

鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气高效开发理论技术体系

徐凤银^{1,2}, 聂志宏^{1,3}, 孙 伟^{1,3}, 熊先钺³, 徐博瑞^{1,3}, 张 雷³, 时小松^{1,3}, 刘 莹^{1,3}, 刘世瑞^{1,3},
赵增平^{1,3}, 王 渊^{1,3}, 黄红星^{1,3}, 林海鲲^{1,3}

(1. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095; 2. 中国石油学会, 北京 100724; 3. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028)

摘 要: 针对深部煤储层埋藏深、渗透率低、应力环境复杂等开发难题, 总结大宁—吉县区块近 5 a 勘探开发取得成果, 明确了资源富集条件、有效改造体积、水平段长、良好储盖组合条件是气井高产关键因素。在“人造气藏”开发理论指导下, 建立了地质—工程一体化背景下的深部煤层气高效开发技术体系: ① 基于储层资源条件、构造保存条件和工程改造条件三大类 11 项指标, 建立深部煤层气地质工程开发甜点评价标准; ② 基于微幅构造刻画、多尺度裂缝预测、三维地质模型构建等技术, 形成“地质+工程”全要素定量化、可视化表征的煤储层精细评价技术; ③ 按照“地质小尺度、三维地震微尺度、轨迹走靶体、少调快钻”导向思路, 形成以钻前轨迹精优设计、精准入靶及靶后微调为核心的三阶段地质工程一体化导向技术; ④ 按照实现资源动用和采收率最大化为目标, 形成“地应力场、天然裂缝场、人工裂缝场、井型与方位、井网井距”五位一体井网优化设计技术; ⑤ 依据深部煤层气赋存特征、渗流机理和气井生产特征, 形成以产量不稳定分析法为主, 经验产量递减法、数值模拟法和经验类比等多方法结合的气井产能评价及 EUR 预测技术; ⑥ 遵循“四位一体”精准选段和“井间交错+段内差异化”设计原则, 形成以构建人造气藏为目标的大规模体积压裂技术; ⑦ 根据气井气水变化特征, 形成全生命周期不同生产阶段排采优化控制技术; ⑧ 结合当前 AI 技术进展与深部煤层气开发规律、集输等特征, 探索了地质、工程、地面等多专业一体化协同环境下集输和数智化技术。在这一成果指导下, 已投产 29 口水平井生产初期日产量 $5 \times 10^4 \sim 16 \times 10^4 \text{ m}^3$, 平均 $10.2 \times 10^4 \text{ m}^3$, 区块日产气量突破 300 万 m^3 , 对加快鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气规模上产具有重要指导意义, 也为同类资源高效开发建立了参考标准。

关键词: 深部煤层气; 鄂尔多斯盆地东缘; 大宁—吉县区块; 高效开发理论技术体系

中图分类号: P618.11 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2024)01-0528-17

Theoretical and technological system for Highly efficient development of deep coalbed methane in the Eastern edge of Erdos Basin

XU Fengyin^{1,2}, NIE Zhihong^{1,3}, SUN Wei^{1,3}, XIONG Xianyue³, XU Borui^{1,3}, ZHANG Lei³, SHI Xiaosong^{1,3},
LIU Ying^{1,3}, LIU Shirui^{1,3}, ZHAO Zengping^{1,3}, WANG Yuan^{1,3}, HUANG Hongxing^{1,3}, LIN Haikun^{1,3}

(1. National Engineering Research of Coalbed Methane Development & Utilization, Beijing 100095, China; 2. Chinese Petroleum Society, Beijing 100724, China; 3. Petro China Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100028, China)

Abstract: Aiming at the development problems of deep coal reservoirs, such as deep burial, low permeability and com-

收稿日期: 2023-10-15 修回日期: 2023-11-06 责任编辑: 韩晋平 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.YH23.1290

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攻关资助项目 (2021DJ2301); 中国石油天然气股份有限公司科技专项资助项目 (2023ZZ1804)

作者简介: 徐凤银 (1964—), 男, 陕西佳县人, 教授, 博士。E-mail: xufy518@sina.com.cn

通讯作者: 聂志宏 (1983—), 男, 山西朔州人, 高级工程师, 硕士。E-mail: nzh@petrochina.com.cn

引用格式: 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 Erdos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(1): 528-544.



移动阅读

plex stress field, this paper clarifies that the resource enrichment conditions, effective fracturing volume, effective horizontal section length, and good reservoir conditions are the key factors for high productivity on the basis of summarizing the exploration and development practice of the Daning-Jixian Block in the past five years. Under the guidance of the theory of “artificial gas reservoir” development, a technical system for the efficient development of deep coalbed methane was preliminarily established as follows. ① According to the reservoir resource conditions, structural preservation conditions and engineering fracturing conditions, a total of 11 indicators in three categories established the geological-engineering “dessert” evaluation standards of deep coalbed methane. ② Based on the techniques such as microstructural characterization, multi-scale fracture prediction, and 3D geological model construction, the quantitative and visual characterization of all elements of “geology + engineering” of deep coal seam was achieved. ③ Based on the guiding idea of “geological small scale, three-dimensional seismic microscale, drill along the target, less adjustment and fast drilling”, a three-stage geological-engineering geo-steering technology with an excellent design of pre-drilling trajectory, precise target entry and post-target fine-tuning as the core was developed. ④ The optimization design of the five-in-one well network based on “in-situ stress field, natural fracture field, artificial fracture field, well type and orientation, well network and well spacing” realized the maximization of resource utilization and the maximization of gas field recovery. ⑤ According to the occurrence characteristics, seepage mechanism and production characteristics of deep coalbed methane, a reasonable production capacity evaluation and EUR prediction technology based on the rate-transient analysis method, the empirical production decline method, the numerical simulation method, and the empirical analogy method was formed. ⑥ Following to the design principle of “four-in-one” precision fracturing section and “fracture staggering + differentiation between fracturing segments”, a large-scale volumetric fracturing technology aimed at constructing artificial gas reservoirs was proposed. ⑦ According to the characteristics of gas-water variation in gas wells, the optimal control technology of drainage and production in different production stages through the whole life cycle of wells was put forwarded. ⑧ Combined with the current progress of AI technology, and the characteristics of deep coalbed methane development law, gathering and transportation, the technology of gathering, transportation and digital intelligence integrating geological, engineering, and ground aspects was explored. Under the guidance of this achievement, 29 horizontal wells that have been put into production, with an initial production of $5 \times 10^4 \sim 16 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, an average of $10.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, and the daily gas production of the block has exceeded 3 million cubic meters, which has important guiding significance for accelerating the large-scale production of deep coalbed methane in the eastern margin of the Ordos basin. Also the study establishes a reference and standard for the efficient development of similar resources.

Key words: deep coalbed methane; eastern margin of the Ordos Basin; Daning-Jixian Block; theoretical and technological system for highly efficient development

“十三五”以来,中石油煤层气有限责任公司在鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块(简称大吉区块)针对深部煤层埋藏深度大、渗透率极低、应力环境复杂等开发难点,系统开展了地质评价、工程技术试验,在勘探评价取得突破基础上,通过实施开发先导试验项目,落实了气井产能,直井日产气量突破 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$,水平井日产气量超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,关键开发技术初步成型,已进入规模建产阶段。经过近5a勘探开发实践探索和理论技术创新,突破了深部煤层气勘探开发技术瓶颈^[1-4]。对深部煤层气高效开发机理有了全新认识,建立了深部煤层气高效开发理论技术体系,配套形成开发甜点评价技术、煤储层精细刻画技术、地质工程一体化导向技术、井网优化设计技术、产能评价技术、大规模体积压裂技术和全生命周期排采控制技术等技术系列,有效支撑了大吉区块深部煤层气规模

效益开发,展示出良好应用前景,为我国深部煤层气资源高效动用积累了宝贵经验和有利借鉴,更加坚定了深部煤层气实现规模增储上产的信心。

1 区域地质及勘探开发概况

1.1 地质背景

鄂尔多斯盆地东缘在地理位置上主要指从北部内蒙古自治区准格尔旗至南部陕西省韩城市沿黄河两岸的狭长地带,地跨山西、陕西和内蒙古自治区,南北长约500 km,东西宽30~60 km,总面积约 $3 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。在构造位置上主要位于晋西挠褶带、渭北隆起东端和伊盟隆起东部,地层为华北地台典型地层,从古生界到新生界均有不同程度发育,煤层气勘探开发主力层系为石炭二叠系太原组8+9号煤和山西组4+5号煤^[5-6](图1)。

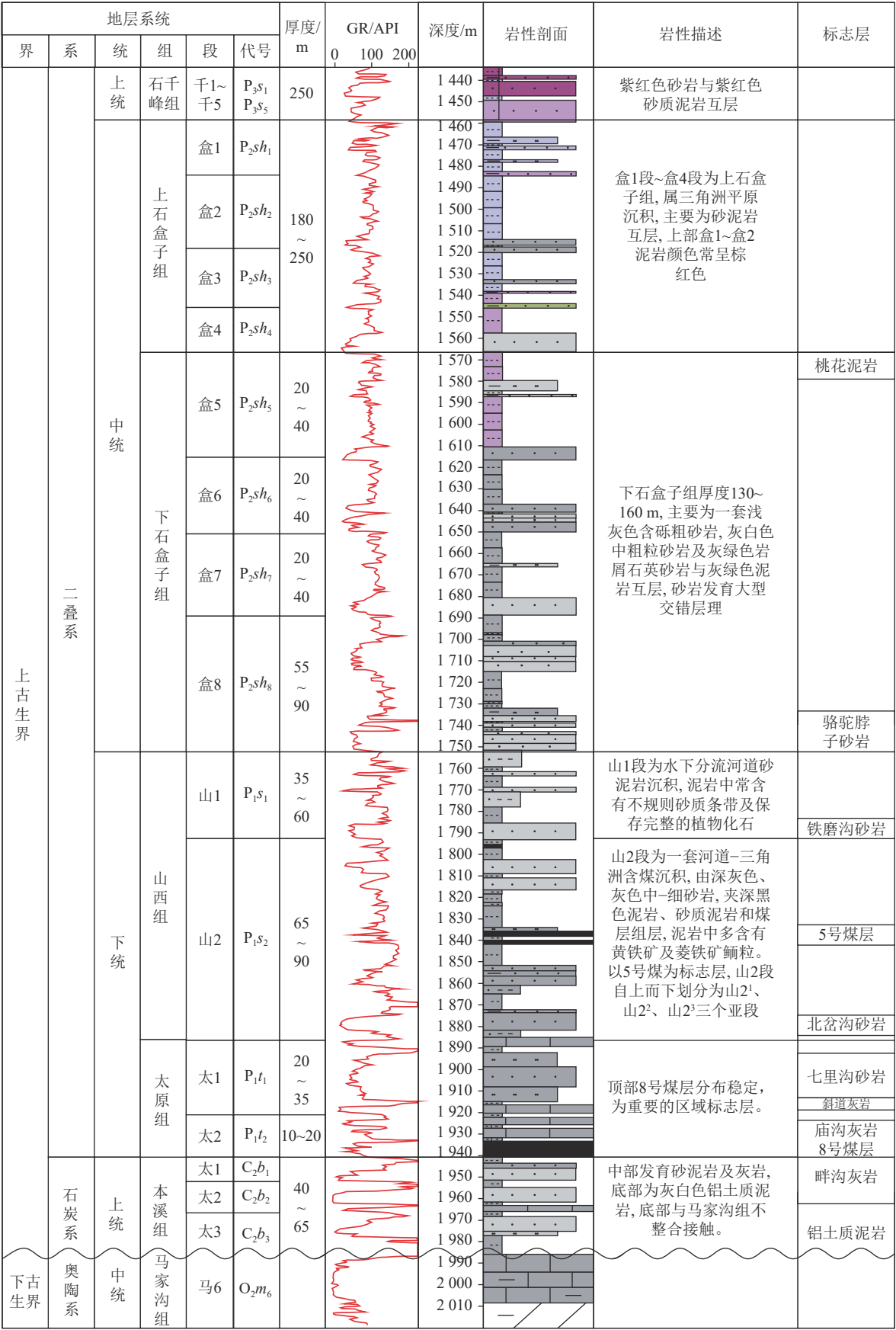


图 1 地层综合柱状

Fig.1 General stratigraphic column

大吉区块位于鄂尔多斯盆地东缘南部, 横跨伊陕斜坡和晋西挠褶带, 构造简单, 地层平缓^[4], 8 号煤层和 5 号煤层埋深 800~2 600 m, 具备中浅层和深部煤层气勘探开发有利条件 (表 1)。目前深部煤层气勘探开发主要目的层为 8 号煤层, 埋藏深度 2 000~2 600 m; 煤层形成于潟湖相, 厚度 5~12 m, 煤体结构以原生结构煤为主, 煤岩热演化程度高, 以贫煤、无烟煤为主。

表 1 大宁—吉县区块中浅层与深部 8 号煤储层参数对比

Table 1 Comparison of reservoir parameters between middle shallow and deep No. 8 coal seam in Daning—Jixian Block

地质条件	中浅部煤层(<1 500 m)	深部煤层(>2 000 m)
埋深/m	900~1 500	2 000~2 600
煤层厚度/m	2.2~9.4, 平均 5.49	4~12, 平均 7.8
含气量/ (m ³ ·t ⁻¹)	12.3	24.3
孔隙度/%	3.98	3.67
渗透率/ 10 ⁻¹⁵ m ²	1.51	0.001~0.130
吸附饱和度	49.6~86.2, 平均 69.5	86.8~100, 平均 93.6
等温吸附特征	朗格缪尔体积 24.9 m ³ /t, 朗格缪尔压力 2.09 MPa	朗格缪尔体积 27.13 m ³ /t, 朗格缪尔压力 2.99 MPa
煤体结构	以碎裂、碎粒结构为主	以原生结构煤为主
镜质组含量/%	60	81.52
平均镜质体 反射率/%	2.2	2.4
平均煤储层 压力/MPa	7.65	20
煤储层温度/℃	30.50~51.19	57.68~72.53

1.2 勘探开发概况

鄂尔多斯盆地东缘发育煤层气、致密气、页岩气等多种近源或源内气藏, 具有纵向叠置特征, “十三五”以前勘探开发对象主要为致密气和中浅层煤层气, 深部煤层仅作为烃源岩进行“源储”研究^[7]。

2019 年以来, 在大吉区块开展了深部煤层气地质—工程一体化研究, 前期利用致密气老井对深部煤层气开展技术试验, D3-7X2 井生产初期日产气超过 0.5×10⁴ m³, 直井产能获得突破。在此基础上优选有利区开展精细评价和试采工作, 提交深部煤层气探明地质储量 1 122×10⁸ m³。

2021 年以来, 为加快深部煤层气规模开发步伐, 落实资源可动性, 攻克关键开发技术瓶颈, 在探明储量区部署实施 2 个先导试验项目, 首口采用大规模体积压裂技术水平井 D6-7P01 生产初期日产气达到

10.1×10⁴ m³, 首年累产超过 1 800×10⁴ m³, 已投产 29 口水平井生产初期平均日产气量达到 10.2×10⁴ m³, 初步实现深部煤层气效益开发, 完成大吉区块深部煤层气一期开发方案编制, 为规模建产奠定了基础。

2 深部煤层气高效开发主控因素

深部煤层气开发是涉及精细地质评价、井位部署、钻井、压裂、排采等多领域的系统工程, 地质条件、工程工艺选取都将影响开发效果。在深入评价深部煤层气藏特征、产气机理和开发规律基础上, 建立深部煤层气“人造气藏”开发理论, 理清高效开发主控因素, 为效益开发奠定基础。

2.1 “人造气藏”开发理论

煤层气是在煤化作用过程中形成、自生自储在煤层中的天然气, 深部煤层渗透率极低^[8-9], 一般只有 0.001×10⁻¹⁵~0.130×10⁻¹⁵ m², 比中浅层低 2~3 个数量级, 且孔隙连通性差, 通常没有自然产能, 需要经过大规模体积压裂才能形成工业产量。深部煤层地质特点导致实现效益开发存在多重困难, 需开展多学科协同攻关, 落实开发“甜点”区, 明确煤层微幅构造特征、纵向岩性组合特征、天然裂隙及应力条件等地质、工程因素, 开展地质—工程一体化井网优化设计, 通过大规模体积压裂形成“人造高渗区”, 大幅度改变煤储层渗流环境和气体赋存状态, 构建煤层基质—微孔—井筒的高渗导流通道, 使部分基质表面吸附气转化为游离气, 同时束缚在封闭孔隙中的游离气实现连通具有渗流能力, 形成井网与缝网高度弥合的“人造气藏”。在气井生产初期, 游离气通过高渗导流通道快速产出, 该阶段产量较高, 但生产初期解吸气量无法弥补游离气产出量快速减少, 气井产量递减较快, 生产中后期随着储层压力降低, 远端裂缝闭合, 导致解吸气供给不足, 气井生产曲线呈“L”形, 低产稳产周期长, 因此气田稳产需要大批量新钻井补充。

按照“人造气藏”开发理论, 深部煤层气高效开发需要开展地震地质综合研究, 精准刻画储层微观展布特征和变化规律, 寻找平面、纵向开发甜点, 构建精细三维地质模型, 为井位部署、地质导向、压裂作业和排采控制提供基础; 采用长水平段水平井实现最大单井控制面积, 通过多段多簇压裂构建煤储层的高渗导流通道, 以建立复杂连通缝网体系, 最大限度实现体积改造, 最大程度缩短天然气在煤储层基质内运移距离, 构建最优地下连通体; 采用全生命周期地质—工程—管理一体化排采管控措施, 实现最终可采储量 (EUR) 和采收率最大化。在生产中不断总结影响开发效果的主控因素, 深化开发规律认识, 优化井网井距、储层改

造工艺及排采制度等技术体系,实现深部煤层气高效开发。

2.2 高产主控因素

深部煤层气高产关键因素包括资源富集条件 (R) 和有效井控面积 (V) 两大类 (式 (1))。其中,资源富集表征参数主要有煤层厚度、含气量、压力系数、游离气含量等;有效井控面积包括储层钻遇长度、有效改造体积,以及影响储层改造效果的关键参数,如煤体结构、煤层及顶底板岩性组合、力学参数、裂缝发育程度、地应力等;此外,储层改造充分程度也是影响采收率 (E_R) 的关键因素。

$$G_p = RVE_R \quad (1)$$

式中, G_p 为气井累积产气量, 10^8 m^3 ; R 为资源丰度, $10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$; V 为井控面积, km^2 ; E_R 为采收率, %。

2.2.1 资源富集条件是气井高产基础

深部煤层具有广覆式发育、连片展布特征。分析已投产井生产情况,资源丰度与水平井首月平均产气量呈正相关性 (图 2)。煤层压力系数越大,顶底板封盖性越好,游离气含量越高^[10],大吉区块深部煤层气储量区西部和北部地层压力系数一般大于 1.0 (图 3),地层能量足,游离气含量高,资源丰度高,表现出气井初期产量高;水平井初期平均日产气量一般大于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,可自喷生产;丛式井日产气量一般大于 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。东南部地层压力系数一般小于 0.95,游离气含量低,资源丰度较低,压裂后一般无法实现自喷生产,需采取气举或抽油机排采等人工举升措施才能正常产气,水平井生产初期平均日产气量 $8 \times 10^4 \text{ m}^3$,丛式井日产气量 $0.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

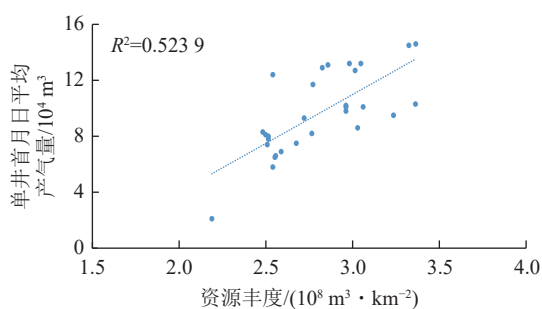
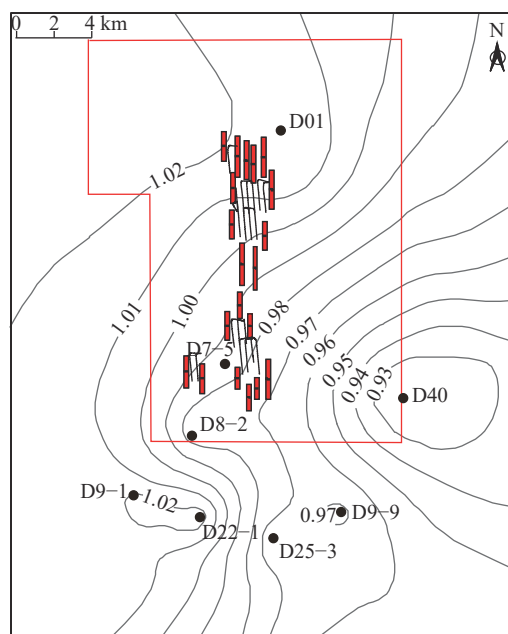


图2 煤层气资源丰度与首月平均产气量关系

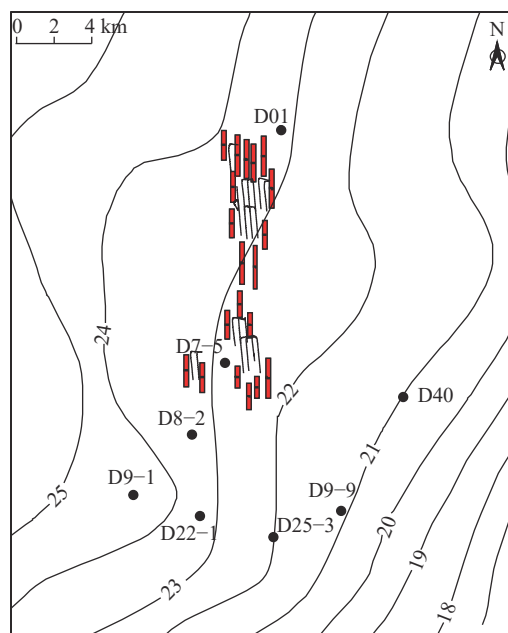
Fig.2 Relationship between CBM resource abundance and average production in the first month

2.2.2 有效改造体积是气井高产关键

深部煤层岩性致密、渗透率极低,在保障资源富集基础上,必须通过大规模体积压裂才能获得工业气流。因此,有效改造体积直接控制气井供气范围,对气井高产至关重要^[11-12]。深部煤层气开发实践表明,



(a) 压力系数平面分布



(b) 含气量平面分布

储量区 水平井 资料井 含气量等值线, m^3/t

图3 8号煤层压力系数及含气量平面分布

Fig.3 Plane distribution of pressure coefficient and gas content in No.8 coal seam

微幅构造及天然裂缝发育程度、地应力差异等均会影响水平井大规模体积压裂改造效果^[13]。

从生产效果看,采用大规模体积压裂直丛井平均加砂规模是常规压裂井 6 倍,平均产气量和 EUR 分别是常规压裂井 2.7 倍和 2 倍;水平井压裂砂量和液量与首月平均日产气量呈正相关关系 (图 4),表明泵入地层液量和砂量越多,改造范围越大,泄流面积也

越大,更有利于煤层气运移,可获得较高产量,且后者相关性高于前者,表明入地总砂量对气井高产影响更为明显。

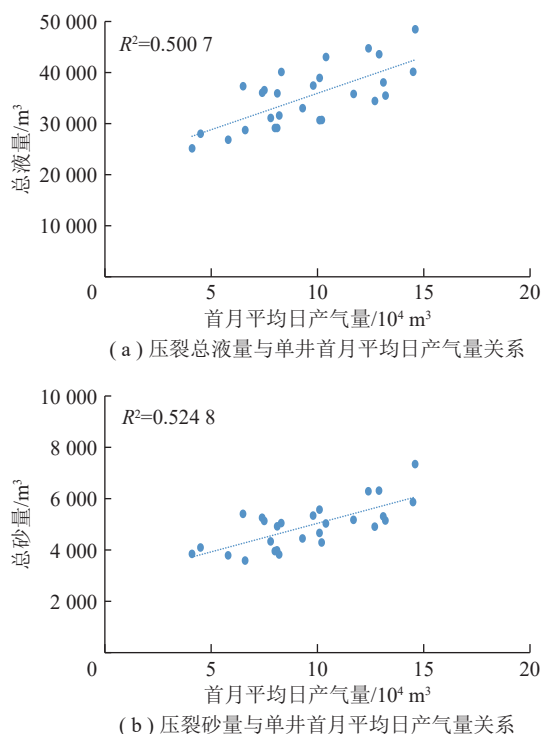


图4 压裂液量及加砂量与单井首月平均日产气量关系

Fig.4 Relationship between fracturing fluid volume, sand volume and average daily gas production in the first month

2.2.3 有效水平段长是气井高产前提

增加水平段长度可有效提高单井控制储量,也是实现降本增效重要突破口^[14]。统计表明,大吉区块深部煤层气在资源富集条件、压裂工艺相当条件下,随着水平井钻遇煤层长度增加,气井产气量呈增长趋势;从区块不同水平段长度水平井建井成本和单位投资EUR关系图来看,水平段越长,单位投资EUR也越高,当水平段长度超过1500 m,单位投资EUR增幅变缓(图5)。

因此,增加有效水平段长度可有效提高单井产量,但需结合不同地区地质条件、建井成本等因素合理优化水平段长度,提高综合开发效益。

2.2.4 良好储层条件是气井高产保障

煤系纵向具有岩性变化复杂、岩石力学性质及地应力差异大的特点,导致不同岩性组合下人工缝网形态差异大,而垂向应力差、不同岩性的可压性也是影响人工裂缝延展范围的主控因素^[15-17]。大吉区块8号煤层纵向一般发育“一分型”“二分型”“三分型”3种煤层结构,其上下围岩一般发育灰岩、泥岩和砂岩3种岩性,从纵向岩性组合特征看,可划分为9种类

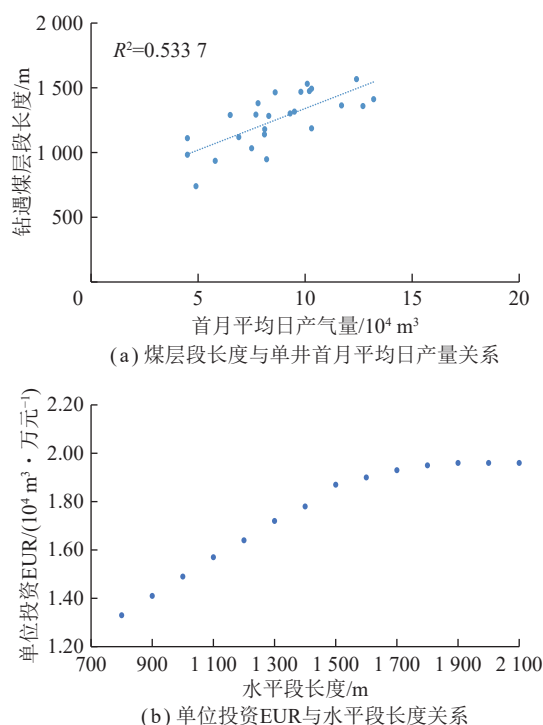


图5 水平段长度与单井初期产量、单位投资EUR关系

Fig.5 Relationship among the length of horizontal section, the initial production of single well and the unit investment EUR

型(图6)。

对比岩石力学参数,煤层具有低弹性模量、高泊松比和低抗压强度的特征,破裂压力最低,砂岩次之,泥岩和致密灰岩破裂压力最高,压裂时人工裂缝易在天然弱面或力学强度低的岩性中延展。目前已完钻水平井揭示模式1-1~模式2-2等5种类型。从生产效果对比来看(图7),模式1-1和模式1-2产气效果最好,折算百米水平段初期平均日产量 $0.75 \times 10^4 \text{ m}^3$,该组合模式下压裂时裂缝缝高更易受控,裂缝主体在煤层中延伸,煤层改造更充分;模式2-1和模式2-2在煤层中部发育1套夹矸,矿物成分主要为黏土,压裂时水力裂缝垂向延伸时受夹矸影响,非煤层水平段未能实现充分改造,折算百米水平段初期平均产量 $0.48 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,为模式1-1和模式1-2的64%。模式1-3产气效果最差,反映出压裂水力裂缝易向底板砂岩扩展,影响人工裂缝在煤层中扩展,煤层改造效果差,为模式1-1和模式1-2的51%。

3 深部煤层气高效开发技术体系

2019年以来,针对深部煤层地质特征以及开发难点,不断开展理论技术创新和实践探索,建立深部煤层气高效开发技术体系,指导大吉区块深部煤层气进入了商业开发,日产气突破 $300 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

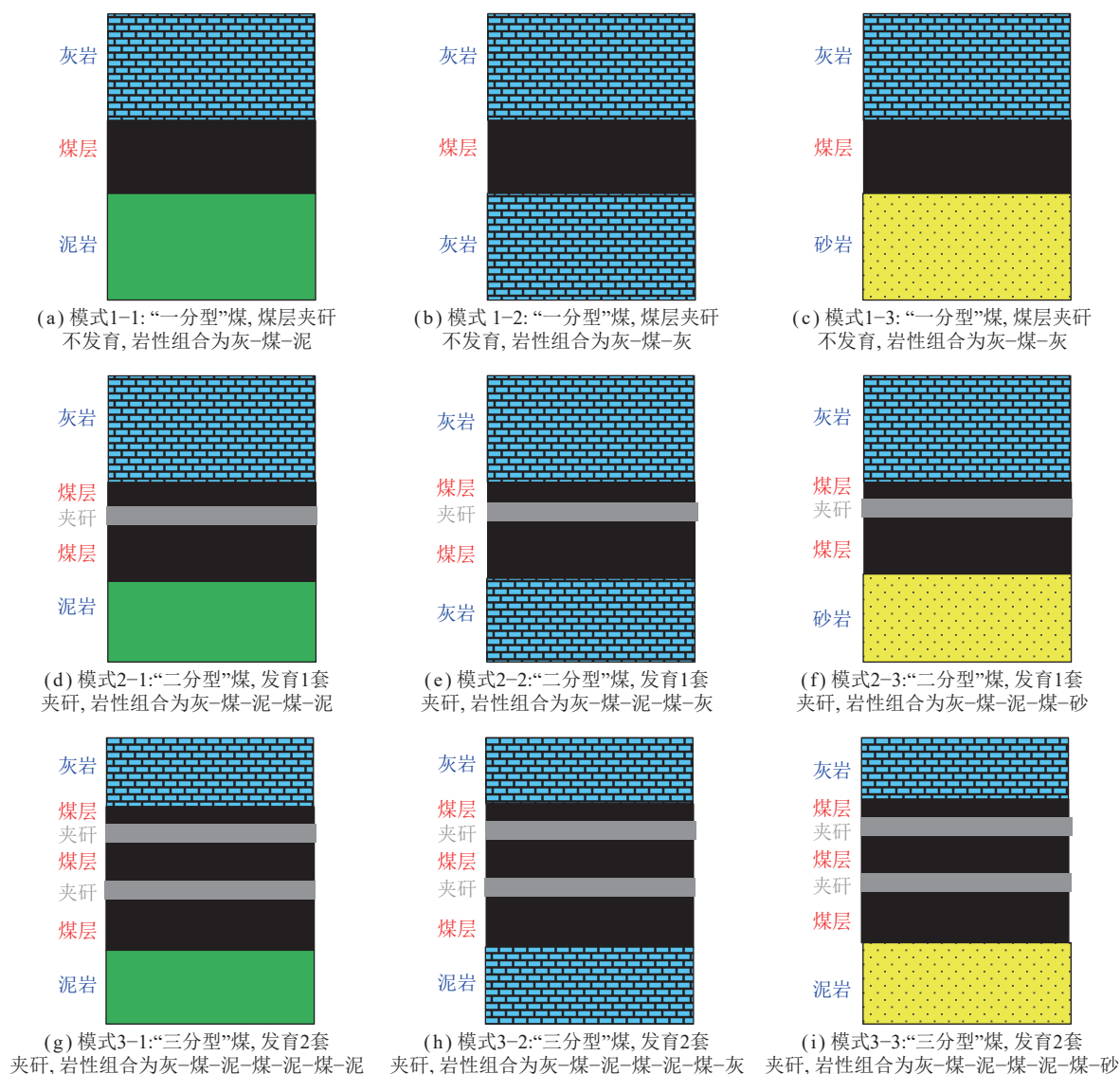


图6 大宁—吉县区块8号煤9种岩性组合类型示意

Fig.6 Schematic diagram of 9 lithological assemblage types of coal No. 8 coal seam in Daning-Jixian Block

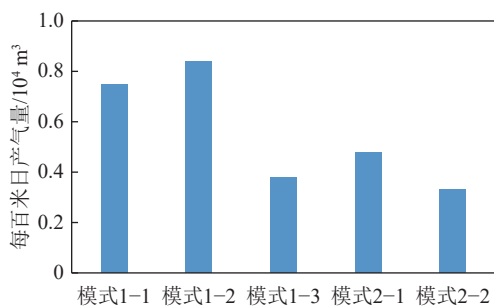


图7 大宁—吉县区块不同岩性组合模式产气量柱状

Fig.7 Production plot of different lithological assemblage types in Daning-Jixian Block

3.1 地质-工程开发甜点优选技术

深部煤层非均质性强, 渗透性极差, 经过压裂改造形成的人工裂缝与天然裂缝共同构成气体运移通

道^[18-19]。深部煤层气开发甜点优选需要基于资源、储层、构造、工程四大类指标以及当前可实现的建井成本和开发技术, 既考虑地质“甜点区”, 还需明确易实现体积压裂的工程“甜点段”, 优选出地质-工程开发甜点区。因此, 开展甜点精细刻画是深部煤层气高效开发基础。

3.1.1 平面甜点优选技术

深部煤层气地质-工程开发甜点评价, 煤层厚度和含气量是基础, 决定了煤层气资源富集程度; 埋深和微构造影响裂隙发育, 对气井高产具有较强控制作用^[1-2, 11]; 煤体结构影响人工裂缝扩展, 原生结构煤一般位于构造平缓区, 裂缝扩展效果好, 构造煤一般位于构造挤压区, 煤体较为疏松, 造缝困难^[20-21]; 地应力大小和方位控制人工裂缝延展方向以及裂缝形态, 垂向应力差越大, 缝高越易受控, 水平应力差越小, 越易

形成网状缝, 储层改造效果越好^[22]。

因此, 基于深部煤层气高产主控因素分析, 围绕储层资源条件 (煤层结构、煤层厚度、含气量、煤体结构等)、构造保存条件 (微构造、顶底板封盖条件、地

层压力系数等)、工程可改造条件 (地应力、裂缝发育程度) 等参数, 构建了一套适应于深部煤层气高效开发的地质-工程开发甜点指标体系和分类评价标准 (表 2), 落实了核心建产区。

表 2 甜点区分类评价标准

Table 2 Classification evaluation criteria for “geological dessert areas”

甜点区		I 类A区	I 类B区	II类区	III类区
储层资源条件	岩性组合	模式1-1、模式1-2		模式1-3、模式2-1、模式2-2、模式3-1、模式2-1	
	煤层厚度/m	> 6		4~6	
	含气量/(m ³ · t ⁻¹)	> 22		19~22	
	资源丰度/(10 ⁸ m ³ · km ⁻²)	> 1.7		1.5~1.7	
	煤体结构	原生结构煤		构造煤	
构造保存条件	构造	平缓区	低凸、低凹区	低凸、低凹区	陡坡区
	压力系数	> 0.98		< 0.98	
	顶板灰岩厚度/m	> 10		< 10	
	底板泥岩厚度/m	> 5		< 5	
工程改造条件	裂缝发育情况	裂缝较发育		裂缝不发育	
	煤层垂向应力差/MPa	> 10		< 10	
	煤层水平应力差/MPa	< 4		> 4	

大吉区块已投产 29 口水平井均位于 I 类区, 高产井比例超过 90%, 其中 I 类 A 区 25 口, 平均日产气量 11.3×10⁴ m³, I 类 B 区 4 口, 平均日产气量 6.1×10⁴ m³, 证实该评价指标的合理性。

3.1.2 纵向甜点优选技术

煤层非均质性不仅表现在平面上、层间上, 其纵向上也表现出较强非均质性^[23-24], 纵向甜点也是影响水平井产能关键因素, 确定最优靶体需综合考虑煤层纵向非均质性, 包括煤层含气性和工程改造性 2 个方面。

影响煤层压裂效果的地质因素除煤体结构和地

应力之外, 还包括宏观煤岩类型、力学性质和天然裂缝发育程度。煤层高含气段录井气测一般较高; 光亮煤和半亮煤一般裂隙发育, 易形成网状缝, 半暗煤和暗淡煤易穿透顶底板, 形成短高缝; 煤体结构破坏程度越高, 煤层越容易扩径、自然伽马越高^[25]; 灰分产率越高, 自然伽马和密度越高; 镜煤-亮煤含量越高, 密度越低、声波时差越高、自然伽马越低。因此, 综合选取录井气测、煤岩宏观类型、煤体结构、灰分产率 4 项录井参数, 自然伽马、声波时差和密度 3 项测井参数共 7 项指标, 建立纵向靶体评价体系 (表 3) 以确定水平井纵向靶体。

表 3 水平井纵向靶体评价优选标准

Table 3 Evaluation and optimization criteria for longitudinal target body of horizontal wells

含气量/ (m ³ · t ⁻¹)	煤体结构	灰分产率/%	宏观煤岩类型	录井气测/%	自然伽 马/API	声波时差/ (μs · m ⁻¹)	密度/ (g · cm ⁻³)
> 22	原生结构	<20	光亮煤、半亮煤	> 50	< 60	> 400	< 1.5

以发育一分型煤层的 D22 井为例 (图 8), 该井在上部 3~5 m 的煤层段, 岩心观察为原生结构煤, 自然伽马普遍小于 60 API, 样品分析和测井解释灰分低于 20%, 含气量高于 25 m³/t, 镜质组含量高于 80%, 为光亮煤, 确定为纵向甜点段, 可作为水平井目标靶体。

3.2 煤储层特征精细刻画技术

3.2.1 构造解释技术

精细刻画煤层微幅构造特征及裂缝发育情况是

提高煤层优质靶体钻遇率、优化压裂设计的基础, 也决定地质模型准确程度^[26-27]。充分利用高精度三维地震资料, 在井震标定、层位精细解释、空变速度建场基础上, 进行小网格、不平滑、大比例尺构造精细成图, 充分利用大斜度井、水平井井斜数据, 严格按照井轨迹准确标定层位, 采用模型约束法和多层位井校正空变速度体重构, 构建三维地震工区速度场, 落实煤层精细构造形态。

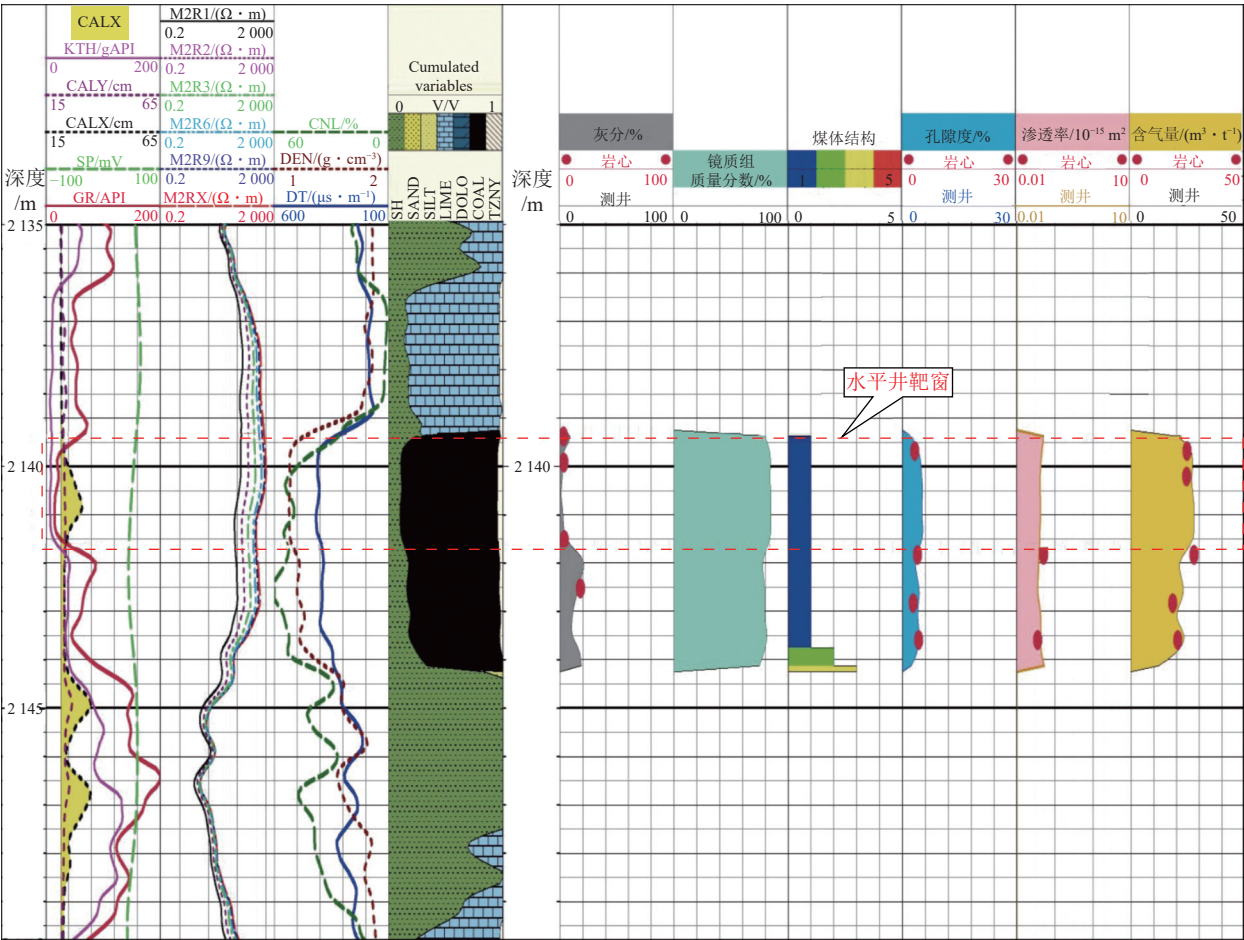


图 8 D22 测井及岩心标定综合解释成果

Fig.8 Logging and core interpretation of well D22

在大吉区块实现幅度小于 5 m 的微幅度构造精细刻画(图 9),基于此研究成果实施的 35 口水平井煤层实钻深度与预测深度相对误差小于 0.1%。

3.2.2 储层裂缝预测技术

基于 OVT 域地震数据分析,采用椭圆拟合法、方位统计法以及蚂蚁追踪算法,开展各项异性分析和多尺度裂缝预测(图 10)。通过阵列声波测井各向异性强度对比以及岩心裂隙描述综合分析,确定预测结果更符合工区实际。

D14-5 井台 2 口井压裂施工作业时压力监测结果显示(表 4),天然裂缝发育区压裂时邻井压力出现异常,裂缝不发育区无异常,综合判断预测结果符合率达到 72%。

3.2.3 三维地质建模技术

精准刻画不同小层微观储层展布特征对建模要求高,构建地质-工程一体化三维精细地质模型是深部煤层气效益开发关键技术。在微幅构造及裂缝精细刻画基础上,综合应用地震、测井、岩心和动态监测等基础资料,采用以沉积相+井震资料双约束的小层

精细划分、分层次多尺度建模技术方法,建立了大吉区块深部煤层气开发区构造-地层格架模型;围绕地质-工程开发甜点主要评价参数,采用确定性建模和随机建模方法,构建了煤层结构、煤体结构、含气量、灰分、镜质组质量分数、宏观煤岩类型、孔隙度等 7 种属性模型。模型平面网格尺寸 20 m×20 m,纵向网格尺寸 0.2~1.0 m,实现深部煤层“地质+工程”全要素量化、可视化表征,可清晰直观呈现煤层纵横向非均质性特征。

基于煤岩割理裂隙发育程度以及地震预测裂缝密度结果,采用多体约束属性随机模拟技术,建立不同尺度下离散裂缝网格模型,表征不同类型裂缝空间展布特征,为构建天然缝网-人工缝网耦合的缝网模型奠定基础。

3.3 地质工程一体化导向技术

地质导向技术是提高水平井优质靶体钻遇率、降低工程难度、缩短钻井周期的关键技术^[28-29]。按照“地质小尺度、三维地震微尺度、轨迹走靶体、少调快钻”水平井导向思路,形成了钻前轨迹优化设计、精准

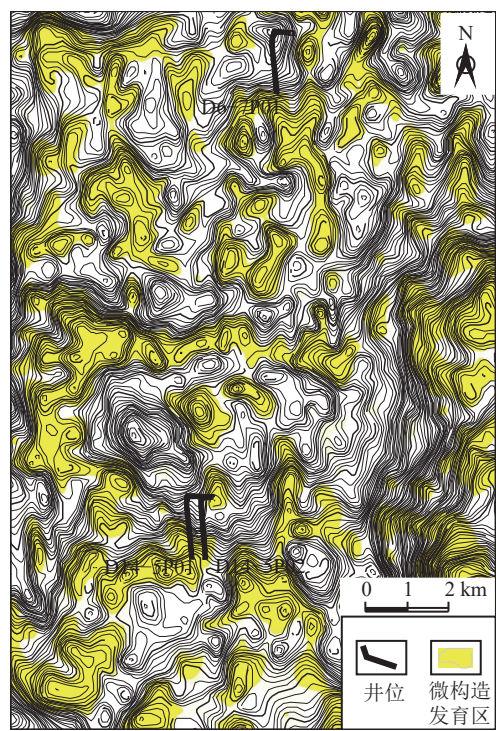


图 9 8 号煤层顶面微构造展布

Fig.9 Distribution of microstructures on the top surface of No. 8 coal seam

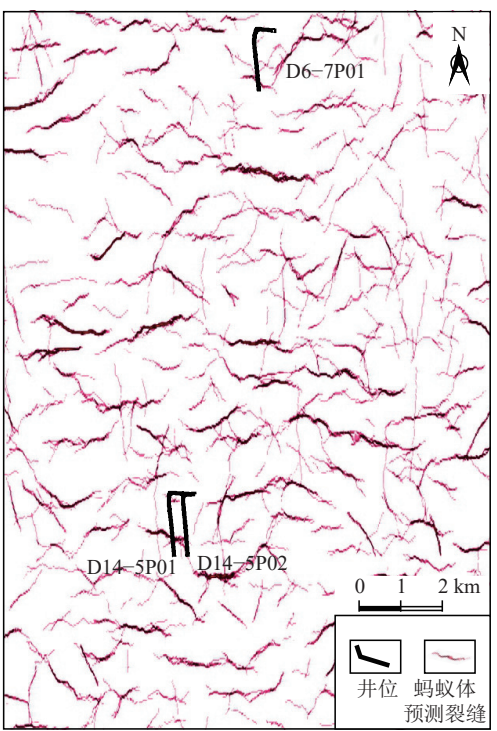


图 10 8 号煤层蚂蚁体微裂缝预测

Fig.10 Predicted fracture distribution using ant-tracking of No.8 coal seam

表 4 D14-5 井台 8 号煤层裂缝预测与压力监测结果对比
Table 4 Comparison of fracture prediction and pressure monitoring of No.8 coal seam in D14-5 well group

压裂井段	D14-5P02		D14-5P01	
	裂缝预测	压力异常	裂缝预测	压力异常
1段	发育	有	发育	有
2段	发育	有	发育	有
3段	发育	有	发育	有
4段	发育	有	发育	有
5段	发育	有	发育	有
6段	发育	无	发育	有
7段	较发育	无	发育	有
8段	较发育	无	较发育	无
9段	较发育	无	较发育	无
10段	较发育	无	较发育	无
11段	不发育	无	不发育	无
12段	不发育	无	不发育	无
13段	不发育	无		
14段	不发育	无		

入靶及靶后微调三阶段导向技术。

钻前轨迹设计是在构建精细三维构造模型基础上,制定井轨迹精准控制方案,细化井轨迹控制节点。入靶前导向是在入靶前后导向阶段,采用“逐层逼近”

法、小层精细对比法,预测储层位置,逐步逐层调整井斜,确保精确中靶、井轨迹光滑。靶后水平段导向是水平段导向过程中,通过分析邻井煤层纵向自然伽马、气测、煤岩煤质、煤体结构等参数变化特征,结合随钻过程中钻录测数据变化趋势,判断钻头位置,在地震引导下把握地层和煤层厚度变化趋势,优化轨迹,确保煤层钻遇率和轨迹光滑,降低钻井施工难度,提高机械钻速。

在上述 3 阶段高效地质导向技术(图 11)指导下,大吉区块 35 口完钻井平均水平段长 1 261.5 m,煤层钻遇率 97.0%,甜点钻遇率 90.3%(表 5)。

3.4 井网优化设计技术

非常规油气藏实现效益开发、提高采收率必须构建井网与缝网高度弥合的人造气藏,就要以开发甜点区为单元,科学合理井网部署,通过大规模体积压裂,大幅改变地下流体渗流环境和补充地层能量,人工干预实现深部煤层气规模效益开发^[30]。

天然裂缝发育程度、人工裂缝与天然裂缝相交角度、煤岩抗张强度、水平应力差和井型是影响人工裂缝延展方向主控因素。李倩、宋晨鹏等^[15-16]对裂缝水平扩展机理研究认为,在水平应力差低、相交角小的条件下,人工裂缝易沿天然裂缝尖端发生剪切破坏扩展,反之易直接穿过天然裂缝延原有方向扩展。天然裂缝相对密集、裂缝尺寸较长时人工裂缝易沿天然裂

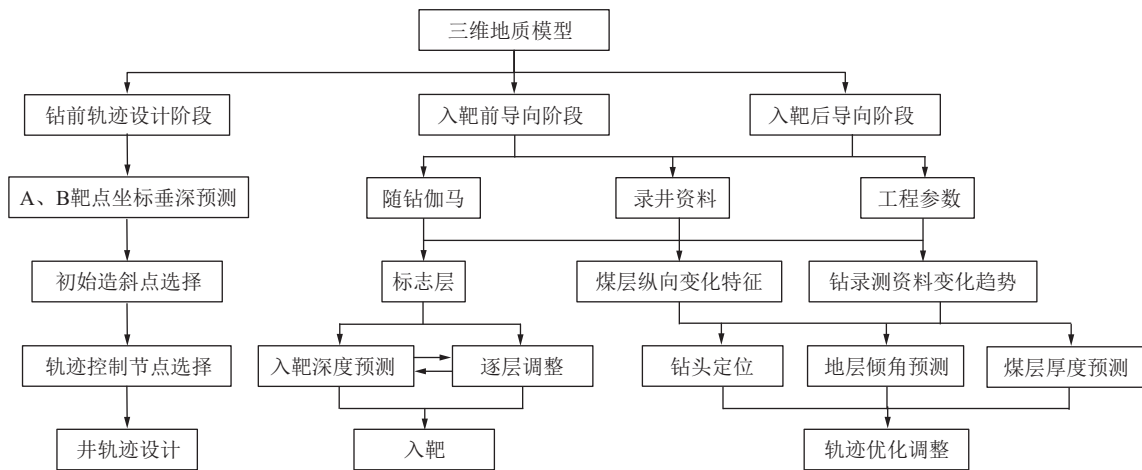


图 11 地质导向技术工程流程

Fig.11 Geological steering technology engineering flowcharts

表 5 大宁-吉县区块深部煤层气井产能指数与气井合理配产

Table 5 Production capacity index and reasonable production allocation of deep coalbed methane in Daning-Jixian Block

序号	井号	最大井底 流压/MPa	平均产量/ (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)	一个月后 井底流压/MPa	产能指数/ (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)	配产系数	配产/ (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)
1	D6-7P01	11.6	8.0	5.3	14.6	1/4~1/3	3~5
2	D14-5P01	10.5	9.0	6.7	24.8	1/5~1/4	5~6
3	D14-5P02	11.4	10.1	8.9	45.9	1/6~1/5	7~9
4	D01	19.4	13.4	13.5	44.1	1/6~1/5	7~9
5	D02	13.1	13.0	9.4	45.7	1/6~1/5	7~9
6	D03	15.4	13.3	10.4	40.7	1/6~1/5	6~8
7	D04	16.0	12.9	9.2	30.5	1/6~1/5	5~6
8	D05	13.3	13.2	9.5	46.7	1/6~1/5	7~9
9	D08	16.9	14.9	11.8	49.0	1/6~1/5	8~10
10	D09	16.1	14.9	11.5	51.4	1/6~1/5	8~10
11	D10	13.4	9.9	10.1	39.4	1/6~1/5	6~8
12	D11	12.7	8.3	10.1	39.5	1/6~1/5	6~8
13	D12	12.7	7.8	9.7	34.0	1/6~1/5	5~7
14	D13	13.2	6.4	10.7	33.5	1/6~1/5	5~7
平均		14.0	11.1	9.8	38.6		

缝扩展,形成复杂裂缝网络。吕帅锋等^[31]通过煤矿掘进工作面的连续观察和裂缝扩展形态解构,认为人工裂缝扩展方向受到最大主应力和天然裂隙共同控制,近井筒附近天然裂缝发育区,人工裂缝在近井筒附近延外生节理延展,远井部位沿最大主应力方向延展,反之人工裂缝先沿最大主应力方向延展。付世豪等^[17]对不同井型的人工裂缝垂向扩展分析认为,直丛井人工缝网易突破岩层界面呈“十”型,在岩性界面扩展,水平井裂缝沿水平方向转向,呈“工”型或“T”型。

合理的井网井距主要通过压力干扰监测及人工缝网展布形态模拟确定,建立井距与人工裂缝配置关

系,提高资源动用程度。因此,深部煤层气开发部署要开展基于“地应力场、天然裂缝场、人工裂缝场、井型与方位、井网井距”等五位一体协同优化设计。如图 12 所示,若近井筒附近天然裂缝发育,相交角为 α ,布井方向与最大主应力夹角 β 应小于相交角,更易形成网状缝网,平面上还需综合考虑最大主应力方向的演变规律和天然裂隙展布形态,一次性成网,提高井控资源及气田资源动用程度,实现由“单井工程”向构建“区域大缝网场体系”转变,建立多维矢量弥合井网,打破缝网孤岛,进而实现资源动用最大化和气田采收率最大化。

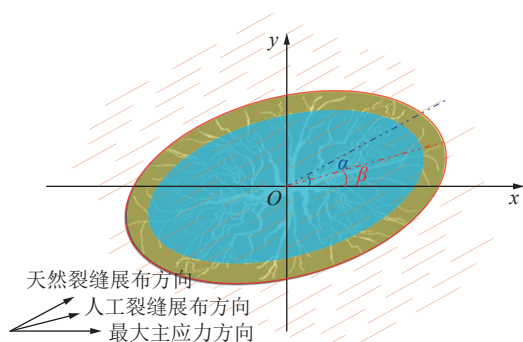


图12 “五位一体”井网优化示意

Fig.12 Schematic diagram of “five in one” well pattern optimization

3.5 产能评价和 EUR 预测技术

气井合理产能、EUR 评价技术需要综合考虑深部煤层气赋存特征、渗流机理和生产规律。由于深部煤层气在国内外规模开发处于起步阶段,投产井数较少、生产时间较短,尚无可鉴的产能评价成熟方法。

笔者在对动态分析法、数值模拟法、解析模型法开展适用性评价基础上,引入深部煤层气产能指数反映气井生产初期最大产能,确定气井合理配产,深部煤层气产能指数公式为

$$W = Q \frac{P_{\max}}{P_{\max} - P_{\min}}$$

式中, W 为气井产能指数, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; P_{\max} 为井口压力峰值对应井底压力, MPa; P_{\min} 为压力峰值第 1 个月后井底压力, MPa; Q 为压力峰值后第 1 个月平均产气量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

计算 D6-7P01 等生产时间超过 6 个月的 14 口水平井产能指数 $14.6 \times 10^4 \sim 51.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 平均 $38.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (表 5)。结合非常规气产气机理^[32-33], 采用“高产低配、低产高配”原则, 配产系数 $1/6 \sim 1/3$ 。以 D6-7P01 井为例, 该井产能指数为 $14.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 按照配产系数 $1/4 \sim 1/3$, 首年配产为 $3.7 \times 10^4 \sim 4.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 首年实际平均产气量 $5.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 表明产能评价指标与配产系数相对合理。

当前深部煤层气井全生命周期生产特征规律仍不明朗, EUR 评价技术还不成熟。因此, 结合当前气井生产特征, 借鉴非常规气藏 EUR 预测方法^[34-36], 初步开展以产量不稳定分析法为主, 经验产量递减法和数值模拟法、经验类比等方法相结合的 EUR 预测技术研究。

生产时间超过 6 个月的 14 口水平井评价结果显示, 产量不稳定分析法预测 EUR 为 $5\,679 \times 10^4 \sim 7\,348 \times 10^4 \text{ m}^3$, Arps 递减分析法预测 EUR 为 $4\,762 \times 10^4 \sim 7\,376 \times 10^4 \text{ m}^3$, 经验类比法预测 EUR 为 $4\,758 \times 10^4 \sim 9\,326 \times$

10^4 m^3 , 采用双孔单渗模型对 D6-7P01 井开展数值模拟, 预测该井 EUR 为 $5\,500 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。评价结果表明产量不稳定分析法、数值模拟法预测 EUR 与水平井首月平均产气量、产能指数相关性高 (图 13), 可作为当前深部煤层气井 EUR 预测方法。

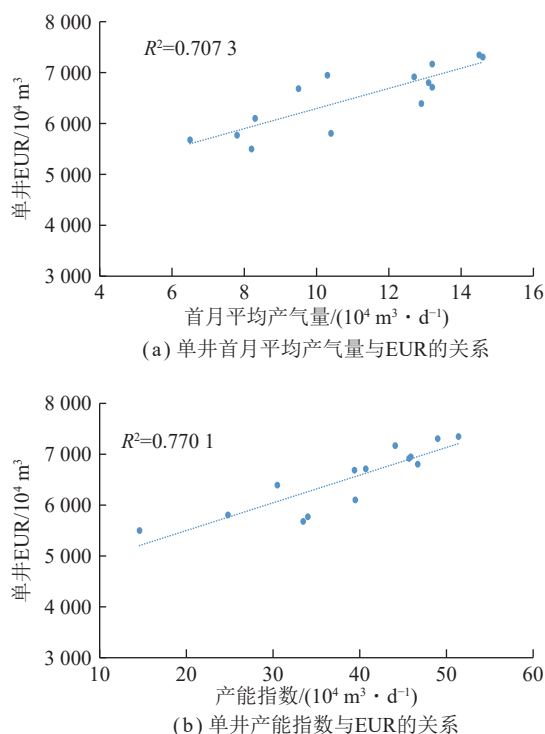


图13 单井首月平均产气量、产能指数与 EUR 的关系

Fig.13 Relationship among average gas production per well in the first month, productivity capacity index and EUR

3.6 大规模体积压裂优化技术

深部煤层气实现效益开发既要构建大规模人造缝网, 形成人造气藏, 又要考虑煤层敏感性降低压裂液对储层伤害^[37]。基于“控液增砂”储层改造技术思路, 通过控制前置液比例和总液量, 快速提高携砂液阶段砂比, 大幅提高排量和优化压裂液黏度实现高砂比连续加砂, 优化支撑剂粒径组合和大规模加砂提高有效改造体积。形成井眼轨迹、构造、蚂蚁体、各向异性等影响裂缝扩展因素的“四位一体”精准选段技术, 制定“井间交错+段内差异化”压裂设计, 为构建弥合缝网提供支撑。构建超大、超密、充分支撑的体积缝网, 形成深部煤层“大规模体积压裂”技术。

大吉区块经过 3 轮次压裂工艺优化和实践 (表 6), 压裂施工排量由 $18 \text{ m}^3/\text{min}$ 提高到 $21 \sim 22 \text{ m}^3/\text{min}$, 单段加砂量由 340 m^3 提高到 $400 \sim 600 \text{ m}^3$, 支撑剂由 100 目 (0.148 mm) 和 40 目/70 目 ($0.425 \text{ mm}/0.212 \text{ mm}$) 为主优化为以 100 目 (0.148 mm) 石英砂为主。

3.7 全生命周期排采优化控制技术

深部煤层气富含游离气^[4], 气井生产特征与中浅

层明显不同,经过短期返排后快速见气,产气量较短时间可达峰值,生产初期可自喷生产,不需要人工举升。结合深部煤层气赋存特征和渗流机理,初步建立气井全生命周期 5 个阶段的典型生产曲线 (图 14),并针对各阶段产出特征形成与之相适应的排采优化控制措施。

表 6 深部煤层气压裂工艺技术发展历程
Table 6 Breif table of development history of deep coalbed methane fracturing technology

时间	主要特点
2019—2020年	常规改造工艺:每段5~6簇射孔,单段液量1 000~1 500 m ³ ,单段加砂量10~50 m ³ ,支撑剂以40目/70目(0.425 mm/0.212 mm)石英砂、30目/50目(0.600 mm/0.300 mm)陶粒为主,施工排量8~10 m ³ /min,施工压力30~55 MPa
2021年	体积改造工艺:每段3簇射孔,单段液量2 800 m ³ ,单段加砂量340 m ³ ,支撑剂以100目(0.148 mm)和40目/70目(0.425 mm/0.212 mm)石英砂为主,施工排量18 m ³ /min,施工压力60~80 MPa
2022年至今	大规模体积改造工艺:每段3~7簇射孔,单段液量3 300 m ³ ,单段加砂量400~600 m ³ ,支撑剂以100目(0.148 mm)石英砂为主,施工排量21~23 m ³ /min,施工压力60~80 MPa

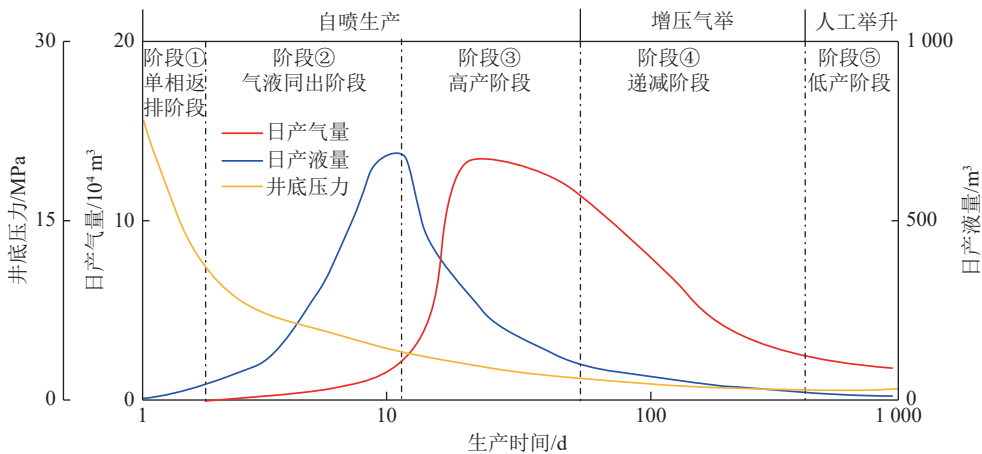


图 14 大宁—吉县区块深部煤层气生产阶段划分及典型曲线

Fig.14 Division of production stages and typical curves of deep coalbed methane in Daning-Jixian Block

阶段①和阶段②处于压裂液返排阶段,阶段①为单相排液期,表现为返排液量逐渐增大,只产液不产气;从阶段②开始,产液量逐渐上升到最高,游离气开始产出,气液比逐渐增大,压裂液返排阶段一般出砂量较小。因此,前 2 个阶段的控制目标以“不出砂、不出煤粉”为原则,加快排液,提高返排率,降低压裂液对储层伤害。

阶段③为高产稳产阶段,表现出产液量迅速下降,产气量逐渐上升到峰值,气液比持续增大,游离气大量产出,随着缝网内压力降低,吸附气开始解吸。较高的初期配产对煤层产生较大的应力敏感伤害,压降漏斗无法有效扩展,较低的初期配产无法保证压裂液正常排出。要根据产能预测结果,在保证气井正常生产、满足临界携液流量的基础上,制定合理配产。

阶段④为递减阶段,随着压裂缝网附近地层压力持续降低,产气持续下降,游离气减少而吸附气解吸,气井表现为产液缓慢下降,产气量缓慢下降,该阶段需采用增压气举等措施延长自喷生产时间,扩大压降

范围,为解吸气大量产出奠定基础。
阶段⑤为低产阶段,随着地层压力持续降低,以裂缝远端吸附气解吸为主,表现为“低产液、低产气、低压力”的生产特点,生产特征与中浅层煤层气类似,需要人工举升设备,控制的关键在提高设备运行连续性,确保气井连续稳定生产,以实现解吸气大量产出。

3.8 集输与数智化控制技术

深部煤层气生产初期表现出高产气量、高产液量、高井口压力的特征,可自喷生产,中后期产气量、井口压力快速下降,需采用泡排等人工举升工艺,与中浅层存在显著差异。气井高产阶段携液生产导致井口压力快速下降、自喷生产维持时间短,导致生产过程中气井工况变化快,井筒中流体物理化学特性快速变化,集输效率快速下降。因此,深部煤层气规模开发要通过持续优化采气工艺、生产参数、集输管网压力分布,延长自喷生产周期,提高地层能量利用效率,最终提高气田采收率。

随着煤层气开发从浅层向深部进军,效益开发难度也越来越大、勘探开发成本不断提高。在当前 AI

技术快速发展的机遇期,深部煤层气也需要将岩心分析数据、地震数据、测井数据、生产动态数据等数据资产向测井智能解释、储层智能评价、生产运行智能管理的“数智化”转变,形成涵盖地质、钻井、压裂、排采、地面集输等多专业一体化软件平台和数字孪生技术,由各专业独立运行向一体化协同运行转变,在深部煤层气规模开发中实现提质、降本、增效。

4 应用效果

4.1 气井生产参数的明确

大吉区块深部煤层气水平井单相排液阶段持续时间一般 2 d 左右,只产液不产气,产液量一般 30~150 m³/d;气液同出返排阶段持续时间一般 6~29 d,平均 14 d,最高产液量可达到 500~1 260 m³/d;同时游离气开始产出,点火可燃,自喷生产时压裂液返排

率为 14.87%~42.79%,平均 22.66%;高产阶段持续时间一般 7~95 d,平均 30 d 左右,随着压裂液大量返排,游离气大量产出,日产气量快速上升至 5×10⁴~16×10⁴ m³,平均超过 10×10⁴ m³,日产水量由 500~1 260 m³下降至 40~200 m³,气液比上升至 0.5×10⁴ m³/m³ 以上(表 7),随着储层压力降低,微裂缝游离气持续供给,产气量相对稳定,此阶段以游离气产出为主,近井地带解吸气开始产出;递减阶段持续时间平均超过 1 年,随着地层压力持续降低,游离气减少,煤层进入缓慢解吸阶段,但解吸气无法弥补游离气,产气量出现递减,日产水量一般在 10 m³/d 以下;低产阶段以裂缝远端吸附气解吸为主,在低渗条件下气体向井筒运移时间比较长,产量较低但相对稳定,产量 1×10⁴~2×10⁴ m³/d,递减速率开始变缓,单位压降的产气量升高。

表 7 不同生产阶段生产特征参数

Table 7 Parameters of production characteristics in different production stages

生产阶段	生产时间/d	产水量/(m ³ ·d ⁻¹)		返排率/%	产水量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)	
		初期	末期		初期	末期
阶段1(单相返排阶段)	1~3	30~150	50~400	0.07~0.86/0.35	—	—
阶段2(气液同出阶段)	4~30	50~400	500~1 260	4.4~27.15/12.23	点火可燃	点火可燃
阶段3(高产阶段)	7~95	500~1 200	40~200	19.03~46.88/28.97	2~6	5~16
阶段4(递减阶段)	> 400	40~200	1~5	> 45.00	9~15	1~2
阶段5(低产阶段)				暂无生产井		

注:返排率这列数据格式:最小值~最大值/平均值。

4.2 指导先导试验实施

2021 年以来,在大吉区块探明储量区实施 2 个开发先导试验项目,部署水平井 35 口,设计地质气藏、钻完井、储层改造、采气集输等试验内容。

已投产 29 口水平井单井初期平均日产气量 10.2×10⁴ m³(图 15),8 口井生产时间超过 330 d,累产气量超过 2 000×10⁴ m³,平均累产气量 2 381×10⁴ m³,预测单井平均 EUR 在 6 500×10⁴ m³ 以上,其中 D14-5 井台

两口井生产 358 d 累产气量分别达到 2 500×10⁴ 和 2 800×10⁴ m³。

通过开发先导试验基本落实了井型、井网、井距、气井产能等关键开发参数,完善了深部煤层气效益开发主体工艺技术,初步建立了深部煤层气效益开发模式。在此基础上,围绕开发先导试验区,完成了大吉区块一期开发方案编制、现场生产组织与实施,实现深部煤层气工业化开发与技术应用。

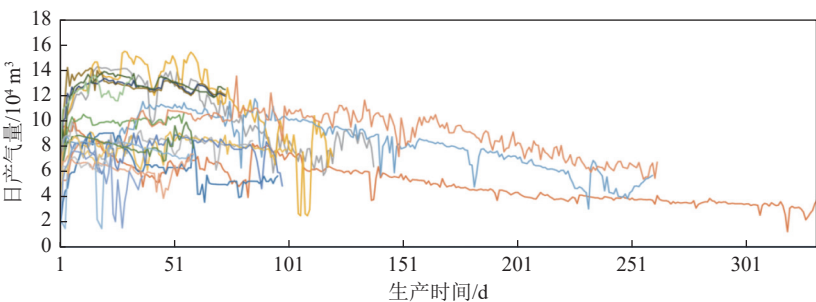


图 15 大宁—吉县区块深部煤层气水平井生产曲线

Fig.15 Production curves of deep coalbed methane horizontal wells in Daning-Jixian Block

4.3 展现良好开发前景

在深部煤层气高效开发理论技术支撑下,大吉区块开发效果得到显著提升,日产气量快速突破 $300 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

在大吉区块深部煤层气勘探开发示范下,鄂尔多斯盆地石楼西、三交北、佳县等区块深部煤层气勘探开发均取得突破,有效推动我国深部煤层气快速发展。中国矿业大学对全国 29 个主要盆地估算深部煤层气资源量 $40.71 \times 10^{12} \text{ m}^3$,总资源规模与页岩气、常规气相当^[38-40],有望成为继致密气、页岩气之后又一规模上产天然气资源。

鄂尔多斯盆地是当前深部煤层气勘探开发热点地区,地质认识程度较高,盆地内多个区块勘探取得突破,已具备深部煤层气规模上产条件,有望成为天然气增储上产新的增长极,实现煤层气产业跨越式发展。

5 结 论

(1) 近 5 a 勘探开发实践表明,资源富集条件、有效改造体积、水平段长、良好储盖组合条件是影响深部煤层气高产关键因素,效益开发需开展多学科协同攻关,通过地质工程一体化精准刻画煤储层特征,落实开发甜点,采用大规模体积压裂实现煤层充分改造,大幅改变煤层渗流环境和气体赋存状态,形成人造高渗区,建立基质-微孔-井筒高渗导流通道,构建井网与缝网高度弥合“人造气藏”,是深部煤层气实现效益开发基础。

(2) 通过开发先导试验,建立了地质-工程一体化背景下的深部煤层气高效开发技术体系,包括开发甜点优选技术、煤储层精细刻画技术、地质工程一体化导向技术、井网优化设计技术、产能评价和 EUR 预测技术、大规模体积压裂技术、排采优化控制技术和集输与数智化技术等,有效支撑了鄂东缘深部煤层气规模效益开发和工业化应用。

(3) 在研究成果指导下,大吉区块深部煤层气单井产量获得大幅提高,29 口水平井初期平均日产气量达到 $10.2 \times 10^4 \text{ m}^3$,区块日产气量超过 $300 \times 10^4 \text{ m}^3$,实现了深部煤层气开发重大突破,引领和带动我国深部煤层气勘探开发快速推进,鄂尔多斯盆地石楼西、三交北、佳县等区块均取得突破,为我国丰富的深部煤层气资源向工业产量转化提供了理论基础和技术示范,对保障国家能源安全,增加天然气供应具有重要意义。

参考文献(References):

- [1] 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.
- [2] 李曙光,王成旺,王红娜,等.大宁—吉县区块深层煤层气成藏特征及有利区评价[J].煤田地质与勘探,2022,50(9):59-67.
LI Shuguang, WANG Chengwang, WANG Hongna, et al. Reservoir forming characteristics and favorable area evaluation of deep coalbed methane in Daning-Jixian block[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 59-67.
- [3] 李勇,吴鹏,高计县,等.煤成气多层系富集机制与全含气系统模式——以鄂尔多斯盆地东缘临兴区块为例[J].天然气工业,2022,42(6):52-64.
LI Yong, WU Peng, GAO Jixian, et al. Multilayer coal-derived gas enrichment mechanism and whole gas bearing system model: A case study on the Linxing Block along the eastern margin of the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 52-64.
- [4] 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.
- [5] 杨秀春,徐凤银,王虹雅,等.鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开发历程与启示[J].煤田地质与勘探,2022,50(3):30-41.
YANG Xiuchun, XU Fengyin, WANG Hongya, et al. Exploration and development process of coalbed methane in eastern margin of Ordos Basin and its enlightenment[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 30-41.
- [6] 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.
- [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] 赵景辉.埋深对深部煤层气储层物性及开发效果的影响——以鄂尔多斯盆地东南缘延川南区块为例[J].油气地质与采收率,2022,29(3):62-67.
ZHAO Jinghui. Effect of burial depth on reservoir petrophysical properties and development performance of deep coalbed methane reservoirs: A case of Yanchuannan Block in southeastern margin of Ordos[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(3): 62-67.

- 62-67.
- [9] JIANG Wenping, ZHANG Peihe, LI Dandan, et al. Reservoir characteristics and gas production potential of deep coalbed methane: Insights from the No.15 coal seam in Shouyang block, Qinshui Basin, China[J]. *Unconventional Resources*, 2022(2): 12-20.
- [10] 姚帅, 吴财芳, 杨长青, 等. 黔西比德—三塘盆地煤储层压力特征及差异成因研究[J]. *煤炭科学技术*, 2019, 47(4): 162-168.
- YAO Shuai, WU Caifang, YANG Changqing, et al. Study on pressure characteristics and difference causes of coal reservoirs in Bide-Santang Basin of western Guizhou[J]. *Coal Science and Technology*, 2019, 47(4): 162-168.
- [11] 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.
- [12] 徐凤银, 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, 262.
- XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyue, et al. Deep coalbed methane reservoir-forming models and key technical countermeasures: A case study of the eastern margin of Ordos Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(4): 30-42, 262.
- [13] 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 coalbed methane: A case study of Yanchuan coalbed methane field, Ordos Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(6): 97-106.
- [14] 光新军, 叶海超, 蒋海军. 北美页岩油气长水平段水平钻井实践与启示[J]. *石油钻采工艺*, 2021, 43(1): 1-6.
- GUANG Xinjun, YE Haichao, JIANG Haijun. Drilling practice of shale oil & gas horizontal wells with long horizontal section in the North America and its enlightenment[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2021, 43(1): 1-6.
- [15] 李倩, 李童, 蔡益栋, 等. 煤层气储层水力裂缝扩展特征与控因研究进展[J]. *煤炭学报*, 2023, 48(12): 4443-4460.
- LI Qian, LI Tong, CAI Yidong, et al. Research progress on hydraulic fracture characteristics and controlling factors of coalbed methane reservoirs[J]. *Journal of China Coal Society*, 2023, 48(12): 4443-4460.
- [16] 宋晨鹏, 卢义玉, 夏彬伟, 等. 天然裂缝对煤层水力压裂裂缝扩展的影响[J]. *东北大学学报(自然科学版)*, 2014, 35(5): 756-760.
- SONG Chenpeng, LU Yiyu, XIA Binwei, et al. Effects of natural fractures on hydraulic fractures propagation of coal seam[J]. *Journal of North eastern University(Natural Science)*, 2014, 35(5): 756-760.
- [17] 付世豪, 侯冰, 夏阳, 等. 多岩性组合层状储层一体化压裂裂缝扩展试验研究[J]. *煤炭学报*, 2021, 46(S1): 377-384.
- FU Shihao, HOU Bing, XIA Yang, et al. Experimental research on hydraulic fracture propagation in integrated fracturing for layered formation with multi-lithology combination[J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(S1): 377-384.
- [18] 孙焕泉, 蔡勋育, 胡德高, 等. 页岩气立体开发理论技术与实践——以四川盆地涪陵页岩气田为例[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(3): 573-584.
- SUN Huanquan, CAI Xunyu, HU Degao, et al. Theory, technology and practice of shale gas three-dimensional development: A case study of Fuling shale gas field in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(3): 573-584.
- [19] 李松, 汤达祯, 许浩, 等. 深部煤层气储层地质研究进展[J]. *地学前缘*, 2016, 23(3): 10-16.
- LI Song, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Progress in geological researches on the deep coalbed methane reservoirs[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(3): 10-16.
- [20] 胡秋嘉, 李梦溪, 乔茂坡, 等. 沁水盆地南部高阶煤煤层气井压裂效果关键地质因素分析[J]. *煤炭学报*, 2017, 42(6): 1506-1516.
- HU Qiujia, LI Mengxi, QIAO Maopo, et al. Analysis of key geologic factors of fracturing effect of CBM wells for high-rank coal in Southern Qinshui Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2017, 42(6): 1506-1516.
- [21] 贾奇锋, 倪小明, 赵永超, 等. 不同煤体结构煤的水力压裂裂缝延伸规律[J]. *煤田地质与勘探*, 2019, 47(2): 51-57.
- JIA Qifeng, NI Xiaoming, ZHAO Yongchao, et al. Fracture extension law of hydraulic fracture in coal with different structure[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2019, 47(2): 51-57.
- [22] 倪小明, 王延斌, 接铭训, 等. 不同构造部位地应力对压裂裂缝形态的控制[J]. *煤炭学报*, 2008, 33(5): 505-508.
- NI Xiaoming, WANG Yanbin, JIE Mingxun, et al. Stress's influence in different tectonic positions on fracturing interstitial morphology[J]. *Journal of China Coal Society*, 2008, 33(5): 505-508.
- [23] 陈龙伟, 侯月华, 姚艳斌, 等. 沁水盆地南部郑庄区块煤储层非均质性研究[J]. *煤炭科学技术*, 2016, 44(11): 147-153.
- CHEN Longwei, HOU Yuehua, YAO Yanbin, et al. Study on heterogeneity of coal reservoir in Zhengzhuang Block of south Qinshui Basin[J]. *Coal Science and Technology*, 2016, 44(11): 147-153.
- [24] 李俊乾, 卢双舫, 薛海涛, 等. 高阶煤层气储层非均质性及其定量评价——以沁水盆地南部郑庄区块为例[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(1): 72-79.
- LI Junqian, LU Shuanfang, XUE Haitao, et al. Intra-stratal heterogeneity of high rank coalbed methane reservoirs and their quantitative evaluation: A case study from Zhengzhuang Block in the southern Qinshui Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(1): 72-79.
- [25] 姜亚南. 大宁—吉县区块煤体结构类型测井曲线判别法[J]. *测井技术*, 2020, 44(5): 477-481.
- JIANG Yanan. Log discriminating method of coal seam structure type in Daning-Jixian Block[J]. *Well Logging Technology*, 2020, 44(5): 477-481.
- [26] 闫霞, 徐凤银, 张雷, 等. 微构造对煤层气的控藏机理与控产模式[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(2): 893-905.
- YAN Xia, XU Fengyin, ZHANG Lei, et al. Reservoir-controlling mechanism and production-controlling patterns of micro-structure to coalbed methane[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(2): 893-905.
- [27] 李兆亮, 潘懋, 韩大匡, 等. 储层精细构造模型三维网格化技术[J].

- 科学技术与工程, 2017, 17(26): 36–42.
- LI Zhaoliang, PAN Mao, HAN Dakuang, et al. Three-dimensional structural modeling technique[J]. *Earth Science*, 2016, 41(12): 164–174.
- [28] 申鹏磊, 白建平, 李贵山, 等. 深部煤层气水平井测-定-录一体化地质导向技术[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(7): 2491–2499.
- SHEN Penglei, BAI Jianping, LI Guishan, et al. Integrated geosteering technology of logging and orientation in deep coalbed methane horizontal well[J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(7): 2491–2499.
- [29] 刘明军, 李兵, 黄巍. 煤层气水平井无导眼地质导向钻进技术[J]. *煤田地质与勘探*, 2020, 48(1): 233–239.
- LIU Mingjun, LI Bing, HUANG Wei. Geosteering technology and CBM horizontal well drilling without pilot hole[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2020, 48(1): 233–239.
- [30] 邹才能, 丁云宏, 卢拥军, 等. “人工油气藏”理论、技术及实践[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(1): 144–154.
- ZOU Caineng, DING Yunhong, LU Yonjun, et al. Concept, technology and practice of “man-made reservoirs” development[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 144–154.
- [31] 吕帅锋, 王生维, 刘洪太, 等. 煤储层天然裂隙系统对水力压裂裂缝扩展形态的影响分析[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(7): 2590–2601.
- LÜ Shuaifeng, WANG Shengwei, LIU Hongtai, et al. Analysis of the influence of natural fracture system on hydraulic fracture propagation morphology in coal reservoir[J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(7): 2590–2601.
- [32] 沈金才. 涪陵焦石坝区块页岩气井动态合理配产技术[J]. *石油勘探技术*, 2018, 46(1): 103–109.
- SHEN Jincai. The technique of rational and dynamic production allocation of shale gas wells in Jiaoshiba block, Fuling area [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2018, 46(1): 103–109.
- [33] 米瑛, 王振兴. 四川盆地涪陵页岩气田气井合理配产方法探讨[J]. *天然气勘探与开发*, 2017, 40(3): 78–83.
- MI Ying, WANG Zhenxing. Rational proration method for shale gas wells in Fuling Shale Gasfield, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2017, 40(3): 78–83.
- [34] 王乾宇, 吴飞鹏, 孙秋分, 等. 页岩气产能预测方法的优选与评价[J]. *断块油气田*, 2023, 30(4): 559–565, 578.
- WANG Qianyu, WU Feipeng, SUN Qiufen, et al. Optimization and evaluation of prediction methods for shale gas productivity[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2023, 30(4): 559–565, 578.
- [35] 李亚龙, 刘先贵, 胡志明, 等. 页岩气水平井产能预测数值模型综述[J]. *地球科学进展*, 2020, 35(4): 350–362.
- LI Yalong, LIU Xiangui, HU Zhiming, et al. Summary of numerical models for predicting productivity of shale gas horizontal wells[J]. *Advances in Earth Science*, 2020, 35(4): 350–362.
- [36] 李亚龙, 刘先贵, 胡志明, 等. 基于三重介质等效缝网的页岩气产能预测新模型[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(S1): 377–383.
- LI Yalong, LIU Xiangui, HU Zhiming, et al. A new model for shale gas productivity prediction based on the equivalent fracture network of triple-porosity media[J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(S1): 377–383.
- [37] 聂志宏, 巢海燕, 刘莹, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气生产特征及开发对策——以大宁—吉县区块为例[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(6): 1738–1746.
- NIE Zhihong, CHAO Haiyan, LIU Ying, et al. Development strategy and production characteristics of deep coalbed methane in the east Ordos Basin: Taking Daning-Jixian block for example[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(6): 1738–1746.
- [38] 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.
- [39] 张金川, 徐波, 聂海宽, 等. 中国页岩气资源勘探潜力[J]. *天然气工业*, 2008, 28(6): 136–140.
- ZHANG Jinchuan, XU Bo, NIE Haikuan, et al. Exploration potential of shale gas resources in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2008, 28(6): 136–140.
- [40] 李景明, 李剑, 谢增业, 等. 中国天然气资源研究[J]. *石油勘探与开发*, 2005, 32(2): 15–18.
- LI Jingming, LI Jian, XIE Zengye, et al. Chinese natural gas resources[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2005, 32(2): 15–18.