

鄂尔多斯盆地大牛地气田深部煤层气勘探突破及其关键技术

何发岐^{1,2},雷涛^{1,2},齐荣^{1,2},徐兵威^{1,2},李晓慧^{1,2},张茹^{1,2}

(1. 中国石化华北油气分公司,河南郑州450006;2. 中国石化深层煤层气勘探开发重点实验室,河南郑州450006)

摘要:鄂尔多斯盆地是中国最重要的石炭系-二叠系煤层发育区。近年来,盆地东缘2 000 m深度以深煤层气勘探的持续突破,促使深部煤层气勘探开发成为煤层气增储上产的最重要方向。盆地北部大牛地气田阳煤1HF井在2 800 m深度获得高产工业气流,再次实现深部煤层气勘探的重大突破,极大地提升了业界对释放深部煤层气资源潜力的信心。依托阳煤1HF井测试结果,结合大牛地气田上古生界气藏地质研究,分析石炭系太原组煤岩煤质特征、含气性及物性特征。基于此,进一步探讨深部煤层气高产潜力的地质控因,并明确了“饱和加砂、有效支撑”压裂建立区域缝网是关键。研究结果表明,上古生界太原组8#煤层和山西组5#煤层分布稳定、厚度较大、热演化程度较高和游离气丰富,开发地质条件优越,与浅层煤层气赋存及生产特征明显不同。高热演化程度、灰岩和泥岩顶板的良好封盖条件是大牛地气田深部煤层气富集的主控因素。结合国内最新进展,指出中国2 000 m深度以深的煤层气资源丰富,勘探开发潜力巨大,是中国天然气资源“增储上产”的新兴领域。

关键词:成藏条件;资源潜力;深部煤层气;太原组;石炭系;大牛地气田;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Breakthroughs and key technology in deep coalbed methane exploration
in the Daniudi gas field in the Ordos BasinHE Faqi^{1,2}, LEI Tao^{1,2}, QI Rong^{1,2}, XU Bingwei^{1,2}, LI Xiaohui^{1,2}, ZHANG Ru^{1,2}

(1. North China Petroleum Bureau, SINOPEC, Zhengzhou, Henan 450006, China; 2. Key Laboratory of Deep CBM Exploration and Production Technology, SINOPEC, Zhengzhou, Henan 450006, China)

Abstract: The Ordos Basin is recognized as the most significant region for the development of the Carboniferous-Permian coal seams in China. In recent years, constant breakthroughs have been achieved in coalbed methane (CBM) exploration at depths exceeding 2 000 m along the eastern margin of this basin, establishing deep CBM as the most promising target for the additions to reserves from reserve growth of CBM. In this study, we perform systematic tests and analysis of well Yangmei-1HF in the Daniudi gas field of the northern Ordos Basin, which produces high-yield industrial gas flow at a depth of 2 800 m. Accordingly, we explore the geology of the Upper Paleozoic gas reservoirs in the gas field and analyze the quality, gas-bearing properties, and physical properties of coals in the Taiyuan Formation within the gas field. Furthermore, the geologic factors governing the high production of deep CBM are explored and the key technology for achieving high CBM production is determined as hydraulic fracturing-induced regional fracture network characterized by high proppant loading and the effective propping of induced fractures' distal ends. This technology can be used to create regional fracture networks. The results indicate that the No. 8 coal seam of the Taiyuan Formation and the No. 5 coal seam of the Shanxi Formation in the Upper Paleozoic exhibit favorable geologic conditions for CBM exploitation, including stable continuous distribution, considerable thickness, high thermal maturity, and abundant free gas, which distinguish them from the occurrence and production characteristics of shallow CBM. Major factors contributing to the deep CBM enrichment in the Daniudi gas field include the high thermal maturity of coals and effective sealing capacities provided by the overlying limestone and mudstone roofs. It can be inferred that China boasts abundant CBM resources at depths exceeding 2 000 m, which hold considerable potential for exploration and exploitation, representing a new target for natural gas resources in China with significant development prospects.

收稿日期:2024-10-20;修回日期:2024-11-21。

第一作者简介:何发岐(1967—),男,博士、教授级高级工程师,石油地质综合研究及油气勘探。E-mail: hefq.hbsj@sinopec.com。

通信作者简介:齐荣(1986—),女,博士、副研究员,油气地质综合研究及勘探。E-mail: qirong.hbsj@sinopec.com。

基金项目:中国石化科技攻关项目(P23204-1)。

Key words: accumulation condition, resource potential, deep coalbed methane (CBM), Taiyuan Formation, Carboniferous, Daniudi gas field, Ordos Basin

引用格式:何发岐,雷涛,齐荣,等.鄂尔多斯盆地大牛地气田深部煤层气勘探突破及其关键技术[J].石油与天然气地质,2024,45(6):1567-1576. DOI:10.11743/ogg20240605.

HE Faqi, LEI Tao, QI Rong, et al. Breakthroughs and key technology in deep coalbed methane exploration in the Daniudi gas field in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(6): 1567-1576. DOI: 10.11743/ogg20240605.

煤层气作为一种重要的能源矿产资源,其勘探与开发在国外起步较早,中国直到20世纪90年代才引进相关技术,开始进行风险勘探^[1-4]。经过20余年的努力,截至2021年,中国煤层气地面开发产量达到 $82.9 \times 10^8 \text{ m}^3$,但相较于致密气和页岩气,其产能建设仍较为缓慢^[5]。对于埋深超过2 000 m的深部煤层气,传统观点认为煤层致密且渗透率极低,因而长期仅作为烃源岩进行“源-储”研究^[6]。在此背景下,三大石油公司作为油气能源保障的主力军,对该深度的探索秉持扎实而慎重的态度,并在“十二五”期间通过致密砂岩气钻井发现良好显示后,开展过尝试性勘探。

自2019年起,中国石油煤层气有限责任公司在鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块实现了深部煤层气(埋深 $\geq 2\,000 \text{ m}$)勘探开发的重大突破。其中,吉深6-7平01井煤层气日产量达到 $10.1 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。截至2023年8月,试验区53口投产水平井的初期煤层气平均日产量超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,提交的煤层气探明地质储量已超 $1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[7]。2023年11月,长庆油田进一步提交其探区深部煤层气预测储量超万亿方,探明储量超 $1200 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[8]。深部煤层气勘探开发的成功,使得中国煤层气资源量有望在原有的 $36.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 基础上实现大幅度增长^[9]。据估算,2 000 m深度以深的煤层气资源量为 $40.71 \times 10^{12} \text{ m}^3$,其中可采资源量约为 $10.01 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[10]。以上成果表明,中国深部煤层气具有巨大的资源潜力,是未来天然气增储上产的重要领域^[11-13]。

实践发现,鄂尔多斯盆地及周缘深部煤层气勘探开发效果存在显著差异。部分地区煤层气藏没有自然产能,需通过大规模体积压裂和长期排采才能获得经济产量;相比之下,部分地区深层煤层气藏则表现出压裂后见气早、上产快和产量高的特点^[14-16]。研究发现,富含游离气的高饱和-超饱和煤层气藏较易实现高产突破^[8, 11, 17]。进一步研究表明,游离气的富集是温度负效应和压力正效应耦合作用的结果,受埋深、保存条件和生烃能力等多种因素的综合影响^[18, 19]。中国石化华北油气分公司分析大牛地气田勘探开发历史资料,认识到伊陕斜坡埋深大于2 800 m区域上古生界煤系有机质在成熟生烃后构造稳定,煤层发育泥岩和灰岩

顶板,具备优质深部煤层气资源的赋存条件^[20]。

自2006年起,中国石化华北油气分公司在鄂尔多斯盆地大牛地地区开展深部煤层气勘探。在致密砂岩气勘探过程中,钻遇二叠系主煤层时,气显示强烈,其中5#和8#煤层气测全烃浓度平均分别为50%和65%,最高可达100%。据此,优选4口直井对8#煤层压裂改造,但由于对煤层岩石力学性质了解不充分,压裂工艺与煤层特性不匹配,压裂加砂困难,最终均未出气,导致探索停滞。

2018年开始,受“十二五”期间页岩气开发成功的启示,对大牛地3口探井煤层进行描述和含气量测试^[21],发现8#煤层以原生结构煤为主,含气量高达 $25 \text{ m}^3/\text{t}$;随后,采用页岩气大排量加砂压裂工艺对石1井8#煤层进行改造,压裂返排后第3天即见气,获得 $1\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 低产气流,初步证实深部煤层气富含游离气,提振了深部煤层气勘探的信心。

2022年以来,通过复查千余口井的测、录井资料,系统编制了5大类32幅气藏图件,定量刻画了煤储层非均质性,并优选“灰岩顶板+厚煤层”的最有利岩性组合部署风险探井,同时对老井进行压裂复试。D1-567直井压裂复试取得了 $1.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的稳定日产气量,为后续新井改造提供了宝贵经验。其中,首口风险探井阳煤1HF井目标煤层埋深2 880 m,峰值日产气量超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,标志着深部煤层气勘探取得重大战略突破,支撑了 $1\,226.58 \times 10^8 \text{ m}^3$ 预测储量的提交。

阳煤1HF井试获高产工业气流,对于推动鄂尔多斯盆地乃至中国深部煤层气的规模化开发具有重要战略价值。笔者结合鄂尔多斯盆地大牛地气田的深部煤层气地质条件,探讨了深部煤层气富集的主控因素,并总结了技术突破的关键点,以期对鄂尔多斯盆地及其他具有类似沉积、构造与成藏背景的地区提供深部煤层气勘探开发的借鉴和启示。

1 煤层气地质条件

大牛地气田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡北部,是中国石化在鄂尔多斯盆地建设的首个大型气田,采矿权区面积为 $2\,000 \text{ km}^2$ 。气田范围内上古生界埋深较

大,地层平缓,构造变形程度弱,煤演化程度高,其地质条件与鄂尔多斯盆地东缘煤层气存在一定差异。

1.1 构造

大牛地地区的构造特征表现为上古生界超覆沉积在西高东低的乌审旗古隆起上,现今构造呈向西倾斜的大型平缓单斜,地层倾角小于 1° 。最新地球物理资料解释表明,该区域发育数条多期活动的走滑断层,在SW向倾斜的缓坡上发育低幅度鼻状构造(图1)。煤层顶面的埋深自NE向SW方向逐渐增加,太原组8#煤层的埋深范围为2 450~2 950 m。

1.2 煤层和含煤地层

大牛地地区沉积上位于鄂尔多斯盆地北部榆林—伊克昭聚煤带,煤层主要发育在石炭系—二叠系太原组和山西组,发育5~10层煤层,累积厚度为10~20 m。其中,山西组5#煤层和太原组8#煤层最为发育,5#煤层稳定性略差。8#煤层厚度大且分布稳定,主要形成于障壁海岸环境,煤层厚度约11.5 m^[22-23](图2)。

在太原组沉积期,鄂尔多斯盆地古地理格局以中央古隆起为界分为东、西2个海域,西部裂陷海湾与东

部陆表海浅陷共存,沉积相呈东西向分异,盆地东北部发育大型三角洲^[24]。波浪和潮汐作用对三角洲前缘砂体改造再分配,在盆地中、东部形成规模不等的障壁岛和潮汐砂坝,障壁岛或砂坝之间形成潟湖。当水位较高时,潟湖与广海连通,形成富含生屑的灰岩;当水位降低时,潟湖闭塞淤积后植物繁盛,潟湖沼泽化形成泥炭,奠定煤层聚集基础。

大牛地—府谷以北地区太原组沉积于三角洲平原,成煤环境为分流间湾湿地森林沼泽,水深变化大,煤层厚度差异大;大牛地—府谷以南至横山—绥德以北近 4×10^4 km²区域为覆水森林沼泽,煤层厚度和煤岩类型相对均一;横山—绥德以南地区为开阔漂浮沼泽,水深偏大,煤层欠发育。大牛地地区8#煤层沉积早期水体偏浅,煤层中夹炭质页岩,且半暗煤比例较高;在太原组沉积晚期,水体加深,还原程度增强,光亮煤和半亮煤比例增加;水体持续加深,形成顶板灰岩或炭质泥岩。

1.3 煤储层属性

1.3.1 煤岩与煤质

太原组煤的显微组分平均含量为77.6%,矿物质平均含量为22.4%。显微组分以镜质组为主,平均含

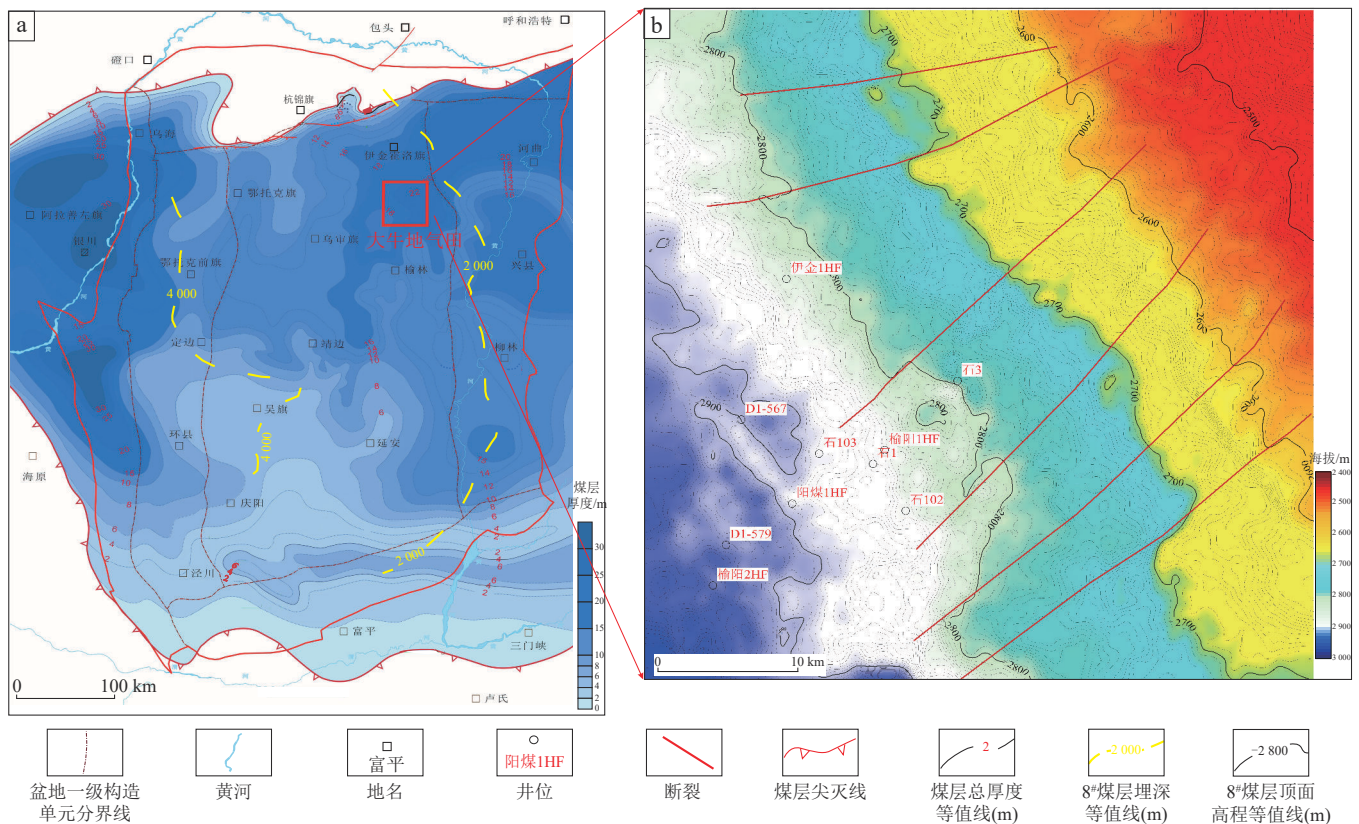


图1 鄂尔多斯盆地大牛地气田及邻区上古生界煤层厚度(a)与煤层顶面高程(b)等值线图

Fig. 1 Isopach map (a) and roof elevation contour map (b) of the Upper Paleozoic coal seams in the Daniudi gas field and its adjacent areas in the Ordos Basin

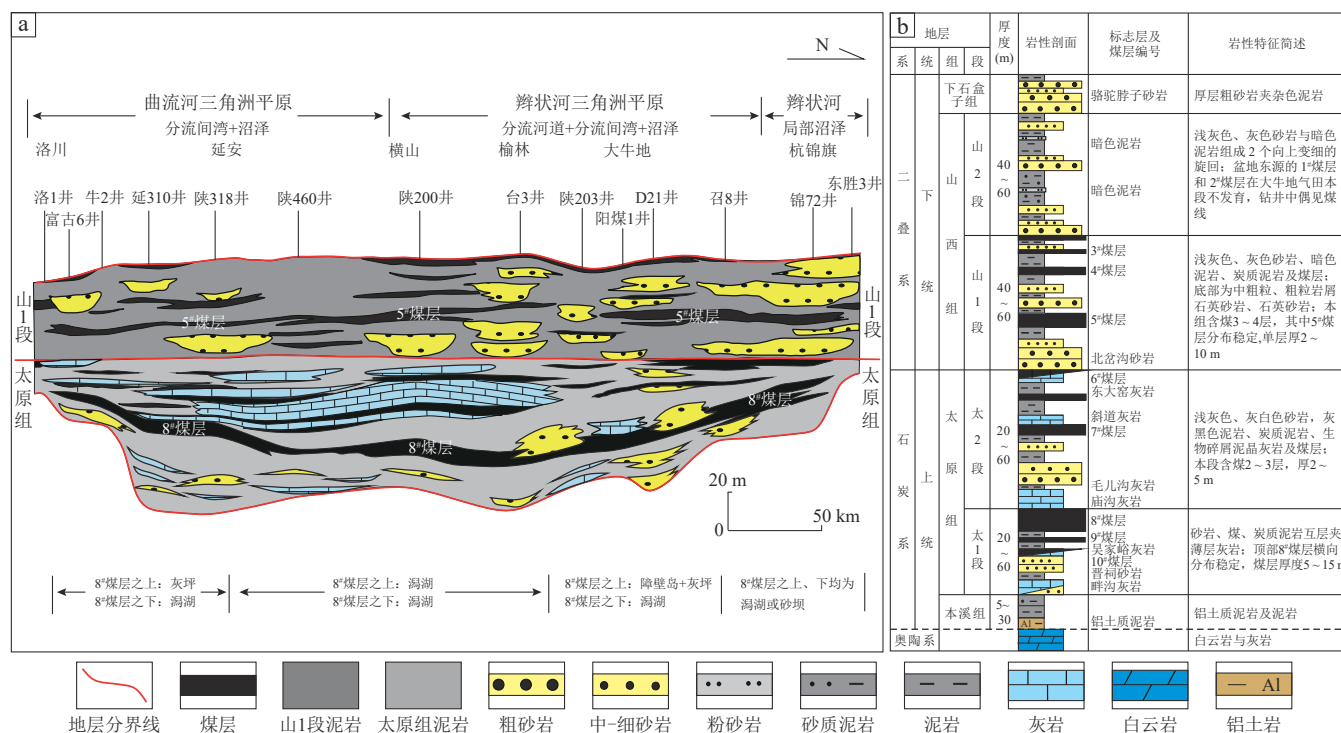


图2 鄂尔多斯盆地上古生界煤系沉积剖面与地层柱状图

Fig. 2 Sedimentary profile and stratigraphic column of the Upper Paleozoic coal measures in the Ordos Basin

量为52.1%;其次为惰质组,平均含量为24.5%;壳质组含量低于1%。工业分析结果显示,煤的平均水分含量为0.55%,平均灰分产率为23.4%,平均挥发分产率为15.5%,平均固定碳含量为60.5%,显示出低-中灰分产率、较高固定碳含量的特点,有机质属于腐殖型,煤质及生气潜力较好。

研究区内太原组煤的最大镜质体反射率($R_{o,max}$)介于1.20%~2.19%,平均值为1.63%,有机质主要处于高成熟阶段,生气量大。区域上从NE向到SW向, $R_{o,max}$ 值逐渐升高,生气量逐渐增大。煤层受构造破坏程度较弱,太原组煤层主要为原生结构,呈层状构造,可改造性较好;煤层裂隙较为发育,但大部分裂隙被方解石充填,对煤储层原始渗透率有所影响。

1.3.2 煤储层含气性

据钻孔煤心解吸测试结果,太原组煤层亮煤含气量高,为26 m³/t,暗煤含气量较低,为5~9 m³/t,平均值为18.49 m³/t。等温吸附实验结果显示,对应储层压力的太原组煤层最大吸附气量平均值为13.93 m³/t(图3),即实测含气量高于理论最大吸附气量,说明煤层气已达到过饱和和吸附状态,平均含气饱和度为133%。同时,深部煤层气井在压裂后快速见气,证实深部煤层中富含游离气,吸附气与游离气共存成藏特征显著。

盆地东部大宁—吉县地区太原组深部煤层游离气含量占总含气量的13%~23%^[9]。然而,分析阳煤

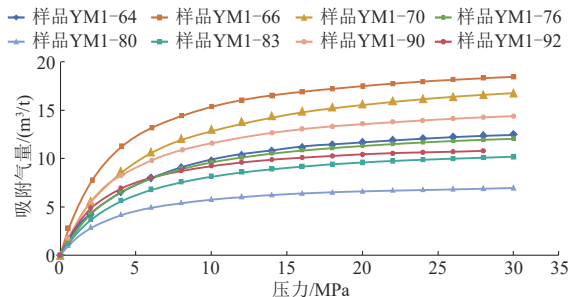


图3 大牛地气田阳煤1HF井太原组8#煤层煤样等温吸附曲线

Fig. 3 Isothermal adsorption curves of coal samples from the No. 8 coal seam of the Taiyuan Formation in well Yangmei-1HF in the Daniudi gas field

1HF井生产曲线,在日产气 5×10^4 m³的配产控制制度下,经过一年半的测试,油套压降很小,生产曲线并未出现产气双峰的特点,既表明该井采用的排采控制制度较为合理,又说明埋深对游离气含量有较大影响,保压取心及综合分析游离气含量为13 m³/t,游离气占总含气量的50%。

1.3.3 煤储层孔隙结构和渗透率

岩心观测、CT扫描和扫描电子显微镜(SEM)分析表明,8#煤层中发育大量不同尺度的割理裂隙(图4)。毫米级割理主要发育在镜煤条带中,线密度为50~100条/m。微米级割理主要垂直于层理方向展布,延伸较短,割理面较为平直,部分裂隙被矿物充填,线密度

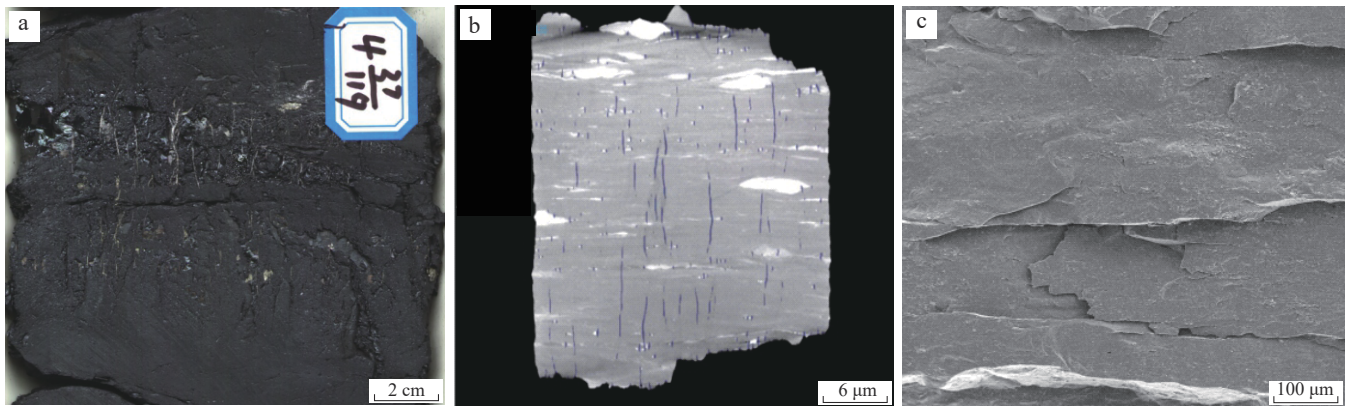


图4 大牛地气田石2井太原组8#煤层裂缝发育特征显微照片

Fig. 4 Developmental characteristics of fractures in the No. 8 coal seam of the Taiyuan Formation in well Shi-2 in the Daniudi gas field

a. 厘米级割理裂隙,岩心;b. 厘米-毫米级裂隙,CT扫描;c. 微米级裂隙,扫描电镜

为100~800条/m,主要分布于均质镜质体条带中,部分裂隙被矿物充填。

核磁共振分析结果显示,煤样孔径主要呈三峰态分布,微孔(孔径<10 nm)和小孔(孔径10~100 nm)整体发育较好,显示出较强的吸附能力(图5)。部分样品的大孔(孔径100~1 000 nm)和超大孔(孔径>1 000 nm)占比较高,两者平均占比分别为13.1%和11.9%(图6),说明煤层游离气储存空间较发育。

测试结果显示,8#煤层38个煤样的孔隙度为0.97%~8.97%,平均值为4.80%,渗透率为 $(0.0001 \sim 0.7600) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.2400 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于特低孔-特低渗储层。

2 产气突破及其关键技术

阳煤1HF井是一口单支水平井,为中国石化在大牛地气田部署的首口深部煤层气风险探井,目的层(8#

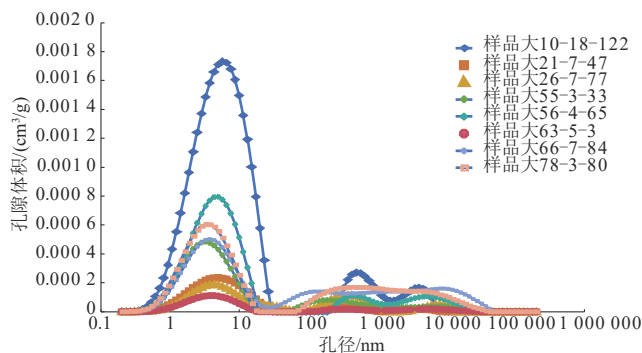


图5 大牛地气田太原组8#煤层基于核磁共振技术的煤样孔径分布曲线

Fig. 5 Pore size distribution curves of coal samples determined by the nuclear magnetic resonance (NMR) in the No. 8 coal seam of the Taiyuan Formation in the Daniudi gas field

煤层)埋深2 880 m,厚度11.5 m。部署该井目的是借鉴页岩气开发理念和技术,探索气田上古生界深部煤层气开采工程工艺,力争实现产气突破,开辟深部煤层气勘探与开发的新领域。

2.1 阳煤1HF井煤储层改造与排采控制

该井水平段实钻长度1 030 m,煤层钻遇率82.9%,实钻地质条件与设计总体相符(图7)。该井8#煤层气测全烃浓度最高值达到93.3%,平均值为31.6%;煤层总含气量较高,平均值达到26 m³;半亮煤-光亮煤分层累计厚度为7.4 m,占煤层总厚度的64%。根据实钻地质情况与煤储层空间展布预测,将该井划分为13段34簇开展压裂改造,总液量55 137 m³,加砂量6 614 m³,施工排量14.0~22.5 m³/min。

该井2023年3月23日完成压裂,随即返排,返排

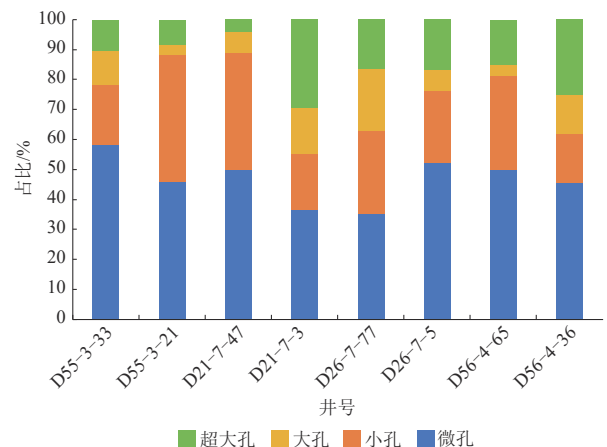


图6 大牛地气田太原组8#煤层煤样不同尺寸孔隙占比条形图

Fig. 6 Volumetric proportions of pores with varying sizes in coal samples in the No. 8 coal seam of the Taiyuan Formation in the Daniudi gas field

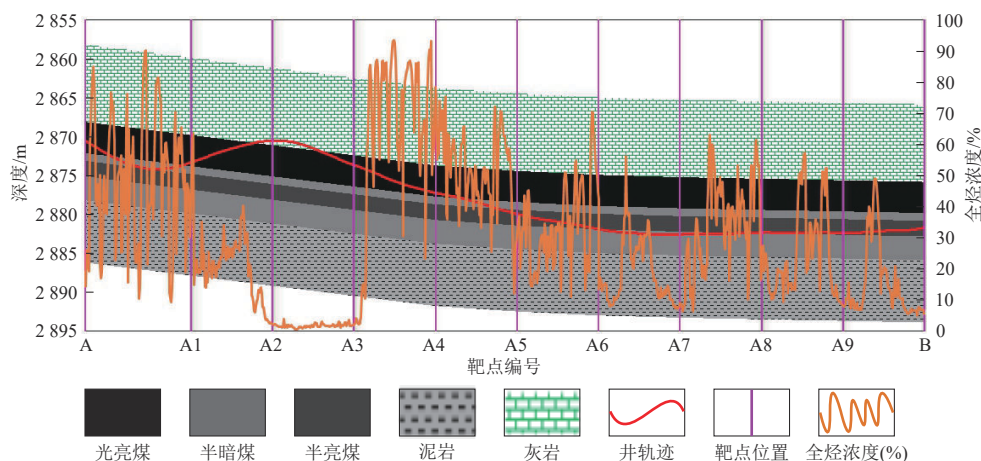


图7 大牛地气田阳煤1HF井井眼轨迹及钻遇显示

Fig. 7 Borehole trajectory and gas shows encountered during drilling of well Yangmei-1HF

3 d后快速见气,上产期峰值日产气量超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。采用控压生产方式,按 $9/7/5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 3套产量制度进行试采,稳产效果良好,日产气量 $5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以上的时间超过 400 d(图8)。截至2024年8月14日,该井已连续产气超过 480 d,井口油压为 2.7 MPa,套压为 6.6 MPa,累计产气 $3\,060 \times 10^4 \text{ m}^3$,单位压降弹性产率超过 $1\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$,产出能量充足,后续产气潜力可观。

2.2 煤层气富集与高产、稳产主控因素

2.2.1 煤层游离气含量较高是高产稳产基础

热演化程度从2个方面影响煤层含气量:①随着

热演化程度增高,煤层生气量逐渐增大;②热演化程度较高,导致煤的吸附性增强。太原组8#煤层镜质体反射率(R_o)主要介于 1.2%~2.0%,自NE到SW方向随煤层埋深增大而逐渐升高(图9),使得深部煤储层生气强度增高,提供了煤层气更为富集的基础。

综合大牛地致密砂岩气成藏研究结果,煤层顶板岩性决定了封盖性(下述),结合深部地层温压条件,砂岩与煤层接触直接形成砂岩岩性气藏,煤层含气量降低;泥岩、灰岩突破压力高,使得煤层生成甲烷过程中增压,排出转换为游离气并得以保存。气田西南部 and 东南部8#煤层埋深相对更大,气测全烃浓度极高,普遍大于 40%,其余地区全烃浓度较低,一般小于 15%(图9)。全烃浓度

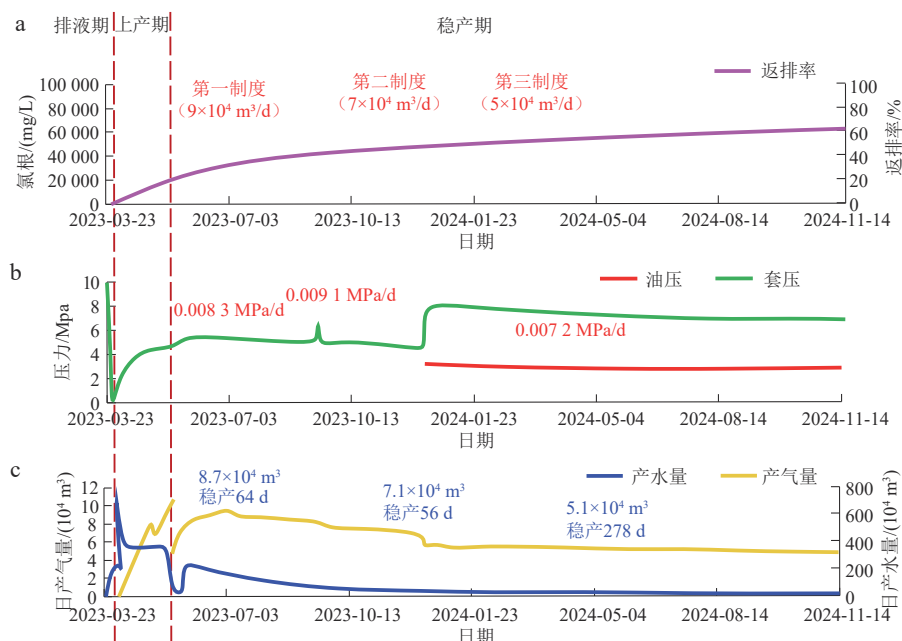


图8 大牛地气田阳煤1HF井试气及生产曲线

Fig. 8 Curves showing the gas testing results and production performance of well Yangmei-1HF

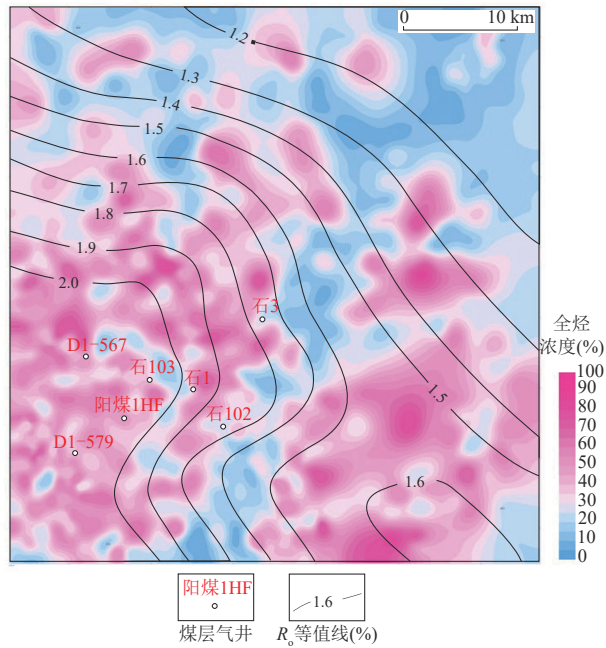


图9 大牛地气田8#煤层气测全烃浓度与 R_o 等值线图
Fig. 9 Contour map showing mud logging-derived total hydrocarbon concentrations and vitrinite reflectance (R_o) of the No. 8 coal seam in the Daniudi gas field

高值区主要分布在 $R_{o,max}$ 大于1.5%的地带,反映热演化程度对含气量具有控制作用。在区域上,大牛地地区位于上古生界煤层埋深从东缘1 500 m向西加深到3 500 m过渡带上,煤层气赋存状态与深度有一定关系。

2.2.2 煤层顶板封盖条件是深部煤层气富集主控因素

顶板岩性变化导致保存能力变化是深部煤层游离气含量变化的关键因素。研究区整体构造相对简单,对煤层气富集影响相对较小。煤层顶板主要发育灰岩、泥岩、砂岩3种岩性,不同岩性平均喉道半径与突破压力存在一定差异。研究区煤系灰岩平均喉道半径最小(8.90 nm),次为泥岩(84.58 nm),砂岩最大(420.42 nm),三类岩性的突破压力由高到低依次为82.46 MPa,20.38 MPa和2.14 MPa。

单从岩性来看,煤层之上覆盖的灰岩具有低孔喉和高突破压力特征,封盖条件最好,泥岩次之,砂岩最

差,顶板岩性变化控制了煤层气成藏体系中源岩生烃增压、压差驱动排烃效果的差异。8#煤层顶板在西南地带主要发育灰岩(图10),气测全烃浓度极高(60%~100%),含气性较好且游离气含量高;中间地带障壁砂坝煤层顶板砂岩可与煤层构成良好的生储关系,下伏煤层气的保存条件较差,煤层全烃浓度低,只有10%~40%。

2.2.3 区域缝网系统是深部煤层气高产稳产关键因素

早期通过常规压裂工艺改造深层煤层时加砂困难,未出气。研究区内深部8#煤层天然裂缝发育,渗透率极低,具有低杨氏模量、高泊松比的岩石力学性质,以及强顶底板封隔性、低双向应力差的特征(表1)。鉴于此,复查评价压裂施工曲线及压裂缝扩展监测结果,明确深部煤层渗透率极低,需要迭代优化压裂施工参数,通过大液量大排量压裂改造沟通天然裂缝形成区域性缝网才能释放产能。为了建立高导流能力的渗流通道,必须在煤层改造形成的主裂缝中充填足够的

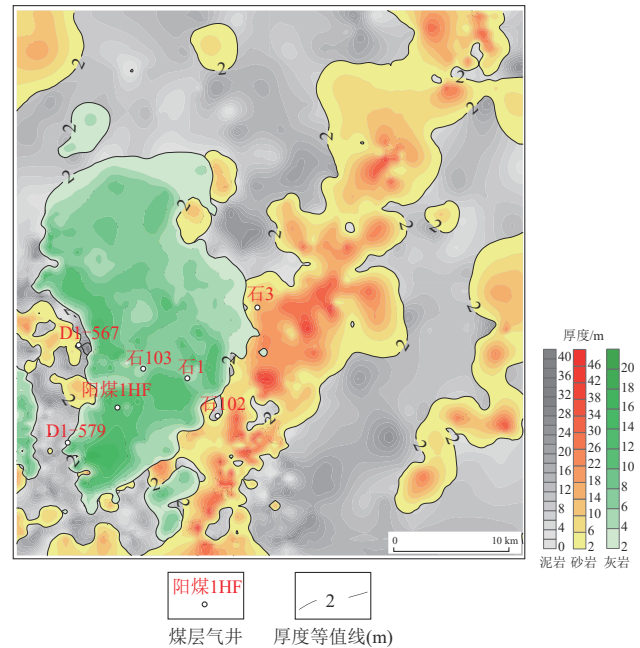


图10 大牛地地区8#煤层顶板岩性及厚度分布
Fig. 10 Isopach map of various lithologies in the roof of the No. 8 coal seam in the Daniudi gas field

表1 大牛地气田8#煤层及其顶底板岩石力学和地应力特征

Table 1 Rock mechanical and in-situ stress characteristics of the No. 8 coal seam, along with its roof and floor, in the Daniudi gas field

岩石类型	平均杨氏模量/GPa	平均泊松比	水平最小主应力/MPa	水平最大主应力/MPa	垂向主应力/MPa
顶板灰岩	20.818	0.230	61.52	74.64	77.56
煤岩	7.590	0.228	51.30	61.86	63.78
底板泥岩	14.200	0.215	52.28	69.72	74.59

支撑剂,利用顶底板与煤层之间应力差异较大的条件,控制裂缝在煤层中充分扩展,并在塑性煤层内形成复杂裂缝网络。

鉴于上述认识,提出了“饱和加砂、有效支撑”的压裂改造思路。其中,“饱和加砂”理念包含2个核心要素:①基于当前技术条件,尽可能提升压裂液的携砂能力;②根据煤层岩石力学性质测试,优化压裂工艺,确保改造体积内的裂缝得到充分支撑,持续保持裂缝导流能力最大化。“有效支撑”理念则通过“大砂量、大排量、高强度”压裂技术,使支撑剂能够延伸到裂缝的远端,确保裂缝在铺砂过程中充分延伸,实现裂缝网络远端的有效支撑。

结合数值模拟结果,制定了阳煤1HF井13段34簇的大规模缝网改造方案,通过多簇密集射孔压裂有效切割近井筒煤层,最大限度地增加煤层缝控体积,保障煤层气井高产。通过大排量高强度施工,井底净压力显著提升,裂缝远端得以持续延伸,形成了相互连通的加砂流动通道。阳煤1HF井累计注入液量为 $55\,137\text{ m}^3$,注砂量 $6\,614\text{ m}^3$,综合砂/液比为12.1%,平均砂比16.6%,最高施工排量 $22.5\text{ m}^3/\text{min}$,创造了中

国2 800 m深度以深煤层气井的压裂施工记录。广域电磁法监测数据展示,该井8#煤层压裂缝平均波及半长为 $200\sim 250\text{ m}$,单段压裂液波及面积约为 $25\,000\text{ m}^2$,计算储层改造体积(SRV) $820\times 10^4\text{ m}^3$,实现了近井筒区域煤层的充分改造(图11)。

3 实践认识与展望

1) 地质工程一体化是实现深层煤层产气突破的关键。深部煤层非均质性强、井壁易塌陷、液体滤失大、吸附性和应力敏感性强,这些特点给钻井成孔带来挑战。根据现场实施过程中钻井参数变化,及时优化工具组合,通过技术迭代提升钻井和压裂工程效率,同时降低成本,是当前务必解决的关键问题。通过大牛地气田7口深部煤层气井实践,压裂工艺从长缝压裂发展到体积压裂,再到饱和加砂缝网压裂,逐步形成了有效的深部煤储层改造对策。然而,产能剖面实际测试结果与数值模拟设计方案存在一定差异。深部煤层压裂缝形态、压裂施工的排量、液量与裂缝半长及改造

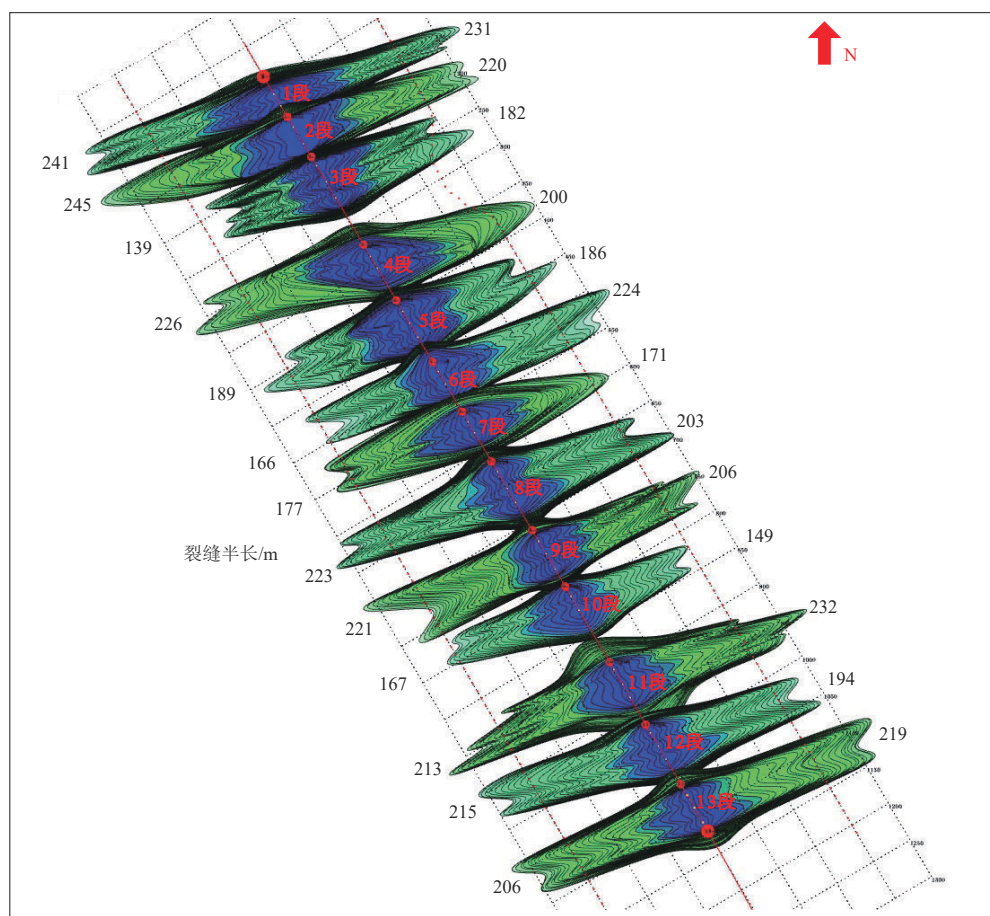


图11 大牛地气田阳煤1HF井8#煤层压裂效果广域电磁法监测结果

Fig. 11 Fracturing performance of the No. 8 coal seam in well Yangmei-1HF in the Daniudi gas field detected by the wide-field electromagnetic method

体积之间的关系,合理的井间距、簇/缝间距,以及支撑饱和和加砂压裂的参数,仍有较大的优化提升空间。此外,是通过提高产量来摊薄成本,还是走低成本技术路线,取决于煤层含气量、吸附气与游离气的占比及其赋存空间,这些因素从根本上决定了深部煤层气“甜点”分布和资源规模及资源品质。

2) 鄂尔多斯盆地2 000 m深度以深的煤层气突破表明深部煤层气资源丰富、丰度高,勘探潜力巨大。这不仅使该地区成为深部煤层气开发的热点区域,也拓展了国内煤层气储量增加的新领域。目前,中国多个含油气盆地的深部煤层气井已获得商业气流,初步估算深度1 500 m以下的资源量可达 $70 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[25-26],资源规模的成倍增长意味着深部煤层气将成为天然气产量增长的新领域。

3) 实现深部煤层气资源开发接替仍需深化认识。盆地深部煤层富含游离气,其含量在横向上、不同构造部位变化大。大牛地地区埋深近3 000 m,游离气含量达到50%,具备高产稳产的物质基础,显示出鄂尔多斯盆地2 000 m深度以深煤层气良好的勘探潜力。针对鄂尔多斯盆地中国石化重点区块内的深部煤层气资源,初步摸底评价显示其地质资源量约为 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$,大牛地地区作为稳定斜坡区埋深超过2 000 m的代表,位于有利聚煤带上,资源丰度高,局部可达 $4.50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。盆地范围内深部煤层气资源量丰富,且已有多个地区实现了突破,并有产能建成。未来需要加强系统井组试验,进一步降本增效,实现煤层气的经济开发。

中国几十年来的煤层气勘探开发历史证明,外国成熟的技术和理念,也难以解决中国煤层气产业发展的根本问题。阳煤1HF井深部煤层产气重大突破带来新的思考,对于深部煤层气,如何发展新的地质理论,推动这一战略资源的现实接替?这要求不断解放思想,敢于挑战自我,以敢为人先的勇气和攻坚克难的锐气,坚持创新实践去探索未知领域。

4 结论

1) 鄂尔多斯盆地北部太原组煤层具有厚度大、煤体结构完整、热演化程度高、煤层含气量高等一系列有利的成藏条件,具备“广覆式生烃、自生自储”的成藏特征。阳煤1HF井的高产且稳定生产,证实了煤层气资源的可靠性及其动用潜力。

2) 大牛地深部煤层气表现出吸附气饱和且富含游离气的特点,相较于浅层煤层气,深部煤层气更容易开采。热演化程度和顶盖条件是煤层气富集的主控因

素,其中热演化程度和深度在宏观上控制着煤层气的含气性及赋存方式;顶板岩性及其封盖性控制着煤层气的富集程度。

3) 以“饱和加砂、有效支撑”的理念设计改造方案对煤层改造,建立区域缝网并保持稳定的导流能力是深部煤层气高产稳产的关键。

致谢:感谢编辑和外审专家在文章结构、思路调整等方面的悉心指导。

参 考 文 献

- [1] 宋岩,张新民,柳少波. 中国煤层气基础研究和勘探开发技术新进展[J]. 天然气工业, 2005, 25(1): 1-7.
SONG Yan, ZHANG Xinmin, LIU Shaobo. Progress in the basic studies and exploration & development techniques of coalbed methane in China[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(1): 1-7.
- [2] 刘成林,车长波,樊明珠,等. 中国煤层气地质与资源评价[J]. 中国煤层气, 2009, 6(3): 3-6.
LIU Chenglin, CHE Changbo, FAN Mingzhu, et al. Coalbed methane resource assessment in China[J]. China Coalbed Methane, 2009, 6(3): 3-6.
- [3] 冯立杰,贾依昂,岳俊举,等. 煤层气开采关键地质影响因素[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(6): 1105-1112.
FENG Lijie, JIA Yibo, YUE Junju, et al. Key geological factors influencing coal-bed methane exploitation[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(6): 1105-1112.
- [4] 龙胜祥,李辛子,叶丽琴,等. 国内外煤层气地质对比及其启示[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(5): 696-703.
LONG Shengxiang, LI Xinzi, YE Liqin, et al. Comparison and enlightenment of coalbed methane geology at home and abroad[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(5): 696-703.
- [5] 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 Xianyu, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 669-682.
- [6] 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.
- [7] 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 Xianyu, 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.
- [8] 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.
- [9] 徐凤银, 王成旺, 熊先钺, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气成藏演化规律与勘探开发实践[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1764–1780.
- XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyue, et al. Evolution law of deep coalbed methane reservoir formation and exploration and development practice in the eastern margin of Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1764–1780.
- [10] 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.
- [11] 郭绪杰, 支东明, 毛新军, 等. 准噶尔盆地煤岩气的勘探发现及意义[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(6): 38–49.
- GUO Xujie, ZHI Dongming, MAO Xinjun, et al. Discovery and significance of coal measure gas in Junggar Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(6): 38–49.
- [12] 李瑞明, 周梓欣. 新疆煤层气产业发展现状与思考[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(3): 23–29.
- LI Ruiming, ZHOU Zixin. Development status and thoughts on coalbed methane industry in Xinjiang [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 23–29.
- [13] 邹才能, 杨智, 黄士鹏, 等. 煤系天然气的资源类型、形成分布与发展前景[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(3): 433–442.
- ZOU Caineng, YANG Zhi, HUANG Shipeng, et al. Resource types, formation, distribution and prospects of coal-measure gas [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(3): 433–442.
- [14] 江同文, 熊先钺, 金亦秋. 深部煤层气地质特征与开发对策[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1918–1930.
- JIANG Tongwen, XIONG Xianyue, JIN Yiqiu. Geological characteristics and development countermeasures of deep coalbed methane [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1918–1930.
- [15] 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.
- [16] 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 Basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(3): 62–67.
- [17] 叶建平, 侯淦译, 张守仁. “十三五”期间我国煤层气勘探开发进展及下一步勘探方向[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(3): 15–22.
- YE Jianping, HOU Songyi, ZHANG Shouren. Progress of coalbed methane exploration and development in China during the 13th Five-Year Plan period and the next exploration direction [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 15–22.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] 何发岐, 董昭雄, 赵兰, 等. 深部煤层游离气形成机理及资源意义[J]. *断块油气田*, 2021, 28(5): 604–608, 613.
- HE Faqi, DONG Zhaoxiong, ZHAO Lan, et al. Formation mechanism and resource significance of free gas in deep coalbed [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2021, 28(5): 604–608, 613.
- [21] 何发岐, 董昭雄. 深部煤层气资源开发潜力——以鄂尔多斯盆地大牛地气田为例[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(2): 277–285.
- HE Faqi, DONG Zhaoxiong. Development potential of deep coalbed methane: A case study in the Daniudi gas field, Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(2): 277–285.
- [22] 邵龙义, 董大啸, 李明培, 等. 华北石炭—二叠纪层序—古地理及聚煤规律[J]. *煤炭学报*, 2014, 39(8): 1725–1734.
- SHAO Longyi, DONG Daxiao, LI Mingpei, et al. Sequence-paleogeography and coal accumulation of the Carboniferous-Permian in the North China Basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 2014, 39(8): 1725–1734.
- [23] 邵龙义, 王东东, 董大啸, 等. 鄂尔多斯盆地含煤岩系沉积环境与聚煤规律[M]. 北京: 地质出版社, 2020.
- SHAO Longyi, WANG Dongdong, DONG Daxiao, et al. Depositional environment and coal accumulation regularity of coal-bearing series in ordos basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2020.
- [24] 郭英海, 刘焕杰, 权彪, 等. 鄂尔多斯地区晚古生代沉积体系及古地理演化[J]. *沉积学报*, 1998, 16(3): 44–51.
- GUO Yinghai, LIU Huanjie, QUAN Biao, et al. Late Paleozoic sedimentary system and paleogeographic evolution of Ordos area [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1998, 16(3): 44–51.
- [25] 赵文智, 梁坤, 王坤, 等. 油气安全战略与“双碳”战略: 关系与路径[J]. *中国科学院院刊*, 2023, 38(1): 1–10.
- ZHAO Wenzhi, LIANG Kun, WANG Kun, et al. Hydrocarbon security strategy and carbon peak and carbon neutral strategy: Relationship and path [J]. *Bulletin of Chinese Academy of Sciences*, 2023, 38(1): 1–10.
- [26] 徐延勇, 申建, 张兵, 等. 鄂尔多斯盆地中东部上古生界致密气成藏条件差异性分析[J]. *断块油气田*, 2022, 29(5): 577–583.
- XU Yanyong, SHEN Jian, ZHANG Bing, et al. Analysis on differences of tight gas accumulation conditions of Upper Paleozoic in central and eastern Ordos Basin [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2022, 29(5): 577–583.