

鄂尔多斯盆地纳林河地区煤岩气成藏地质特征

侯雨庭¹,周国晓^{2,3},黄道军^{2,3},王彦卿^{2,3},焦鹏帅^{2,3}(1. 中国石油长庆油田分公司,陕西西安710018;2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室,陕西西安710018;
3. 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:鄂尔多斯盆地纳林河地区8#煤层埋深大于3 000 m,储层温度和压力场与中、浅层区别较大,研究其煤岩气成藏特征对深层煤岩气勘探具有重要的意义。系统解剖了纳林河地区深层煤岩气成藏地质要素,研究了煤岩煤质、储层特征、温-压场、含气性和保存条件等。对排采时间较长的M1H井进行了排采特征分析和产能预测。研究结果表明,相比埋深小于1 500 m的低压、低孔、低渗和含气量以欠饱和状态吸附气为主的浅层煤层气,埋深大于3 000 m的纳林河地区8#煤层煤岩气特征有显著差异:①纳林河地区本溪组8#煤层厚度大,以半亮煤为主,处于中-高煤阶。②受压实作用与煤化作用影响,中-高煤阶煤岩储层孔隙以孔径小于2 nm的微孔为主,微孔占比高达79.8%,微米级内生微裂隙发育,在深部原位应力场条件下微裂隙处于开启状态,基质渗透率可高达 $3.949 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。③鄂尔多斯盆地3 000 m深度以深的地层温度和压力分别高达97 °C和32 MPa,压力对煤岩吸附性能的影响程度已经趋于稳定,煤岩的吸附性能主要取决于温度的负效应。煤岩吸附气处于过饱和状态,游离气含量占比约30%。④研究区深层煤岩储层处于承压水区,煤层本身富水性弱,现产出的地层水为顶、底板残留的原始沉积水。⑤M1H井排采曲线特征与煤岩气地球化学特征跟踪结果一致,证实3 000 m深度以深的煤岩气稳产效果好,开发潜力大。

关键词:排采;成藏地质特征;煤岩气;纳林河地区;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Geological characteristics of coal-rock gas accumulation in the Nalinhe area, Ordos Basin

HOU Yuting¹, ZHOU Guoxiao^{2,3}, HUANG Daojun^{2,3}, WANG Yanqing^{2,3}, JIAO Pengshuai^{2,3}

(1. Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil & Gas Fields, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China)

Abstract: The No. 8 coal seam in the Nalinhe area, Ordos Basin, with a burial depth exceeding 3 000 m, exhibits reservoir temperature and pressure fields significantly different from those of shallow to moderately coal-rock gas reservoirs. Investigating the coal-rock gas accumulation characteristics of this coal seam holds great significance for deep coal-rock gas exploration. This study systematically analyzes the geologic factors controlling deep coal-rock gas accumulation in the Nalinhe area, delves into the geological characteristics concerning coal quality, reservoir characteristics, temperature and pressure fields, gas-bearing properties, and coal-rock gas preservation conditions in the area. Using data from well M1H, which has undergone prolonged coal-rock gas production, we analyze the production characteristics and predict the coal-rock gas productivity of the Nalinhe area. The results indicate that the coal-rock gas reservoirs in the No. 8 coal seam at burial depths exceeding 3 000 m exhibit characteristics significantly different from shallow coal-rock gas reservoirs at burial depths less than 1 500 m, which feature low pressure, porosity, and permeability and gases dominated by undersaturated adsorbed gas. The specific characteristics of the No. 8 coal seam are as follows: (1) This coal seam is thick and mainly composed of semi-bright coals, and of the medium to high rank; (2) Under compaction and coalification, the medium to high-rank coal reservoirs are dominated by micropores

收稿日期:2024-09-02;修回日期:2024-10-30。

第一作者简介:侯雨庭(1971—),男,教授级高级工程师,油气勘探综合地质研究与勘探管理。E-mail: hyt_cq@petrochina.com.cn。

通信作者简介:周国晓(1991—),男,博士、工程师,非常规天然气综合地质研究。E-mail: zhougx_cq@petrochina.com.cn。

基金项目:中国石油天然气股份有限公司攻关性应用性科技专项(2023ZZ18)。

smaller than 2 nm, which account for up to 79.8 % of the total pore volume. Additionally, micron-scale endogenous microfractures, which remain open under deep in-situ stress field, are well-developed in these reservoirs, leading to a high matrix permeability of up to $3.949 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; (3) At burial depths exceeding 3 000 m in the Ordos Basin, the formation temperature and pressure reach up to 97 °C and 32 MPa, respectively. The formation pressure tends to exert stabilized impacts on the adsorption capacity of coals, which predominantly hinges on the negative effect of temperature. Consequently, the adsorbed gas in the coals is in supersaturation, with free gas accounting for approximately 30 %; (4) The deep coal reservoirs in the study area are situated in a confined aquifer zone, while the coal seam itself manifests a low water-yielding capacity. The formation water produced is identified as the primary depositional water remaining in the roof and floor of the coal seam; (5) The consistency between the production curve characteristics of well M1H and the traced coal-rock gas geochemical characteristics demonstrates the stable production and great exploitation potential of coal-rock gas in deep reservoirs at burial depths exceeding 3 000 m.

Key words: dewatering and production, accumulation-associated geological characteristics, coal-rock gas, Nalinhe area, Ordos Basin

引用格式:侯雨庭,周国晓,黄道军,等.鄂尔多斯盆地纳林河地区煤岩气成藏地质特征[J].石油与天然气地质,2024,45(6):1605-1616. DOI: 10.11743/ogg20240608.

HOU Yuting, ZHOU Guoxiao, HUANG Daojun, et al. Geological characteristics of coal-rock gas accumulation in the Nalinhe area, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(6): 1605-1616. DOI: 10.11743/ogg20240608.

长期以来,鄂尔多斯盆地的浅层煤层气勘探与开发主要集中在盆地东缘的韩城、大宁—吉县、三交和保德等区块,且主要在3 000 m深度以浅的煤层进行。随着“十四五”规划的实施,煤层气的勘探开发向更深层迈进,标志着中国煤层气产业进入了一个全新的发展阶段,中国煤层气的年产量增长率达到11.0%。据初步估算,1 500 m深度以深的煤岩气资源量约为 $50 \times 10^{12} \text{ m}^3$,是浅层煤层气资源量的2.4倍^[1-2]。自2019年起,中国石化在鄂尔多斯盆地的延川南地区,中国石油在鄂尔多斯盆地的大宁—吉县、佳县、纳林河地区和准噶尔盆地白家海凸起地区,均取得了2 000 m以深煤岩气勘探突破,日产气量最高可达 $(5.0 \sim 10.0) \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[3-9]。这些深部煤储层有望成为中国煤层气未来增储上产的主要领域,然而,目前关于深层煤层的临界深度和划分标准等尚未形成统一意见,对于“深层”煤层的内涵及其对含气性的影响机制仍需进一步深入研究^[10-14]。在探讨深层煤岩气地质条件的复杂性时,必须考虑到深部煤储层所处的高温与高压的特殊条件。目前,对于深部煤储层温压场的研究尚不充分^[15-16],这限制了对煤岩气吸附与解吸机制的深入理解,地温的升高已被证实会降低煤岩对甲烷的吸附能力,促使部分吸附气向游离态转化^[17-18]。目前,在鄂尔多斯盆地东缘的大宁—吉县地区,本溪组8#煤层的主体埋深在2 000 ~ 2 400 m,煤岩气藏特征基本清楚,而对于盆地内部更深部的煤岩气藏尚未报道。不同于前人对3 000 m深度以浅的煤岩气藏研究,本文重点研究3 000 m深度以

深的深层高温和高压地质条件下煤岩储层特征、含气性及排采特征,以鄂尔多斯盆地纳林河地区埋深大于3 000 m的8#煤层为例,进一步剖析煤岩气藏的成藏地质特征,通过系统的地质分析,明确深度效应对煤岩气成藏的影响机制,为盆地中西部深层煤岩气的勘探开发提供理论支撑。

1 地质背景

鄂尔多斯盆地是一个发育于华北地块稳定克拉通内的多旋回叠合盆地,于三叠纪末期定型^[19-20],盆地面积约 $25 \times 10^4 \text{ km}^2$,可划分为伊陕斜坡、伊盟隆起、渭北隆起、天环坳陷、西缘冲断带和晋西挠褶带等6个一级构造单元,其中,伊陕斜坡是盆地内部最大的构造单元。纳林河地区位于伊陕斜坡中部(图1),整体表现为向西缓倾的单斜构造,8#煤层顶界平均坡降10.3 m/km,构造极为平缓,倾角0.59°,断层不发育,局部发育低缓的鼻隆构造。大型华北克拉通在晚石炭世—二叠纪发生广泛的聚煤作用,此时沉积环境由海—陆过渡相向陆相转变,形成了一套相对统一的上石炭统—二叠系含煤岩系^[21,22],这些岩系中发育多种泥炭沉积,形成连续稳定的厚煤层,主要含煤地层为石炭系本溪组和二叠系太原组、山西组。本次研究的目标层位为上古生界石炭系本溪组8#煤层,其在盆地范围内厚度最大、分布最广,一般厚度2 ~ 12 m,最厚可达25 m,分布面积约 $16 \times 10^4 \text{ km}^2$,是鄂尔多斯盆地深层煤岩气勘探的主力层段。

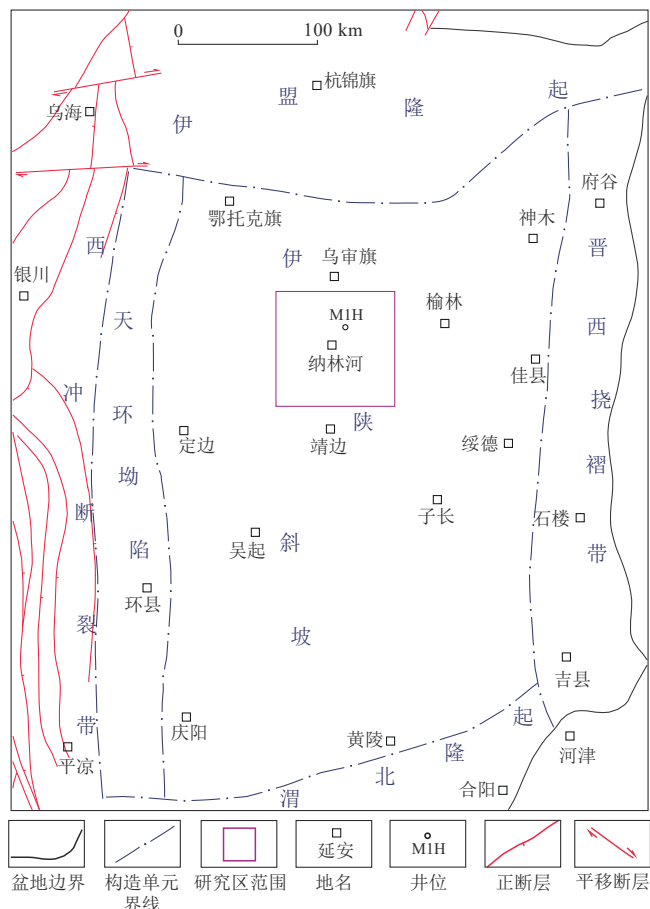


图1 鄂尔多斯盆地纳林河地区构造位置

Fig. 1 Map showing the location of the Nalinhe area, Ordos Basin

纳林河地区8#煤层具有“埋深大、高温、高压和中煤阶”的特点,埋深在3 133~3 319 m,平均埋深3 295 m(图2a);本溪组常规砂岩气藏试井测试结果显示该区地层压力系数为0.91~1.05,地温梯度为29.4 °C/km,推测8#煤层储层的压力平均值为31.6 MPa,储层温度平均值为96.9 °C,属于正常的地温和压力系统。区内煤岩镜质体反射率(R_o)介于1.71%~1.81%,平均值为1.76%,按照煤类划分标准,8#煤层属烟煤阶中的瘦煤。

2 深层煤岩气地质条件

2.1 煤层分布与煤质特征

纳林河地区8#煤层分布稳定连续,厚4~10 m,可进一步细分为2套煤层,其间夹有矽石,矽石的厚度一般小于2 m,煤层净厚度5~8 m(图2a)。煤岩的形态为柱状,具有均一的原生块状结构,断口多为参差状,表面呈金属光泽或玻璃光泽。在宏观煤岩类型上,

8#煤层主要以半亮煤为主,而在煤层的底部发育有半暗煤和暗淡煤(图2b)。煤岩显微组分以镜质组为主,含量介于77.6%~83.8%,平均值80.7%,惰质组次之,含有少量的壳质组,惰质组和壳质组平均含量分别为13.6%和2.1%;矿物平均含量3.7%,主要为黏土矿物。工业分析结果表明,煤层的水分含量为0.5%~1.3%,平均值为0.9%;空气干燥基灰分产率3.8%~25.8%,平均值为16.0%;空气干燥基挥发分含量9.6%~11.5%,平均值为10.3%;空气干燥基固定碳含量62.1%~85.7%,平均值为72.8%。由分析结果可知8#煤层水分含量低,属于中-低挥发分和中-低灰分类型煤岩(表1)。

2.2 储层特征

2.2.1 孔隙类型及成因

煤岩是一种非均质性强的有机岩,孔隙类型和孔隙结构复杂。采用扫描电子显微镜(SEM)对研究区8#煤层进行观察,发现该煤层主要发育胞腔孔、微裂隙、气孔和矿物晶间孔4种孔隙类型(图3)。胞腔孔的孔径为几至几十微米,其连通性较差。这类孔隙是在成煤过程中,由成煤植物本身的细胞结构形成的,是植物细胞的遗留特征。微裂隙则根据成因分为内生裂隙和外生裂隙2种类型,内生裂隙是在煤化过程中,由于垂直压力作用使成煤物质的体积均匀收缩,产生内张力,导致煤层张裂而形成的裂隙;外生裂隙是在煤层形成后,受构造运动影响而产生的裂缝。在研究区观察到的微裂隙类型均为张性裂隙,未见充填,裂隙两侧断面呈树枝分叉状,表明这些张性裂隙是内部和外部因素共同作用的结果,内部因素主要是煤岩显微成分镜质组脆性和易碎性,外部因素包括外部构造环境和应力场的分布情况^[23]。气孔则是在煤岩热演化生烃作用过程中,伴随烃类气体的积聚而形成的^[24],这些气孔主要呈椭圆形,成群发育于镜质体中,孔径介于50~100 nm。

2.2.2 孔隙结构

在对煤岩储层孔隙发育程度进行联合表征的研究中,通过CO₂低压吸附、N₂低温吸附和高压压汞技术的综合应用,得出煤岩样品的孔隙总体积为0.068 cm³/g,其中,微孔(孔径<2 nm)占比79.8%,介孔(孔径2~50 nm)占比6.9%,宏孔(孔径50~100 000 nm)占比13.3%,整体孔隙分布呈现双峰型特征(图4a)。为了验证这些联合表征结果的可靠性,采用低场核磁共振(LF-NMR)技术来获取煤岩样品中不同孔径和孔隙的分布

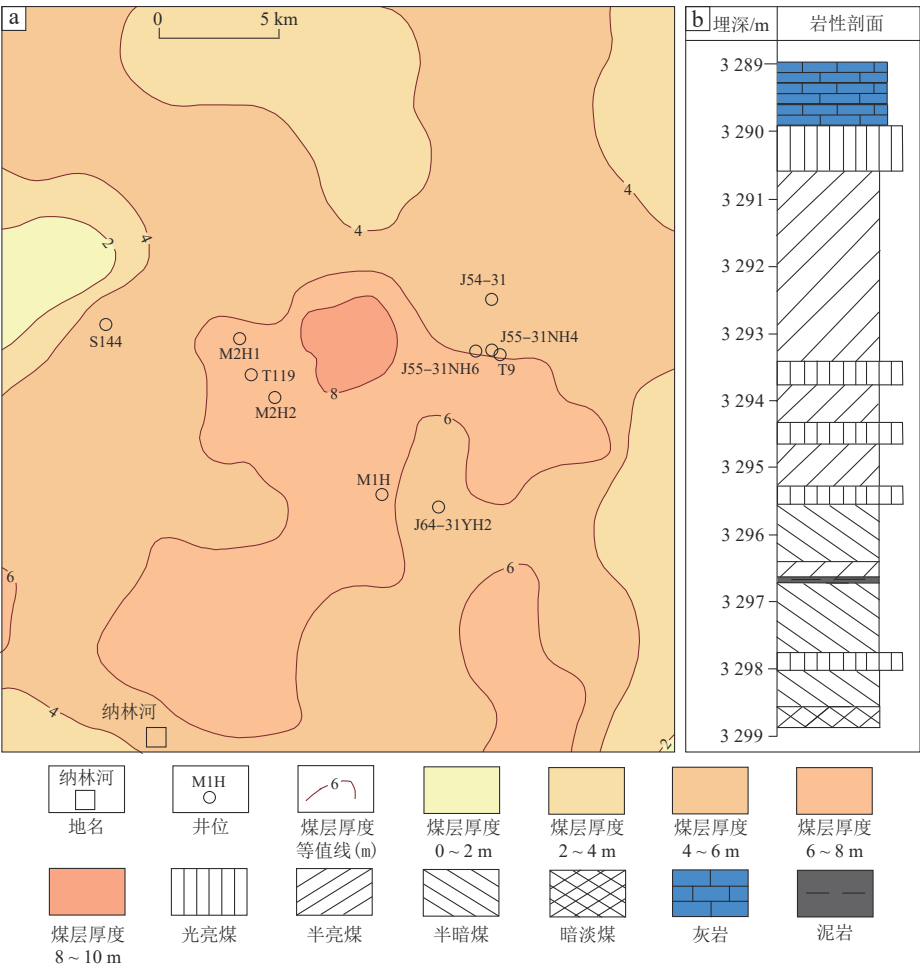


图2 鄂尔多斯盆地纳林河地区8#煤层厚度等值线图(a)与J54-31井宏观煤岩类型柱状图(b)

Fig. 2 Thickness map of the No. 8 coal seam (a) and column showing the macroscopic coal rock types in well J54-31 (b) in the Nalinhe area, Ordos Basin

表1 鄂尔多斯盆地纳林河地区8#煤层显微组分和工业分析结果

Table 1 Macerals and proximate analysis results of the No. 8 coal seam in the Nalinhe area, Ordos Basin

样品编号	显微组分含量/%				工业分析组分含量/%				R_o /%
	镜质组	惰质组	壳质组	矿物	水分	灰分	挥发分	固定碳	
J54-31-8-2-2	80.6	14.0	1.8	3.6	0.7	3.8	9.9	85.7	1.93
J54-31-8-2-5	83.8	9.6	2.6	4.0	0.8	23.8	10.2	65.3	1.78
J54-31-8-3-1	—	—	—	—	0.9	11.2	9.6	78.3	—
J54-31-8-3-4	77.6	17.2	1.8	3.4	1.3	9.3	10.2	79.2	1.82
J54-31-8-3-7	—	—	—	—	1.1	22.2	10.5	66.2	—
J54-31-8-4-4	—	—	—	—	0.5	25.8	11.5	62.1	—
平均值	80.7	13.6	2.1	3.7	0.9	16.0	10.3	72.8	1.84

注：“—”表示未测数据。

特征、含量大小和连通性。核磁共振实验结果显示,研究区8#煤层的 T_2 (核磁共振弛豫时间)谱图呈现出3个明显的峰值,分别对应微孔、介孔和宏孔。微孔的峰值分布于0.3~0.4 ms,介孔的峰值位于10.0~20.0 ms,宏孔的峰值介于200.0~300.0 ms。这3个峰值表明了煤岩中不同孔径的孔隙具有一定的连通性(图4b),

并且同样表现出双峰型的特征。通过对比煤岩在饱和和水状态下的 T_2 谱和经过60℃干燥处理48 h后的 T_2 谱,发现微孔中仍然残留有一部分束缚水,而在介孔与宏孔中,流体特征峰值基本上已经消失。上述分析表明,煤岩储层中微孔与介孔之间的连通性较差,同时,微孔对流体的吸附能力较强,不利于流体的完全迁移;相比

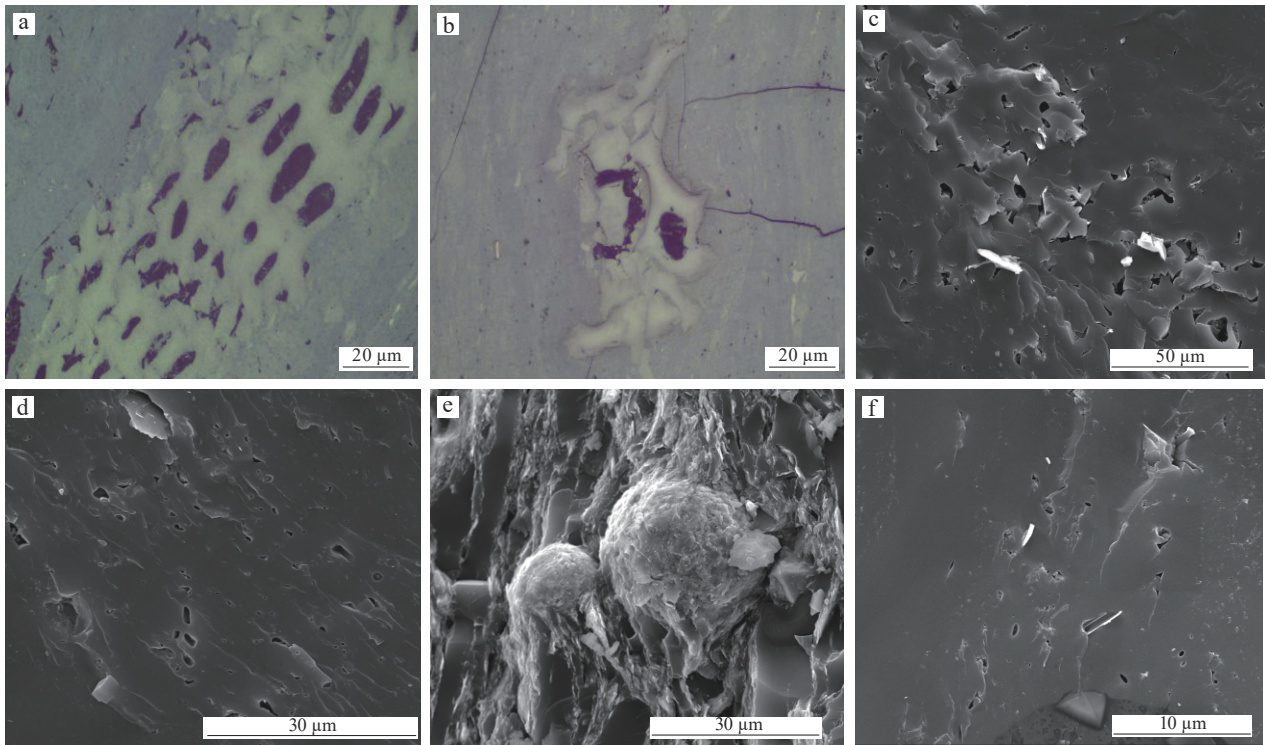


图3 鄂尔多斯盆地纳林河地区8#煤层J54-31井储层孔隙类型SEM照片

Fig. 3 SEM images showing the pore types in the No. 8 coal seam in the Nalinhe area, Ordos Basin

a. 丝质体胶结黏土矿物,埋深3 294.61 m;b. 基质镜质体,张裂隙,埋深3 290.50 m;c. 结构镜质体,变形胞腔孔,见气孔,埋深3 290.30 m;d. 基质镜质体,大小不等的气孔,埋深3 290.42 m;e. 黄铁矿集合体,或团窝状黄铁矿,埋深3 291.20 m;f. 基质镜质体及气孔,埋深3 291.37 m

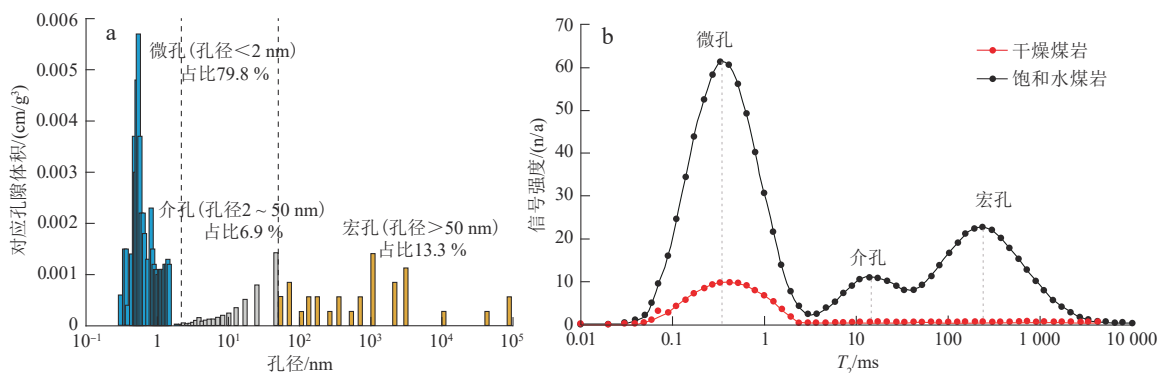


图4 鄂尔多斯盆地纳林河地区8#煤层J54-31井储层孔隙结构分布

Fig. 4 Distribution of pore structures of the No. 8 coal seam in the Nalinhe area, Ordos Basin

a. CO₂低压吸附-N₂低温吸附-高压压汞联测结果,埋深3 298.72 m;b. 核磁共振T₂谱图,埋深3 298.72 m

之下,介孔和宏孔由于孔径较大,孔隙之间的连通性较好,有利于流体在孔隙中的渗透和迁移。

2.2.3 割理-裂隙发育特征

煤岩储层的孔隙-裂隙系统对煤岩气的渗流特性具有重要影响。在纳林河地区的煤岩储层中,除发育纳米级孔隙外,还发育有微米级的裂隙,这些裂隙是煤岩气在煤岩中的主要渗流通道,并对煤岩储层的渗透率有显著影响^[25]。宏观割理方面,纳林河地区的煤岩

发育两组大致垂直于层理面的割理,面割理的线密度为1.0~1.8条/cm,端割理的线密度为0.6~1.6条/cm,两组割理通常垂直或斜交于层理面,基本无充填,成因上属于煤化作用过程中形成的内生裂隙^[26];此外,局部地区还可以观察到高角度的外生裂隙,这些裂隙斜交层理面,延伸较远,切割深度大,并且有方解石充填物,是在构造应力作用下形成的。在微观层面,通过线切割采集的柱状煤岩样品在微米CT扫描的三维重构模型中显示微米级裂隙欠发育,这些样品的渗透率被认为

是研究区煤岩储层基质的渗透率, 大约为 $0.010 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。而割理裂隙的发育使得渗透率可以达到 $9.502 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均渗透率为 $3.949 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。为了排除煤岩在取心过程中由于压力释放而促进裂隙发育的影响, 在研究区J26H井进行了小型压裂注入/压降试验, 试验发现G函数曲线在压降过程中出现较大波动, 通过压降回归分析, 估算得到区域地层原位渗透率约为 $3.900 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 表明在深层原位压力状态下煤岩储层裂隙呈开启状态。

为了定量分析煤岩中微米级裂隙的发育特征, 通过线切割技术来采集柱状煤岩样品, 并利用微米CT扫描技术对这些样品进行了裂隙三维重构(图5a)。分析结果显示, 煤岩样品的孔、裂隙体积为 $1.5 \times 10^{12} \mu\text{m}^3$, 矿物质体积为 $77.5 \times 10^{12} \mu\text{m}^3$, 煤基质体积为 $462.6 \times 10^{12} \mu\text{m}^3$, 总体积合计为 $541.6 \times 10^{12} \mu\text{m}^3$, 其中, 孔径分布在 $100 \sim 1\,000 \mu\text{m}$ 的微米级裂隙体积占煤岩样品总体积的0.28%, 这表明微米级裂隙对煤岩储层孔隙度的贡献相对较小。进一步分析不同孔径范围内微米级裂隙的占比, 可以发现在孔径 $100 \sim 300 \mu\text{m}$ 范围内, 随着裂隙孔径的增大, 裂隙的占比从4.5%增加至12.1%, 而对于孔径在 $300 \sim 1\,000 \mu\text{m}$ 范围内的裂隙, 其占比则相对稳定, 大约在12.0%(图5b)。

2.3 深层温-压场与含气性

深层在科学内涵上不仅体现在埋深上, 相对浅层

而言, 同时也是高温和高压场的反映。通过多组等温吸附实验证实: 在 70°C 的温度条件下, 当压力超过 20 MPa 时, 吸附气量增加趋于平缓(图6a), 煤岩气处于饱和吸附状态, 此后随着压力增加, 吸附气体的量基本保持恒定。研究区8#煤层储层的平均压力为 31.6 MPa , 而鄂尔多斯盆地本溪组气藏的地层压力系数接近1, 这表明从 $2\,000 \text{ m}$ 至研究区的 $3\,295 \text{ m}$ 埋深范围内, 地层压力的增加对吸附气量的增加影响较小。同时, 通过等压变温的甲烷分子模拟实验, 进一步证实了随着温度的升高, 煤岩储层的吸附气量显著降低, 表明温度升高对煤岩吸附能力具有显著的负面影响。在相同的压力条件下, 储层温度每升高 30°C , 相当于埋深约增加了 $1\,000 \text{ m}$, 这将导致煤岩储层的吸附气量减少 $3.78 \sim 4.11 \text{ m}^3/\text{t}$ (图6b)。其原因在于煤层中孔径小于 2 nm 的微孔表面与吸附气体分子之间, 以及被吸附的气体分子之间的相互作用主要依赖于范德华力。由于分子间的引力较弱, 吸附过程中吸附质分子的结构几乎没有变化, 物质的性质基本保持不变, 因此吸附能相对较小, 这使得被吸附的气体分子在温度升高时容易从吸附微孔表面脱离, 从而解吸。

煤层吸附气饱和度是储层原始温-压条件下现场取心实测含气量与理论最大吸附气量之比^[27]。由埋深与煤层吸附气饱和度关系图可以看出: 与中-浅层煤层气相比, 在不考虑总含气量差异的情况下, 盆地东缘的大宁-吉县、佳县和临兴区块埋深介于 $1\,500 \sim$

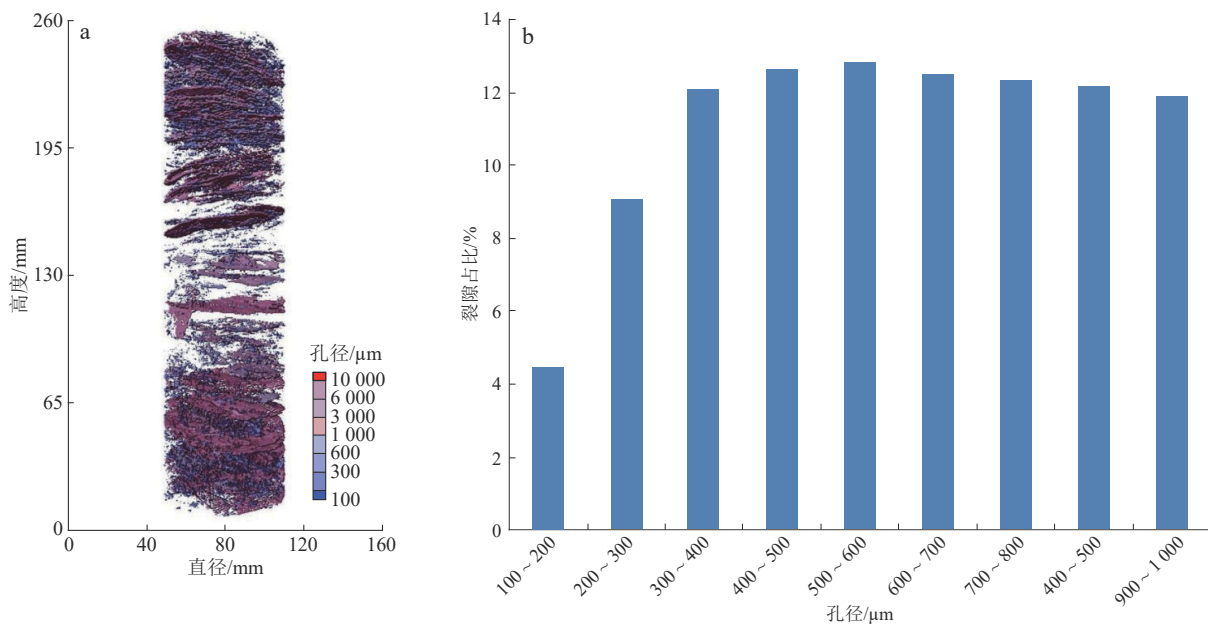


图5 鄂尔多斯盆地纳林河地区8#煤层埋深 $3\,293.46 \sim 3\,293.76 \text{ m}$ 层段微米级裂隙三维重构模型(a)和孔径分布统计(b)

Fig. 5 Reconstructed 3D model (a) and histogram showing the pore size distribution (b) for micron-scale fractures at the reservoir interval with burial depths ranging from $3\,293.46$ to $3\,293.76 \text{ m}$ in the No. 8 coal seam in the Nalinhe area, Ordos Basin

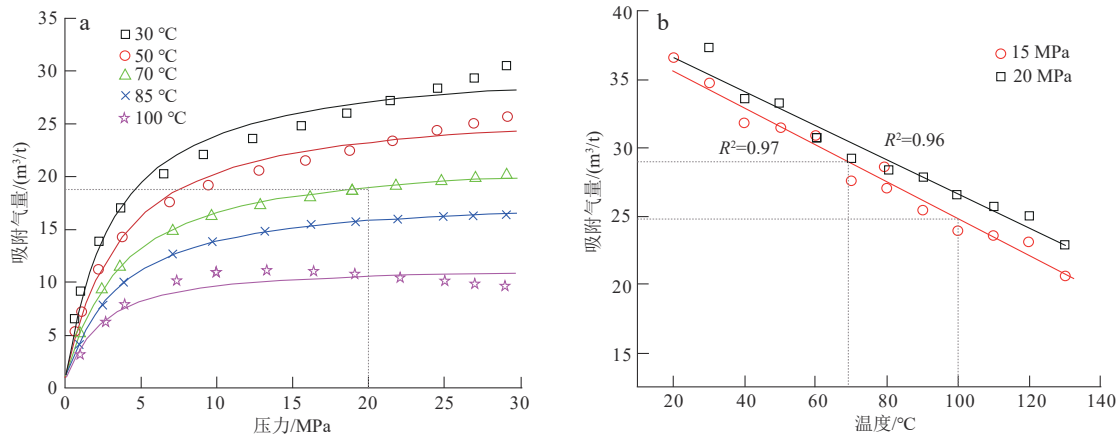


图6 鄂尔多斯盆地纳林河地区J54-31井8#煤层甲烷等温吸附实验(a)和等压吸附分子模拟结果(b)

Fig. 6 Isothermal adsorption experiment results (a) and adsorption isobar (b) of methane in the No. 8 coal seam in well J54-31 within the Nalinhe area, Ordos Basin

2 000 m的煤岩部分处于过饱和和吸附状态,而盆地腹部2 000 m以深煤岩大部分处于过饱和和吸附状态,这种过饱和状态出现的原因是储层温度的负效应,促使吸附态甲烷向游离态转化,从而增加了游离气的占比,这些区域的吸附气饱和度介于100%~250%(图7)。

对J54-31井进行保压取心并现场进行解吸含气量测试,结果显示含气量分布在12.88~23.00 m³/t,平均值为16.90 m³/t;同时,通过将实测含气量与测井伽

马和密度曲线相结合,建立了区块含气量的测井解释模型,经过系统评价,研究区的含气量介于18.00~22.00 m³/t,平均值为18.90 m³/t。煤岩等温吸附实验结果显示,空气干燥基条件下兰氏体积变化较大,介于15.45~24.67 m³/t,平均值为19.88 m³/t,兰氏压力在3.09~3.45 MPa,平均值为3.29 MPa,这表明煤层具有较强的吸附能力。在等温吸附实验的基础上,利用朗格缪尔公式计算了地层原位状态下的吸附气量,吸附气量与总含气量的差值即为游离气含量,游离气含量介于1.03~18.27 m³/t,平均值为7.42 m³/t,游离气占比8.62%~58.40%,平均值约为30.00%,而吸附气平均占比为70.00%。按此比例计算得到的总含气量与原位吸附气量的比值为1.43,这一结果证实了在2 000 m以深的条件下,温度对煤岩的吸附能力有显著影响,储层中游离气的富集程度更高。

2.4 保存条件

2.4.1 顶、底板岩性

煤储层形成后的顶板岩性和厚度是影响煤储层含气性的重要因素^[29]。纳林河地区8#煤层位于本溪组顶部,顶板岩性以灰岩为主,区域分布稳定,主体厚度6.0~20.0 m,平均值为7.8 m,该区域断层不发育,根据测井解释,顶板灰岩含水性弱。与煤层直接接触的底板是本溪组泥岩,其厚度为4.0~12.0 m,平均值为8.5 m,区域上稳定分布,但其含水性及渗透性均较差。底板泥岩、煤层和顶板灰岩的岩性组合反映了其沉积环境在长期沼泽化之后经历了海侵过程。通过进行3种岩性的三轴应力学测试^[30,31],得到了反映岩石变形特征的参数,包括杨氏模量和泊松比,测试结果显示,

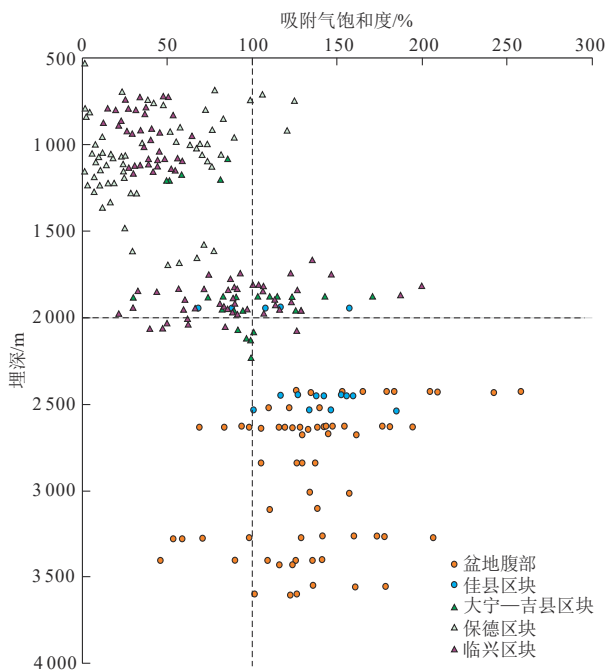


图7 鄂尔多斯盆地不同区块埋深与吸附气饱和度关系
(部分数据来自文献[6,13,28])

Fig. 7 Relationship between burial depth and gas saturation of different blocks in the Ordos Basin (some data from references [6, 13, 28])

灰岩和泥岩的杨氏模量值较大,泊松比值较小,这表明顶、底板封盖岩层的灰岩和泥岩不易发生变形,具有较大的刚性和较高的岩石致密性与密闭性;同时,通过对煤-灰、煤-泥和煤-砂3种储-盖组合进行突破压力测试分析,它们对应的平均突破压力分别为20.53、5.03和1.51 MPa,对比结果显示,灰岩和泥岩都具有良好的封存能力,有利于煤岩储层中天然气的保存(表2)。

2.4.2 水文地质条件及产出水地球化学特征

纳林河地区本溪组含煤层系为一个西倾的平缓单斜,断层不发育,这种地质构造特征不利于区内地下水的交替运动,阻隔了各含水层之间的水动力联系,水文地质区带属承压水区,水动力弱。水文地质区带的划分主要依据是地层水型和总矿化度,煤层气井产出水的常规离子、微量元素以及同位素特征能够反映地下水的来源、地层的封闭程度和沉积环境特征^[32]。研究区地层水水型为CaCl₂型,平均矿化度为63.9 g/L(表3),产出水阳离子以Na⁺和Ca²⁺离子为主,阴离子以Cl⁻离子为主,这表明该地区地下水主要为原始沉积水,多种离子比例系数均显示研究区地层封闭性好^[33],有利于深层煤岩气的保存。

鄂尔多斯盆地大气降水线方程为 $\delta D=6.88\times\delta^{18}O+0.23$ ^[34]。通过将研究区煤岩气产出水的同位素数据与该大气降水线方程进行对比分析,发现研究区煤层气井产出水 $\delta^{18}O$ 值在-3.9‰~-3.0‰,平均值为-3.3‰, δD 值在-58.2‰~-51.9‰,平均值为-55.1‰。产出水的氢、氧同位素值($\delta D,\delta^{18}O$)均偏离了大气降水线,说明研究区煤岩气井产出水受大气降水影响较小,主要为原始地层沉积水(图8)。同时,产出

水中明显的¹⁸O正漂移现象反映了较高温度的水-岩相互作用过程,大量同位素偏重的含氧矿物成分被溶解,岩层水中的¹⁶O与含氧矿物中的¹⁸O发生同位素交换,使得产出水中逐渐富集¹⁸O,表现为明显的¹⁸O同位素漂移。由于煤岩是一种有机岩,含氧矿物含量很低,因此,产出水的水源指示煤层气井产出水主要来源于顶、底板岩层中的原始地层水,并非煤层自身产出的水。

3 排采成果及产能预测

3.1 M1H井产气特征

M1H井完钻井深5 062 m,8#煤层垂深3 222 m,水平段长1 500 m,钻遇煤层长度为760 m,钻遇率50.67%。该井于2022年10月21日开始试采,试采前套压15.40 MPa,初期日产液量200 m³;2022年11月14日开始排采,阶段排采日产气量稳定在(3.00~5.00)×10⁴ m³;到2023年10月29日排采结束时,套压4.75 MPa,日产气量2.08×10⁴ m³,日产液量24 m³,累计产液量22 270 m³,返排率61.1%,累计产气量1 060.50×10⁴ m³。该井产量高、压力高、产量稳定,展现出较好的稳产特征(图9)。基于M1H井的生产特征分析,可以将深层煤岩气井的产气过程划分为4个阶段。①憋套压阶段:历时1个月,套压从0 MPa升至4.50 MPa,日产液量在48~516 m³,平均日产液量212 m³。②初始产气阶段:套压保持在3.31~6.27 MPa,平均套压4.61 MPa,日产液量111~291 m³,平均日产液量188 m³;日产气量不断上升,介于(1.0~5.7)×10⁴ m³,平均日产气量4.4×10⁴ m³,投产即见气,游离气快速产出,

表2 鄂尔多斯盆地纳林河地区不同岩性地层三轴力学参数

Table 2 Triaxial mechanical parameters of strata with different lithologies in the Nalinhe area, Ordos Basin

井号	井深/m	岩性	围压/MPa	突破压力/MPa	抗压强度/MPa	杨氏模量/GPa	泊松比
SP1	2 525.60	顶板灰岩	32.4	20.53	181.35	37.30	0.20
M172	2 429.29	煤岩	29.0	—	80.81	4.58	0.44
M172	2 434.90	底板泥岩	29.0	5.03	147.25	45.99	0.38

注:“—”表示未测数据。

表3 鄂尔多斯盆地纳林河区块本溪组8#煤层煤岩气气藏地层水分析

Table 3 Analytical results of formation water in the coal-rock gas reservoirs of the No. 8 coal seam in the Benxi Formation, Nalinhe area, Ordos Basin

参数	地层水离子含量/(mg/L)						总矿化度/(g/L)	水型
	K ⁺ +Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻		
范围	8 092~	8 729~	589~	29 097~	1 182~	294~	53.4~	CaCl ₂ 型
	12 079	15 407	905	45 578	4 649	621	78.0	
平均值	10 084	12 318	797	37 068	3 134	473	63.9	

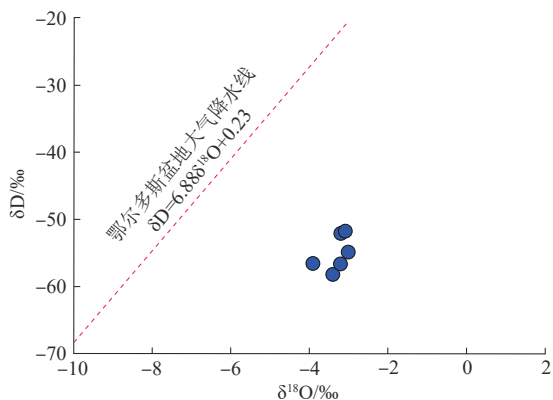


图8 鄂尔多斯盆地纳林河地区煤岩气井产出水氢、氧同位素关系(据文献[34]修改)

Fig. 8 Relationship of δD and $\delta^{18}O$ for produced water from coal-rock gas wells in the Nalinhe area, Ordos Basin (modified after reference [34])

见气早、产量高、产量递减快。③产液量下降阶段:套压在5.92~8.49 MPa,平均值为7.23 MPa,日产液量24~121 m³,平均日产液量49 m³;同时,日产气量趋于稳定,分布在(2.6~3.4)×10⁴ m³,平均日产气量3.0×10⁴ m³。④稳定产气阶段:套压3.60~7.53 MPa,平均值为5.68 MPa,日产液量3~28 m³,平均日产液量20 m³;日产气量分布在(1.6~4.0)×10⁴ m³,平均日产气量2.2×10⁴ m³,此阶段由于压力降低导致吸附气的解吸,游离气产出伴随吸附气解吸,递减速率趋缓,只有当储层压力降低到一定程度时,解吸气才能有效地为产能做出贡献。

煤岩气成因可依据气体组分和同位素组成特征进行判识^[35-36]。研究区煤岩气组分以甲烷为主,重烃及非烃气体含量较低。甲烷的平均含量为91.26%,重烃(C₂₊)的平均含量为1.23%,干燥系数平均为0.99,属于极干气。非烃气体包括CO₂、N₂、He以及H₂,其中

CO₂和N₂的含量较高,平均值分别为5.03%和2.33%。甲烷碳同位素值($\delta^{13}C_1$)分布在-34.01‰~-26.87‰,平均值为-32.70‰,乙烷碳同位素值($\delta^{13}C_2$)分布在-22.05‰~-19.57‰,平均值为-21.32‰,丙烷碳同位素值($\delta^{13}C_3$)分布在-22.43‰~-21.32‰,平均值为-22.07‰, $\delta^{13}C_2$ 与 $\delta^{13}C_3$ 存在一定程度的倒转现象。根据以 $\delta^{13}C_1=-55$ ‰和 $\delta^{13}C_2=-29$ ‰为界限的划分标准^[35,37],当 $\delta^{13}C_1>-55$ ‰时,天然气属于热成因,同时,如果 $\delta^{13}C_2>-25$ ‰,则为典型的煤型气;研究区天然气属于中期热成因的典型煤型气。通过对研究区NL1H井产出的组分和碳同位素进行连续长期跟踪检测,发现在排采过程中,重烃与CO₂体积分数基本保持不变,而CH₄与N₂体积分数存在较大波动,且波动趋势相反,但持续不久又恢复到初始水平(图10a)。这是因为煤对CH₄的吸附能力大于N₂,在吸附气解吸过程中,N₂会优先解吸,而CH₄则会滞后解吸^[38]。因此,随着排采时间的延长,煤层气解吸占比增加,N₂含量增加,而CH₄体积分数降低。由于吸附势和分子量的差异,¹²CH₄比¹³CH₄优先解吸扩散,导致甲烷碳同位素持续变轻,在M1H井中, $\delta^{13}C_1$ 减小约8‰, $\delta^{13}C_2$ 减小约4‰(图10b)。因此,M1H井正处于¹²CH₄优先解吸扩散阶段。在初期以游离气释放为主的阶段,为产量高峰期,此时吸附气的解吸造成的同位素分馏影响较小,产出气同位素偏重;随着排采时间延长,产量缓慢下降,吸附气供应比重逐渐增加,产量稳定在2×10⁴ m³以上,此时吸附气解吸造成的同位素分馏影响显著,同位素逐渐偏轻且稳定。

3.2 产能预测

EUR (estimated ultimate reserves) 是评估的最终可采储量的缩写,在SEC (securities and exchange

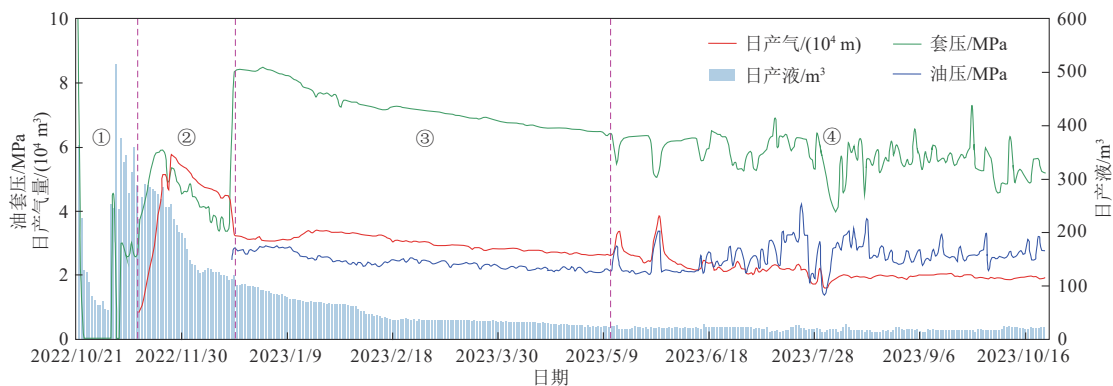


图9 鄂尔多斯盆地纳林河地区M1H井排采曲线图

Fig. 9 Coal-rock gas production curves of well M1H in the Nalinhe area, Ordos Basin

① 憋套压阶段;② 初始产气阶段;③ 产液量下降阶段;④ 稳定产气阶段

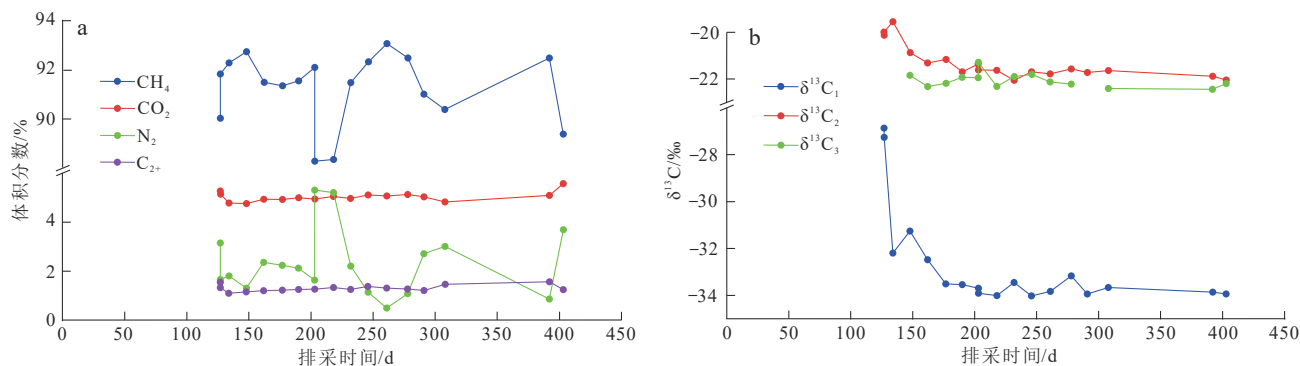


图10 鄂尔多斯盆地纳林河地区M1H井深层煤岩气井生产过程中气体组分(a)与碳同位素分馏特征(b)

Fig. 10 Gas composition (a) and carbon isotopic fractionation characteristics (b) during the production of coal-rock gas in well M1H in the Nalinhe area, Ordos Basin

commission)储量评估中指最终经济可采储量。M1H井生产时间较长,以其为例进行产能分析,该井采用套管完井和分段压裂的改造方式,最高日产气量 $5.74 \times 10^4 \text{ m}^3$,目前套压4.75 MPa,稳产阶段日产气量 $2.08 \times 10^4 \text{ m}^3$,累计产气量 $1\,060.50 \times 10^4 \text{ m}^3$,目前具备较大稳产空间,预计首年平均日产气量 $3.00 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。通过进行1 500 m水平段长度的水平井数值模拟研究,评价水平井单井配产。纳林河地区首年日产气量预计为 $4.30 \times 10^4 \text{ m}^3$,第二年日产气量预计为 $2.50 \times 10^4 \text{ m}^3$,根据模拟,单井的最终经济可采储量(EUR)预计为 $5\,070 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图11)。根据数值模拟历史拟合,控制面积 0.68 km^2 ,地质储量 $1.12 \times 10^8 \text{ m}^3$,根据该模型,技术可采储量 $5\,588 \times 10^4 \text{ m}^3$,采出程度达到49.8%,开采潜力较好。

4 结论

1) 鄂尔多斯盆地纳林河地区8#煤层埋深大于3 000 m,在该深度下,煤岩吸附性能主要受温度的负效应控制,使得煤岩处于过饱和吸附状态,部分天然气

呈游离态赋存,游离气含量占比达30%。

2) 研究区煤岩储层孔隙类型以微孔为主,介孔和宏孔的连通性较差,为吸附态甲烷的主要赋存空间;孔径分布在 $100 \sim 1\,000 \mu\text{m}$ 的微米级裂隙对煤岩储层孔隙度的贡献不大,但在原位应力场和流体压力条件下处于开启状态,大幅度改善煤岩基质渗透率,为游离气的聚集和渗流提供空间和通道。

3) 深层承压水区缺乏地表水的补充,同时,顶、底板灰岩和泥岩等致密岩性隔绝不同含水系统的窜通,使得深层煤岩储层形成独立的流体系统,含水性弱,具备良好的气藏保存条件。产出水氢、氧同位素表现为 ^{18}O 同位素漂移特征,这是因为受后期储层改造沟通顶、底板层的水补给的影响。

4) M1H井的排采实践表明,该井初期套压和日产气量不断升高,游离气快速产出;中期日产液量逐步减少,日产气量基本稳定,展现出较好的稳产特征;数值模拟显示单井最终经济可采储量(EUR)为 $5\,070 \times 10^4 \text{ m}^3$,采出程度可达49.8%,开采潜力大。天然气组分和碳同位素特征可有效辅助标定、划分游离气和吸附气产出阶段。

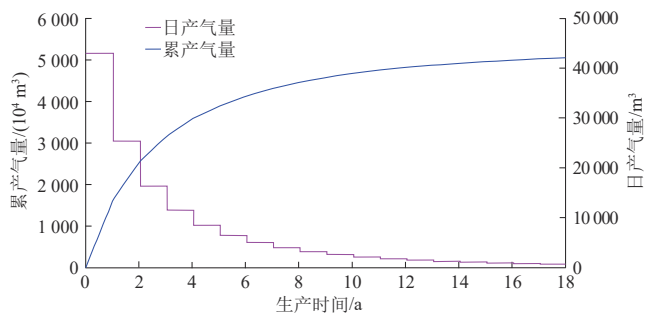


图11 鄂尔多斯盆地纳林河地区M1H井配产数值模拟

Fig. 11 Numerical simulation of the production allocation of well M1H in the Nalinhe area, Ordos Basin

参考文献

- [1] 吴裕根, 门相勇, 姜钰. 我国“十四五”煤层气勘探开发新进展与前景展望[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(1): 1-13.
WU Yugen, MEN Xiangyong, LOU Yu. New progress and prospect of coalbed methane exploration and development in China during the 14th Five-Year Plan period [J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(1): 1-13.
- [2] 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.

- [3] 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.
- [4] 李国永, 姚艳斌, 王辉, 等. 鄂尔多斯盆地神木-佳县区块深部煤层气地质特征及勘探开发潜力[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 70-80.
- LI Guoyong, YAO Yanbin, WANG Hui, et al. Deep coalbed methane resources in the Shenmu-Jiaxian block, Ordos Basin, China: Geological characteristics and potential for exploration and exploitation [J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 70-80.
- [5] 牛小兵, 赵伟波, 史鹤鹤, 等. 鄂尔多斯盆地本溪组天然气成藏条件及勘探潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(8): 1240-1257.
- NIU Xiaobing, ZHAO Weibo, SHI Yunhe, et al. Natural gas accumulation conditions and exploration potential of Benxi Formation in Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(8): 1240-1257.
- [6] 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.
- [7] 姚红生, 肖翠, 陈贞龙, 等. 延川南深部煤层气高效开发调整对策研究[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(4): 545-555.
- YAO Hongsheng, XIAO Cui, CHEN Zhenlong, et al. Adjustment countermeasures for efficient development of deep coalbed methane in southern Yanchuan CBM Field [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(4): 545-555.
- [8] 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.
- [9] 李辛子, 王运海, 姜昭琛, 等. 深部煤层气勘探开发进展与研究[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 24-31.
- LI Xinzi, WANG Yunhai, JIANG Zhaochen, et al. Progress and study on exploration and production for deep coalbed methane [J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 24-31.
- [10] TONNSEN R R, MISKIMINS J. Simulation of deep-coalbed-methane permeability and production assuming variable pore-volume compressibility [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2011, 50(5): 23-31.
- [11] 申建, 秦勇, 傅雪海, 等. 深部煤层气成藏条件特殊性及其临界深度探讨[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(9): 1470-1476.
- SHEN Jian, QIN Yong, FU Xuehai, et al. Properties of deep coalbed methane reservoir-forming conditions and critical depth discussion [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(9): 1470-1476.
- [12] 庚劭, 陈浩, 陈艳鹏, 等. 第4轮全国煤层气资源评价方法及结果[J]. 煤炭科学技术, 2018, 46(6): 64-68.
- GENG Meng, CHEN Hao, CHEN Yanpeng, et al. Methods and results of the fourth round national CBM resources evaluation [J]. Coal Science and Technology, 2018, 46(6): 64-68.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [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] 孟召平, 禹艺娜, 李国富, 等. 沁水盆地煤储层地温场条件及其低地温异常区形成机理[J]. 煤炭学报, 2023, 48(1): 307-316.
- MENG Zhaoping, YU Yina, LI Guofu, et al. Geothermal field condition of coal reservoir and its genetic mechanism of low geothermal anomaly area in the Qinshui Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(1): 307-316.
- [17] 杨兆彪, 高为, 秦勇, 等. 贵州深部煤层气地质特征及其资源潜力[J]. 煤炭学报, 2024, 49(S1): 348-361.
- YANG Zhaobiao, GAO Wei, QIN Yong, et al. Geological characteristics and resource potential of deep coalbed methane in Guizhou [J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(S1): 348-361.
- [18] 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.
- [19] 周雁, 付斯一, 张涛, 等. 鄂尔多斯盆地地下古生界构造-沉积演化、古地理重建及有利成藏区带划分[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 264-275.
- ZHOU Yan, FU Siyi, ZHANG Tao, et al. Tectono-sedimentary evolution, paleo-geographic reconstruction and play fairway delineation of the Lower Paleozoic, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 264-275.
- [20] 何发岐, 王付斌, 郭利果, 等. 鄂尔多斯盆地古生代原型盆地演化与构造沉积格局变迁[J]. 石油实验地质, 2022, 44(3): 373-384.

- HE Faqi, WANG Fubin, GUO Ligu, et al. Evolution of prototype basin and change of tectonic-sedimentary pattern in Paleozoic, Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2022, 44(3): 373-384.
- [21] 鲁静, 邵龙义, 孙斌, 等. 鄂尔多斯盆地东缘石炭-二叠纪煤系层序-古地理与聚煤作用[J]. *煤炭学报*, 2012, 37(5): 747-754.
- LU Jing, SHAO Longyi, SUN Bin, et al. Sequence-paleogeography and coal accumulation of Carboniferous-Permian coal measures in the eastern Ordos Basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 2012, 37(5): 747-754.
- [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] 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*, 2023, 35(2): 202-216.
- [24] 王鹏威, 刘忠宝, 张殿伟, 等. 川东地区二叠系海相页岩有机质富集对有机质孔发育的控制作用[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(2): 379-392.
- WANG Pengwei, LIU Zhongbao, ZHANG Dianwei, et al. Control of organic matter enrichment on organic pore development in the Permian marine organic-rich shale, eastern Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(2): 379-392.
- [25] 康永尚, 孙良忠, 张兵, 等. 中国煤储层渗透率主控因素和煤层气开发对策[J]. *地质评论*, 2017, 63(5): 1401-1418.
- KANG Yongshang, SUN Liangzhong, ZHANG Bing, et al. The controlling factors of coalbed reservoir permeability and CBM development strategy in China [J]. *Geological Review*, 2017, 63(5): 1401-1418.
- [26] AMMOSOV I I, EREMIN I V. Fracturing in coal [M]. Washington, D. C.: U. S. Department of Commerce. The Office of Technical Services, 1963.
- [27] 康永尚, 皇甫玉慧, 张兵, 等. 含煤盆地深层“超饱和”煤层气形成条件[J]. *石油学报*, 2019, 40(12): 1426-1438.
- KANG Yongshang, HUANGFU Yuhui, ZHANG Bing, et al. Formation conditions for deep oversaturated coalbed methane in coal-bearing basins [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(12): 1426-1438.
- [28] 李勇, 徐立富, 张守仁, 等. 深煤层含气系统差异及开发对策[J]. *煤炭学报*, 2023, 48(2): 900-917.
- LI Yong, XU Lifu, ZHANG Shouren, et al. Gas bearing system difference in deep coal seams and corresponded development strategy [J]. *Journal of China Coal Society*, 2023, 48(2): 900-917.
- [29] 桑树勋, 秦勇, 范炳恒, 等. 层序地层学在陆相盆地煤层气资源评价中的应用研究[J]. *煤炭学报*, 2002, 27(2): 113-118.
- SANG Shuxun, QIN Yong, FAN Bingheng, et al. Study on sequence stratigraphy applied to coalbed methane resource assessment [J]. *Journal of China Coal Society*, 2002, 27(2): 113-118.
- [30] 吴仲衡, 王升. 不同围压下泥岩岩石力学性质的数值模拟[J]. *兰州文理学院学报(自然科学版)*, 2018, 32(3): 83-86.
- WU Zhongheng, WANG Sheng. Wang sheng numerical simulation of mechanical properties of mudstone rocks under different confining pressures [J]. *Journal of Lanzhou University of Arts and Science (Natural Sciences Edition)*, 2018, 32(3): 83-86.
- [31] 吴桐. 泥岩和膏岩盖层封闭能力动态演化研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2020: 1-149.
- WU Tong. Study on the dynamic evolution of sealing capacity of mudstone and gypsum caprocks [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2020: 1-149.
- [32] CORTES J, CASTRO A, ARBOLEDA G, et al. Hydrogeological and hydrogeochemical evaluation of groundwaters and surface waters in potential coalbed methane areas in Colombia [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2022, 253: 103937.
- [33] 赵馨悦, 韦波, 袁亮, 等. 煤储层水文地质特征及其煤层气开发意义研究综述[J]. *煤炭科学技术*, 2023, 51(4): 105-117.
- ZHAO Xinyue, WEI Bo, YUAN Liang, et al. Hydrological characters of coal reservoir and their significances on coalbed methane development: A review [J]. *Coal Science and Technology*, 2023, 51(4): 105-117.
- [34] HU Weiqiang, CHEN Xin, LI Yangbing, et al. Geochemical characteristics and genesis of coalbed methane in Baode area on the eastern margin of Ordos Basin [J]. *E3S Web of Conferences*, 2020, 206: 01019.
- [35] 琚宜文, 李清光, 颜志丰, 等. 煤层气成因类型及其地球化学研究进展[J]. *煤炭学报*, 2014, 39(5): 806-815.
- JU Yiwen, LI Qingguang, YAN Zhifeng, et al. Origin types of CBM and their geochemical research progress [J]. *Journal of China Coal Society*, 2014, 39(5): 806-815.
- [36] 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 and Experiment*, 2023, 45(4): 809-820.
- [37] 戴金星. 各类烷烃气的鉴别[J]. *中国科学: 化学*, 1992, 22(2): 185-193.
- DAI Jinxing. Identification of various alkane gases [J]. *Scientia Sinica (Chimica)*, 1992, 22(2): 185-193.
- [38] 陈润. 煤层气分馏机理[D]. 焦作: 河南理工大学, 2007: 2-5.
- CHEN Run. The fractionation mechanism of coalbed gas [D]. Jiaozuo: Henan Polytechnic University, 2007: 2-5.