

鄂尔多斯盆地中、东部深层煤岩气水平井高效开发 主控因素

费世祥^{1,2}, 崔越华^{1,2}, 李小锋^{1,2}, 汪淑洁^{1,2}, 王 晔^{1,2}, 张正涛^{1,2}, 孟培龙^{1,2}, 郑小鹏^{1,2}, 徐运动^{1,2},
高建文^{1,2}, 罗文琴^{1,2}, 蒋婷婷^{1,2}

(1. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018; 2. 中国石油 长庆油田分公司 勘探开发研究院, 陕西 西安 710018)

摘要:鄂尔多斯盆地深层煤岩气资源丰富, 具有巨大的开发潜力和良好的发展前景。但深层煤岩气地质特征区域变化较快, 勘探评价阶段开展了不同工艺条件下的改造试验, 气井产能呈现出较大的差异特征。为了揭示影响煤岩气水平井产能的主控因素, 充分利用先导试验区深层煤岩气动态和静态资料, 按照地质-工程一体化融合分析思路, 精细描述煤岩地质特征, 并精细评价投产井的生产指标。采用皮尔逊相关性分析、系统聚类 and 机器学习等方法, 对不同地质工程因素进行量化评价。研究结果表明: ①在煤岩结构和热演化成熟度等区域地质特征相近条件下, 地质因素中煤岩厚度和含气性对煤岩气产能影响显著, 工程因素中钻遇煤岩长度(L)、总液量(W)、加砂量(S)和加砂强度(Sq)与产能正相关性较好。②工程因素与首年日产气量相关性明显优于地质因素, 且地质-工程复合因子相关性明显优于单因素, 增加井控体积和改造规模有利于气井高产。③在水平井开发中, 当目标层煤岩厚度为6~10 m、平均加砂强度为5.5 t/m时, 为实现水平井单井最终累计产气量(EUR)达到 $5\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$, 需要的水平段长度为1 000~1 500 m。④综合利用深度神经网络、支持向量机及随机森林模型等创建了基于地质及工艺参数的深层煤岩气单井产能预测新方法, 采用22口井盲井验证, 预测符合率高达91%。该研究成果对深层煤岩气目标区优选及开发方案的编制具有重要的指导作用, 对中国其他煤岩气区块开发技术对策优化也具有借鉴意义。

关键词:机器学习; 地质特征; 产能预测; 水平井开发; 深层煤岩气; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE132.2

文献标识码: A

Main factors controlling the efficient production of horizontal wells for deep coal-rock gas in the eastern and central Ordos Basin

FEI Shixiang^{1,2}, CUI Yuehua^{1,2}, LI Xiaofeng^{1,2}, WANG Shujie^{1,2}, WANG Ye^{1,2}, ZHANG Zhengtao^{1,2}, MENG Peilong^{1,2},
ZHENG Xiaopeng^{1,2}, XU Yundong^{1,2}, GAO Jianwen^{1,2}, LUO Wenqin^{1,2}, JIANG Tingting^{1,2}

(1. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil & Gas Fields, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China)

Abstract: Abundant deep coal-rock gas in the Ordos Basin boasts enormous potential for exploration and development. The geological characteristics of deep coal-rock gas exhibit substantial regional changes, and reservoir simulation tests under various process conditions have revealed notable differences in the productivity of coal-rock gas wells. This study aims to investigate the main factors controlling the coal-rock gas productivity of horizontal wells. Using the dynamic and static data from deep coal-rock gas in the pilot test area and employing the analytical approach of geology-engineering integration, we depict the geological features of coals in detail and thoroughly assess the production indices of producing wells. Furthermore, geological and engineering assessments are carried out using methods such as Pearson correlation analysis, hierarchical clustering, and machine learning. The results indicate that under similar regional geological features such as coal structure and thermal maturity, coal thickness and gas-bearing property, two geological factors, significantly affect the productivity of coal-rock gas wells. Meanwhile, the total length of coals encountered during

收稿日期: 2024-09-05; 修回日期: 2024-11-03。

第一作者简介: 费世祥(1984—), 男, 教授级高级工程师, 天然气开发。E-mail: fshix_cq@petrochina.com.cn。

通信作者简介: 崔越华(1986—), 男, 高级工程师, 天然气开发。E-mail: cyh168_cq@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05047-001); 中石油股份公司科技专项(2023ZZ1804)。

drilling (L), total drill-in liquid volume (W), proppant volume (S), and proppant intensity (Sq) among engineering factors exhibit positive correlations with the productivity of coal-rock gas wells. Notably, engineering factors show more pronounced correlations with the first-year daily gas production compared to geological factors, and the composite geology-engineering factors display more significant correlations than individual factors. Increasing well-controlled drainage volume and stimulated reservoir volume (SRV) contributes to the high productivity of coal-rock gas wells. Assuming target coal thicknesses measuring 6 ~ 10 m and an average proppant intensity of 5.5 t/m, a lateral length of 1 000 ~ 1 500 m is required to achieve a single-well estimated ultimate recovery (EUR) of $5\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$. A new method for predicting the single-well productivity of deep coal-rock gas, based on geological and engineering parameters, is developed using intelligent algorithms such as deep neural networks, support vector machines (SVMs), and random forest models. This method achieves a coincidence rate of up to 91 % according to blind well verification with 22 wells involved.

Key words: machine learning, geological characteristics, productivity prediction, horizontal well development, deep coal-rock gas, Ordos Basin

引用格式:费世祥,崔越华,李小锋,等.鄂尔多斯盆地中、东部深层煤岩气水平井高效开发主控因素[J].石油与天然气地质,2025,46(1):273-287. DOI:10.11743/ogg20250119.

FEI Shixiang, CUI Yuehua, LI Xiaofeng, et al. Main factors controlling the efficient production of horizontal wells for deep coal-rock gas in the eastern and central Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(1): 273-287. DOI:10.11743/ogg20250119.

深层煤岩气具有常规储层和非常规储层共存、游离气和吸附气共生、自源气和他源气互补聚集的特征^[1],储层压力大,含气量高,需借助水平井体积压裂进行规模开采。20世纪60年代,鄂尔多斯盆地煤系地层一直作为烃源岩未被纳入勘探序列;20世纪90年代,长庆油田在大宁—吉县地区针对5#和8#煤岩开辟中、浅层煤层气试验区,试验40口直井/定向井,平均试气产量约1 000 m³/d,浅层煤层气勘探初步取得突破;2009—2021年,持续开展深层煤岩气开发技术攻关,利用20口取心井研究煤岩生烃潜力、储层及含气性,选取Y160井和M172井开展风险评价及试采,分获试气日产气量1 670 m³和4 713 m³,受工艺技术条件不完善等因素制约,井口测试产能较低,但深层煤岩气仍然展现出了良好的勘探潜力;2022年以来,中国石油长庆油田和煤层气公司全面加快深层煤岩气勘探评价步伐,借鉴页岩气开发理念,重点利用水平井开展深层煤岩气开发先导试验,先后实施水平井50余口,水平井试气峰值产量 $(3.2 \sim 19.8) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,深层煤岩气勘探开发取得了重要突破^[2],对改变有关煤岩气的传统固有认识及促进产业发展发挥了重要作用,标志着深层煤岩气勘探开发进入了全新的发展阶段,引起了中国天然气行业内部的高度关注和迅速跟进,推动煤岩气成为天然气增储上产的重要现实领域,对助力中国“双碳”目标实现^[3],进一步保障国家能源安全具有重要意义。

鄂尔多斯盆地是中国第二大沉积盆地,天然气资源十分丰富^[4]。盆地内部发育中-新元古界、古生界、中生界和新生界,沉积岩平均厚度约6 000 m,其中煤

系地层主要发育在中生界侏罗系延安组 and 上古生界,鄂尔多斯盆地8#煤岩大面积广泛分布,初步估算煤岩气资源量超过 $17 \times 10^{12} \text{ m}^3$,勘探开发潜力巨大^[5]。但鄂尔多斯盆地深层煤岩气埋深主要为2 000 ~ 3 500 m、地质特征区域差异显著,且不同地质及工艺条件下气井生产特征差异较大。

前人针对煤岩气产能影响因素开展了大量研究^[6-10],主要通过气井指标评价、相关性分析和灰色关联分析等方法揭示不同地质条件和工程参数对产能的控制作用,认为构造特征、煤岩厚度、含气量和煤岩结构等地质因素是实现气井高产的物质基础,水平段长度、加砂量、压裂液量和施工排量等工程因素对水平井产能的控制主要体现在规模上,但不同区块的产能主控因素存在明显差异性。总体上,煤岩气水平井产能主控因素研究还需要进一步细化,尤其对深层煤岩气水平井产能主控因素方面还缺乏认识。本文聚焦深部煤岩气地质特征与效益开发难点,充分利用深层煤岩气已投产井资料,按照人工改造气藏的地质-工程一体化融合分析思路,通过准确认识煤岩储层地质特征,精细评价已投产水平井的生产指标,根据单因素与产能的相关性,初步明确单因素对产能的控制作用,在此基础上,运用系统聚类分析方法进一步明确各单因素之间的关系,并将相同类型的单因素进行融合,建立地质-工程复合因子,再进一步量化不同复合因子对深层煤岩气产能的影响,进而建立基于地质-工程参数的煤岩气水平井产能预测方法,以期指导深层煤岩气有利目标优选及开发对策优化。

1 煤岩气基本地质特征

鄂尔多斯盆地本溪组、太原组和山西组发育多套煤岩,其中8#煤岩表现为大面积连续分布^[11],研究区主要位于鄂尔多斯盆地中、东部的纳林河、米脂北和绥德区块(图1)。鄂尔多斯盆地内部构造平稳,8#煤岩自西向东埋深变浅,横山以东埋深小于3 000 m,以西埋深介于3 000~4 000 m^[12],纳林河地区煤岩微构造较发育,地层倾角 $0.5^{\circ}\sim 2.0^{\circ}$,局部发育小型走滑正断层,断距一般小于15 m^[13];米脂北地区构造平缓,地层倾角小于 0.5° ;绥德地区构造起伏较为明显,地层倾角 $1.0^{\circ}\sim 3.0^{\circ}$ 。鄂尔多斯盆地8#煤岩聚煤环境整体属于近岸三角洲及障壁海岸潮坪-潟湖沉积体系,自北向南依次发育三角洲平原、三角洲前缘和浅海潟湖沉

积^[14-17]。北部三角洲平原河道横向摆动形成大范围泥炭沉积,演化成为巨厚煤层;中部三角洲前缘地带形成分支水道间湾浅水近岸沼泽,演化成为多期叠置发育的中、厚层煤岩;向南发育障壁海岸-潟湖沉积体系,浅水成煤植物发育,演化形成大面积连片分布的薄层煤岩,但受海平面频繁变化影响,成煤环境时间较短,导致煤岩薄、内部夹矸较为发育。

鄂尔多斯盆地8#煤岩厚度自东北向西南方向整体减薄,东北部煤岩厚度6.1~14.3 m,西南部煤岩厚度2.1~6.8 m(图1)。其中,纳林河区块煤岩厚度2.0~8.0 m,米脂北区块煤岩厚度6.0~14.0 m,绥德区块煤岩厚度4.0~12.0 m。8#煤岩顶板以灰岩和泥岩为主,底板以暗色泥岩为主,煤岩储-盖组合类型以煤-泥和煤-灰组合为主,东南部以煤-灰组合为主,东北部局部发育煤-砂组合(图2)。研究区煤岩结构以

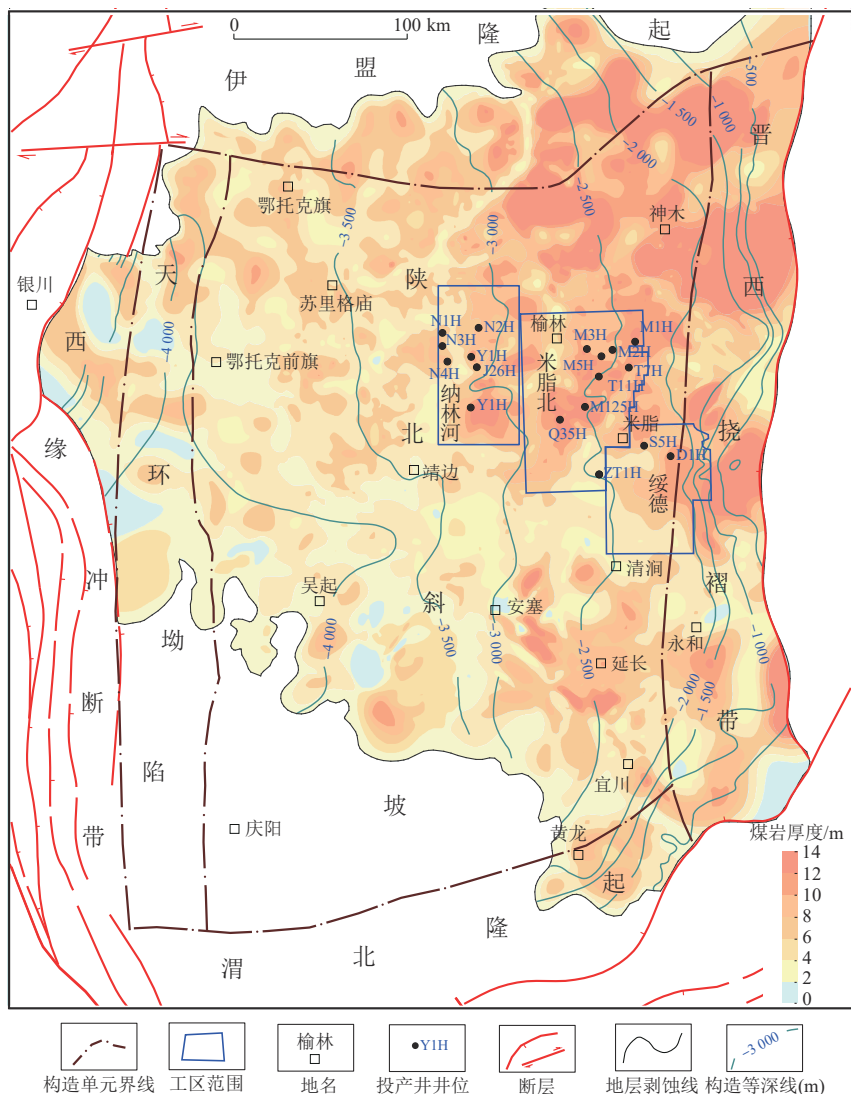


图1 鄂尔多斯盆地中、东部研究工区位置

Fig. 1 Map showing the study area locations in the eastern and central Ordos Basin

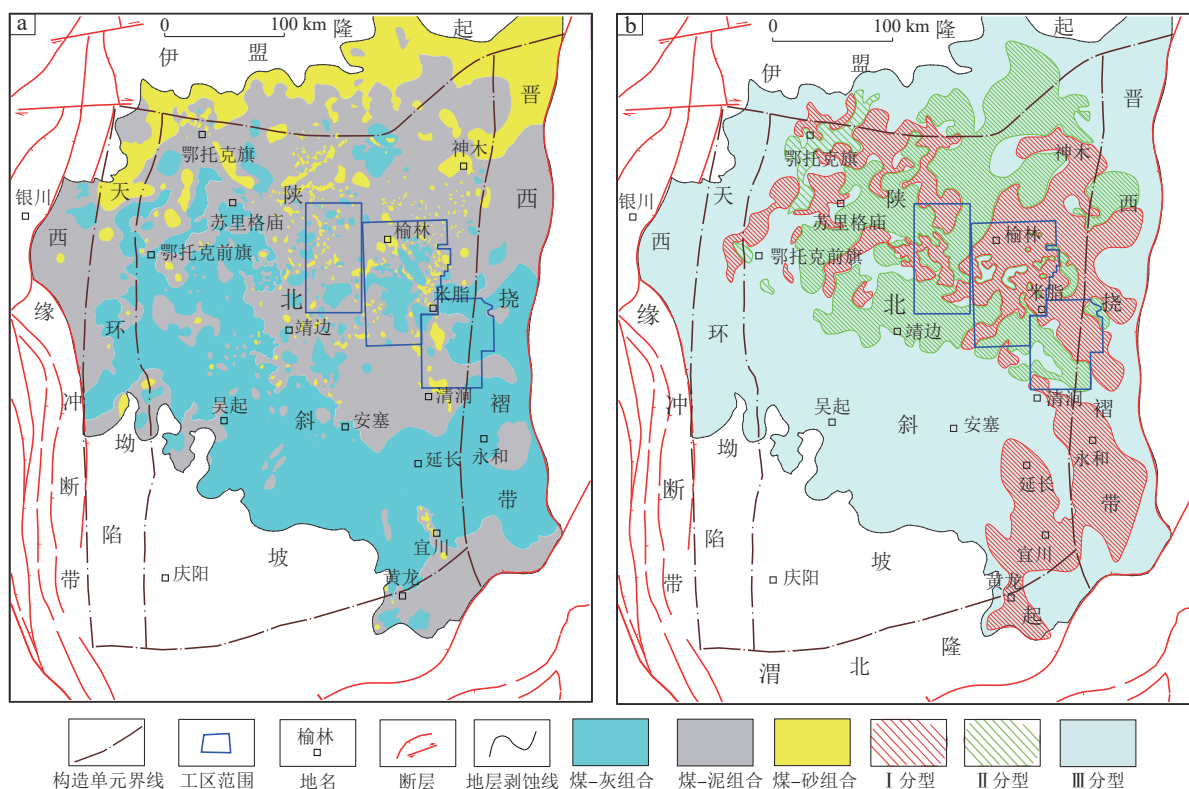


图2 鄂尔多斯盆地8#煤岩顶板岩性组合分布(a)和结构平面分布(b)

Fig. 2 Developmental characteristics of the No. 8 coal seam structure in the Ordos Basin

均一块状的原生结构煤为主,煤层内发育1~2套薄层炭质泥岩或夹矸,根据煤岩内部分盆和合并状况将8#煤岩精细划分为I分型、II分型和III分型,平面上中、东部以I分型和II分型为主,煤岩以原生结构为主,自东北至西南方向由I分型为主向II分型和III分型为主转变,I分型含气性最优,其次为II分型。盆地8#煤岩具有二次成藏特征^[18-21],煤岩在早-中侏罗世进入早成熟期生烃阶段,晚侏罗世一早白垩世煤的热演化速度加快,地层温度达到130℃左右,煤岩气大规模生成。分析表明,煤岩镜质组体积分数为61.8%,惰质组体积分数为19.3%,矿物质体积分数为18.9%,北部以焦煤和瘦煤为主,南部以贫煤和无烟煤为主^[22],镜质体反射率(R_o)主要分布在1.2%~3.0%,且自北向南逐渐升高。保压取心、绳索取心和密闭取心等含气量测试分析表明,8#煤岩具有高含气量、高饱和度和游离气发育的特征,总含气量10.6~36.4 m³/t,平均含气量为19.8 m³/t,煤岩含气量总体具有“南高北低、东高西低”的特征。平面上,东部高阶煤区煤岩埋藏深度小于3 000 m,含气量大于20 m³/t;中部中阶煤区煤岩埋藏深度为3 000~3 500 m,含气量为15~20 m³/t;西部低阶煤区煤岩埋藏深度大于3 500 m,含气量小于15 m³/t。

研究区8#煤岩类型以半亮煤和光亮煤为主,其次是半暗煤和暗淡煤。上部煤岩品质好,泥质含量较低,中、下部煤岩泥质含量较高,多数伴有夹矸发育。区域上,光亮煤主要分布在盆地中、东部的米脂北和绥德区块,夹矸小规模零散发育,向西、向南煤岩亮度总体减弱。煤岩储集空间主要包括基质孔隙和裂隙孔隙,煤岩基质孔隙以植物组织孔(胞腔孔)、气孔、割理和微裂隙为主(图3),煤岩裂隙类型划分为张性裂隙与剪性裂隙,张性裂隙宽度主要为5.0~10.0 μm,剪性裂隙宽度一般小于0.5 μm。核磁共振 T_2 谱显示双峰特征,以微孔-宏孔为主,孔隙体积中微孔平均占比56.5%,宏孔平均占比28.4%,表明8#煤岩具有以微孔和宏孔为主导的双孔隙结构。岩心物性分析表明,煤岩孔隙度主要为5.0%~7.0%,平均孔隙度为6.1%,分布频率较为分散;渗透率主要为 $(0.10 \sim 5.90) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率为 $2.80 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,裂隙发育区渗透性较好,裂隙不发育区渗透率小于 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,煤岩储层整体属于低渗-特低渗或致密储层(图4)。相比上古生界致密砂岩,深层煤岩具有“基质致密、孤立孔占比高”的特征,因此,打碎基质、缩短渗流时间是释放产能的有效途径,储层改造强度与规模要求更高。

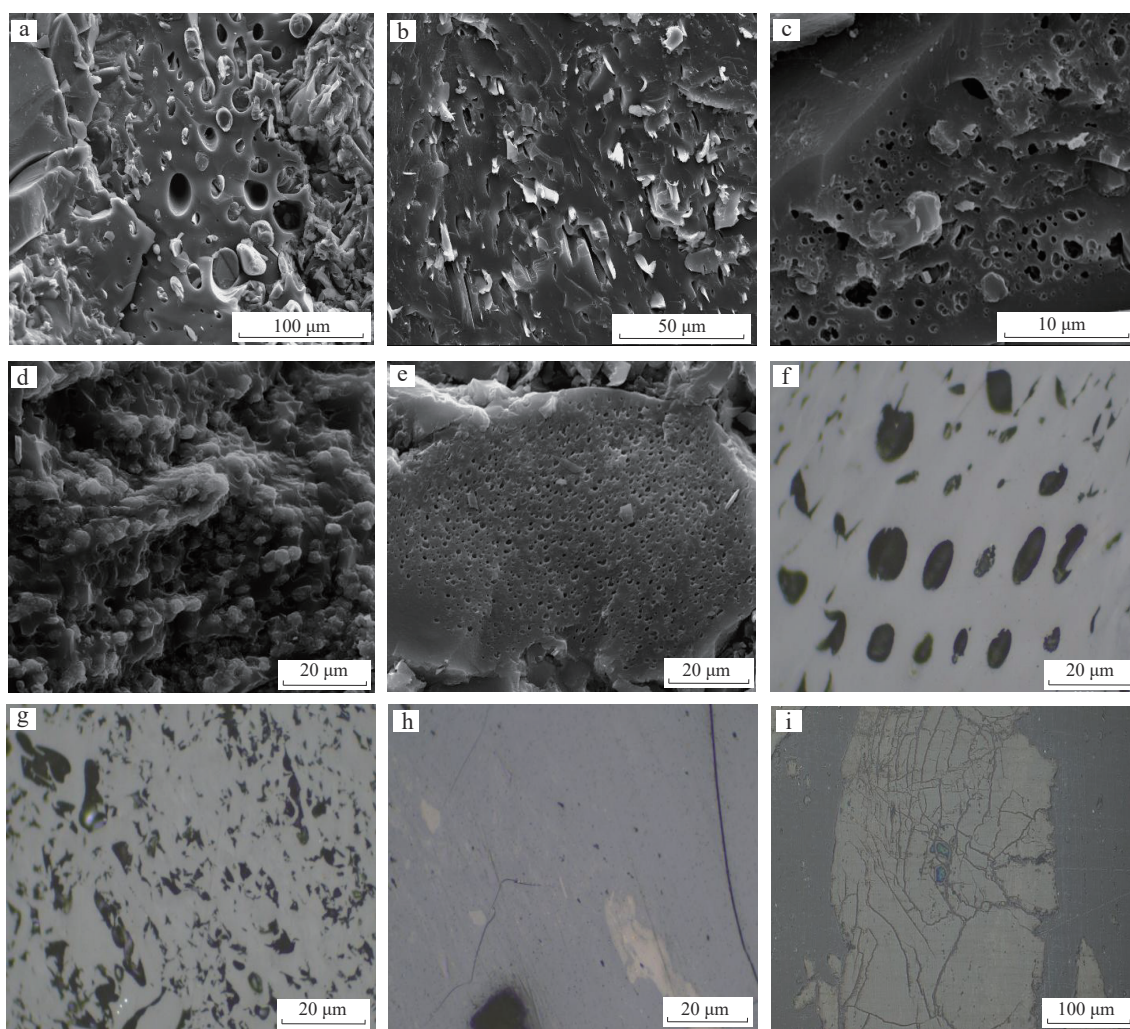


图3 鄂尔多斯盆地中、东部本溪组8#煤岩储集空间发育特征扫描电镜照片

Fig. 3 Developmental characteristics of storage spaces in the No. 8 coal seam of the Benxi Formation, eastern and central Ordos Basin

a. K62井,埋深2 986.87 m,丝质体横断面及其残留胞腔孔(有的被方解石和高岭石充填);b. Q38井,埋深3 392.66 m,结构镜质体(或过渡组分)及其残留胞腔孔;c. B15井,埋深3 274.29 m,团块镜质体,微米-纳米气孔密集发育;d. J32井,埋深3 401.80 m,黏土质与有机组分混合,有机组分中发育颗粒状高岭石铸模孔;e. K62井,埋深2 986.10 m,团块状镜质体及其发育的气孔(气孔群);f. Y3井,埋深2 603.20 m,氧化丝质体,胞腔完整或部分被挤压变形,胞腔中空或充填丝质体碎片;g. Y4井,埋深2 678.79 m,半丝质体,胞腔被挤压破碎,内部中空或充填黏土矿物;h. Y4井,埋深2 676.60 m,基质镜质体胶结粗粒体、惰屑体和黏土矿物,见张性裂隙;i. M172井,埋深2 432.60 m,基质镜质体胶结微粒体,裂隙发育

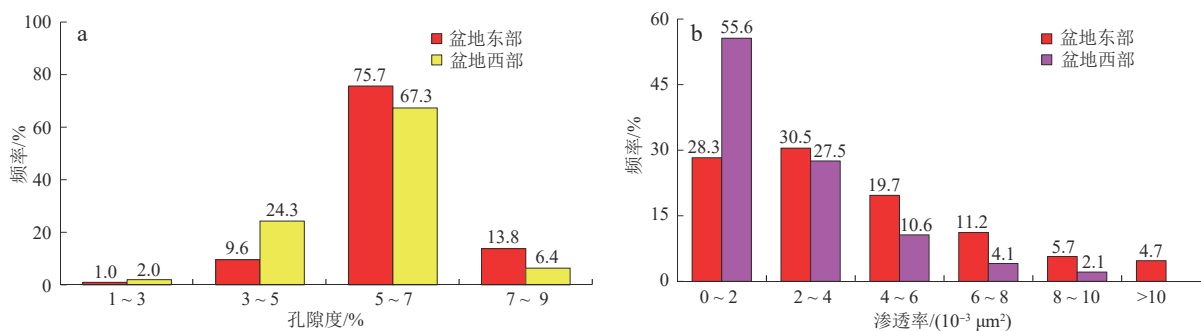


图4 鄂尔多斯盆地8#煤岩物性频率分布直方图

Fig. 4 Histograms for the comparison of physical characteristics of the No. 8 coal seam in the Ordos Basin

a. 孔隙度;b. 渗透率

2 开发实施效果

综合构造、沉积和储层等地质基础研究认为,与埋深小于1 500 m的中、浅层煤岩相比,深层煤岩储层开发过程中既存在“煤岩含气量高、割理裂隙发育、原生结构煤发育”等有利开发条件,同时也面临“埋藏深度大、基质渗透率低”等不利条件。因此,增大复杂缝网延伸范围和有效支撑面积,缩短气体从基质向裂缝的渗流距离,尽可能改善储层渗流能力,是深部煤岩气经济效益开发的关键。水平井可以扩大储层接触面积,改善气水在井筒与储层间的流通效果,又可以破解储层非均质性强的难题,达到提高资源动用率、单井产量和气田开发效益的目的。大宁—吉县区块试验了丛式井和水平井两种井型的产气效果,水平井产量是丛式井的10倍以上,同时从生产效果和资源有效动用角度来看,水平井具有较好的投入产出比^[23]。借鉴页岩气开发思路^[24-27],长庆油田提出了针对深部煤岩储层的体积开发理念,采用水平井整体开发部署,配套开展以“高强度、大排量、高砂比”为核心的地质—工程一体化压裂改造,加快实现深部煤岩气规模增储及效益开发。

2.1 水平井钻遇情况

围绕深部煤岩气提速降本和效益开发的目标,地质、地震和工程等专业紧密结合,建立了以“地震构造预测、地质旋回分析”为核心的水平井精细地质导向模式,持续推进井身结构优化、低成本防塌钻井液升级试验和激进化钻井参数应用等工作,确保煤岩气水平井静态钻遇效果。目前累计完钻煤岩气水平井40余口,平均水平段长度1 289 m,钻遇煤岩长度1 227 m,煤岩钻遇率95.2%,创造了国内煤岩气最长水平段2 222 m新纪录,煤岩水平井钻遇效果良好。其中,米脂北和绥德区块平均水平段长度1 256 m,煤岩钻遇率95.0%,钻井周期约56 d,纳林河区块平均水平段长度1 074 m,煤岩钻遇率93.0%,钻井周期约84 d。

2.2 气井排采特征

为了确保煤岩气水平井排采效果,储层改造坚持“聚能压裂”理念,按照开发地质区带特征,以“提高净压力、增加缝控体积”为目标,定型以“段内少簇聚能量、交替注入扩带宽、多级加砂提导流”为核心的经济压裂主体技术,强化同一区块不同加砂强度、不同井型同等加砂强度、不同段簇组合压裂对比试验,配套开展

裂缝监测,确保压裂改造参数与地质目标合理匹配,进而实现缝网精准覆盖与单井最终累计产气量(EUR)最大化,确保有效提高单井产量。目前累计投产水平井18口,其中,纳林河区块投产井7口,平均排采时间270 d,平均日产气量 $2.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均累产气量 $930.0 \times 10^4 \text{ m}^3$;米脂及绥德区块投产井11口,平均排采时间216 d,平均日产气量 $5.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均累产气量 $573.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。气井生产动态分析表明,研究区深层煤岩气排采井具有见气快、产量高、压力高和储层供气能力强等特点,已投产的排采井排液1~2 d见气,30~40 d左右出现最高产气量,平均返排率为27.5%;初期产气量 $(2.5 \sim 8.3) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均初期产气量 $4.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,初期压降速率 $0.001 2 \sim 0.075 0 \text{ MPa}/\text{d}$,平均值为 $0.041 0 \text{ MPa}/\text{d}$ 。按照深层煤岩气井全生命周期生产规律和煤岩气解吸机理(图5),可以将深层煤岩气水平井生产过程划分为5个阶段。①套管排液阶段:主要为压后返排阶段,排液效率较高;②油管排液阶段:气井接入管网生产初期,游离气大量产出,上产速度快,排液能力强,持续时间短,返排率低,能够有效反映气井产能;③控压稳产阶段:随着近井区域游离气逐步减少,远井区域逐步解吸供气,延缓递减,维持产量的相对稳定;④控压递减阶段:近井游离气衰竭,压降区域扩展,解吸气为主要供气源,气源供给不足以维持高产,需要人工抽采,进入长期缓慢递减;⑤低压产量递减阶段:地层压力逐步降至废弃压力,解吸气供气能力不足,气井长期维持低压和低产状态。以典型井M17H井为例(图6),2023年7月5日开始排采,排采前套压15.1 MPa,初期日产液量 255 m^3 ,初期日产气量 $10.44 \times 10^4 \text{ m}^3$,初期压降速率为 $0.005 \text{ MPa}/\text{d}$;稳定段的压降速率为 $0.007 \text{ MPa}/\text{d}$ 。该井2024年10月油压和套压分别为9.9 MPa和11.0 MPa,日产气量 $7.44 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产液量 6 m^3 ,日产气量和日产液量相对稳定;累计产液量 $1.67 \times 10^4 \text{ m}^3$,返排率40.79%,累

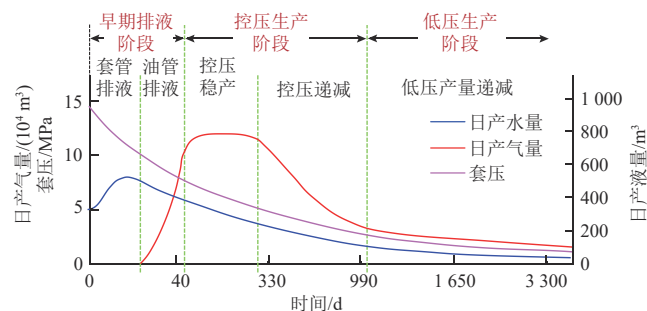


图5 鄂尔多斯盆地中、东部深层煤岩气水平井生产阶段划分
Fig. 5 Production stage division for deep coal-rock gas horizontal wells in the eastern and central Ordos Basin

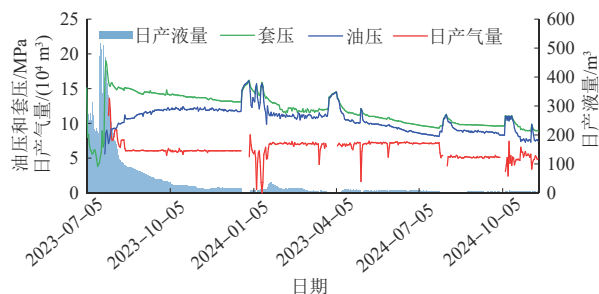


图6 鄂尔多斯盆地中、东部典型井M17H井排采曲线

Fig. 6 Coal-rock gas production curves of typical well M17H in the eastern and central Ordos Basin

计产气量 $1\,732.96 \times 10^4 \text{ m}^3$, 生产效果良好。根据生产阶段划分, M17H井2024年10月处于控压稳产阶段。

2.3 生产指标评价

煤岩气单井最终累计产气量是煤岩储层特征和工程改造的综合体现,也是评价煤岩气产能主控因素的关键。为了提高煤岩气最终累计产气量的预测精度,综合应用分阶段累产拟合法、多段压裂水平井解析法和数值模拟法确定煤岩气单井最终累计产气量。

分阶段累产拟合法主要依据气井排采特征、天然气赋存特征和解吸与渗流机理等,将气井生产过程划分为初期带液阶段、连续生产阶段和低产解析阶段,分阶段采用不同方法预测累计产气量,最终通过分阶段加和评价气井EUR。其中初期带液阶段(A阶段)以游离气为主,生产不稳定,生产时间约3个月,主要采用矿场统计方法,通过累加气井带液生产阶段日产气量求取A阶段累产气量;连续生产阶段(B阶段)以游离气为主,控压生产特征与致密气类似,采用Arps衰竭递减或单位压降采气量预测产量;低产解析阶段(C阶段)以吸附气为主,长期低产低压生产,应用CBM流动物质平衡法计算原始天然气地质储量(OGIP),结合废弃条件确定C阶段累产,最终按照公式1求取单井最终累计产气量(图7),应用分阶段累产拟合法预测M2井最终累计产气量为 $7\,018 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

$$EUR = A \text{ 阶段累产气量} + B \text{ 阶段累产气量} + C \text{ 阶段累产气量} \quad (1)$$

式中:EUR为单井最终累计产气量, 10^4 m^3 。

多段压裂水平井解析法综合考虑煤岩气复杂赋存条件下解吸-渗流开发机理、开发井型和改造工艺,通过建立多级压裂水平井的煤岩气解析模型,调整储层基质渗透率、裂缝半长和边界大小等参数,拟合水平井生产历史,确定煤岩气水平井控制储量,依据给定废弃条件预测最终累计产气量。以J26H井为例,有效煤岩

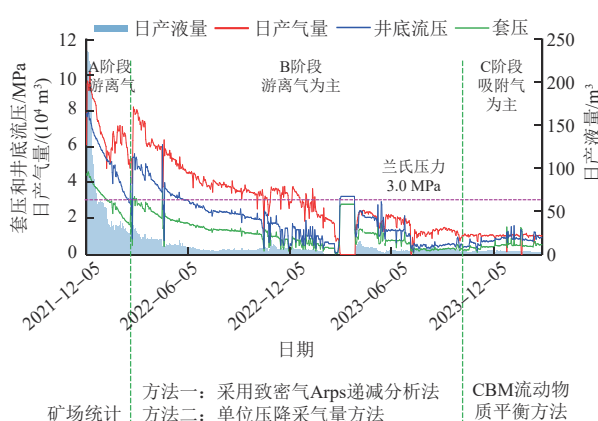


图7 鄂尔多斯盆地中、东部典型井M2井生产阶段划分

Fig. 7 Production stage division for typical well M2 in the eastern and central Ordos Basin

水平段长1240 m,改造15段46簇,实验室测试确定兰氏压力为2.9 MPa,兰氏体积为 $23 \text{ m}^3/\text{t}$,基于改造数据及储层参数建立多段压裂水平井模型(图8),通过调整裂缝半长、储层渗透率和储层边界参数,拟合井底流压历史(图9),裂缝半长以微地震监测数据解释结果作为约束($40 \sim 120 \text{ m}$),储层渗透率以微裂缝测试解释结果作为约束 $[(0.01 \sim 0.0001) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2]$,储层边界以井距作为约束($<400 \text{ m}$),在废弃井产气量为 $0.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、废弃井井口压力为0.5 MPa条件下,预测气井最终累计产气量为 $7\,239 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

数值模拟法是依据煤岩储层特征和改造工艺等参数,建立单井数值模型。通过拟合单井的历史产量和压力,调整相关参数以确定气井控制的动态储量,依据给定的废弃条件预测最终累计采气量。同样以J26H井为例,通过建立数值模型,拟合井底流压的历史数据以确定产量(拟合过程中参数调整与多段压裂水平井解析法相似),确定单井控制储量,在给定的废弃条件下,该井的最终累计产气量为 $7\,110 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图10)。

综合分阶段累产拟合法、产量不稳定分析法和数

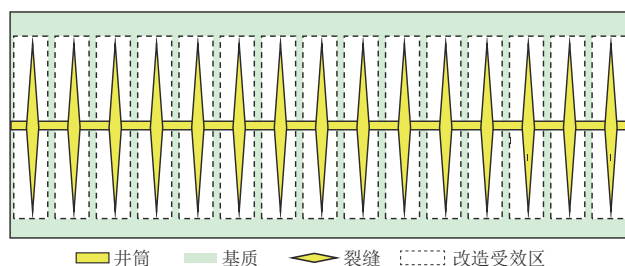


图8 鄂尔多斯盆地中、东部J26H井多段压裂水平井模型

Fig. 8 Multistage fracturing model of horizontal well J26H in the eastern and central Ordos Basin

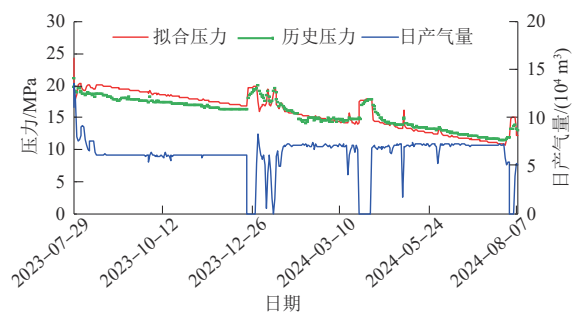


图9 鄂尔多斯盆地中、东部J26H井多段压裂水平井历史拟合分析

Fig. 9 Historical fitting analysis of the horizontal well J26H under multistage fracturing in the eastern and central Ordos Basin

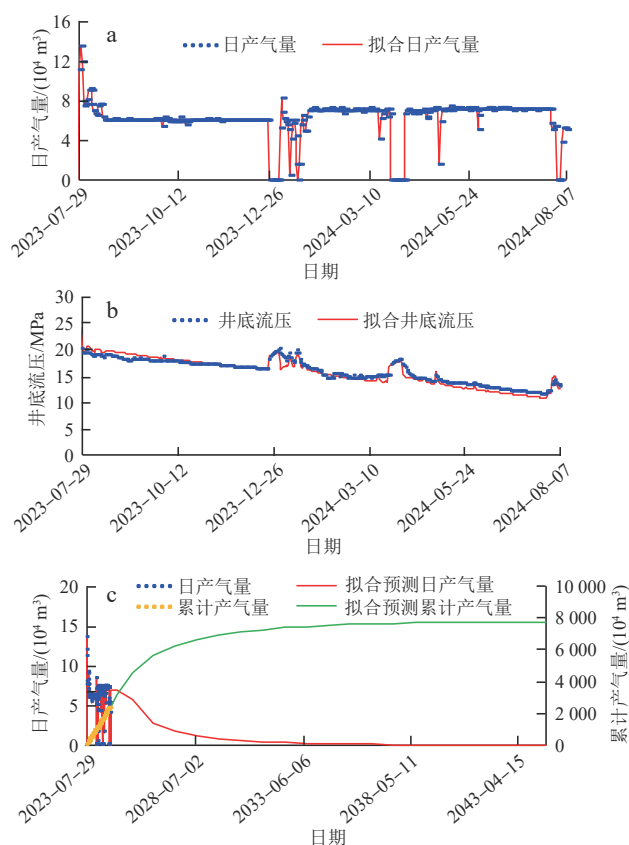


图10 鄂尔多斯盆地中、东部J26H井数值模拟法预测单井最终产气量

Fig. 10 Numerical simulation-derived single-well EUR of well J26H in the eastern and central Ordos Basin

a. 单井产量曲线; b. 井底流压拟合曲线; c. 生产预测曲线

值模拟法,预测区块已投产煤岩气井最终累计产气量为 $(2\,879 \sim 7\,584) \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

3 产能主控因素

深层煤岩气水平井生产指标评价分析表明,不同

煤岩气水平井的产能差异较大,具体影响煤岩水平井高产的地质及工程因素尚不明确。前人研究表明,深层煤岩气物质基础较好,煤岩非均质性强,深层煤岩气的富集特征与高产规律和中、浅层煤岩气有较大差别^[28-29]。同时,由于深层煤岩气属于人工改造气藏,储层地质和工艺等因素都会影响气井产能^[30-31]。为明确鄂尔多斯盆地深层煤岩气产能主控因素,首先利用皮尔逊相关性分析方法开展地质和工程等单因素分析,同时针对各单因素开展系统聚类分析,建立地质-工程复合因子,进一步量化不同因素对单井产能的影响程度。

3.1 产能影响因素

目前,鄂尔多斯盆地中、东部已经实施了几十口水平井,部分井也已经生产了较长一段时间,积累了深层煤岩气较为可观的地质和开发资料。开发实践表明,影响深层煤岩气水平井产能的因素主要包括地质和工程2大方面,其中,地质因素主要包括含构造、沉积、煤岩厚度、埋深、孔隙度、渗透率、成熟度、含气量、气测全烃值、煤体结构和压力系数等;工程因素包括水平段长度、钻遇煤岩长度、加砂强度、加砂量、排量和总液量等(表1)。为了更加快捷高效地分析产能主控因素,首先基于单井指标评价结果及前人认识,针对所有影响因素采用以皮尔逊相关性分析方法为核心的大数据分析,根据各影响因素相关性强弱及其差异性,优选煤岩厚度、含气量、气测全烃值、埋深、成熟度(镜质体反射率 R_o)、压力系数、钻遇煤岩长度、加砂强度、加砂量、排量和总液量开展产能主控因素研究。

3.2 单因素分析

综合考虑地质-工程一体化水平井开发过程中的主要因素,基于已投产井的单井指标评价结果,量化分析了不同地质和工艺参数与首年日产气量和单井EUR的关系,明确了不同单因素的产能敏感性。

1) 首年日产气量

首年日产气量是气井在第一年的平均日产气量,能够直观反映气井的产气能力。采用交会图分析法,分别分析了不同地质因素和工程因素与首年日产气量的相关性。分析结果表明,地质因素与首年日产气量相关性由高到低排序依次为:气测全烃值、煤岩厚度、含气量、埋深和压力系数,说明煤岩厚度和含气性对煤岩气产能的影响更为显著;工程因素与首年日产相关性由高到低排序依次为:钻遇煤岩长度、加砂量、总液量、水平段长度、排量和加砂强度,反映了改造体积和

表 1 鄂尔多斯盆地东部本溪组煤岩气水平井主要地质-工程因素

Table 1 Detailed major geological and engineering factors for coal-rock gas horizontal wells in the Benxi Formation, eastern Ordos Basin

井号	N1H	S5H	M3H	Y1H	J26H	N2H	M2H	T11H	N3H	D1H	M5H	ZT1H	T7H	M1H	Q35H	N4H	M125H
水平段长度/m	1 500	1 066	1 506	1 650	1 240	1 037	2 222	1 550	1 040	876	1 562	1 408	1 314	1 023	638	1 130	350
钻遇煤岩长度/m	760	974	1 466	1 591	1 240	849	2 222	1 489	664	455	1 216	1 238	1 239	906	552	1 046	273
加砂量/m ³	2 920	2 460	4 170	5 722	4 393	3 760	7 520	6 250	2 763	2 200	3 980	6 570	6 100	3 400	911	2 070	1 260
加砂强度/(t/m)	2.9	3.5	4.3	5.2	5.3	5.8	5.9	6.0	6.2	6.4	6.9	6.9	7.0	5.5	2.1	3.4	6.6
排量/(m ³ /min)	9~15	18~24	10~12	12~18	14~18	10~18	17~22	18~20	14~20	15~18	17~21	18~22	18~22	16~18	6~9	4~13	9~14
总液量/m ³	36 642	17 210	28 435	41 708	34 052	30 144	43 701	33 085	21 770	19 475	23 400	35 594	38 897	22 103	5 165	15 646	8 346
埋深/m	3 221	2 358	2 582	3 211	3 101	3 163	2 379	2 645	3 258	2 376	2 721	2 351	2 425	3 137	2 819	3 177	2 848
煤岩厚度/m	6.5	5.3	7.0	6.2	11.2	5.8	9.3	9.5	6.0	6.4	8.5	5.1	10.2	4.9	7.5	6.5	13.5
煤岩结构	Ⅱ型	Ⅱ型	Ⅱ型	Ⅰ型	Ⅰ型	Ⅱ型	Ⅰ型	Ⅰ型	Ⅱ型	Ⅱ型	Ⅰ型	Ⅱ型	Ⅱ型	Ⅰ型	Ⅰ型	Ⅰ型	Ⅱ型
含气量/(m ³ /t)	15.0	21.0	23.0	19.0	18.6	15.5	22.0	17.0	17.0	21.5	22.0	21.0	23.5	15.0	23.1	14.5	19.0
平均气测值/%	32.3	24.2	60.5	61.8	59.1	45.7	41.1	57.2	32.7	71.8	57.8	31.3	65.8	40	49.7	36.6	40.3
压力系数	1.07	0.79	0.87	1.07	1.03	1.05	0.79	0.88	1.09	0.79	0.91	0.78	0.81	0.79	0.94	1.06	0.95

压裂规模是影响产能的重要工程因素;同时,工程因素与首年日产气量相关性明显优于地质因素(表 2;图 11),侧面反映了煤岩储层水平井开发过程中优化工程参数及加大井控体积的重要性。

2) 单井 EUR

单井 EUR 是气井最终的累计产气量,也是反映水平井产气能力的核心指标。主要采用交会图分析方法,评价分析了不同地质和工程因素与水平井单井 EUR 的相关性。结果同样表明,煤岩厚度、含气量、钻遇煤岩段长度和平均气测值等静态地质因素与水平井单井 EUR 相关性明显低于钻遇煤岩长度、总液量和加砂量等工程参数(表 3;图 12),进一步表明储层压裂改造范围越大、泵入地层液量及砂量越多,泄流面积相应越大,更有利于煤岩气的流动,进而获得高产工业气流。因此,煤岩气水平井开发过程中加大井控体积是

获得高产及稳产的关键。

为了进一步揭示地质-工程因素对煤岩水平井产能的控制作用,将不同水平井的首年日产气量及单井 EUR 折算到百米煤岩段进行相关性分析,分别简称为百米首年日产气量和百米 EUR。分析结果表明,煤岩厚度、加砂强度和百米首年日产气量、百米单井 EUR 总体具有较好的正相关性(图 13)。因此,在钻遇煤岩长度、煤岩厚度、含气性和煤岩结构相似的情况下,应该尽可能的提高加砂强度,最终提高加砂量,实现压裂砂有效支撑改造裂缝,可以实现提高单井产气量的最终目标。

3.3 复合影响因素分析

在单因素分析结果及地质认识的基础上,利用聚类分析法对各地质-工程影响因素进行评价,依据不

表 2 鄂尔多斯盆地中、东部深层煤岩气水平井不同影响因素与首年日产气量的线性相关程度

Table 2 Linear correlation coefficients between various influential factors and the first-year daily gas production for coal-rock gas horizontal wells in the eastern and central Ordos Basin

影响因素	水平段长度/m	钻遇煤岩长度/m	加砂量/m ³	加砂强度/(t/m)	排量/(m ³ /min)	总液量/m ³	埋深/m	煤岩厚度/m	含气量/(m ³ /t)	平均气测值/%	压力系数
相关系数(R ²)	0.534 8	0.751 2	0.682 2	0.039 3	0.194 0	0.621 8	0.002 8	0.023 1	0.006 3	0.197 5	0.001 6
R ² 排序	4	1	2	7	6	3	10	8	9	5	11

表 3 鄂尔多斯盆地中、东部深层煤岩气水平井不同影响因素与单井 EUR 的线性相关程度

Table 3 Linear correlation coefficients between different influential factors and single-well EUR for horizontal wells in the eastern and central Ordos Basin

影响因素	水平段长度/m	钻遇煤岩长度/m	加砂量/m ³	加砂强度/(t/m)	排量/(m ³ /min)	总液量/m ³	埋深/m	煤岩厚度/m	含气量/(m ³ /t)	平均气测值/%	压力系数
相关系数(R ²)	0.642 0	0.708 9	0.822 9	0.163 5	0.346 3	0.592 5	0.113 0	0.041 0	0.045 8	0.063 7	-0.119 4
R ² 排序	3	2	1	6	5	4	7	10	9	8	11

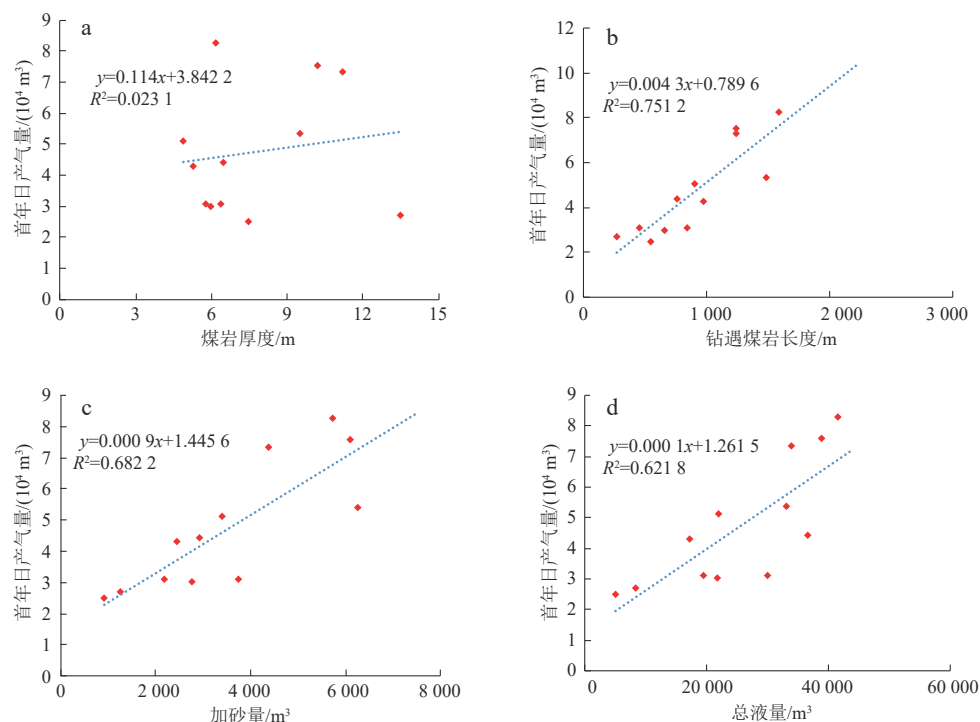


图 11 鄂尔多斯盆地中、东部深层煤岩气水平井首年日产气量与单因素相关性

Fig. 11 Correlations between first-year daily gas production and various individual factors for the horizontal wells in the eastern and central Ordos Basin

a. 煤岩厚度; b. 钻遇煤岩长度; c. 加砂量; d. 总液量

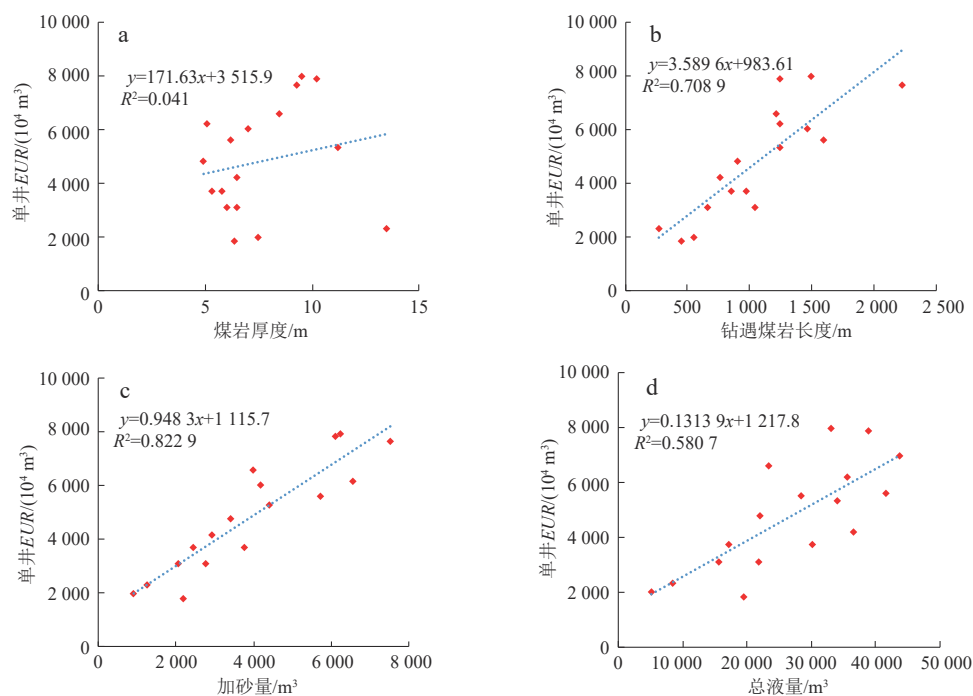


图 12 鄂尔多斯盆地中、东部深层煤岩气水平井单井EUR与单因素相关性

Fig. 12 Correlations between single-well EUR and various individual factors for the horizontal wells in the eastern and central Ordos Basin

a. 煤岩厚度; b. 钻遇煤岩长度; c. 加砂量; d. 总液量

同因素之间的关系,引入地质-工程复合因子的概念,进一步量化分析不同影响因素之间的协同作用对煤岩

气水平井产能的重要程度,精细评价深层煤岩气产能的多因素复合敏感性。

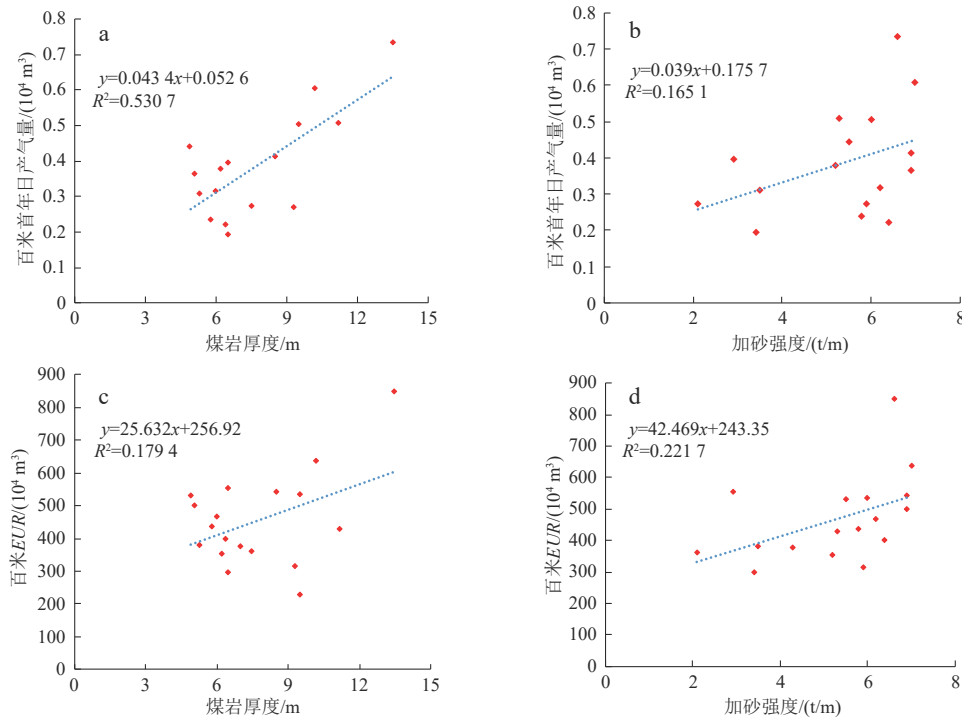


图13 鄂尔多斯盆地中、东部深层煤岩气水平井百米产能与单因素相关性

Fig. 13 Correlations between productivity per 100-m lateral length and various single factors in the eastern and central Ordos Basin

a. 煤岩厚度-百米首年日产气量; b. 加砂强度-百米首年日产气量; c. 煤岩厚度-百米EUR; d. 加砂强度-百米EUR

1) 聚类分析

系统聚类分析是目前应用最多的一种统计分析方法,是将所要处理的对象基于某些共性特征进行分类的一种统计学方法。其优点不仅体现在可以对全部变量进行聚类分析,同时也可以对样本进行聚类。因此,在进行多元数学统计分析时,可以采用聚类分析方法对全部观测变量进行分类,采用降维手段确定各类别的典型变量,以便更好地在后续研究过程中制定合理的技术对策。通常用聚类统计量作为反映样本或者不同变量之间的远近程度,一般用欧式距离来表示对样本或者数据量的聚类,首先将 n 个变量视为 n 个类别,然后把属性相近的2个类别定义为一类,任意2个样品 i 和 k 可定义其欧式距离如下:

$$D_{ij} = \sqrt{(X_{i1} - X_{k1})^2 + (X_{i2} - X_{k2})^2 + \dots + (X_{im} - X_{km})^2} = \left[\sum_{j=1}^m (X_{ij} - X_{kj})^2 \right]^{1/2} \quad (2)$$

式中: D_{ij} 代表欧氏距离,无量纲; X_{ij} 代表第 i 个样品的第 j 个变量值,无量纲; X_{kj} 代表第 k 个样品的第 j 个变量值,无量纲。为了消除各参数因量纲不同而产生的影响,首先对其进行标准化处理,参数标准化后的平均数是0,标准差是1,最后用标准值进行聚类分析。通过重复上述步骤将所有变量聚为一类,整个聚类分析的过程可以绘制形成聚类图或树状分析图。

根据深层煤岩气水平井产能主控因素分析结果,采用组间联接法进行系统聚类分析,利用平方欧式距离作为度量标准,对12个地质-工程要素进行聚类分析,得到了聚类谱系图(图14),将12个因素分为4大

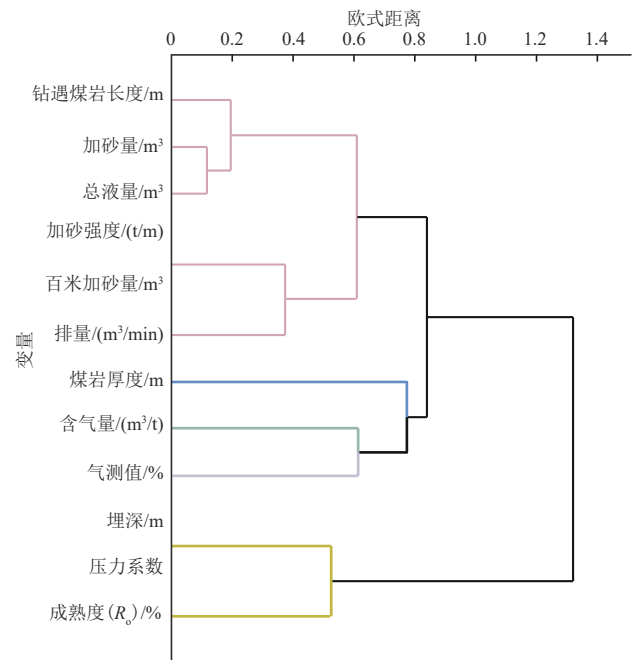


图14 鄂尔多斯盆地中、东部深层煤岩气不同地质-工程影响因素聚类谱系

Fig. 14 Cluster pedigree chart of varying influential factors

类。其中,钻遇煤岩长度、加砂量和总液量为第一类;加砂强度、百米加砂量和排量为第二类;煤岩厚度、含气量和气测值为第三类;埋深、压力系数和成熟度为第四类。结合地质和工程对煤岩气水平井产能的影响来看,第一类代表了压裂规模和改造体积,受地质和工程因素共同控制;第二类代表了改造强度,受压裂改造工艺方案设计是否合理控制;第三类代表煤岩储层品质,受储层评价及有利区优选是否准确控制;第四类代表煤岩气藏基本特征,与区域成藏背景关系密切。因此,第一类、第二类和第三类是深层煤岩气水平井开发过程中需要重点关注的因素,也是地质-工程一体化提产提效需要加强研究的对象。

2) 复合因子相关性

根据聚类分析及单因素相关性分析结果,按照地质-工程一体化分析理念,主要利用钻遇煤岩长度、煤岩厚度、加砂量和加砂强度等核心因素建立地质-工程复合因子,综合评价地质-工程复合因子与深层煤岩气水平井首年日产气量和单井EUR的相关性。结果表明,地质复合因子与产能的相关性明显强于单因素,同时随着加砂量和加砂强度等工艺因素的加入,地质工程复合因子与产能相关性明显变好(表4)。综合单因素及复合因素相关性研究认为,宏观地质背景相似条件下,钻遇煤岩长度、煤岩厚度、含气量、加砂强度和加砂量是影响深层煤岩气水平井高产的主要控制因素。分析结果表明,在煤岩结构和热演化成熟度等地质工艺因素相近条件下,当煤岩开发厚度为6 m、平均加砂强度为5.5 t/m时,水平井单井EUR达到 $5\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 对应的水平段长度下限为1 453 m;当煤岩开发厚度为8 m、平均加砂强度为5.5 t/m时,水平井单井EUR达到 $5\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 对应的水平段长度下限为1 131 m(图15);当煤岩开发厚度为10 m、平均加砂强度为5.5 t/m时,水平井单井EUR达到 $5\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 对

应的水平段长度下限为905 m。因此,考虑煤岩钻遇率96%左右,按照煤岩厚度为6~10 m、平均加砂强度为5.5 t/m,水平井单井EUR达到 $5\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$ 对应的水平段长度下限为1 000~1 500 m。

在深部煤岩气水平井开发过程中,在煤岩结构和热演化成熟度相当条件下,煤岩厚度及含气量应作为开发有利区优选的核心指标,同时选择有利构造位置实施水平井,确保水平段经济合理长度及煤岩钻遇率;综合考虑经济效益等方面,在压裂改造过程中应针对性提高加砂强度,适当增大累计加砂量,建议采用“密切割、大排量、高砂比”的水平井分段压裂工艺技术,可以有效提高深部煤岩气生产效果。

4 气井产能预测

基于单因素与复合因素分析结果,利用17口井的动态和静态资料,综合采用机器学习定量评价产能主控因素,主要利用深度神经网络、支持向量机及随机森林模型等智能算法,通过参数选择、模型优选,分别进行模型打分、标准误差、均方根误差比值和产能相关性分析,评价不同机器学习模型精度及各参数的重要程度。优选智能学习算法,按照相关性最好、方便快捷、结果准确的原则,选择最优的产能预测方案。依据确定的最优预算方案,多元拟合产能预测公式,以地质-工程一体化数据为输入,智能化预测气井产能,创新建立了以钻遇煤岩长度、煤岩厚度、含气量、加砂量和总液量为核心的深层煤岩气产能预测模型(图16;表5)。采用22口井进行盲井验证分析表明,产能预测符合率达到91%。利用建立的深层煤岩气水平井产能预测新方法,依据鄂尔多斯盆地开发方案中不同区块储层地质因素及其标准化设计参数,精准预测了水平井首年日产气量为 $(3.5 \sim 5.2) \times 10^4 \text{ m}^3$,计算水平井单井EUR为 $(4\,500 \sim 6\,000) \times 10^4 \text{ m}^3$,为深层煤

表4 鄂尔多斯盆地中、东部深层煤岩气水平井不同地质-工程复合因子与生产指标的相关程度

Table 4 Linear correlation coefficients between different composite geology-engineering factors and production indices for coal-rock gas horizontal wells in the eastern and central Ordos Basin

地质-工程复合因子	与首年日产气量相关性		与单井EUR相关性	
	线性相关系数(R^2)	R^2 排序	线性相关系数(R^2)	R^2 排序
①钻遇煤岩长度×煤岩厚度	0.652 9	4	0.630 0	4
②钻遇煤岩长度×煤岩厚度×含气量	0.632 7	5	0.597 8	5
③钻遇煤岩长度×煤岩厚度×加砂量	0.642 0	3	0.630 6	3
④钻遇煤岩长度×煤岩厚度×加砂强度	0.728 6	1	0.715 5	1
⑤钻遇煤岩长度×煤岩厚度×含气量×加砂强度	0.659 6	2	0.674 0	2
⑥钻遇煤岩长度×煤岩厚度×含气量×加砂量	0.581 7	7	0.597 5	6
⑦钻遇煤岩长度×煤岩厚度×含气量×总液量	0.606 2	6	0.570 8	7

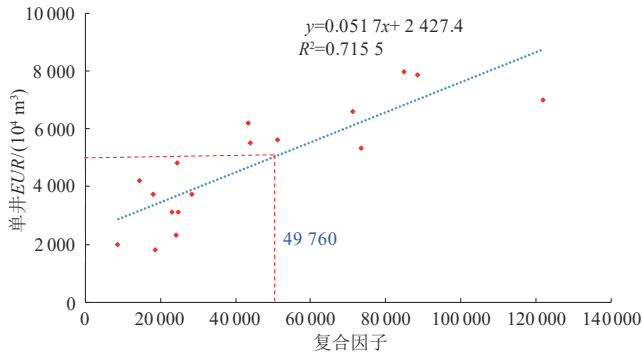


图 15 鄂尔多斯盆地中、东部深层煤岩气水平井单井 EUR 与典型复合因子相关性

Fig. 15 Correlations between single-well EUR and a typical composite factor for horizontal wells in the eastern and central Ordos Basin
(复合因子=钻遇煤岩长度(m)×煤岩厚度(m)×加砂强度(t/m)。)

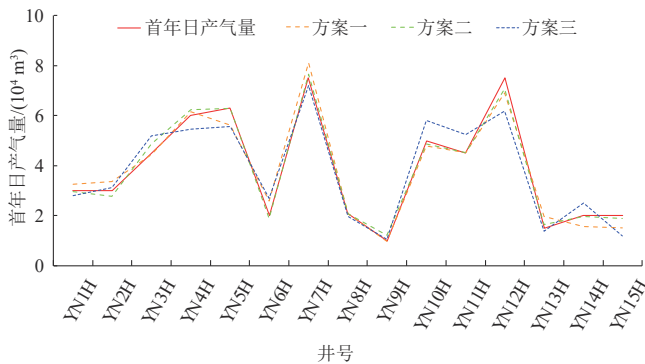


图 16 鄂尔多斯盆地中、东部深层煤岩气水平井指标预测方法对比

Fig. 16 Comparison of prediction schemes for the production indices of coal-rock gas horizontal wells in the eastern and central Ordos Basin

岩气开发方案目标优选及科学编制提供重要依据。

5 结论

1) 鄂尔多斯盆地中、东部 8# 煤岩埋深主体为

3 500 m 深度以浅,聚煤环境整体属于近岸三角洲及障壁海岸潮坪-潟湖沉积体系,煤岩厚度自东北向西南整体减薄,煤岩结构以均一块状的原生结构煤为主,自东北至西南方向由 I 分型为主向 II 分型和 III 分型为主转变,煤岩热演化成熟度高,含气量一般大于 15 m³/t,煤岩储层整体属于低渗-特低渗或致密储层。

2) 按照体积开发理念,采用水平井整体开发部署方案,建立了以“地震构造预测、地质旋回分析”为核心的水平井精细地质导向模式,通过优化井身结构、升级试验低成本防塌钻井液及推行激进钻井参数等工作,确保了煤岩气水平井静态钻遇效果。

3) 通过强化压裂对比试验和配套裂缝监测等研究,确保了压裂改造参数与地质目标合理匹配,实现缝网精准覆盖与单井 EUR 最大化;深层煤岩气排采井具有见气快、产量高、压力高和储层供气能力强等特点。综合应用分阶段累产拟合法、多段压裂水平井解析法和数值模拟法 3 种方法确定煤岩气单井 EUR,评价已投产水平井单井 EUR 为(2 879~7 584)×10⁴ m³。

4) 在煤岩结构和热演化成熟度等区域地质条件相近条件下,地质因素中煤岩厚度和含气性对煤岩气产能影响较大,工程因素中钻遇煤岩长度、总液量和加砂量与产能相关性较好,工程因素与首年日产气量相关性明显优于地质因素,且地质-工程复合因子相关性明显优于单因素,明确钻遇煤岩长度、煤岩厚度、含气量、加砂强度和加砂量是影响深层煤岩气水平井高产的主控因素。

5) 在煤岩结构和热演化成熟度等地质工艺因素相近条件下,在目前水平井开发目标层煤岩厚度为 6~10 m、平均加砂强度为 5.5 t/m 时,水平井单井 EUR 达到 5 000×10⁴ m³ 对应的水平段长度为 1 000~1 500 m。

6) 采用机器学习定量评价产能主控因素,引入大数据分析手段,挖掘各因素关联规则,创建了以钻遇煤

表 5 鄂尔多斯盆地中、东部深层煤岩气水平井产能预测方法

Table 5 Prediction schemes for the productivity of coal-rock gas horizontal wells

项目	方案一	方案二	方案三
参数选择	全部参数	钻遇煤岩长度、煤岩厚度、含气量、总液量、加砂量、成熟度(R_o)	钻遇煤岩长度、煤岩厚度、含气量、加砂量、总液量
模型优选	RandomForestRegressor	PolynomialFeatures	linear_model
模型打分	0.88	0.99	0.97
均方根误差	722.35	56.88	468.80
均方根误差比值	0.90	0.85	0.94
与产能相关性	0.93	0.95	0.97
优缺点	考虑因素全面,但数据点少,准备度欠佳	准备度高,多项式复杂,不利于快捷计算	组合优势参数,计算方便

岩长度、煤岩厚度、含气量、加砂量和总液量为核心的深层煤岩气产能预测方法,产能预测符合率超过91%,依据不同区块储层地质及其设计工艺参数,精准预测了水平井产能指标,为深层煤岩气开发目标优选及方案编制提供依据。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] 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.
- [3] 徐凤银,王勃,赵欣,等.“双碳”目标下推进中国煤层气业务高质量发展的思考与建议[J].中国石油勘探,2021,26(3):9-18.
XU Fengyin, WANG Bo, ZHAO Xin, et al. Thoughts and suggestions on promoting high quality development of China's CBM business under the goal of "double carbon" [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(3): 9-18.
- [4] 张懿,朱光辉,郑求根,等.中国煤层气资源分布特征及勘探研究建议[J].非常规油气,2022,9(4):1-8,45.
ZHANG Yi, ZHU Guanghui, ZHENG Qiugen, et al. Distribution characteristics of coalbed methane resources in China and recommendations for exploration research [J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(4): 1-8, 45.
- [5] 秦勇,申建,王宝文,等.深部煤层气成藏效应及其耦合关系[J].石油学报,2012,33(1):48-54.
QIN Yong, SHEN Jian, WANG Baowen, et al. Accumulation effects and coupling relationship of deep coalbed methane [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(1): 48-54.
- [6] 张兵,杜丰丰,张海峰,等.基于经济效益评价的煤层气开发有利区优选——以鄂尔多斯盆地东缘杨家坡区块为例[J].油气藏评价与开发,2024,14(6):933-941.
ZHANG Bing, DU Fengfeng, ZHANG Haifeng, et al. Selection of Favorable Areas for Coalbed Methane Development Based on Economic Benefit Evaluation: A Case Study of the Yangjiapo Block on the Eastern Margin of the Ordos Basin [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(6): 933-941.
- [7] 熊先钺,季亮,张正朝,等.鄂尔多斯盆地东缘韩城区块煤层气高产井地质主控因素[J].天然气工业,2024,44(3):64-71.
XIONG Xianyue, JI Liang, ZHANG Zhengchao, et al. Main geological factors controlling high productivity of CBM wells in the Hancheng block at the eastern edge of the Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(3): 64-71.
- [8] 李亚辉.鄂尔多斯盆地大牛地气田深层中煤阶煤层气勘探实践及产能新突破[J].石油与天然气地质,2024,45(6):1555-1566.
LI Yahui. Exploration Practices and Production Breakthroughs in Deep Middle-Rank Coalbed Methane in the Daniudi Gas Field, Ordos Basin [J]. Oil and Gas Geology, 2024, 45(6): 1555-1566.
- [9] 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 Coal Reservoirs of the Carboniferous Benxi Formation in the Central and Eastern Ordos Basin: A Case Study of Well M172 [J]. Oil and Gas Geology, 2024, 45(6): 1577-1589.
- [10] 赵欣,姜波,张尚铨,等.鄂尔多斯盆地东缘三区块煤层气井产能主控因素及开发策略[J].石油学报,2017,38(11):1310-1319.
ZHAO Xin, JIANG Bo, ZHANG Shangkun, et al. Main controlling factors of productivity and development strategy of CBM wells in Block 3 on the eastern margin of Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(11): 1310-1319.
- [11] 张蕊,王琳霖,刘磊,等.鄂尔多斯盆地东部晚石炭世本溪组源—汇充填过程与古地理格局[J/OL].沉积学报:1-22[2024-01-10]. <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2023.099>.
ZHANG Rui, WANG Linlin, LIU Lei, et al. Source-to-sink filling process and paleogeographic pattern of the Late Carboniferous Benxi Formation in the eastern Ordos Basin [J/OL]. Acta Sedimentologica Sinica; 1-22 [2024-01-10]. <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2023.099>.
- [12] 孙璐,周国晓,荆雪媛,等.鄂尔多斯盆地中东部本溪组深部煤岩分形特征与成储机理[J].西安石油大学学报(自然科学版),2024,39(3):1-11.
SUN Lu, ZHOU Guoxiao, JING Xueyuan, et al. Research on fractal characteristics and reservoir forming mechanism of deep coal rock in Benxi Formation, central-eastern Ordos Basin [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2024, 39(3): 1-11.
- [13] 赵伟波,刘洪林,王怀厂,等.鄂尔多斯盆地深部本溪组煤孔隙特征及成因探讨——以榆林M172井8#煤为例[J].天然气地球科学,2024,35(2):202-216.
ZHAO Weibo, LIU Honglin, WANG Huaichang, et al. Discussion on pore characteristics and forming mechanism of coal in the deep area, Ordos Basin: Case study of No. 8 coal seam in Well M172 of Yulin area [J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(2): 202-216.
- [14] 赵喆,徐旺林,赵振宇,等.鄂尔多斯盆地石炭系本溪组煤岩气地质特征与勘探突破[J].石油勘探与开发,2024,51(2):234-247,259.
ZHAO Zhe, XU Wanglin, ZHAO Zhenyu, et al. Geological characteristics and exploration breakthroughs of coal rock gas in Carboniferous Benxi Formation, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2): 234-247, 259.
- [15] 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.
- [16] 潘冬. 鄂尔多斯盆地上古生界沉积体系特征及构造演化[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2013.
- PAN Dong. Sedimentary systems' feature and tectonic evolution of the Upper Palaeozoic of the Ordos Basin [D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2013.
- [17] 牟蜚声, 尹相东, 胡琮, 等. 鄂尔多斯盆地陕北地区三叠系长7段致密油分布特征及控制因素[J]. *岩性油气藏*, 2024, 36(4): 71–84.
- MOU Feisheng, YIN Xiangdong, HU Cong, et al. Distribution Characteristics and Controlling Factors of Tight Oil in the Triassic Chang 7 Member in Northern Shaanxi Area, Ordos Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2024, 36(4): 71–84.
- [18] 丁超. 鄂尔多斯盆地东北部热演化史与天然气成藏期次研究[D]. 西安: 西北大学, 2010.
- DING Chao. Thermal evolution and petroleum-charging times in the northeast area of Ordos Basin [D]. Xi'an: Northwest University, 2010.
- [19] 马行陟, 宋岩, 柳少波, 等. 中高煤阶煤储层吸附能力演化历史定量恢复——以鄂尔多斯盆地韩城地区为例[J]. *石油学报*, 2014, 35(6): 1080–1086.
- MA Xingzhi, SONG Yan, LIU Shaobo, et al. Quantitative research on adsorption capacity evolution of middle-high rank coal reservoirs in geological history: A case study from Hancheng area in Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(6): 1080–1086.
- [20] 翟咏荷, 何登发, 开百泽. 鄂尔多斯盆地及邻区中—晚二叠世构造—沉积环境与原型盆地演化[J]. *岩性油气藏*, 2024, 36(1): 32–44.
- ZHAI Yonghe, HE Dengfa, KAI Baize. Tectonic-Depositional Environment and Prototype Basin Evolution in the Ordos Basin and Adjacent Areas During the Middle-Late Permian [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2024, 36(1): 32–44.
- [21] 李芙蓉, 刘文汇, 王晓锋, 等. 鄂尔多斯盆地古生界天然气地球化学特征与成因[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(4): 809–820.
- LI Furong, LIU Wenhui, WANG Xiaofeng, et al. Geochemical characteristics and genesis of Paleozoic natural gas in the Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(4): 809–820.
- [22] 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.
- 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.
- [23] 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.
- [24] 曾波, 王星皓, 黄浩勇, 等. 川南深层页岩气水平井体积压裂关键技术[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(5): 77–84.
- ZENG Bo, WANG Xinghao, HUANG Haoyong, et al. Key technology of volumetric fracturing in deep shale gas horizontal wells in southern Sichuan [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(5): 77–84.
- [25] 张琴, 邱振, 赵群, 等. 海-陆过渡相与海相页岩气“甜点段”差异特征与形成机理[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(5): 1400–1416.
- ZHANG Qin, QIU Zhen, ZHAO Qun, et al. Differences in Characteristics and Formation Mechanisms of “Sweet Spots” in Marine and Marine-Continental Transitional Shale Gas [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(5): 1400–1416.
- [26] 林永茂, 王兴文, 刘斌. 威荣深层页岩气体体积压裂工艺研究及应用[J]. *钻采工艺*, 2019, 42(4): 67–69, 116.
- LIN Yongmao, WANG Xingwen, LIU Bin. Research and application of volumetric fracturing in Weirong deep shale gas reservoirs [J]. *Drilling & Production Technology*, 2019, 42(4): 67–69, 116.
- [27] 王虎, 迟焕鹏, 王胜建, 等. 黔西地区石炭系页岩气钻井工程难点与对策[J]. *断块油气田*, 2024, 31(5): 909–915.
- WANG Hu, CHI Huanpeng, WANG Shengjian, et al. Drilling Engineering Challenges and Countermeasures for Shale Gas in the Carboniferous System in Western Guizhou [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2024, 31(5): 909–915.
- [28] 孙粉锦, 王勃, 李梦溪, 等. 沁水盆地南部煤层气富集高产主控地质因素[J]. *石油学报*, 2014, 35(6): 1070–1079.
- SUN Fenjin, WANG Bo, LI Mengxi, et al. Major geological factors controlling the enrichment and high yield of coalbed methane in the southern Qinshui Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(6): 1070–1079.
- [29] 赵欣. 煤层气产能主控因素及开发动态特征研究[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2017.
- ZHAO Xin. The study of main influence factors on productivity of coalbed methane well and the development performance [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2017.
- [30] 徐文军, 刘升贵, 孟磊. 潘河区块15号煤层煤层气的生产特征及其影响因素分析[J]. *中国矿业*, 2019, 28(12): 155–160.
- XU Wenjun, LIU Shenggui, MENG Lei. Analysis on the production performance and its influencing factors of No. 15 coal seam in the Panhe block [J]. *China Mining Magazine*, 2019, 28(12): 155–160.
- [31] 吕玉民, 柳迎红, 陈桂华, 等. 沁水盆地南部煤层气水平井产能影响因素分析[J]. *煤炭科学技术*, 2020, 48(10): 225–232.
- LYU Yumin, LIU Yinghong, CHEN Guihua, et al. Analysis of factors affecting productivity of CBM in horizontal wells in southern Qinshui Basin [J]. *Coal Science and Technology*, 2020, 48(10): 225–232.

(编辑 刘格云)