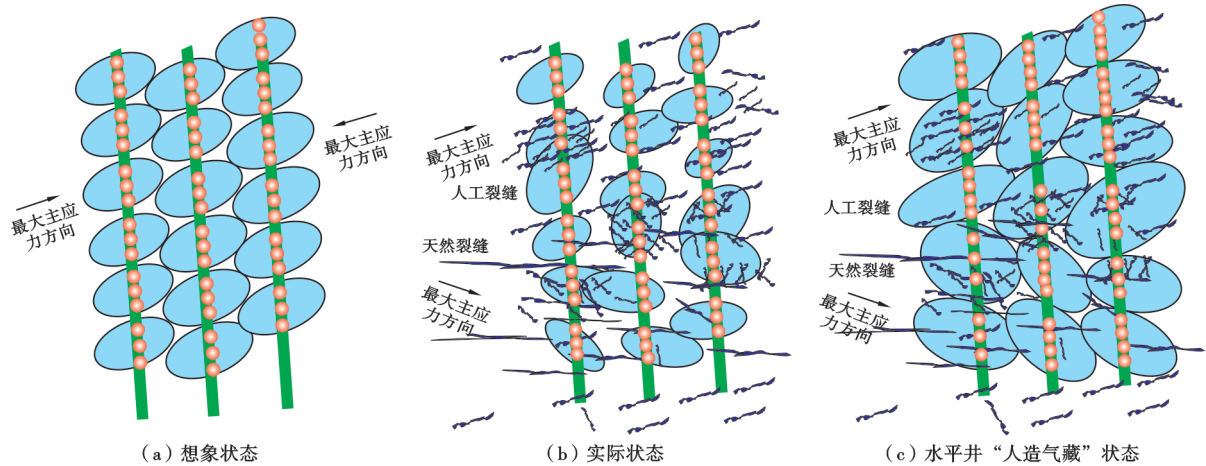


图 11 深部煤层气水平井弥合缝网示意
Fig. 11 Schematic diagram of closed fracture network in horizontal wells of deep coalbed methane

3.1.3 采用工厂化大井丛建产模式,实现快速建产
充分考虑地下一地面一体化,形成深部煤层气特色大井丛井网设计技术^[28-29]。基于建立的三维地质工程模型,以区块采收率和内部收益率为指标,建立了不同地质工程条件下的技术经济一体化开发技术政策(方位、井距、水平段长)定量评价图版。采用与数值模拟结合实践的方法,固化了不同地质工程特征的水平井关键参数,在确保效益开发的前提下,最大程度提高采收率。考虑钻

井技术难度、技术成熟度及地面工程等因素,以单排布井模式为主,局部采用双排非常规(图 12)、倒钩井,优先部署大平台丛式水平井,平台井数以 4~8 口为主。
攻关复杂条件下的水平井优快钻完井技术,合理优化井身结构,构建着陆轨迹控制模式,优化钻井液脱气性能,实现“钻好井”。形成深部煤层气钻井工厂化施工组织模式,探索平台间工厂化批次钻井作业,保障泥浆重复利用,并与后续压裂形成无缝衔接。

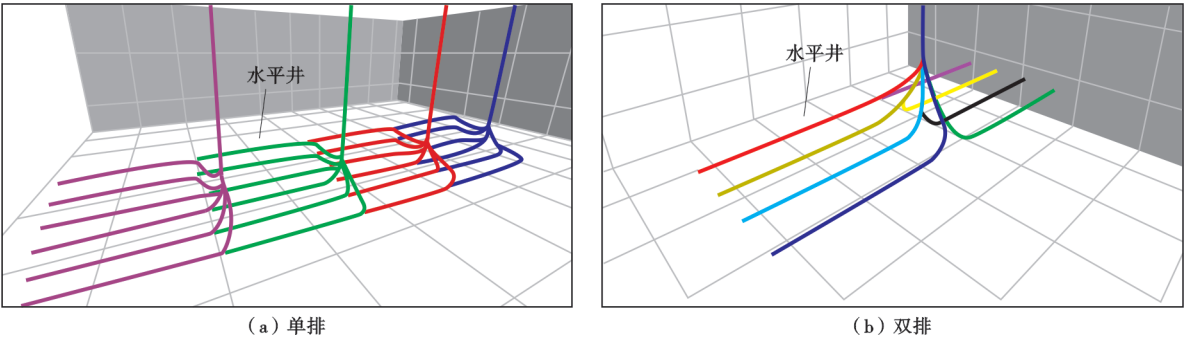


图 12 深部煤层气单排和双排常规布井模式
Fig. 12 Conventional single and double row well layout pattern of deep coalbed methane

3.1.4 坚持先导试验先行,动静态结合优化建产方案

深部煤层气成藏机理复杂,不同开发单元和压裂工艺下的气井产气效果差异明显。在尚未建立全面认识之前,为降低开发风险,利用老井或探/评价井进行较长时间的试采,以获取必要的动态资料,结合静态数据系统分析气井产能的主控因素。在此基础上,优选有利区开展先导试验,进一步验证靶体位置、井网井距、压裂施工参数和平台井生产能力。2019—2022 年,中国石油天然气集团有限公司(中国石油)在鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块开展深部煤层气试采与先导试验,试验效果良好并取得系统开发认识。2023 年,中国石油对大宁—吉县区块编制了 $10\times 10^8\text{ m}^3/\text{a}$ 的开发方案,同时在绥德、佳县、宜川等有利区开展进一步的先导试验,深部煤层气的开发向埋藏更深的盆地内部迈出了坚实的步伐。

3.2 开发先导试验及其成果

3.2.1 先导试验概况

2019 年,中国石油煤层气有限责任公司对鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县地区 8 号煤层开展试采评价,首口试验井大吉 3-7 向 2 井采用常规酸压工艺,投产后呈现出快速见气的特征,产气量达 $5\,791\text{ m}^3/\text{d}$,拉开了深部煤层气勘探评价的序幕。2020—2021 年,优选区块中北部有利区开展精细评价,利用 18 口井开展试采,在大吉 3-7 向 2 井区和大吉 9-1 向 1 井区共提交探明地质储量 $1\,121\times 10^8\text{ m}^3$,储量丰度达 $2.34\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$,标志着中国首个深部煤层气整装大型气田的诞生。为进一步落实气井产能,完善效益开发技术,2021 年开始在探明储量区优选北部先导试验区 and 南部先导扩大试验区开展规模试验,共计部署 10 座井场 35 口水平井,动用储量为 $37\times 10^8\text{ m}^3$ (图 13)。

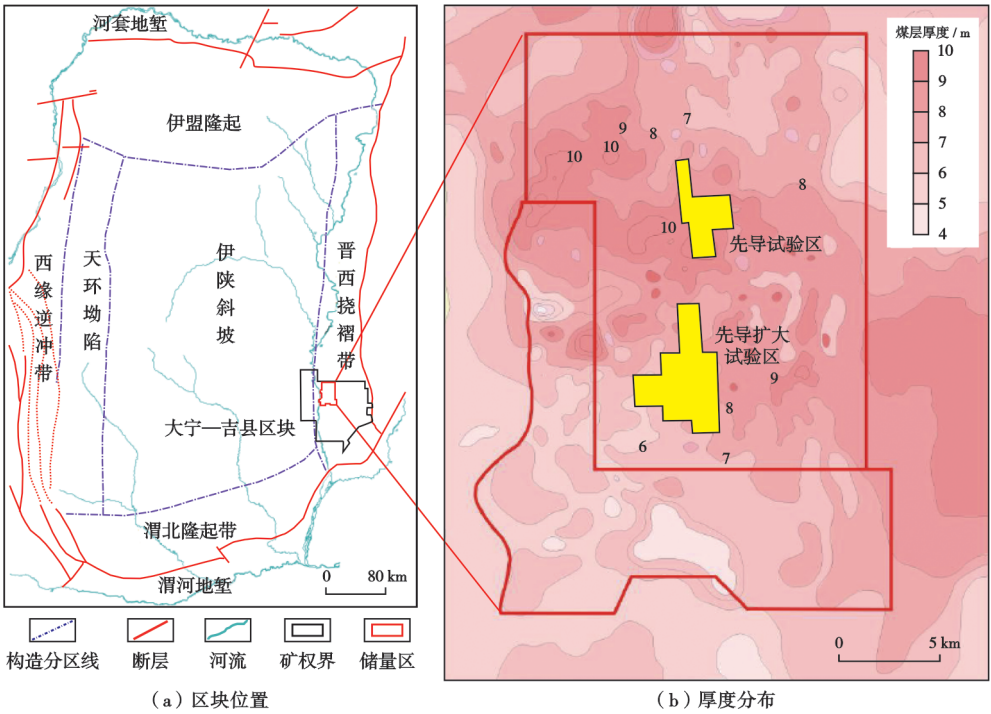


图 13 大宁—吉县区位及先导试验部署位置
Fig. 13 Location of Daning-Jixian block and deployment location of precursor experiment

3.2.2 先导试验成果与认识

截至 2023 年 9 月,两个试验区 35 口井全部完钻,投产的 29 口井展现出初期高产特征。气井排采见气速度快,产气量突破 $10\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 平均用时 11 d,北部平缓区 JS8-9 平台平均用时 2~4 d,南部低凸区 JS14-5 平台平均用时 33 d。初期产气量超 $10\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的有 14 口,产气量为 $(8\sim 10)\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的有 7 口,产气量为 $(6\sim 8)\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的有 6 口,首月平均产气量为 $8.6\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$,压裂液返排率为 25%~30%时即可实现产气稳定。其中,JS14-5 平 02 井累积产量突破 $2\,600\times 10^4\text{m}^3$,成为中国目前累积产量最高的深部煤层气井之一。试验各项指标实施效果明显优于方案设计:①平均钻完井周期为 47 d,较设计周期缩短 16%;②储层钻遇率为 97.2%,较方案设计高出 3%;③设计产能为 $3.5\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$,实际为 $5.3\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$,产能到位率为 140%。通过先导试验技术攻关与理论研究,取得 4 点认识:

(1) 资源高度富集和游离气的广泛赋存是深部煤层气井高产气、快速返排的物质基础。试验证实,水平井比丛式井开发提产效果更好,有效储层钻遇长度是气井高产的前提,水平段长应大于 1000 m,但大于 1500 m 后单位投资的产能增幅变缓,水平段方位垂直于水平最大主应力方向。

(2) 克服钻井过程中漏失、垮塌和气窜风险是实现深部煤层气水平井优快钻完井的前提。基于钻井工程风险预测模型合理优化井身结构,一开加深进入石千峰组 100 m,封固上部主要漏失层。建立“构造+储层”双约束模型精细控制水平段轨迹,同时开展一趟钻技术攻关,实现储层钻遇率 97.16%。开展井眼清洁优化、双凝双密度水泥浆体系改进、完井工艺优化,实现已完钻深部煤层气水平段固井质量合格率 100%。

(3) 深部煤层气储层特低渗、煤体结构完整,因此改造规模和裂缝支撑效果是气井高产的关键工程因素。气井压裂主体技术经历了常规压裂、大规模压裂和超大规模极限压裂 3 个阶段;压裂液实现了中、低黏一中、高黏一脉冲变黏的三重转变;施工排量由 $12\text{m}^3/\text{min}$ 提升至 $18\sim 20\text{m}^3/\text{min}$;加砂量由 $70\text{m}^3/\text{段}$ 提升至 $450\text{m}^3/\text{段}$,增大砂量后人工裂缝裂缝宽度、铺砂浓度提升,平均裂缝宽度从 3.2 mm 上升为 4.1 mm,使支撑性更强,压裂效果改善明显,单井产量实现了质的飞跃。

(4) 针对深部煤层气“见气早、上产快、产气量高,井底压力高、气液比高,自喷携液”的生产特征,提出气井全生命周期生产理念,采气工艺设计由常规的“排水降压解吸”模式向“临界自喷”过渡,满足排液需要,实

现气井连续、稳定排采,设计一趟管柱满足全生命周期一体化采气技术方法,实现了观念和技术的革新,满足气井不同阶段的生产需要^[30-31]。

4 结 论

(1) 从深部煤岩到中、浅层煤岩,煤岩储层经历了“排气”(临界深度以下)和“吸水—排气”(临界深度以上)两个阶段性变化。储层含气量持续降低,含水量逐渐上升,深部煤层气与中—浅层煤层气主要区别是地层回返抬升过程中保存条件的巨大差异,深部煤岩储盖组合的完整性更好,水动力条件更弱,并且处于临界深度以下,地层的抬升仅引起部分气体相态的转化和运移,含气性优势明显。

(2) 鄂尔多斯盆地深部煤层气连片稳定大面积展布、有机质成熟度较高,生烃条件优。煤层发育典型的多重孔-缝系统,煤储层构造稳定,断裂不发育,储集与保存条件好。根据初步评价结果,埋深 1500~3500 m、煤层厚度>6 m,含气量大于 $18\text{m}^3/\text{t}$ 的 I 类资源约为 $5\times 10^{12}\text{m}^3$,可支撑未来建设 $500\times 10^8\text{m}^3$ 天然气产能,深部煤层气将成为中国最重要、最现实的天然气增储上产领域之一。

(3) 深部煤层气含气量高且吸附气与游离气共存,吸附态分子主要赋存在占据绝大部分孔隙体积和比表面积的微孔中,游离态甲烷主要储集在宏孔和微裂缝中。气井生产过程中游离气产出依赖地层弹性能量,吸附气产出依赖于地层压力降低,因此早期产量便于快速提升,具有早期产量高、递减快的特征。

(4) 针对深部煤层气非均质性强,微幅构造发育,钻井过程中易引起塌、漏、窜的风险,提出三维地震先行、建立储层地质力学模型、工厂化大井丛建产模式、坚持先导试验 4 条开发对策。2019 年以来,在大宁—吉县区块开展的一系列试采与先导试验效果较好,初步探索了深部煤层气开发配套技术。

致谢 本文研究和撰写过程中,王成旺、田文广、邓泽、周科等同志提供了大量基础资料,在此表示衷心感谢!

符号注释: σ_H —最大水平主应力,MPa; σ_h —最小水平主应力,MPa; σ_v —垂向主应力,MPa; K —侧压系数; H —埋深,m; Q —地层品质因子。

参 考 文 献

[1] 徐风银,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.

[2] 宋岩, 马行陟, 柳少波, 等. 沁水煤层气田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. *石油学报*, 2019, 40(5): 621-634.

SONG Yan, MA Xingzhi, LIU Shaobo, et al. Gas accumulation conditions and key exploration & development technologies in Qinshui coalbed methane field[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(5): 621-634.

[3] 张抗, 张立勤, 刘冬梅. 近年中国油气勘探开发形势及发展建议[J]. *石油学报*, 2022, 43(1): 15-28.

ZHANG Kang, ZHANG Liqin, LIU Dongmei. Situation of China's oil and gas exploration and development in recent years and relevant suggestions[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(1): 15-28.

[4] 徐凤银, 闫霞, 林振盘, 等. 我国煤层气高效开发关键技术研究进展与发展方向[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(3): 1-14.

XU Fengyin, YAN Xia, LIN Zhenpan, et al. Research progress and development direction of key technologies for efficient coalbed methane development in China[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 1-14.

[5] 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 Qinpeng, 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.

[6] HOU Xiaowei, LIU Shimin, ZHU Yanming, et al. Evaluation of gas contents for a multi-seam deep coalbed methane reservoir and their geological controls; in situ direct method versus indirect method[J]. *Fuel*, 2020, 265: 116917.

[7] LI Song, TANG Dazhen, PAN Zhejun, et al. Geological conditions of deep coalbed methane in the eastern margin of the Ordos Basin, China; implications for coalbed methane development[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 53: 394-402.

[8] 贾浪波, 钟大康, 孙海涛, 等. 鄂尔多斯盆地本溪组沉积物物源探讨及其构造意义[J]. *沉积学报*, 2019, 37(5): 1087-1103.

JIA Langbo, ZHONG Dakang, SUN Haitao, et al. Sediment provenance analysis and tectonic implication of the Benxi Formation, Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2019, 37(5): 1087-1103.

[9] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 论非常规油气成藏机理: 油气自封闭作用与分子间作用力[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 437-452.

JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation; hydrocarbon self-containment and intermolecular forces[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 437-452.

[10] 李勇. 鄂尔多斯盆地东缘煤层气富集成藏规律研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2015.

LI Yong. Coalbed methane accumulation and reservoring in east margin of Ordos Basin, China[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2015.

[11] 戴金星. 中国煤成大气田及气源[M]. 北京: 科学出版社, 2014.

DAI Jinxing. Giant coal-derived gas fields and their gas sources in China[M]. Beijing: Science Press, 2014.

[12] 范楠. 煤孔隙结构多尺度表征及其对瓦斯运移特性影响的实验

研究[D]. 阜新: 辽宁工程技术大学, 2021.

FAN Nan. Experimental study on multi-scale pore structure characterization of coal and its effect on gas migration characteristics[D]. Fuxin: Liaoning Technical University, 2021.

[13] 高丽军, 谢英刚, 潘新志, 等. 临兴深部煤层气含气性及开发地质模式分析[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(6): 1634-1640.

GAO Lijun, XIE Yinggang, PAN Xinzhi, et al. Gas analysis of deep coalbed methane and its geological model for development in Linxing block[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(6): 1634-1640.

[14] GOU Qiyang, XU Shang, HAO Fang, et al. Full-scale pores and micro-fractures characterization using FE-SEM, gas adsorption, nano-CT and micro-CT: a case study of the Silurian Longmaxi Formation shale in the Fuling area, Sichuan Basin, China[J]. *Fuel*, 2019, 253: 167-179.

[15] 陈刚, 秦勇, 胡宗全, 等. 不同煤阶深煤层含气量差异及其变化规律[J]. *高校地质学报*, 2015, 21(2): 274-279.

CHEN Gang, QIN Yong, HU Zongquan, et al. Variations of gas content in deep coalbeds of different coal ranks[J]. *Geological Journal of China Universities*, 2015, 21(2): 274-279.

[16] 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.

[17] 康永尚, 邓泽, 皇甫玉慧, 等. 中煤阶煤层气高饱和和一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.

[18] 康永尚, 皇甫玉慧, 张兵, 等. 含煤盆地深层“超饱和”煤层气形成条件[J]. *石油学报*, 2019, 40(12): 1426-1438.

KANG Yongshang, HUANGFU Yuhui, ZHANG Bing, et al. Formation conditions for deep oversaturated coalbed methane in coal-bearing basins[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(12): 1426-1438.

[19] CLARKSON C R, SOLANO N, BUSTIN R M, et al. Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. *Fuel*, 2013, 103: 606-616.

[20] CHALMERS G R, BUSTIN R M, POWER I M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses; examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units [J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1099-1119.

[21] FENG Weiping, WANG Feiyu, GUAN Jing, et al. Geologic structure controls on initial productions of Lower Silurian Longmaxi shale in South China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 91: 163-178.

[22] 聂志宏, 时小松, 孙伟, 等. 大宁—吉县区块深部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.

[23] 余琪祥,周学文,路清华,等. 准噶尔盆地东北缘上三叠统烃源岩地球化学特征与油源对比[J]. 东北石油大学学报,2023,47(2):44-54.

YU Qixiang, ZHOU Xuwen, LU Qinghua, et al. Geochemical characteristics and oil-source correlation of the Upper Triassic source rocks in the northeastern margin of Junggar Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University,2023,47(2):44-54.

[24] BROWN E T, HOEK E. Trends in relationships between measured in-situ stresses and depth[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1978,15(4):211-215.

[25] 张和伟,申建,李可心,等. 鄂尔多斯盆地临兴西区深煤层地应力场特征及应力变化分析[J]. 地质与勘探,2020,56(4):809-818.

ZHANG Hewei, SHEN Jian, LI Kexin, et al. Characteristics of the in-situ stress field and stress change of deep coal seams in the western Linxing area, Ordos Basin[J]. Geology and Exploration, 2020,56(4):809-818.

[26] 闫霞,徐凤银,聂志宏,等. 深部微构造特征及其对煤层气高产“甜点区”的控制——以鄂尔多斯盆地东缘大吉地区为例[J]. 煤炭学报,2021,46(8):2426-2439.

YAN Xia, XU Fengyin, NIE Zhihong, et al. Microstructure characteristics of Daji area in east Ordos Basin and its control over the high yield dessert of CBM[J]. Journal of China Coal Society, 2021,46(8):2426-2439.

[27] 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.

[28] 吴聿元,陈贞龙. 延川南深部煤层气勘探开发面临的挑战和对策[J]. 油气藏评价与开发,2020,10(4):1-11.

WU Yuyuan, CHEN Zhenlong. Challenges and countermeasures for exploration and development of deep CBM of South Yanchuan[J]. Reservoir Evaluation and Development,2020,10(4):1-11.

[29] 陈更生,吴建发,刘勇,等. 川南地区百亿立方米页岩气产能建设地质工程一体化关键技术[J]. 天然气工业,2021,41(1):72-82.

CHEN Gengsheng, WU Jianfa, LIU Yong, et al. Geology-engineering integration key technologies for ten billion cubic meters of shale gas productivity construction in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry,2021,41(1):72-82.

[30] 王成旺,甄怀宾,陈高杰,等. 大宁—吉县区块深部8号煤岩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.

[31] 马文涛,刘印华,吴建军,等. 煤层气井无杆排采工艺应用与改进方向——以鄂尔多斯盆地东缘为例[J]. 煤田地质与勘探,2022,50(9):22-31.

MA Wentao, LIU Yinhua, WU Jianjun, et al. Application and improvement directions of rodless drainage technology in coalbed methane wells: a case study from east margin of Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration,2022,50(9):22-31.

(收稿日期 2023-10-16 改回日期 2023-10-24 编辑 王培玺)