

# 宁武盆地南部深部煤层气储层特征及开发实践

贾慧敏<sup>1,2</sup>, 胡秋嘉<sup>2</sup>, 张 聪<sup>2</sup>, 李可心<sup>2</sup>, 何 珊<sup>2</sup>, 桑广杰<sup>2</sup>, 李 俊<sup>2</sup>, 刘春春<sup>2</sup>

(1. 中国矿业大学 资源与地球科学学院, 江苏 徐州 221116; 2. 中石油华北油田 山西煤层气勘探开发分公司, 山西 长治 046000)

**摘要:** 为明确宁武盆地南部深部煤层气储层特征及开发潜力, 文章以宁武盆地南部宁武南区块9#煤为研究对象, 基于评价井取芯测试数据、测井及压裂数据以及生产动态数据, 通过与沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘开展同等埋深条件下储层关键参数对比, 明确研究区深部煤层气储层典型特征, 并基于研究区埋藏史和热演化史阐释了储层特征形成机理, 最后基于现场开发实践提出了研究区深部煤层气开发对策。结果表明: 与沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘相比, 研究区具有煤岩热演化程度低( $R_{o,max}$  平均值仅为 1.10%)、含气量低、含气饱和度低、地温梯度低( $D_T$  平均值为 1.51 °C/hm, 仅为鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气的 1/2)、水动力条件强(日产水量达到 40~450 m<sup>3</sup> 以上)“四低一强”的储层特征; 研究区古地温梯度低, 且在燕山运动早中期经历较大幅度抬升, 导致煤岩热演化程度相对较低, 进而导致其生气量相对较低且充注孔隙半径相对较大, 储层自封闭能力弱, 同时叠加水动力条件强, 气体逸散量大, 导致研究区含气量相对较低; 含气量低且现今地温梯度低, 二者叠加导致含气饱和度相对较低; 由于研究区具有“四低一强”的储层特征, 其深部煤层气开发难度大于鄂尔多斯盆地东缘。现场实践表明, 直井开发适应性差, 水平井多段多簇压裂有望实现效益开发, 存在的主要问题是单井产水量最高达到 450 m<sup>3</sup>/d 以上难以实现有效降压, 需要进一步优化钻井及压裂参数实现控水降压。

**关键词:** 宁武盆地; 宁武南区块; 深部煤层气; 储层特征; 开发效果

**中图分类号:** TD 313 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-1964(2025)01-0149-12

## Characteristics and development practice of deep coalbed methane reservoir in southern Ningwu Basin

JIA Huimin<sup>1,2</sup>, HU Qiuji<sup>2</sup>, ZHANG Cong<sup>2</sup>, LI Kexin<sup>2</sup>, HE Shan<sup>2</sup>,  
SANG Guangjie<sup>2</sup>, LI Jun<sup>2</sup>, LIU Chunchun<sup>2</sup>

(1. School of Mineral Resource and Geoscience, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221116, China; 2. CBM Branch Company, Huabei Oilfield of PetroChina, Changzhi, Shanxi 046000, China)

**Abstract:** To clarify the reservoir characteristics and development potential of deep coalbed methane reservoir in the southern Ningwu Basin, this paper takes coal seam No. 9 in Ningwunan Block in southern Ningwu Basin as the research object. Based on the coring test data, well logging and fracturing data, and production data of evaluation wells in Ningwunan Block, by conducting a comparison of key reservoir parameters under the same burial depth with south-

收稿日期: 2024-07-31 修回日期: 2024-10-26 DOI: 10.13247/j.cnki.jcmt.20240374

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(41972168)

通信作者: 贾慧敏(1989—), 男, 河北省井陘县人, 高级工程师, 博士研究生, 从事煤层气开发及措施增产方面的研究。

E-mail: jiahuimin1108@sina.com Tel: 18535547208

引用格式: 贾慧敏, 胡秋嘉, 张 聪, 等. 宁武盆地南部深部煤层气储层特征及开发实践[J]. 中国矿业大学学报, 2025, 54(1): 149-160.

JIA Huimin, HU Qiuji, ZHANG Cong, et al. Characteristics and development practice of deep coalbed methane reservoir in southern Ningwu Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2025, 54(1): 149-160.

ern Qinshui Basin and the eastern edge of the Ordos Basin, the typical characteristics of deep coalbed methane reservoir in the study area were defined, and the formation mechanism of the reservoir characteristics was explained based on the burial history and thermal evolution history of the study area. Finally, the development countermeasures for deep coalbed methane in the study area were put forward based on the field development practices. The results show that compared with the southern Qinshui Basin and the eastern margin of Ordos Basin, the study area has the reservoir characteristics of low degree of thermal evolution ( $R_{o,max}$  with an average value of only 1.10%), low gas contents, low gas saturation, a low reservoir temperature gradient ( $D_T$  with an average value of 1.51 °C/hm, which is only about 1/2 of the eastern margin of the Ordos Basin) and strong hydrodynamic conditions (the daily water volume reaches 40—450 m<sup>3</sup> or more). The study area has a low paleothermal gradient and experienced a large uplift in the early to middle stage of Yanshan movement, resulting in a relatively low degree of thermal evolution, which further leads to a relatively low quantity of hydrocarbon generation. So the pore which the gas was injected in has a relatively large radius, leading to weak reservoir self-sealing ability. What's more, combined with the strong hydrodynamic conditions, a large amount of gas has dissipated, resulting in a relatively low gas contents in the study area. The low present geothermal gradient and the gas contents result in a relatively low gas saturation. Because of the formation characteristics of the study area, it is much more difficult to develop deep coalbed methane than the eastern margin of Ordos Basin. The field pilots indicate that the development adaptability of vertical wells is poor, and the multi-stage and multi-cluster fracturing of horizontal wells is expected to achieve beneficial development. The main problem is that the water production of a single well is up to 450 m<sup>2</sup>/d, and the effective depressurization of the reservoir pressure is much more difficult. So it is necessary to further optimize drilling and fracturing parameters to control the water production capacity and depressurize the reservoir pressure to the most.

**Key words:** southern Ningwu Basin; deep coalbed methane; reservoir characteristics; development performance

我国煤层气资源量丰富,埋深为 2 000 m 以浅煤层气地质资源量为 30.5 万亿 m<sup>3</sup>[1],而埋深为 2 000 m 以深的深部煤层气资源虽尚未进行过系统评价[2],但初步估算资源量为 40.71 万亿 m<sup>3</sup>,深部煤层气资源开发潜力巨大.鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气勘探开发产量突破,极大地推动了我国深部煤层气开发进程.大宁—吉县吉深 6-7 平 01 井投产后日产气量突破 10 万 m<sup>3</sup>[3],大吉 3-7 向 2 井区 23 口井,初期平均产气量达到 10.8 万 m<sup>3</sup>/d[4];神府区块发现了我国首个十亿方深煤层气田——神府深煤层大气田,探明地质储量超过 1 100 亿 m<sup>3</sup>[5];新疆白家海凸起彩探 1H 水平井试采表现出压裂开井后即高产,试采最高日产气量 5.7 万 m<sup>3</sup>[6],深部煤层气在鄂尔多斯盆地、新疆准格尔盆地[7]、四川盆地等诸多地区展现出了良好的勘探开发潜力.

同时,沁水盆地南部中深部煤层气也实现了产量突破,埋深 1 000 m 以深区域水平井日产气量突

破 1.8 万 m<sup>3</sup>,直井日产气量突破 1 000 m<sup>3</sup>[8].但沁水盆地中深部煤层气与以鄂尔多斯盆地为代表的深部煤层气具有显著差异.首先,沁水盆地南部煤层埋深整体较浅,盆地两翼宽缓斜坡带埋深一般在 800 m 以浅,埋深大于 1 500 m 的区域位于盆地中轴附近,而鄂尔多斯盆地东缘煤层埋深达到 2 000 m 以深;其次,沁水盆地南部中深部煤层气以吸附气为主,并未发现游离气大量存在,因此是欠饱和和煤层气储层,与以鄂尔多斯盆地为代表的深部煤层气游离气含量高、超饱和状态截然不同.

宁武盆地位于沁水盆地与鄂尔多斯盆地中间,9#煤层埋深为 500~2 700 m,由南向北逐渐增加,1 000 m 以深区域面积占比超过 90%[9],具有中浅层、中深层和深部煤层气储层.其南部的宁武南区块历经 20 a 勘探,一直未能取得重要突破.2002—2006 年,中国石油在宁武盆地部署的 W03 井产气量最高达到 3 000 m<sup>3</sup>/d,产水量保持在 150

m<sup>3</sup>/d 以上,最高产水量超过 200 m<sup>3</sup>/d;W07 井产气量达到 2 000 m<sup>3</sup>/d,产水量最高 16 m<sup>3</sup>/d 以上,但整体稳产能力较差,气量递减速度较快<sup>[10]</sup>.文献[11]分析了宁武盆地南部主要含煤地层的沉积环境、煤质特征、热演化程度与煤阶分布、煤储层物性等地质特征,在宁武盆地南部埋深较浅的区域优选了煤层气有利区;文献[12]对宁武盆地煤岩进行系统力学研究,建立横波与纵波幂律关系曲线,提升了声波测井计算动态弹性参数的准确性;文献[9]以宁武盆地 9#煤为研究对象,探讨了宁武南区块深部煤层气的临界深度与成藏特征.整体而言,对宁武盆地煤层气开发的研究较少,对宁武盆地深部煤层气的研究更少,亟需开展宁武盆地煤储层特征评价,明确其深部煤层气成藏模式及开发潜力.

文章基于宁武南区块评价井取芯测试化验数据、测井及压裂数据,与国内主要煤层气区块进行对比,明确其深部煤层气储层典型特征,并基于研究区埋藏史、构造演化史和热演化史研究了煤层气成藏潜力,最后基于深部煤层气开发实践,明确了下步开发对策.

### 1 区块概况

宁武盆地位于山西省北部、沁水盆地北部,盆地先后经历了印支期近 S—N 向挤压、燕山早-中期 NW—SE 向挤压、燕山晚期近 E—W 向挤压、四川期近 S—N 向挤压、喜马拉雅期近 NEE—SWW 向挤压的构造演化过程<sup>[13]</sup>,整体呈北北东向条带状展布,其东侧为五台山隆起,西侧为芦芽山复背斜和吕梁山隆起带,沿着宁武向斜轴部,东西两翼基本对称,盆地边缘尤其是北部断层发育,导致两翼地层产状较陡<sup>[13-14]</sup>(图 1a).宁武盆地主要含煤层系为石炭—二叠系,其中山西组 4#煤和太原组 9#煤全区发育稳定,为主力煤层气层(图 1c),9#煤层厚度最大,为 7.8~14.3 m.总体上东西两翼边缘煤层埋深较浅,9#煤煤层埋深小于 500 m,向腹部埋深逐渐增加至 2 000 m 以深.宁武南区块位于宁武盆地南部,主要发育北东向断层和近东西向断层(图 1b),主要以逆断层为主.区块整体呈现南高北低形态,北部为深洼槽带,中部为鼻状隆起,东南部为次洼槽带,西南部和东部为斜坡带.

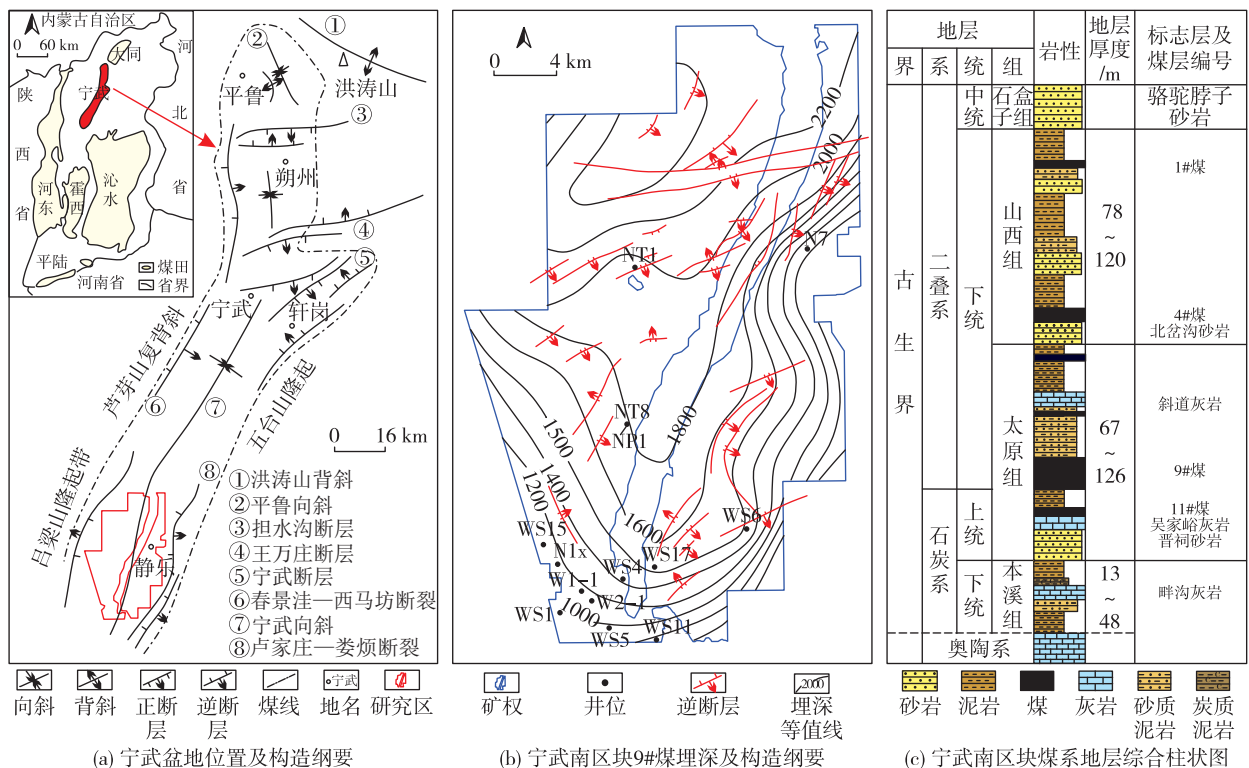


图 1 宁武盆地及宁武南区块构造纲要及煤系地层综合柱状图(依据文献[14-15]修改)

Fig. 1 Structural outline and comprehensive column chart of coal measure strata in Ningwu Basin and study area

## 2 储层特征分析

### 2.1 煤储层热演化程度

根据研究区 9#煤 4 口评价井(编号分别为 N7,NT1,NT8,N1X)10 块钻井取芯煤岩样品测

试结果,研究区煤岩镜质体最大反射率( $R_{o,max}$ )为 0.84%~1.36%,平均值为 1.10%,属于中阶煤储层.结合前人研究成果<sup>[16-17]</sup>,绘制研究区及国内主要煤层气区块  $R_{o,max}$  与埋深的关系图,如图 2 所示.

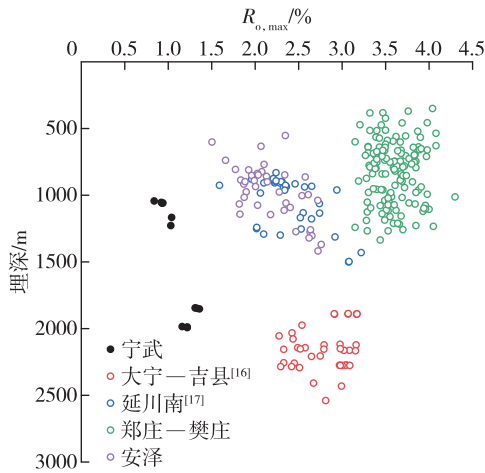


图 2 研究区及其他煤层气区块的  $R_{o,max}$  与埋深关系对比  
Fig. 2 Comparison of the relationship between the maximum reflectance of vitrinite and the buried depth between the study area and other CBM blocks in China

整体来看,  $R_{o,max}$  随埋深增加而增加; 但与其他煤层气区块相比, 同等埋深条件下, 研究区  $R_{o,max}$  整体偏低, 而樊庄—郑庄区块  $R_{o,max}$  明显高于其他区块, 主要由于该区域煤岩受到岩浆侵入

高温热液的影响, 煤岩热演化程度较高,  $R_{o,max}$  达到 3% 以上; 而安泽、延川南、大宁—吉县等中深部煤层气区块煤岩热演化程度中等,  $R_{o,max}$  随埋深基本呈线性增加趋势。

### 2.2 显微组分特征

图 3 为根据研究区 9# 煤 4 口评价井 (N7, NT1, NT8, N1X) 10 块钻井取芯显微组分测试结果及前人研究成果<sup>[18]</sup>, 绘制的研究区及国内其他煤层气区块显微组分与埋深关系的对比图。图 3 表明, 研究区煤岩镜质组体积分数介于 38.6%~64.8%, 平均值为 54.4%。同等埋深条件下, 研究区煤岩镜质组含量明显低于大宁—吉县区块, 但与其他区块基本相当(图 3a), 这与研究区煤岩变质程度低一致。研究区惰质组体积分数为 26.8%~54.2%, 平均值为 38.9%, 同等埋深条件下, 明显高于大宁—吉县区块。研究区几乎不含壳质组, 矿物组体积分数平均值为 6.6%, 与国内主要煤层气区块相当, 研究区矿物组以黏土矿物为主。

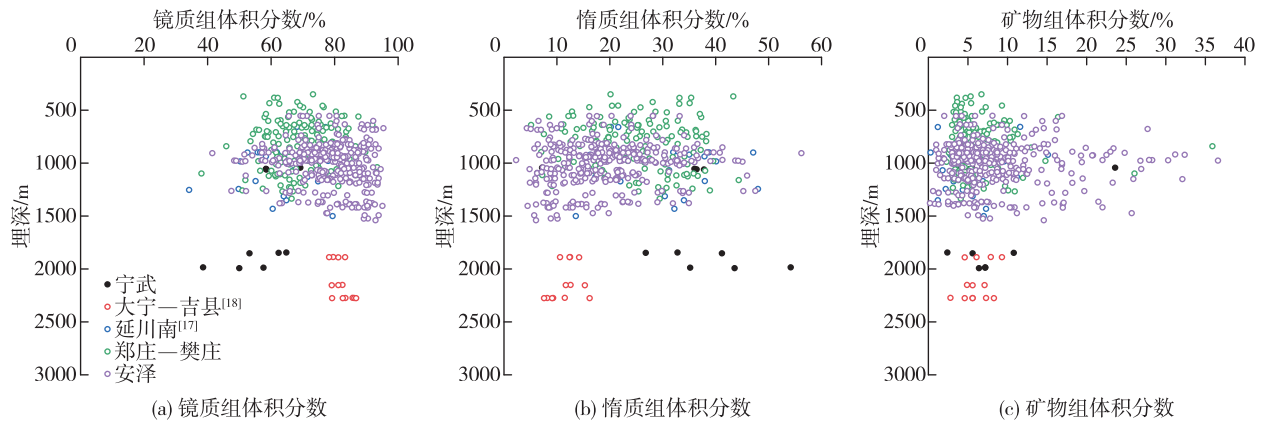


图 3 研究区及国内其他煤层气区块的煤岩显微组分与埋深关系对比

Fig. 3 Comparison of the relationship between the maximum reflectance of vitrinite and the buried depth between the study area and other CBM blocks in China

### 2.3 含气性特征

研究区 9# 煤共实施 7 口评价井 82 块煤芯含气量测试和 4 口评价井 10 块煤芯等温吸附测试, 其空气干燥基含气量为 3.22~13.84  $m^3/t$ , 平均

值为 9.4  $m^3/t$ 。研究区含气量差异大, 为了研究其原因, 绘制了含气量与煤岩工业组分关系散点图, 如图 4 所示。

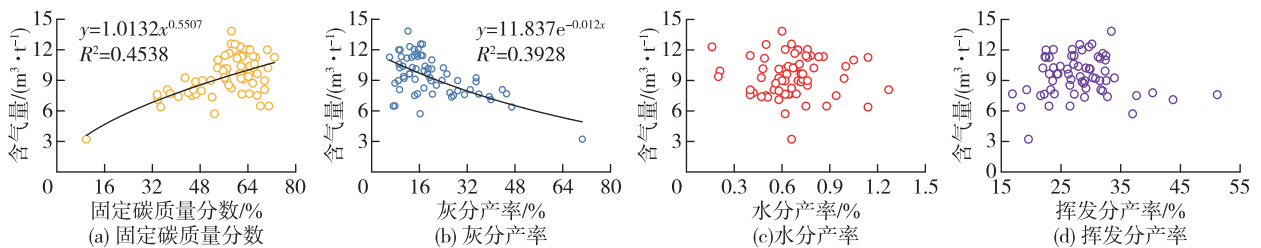


图 4 研究区含气量与煤岩工业组分关系散点图

Fig. 4 Scatter diagram of the relationship between gas contents and industrial components of coal rock in the study area

结果表明,研究区煤岩固定碳质量分数为 9.91%~72.90%,灰分产率为 6.00%~70.55%,固定碳质量分数和灰分产率差异较大;含气量与固定碳质量分数成正相关关系(图 4a),固定碳质量分数越高,煤岩兰氏体积越大(图 5a),吸附能力越强,含气量越高;由于灰分产率与固定碳质量分数是此消彼长的关系<sup>[19]</sup>,因此,含气量与灰分产率成负相关关系(图 4b),这主要是因为灰分吸附甲烷能力弱,灰分产率越高,煤岩空气干燥基兰氏体

积越小(图 5b),煤层整体的吸附能力越弱,含气量越低;而煤岩水分产率和挥发分产率与含气量大小无明显相关性(图 4c,4d)。这表明研究区含气量差异主要是由于固定碳质量分数和灰分产率差异引起的,而灰分和固定碳又具有很好的负相关关系,计算得到研究区干燥无灰基含量为 8.92~15.75 m<sup>3</sup>/t,平均值为 11.87 m<sup>3</sup>/t,干燥无灰基含气量总体差异较小,进一步表明研究区灰分产率、固定碳质量分数对煤储层含气性有重要影响。

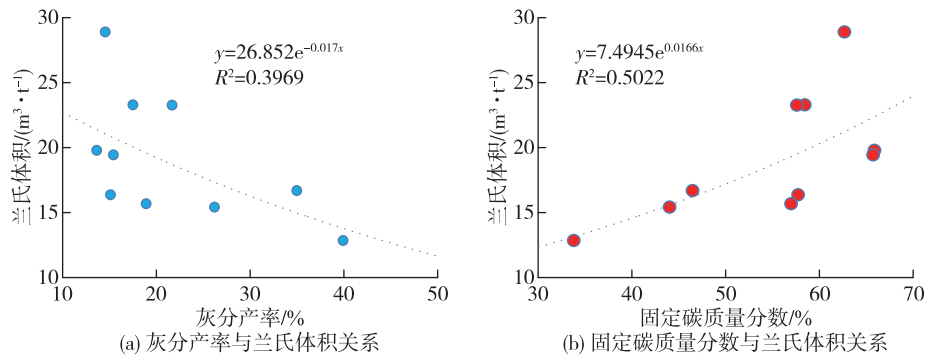


图 5 煤岩显微组分对吸附能力的影响

Fig. 5 Effects of maceral on the adsorption capacity of coal rock

同等埋深条件下研究区与国内其他煤层气区块含气性对比如图 6 所示。由该图可知,与国内主要煤层气田相比,同等埋深条件下,研究区含气量相对较低,尤其当埋深大于 1 500 m 时,研究区含气量明显低于大宁—吉县区块含气量,二者相差约 10 m<sup>3</sup>/t(图 6a)。同时,图 6b 表明研究区空气干燥基兰氏体积整体相对较低,基本处于同等深度条件下其他区块的下限值附近,这表明研究区煤岩最大吸附能力也明显低于同等埋深条件下其他区块的煤岩最大吸附能力。

通过研究区等温吸附参数与含气量测试数据,计算研究区含气饱和度,如表 1 所示。结果表明宁武盆地 9# 煤含气饱和度为 37.8%~85.9%,平均值为 60.3%,整体含气饱和度较低,且在一定程度上随埋深增加有降低趋势;而大宁—吉县区块 8# 煤含气饱和度为 87%~100%,具备高饱和和吸附特征<sup>[21]</sup>。研究区煤层气井需要经过 2~3 个月排水降压才能解吸产气,而鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气储层富含游离气<sup>[22]</sup>,具有压后放喷点火可燃、投产即产气的特征。

表 1 研究区与大宁—吉县区块煤岩含气饱和度对比

Table 1 Comparison of the CBM gas saturation between the study area and Daning—Jixian Block

区块	样品号	深度/m	兰氏体积 $V_L / (m^3 \cdot t^{-1})$	兰氏压力 $p_L / MPa$	实测含气量 $(m^3 \cdot t^{-1})$	含气饱和度/%
宁武南区块	N7-1	1 044	12.85	2.10	7.11	68.90
	N7-2	1 054	16.37	1.76	11.66	85.90
	N7-3	1 059	15.68	1.69	10.16	77.60
	N7-4	1 061	15.42	1.85	7.79	61.50
	NT8-1	1 846	19.79	2.46	10.26	60.40
	NT8-2	1 849	16.69	2.29	8.86	61.30
	NT8-3	1 853	19.44	2.20	11.35	67.10
	NT1-1	1 985	28.90	2.35	9.11	37.80
	NT1-2	1 989	23.29	1.61	8.24	40.20
	NT1-3	1 993	23.27	1.79	8.53	42.20
大宁—吉县 区块 <sup>[19]</sup>	DJ1	2 118	—	—	21.31	87.90
	DJ2	2 276	—	—	23.45	99.98
	DJ3	2 173	—	—	28.50	100.00
	DJ4	2 143	—	—	29.59	100.00
	DJ5	2 166	—	—	26.24	98.47

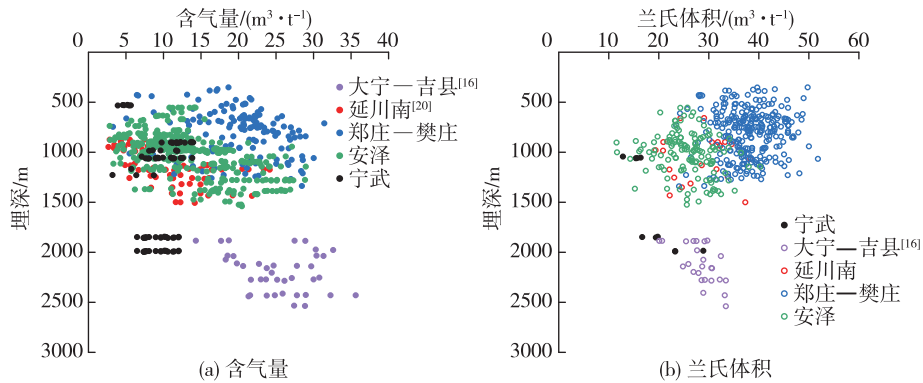


图 6 同等埋深条件下研究区与国内其他煤层气区块含气性对比

Fig. 6 Comparison of gas contents between the study area and other CBM blocks under the same burial depth

## 2.4 水动力特征

水样分析测试结果表明,研究区水化学类型为  $\text{NaHCO}_3$ ,  $\text{NaSO}_4$  型,从盆地边缘到盆地轴部,水化学类型由  $\text{NaSO}_4$  型变为  $\text{NaHCO}_3$  型,  $\text{SO}_4^{2-}$  离子质量浓度由 6 600 mg/L 下降至最低 1.9 mg/L,总矿化度由 985.7 mg/L 上升至 13 390 mg/L.表明盆地边缘地层水与地表水沟通,水动力强,导致煤层气大量逸散,煤层气保存条件差;到盆地轴部,水化学类型变为  $\text{NaHCO}_3$  型,几乎不含  $\text{SO}_4^{2-}$  离子,水动力相对变弱,但相同埋深条件下大宁—吉县区块煤层水为  $\text{CaCl}_2$  型且矿化度一般大于 70 000 mg/L<sup>[23]</sup>,煤层气保存条件明显好于研究区.研究区煤层气井起抽后单相排水阶段单井日产水量为 40~450  $\text{m}^3$ ,直井 NT8 井日产水量最高达到 70.5  $\text{m}^3$ ,井底流压仍高达 7.98 MPa,预测最高产水量将达到 150  $\text{m}^3/\text{d}$  以上;水平井 NP1 井日产水量最高达到 450  $\text{m}^3$ ,井底流压仍高达 7 MPa 以上,预测最高产水量将达到 600  $\text{m}^3/\text{d}$  以上,表明研究区水动力极为活跃.而大宁—吉县区块煤层气井虽然在压后放喷返排阶段产量也可达到 450  $\text{m}^3/\text{d}$ ,但压裂液返排结束后,日产水量一般小于 50  $\text{m}^3/\text{d}$ ,稳产期水量降至 14.4  $\text{m}^3/\text{d}$ <sup>[21]</sup>.而且,研究区必须依靠排采设备进

行排水降压,450  $\text{m}^3/\text{d}$  以上的排水量是对排采设备极限的挑战.同时,研究区水动力极为活跃,是其同等埋深条件下含气量偏低的主要原因.

## 2.5 储层温度、压力特征

研究区 9# 煤及沁水盆地 3# 煤、鄂尔多斯盆地 8# 煤<sup>[20]</sup> 储层温度随埋深变化关系对比(图 7a)表明,研究区 9# 煤储层温度为 15.5~40.1  $^{\circ}\text{C}$ ,地温梯度( $D_T$ )为 1.27~1.95  $^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ ,平均值为 1.51  $^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ .而沁水盆地南部的  $D_T$  为 3.09  $^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ ,鄂尔多斯盆地东缘的  $D_T$  为 3.07  $^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ ,明显高于研究区地温梯度 2 倍以上,宁武盆地具有“冷盆”的特征,这与前人研究结果基本一致<sup>[15]</sup>.

研究区 9# 煤层埋深为 1 054~2 388 m,储层压力为 8.5~22.4 MPa,平均压力值为 12.8 MPa;储层压力系数为 0.80~0.96,平均值为 0.87,储层压力系数随埋深变化情况如图 7b 所示.由图 7b 可见,当埋深小于 1 500 m 时,储层压力系数为 0.80~0.83;当埋深为 1 500~2 000 m 时,储层压力系数为 0.84~0.86;当埋深增大至 2 000 m 以上时,储层压力系数达到 0.95 以上.储层压力系数随埋深增加而增大,但整体仍属于欠压状态.大宁—吉县区块储层压力系数为 0.90~0.94<sup>[24]</sup>,与研究区储层压力系数相当.

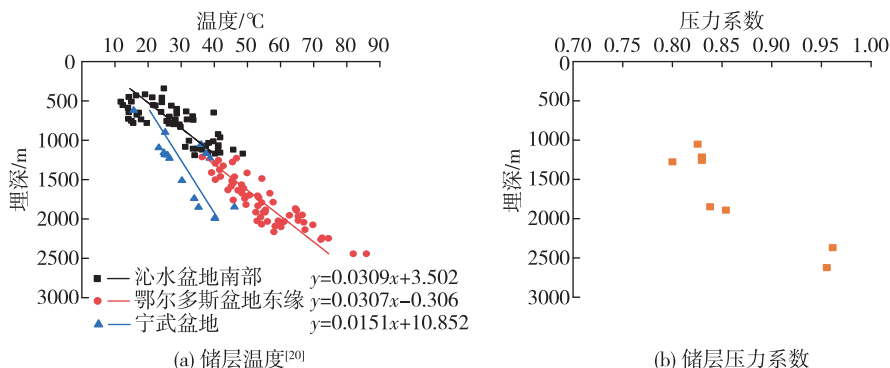


图 7 研究区储层温度与压力随埋深变化

Fig. 7 The change of the reservoir temperature and pressure in the study area with the buried depth

### 3 研究区煤层气成藏条件分析

与国内主要煤层气区块相比,同等埋深条件下,研究区具有煤岩热演化程度低、含气量低、含气饱和度低、储层温度梯度低、水动力条件强等“四低一强”的特征,对研究区煤层气成藏产生明显影响。

#### 3.1 研究区煤岩热演化程度及生烃能力分析

煤变质程度是古埋深及古温压条件的具体

表现<sup>[20]</sup>,为了明确研究区煤岩变质程度低的原因,本研究采用 Petromod 盆地模拟软件,基于 NT8 井资料模拟了宁武盆地南部的埋藏史和热演化史,并与沁水盆地南部郑庄区块<sup>[25-26]</sup>、鄂尔多斯盆地东缘临兴—神府区块<sup>[26-27]</sup>的埋藏史、热演化史进行了对比,如图 8 所示.结果表明,3 个区块成藏演化过程具有差异性,大致可分为 6 个演化阶段。

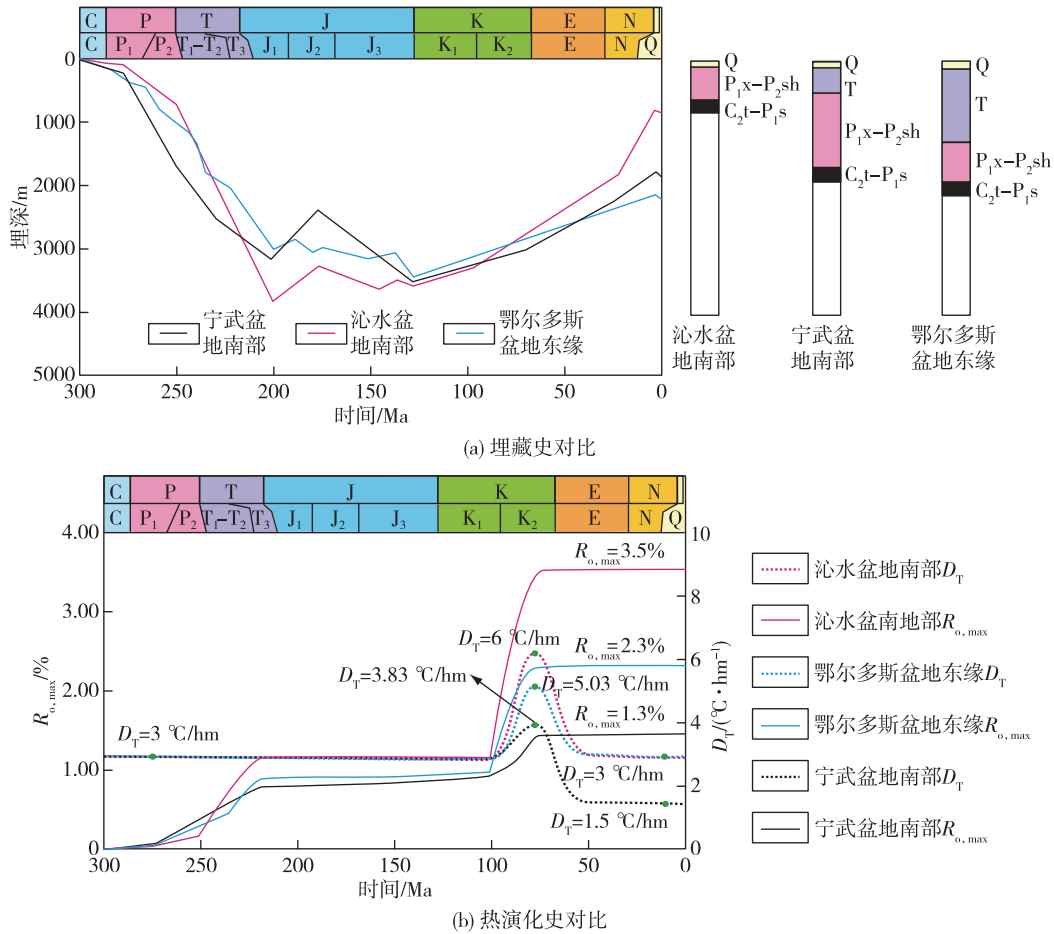


图 8 宁武盆地南部、沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘埋藏史、热演化史对比

Fig. 8 Comparison of burial history and thermal evolution history of southern Ningwu Basin, southern Qinshui Basin and the eastern margin of Ordos Basin

1)海西运动晚期,晚石炭世时期华北地区开始沉降接受沉积,形成了石炭—二叠系含煤地层,本阶段煤储层埋深浅,储层温度低,热演化程度低,主要为生物成因气,后多被逸散,现今无保留。

2)印支期—燕山运动早期,从晚二叠世开始,煤层进入快速埋藏期,三叠世末期沁水盆地南部煤储层达到最大埋深 4 000 m 左右.本阶段古地温场属于正常范畴,地层地温梯度  $D_T$  约为  $3\text{ }^\circ\text{C}/\text{hm}$ ,有机质发生深成变质作用,为 3 个盆地的一次生气作用阶段.热演化程度表现为:沁水盆地南部最大( $R_{o,max}$  为  $1.2\%$  左右),宁武盆地南部次之( $R_{o,max}$  为  $0.9\%$  左右),鄂尔多斯盆地东缘最低

( $R_{o,max}$  为  $0.8\%$  左右)。

3)燕山运动早期—中期:侏罗世开始,在近南北的挤压应力背景下,地壳有所上升,沁水盆地南部、宁武盆地南部抬升幅度大,剥蚀地层厚度为 600 m 以上.鄂尔多斯盆地东缘小幅抬升后,再次接收沉积,剥蚀厚度不足 300 m.宁武盆地南部煤层气逸散强度大于沁水盆地南部和鄂尔多斯盆地东缘。

4)燕山运动中期,华北地区再次发生沉降作用,3 个盆地不同程度沉积了侏罗纪地层,本阶段宁武盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘煤储层达到最大埋深 3 500 m 左右.本阶段古地温场正常,地层

地温梯度约为  $3\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ , 宁武盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘煤储层进一步发生深成变质作用, 热演化程度升高,  $R_{o,\max}$  达到  $1\%$  左右, 而沁水盆地南部热演化基本上没有进展。

5) 燕山运动晚期, 华北地区发生较大范围的构造热事件, 在沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地周边均有火山岩体形成<sup>[26]</sup>。受岩浆入侵影响, 区域古地温场升高, 沁水盆地南部  $D_T$  达到  $6\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ , 鄂尔多斯盆地东缘  $D_T$  达到  $4.3\sim 5.8\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ <sup>[28]</sup>。宁武盆地南部及周边未发现岩浆岩体, 文献[29]研究发现本区在该时期的  $D_T$  为  $3.83\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ , 表明宁武盆地受到构造热事件的微弱影响。3 个盆地在本期均发生二次生烃作用, 有机质成熟度达到最大, 沁水盆地南部  $R_{o,\max}$  达到  $3\%$  以上, 鄂尔多斯盆地东缘  $R_{o,\max}$  达到  $2\%$  以上, 宁武盆地南部  $R_{o,\max}$  达到  $1\%$  以上。有机质演化程度与现今基本一致。本阶段为主要生烃成藏时期。

6) 喜马拉雅运动时期, 华北地区广泛发生抬升剥蚀, 地温梯度逐步回归正常, 沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘现今地温梯度约为  $3\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{hm}$  左右, 宁武南现今地温梯度约为  $1.5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ , 生烃作用停止。

上述研究表明, 研究区最大埋藏深度与鄂尔多斯盆地东缘、沁水盆地南部基本相同(图 8a); 但由于受到构造热事件影响程度不同, 导致燕山运动晚期不同地区古地温梯度差异较大, 研究区古地温梯度远低于鄂尔多斯盆地东缘和沁水盆地南部(图 8b), 进而导致其煤岩热演化程度相对较低。同时, 宁武盆地南部煤层在燕山运动早期—中期出现相对大幅的抬升, 剥蚀地层厚度达到  $600\text{ m}$  以上, 导致该时期地温梯度较低, 对煤岩热演化程度具有影响。

### 3.2 研究区低含气量形成原因分析

煤岩热演化程度高低决定煤岩生烃量多少, 研究区煤岩热演化程度相对较低, 总的生烃量就相对较低。同时, 文献[30]研究表明,  $R_{o,\max}$  大于  $1.20\%$  后生气量陡增, 而研究区  $R_{o,\max}$  为  $0.84\%\sim 1.36\%$ , 平均值为  $1.10\%$ , 主体小于  $1.20\%$ , 导致研究区煤岩生气量整体相对较少。而生气量越大, 生气速度越快, 煤层孔隙中气体压力越高, 气体越能进入更小的孔隙中, 毛管压力增大, 从而阻隔了气体的自由流出和外部流体的自由进入, 形成自封闭成藏作用<sup>[31]</sup>, 增加了气体逸散的难度。因此, 在一定程度上  $R_{o,\max}$  越高, 煤层现今含气量越高, 这与文献[16]对鄂尔多斯盆地东缘  $R_{o,\max}$  与现

今含气量关系研究结果一致。同时, 研究区水动力条件极为活跃, 导致气量随地下水大量逸散, 进而导致  $\delta^{13}\text{C}_1$  变轻。

研究区煤层气富集成藏主要取决于原始生气量和气体逸散程度, 可以通过  $R_{o,\max}$  和  $\delta^{13}\text{C}_1$  来综合表征(图 9)。在研究区盆地边缘斜坡带, 煤层  $R_{o,\max}$  相对较低(其值在  $0.84\%\sim 1.00\%$  之间), 生烃能力弱, 且为径流区, 水动力强, 储层保存条件差,  $\delta^{13}\text{C}_1$  值较轻(其值为  $-56.65\%\sim -45.00\%$ ), 含气量在  $3.22\sim 8.00\text{ m}^3/\text{t}$  之间, 含气量相对较低, 不适宜煤层气开发; 在盆地中心地带, 煤层  $R_{o,\max}$  相对较高(其值在  $1.00\%\sim 1.36\%$  之间), 生烃能力强, 且为滞留区, 水动力弱, 储层保存条件好,  $\delta^{13}\text{C}_1$  值相对较重(其值为  $-45.00\%\sim -37.97\%$ ), 含气量在  $8.00\sim 13.84\text{ m}^3/\text{t}$  之间, 为相对富集区, 是煤层气开发的有力区带。

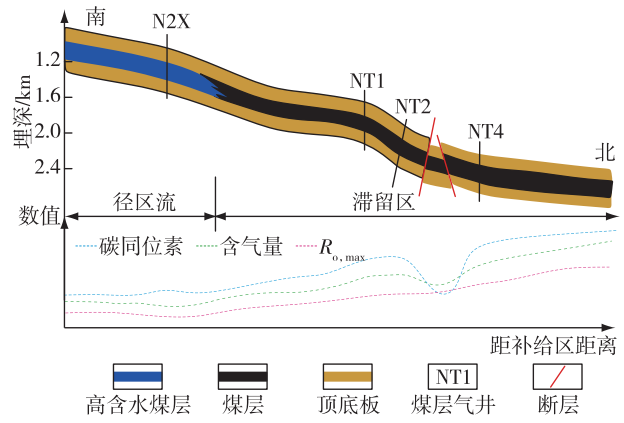


图 9 研究区含气量富集成藏模式

Fig. 9 Gas enrichment mechanism of the study area

### 3.3 研究区低含气饱和度形成原因分析

在相同储层温度和压力条件下, 现今保存下来的气量越高, 储层含气饱和度越高, 而研究区含气量相对偏低, 这是其储层含气饱和度低的主要原因。地层压力和地层温度是深部煤层气成藏的核心控制因素<sup>[32]</sup>, 在相同含气量和储层压力条件下, 储层温度越高, 煤岩最大吸附气量越低, 越利于形成饱和气藏和游离气, 而研究区现今地温梯度仅为  $1.27\sim 1.95\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ , 而鄂尔多斯盆地东缘地温梯度平均为  $3.07\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ , 在同等埋深  $2000\text{ m}$  下, 研究区储层温度与鄂尔多斯盆地东缘最高可相差  $36\text{ }^{\circ}\text{C}$ , 宁武盆地极低的现今储层温度梯度, 是其储层含气饱和度较低的重要原因。因此, 现今地温梯度低及现今含气量低耦合叠加, 导致研究区储层含气饱和度极低。

## 4 开发实践

### 4.1 直井压裂

前期开发主要以直井为主,共实施 14 口评价井,由于研究区储层具有上述“四低一强”的特征,直井不能实现单井产量突破,日产气量为 100~1 000 m<sup>3</sup>,日产水量为 40~70 m<sup>3</sup> 以上,整体产气量较低,产水量较大.因此,直井压裂开发方式不适宜研究区高效开发.

### 4.2 水平井分段压裂

与鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块相比,研究区含气量和含气饱和度均相对较低,要提高单井产量必须进一步提高井控面积;但同时研究区水动力较为活跃,水平段过长会导致产水量过大,难以降压.因此,设计中等水平段长度的 L 型

上倾水平井, NP1 井水平段长度为 714 m, 9# 煤垂深为 1 741 m; 采用全程固井工艺, 为了增大煤层体积改造, 采用桥射连作工艺实施 6 段 16 簇压裂, 射孔位置主要依据钻时、全烃含量和钻遇煤层煤质(自然伽马值)3 个主要参数来优选, 一般优选全烃含量大于 40% 的相对高值区, 自然伽马值小于 60 API 的煤质较好区域, 同时要优选钻时大于 2 min/m 的区域. 针对 NP1 井设计的 6 段 16 簇压裂射孔点位如图 10 所示. 主要压裂施工参数如表 2 所示, 平均段间距和簇间距分别为 119.0 m 和 44.6 m, 平均单段压裂液量和加砂量分别为 1 245.6 m<sup>3</sup> 和 175.9 m<sup>3</sup>, 平均排量达到 20.6 m<sup>3</sup>/min, 为了提高携砂能力和造缝能力, 采用低浓度胍胶压裂液体系进行压裂.

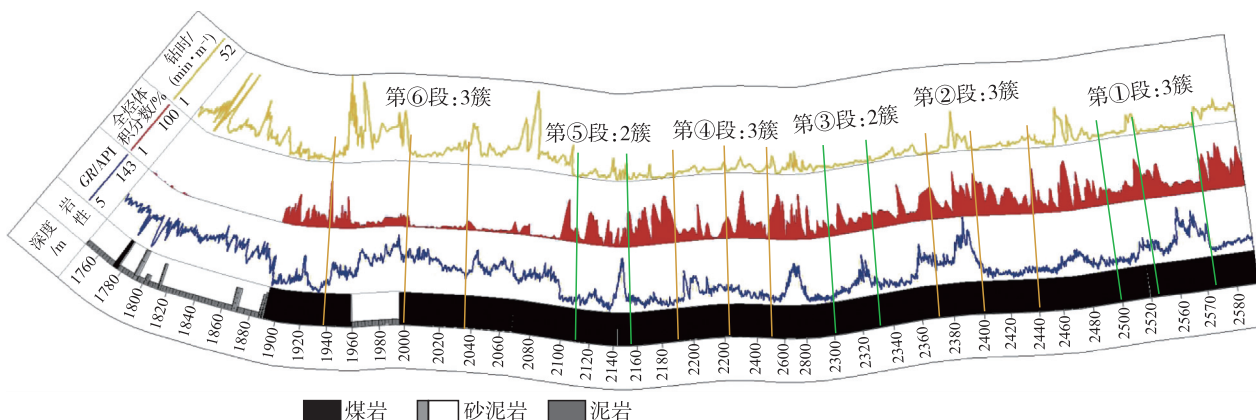


图 10 NP1 井随钻参数及压裂位置优选

Fig. 10 Parameters while drilling and the optimization of hydraulic fracturing position of well NP1

表 2 NP1 井主要压裂施工参数

Table 2 Main hydraulic fracturing parameters of well NP1

压裂段数	液量/m <sup>3</sup>	砂量/m <sup>3</sup>	最大排量/(m <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup> )	破裂压力/MPa	最高套压/MPa	簇数
第①段	1 345.3	182.0	22.2	26.5	52.2	3
第②段	1 295.5	180.2	22.1	23.5	45.4	3
第③段	1 265.9	154.6	17.1	32.6	59.1	2
第④段	1 151.4	178.7	20.1	37.2	57.2	3
第⑤段	1 242.2	179.9	20.1	30.1	55.5	2
第⑥段	1 173.1	179.8	22.1	32.1	41.8	3
平均值	1 245.6	175.9	20.6	30.3	51.9	

NP1 井综合生产曲线如图 11 所示,起抽压力为 14.9 MPa,解吸压力为 10 MPa,进一步表明研究区以吸附气为主,基本不存在游离气.该井前期采用煤层气专用电潜螺杆泵排采,最高日产水量达到 60 m<sup>3</sup>,井底流压稳定在 13 MPa 左右,难以进一步降压;为了进一步排水降压,更换电潜离心泵排采,该井日产水量持续增加,最高达到 450 m<sup>3</sup> 以上,日产气量最高达到 1 400 m<sup>3</sup>,之后由于产水

量达到电潜离心泵最大排量,无法进一步降压,井底流压稳定在 7 MPa 以上,日产气量稳定在 1 300 m<sup>3</sup> 左右.根据井底流压与日产气量数据预测该井最高产量可以突破 5 000 m<sup>3</sup>/d,表明研究区具备产气量超过 5 000 m<sup>3</sup>/d 的资源基础,主要由于产水量过高,难以实现最大限度排水降压,产气能力不能充分释放,且高昂的排采和水处理费用导致该区块煤层气开发经济性相对较差.同时,大宁—

吉县深部煤层气单段液量为 3 300 m<sup>3</sup>,为 NP1 井的 2.6 倍,大宁—吉县深部煤层气单段加砂量为 400~600 m<sup>3</sup>,为 NP1 井的 2.2 倍,大宁—吉县深部煤层气每段 3~7 簇<sup>[33]</sup>,为 NP1 井的 2.5 倍以上,表明进一步增大研究区的压裂规模可以获得更高的单井产量.为了进一步提升研究区开发效果,建议进一步缩短水平井长度至 500 m 左右,同时降低压裂排量至 10~15 m<sup>3</sup>/min,尽可能降低压裂裂缝沟通顶板的程度,从而控制单井最高产水量,实现充分降压产气.

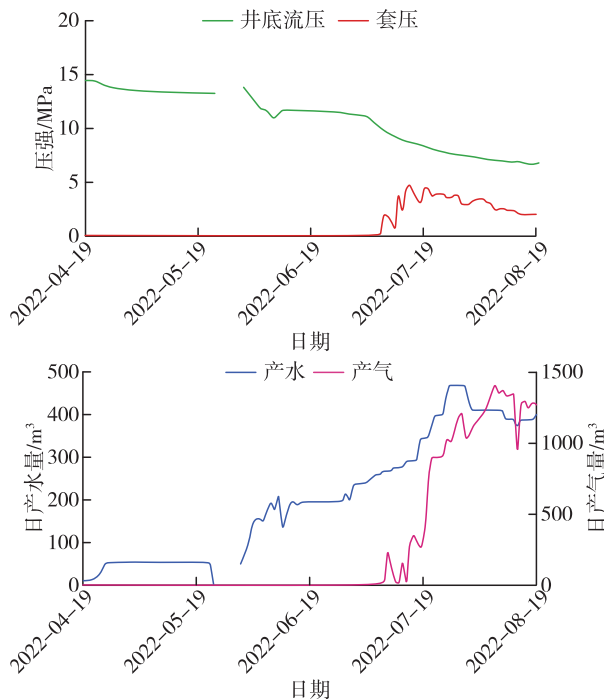


图 11 NP1 井生产曲线

Fig. 11 Production curve of well NP1

## 5 结 论

1)与沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘相比,研究区具有煤岩热演化程度低、含气量低、含气饱和度低、储层温度梯度低、水动力条件强等“四低一强”的储层特征.研究区 9 井煤岩  $R_{o,max}$  平均值为 1.10%,同等埋深下整体偏低;埋深 1 500 m 以深,研究区储层含气量和含气饱和度分别比大宁—吉县区块低 10 m<sup>3</sup>/t 左右和 30% 以上;研究区水化学类型以 NaHCO<sub>3</sub>, NaSO<sub>4</sub> 型为主,而大宁—吉县区块以 CaCl<sub>2</sub> 型为主;研究区单相流排水阶段日产水量达到 40~450 m<sup>3</sup> 以上,水动力条件极强;同等埋深条件下,对比其他地区,研究区储层温度梯度明显较低,而压力梯度相当.

2)研究区煤层地质历史时期最大埋藏深度与鄂尔多斯盆地东缘、沁水盆地南部基本相同,但其

古地温梯度低,且在燕山运动早-中期经历较大抬升,导致煤岩热演化程度相对较低,进而导致其生气量相对较低,甲烷充注最小孔隙半径较大,储层自封闭能力弱;同时水动力条件强,导致气体逸散量大,二者叠加导致其含气量相对较低;含气量低且现今地温梯度低,二者叠加导致储层目前含气饱和度相对较低.

3)研究区深部煤层气开发难度大于鄂尔多斯盆地东缘.现场实践表明直井开发适应性差,水平井多段多簇压裂有望实现效益开发,存在主要问题是单井产水量最高达到 450 m<sup>3</sup>/d 以上,难以实现有效降压.需要进一步优选有利区,并优化钻井及压裂参数,实现控水降压.

## 参考文献:

- [1] 张道勇,朱 杰,赵先良,等. 全国煤层气资源动态评价与可利用性分析[J]. 煤炭学报,2018,43(6):1598-1604.  
ZHANG Daoyong, ZHU Jie, ZHAO Xianliang, et al. Dynamic assessment of coalbed methane resources and availability in China [J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1598-1604.
- [2] 李建忠. 第四次油气资源评价[M]. 北京:石油工业出版社,2019:256-298.  
LI Jianzhong. Fourth assessment for oil and gas resource [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019: 256-298.
- [3] 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.
- [4] 熊先钺,闫 霞,徐凤银,等. 深部煤层气多要素耦合控制机理、解吸规律与开发效果剖析[J]. 石油学报, 2023,44(11):1812-1826.  
XIONG Xianyue, YAN Xia, XU Fengyin, et al. Analysis of multi-factor coupling control mechanism, desorption law and development effect of deep coalbed methane [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44 (11): 1812-1826.
- [5] 米立军,朱光辉. 鄂尔多斯盆地东北缘临兴-神府致密气田成藏地质特征及勘探突破[J]. 中国石油勘探, 2021,26(3):53-67.  
MI Lijun, ZHU Guanghui. Geological characteristics and exploration breakthrough in linxing-Shenfu tight

- gas field, northeastern Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(3): 53-67.
- [6] 杨兆彪,李存磊,郭巧珍,等. 新疆准噶尔盆地白家海凸起深部煤层气不同赋存态分配规律[J/OL]. *中国矿业大学学报*, 1-11 (2024-09-29) [2024-12-06]. <https://doi.org/10.13247/j.cnki.jcumat.20240080>. YANG Zhaobiao, LI Cunlei, GUO Qiaozhen, et al. Distribution patterns of various occurrence states of deep coalbed methane in the Baijiahai Uplift, Junggar Basin, Xinjiang [J/OL]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 1-11 (2024-09-29) [2024-12-06]. <https://doi.org/10.13247/j.cnki.jcumat.20240080>.
- [7] 桑树勋,李瑞明,刘世奇,等. 新疆煤层气大规模高效勘探开发关键技术领域研究进展与突破方向[J]. *煤炭学报*, 2024, 49(1): 563-585. SANG Shuxun, LI Ruiming, LIU Shiqi, et al. Research progress and breakthrough directions of the key technical fields for large scale and efficient exploration and development of coalbed methane in Xinjiang [J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(1): 563-585.
- [8] 张 聪,李梦溪,胡秋嘉,等. 沁水盆地南部中深部煤层气储层特征及开发技术对策[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 122-133. ZHANG Cong, LI Mengxi, HU Qiujia, et al. Moderately deep coalbed methane reservoirs in the southern Qinshui Basin: Characteristics and technical strategies for exploitation [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 122-133.
- [9] 郝兆栋,唐书恒,刘 忠,等. 宁武盆地南部深部煤层气临界深度与成藏特征[J]. *天然气工业*, 2024, 44(1): 108-118. XI Zhaodong, TANG Shuheng, LIU Zhong, et al. Critical depth and accumulation characteristics of deep coalbed methane in the southern Ningwu Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(1): 108-118.
- [10] 王宪花,蒋卫东,高颖,等. 宁武盆地煤层气勘探现状及试采效果[J]. *天然气工业*, 2008, 28(3): 93-95. WANG Xianhua, JIANG Weidong, GAO Ying, et al. CBM exploration status and production test efficiency in Ningwu Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2008, 28(3): 93-95.
- [11] 田文广,汤达祯,孙 斌,等. 宁武盆地南部煤层气富集的主控因素[J]. *天然气工业*, 2010, 30(6): 22-25. TIAN Wenguang, TANG Dazhen, SUN Bin, et al. Major controlling factors of coalbed methane enrichment in the southern Ningwu Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(6): 22-25.
- [12] 林 海,张 宇,程远方,等. 宁武盆地煤岩静态力学特征研究[J]. *煤田地质与勘探*, 2014, 42(6): 50-54. LIN Hai, ZHANG Yu, CHENG Yuanfang, et al. The static mechanics characteristics in Ningwu basin [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2014, 42(6): 50-54.
- [13] 胡璐宇,朱炎铭,周晓刚. 宁武盆地构造演化及页岩气成藏[J]. *断块油气田*, 2016, 23(3): 290-293. HU Luyu, ZHU Yanming, ZHOU Xiaogang. Tectonic evolution of Ningwu Basin and shale gas reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2016, 23(3): 290-293.
- [14] 左兆喜,张晓波,陈尚斌,等. 煤系页岩气储层非均质性研究:以宁武盆地太原组和山西组为例[J]. *地质学报*, 2017, 91(5): 1130-1140. ZUO Zhaoxi, ZHANG Xiaobo, CHEN Shangbin, et al. Heterogeneity of shale gas reservoirs in coal measures: A case study of the Taiyuan and Shanxi formations in Ningwu Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2017, 91(5): 1130-1140.
- [15] 郝兆栋,唐书恒,刘 忠,等. 宁武盆地深部煤储层地温场特征及其对含气性的影响[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 92-101. XI Zhaodong, TANG Shuheng, LIU Zhong, et al. Deep coal reservoirs in the Ningwu Basin: Geothermal field characteristics and their effects on gas-bearing properties [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 92-101.
- [16] 陈世达,侯 伟,汤达祯,等. 煤储层含气性深度效应与成藏过程耦合关系[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 52-59. CHEN Shida, HOU Wei, TANG Dazhen, et al. Effects of depth on gas-bearing properties of coal reservoirs and their coupling relationships with coalbed methane accumulation [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 52-59.
- [17] 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): 110-117. 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): 110-117.
- [18] 唐淑玲,汤达祯,杨焦生,等. 鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块深部煤储层孔隙结构特征及储气潜力[J]. *石*

- 油学报, 2023, 44(11): 1854-1866.
- TANG Shuling, TANG Dazhen, YANG Jiaosheng, et al. Pore structure characteristic and gas storage potential of deep coal reservoirs in Daning-Jixian Block of Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1854-1866.
- [19] 范立勇, 周国晓, 杨兆彪, 等. 鄂尔多斯盆地深部煤层气差异富集的地质控制[J/OL]. *煤炭科学技术*, 1-13 (2024-09-12) [2024-09-22]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2402.TD.20240911.2005.001.html>.
- FAN Liyong, ZHOU Guoxiao, YANG Zhaobiao, et al. Geological control of differential enrichment of deep coalbed methane in the Ordos Basin [J/OL]. *Coal Science and Technology*, 1-13 (2024-09-12) [2024-09-22]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2402.TD.20240911.2005.001.html>.
- [20] 陈世达, 汤达祯, 侯伟, 等. 深部煤层气地质条件特殊性与储层工程响应[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1993-2006.
- CHEN Shida, TANG Dazhen, HOU Wei, et al. Geological particularity and reservoir engineering response of deep coalbed methane [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1993-2006.
- [21] 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.
- [22] 傅雪海, 康俊强, 陈义林, 等. 煤层气有关术语辨析[J/OL]. *中国矿业大学学报*, 1-8 (2024-06-20) [2024-09-24]. <https://doi.org/10.13247/j.cnki.jcumt.20240106>.
- FU Xuehai, KANG Junqiang, CHEN Yilin, et al. Analysis on terminologies related to coalbed methane [J/OL]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 1-8 (2024-06-20) [2024-09-24]. <https://doi.org/10.13247/j.cnki.jcumt.20240106>.
- [23] 陈明, 王大猛, 余莉珠, 等. 大宁-吉县区块深部煤层气井排采制度研究与实践[J/OL]. *煤炭学报*, 1-11 (2024-06-25) [2024-09-24]. <https://doi.org/10.13225/j.cnki.jccs.2024.0318>.
- CHEN Ming, WANG Dameng, YU Lizhu, et al. Drainage system research and application of deep coalbed methane gas reservoirs in the Daning-Jixian Block [J/OL]. *Journal of China Coal Society*, 1-11 (2024-06-25) [2024-09-24]. <https://doi.org/10.13225/j.cnki.jccs.2024.0318>.
- [24] 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. Micro-structure 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.
- [25] 王猛, 朱炎铭, 李伍, 等. 沁水盆地郑庄区块构造演化与煤层气成藏[J]. *中国矿业大学学报*, 2012, 41(3): 425-431.
- WANG Meng, ZHU Yanming, LI Wu, et al. Tectonic evolution and reservoir formation of coalbed methane in Zhengzhuang Block of Qinshui basin [J]. *Journal of China of Mining & Technology*, 2012, 41(3): 425-431.
- [26] 任战利, 祁凯, 刘润川, 等. 鄂尔多斯盆地早白垩世构造热事件形成动力学背景及其对油气等多种矿产成藏(矿)期的控制作用[J]. *岩石学报*, 2020, 36(4): 1212-1234.
- REN Zhanli, QI Kai, LIU Runchuan, et al. Dynamic background of Early Cretaceous tectonic thermal events and its control on various mineral accumulations such as oil and gas in the Ordos Basin [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2020, 36(4): 1213-1234.
- [27] 朱光辉, 李本亮, 李忠城, 等. 鄂尔多斯盆地东缘非常规天然气勘探实践及发展方向: 以临兴-神府气田为例[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(4): 16-29.
- ZHU Guanghui, LI Benliang, LI Zhongcheng, et al. Practices and development trend of unconventional natural gas exploration in eastern margin of Ordos Basin: Taking Lingxing-Shenfu gas field as example [J]. *China Offshore Oil And Gas*, 2022, 34(4): 16-29.
- [28] 曹代勇, 聂敬, 王安民, 等. 鄂尔多斯盆地东缘临兴地区煤系气富集的构造-热作用控制[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(6): 1526-1532.
- CAO Daiyong, NIE Jing, WANG Anmin, et al. Structural and thermal control of enrichment conditions of coal measure gases in Linxing Block of eastern Ordos Basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(6): 152-1532.