

引用格式:余成林,马立民,于洋洋,等.煤岩气地质工程一体化高效开发技术实践:以鄂尔多斯盆地佳县区块为例[J].油气藏评价与开发,2026,16(5):963-973.

Yu Chenglin, Ma Limin, Yu Yangyang, et al. Practice of integrated geology-engineering efficient development technology of coal-rock gas: a case study of the Jiaxian block in Ordos Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(5): 963-973.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.20250030

煤岩气地质工程一体化高效开发技术实践 ——以鄂尔多斯盆地佳县区块为例

余成林,马立民,于洋洋,徐波,丛 彭,杨竞旭,李云子,吴双亮,宋 巍
(中国石油冀东油田公司,河北 唐山 063000)

摘要:针对鄂尔多斯盆地佳县区块煤岩气开发地质工程“甜点”精细评价不清、长水平段水平井钻井轨迹精细控制难度大、大规模压裂改造控液提效降本空间有限、高效经济排采调控不足等难点,坚持地质工程一体化开发理念,通过开发先导试验与应用实践,构建了以“甜点”评价、优快钻井、压裂改造、高效排采为核心的煤岩气一体化高效开发关键技术体系。应用一体化“甜点”评价技术,建立开发“甜点”区地质工程经济三因素12项评价指标体系,并基于随钻录井数据建立黑金靶体判别标准,为开发选区和水平井部署实施提供支撑;通过优化井身结构、优选高效提速工具,采用地震地质工程一体化导向技术,实现工厂化大井丛水平井优快钻井,保障煤岩钻遇率达98%以上。攻关形成以“高排量+适度规模+复杂缝网+多尺度支撑”为核心的地质工程一体化压裂技术体系,探索应用超低前置液控水压裂技术与少簇长缝压裂技术,进一步提升煤岩气压裂改造的针对性与经济性;构建“初期油管控压自喷、中期辅助泡排+气举、后期人工举升”全周期一体化排采技术体系,有效提高煤岩气井排水采气效率。现场实践表明,该一体化高效开发技术实现地质与工程的深度融合,形成全开发周期闭环优化模式,在保障单井钻探及生产效果的同时,显著降低开发成本,助力佳县区块实现煤岩气规模效益开发。

关键词:鄂尔多斯盆地;煤岩气;地质工程一体化;“甜点”评价;优快钻井;体积压裂;排采制度

中图分类号:TE142

文献标识码:A

Practice of integrated geology-engineering efficient development technology of coal-rock gas: a case study of the Jiaxian block in Ordos Basin

Yu Chenglin, Ma Limin, Yu Yangyang, Xu Bo, Cong Peng, Yang Jingxu, Li Yunzi, Wu Shuangliang, Song Wei

(PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan, Hebei 063000, China)

Abstract: In view of the difficulties in the geological engineering “sweet spot” of coal-rock gas development in Jiaxian block of Ordos Basin, such as unclear fine evaluation, difficult fine control of drilling trajectory of long horizontal section horizontal well, small space for liquid control, efficiency improvement and cost reduction in large-scale fracturing transformation, and inaccurate control of efficient and economical drainage, the development concept of geological engineering integration has been developed. Through the application practice of development pilot test, the key technology of integrated and efficient development of coal-rock gas with “sweet spot” evaluation, optimal and fast drilling, fracturing transformation and efficient drainage is formed. Based on the integrated “sweet spot” evaluation technology, a three-factor and 12-item evaluation index system of geological engineering economy in the developed “sweet spot” is established. Based on the mud logging data while drilling, the identification standard of black gold target is established to support the development of selected areas and the deployment and implementation of horizontal wells. By optimizing the wellbore structure, optimizing the high-efficiency speed-up tools, and adopting the integrated guidance technology of seismic geology and engineering, the optimal and fast drilling of large well cluster horizontal wells in factory is realized, and the drilling rate of coal rock is guaranteed to be more than 98%. The integrated fracturing technology system of geological engineering with “high displacement + moderate scale + complex fracture network + multi-scale support” as the core is formed, and the ultra-low pre-liquid controlled hydraulic fracturing technology and few cluster long fracture fracturing technology are explored, which further improves the pertinence and economy of coal rock gas fracturing transformation. A full-cycle integrated drainage technology system of “initial oil control pressure self-flowing, medium-term auxiliary bubble drainage + gas lift, and later artificial lifting”

收稿日期:2026-01-13。

第一作者简介:余成林(1979—),男,博士,高级工程师,从事油气藏开发综合研究与管理工作。地址:河北省唐山市路北区新华西道101号,邮政编码:063000。E-mail: yuchenglin2014@petrochina.com.cn

基金项目:新型油气勘探开发国家科技重大专项“深层煤岩气成藏机理与效益开发技术”(2025ZD1404203)。

has been formed to improve the drainage and gas recovery efficiency of coal-rock gas wells. Practice shows that the integrated and efficient development technology of coal, rock and gas has realized the deep integration of geological engineering, formed the closed-loop optimization of the whole development cycle, reduced the development cost and realized the scale benefit development of coal, rock and gas while ensuring the drilling effect and production effect of single well.

Keywords: Ordos Basin; coal-rock gas; geology-engineering integration; “sweet spot” evaluation; optimized drilling; volume fracturing; drainage schedule

近年来,煤岩气作为新型非常规天然气,已成为中国天然气增储上产与可持续发展的重要战略接替资源^[1]。中国煤岩气资源主要富集于鄂尔多斯盆地、沁水盆地南部、四川盆地及准噶尔盆地等区域,初步估算,埋深大于2 000 m的煤岩气地质资源量超 $30 \times 10^{12} \text{ m}^{3[2-4]}$,其中鄂尔多斯盆地是目前煤岩气勘探开发的重要区域。2022年以来,中国石油冀东油田在该盆地东北部佳县区块石炭系本溪组8号煤取得勘探突破,随后全面开展煤岩气勘探评价工作,累计实施探评井18口。现场勘探评价实践表明,该区块煤岩储层平面及纵向非均质性强,煤岩气井产能差异显著,富集高产规律尚不明确;受微幅构造发育及“井工厂”高度集约化开发需求的双重影响,钻井提速及轨迹精细控制难度突出;同时,煤岩气井压裂控液提效降本空间有限,气井全周期生产动态特征仍不清晰,高效经济排采调控不足。总体而言,该区块煤岩气规模效益开发面临基础研究薄弱、工程技术适配性不足及开发投资成本偏高等系列挑战^[5-9]。

针对上述制约煤岩气规模效益开发的难点,研究团队于2024年在鄂尔多斯盆地佳县区块开展煤岩气开发先导试验,围绕提升单井估算最终可采储量(EUR)及方案内部收益率(IRR)的核心目标,通过多学科协同攻关,从基于地质、工程、经济3要素一体化“甜点”评价、地质工程一体化轨迹设计与导向、适配煤岩储层特征的地质工程一体化压裂、基于等温吸附理论的全生命周期一体化排采四大技术方向,探索构建煤岩气开发全流程技术体系,实现了煤岩气高效开发。本文系统总结佳县区块煤岩气一体化高效开发关键技术,以期为同类区块煤岩气规模效益开发提供借鉴。

1 佳县区块煤岩气地质概况

佳县区块位于鄂尔多斯盆地东北缘,自下而上发育奥陶系、上石炭统本溪组、下二叠统太原组、下二叠统山西组和中二叠统石盒子组等地层^[10],主要含煤地层为本溪组、太原组与山西组(图1)。其中,本溪组8号煤层为研究区主力煤层,埋深介于1 950~2 550 m,平均为2 200 m,顶面构造整体表现为西倾单斜构造,地层倾角普遍小于 2° ,但区内广泛发育微幅度构造,单个构造圈闭面积介于 $0.2 \sim 2.2 \text{ km}^2$,构造幅度多小于8 m。该煤层厚

度介于4~11 m,平均为7.3 m,平面分布总体稳定,结构以整装型为主,部分区域发育单夹层型煤层,局部可见双夹层及多夹层型煤层,单层夹矸厚度介于0.5~1.2 m;煤岩镜质体反射率(R_o)介于1.4%~2.0%,煤体结构以原生结构煤为主,局部发育碎裂结构煤。覆压条件下,8号煤层孔隙度介于3.09%~5.39%,渗透率介于 $(0.03 \sim 0.10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,呈现特低孔、特低渗特征;顶板岩性以泥岩、灰岩为主,局部为砂岩,整体封盖条件良好。煤层含气量介于 $10.2 \sim 29.5 \text{ m}^3/\text{t}$,平均为 $22.5 \text{ m}^3/\text{t}$,平面上整体呈东北部向西南部递增的趋势,其分布主要受热演化程度、镜质组含量及保存条件等因素控制。

2 煤岩气高效开发面临的主要挑战

2.1 地质工程“甜点”精细评价不清

“甜点”评价是非常规油气勘探开发中的一项重要内容,精准评价并合理优选煤岩气“甜点”区是实现高效开发的前提^[11]。佳县区块本溪组8号煤为多期泥炭沼泽叠加成因,区域平面及纵向沉积环境的差异控制着煤岩性质与储层发育特征^[12],进而加剧煤岩储层非均质性。同时,受埋深影响,8号煤总体处于高地应力、高地层温度、高流体压力“三高”地质环境,在复杂地质条件耦合作用下^[13],储层非均质性进一步增强,同一煤层平面上的渗透率、含气量、可改造性及生产特征等存在较大差异。因此,如何构建地质“甜点”与工程“甜点”相互融合的评价指标体系,明确深部煤岩气富集高产的综合“甜点”区,实现地质工程一体化开发,是煤岩气规模效益开发亟待解决的难题和重点攻关方向。

2.2 钻井提速及轨迹精细控制难度大

佳县区块地表为典型黄土塬地貌,地形起伏较大,井场征地难度大,平台钻前工程量及成本偏高。煤岩气采用工厂化大井丛水平井开发模式,精准控制钻井轨迹、保障水平段有效储层钻遇长度,是实现规模效益开发的基础^[14]。佳县区块8号煤煤岩气藏钻遇地层序列复杂,地层可钻性差异大,易漏、易缩径、易垮塌层系发育,勘探阶段采用三开煤层专打井身结构及大三维井眼轨道设计,1 500 m水平段水平井钻井周期长达60余天,钻井效率

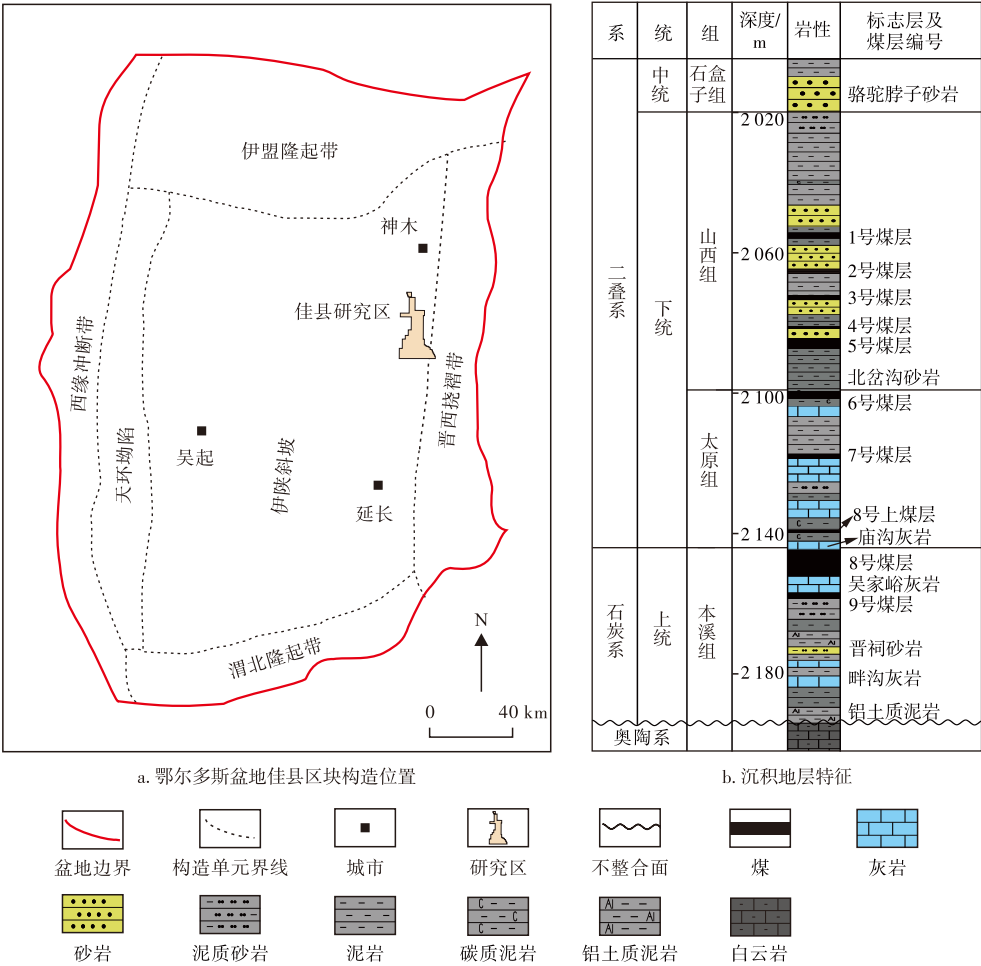


图1 鄂尔多斯盆地佳县区块构造位置及沉积地层特征

Fig. 1 Location and stratigraphic column of Jiaxian block, Ordos Basin

偏低。受地面平台限制及“井工厂”高度集约化开发需求影响,平台丛式水平井井距通常为350~400 m,单平台双向部署6~8口井,导致部分井横向偏移距大,井轨迹呈复杂三维曲线形态,大幅压缩钻井轨迹调整空间^[15]。同时,8号煤顶面微构造广泛发育^[16],地层倾角变化剧烈,水平段轨迹方向局部正向与负向构造高差可达20 m,出层风险高,储层钻遇率难以保障;且频繁调整井轨迹导致井眼光滑度差,不仅延长钻井周期,还加剧井壁垮塌风险,加大了地质导向及钻井轨迹精细控制难度。

2.3 压裂控液提效降本空间有限

压裂改造是煤岩气高效开发的关键技术,受储层特性与工程瓶颈双重制约,在保障单井产能前提下,控液、提效、降本面临严峻挑战^[17]。佳县区块煤岩储层割理裂隙发育,但基质孔渗条件差,呈典型“双孔介质”特征,导致压裂液滤失量大且规律难以预测,不仅造成液体浪费,更关键的是会破坏缝网扩展的完整性,使主裂缝难以有效延伸,同时增加地层敏感性及潜在伤害风险。因此,精准优化压裂工艺参数、匹配储层特征、减少无效滤失、保

证造缝效率,是压裂“控液提效”的首要目标。此外,鄂尔多斯盆地地处黄土高原,清洁水资源匮乏,运水成本高(近100元/t),返排液处理费用贵(约400元/t),单井压裂成本高超2 000万元,其中液量相关费用占比达77.1%,亟须在保障压裂效果的前提下,通过优化控水工艺,推进返排液重复利用等技术手段,实现“控水不减效”,进而显著降低开发成本、提升经济效益。

2.4 高效经济排采调控不足

煤岩气井压后全生命周期的合理高效排采,是实现效益开发的重要保障。该类气井的生产特征与浅层煤层气存在较大差异,具有见气早、液量大、气液动态变化快等特点,不同生产阶段产气量、压力、产水量等排采参数波动大,导致常规排采工艺在煤岩气井上应用受限、投入偏高^[18-20]。目前,鄂尔多斯盆地煤岩气井多处于生产初期,主体采用自喷排采方式,生产制度多借鉴致密气、页岩气开发经验,针对大规模压裂人工缝网系统、游离气与解吸气共存的煤岩气藏,气井全周期生产动态特征仍不清晰^[1,6-8],缺乏适配的高效经济排采控制方法,井筒措施

适配性及介入时机缺乏明确依据,难以实现精准调控与高效开发。

3 煤岩气一体化高效开发关键技术

3.1 一体化“甜点”评价技术

3.1.1 开发“甜点”区评价

煤岩气开发“甜点”区评价已拓展至地质“甜点”、工程“甜点”与经济“甜点”等多重内涵^[13,21]。地质“甜点”以寻找煤岩气资源相对富集区为目标,重点考量储层资源条件与构造保存条件;工程“甜点”侧重筛选易压裂改造且产能效果好的区域,主要以煤岩储层地质力学与岩石力学参数评价为主;经济“甜点”聚焦煤岩气经济可采性评价,重点评估投入产出比及规模开发的效益可行性。

基于地质工程经济一体化理念,优选地质、工程、经济三方面因素构建佳县区块煤岩气开发“甜点”评价的三因素12项指标体系。其中,地质因素选取煤岩厚度、煤层结构、构造条件、顶板岩性、底板岩性、含气量及资源丰度7个参数;工程因素侧重煤岩储层裂缝发育程度、煤岩与顶底板应力差、水平两向主应力差与脆性指数4项参数;经济因素主要考虑内部收益率参数(表1)。“甜点”区评价遵循关键指标独立评价与多指标综合评价相结合的原则:地质指标重点突出煤岩厚度、含气量及资源丰度,兼顾顶底板岩性与构造条件;工程指标以脆性指数为核心,兼顾裂缝发育程度。评价指标分类阈值主要采用专家经验法确定,指标参数获取以岩心描述、分析化验资料为基础,结合数学地质分析法,充分利用高分辨率测井、高密度三维地震等资料,建立地球物理参数与地质评价参数的有效表征关系,实现“甜点”参数的纵横向精细解释与预测。

表1 鄂尔多斯盆地佳县区块煤岩气“甜点”评价参数
Table 1 Evaluation parameters of coal-rock gas “sweet spot” of Jiaxian block, Ordos Basin

评价参数		I类“甜点”区	II类“甜点”区	III类区
地质条件	煤岩厚度/m	≥7	5~<7	<5
	煤层结构	夹矸不发育,整装型	单层夹矸厚度小于1 m	单层或多层夹矸,夹矸厚度>1 m
	构造条件	地层平缓、构造简单,倾角小于2°	构造复杂,地层倾角大于2°	构造复杂,地层倾角大于2°
	顶板岩性	灰岩、泥岩	灰岩、泥岩	砂岩
	底板岩性	灰岩、泥岩	灰岩、泥岩	砂岩
	含气量/(m ³ /t)	≥22	19~<22	16~<19
	资源丰度/(10 ⁸ m ³ /km ²)	≥2.0	1.5~<2.0	<1.5
工程条件	裂缝发育情况	裂缝较发育	裂缝相对发育	裂缝不发育
	煤岩与顶底板应力差/MPa	≥6	<6	<6
	水平两向主应力差/MPa	<4	≥4	≥4
	脆性指数/%	≥50	40~<50	<40
经济条件	内部收益率/%	≥12	6~<12	<6

3.1.2 黑金靶体评价

在开发“甜点”区优选基础上,煤岩气水平井黑金靶体的精准钻遇是实现高效开发的前提,现场生产实践充分证实了黑金靶体对煤岩气井产能的关键控制作用^[14]。佳县区块本溪组8号煤纵向上为3期泥炭沼泽沉积叠加成因,每期泥炭沼泽形成均受控于成煤期基准面旋回及可容空间变化,不同可容空间类型及演化特征对应不同煤岩显微组分与矿物成分,进而控制煤层纵向储层非均质性。岩心观察描述与分析化验结果表明,8号煤层纵向上岩性及物性差异显著:上部发育光亮煤、半亮煤,镜质组含量平均为73.3%,灰分含量为10.5%,含气量为23.2 m³/t;中部发育半亮煤、半暗煤,镜质组含量平均为71.2%,灰分含量为14.1%,含气量为21.4 m³/t;下部发育

半暗煤、暗淡煤,镜质组含量平均为67.8%,灰分含量为17.3%,含气量为11.6 m³/t。上述数据显示,煤层由下至上镜质组含量逐渐增大,反映8号煤层沉积过程泥炭沼泽覆水深度呈逐步增加趋势,受聚煤环境控制,宏观煤岩类型从半暗煤—暗淡煤逐步过渡为光亮煤—半亮煤。煤岩煤质参数直接影响储集性能,其中低灰分、高镜质组含量的光亮煤—半亮煤总孔容及孔隙比表面积更大。总体而言,8号煤层中上部煤质及含气性更优,割理发育程度更高,测井曲线上表现为低伽马、低密度特征,是水平井部署的优质靶体(图2)。基于随钻测录井数据,建立黑金靶体判识标准:岩屑类型为半亮—光亮煤,随钻伽马值介于20~60 API,元素录井(Si+Al+Fe+Ca)含量<15%,气测全烃≥60%。依据该标准,钻井过程中可锁定黑金靶体,保障黑金靶体钻遇率。

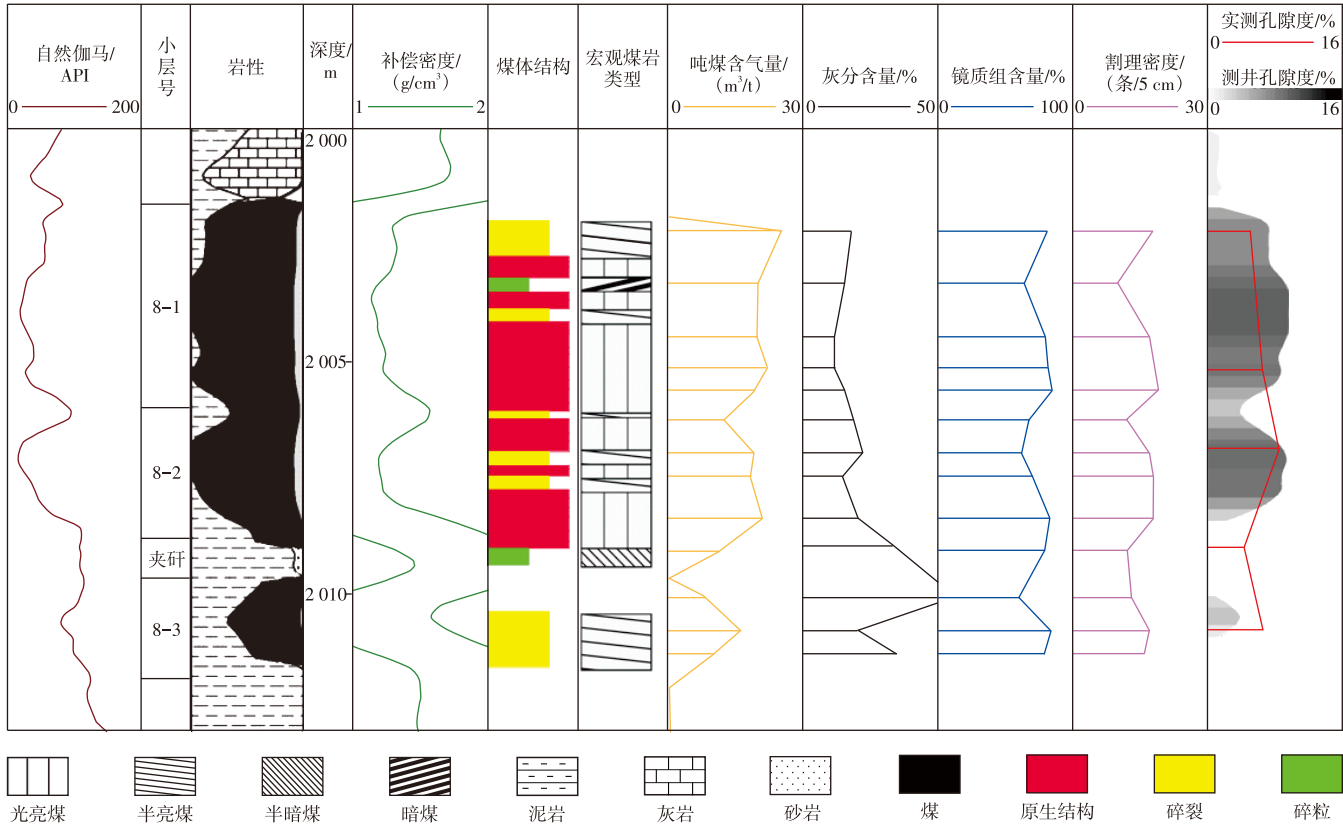


图2 鄂尔多斯盆地佳县区块典型井8号煤综合柱状图

Fig. 2 Comprehensive bar chart of typical well No.8 coal seam in Jiaxian block, Ordos Basin

3.2 一体化优快钻井技术

3.2.1 井身结构优化

考虑钻井成本、钻井提速及复杂工况防控等因素,基于已实施探井实钻数据,通过地质工程一体化分析确定必封点位置,煤岩气水平井井身结构由储层专打模式逐步定型为三开优化结构(图3)。一开采用 $\phi 444.5$ mm 钻头钻至201 m,下入 $\phi 339.7$ mm 表层套管至200 m,封隔上部欠压实黄土层;二开大尺寸井眼采用 $\phi 311.1$ mm 钻头

钻至1 850 m(进入石千峰组100 m),下入 $\phi 244.5$ mm 技术套管封固刘家沟组-石千峰组易漏地层,为后续安全高效施工创造有利条件;三开采用 $\phi 215.9$ mm 钻头钻至井底,下入 $\phi 139.7$ mm 套管完井。优化后三开井身结构有效规避了刘家沟组-石千峰组地层井漏对后续钻井作业的影响,将大井眼井段由2 700 m 缩减至1 800 m,同时提升机械钻速35.19%。同时,构建煤岩丛式水平井井眼轨道分级设计方法:偏移距 ≤ 600 m 时,采用深造斜“大三维”设计,二开设计为直井段,以提升钻井效率;偏移距 > 600 m 时,采用“二段三维”设计,降低施工难度,为钻井提速提效提供支撑。

3.2.2 高效提速工具优选

为提升煤岩气水平井机械钻速,攻关形成以“高效PDC 钻头+钻井参数优化+近钻头导向工具”为核心的钻井提速技术,通过技术协同,实现钻井提速目标。

1) 高效PDC 钻头优选。以实现一趟钻施工为目标,针对不同井段地层特性优化钻头选型,各井段钻头选型原则如表2所示。

2) 钻井参数优化

基于机械钻速预测模型,系统分析钻压、转速、排量对机械钻速的影响规律,建立考虑井眼扩径的井筒清洁最低

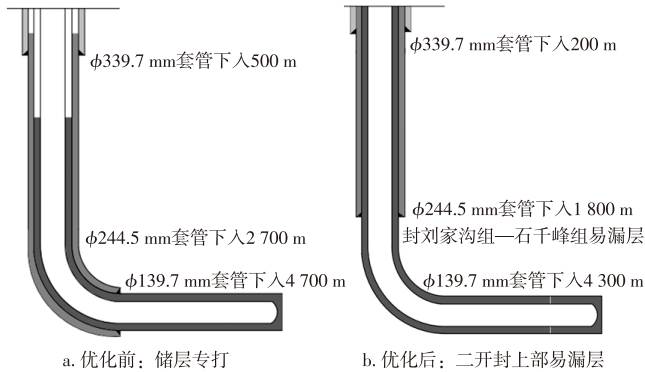


图3 水平井井身结构优化前后示意图

Fig. 3 Schematic diagram of horizontal well casing structure before and after optimization

表2 水平井各井段钻井提速难点及PDC钻头选型原则

Table 2 Difficulty of drilling speed increase in each well section of horizontal well and the principle of PDC bit selection

开次	提速难点	PDC钻头选型原则
二开	刘家沟组地层抗压强度高达120~180 MPa,具有较强的冲击性和研磨性	子弹头攻击性冠型设计,提升钻头攻击性 开放式三主刀翼设计,兼顾工具面稳定和提升机速 抗冲击型动态组合式布齿,动态设置切削齿吃入地层能力,提升钻头生命力 采用高压低钻综合性能优异的加厚型复合片,减缓机速衰减,提升寿命
三开定向段	太原组灰岩硬度高,抗压强度达200 MPa以上,钻齿无法有效侵入地层,且灰岩所夹泥煤砂较软(抗压强度仅10 MPa),对抗冲击性有较高要求	强定向冠型设计,强攻击性设计 差异攻击性设计,强侧向攻击性,提升滑动、复合增斜率,减少滑动比例 抗冲击型动态组合式布齿,提升对前排齿的保护
三开水平段	煤层可钻性较好,煤层稳定性较差	轴强侧弱的差异攻击性设计 高布齿密度,细化煤层岩屑 小角度水力结构

环空返速理论模型。结合不同井段提速目标及钻井风险,分井段精细化设计钻井参数,上部井段采用“高钻压、高转速、大排量”参数组合,水平段考虑水力冲刷及机械振动对煤岩井壁稳定的影响,适当弱化钻井参数强度(表3)。

表3 煤岩气水平井不同井段钻井参数

Table 3 Drilling parameters of different sections of coal-rock gas horizontal well

阶段	二开				三开上部井段				三开水平段			
	钻压/ kN	转速/ (r/min)	排量/ (L/s)	泵压/ MPa	钻压/ kN	转速/ (r/min)	排量/ (L/s)	泵压/ MPa	钻压/ kN	转速/ (r/min)	排量/ (L/s)	泵压/ MPa
预探	60~100	50	48~52	13~15	80~120	55	30	16~18	20~30	50	31	18~20
先导 试验	80~120	60	50~52	14~16	100~120	65	32	17~21	30~50	50	32	19~21

3)近钻头导向工具

为保障储层钻遇率、减少井眼轨迹频繁调整,优选近钻头导向工具。该工具距钻头仅0.6 m,大幅缩短传统随钻测量系统的测量盲区,可实时准确判断钻头位置及地层伽马值,为钻井施工高效决策提供参考。

3.2.3 地震地质工程一体化导向

地震地质工程一体化导向技术通过综合分析地质构造、储层展布等地下信息,结合高精度地震成像资料,构建地震地质一体化导向模型,优化井眼轨迹设计方案,从设计阶段降低地震地质工程一体化施工难度,提升容错率。入靶前实时跟踪随钻测井、录井、定向等动态数据,对标志层进行逐层对比,优选合适井斜角实现精准着陆;入靶后采用“差异化轨迹控制策略+钻头定位+三维产状约束+近钻头方位伽马验判产状”技术组合,及时提出轨迹调整建议,实现水平段轨迹精细控制^[16]。

1)逐层对比动态调整轨迹

入靶前主要根据钻头距目的层厚度、位移,把典型标志层作为关键调整节点,逐级控制、不断校正深度并调整井斜角度,确保轨迹最优。结合佳县区块地层沉积特征,选取“石盒子组底、5号煤顶、太原组灰岩顶、太原组灰岩底”作为主要对比标志层,通过逐层对比及深度校正结果调整井斜角,选取井斜角与地层夹角5°进行探层,保障精准入靶。

2)水平段井眼轨迹控制

选用1.25°螺杆搭配近钻头导向工具,满足地质轨迹快速调整需求,采用单根调整角度小于0.5°的微幅调整方式,兼顾钻井效率与井眼质量。导向施工采用低钻压(40 kN)、低转速(50 r/min)、低排量(28 L/s)、泵压23 MPa参数,保障地质追层的及时性。针对不同微幅度构造的地层产状变化特征,设置动态控制点逐段引导钻头钻进(图4),同时兼顾煤层黑金靶体钻遇率与井眼轨迹圆滑度,为后期完井、压裂及排采工序奠定基础。当水平段地层产状变化快、构造幅度差较大时,以煤层为靶体,构造高部位靶体设置于煤层中部,构造低部位靶体设置于煤层上部,优先保证储层钻遇长度并兼顾轨迹圆滑;当地层产状较为平缓时,靶体设置于煤层上部,优先保障黑金靶体钻遇率,实现水平段高效快速钻进^[16]。

3.3 一体化压裂改造技术

3.3.1 主体压裂技术

煤岩储层具有非均质性强、塑性强、孔渗差、滤失量大、储盖组合变化复杂等特征^[17],传统压裂技术难以实现有效改造。为此,攻关形成以“高排量+适度规模+复杂缝网+多尺度支撑”为核心的地质工程一体化压裂技术体系,旨在打开割理、沟通孤立孔隙,实现储层全域支撑与复杂缝网构建,为煤岩气高效开发提供技术支撑。岩

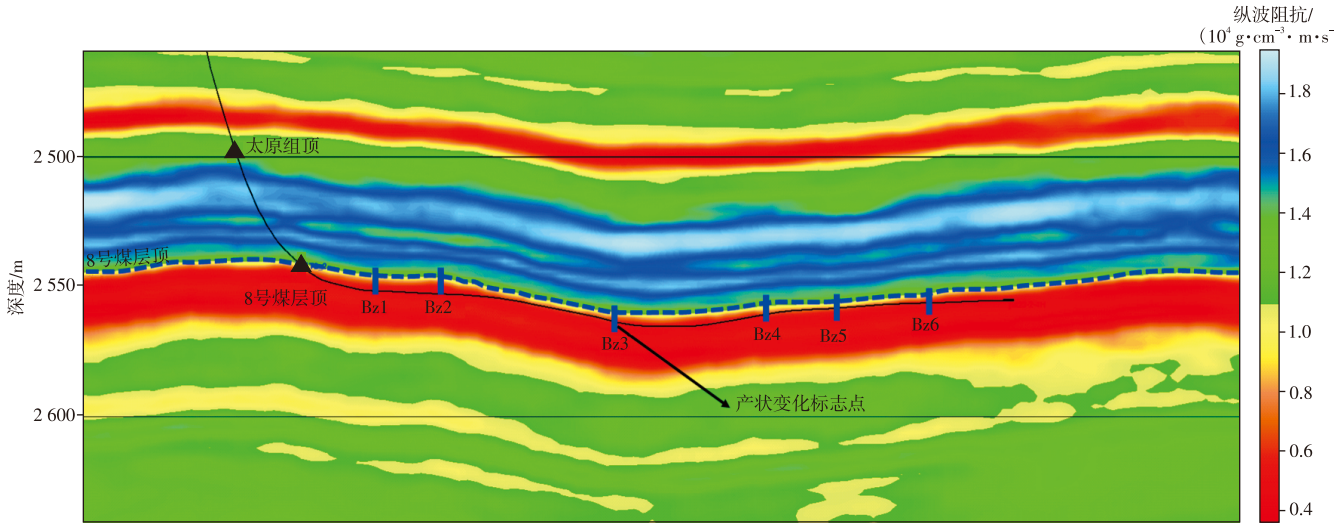


图4 地震地质工程一体化动态控制点逐段引导钻进

Fig. 4 Segment by segment guided drilling with dynamic control points established based on seismic, geological and engineering integration

心三轴岩石力学实验结果表明,佳县区块8号煤泊松比平均为0.23,杨氏模量平均为4.18 GPa。借鉴邻区煤岩气压裂改造经验^[14,17],结合勘探阶段压裂工艺探索成果,通过地质力学参数耦合分析,优化确定主体工艺为水平井分段簇压裂,段长设置为80~100 m,簇间距25~30 m,每段布置3~4簇。为提升井底压力及缝内净压力,确保各簇裂缝均匀开启、储层充分改造,压裂整体排

量控制为17~20 m³/min。为扩大改造波及体积、构建高导流条带,确定加砂强度为5.5~6.5 t/m,用液强度为25~27 m³/m。支撑剂采用70/140目、40/70目、30/50目石英砂比例组合进行多尺度充填,实现不同尺度缝网的有效支撑。在高排量、适度规模、变黏压裂液及多粒径组合支撑剂的协同作用下,打碎煤层、激活弱面,形成不同级别复杂缝网。

表4 鄂尔多斯盆地佳县区块煤岩气水平井一体化压裂改造技术

Table 4 Integrated fracturing technology of coal-rock gas horizontal well in Jiaxian block, Ordos Basin

技术要点	技术内涵及目标
差异化设计	I、II类层最大化动用;III类层优势改造
段内少簇布缝	降低缝间干扰、提高起裂效率;保障单孔流量,提高单缝净压力
高低黏交替注液	多频次变黏度实现应力循环加载,促进割理持续开启
多级宽带压裂	利用支撑剂暂堵和应力重定向,促进裂缝转向,实现强支撑
多粒径组合支撑剂	降低支撑剂嵌入,实现缝网全域支撑
低伤害压裂液	降低分子量减少吸附,满足高排量压裂低摩阻、高携砂需求
水平定向射孔	抑制煤粉与支撑剂在重力的作用下返出,有效控制缝高

3.3.2 超低前置液控水压裂技术

针对煤岩气水平井压裂用量大、成本偏高的问题,探索形成超低前置液控水压裂技术。与致密砂岩相比,煤岩杨氏模量偏低、泊松比偏高,表现出塑性较强的特征,压裂裂缝宽度远大于砂岩,具备采用低砂比前置液造缝、高砂比携砂的安全施工条件。基于物理模拟实验与数值模拟结果,选取4口水平井开展现场试验,将前置液比例由14%降至4%,取消前置段塞,平均砂比由16%提升至20%,最高平均砂比达22.2%,整体用液强度降低25%。试验井最高单段减液29.6%,最高单井减水9 598 m³,4口试验井累计减水2.7×10⁴ m³,节省工程费用800余万元。井下微地震监测显示,裂缝半长平均为210 m(井间

距350 m),井间缝网弥合度高,工艺效果达到方案预期。

3.3.3 少簇长缝压裂技术

针对煤岩人工缝长偏短、压裂规模受限问题,探索形成少簇长缝压裂技术。数值模拟结果显示,采用单段2簇设计,将单簇排量由4~5 m³/min提升至7~8 m³/min,可提高缝内净压力,增加裂缝长度及支撑剂运移距离。该技术可使压裂规模降低20%~40%,簇数减少50%,单簇改造强度提升20%~60%,有效增加支撑缝长;段长从80~100 m缩减至40~60 m,实现多小段长布缝与裂缝均匀扩展(图5)。同时,将压裂液黏度由20~30 mPa·s提升至40~50 mPa·s,液体效率由25%提升至37%,减少滤失并提高造缝效率。

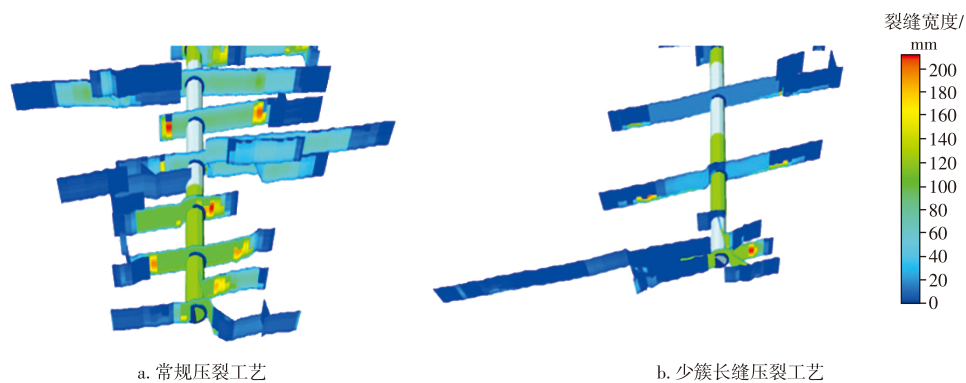


图5 常规压裂与少簇长缝压裂裂缝扩展形态对比

Fig. 5 Comparison of fracture propagation morphology between conventional fracturing and less cluster long fracture fracturing

3.4 一体化高效排采技术

3.4.1 排采阶段划分

煤岩气具有“高含气、高饱和、高游离”特征,经大规模体积压裂后,其产气规律呈现初期以游离气为主、后期以吸附气为主的转换过程^[22]。基于等温吸附理论,利用煤岩储层等温吸附曲线的曲率变化特征^[23],确定3个吸附气解吸关键压力点,结合产气量、产液量及压力动态变化,将佳县区块煤岩气井生产周期划分为5个阶段(图6)。

快速返排阶段持续1个月左右,以大液量返排为特征,产液量快速上升,返排初期即见气,产出气为游离气,点火可燃;降液高产阶段通常持续2个月,返排液量快速下降,日产液量为100 m³左右,游离气大量产出,产气量

快速上升;控压稳产阶段持续1.5 a左右,产液量逐渐降低,由40~60 m³/d降至10 m³/d左右,产出气仍以游离气为主,吸附气缓慢解吸,日产气量稳定或缓慢下降,压降速率整体呈变缓趋势;控压递减阶段一般可持续数年,但随着近井地带气体不断产出,裂缝远端气体不能快速供给,井口产量逐渐下降,进入递减阶段;低压低产阶段以裂缝远端解吸气供给为主,井口日产气量低,产量递减相对较慢,持续时间10 a以上。

3.4.2 高效排采工艺

针对煤岩气井不同生产阶段参数变化大(图6)、单一排采工艺全周期适配性差的问题,结合室内实验和矿场数据,构建煤岩气水平井“初期油管控压自喷+提前助排、中期连续泡排+气举、后期人工举升”全周期一体化排采技术体系(表5)。

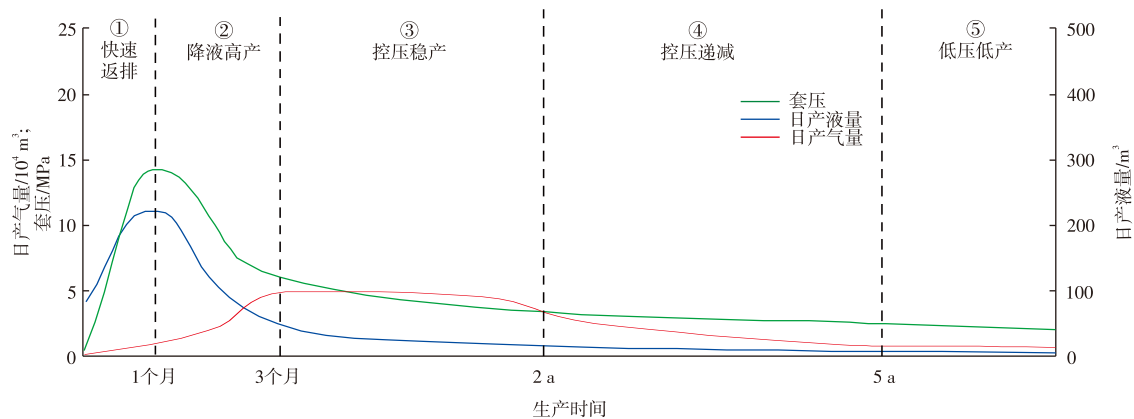


图6 煤岩气井生产阶段示意图

Fig. 6 Schematic diagram of production stage division of coal-rock gas well

表5 煤岩气井全生命周期排采工艺

Table 5 Full life cycle drainage technology of coal-rock gas well

排采阶段	快速返排	降液高产	控压稳产	控压递减	低压低产
排采工艺	套管敞放	油管自喷生产	油管自喷生产	机抽生产	负压抽采生产
生产制度	小油嘴 控制返排速度	油嘴逐级放大	调整油嘴 保持控压生产	机抽生产,减缓压降速率	负压抽采,尽可能保持地层压力

煤岩气井压后即刻放喷,充分利用地层能量实现快速返排,该阶段采用套管排液,返排液量较高,最高达300 m³/d以上。扫塞后,日产液量逐渐下降,当降至200 m³/d以下时带压下入 $\phi 73$ mm油管,下入油管后遵循缓慢平稳原则,逐级扩大油嘴保障井筒气流畅通,充分利用压裂裂缝闭合能量提升排液速率,加速见气,在降低压裂液滞留伤害的同时,有效控制压降速率,将压降速率控制在0.015 MPa/d以下,保障最小携液能力。

随着地层能量下降及游离气产出,地层压力逐步降至吸附气解吸启动压力,通过控压生产维持压力和产量平稳递减。此阶段气井携液能力逐渐减弱,采用辅助泡排和气举工艺可保障气井正常生产,延长自然携液生产周期,提升开发经济效益。

生产中后期,当泡排和气举工艺无法维持气井持续稳定生产时,需通过人工举升工艺进一步降低井筒压力,促进煤岩吸附气高效解吸。目前,生产后期人工举升主体工艺尚未定型,常用技术包括井丛气动射流泵、水力射流泵及机抽排采工艺^[20]。鉴于抽油机有杆举升难以完全规避偏磨问题、系统效率提升空间有限,水力射流泵存在效率低、能耗高的情况,研究团队重点开展井丛式气动射流泵、连续多级气举现场应用试验,进一步探索人工举升工艺对降压开采的适配性。

4 地质工程一体化实践认识

4.1 应用成效

煤岩气一体化高效开发技术体系已构建并应用于佳县区块煤岩气开发的生产实践中,在评价选区、井位部署、钻井实施、压裂改造、排采管理等全流程关键环节均取得显著成效。

通过应用一体化“甜点”评价技术,评价落实佳县区块8号煤岩气Ⅰ+Ⅱ类“甜点”区资源量2 179×10¹² m³,选取Ⅰ类区开展开发先导试验及开发方案实施;采用一体化优快钻井技术,先导试验水平井平均水平段长1 525 m、煤层段长1 499 m,煤岩钻遇率98.3%,黑金靶体钻遇率83%,水平段一趟钻比例100%,全井平均机械钻速8.8 m/h,较勘探阶段提升21.04%。应用“高排量+适度规模+复杂缝网+多尺度支撑”为核心的地质工程一体化压裂技术体系,试验井加砂符合率99.7%,施工成功率100%。微地震监测结果表明,煤岩压裂后形成明显辐射状裂缝网络,人工缝网以两翼拓展为主,压裂裂缝平均长度340 m,达到方案设计要求。通过精细控压排采,先导试验井试气峰值均超10×10⁴ m³/d。截至2025年10月,试验井平均产气天数308 d,平均单井累计产量1 607.3×10⁴ m³,预测

首年单井日产量5.0×10⁴ m³,单井EUR 6 503×10⁴ m³。通过开展开发先导试验项目后评价,在同等经济评价参数下,项目整体内部收益率达13.7%,具备较好技术经济可行性,同时充分验证了一体化高效开发关键技术的适用性。

4.2 主要认识

1)煤岩气具有资源量大、储层非均质性强、规模效益开发工程技术难度大的特征,实施地质工程一体化需以煤岩储层特征和煤岩气产出机理认识为基础,以高效适配的工程技术为手段,以提升开发效益为最终目标,通过多专业融合协作,实现煤岩气高效开发。

2)煤岩气地质工程一体化高效开发技术贯穿开发全生命周期,包括评价选区、开发部署、井位设计、钻井实施、压裂排采、生产管理等全流程环节,需确保各环节最优实施,才能保障单井EUR;同时,持续迭代更新地质认识、升级配套工艺,有助于提升一体化技术的精准性与实践有效性。

3)在地质工程一体化技术具体实践中,实施管理至关重要,需配套构建一套标准化管理体系,强化实施效果分析和经验总结,形成可推广应用的技术模板。同时,需加强一体化技术团队建设,为地质工程一体化实施提供坚实保障。

5 结论

1)煤岩气作为新型非常规天然气资源,发展前景广阔,但规模效益开发仍面临诸多挑战,主要包括地质工程“甜点”精细评价不清、钻井轨迹精细控制难度大、压裂改造控液提效降费空间有限、高效经济排采把控精准度不足等。

2)以EUR和IRR为核心目标,通过地质、工程和经济多专业深度融合,探索形成煤岩气地质工程一体化高效开发技术体系。构建涵盖三因素12项指标的开发“甜点”区评价体系,形成地震地质工程一体化导向技术;构建以“高排量+适度规模+复杂缝网+多尺度支撑”为核心的一体化压裂技术体系,同步探索形成超低前置液控水压裂、少簇长缝压裂两项配套技术;建立“初期油管控压自喷、中期辅助泡排+气举、后期人工举升”全周期一体化排采技术体系。

3)佳县区块煤岩气开发先导试验中,通过应用地质工程一体化高效开发技术,取得显著成效:水平井煤岩钻遇率98.3%,水平段一趟钻比例100%,压裂施工成功率100%,预测首年单井日产量5.0×10⁴ m³,单井EUR 6 503×10⁴ m³,项目整体内部收益率达13.7%,实现煤岩气效益开发。

4)当前煤岩气开发仍处于早期阶段,未来技术发展将围绕增效、降本、低碳等核心目标,随着煤岩气基础性地质、开发、工程等领域科学理论研究及开发生产实践的不断深入,需持续加强不同地质条件下煤岩气地质工程经济一体化“甜点”评价、高效钻完井、少水/无水压裂、全生命周期高效排采、原位改造和提高采收率等关键技术攻关。同时,应注重地质工程与数据科学的深度融合,依托人工智能技术赋能煤岩气开发创新发展。

参考文献

- [1] 邹才能,赵群,刘翰林,等.中国煤岩气突破及意义[J].天然气工业,2025,45(4):1-18.
Zou Caineng, Zhao Qun, Liu Hanlin, et al. China's breakthrough in coal-rock gas and its significance[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(4): 1-18.
- [2] 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.
- [3] 李国欣,张水昌,何海清,等.煤岩气:概念、内涵与分类标准[J].石油勘探与开发,2024,51(4):783-795.
Li Guoxin, Zhang Shuichang, He Haiqing, et al. Coal-rock gas: Concept, connotation and classification criteria[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 783-795.
- [4] 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 Xian Yue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 669-682.
- [5] 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.
- [6] 李国欣,张斌,张君峰,等.中国深层煤岩气勘探开发重大基础科学问题与研究方向[J].石油学报,2025,46(6):1025-1036.
Li Guoxin, Zhang Bin, Zhang Junfeng, et al. Major basic scientific issues and research directions for exploration and development of deep coal-rock gas in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(6): 1025-1036.
- [7] 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.
- [8] 徐凤银,熊先钺,侯伟,等.深部煤层气产业升级与“八个一体化”体系的建立[J].石油学报,2025,46(2):289-305.
Xu Fengyin, Xiong Xian Yue, Hou Wei, et al. Upgrading of deep coalbed methane industry and establishment of the “Eight-in-One” system[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(2): 289-305.
- [9] 周立宏,熊先钺,李勇,等.深层煤层(岩)气革命性突破及关键理论与技术[J].天然气工业,2025,45(5):17-30.
Zhou Lihong, Xiong Xian Yue, Li Yong, et al. Revolutionary breakthroughs and key theories and technologies in deep coalbed methane development[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(5): 17-30.
- [10] 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.
- [11] 王成旺,刘新伟,李曙光,等.大宁-吉县区块深部煤层气富集主控因素分析及地质工程甜点区评价[J].西安石油大学学报(自然科学版),2024,39(4):1-9.
Wang Chengwang, Liu Xinwei, Li Shuguang, et al. Analysis of main controlling factors of deep coalbed methane enrichment and evaluation of geological and engineering sweet areas in Daning-Jixian Block[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science), 2024, 39(4): 1-9.
- [12] 牛小兵,张辉,王怀厂,等.鄂尔多斯盆地中、东部石炭系本溪组煤储层纵向非均质性特征及成因:以M172井为例[J].石油与天然气地质,2024,45(6):1577-1589.
Niu Xiaobing, Zhang Hui, Wang Huaichang, et al. Characteristics and genesis of vertical heterogeneity in a coal seam of the Carboniferous Benxi Formation, eastern Ordos Basin: A case study of well M172[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(6): 1577-1589.
- [13] 桑树勋,郑司建,王建国,等.岩石力学地层新方法在深部煤层气勘探开发“甜点”预测中的应用[J].石油学报,2023,44(11):1840-1853.
Sang Shuxun, Zheng Sijian, Wang Jianguo, et al. Application of new rock mechanical stratigraphy in sweet spot prediction for deep coalbed methane exploration and development[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1840-1853.
- [14] 周立宏,李曙光,王渊,等.深层煤岩气效益开发关键技术与实践:以鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块为例[J].石油学报,2025,46(8):1536-1549.
Zhou Lihong, Li Shuguang, Wang Yuan, et al. Key technologies and practices for cost-effective development of deep coal-rock gas: A case study of the Daning-Jixian block in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(8): 1536-1549.
- [15] 王运功,张汉信,倪华峰,等.鄂尔多斯盆地东部气田深层煤岩气水平井井身结构优化及钻井提速配套技术[J].钻采工艺,2025,48(3):62-69.
Wang Yungong, Zhang Hanxin, Ni Huafeng, et al. Wellbore structure optimization and supporting technologies for ROP optimization of deep coal-rock gas horizontal wells in the eastern gas field, Ordos Basin[J]. Drilling & Production Technology, 2025, 48(3): 62-69.
- [16] 马立民,丛彭,张明,等.深部煤层气地震-地质工程一体化导向技术:以鄂尔多斯盆地东缘佳县地区为例[J].中国矿业大学学报,2025,54(1):138-148.
Ma Limin, Cong Peng, Zhang Ming, et al. Integrated seismic-geological engineering approach for deep coalbed methane

- development: A case study of the Jiaxian Block, northeastern margin of the Ordos Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2025, 54(1): 138–148.
- [17] 张燕明, 蔺小博, 周长静, 等. 鄂尔多斯盆地深层煤岩气储层改造增产关键技术与应用[J]. 中国石油勘探, 2025, 30(4): 160–170.
Zhang Yanming, Lin Xiaobo, Zhou Changjing, et al. Key reservoir stimulation technologies and application for deep coal-rock gas in Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2025, 30(4): 160–170.
- [18] 陈明, 王大猛, 余莉珠, 等. 大宁-吉县区块深部煤层气井排采制度研究与实践[J]. 煤炭学报, 2025, 50(4): 2188–2197.
Chen Ming, Wang Dameng, Yu Lizhu, et al. Drainage system research and application of deep coalbed methane gas reservoirs in Daning-Jixian block[J]. Journal of China Coal Society, 2025, 50(4): 2188–2197.
- [19] 曾雯婷, 徐凤银, 张雷, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气排采工艺技术进展与启示[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 23–32.
Zeng Wenting, Xu Fengyin, Zhang Lei, et al. Deep coalbed methane production technology for the eastern margin of the Ordos Basin: Advances and their implications[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 23–32.
- [20] 喻健, 史云鹤, 张涛, 等. 鄂尔多斯盆地深层煤岩气地质认识进展与关键工程技术[J]. 中国石油勘探, 2025, 30(4): 59–77.
Yu Jian, Shi Yunhe, Zhang Tao, et al. New geological understanding and key engineering technologies for deep coal-rock gas in Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2025, 30(4): 59–77.
- [21] 赵志刚, 朱学申, 王存武, 等. 基于资源性与可压性的深部煤层气“甜点”预测[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(8): 22–31.
Zhao Zhigang, Zhu Xueshen, Wang Cunwu, et al. Predicting the “sweet spot” of deep coalbed methane based on resource conditions and fracability[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(8): 22–31.
- [22] 熊先钺, 闫霞, 徐凤银, 等. 深部煤层气多要素耦合控制机理、解吸规律与开发效果剖析[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1812–1826, 1853.
Xiong Xianyue, Yan Xia, Xu Fengyin, et al. Analysis of multi-factor coupling control mechanism, desorption law and development effect of deep coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1812–1826, 1853.
- [23] 孟艳军, 汤达祯, 许浩, 等. 煤层气解吸阶段划分方法及其意义[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(5): 612–617.
Meng Yanjun, Tang Dazhen, Xu Hao, et al. Division of coalbed methane desorption stages and its significance[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(5): 612–617.
- (编辑 柳超超)