

### 延川南深部煤层气开发关键技术与地质工程一体化实践

陈贞龙 王运海 刘晓 崔彬 杨松 李鑫 房启龙

引用本文:

陈贞龙, 王运海, 刘晓, 等. 延川南深部煤层气开发关键技术与地质工程一体化实践[J]. 煤田地质与勘探, 2025, 53(1): 142–151.

CHEN Zhenlong, WANG Yunhai, LIU Xiao, et al. Critical technologies and geology-engineering integration practices for deep CBM production in the Yanchuannan CBM field[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2025, 53(1): 142–151.

在线阅读 View online: <https://dx.doi.org/10.12363/issn.1001-1986.24.09.0592>

### 您可能感兴趣的其他文章

#### Articles you may be interested in

##### 延川南深部煤层气田地质单元划分及开发对策

Geological unit division and development countermeasures of deep coalbed methane in Southern Yanchuan Block  
煤田地质与勘探. 2021, 49(2): 13–20 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.02.002>

##### 煤层气地质工程一体化平台的建设构想

Construction concept of integrated geological engineering platform for coalbed methane  
煤田地质与勘探. 2022, 50(9): 130–136 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.21.11.0626>

##### 延川南深部煤层气高产主控地质因素研究

Study on the main controlling geological factors of high yield deep CBM in Southern Yanchuan Block  
煤田地质与勘探. 2021, 49(2): 21–27 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.02.003>

##### 神府区块深部煤层气高效开发技术研究

Technology for efficient production of deep coalbed methane in the Shengfu block  
煤田地质与勘探. 2024, 52(8): 57–68 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.24.01.0082>

##### 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气开发先导试验效果与启示

Outcomes and implications of pilot tests for deep coalbed methane production on the eastern margin of the Ordos Basin  
煤田地质与勘探. 2024, 52(2): 1–12 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.23.10.0645>

##### 神府区块深部煤层气钻完井关键技术及应用

Critical drilling and completion techniques for deep coalbed methane in the Shengfu block and their applications  
煤田地质与勘探. 2024, 52(8): 44–56 <https://doi.org/10.12363/issn.1001-1986.24.01.0079>



移动阅读

陈贞龙, 王运海, 刘晓, 等. 延川南深部煤层气开发关键技术与地质工程一体化实践[J]. 煤田地质与勘探, 2025, 53(1): 142–151. doi: 10.12363/issn.1001-1986.24.09.0592

CHEN Zhenlong, WANG Yunhai, LIU Xiao, et al. Critical technologies and geology-engineering integration practices for deep CBM production in the Yanchuannan CBM field[J]. Coal Geology & Exploration, 2025, 53(1): 142–151. doi: 10.12363/issn.1001-1986.24.09.0592

# 延川南深部煤层气开发关键技术与地质工程一体化实践

陈贞龙<sup>1,2,3</sup>, 王运海<sup>1,3</sup>, 刘晓<sup>2,3</sup>, 崔彬<sup>2,3</sup>, 杨松<sup>2,3</sup>, 李鑫<sup>1,3</sup>, 房启龙<sup>1,3</sup>

(1. 中国石油化工股份有限公司华东油气分公司, 江苏南京 210019; 2. 中国石油化工股份有限公司临汾煤层气分公司, 山西临汾 041000; 3. 中国石化深层煤层气勘探开发重点实验室, 江苏南京 210019)

**摘要:** 【目的和方法】针对深部煤层气储层非均质性强、开发井网部署模式单一、常规水力压裂适用性较差、传统排采周期过长以及低效井占比大等难题, 以国内首个深部煤层气田——延川南煤层气效益开发实践为例, 力图通过深部煤层气地质工程一体化技术的深度融合, 形成延川南深部煤层气的高效开发建产模式。【结果和结论】结果表明: (1) 延川南深部煤层气田规模化产能建设历经规模建产、技术攻关、创新推广 3 个开发阶段, 形成了“四元耦合”地质工程“双甜点”优选和高效开发地质认识, 创立了“有效支撑”压裂理念及储层改造关键配套技术, 提出了“四段三稳三控”优快上产排采等针对性技术, 平均见气周期由 240 d 缩短至 30 d, 单井产量实现大幅提升, 定向井单井日产气量达 2.0 万 m<sup>3</sup>, 水平井单井日产气量达 6.5 万 m<sup>3</sup>。(2) 深部煤层气非均质性强、效益开发难度大, 产能建设按照“整体部署、分批实施、评建一体、滚动建产”的思路, 不断评价调整地质工程“双甜点”区, 及时优化开发方案, 有效规避低效井成批出现, 产能到位率由最初 84% 提升至 100%, 经济效益明显提高。(3) 立足井位部署-钻完井-储层改造-试气排采-集输处理等气藏全生命周期, 遵循地质工程一体化理念, 形成了“储量-井网-缝网”相匹配的合理井距, 单井动用储量提高 30%~50%; 建立了“提速+降本”为核心的优快钻完井技术, 钻进速度较早期提速 34%; 提出了“高低压分输+三级增压+站间互通”为内涵的低压集输工艺技术, 平台投资降低 10.8%、节约用地 20%。延川南煤层气田地质工程一体化实践, 为深部煤层气产业发展提供了技术支持, 具有较好的示范和带动意义。

**关键词:** 延川南; 深部煤层气; 高效开发; 有效支撑压裂; 地质工程一体化

**中图分类号:** P618.11    **文献标志码:** A    **文章编号:** 1001-1986(2025)01-0142-10

## Critical technologies and geology-engineering integration practices for deep CBM production in the Yanchuannan CBM field

CHEN Zhenlong<sup>1,2,3</sup>, WANG Yunhai<sup>1,3</sup>, LIU Xiao<sup>2,3</sup>, CUI Bin<sup>2,3</sup>, YANG Song<sup>2,3</sup>, LI Xin<sup>1,3</sup>, FANG Qilong<sup>1,3</sup>

(1. East China Oil and Gas Company, SINOPEC, Nanjing 210019, China; 2. Linfen Coalbed Methane Company, SINOPEC, Linfen 041000, China; 3. Key Laboratory of Deep Coalbed and Methane Exploration and Development, SINOPEC, Nanjing 210019, China)

**Abstract:** [Objective and Methods] This study introduces the adjustments for coalbed methane (CBM) production in the Yanchuannan CBM field—the first deep CBM field in China. Deep CBM production in this CBM field faces challenges including strong heterogeneity of reservoirs, single arrangement mode of production well patterns, low applicability of conventional hydraulic fracturing, excessively long conventional production cycles, and a high proportion of inefficient wells. To address these challenges, a production capacity construction model for efficient deep CBM production of the field was developed through in-depth geology-engineering integration. [Results and Conclusions] The results indicate that the production capacity construction process of the Yanchuannan CBM field has undergone three stages: large-

收稿日期: 2024-09-17; 接收日期: 2024-11-04

基金项目: 国家自然科学基金项目(42272195); 中国石油化工股份有限公司科技项目(P23205, YT24007)

第一作者: 陈贞龙, 1984 年生, 男, 山东泰安人, 硕士, 研究员。E-mail: czlneo@163.com

© Editorial Office of *Coal Geology & Exploration*. OA under CC BY-NC-ND

scale production capacity construction, addressing technological challenges, and technological innovations and their popularization. [Results and Conclusions] The following achievements were obtained: (1) The geological understanding of four critical indicators for the selection of optimal geological-engineering “sweet spots” and efficient CBM production. (2) The concept of fracturing through effective propping and key supporting technologies for reservoir stimulation. (3) The optimal and fast production technologies characterized by four stages, three pressures, and three aspects of control. Based on these achievements, the average cycle for acquiring gas shows was shortened from 240 d to 30 d, and the single-well production was significantly enhanced, with the daily gas production of directional and horizontal wells reaching  $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3$  and  $6.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ , respectively. The deep CBM reservoirs in the Yanchuannan CBM field exhibit strong heterogeneity, causing difficulties with effective production. Given this, the work philosophy that consolidates overall deployment, implementation in batches, integrated assessment and construction, and rolling production capacity construction was developed for production capacity construction. Adhering to this work philosophy, the production capacity construction was performed through continuous assessment and adjustment of geological-engineering sweet spots and timely optimization of production schemes to effectively avoid the co-occurrence of a substantial number of inefficient wells. This increased the fulfillment rate of production capacity from the initial 84% to 100%, suggesting significantly enhanced economic effects. Based on the concept of geology-engineering integration and the full life cycle of gas reservoir development that consists of well emplacement, well drilling and completion, reservoir stimulation, well tests and production, and gathering, transportation, and processing, the following outcomes were obtained: (1) Rational well spacing that matches reserves, well patterns, and fracture networks, increasing single-well producing reserves by 30% to 50%. (2) The optimal well drilling and completion technology focusing on speed increase and cost reduction, improving the drilling speed by 34%. (3) The low-pressure gathering and transportation technology involving high- and low-pressure gathering and transportation, three-stage pressurization, and inter-station connection, reducing the platform investment by 10.8% and the land use by 20%. The geology-engineering integration practices in the Yanchuannan CBM field provide technical support for the deep CBM industry, holding great demonstration and promotion significance.

**Keywords:** Yanchuannan; deep coalbed methane (CBM); efficient production; fracturing through effective propping; geology-engineering integration

近年来,我国能源供给形势严峻,天然气对外依存度不断提高,煤层气已成为非常规天然气增储上产、保障能源安全、促进绿色低碳发展的重要能源<sup>[1-3]</sup>。1 000 m以深煤层气资源潜力巨大,勘探开发进展喜人。如鄂尔多斯盆地东南缘延川南气田创新有效支撑压裂技术率先实现1 000 m以深煤层气井产能大幅提升,水平井单井日产气量达6.5万m<sup>3</sup>;大宁-吉县区块吉深6-7平01水平井日产气量达10万m<sup>3</sup>,深部煤层气井产能再创新高<sup>[4]</sup>。此外,沁水盆地晋中区块<sup>[5]</sup>、沁南西-马必东区块<sup>[6]</sup>,四川盆地南川区块<sup>[7]</sup>,鄂尔多斯盆地佳县南区块<sup>[8]</sup>、纳林河区块<sup>[9]</sup>、大牛地区块<sup>[10]</sup>,准噶尔盆地白家海地区<sup>[11]</sup>等多个深部煤层气区块均取得勘探突破。深部将成为中国煤层气未来规模增储上产的新领域,这已成为业界共识<sup>[12]</sup>。

延川南煤层气田于2013—2015年建成投产,是国内首个1 000 m以深投入商业开发的深部煤层气田,标志着我国深部煤层气开发开始进入产业化阶段,但由于受当时煤层气传统勘探开发固有认识和做法的限制,平均单井仅1 600 m<sup>3</sup>/d。2019年以来,针对深部煤层气开展地质工程一体化技术攻关试验和创新实践,形成以“有效支撑”压裂理念为核心的深部煤层气高效开发关键技术,实现了单井产能大幅提升,引领了我国深

部(1 000 m以深)煤层气勘探开发进入新的实质性阶段,带动了我国深部煤层气产业发展,在多个地区实现了重大突破<sup>[13-14]</sup>。

立足于延川南煤层气田深部煤层气勘探开发生产实践,针对深部煤层气非均质性特征认识不足、传统工艺技术实施受限、产量提升困难等难题,系统总结延川南深部煤层气开发关键技术与地质工程一体化实践,对于规避开发风险,推动深部煤层气效益开发具有示范作用和带动意义。

## 1 气田煤层气开发实践

### 1.1 区块地质概况

延川南煤层气田位于山西和陕西交界处,横跨黄河,黄土塬地貌。构造上位于鄂尔多斯盆地东南缘,总体上构造简单,为一西倾单斜,中部西掌断裂带将其分为谭坪、万宝山两个构造带<sup>[15]</sup>(图1)。主力开发煤层为山西组2号煤,接替层系为太原组10号煤。2号煤埋深800~1 600 m,平均1 280 m;煤厚2.8~6.9 m,平均4.6 m;演化程度高,  $R_{max}$ 为1.9%~3.2%,以无烟煤为主;煤层处于弱径流-滞流水动力环境下,压力系数为0.6~0.8,孔隙率一般3%~6%,渗透率普遍小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,总体上属于低孔、低渗、低压的深层煤层气田<sup>[16]</sup>。10号煤

埋深 850~1 660 m, 平均 1 330 m; 煤厚 2.0~3.0 m, 平均为 2.5 m;  $R_{max}$  为 2.17%~2.99%, 属于贫煤-无烟煤, 热演化程度与 2 号煤相当, 其镜质组体积分数大于 67%, 灰分平均为 13.6%, 为低灰-低中灰煤; 构造与保存条件在

纵向上具有继承性, 含气量为 8~20  $m^3/t$ , 由东往西逐渐增加, 煤层渗透率为  $(0.01\sim0.20)\times10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 与 2 号煤处于同一数量级。

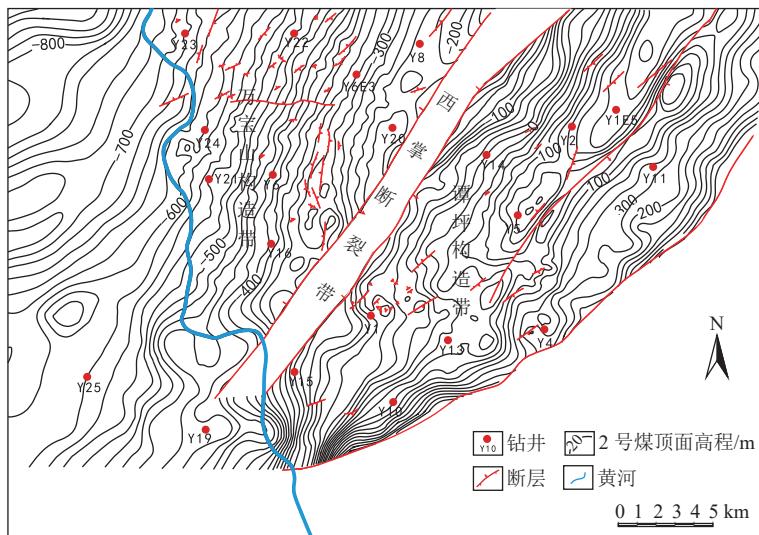


图 1 延川南煤层气田 2 号煤顶面构造

Fig.1 Map showing the structure on the roof of the No.2 coal seam in the Yanchuannan CBM field

## 1.2 开发面临的挑战与难点

气田于 2015 年完成 4.2 亿  $m^3$  产能建设, 投入生产井 908 口, 其中埋深大于 1 000 m 的井超过 700 口, 2018 年达到峰值产量 3.82 亿  $m^3$  后呈现递减趋势, 整体低产低效; 低产井比例较高, 日产气量小于 500  $m^3$  的井约占 1/3。2019 年以来, 通过不断攻关有效支撑压裂技术, 大幅提升单井产能, 每年部署实施 20~30 口开发调整井, 实现气田年产量稳产 3.5 亿  $m^3$  以上并稳步上产到 4.0 亿  $m^3$ 。

通过近 10 a 的煤层气开发攻关和生产实践, 对于深部煤层气高效开发有了更为深入的认识, 与 1 000 m 以浅煤层气相比, 深部煤层气具有“埋深大、特低孔渗、非均质性强、地应力高”的地质特点, 单井产能低(450~

1 500  $m^3/d$ )、上产周期长(3~5 a)、最终可采储量 EUR 低(<500 万  $m^3$ )、效益开发难度大等特征; 主要面临富集高产规律认识不清、深部煤层高地应力改造难、煤层敏感性强、排采缓慢等挑战<sup>[17-18]</sup>。

## 2 开发历程与关键技术创新

2013 年开始, 延川南煤层气田开始规模化产能建设, 总体历经了“规模建产—技术攻关—创新推广”3 个开发阶段。主要体现在地质认识深化和工程技术创新升级, 改变了早期传统煤层气缓慢排采上产开发方式, 转变为“有效支撑”下高效导流、快速返排、优快上产的高效开发方式。气田开发方案产能到位率、开发效益显著提升(图 2)。

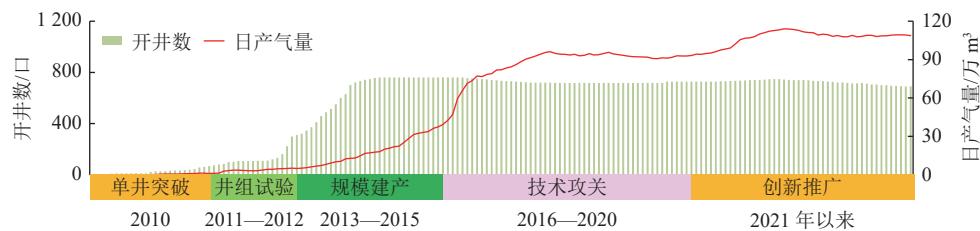


图 2 延川南煤层气田开发主要历程  
Fig.2 Exploitation history of the Yanchuannan CBM field

### 2.1 规模建产(2013—2015 年): 常规压裂, 地质工程适用性较差

借鉴国内 800 m 以浅煤层气开发较为成熟的开发方式以及常规压裂模式, 采用定向井、矩形井网, 新钻

定向井 808 口。采用常规煤层气压裂技术, 排量 6.0~8.0  $m^3/min$ 、注液 700~800  $m^3$ 、加砂 40~50  $m^3$ ; 2015 年完成产能建设, 总井数 908 口(利用老井 100 口), 新建产能 4.2 亿  $m^3$ , 计划 2016 年达产, 实际 2018 年达

到峰值产量 3.82 亿  $m^3$  后开始递减。

气井总体表现为“上产周期长(3~5 a)、稳产期短(0~1.5 a)、递减较快”的生产特征,与方案设计“快速上产(1.5 a)、稳产期长(6 a)、后期缓慢递减”差异较大(图 3),单井产能较低、差异较大、分区特征明显,方案产能到位率仅 84%;且低产井比例较高,日产气量小于 500  $m^3$  的井约占 1/3,开发效益总体较低<sup>[19-21]</sup>。

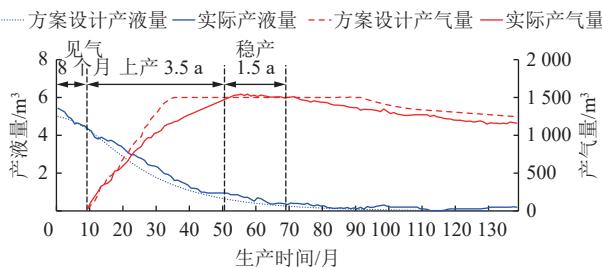


图 3 煤层气井归一化生产曲线与方案设计对比

Fig.3 Curves showing the comparison between normalized production and scheme design of CBM wells

**原因剖析:**深部煤储层强非均质性、地质工程适应性认识不够深入,资源上认为“有煤就有气”;开发上受限于“煤层气井千方产能”观念,采用“一套井网+常规压裂+缓慢排采”技术政策,未充分认识到地质工程适应差异较大。针对深部煤层气研发投入大,集成了一系列低成本工程工艺技术,仅用 2 a 时间快速完成规模建产,定向井单井钻采成本控制在 200 万元。压裂改造效果不理想,采用的常规水力加砂压裂工艺技术,井下观察验证支撑剂集中在井筒 8 m 以内,有效支撑缝长短,致使气井整体产能较低(小于 1 000  $m^3/d$ )。井网井型单一,采用定向井 300 m×350 m 矩形井网,与地质差异性不匹配,尤其 1 000 m 以深高应力区气井产能 300~500  $m^3/d$ ,泄流半径低于 85 m。遵循“缓慢、连续、长期、稳定”8字方针,形成了“五段三压四控”排采制度,见气周期 8 个月,上产周期 3~5 a,回收期长、经济效益差<sup>[21-23]</sup>。

## 2.2 技术攻关(2016—2020 年): 工艺探索, 地质工程一体化提升

针对规模建产阶段的难题和挑战,立足于深部煤层气的特点,通过大量现场试验、动态监测及创新实践,开展地质工程一体化攻关,不断深化地质认识,强化工程工艺的适应性,逐步形成了深部煤层气效益开发的新理念和以下 3 项关键技术<sup>[24-26]</sup>。

(1) 提出了基于深部煤层气非均质性特征的“四元耦合”富集高产地质理论。随着延川南煤层气田开发程度的不断提高和生产动态规律的逐步深化,对于深部煤层气富集高产主控因素的认识逐步深入和完善,更加突出煤层气富集高产“生、存、聚、动”4 大过程要素。

形成了“沉积控煤、构造控藏、水动力控气、可压性控产”为关键指标的深层煤层气“四元耦合”“甜点”目标定量评价体系,建立了多种作用兼容、协同、共融一体化的高产富集成藏地质认识,有效指导了主力层的高效开发调整以及 10 号煤新层系资源评价接替补充。

(2) 创建了以“造长缝、远支撑”为核心理念的增产改造技术。由于深部煤层埋深大、应力高,易造成施工压力高和砂堵;加之高阶煤弹性模量低、泊松比高,随埋深加大塑性增强,塑性剪切造成裂缝延展有限;同时割理裂隙发育,导致压裂液有效率仅 26%。基于理念的深入认识以及煤层改造存在的难点,通过优化压裂液体系、优选支撑剂类型以及铺砂方式,力求在深部煤层中形成有效长距离支撑、高效导流能力的人工裂缝作为主攻目标,逐步形成了“造长缝、远支撑”的有效支撑压裂。

(3) 形成了基于高效导流的“快速返排、控压上产”优快排采技术。压后快速返排,初期返排流量较大,通过高导流有效支撑裂缝,带出尽量多的煤粉和部分压实强度较小的石英砂,减少后期产气阶段因煤粉、吐砂导致卡泵影响连续生产。该技术有助于通过长距离有效支撑裂缝沟通煤储层,实现大面积降压解吸,见气周期由 240 d 缩短至 30 d,提高了煤层气开发效果。

**应用效果:**以 Y25 定向井重复压裂为例,针对 2 号煤试验多轮次强化加砂压裂,液量 6 874  $m^3$ 、砂量 340  $m^3$ ,压裂曲线如图 4 所示。电位法井间裂缝监测裂缝半长达 354 m,较初次压裂提升近 4 倍,产液量由不到 1  $m^3/d$  明显增加到 8  $m^3/d$ ;前期常规压裂条件下,生产近 4 a 累计产气量为 82 万  $m^3$ ;采用多轮次强化加砂重复压裂后,日产气量由 550  $m^3$  增长至 5 000  $m^3$ ,提升近 10 倍,生产曲线如图 5 所示。

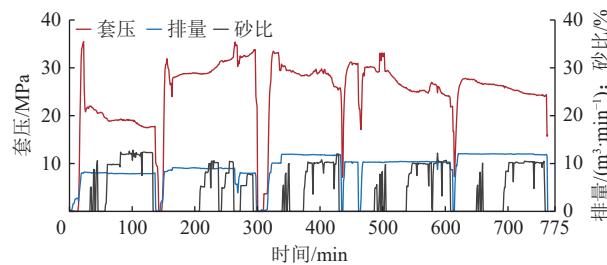


图 4 Y25 井压裂施工曲线  
Fig.4 Fracturing curves of well Y25

## 2.3 创新推广(2021 年至今): 技术创新, 一体化提升开发效果

基于攻关探索期认识,推进了延川南延 3 井区 2 号煤、10 号煤为主力层系的开发调整方案,部署 33 口开发井,其中定向井 28 口、水平井 5 口。形成了深部煤层气高效开发调整关键技术,并取得了较好开发效果。

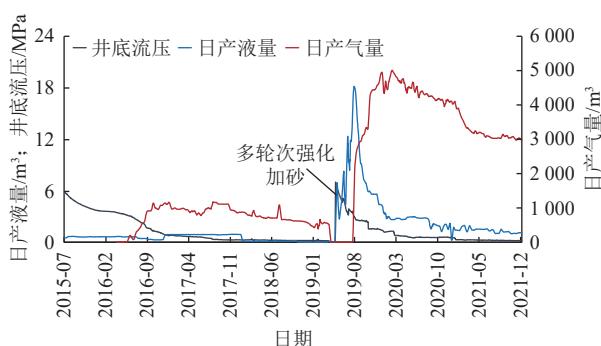


图 5 Y25 井重复压裂前后生产曲线对比

Fig.5 Comparison of production curves of well Y25 before and after refracturing

(1) 地质工程“甜点”评价技术。基于深部煤层气富集高产“四元耦合”地质认识,形成了以沉积、构造为主控,矿化度表征保存条件,地应力表征可改造性的深部煤层气有利目标量化评价指标体系,明确地质工程“双甜点”目标所具备的关键要素:中位森林泥炭沼泽沉积、单斜及局部正向微幅构造(避开断层、构造煤影响区域>500 m)、滞流水环境为主(矿化度>30 000 mg/L)以及地应力适中(16~28 MPa)。优选出延3 井区作为第一批开发调整有利区,落实了开发可动储量,降低地质风险。

(2) “有效支撑”理念及关键技术。“有效支撑”理念就是通过优化“压裂液、支撑剂、铺砂方式”,最大限度地延长高效导流通道,沟通煤岩裂缝网络,实现主裂缝充分延伸铺砂、次级裂缝有效充填,压裂液高效携砂实现“远支撑”(图 6)。

研究表明,煤具有“低弹性模量(3~5 GPa)、高泊松比(0.32~0.38)、低强度(25~33 MPa)”的特点,应力-应变曲线呈弹性变形特征,煤样破坏以单一剪切破坏为主。采用有限元法建立裂缝模型模拟显示,排量决定了塑性变形,施工排量越大,塑性变形区域越大,缝长大幅增加;而规模轮次增加带来缝网宽度和长度增加,增至一定次数后,缝长、缝网宽度增幅变缓。因此,以“升排量、增规模、强铺砂”为核心,通过 3 个阶段迭代优化,大排量(12、14、20 m³/min)提高缝内有效净压力,提高液体造缝能力;大液量(1 200、2 000、4 500 m³),充分延伸裂缝长度;大砂量(100、200、500 m³),组合粒径(0.075~0.150 mm+0.106~0.212 mm+0.212~0.425 mm+0.300~0.600 mm),不同粒径支撑剂组合饱和加砂,实现不同尺度压裂缝有效支撑,井筒-远端压力传导能力大幅提升,监测裂缝半缝长达到常规压裂的 6 倍以上,定向井单井产能由  $0.4 \times 10^4$  m³/d 提升至  $1.0 \times 10^4$  m³/d。

(3) “四段三压三控”精细排采技术(图 7)。深煤层特低渗( $<0.1 \times 10^{-3}$  μm²)特征制约了压降传播速度,延缓

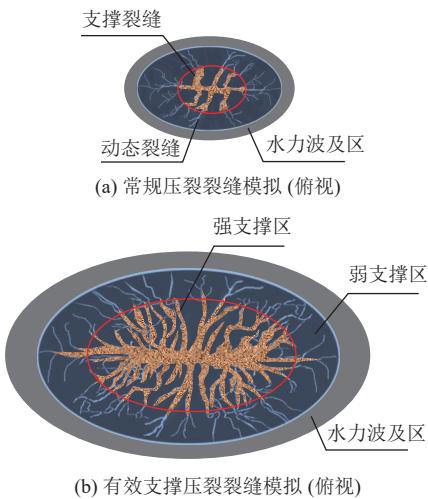


图 6 常规压裂与有效支撑压裂对比

Fig.6 Comparison between conventional fracturing and fracturing through effective propping

了解吸经基质、裂隙到井筒渗流过程。模拟显示,常规压裂支撑半缝长 52.7 m, 基质解吸扩散主导产出,压降解吸范围有限;有效支撑压裂支撑半缝长 179.5 m, 支撑缝控体积大幅提升,为常规压裂半缝长的 11.6 倍。通过井筒快速返排,提升“井筒-远端”压力传导能力,缩短流体流入井筒时间,具备整体降压、体积解吸的条件[25-28]。

以持续推进压降传导效率为目的,将煤层气排采优化为 4 个阶段、明确 3 个压力点(解吸压力  $p_a$ 、转折压力  $p_b$  和敏感压力  $p_c$ )以及 3 个方面控制,指导了有效支撑压裂气井优快上产。与常规压裂相比,单井上产周期由 12 个月下降至 1 个月,累产 400 万 m³ 周期由 98 个月下降至 21 个月。

(1) 快速返排: 井底流压  $>p_a$ , 达到解吸前液面日降幅 10~20 m。

(2) 优快上产: 井底流压为  $p_a-p_b$ , 控制液面日降幅 3~5 m, 实现有效支撑体积解吸。

(3) 相对稳产: 井底流压为  $p_b-p_c$ , 控制日降流压 0.01~0.03 MPa, 实现波及范围远端解吸。

(4) 缓慢递减: 井底流压  $<p_c$ , 控制排液, 稳定流压 0.2 MPa, 实现泄压范围充分解吸。

应用效果: Y3-18 定向井动用 2 号、10 号煤分压合采,应用有效支撑压裂技术,实现单井产能大幅提升;该井见气上产周期 1 个月,最高日产气量 2.0 万 m³, 稳产 1.0 万 m³ 以上 18 个月, 累产气量 1 220 万 m³, EUR 2 430 万 m³(图 8)。

### 3 地质工程一体化高效开发实践

深入剖析延川南煤层气田 10 余年发展历程及攻关技术,体现了深部煤层气非均质性强、效益开发难度大。

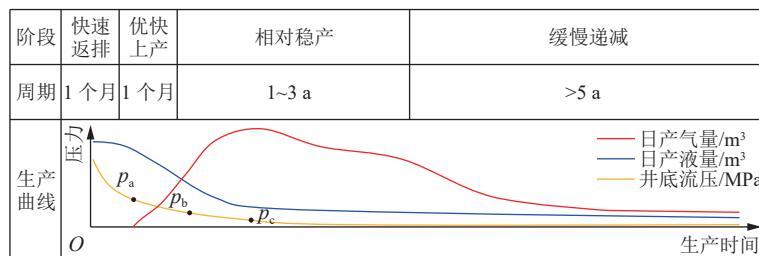


图 7 深部煤层气“四段三压三控”优快上产生产模式

Fig.7 Schematic diagram showing the optimal and fast production pattern of deep CBM characterized by four stages, three pressures, and three aspects of control



图 8 Y3-18 井煤层气生产曲线

Fig.8 CBM production curves of well Y3-18

针对区块早期建产模式、地质认识与开发技术等方面存在的问题及经验,总结一套高效可行的开发建产模式、开发调整对策以及顶层设计方法,从而更好地指导煤层气新区建产和老区调整。

### 3.1 高效开发思路调整

按照“整体部署、评建一体、分批实施、滚动建产”

思路,基于现有地质有利区深入认识分区评价,整体部署抽稀井网以评带建。应用新的钻井、压裂、排采成果,持续甩开评价、择优滚动扩建,不断评价优选出地质工程“双甜点”区。根据地质特点及时优化调整开发技术政策,有效规避低效井成批出现风险,降低了煤层气开发调整项目的经济效益。

### 3.2 地质工程一体化方案设计

延川南煤层气田10余年探索的开发实践,也是煤层气地质认识与工程技术不断匹配与迭代升级的过程。煤层气开发作为一项复杂的系统工程,任何一项问题均可能产生系统性问题,早期各专业专项作战、衔接流水化、问题分析片面化,地质风险未能通过工程有效规避,工程局限性未能充分适用于深部煤层气产能释放;针对低品位难动用资源,从气藏全生命周期出发,坚持地质、钻井、压裂、集输等各个环节的一体化实践,跨部门融合、多学科联动,创新形成深部煤层气藏地质工程一体化效益开发“延川南”模式(图9)。

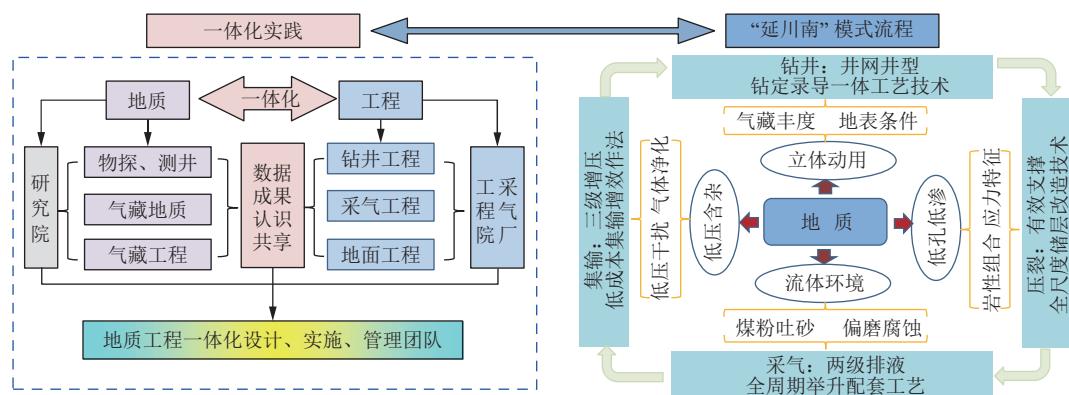


图 9 深部煤层气地质工程一体化方案设计

Fig.9 Scheme design of geology-engineering integration for deep CBM production

#### 3.2.1 研究方法

需打破“技术条块分割、管理接力进行”固有模式,构建“一体化理念、协同作战、多学科联动”在相互找问题、共同找依据中创新发展、提质增效(图10)。从气藏全生命周期出发,坚持从井位部署-钻完井-储层改造-试气排采-集输处理等方面进行地质工程一体化路

径探索,形成设计一体化兼顾、实施一体化协同、认识一体化融合的现场工作方法,畅通立项、设计、研究、实施、评价等实施路径,推进煤层气效益开发新局面。

#### 3.2.2 “储量-井网-缝网”协同增进开发技术

深部煤储层非均质性强、低应力平面差异较大,不同地质条件下井型、井网、产能以及压裂改造等方面关

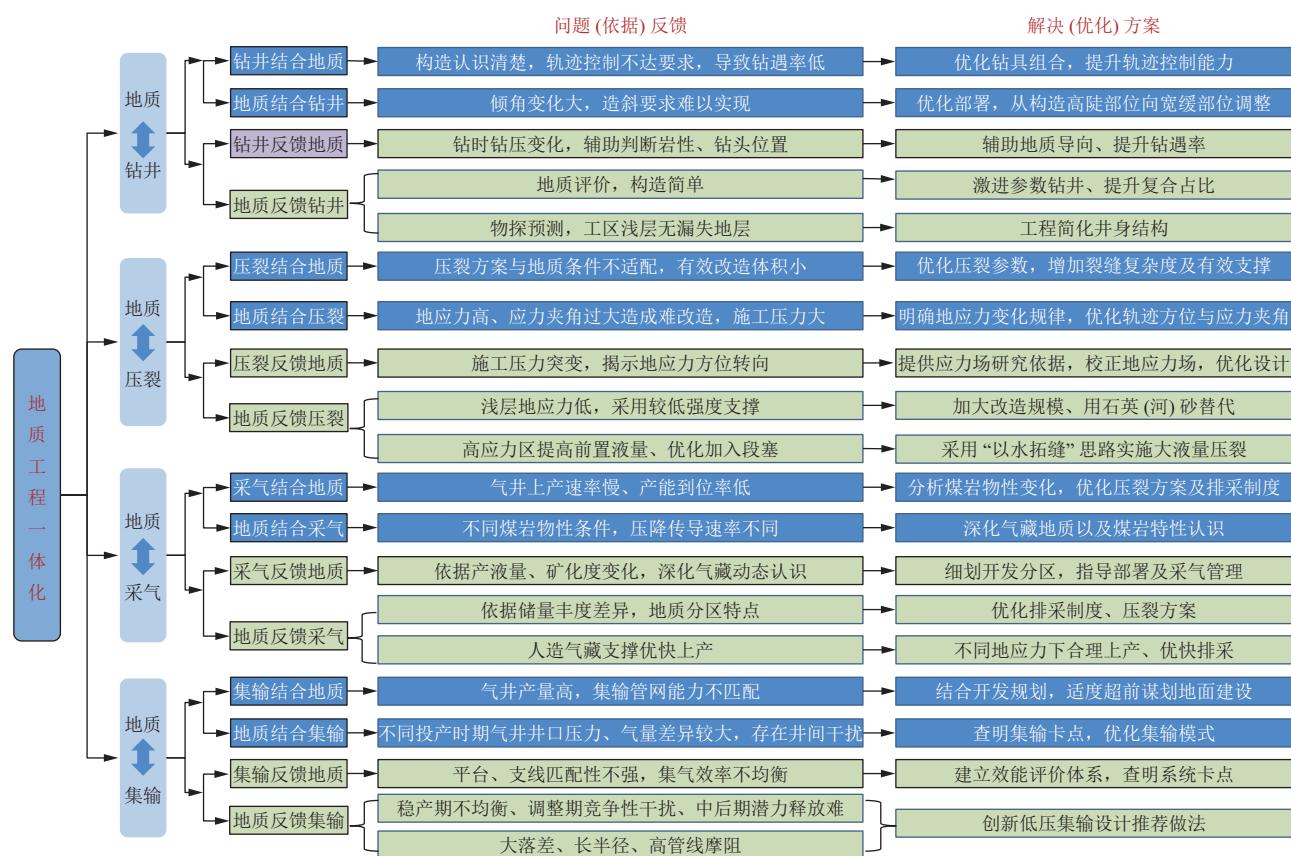


图 10 延川南地质工程一体化融合方法  
Fig.10 Geology-engineering integration for the Yanchuannan CBM field

键指标需开展一体化适用性研究, 对产能建设方案优化论证提出了更高的要求。

(1) 基于纵向煤层气“甜点”优化开发层系组合及配套工艺。早期开发层系只考虑 2 号煤, 10 号煤因地质认识及工艺技术等原因未动用。随着地质认识的深入以及工艺进步, 老井下返 10 号煤试采日产气量 4 000~6 000 m<sup>3</sup>。立足 2 号、10 号煤资源品质、经济效益差异化, 明确单层 2 号或 10 号煤(单采日产气量 ≥ 5 000 m<sup>3</sup>、内部收益率 > 8%)采用水平井单采, 其余 2+10 号煤叠合有利区采用分压合采。

(2) 采用“直井+水平井”复合井网开发对策提高储

量动用。直井立体层位开发、取参数兼顾水平井提高钻遇率; 水平井进一步提高井控储量提高产能。直井、水平井储层改造充分结合, 实现全方位流体通道。数值模拟显示, 以水平井为主的“直井+水平井”井网模式(布井模式 3)动用程度最高, 单井动用储量提高 30%~50%(图 11)。

(3) 地质工程一体化分析, 形成与“储量-井网-缝网”相匹配的合理井距。针对不同地质分区存在的储量丰度差异, 结合人工裂缝缝长评价, 通过经济极限井距、生产动态分析等地质工程一体化评价, 确定不同地质条件、不同人工裂缝缝网下的合理井距。

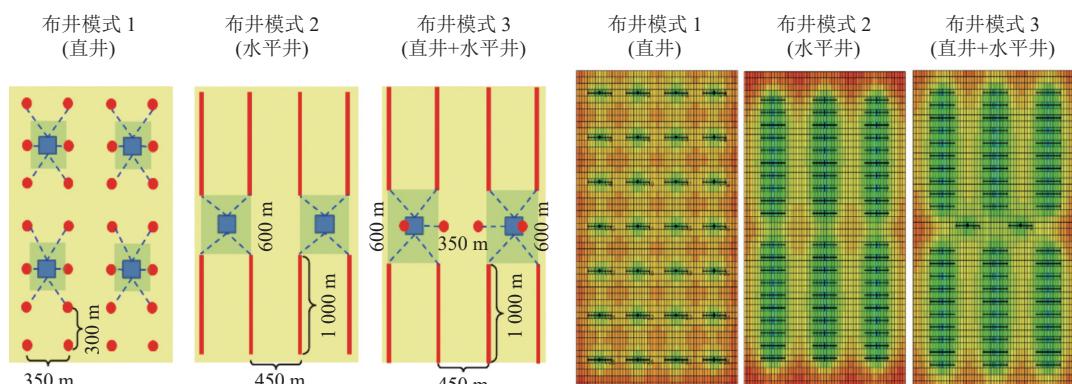


图 11 不同井型组合及生产 2 a 后地层压力分布模拟

Fig.11 Combinations of different wells and simulated formation pressure distributions after two years of production using these combinations

### 3.2.3 以“提速+降本”为核心的优快钻、完井技术

根据钻遇地层压力简化井身结构。研究区纵向地层压力系数低(0.5~0.8),定向井采用二开结构,建立井口后直接钻至目标井深;水平井缩短 $\varnothing 311.2\text{ mm}$ 井段长(从A靶点前缩短至石千峰组,缩短400~600 m段长),

提高钻井效率15%(图12)。基于地层可钻性极值研选高效PDC钻头,从刀翼、排齿入手开展钻头结构攻关优化, $\varnothing 311.2\text{ mm}$ 钻头改进较早期提速75%, $\varnothing 215.9\text{ mm}$ 钻头改进较早期提速34%。

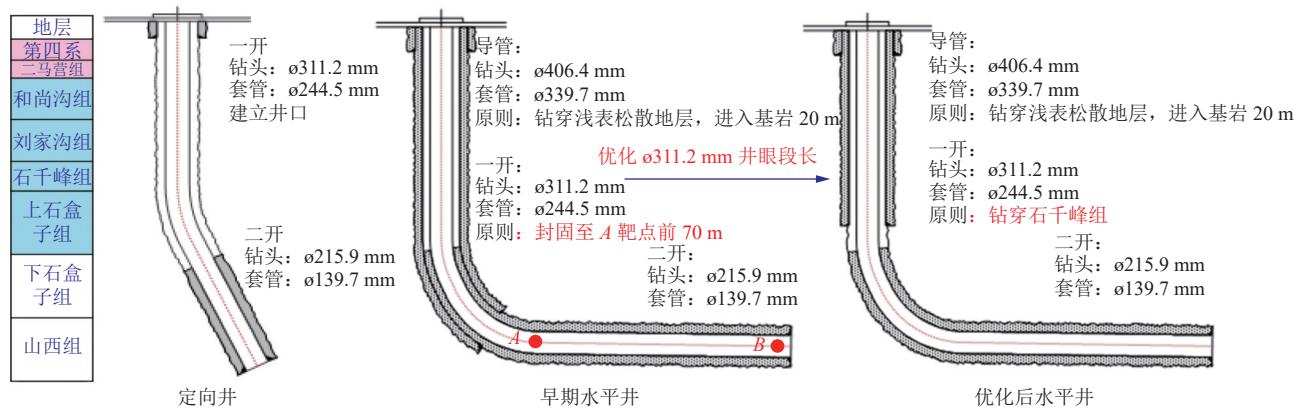


Fig.12 Diagrams showing the optimization of well schematic

### 3.2.4 以“高低压分输+三级增压”为核心的低压集输工艺技术

煤层气整体上为低压气藏开发,随着深部煤层气有效支撑压裂单井产能大幅提升,单井产能、井口压力差异大的问题更加突出,新井高产造成回压增大,更加抑制了低压低产老井产能释放。煤层气田开发进入中后期对于地面集输提出了更高的要求,常规气或致密气地面工艺已不再适用。

针对区域差异引发的井间及平台间压力干扰、管网回压高、区域产气量分布不均等问题,形成了以“高低压分输+三级增压+站间互通”为核心的低压煤层气地面集输工艺。采用水力模拟软件计算分析,优选集气站高低压分输集输工艺,建立了0.01和0.07 MPa两套进站压力集输系统,降低压力干扰,提高压缩机效率21%;针对集输系统集输半径大、末端回压高的问题,构建“增压点-集气站-中心处理站”3级增压模式,采气半径降至5 km以内,末端回压由0.5 MPa降低到0.1 MPa以下,增压区域增产12%。同时,加快推进适用于低成本开发的地面“五化”(标准化设计、工厂化预制、模块化施工、机械化作业、信息化管理)建设模式,以“简约、安全、实用”为核心,标准化覆盖率85%,平台投资降低10.8%,施工周期缩短23%,节约用地20%。

### 3.3 应用效果

在延川南煤层气田万宝山构造带Y3井区南部实施33口开发井,其中,定向井28口、水平井5口,建成产能 $1.44 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,初期日产气量达48.8万 $\text{m}^3$ ,自2021年

投产以来至今已累积产气 $2.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;定向井单井日产气达2万 $\text{m}^3$ 、水平井单井日产气达6.5万 $\text{m}^3$ ,实现单井日产气量由千到万的革命性突破(图13);见气上产周期1个月,大幅提高单井产量及储量动用率。Y3-P11水平井自喷生产已超1 000 d,自2021年5月份投产以来,最高日产气量6.5万 $\text{m}^3$ ,目前稳产2.0万 $\text{m}^3$ ,累计产气3 800万 $\text{m}^3$ ,评价单井EUR 6 711万 $\text{m}^3$ 。

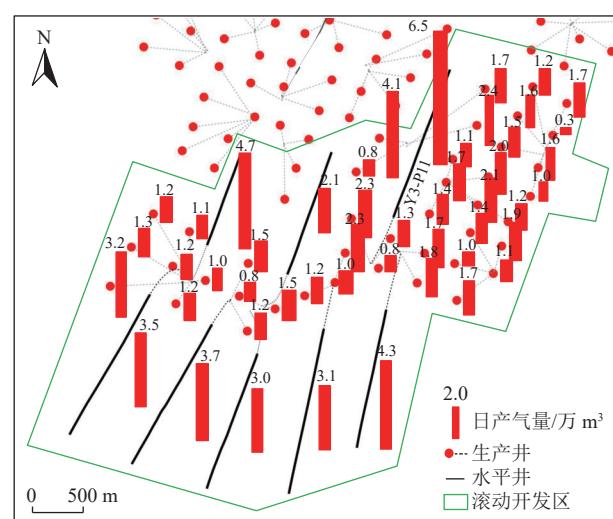


Fig.13 Encouraging application effects of geology-engineering integration in the production of the Y3 well block

## 4 结论

(1) 延川南深部煤层气历经10余年效益开发关键技术攻关,建立了“沉积控煤、构造控藏、水动力控气、

可压性控产”为关键指标的“四元耦合”“甜点”目标定量评价体系;创建了以“升排量、增规模、强铺砂”为核心压裂理念的增产改造技术,提出了高效导流、持续压降的“四段三压三控”精细排采技术。上述地质认识和关键技术的形成,破解了深部煤层气高效开发的“卡脖子”问题,实现了煤层气单井产能的大幅提升。

(2) 延川南煤层气田从早期规模建产到近期开发调整,逐步形成了“整体部署、评建一体、分批实施、滚动建产”的建产思路,持续深化地质分区评价、及时优化开发技术方案,产能到位率由规模建产的 84% 提升到 100%。

(3) 延川南 Y3 井区运用“储量-井网-缝网”“地质-钻采-地面”一体化设计理念及对策,实现了定向井单井日产气 2 万 m<sup>3</sup>、水平井单井日产气 6.5 万 m<sup>3</sup> 的高效开发。地质工程一体化的深度融合,为深部煤层气产业发展提供了技术支持,具有较好的示范和带动意义。

### 利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

### 参考文献(References)

- [1] 姚红生,陈贞龙,何希鹏,等.深部煤层气“有效支撑”理念及创新实践:以鄂尔多斯盆地延川南煤层气田为例[J].天然气工业,2022,42(6): 97–106.  
YAO Hongsheng, CHEN Zhenlong, HE Xipeng, et al. “Effective support” concept and innovative practice of deep CBM in south Yanchuan Gas Field of the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 97–106.
- [2] 周德华,陈刚,陈贞龙,等.中国深部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): 43–151.  
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): 43–151.
- [3] 朱庆忠,李志军,李宗源,等.复杂地质条件下煤层气高效开发实践与认识:以沁水盆地郑庄区块为例[J].煤田地质与勘探,2023,51(1): 131–138.  
ZHU Qingzhong, LI Zhijun, LI Zongyuan, et al. Practice and cognition of efficient CBM development under complex geological conditions: A case study of Zhengzhuang Block, Qinshui Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(1): 131–138.
- [4] 聂志宏,徐凤银,时小松,等.鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气开发先导试验效果与启示[J].煤田地质与勘探,2024,52(2): 1–12.  
NIE Zihong, XU Fengyin, SHI Xiaosong, et al. Outcomes and implications of pilot tests for deep coalbed methane production on the eastern margin of the Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 1–12.
- [5] 苏育飞,宋儒.沁水盆地榆社武乡区块深部煤层气地质特征研究及可改造性评价[J].中国煤炭地质,2023,35(5): 46–57.  
SU Yufei, SONG Ru. Study on geological characteristics of deep CBM in Yushewu block, Qinshui Basin and evaluation of transformability[J]. Coal Geology of China, 2023, 35(5): 46–57.
- [6] 杨延辉,王玉婷,陈龙伟,等.沁南西-马必东区块煤层气高效建产区优选技术[J].煤炭学报,2018,43(6): 1620–1626.  
YANG Yanhui, WANG Yuting, CHEN Longwei, et al. Optimization technology of efficient CBM productivity areas in Qinnanxi-Mabidong Block, Qinshui Basin, Shanxi, China[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1620–1626.
- [7] 郭涛,金晓波,武迪迪,等.川东南南川区块龙潭组深部煤层气成藏特征及勘探前景[J].煤田地质与勘探,2024,52(4): 60–67.  
GUO Tao, JIN Xiaobo, WU Didi, et al. Accumulation characteristics and exploration prospects of deep coalbed methane in the Longtan Formation of the Nanchuan block on the southeastern margin of the Sichuan Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(4): 60–67.
- [8] 李国永,姚艳斌,王辉,等.鄂尔多斯盆地神木-佳县区块深部煤层气地质特征及勘探开发潜力[J].煤田地质与勘探,2024,52(2): 70–80.  
LI Guoyong, YAO Yanbin, WANG Hui, et al. Deep coalbed methane resources in the Shenmu-Jiaxian Block, Ordos Basin, China: Geological characteristics and potential for exploration and exploitation[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 70–80.
- [9] 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.  
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.
- [10] 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.
- [11] 郭绪杰,支东明,毛新军,等.准噶尔盆地煤岩气的勘探发现及意义[J].中国石油勘探,2021,26(6): 38–49.  
GUO Xujie, ZHI Dongming, MAO Xinjun, et al. Discovery and significance of coal measure gas in Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(6): 38–49.
- [12] 秦勇.中国深部煤层气地质研究进展[J].石油学报,2023,44(11): 1791–1811.  
QIN Yong. Progress on geological research of deep coalbed methane in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1791–1811.
- [13] 姚红生,陈贞龙,郭涛,等.延川南深部煤层气地质工程一体化压裂增产实践[J].油气藏评价与开发,2021,11(3): 291–296.  
YAO Hongsheng, CHEN Zhenlong, GUO Tao, et al. Stimulation practice of geology-engineering integration fracturing for deep CBM in Yanchuannan Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 291–296.
- [14] 姚红生,杨松,刘晓,等.低效煤层气井多次压裂增效开发技术研究[J].煤炭科学技术,2022,50(9): 121–129.  
YAO Hongsheng, YANG Song, LIU Xiao, et al. Research on effi-

- ciency-enhancing development technology of multiple fracturing in low-efficiency CBM wells[J]. Coal Science and Technology, 2022, 50(9): 121–129.
- [15] 姚红生, 肖翠, 陈贞龙, 等. 延川南深部煤层气高效开发调整对策研究[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(4): 545–555.  
YAO Hongsheng, XIAO Cui, CHEN Zhenlong, et al. Adjustment countermeasures for efficient development of deep coalbed methane in southern Yanchuan CBM Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(4): 545–555.
- [16] 陈贞龙, 郭涛, 李鑫, 等. 延川南煤层气田深部煤层气成藏规律与开发技术[J]. 煤炭科学技术, 2019, 47(9): 112–118.  
CHEN Zhenlong, GUO Tao, LI Xin, et al. Enrichment law and development technology of deep coalbed methane in South Yanchuan Coalbed Methane Field[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(9): 112–118.
- [17] 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.
- [18] 陈贞龙. 延川南深部煤层气田地质单元划分及开发对策[J]. 煤田地质与勘探, 2021, 49(2): 13–20.  
CHEN Zhenlong. Geological unit division and development countermeasures of deep coalbed methane in southern Yanchuan Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(2): 13–20.
- [19] 肖翠, 王伟, 李鑫, 等. 基于现代产量递减分析的延川南煤层气田剩余气分布数值模拟研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(4): 25–31.  
XIAO Cui, WANG Wei, LI Xin, et al. Numerical simulation of residual gas distribution in CBM gas field of south Yanchuan based on advanced production data analysis[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(4): 25–31.
- [20] 肖翠. 现代产量递减分析法在鄂尔多斯盆地延川南煤层气田中的应用[J]. 天然气工业, 2018, 38(增刊1): 102–106.  
XIAO Cui. Application of modern production decline analysis method in South Yanchuan coalbed methane field in Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(Sup.1): 102–106.
- [21] 陈贞龙, 王烽, 陈刚, 等. 延川南深部煤层气富集规律及开发特征研究[J]. 煤炭科学技术, 2018, 46(6): 80–84.  
CHEN Zhenlong, WANG Feng, CHEN Gang, et al. Study on enrichment law and development features of deep coalbed methane in South Yanchuan Field[J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 80–84.
- [22] 高玉巧, 李鑫, 何希鹏, 等. 延川南深部煤层气高产主控地质因素研究[J]. 煤田地质与勘探, 2021, 49(2): 21–27.  
GAO Yuqiao, LI Xin, HE Xipeng, et al. Study on the main controlling geological factors of high yield deep CBM in southern Yanchuan Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(2): 21–27.
- [23] 肖翠, 陈贞龙, 金晓波. 延川南煤层气田煤体结构模式及改造效果分析[J]. 煤炭科学技术, 2021, 49(11): 38–46.  
XIAO Cui, CHEN Zhenlong, JIN Xiaobo. Coal structure model and fracturing effect of Yanchuannan coalbed gas field[J]. Coal Science and Technology, 2021, 49(11): 38–46.
- [24] 李鑫. 构造对深层煤层气井产能的控制研究[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(4): 643–651.  
LI Xin. Structural control on productivity of deep coalbed methane wells[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 643–651.
- [25] 蒋永平, 杨松. 鄂尔多斯盆地东缘延川南区块煤层气井排水采气新工艺[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(3): 384–389.  
JIANG Yongping, YANG Song. New technology of dewatering gas recovery for CBM wells in southern Yanchuan Block, eastern margin of Ordos Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3): 384–389.
- [26] 杨松, 汪方武. 动态调整泵挂在煤层气井中的应用[J]. 天然气工业, 2018, 38(增刊1): 154–157.  
YANG Song, WANG Fangwu. Application of dynamic adjustment pump hanger in coalbed methane well[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(Sup.1): 154–157.
- [27] 刘晓. 不同压裂规模下煤储层缝网形态对比研究: 以延川南煤层气田为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 510–518.  
LIU Xiao. Comparison of seam network morphology in coal reservoirs under different fracturing scales: A case of Yanchuannan CBM gas field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 510–518.
- [28] 崔彬, 刘晓, 汪方武, 等. 泡沫压裂在延川南气田深煤层气井增产中的应用[J]. 煤矿安全, 2019, 50(4): 142–144.  
CUI Bin, LIU Xiao, WANG Fangwu, et al. Application of foam fracturing in stimulation of deep coalbed methane wells of southern Yanchuan[J]. Safety in Coal Mines, 2019, 50(4): 142–144.

(责任编辑 范章群)