

文章编号: 0253-2697(2023)11-1764-17 DOI:10.7623/syxb202311002

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

徐凤银^{1,2} 王成旺^{3,4} 熊先钺³ 徐博瑞^{1,3} 王红娜⁵ 赵欣⁶ 江山⁷
宋伟⁸ 王玉斌^{3,4} 陈高杰^{3,4} 吴鹏^{1,3} 赵靖舟⁹

(1. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司 北京 100095; 2. 中国石油学会 北京 100724;
3. 中石油煤层气有限责任公司 北京 100028; 4. 中石油煤层气有限责任公司工程技术研究院 陕西西安 710082;
5. 中石油气勘探软件国家工程研究中心有限公司 北京 100080; 6. 中国煤炭地质总局碳中和研究院 北京 100039;
7. 长江大学地球科学学院 湖北荆州 434023; 8. 中国石油青海油田公司 甘肃敦煌 736202;
9. 西安石油大学地球科学与工程学院 陕西西安 710065)

摘要: 中国深部煤层气(埋深>1500 m)资源丰富,具有吸附气与游离气共存的赋存特征,其赋存状态、成藏特征和开发规律与中—浅部煤层气存在显著差异,成藏演化规律尚不清晰制约了其高效勘探与开发。以鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块深部8号煤层为例,通过精细刻画深部煤层气的成藏特征,模拟深部煤层的埋藏演化史、热演化史、生烃演化史,完善了深部煤层气的富集成藏规律和成藏模式,并提出了针对性勘探开发对策。研究结果表明,大宁—吉县区块深部8号煤层全区发育、有机质热演化程度高、干酪根类型为Ⅲ型、生烃潜力大,总生烃强度为(20.2~34.7)×10⁸ m³/km²;深部煤储层发育割理、裂隙、组织孔、胞腔孔、气孔、晶间孔和溶蚀孔等储集空间,为深部游离态煤层气提供了良好的储集条件;构造-岩性-水动力耦合封闭利于深部煤层气保存。研究区深部煤层的成藏演化可以划分为初始生烃阶段(阶段Ⅰ,306~251 Ma)、第1次热成因生烃阶段(阶段Ⅱ,251~203 Ma)、有机质热演化作用减缓阶段(阶段Ⅲ,203~145 Ma)、生烃高峰阶段(阶段Ⅳ,145~130 Ma)和成藏状态定型阶段(阶段Ⅴ,130 Ma至今)5个阶段。研究区深部煤层气表现为游离态与吸附态共存,提出了深部煤层气“广覆式生烃、箱式封闭、微构造调整、自生自储、毯式成藏”的富集成藏规律,建立了微幅褶皱与物性耦合控藏(Ⅰ型)、微幅单斜与水动力耦合控藏(Ⅱ型)、物性与水动力耦合控藏(Ⅲ型)3类深部煤层气成藏模式。研究认识有效指导了大宁—吉县区块深部煤层气勘探有利区的优选,建立了深部煤储层有利区评价指标体系,针对不同成藏模式发育区,提出了差异化开发方案,助力研究区实现了深部煤层气真正意义上的效益开发。研究认识对于中国其他区块开展深部煤层气勘探与开发具有重要参考与借鉴意义。

关键词: 深部煤层气;成藏演化;成藏模式;成藏条件;鄂尔多斯盆地;开发技术对策

中图分类号: TE122

文献标识码: A

Evolution law of deep coalbed methane reservoir formation and exploration and development practice in the eastern margin of Ordos Basin

Xu Fengyin^{1,2} Wang Chengwang^{3,4} Xiong Xianyue³ Xu Borui^{1,3} Wang Hongna⁵ Zhao Xin⁶
Jiang Shan⁷ Song Wei⁸ Wang Yubin^{3,4} Chen Gaojie^{3,4} Wu Peng^{1,3} Zhao Jingzhou⁹

(1. China United Coalbed Methane National Engineering Research Center Co., Ltd., Beijing 100095, China;
2. Chinese Petroleum Society, Beijing 100724, China; 3. PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100028, China;
4. Research Institute of Engineering Technology, PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Shaanxi Xi'an 710082, China;
5. CNPC Exploration Software Co., Ltd., Beijing 100080, China; 6. Carbon Neutral Research Institute, China Administration of Coal Geology, Beijing 100039, China; 7. School of Geosciences, Yangtze University, Hubei Jingzhou 434023, China;
8. PetroChina Qinghai Oilfield Company, Gansu Dunhuang 736202, China; 9. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Petroleum University, Shaanxi Xi'an 710065, China)

Abstract: China's deep coalbed methane (CBM) resources, with the burial depths exceeding 1500 m, are abundant and coexist with

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项目(2023ZZ18)和中石油煤层气有限责任公司科技项目(2021-KJ-04,2023-KJ-07)资助。

第一作者: 徐凤银,男,1964年4月生,1993年获中国矿业大学工学博士学位,现为中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司教授、博士生导师,中国石油学会副理事长兼秘书长,主要从事煤炭、煤层气、石油、天然气地质研究与管理工。Email: xufy518@sina.com.cn

通信作者: 王成旺,男,1984年1月生,2011年获中国石油大学(华东)工学硕士学位,现为中石油煤层气有限责任公司高级工程师,主要从事煤层气、致密气地质工程一体化研究工作。Email: 361883384@qq.com

adsorbed and free gases. The occurrence state, accumulation characteristics, and development laws of deep CBM differ significantly from those of mid-shallow CBM, and the unclear evolution patterns have restricted its efficient exploration and development. Taking the No. 8 deep coal seam in Daning-Jixian block on the eastern margin of Ordos Basin for example, this study finely characterizes the accumulation characteristics of deep CBM and simulates the burial evolution history, thermal evolution history, and hydrocarbon generation history of deep coal seams, thus improving the deep CBM enrichment and accumulation laws and patterns; moreover, the targeted exploration and development strategies are proposed. The results show that the No. 8 deep coal seam is widespread in Daning-Jixian block, with high organic matter thermal maturity and Type III kerogen. This indicates significant hydrocarbon generation potential, with the total hydrocarbon intensity of $(20.2-34.7) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$. The deep coal reservoir develops cleats, fractures, texture pores, cell pores, gas pores, intergranular pores, and dissolution pores, providing favorable conditions for the accumulation of deep free-state CBM. The structural-lithologic-hydrodynamic coupling closure is favorable for the preservation of deep CBM. The evolution stages of hydrocarbon accumulation in deep coal seams in the study area include the initial hydrocarbon generation stage (Stage I, 306-251 Ma), the first thermal hydrocarbon generation stage (Stage II, 251-203 Ma), the decreasing stage of organic matter thermal evolution (Stage III, 203-145 Ma), the hydrocarbon generation peak stage (Stage IV, 145-130 Ma), and the final formation stage of the oil/gas accumulation pattern (Stage V, 130 Ma to present). The deep CBM under free and adsorbed states coexist in the study area. On this basis, the paper proposes the hydrocarbon enrichment and accumulation pattern of "wide covering hydrocarbon generation, box-type closure, microstructure adjustment, self-generation and self-storage, and blanket-type accumulation", and establishes three types of deep CBM accumulation models: microfold and physical property coupling control (Type I), microfault monocline and hydrodynamic force coupling control (Type II), and physical property and hydrodynamic force coupling control (Type III) on reservoir accumulation. These understandings can effectively guide the selection of favorable areas for deep CBM exploration in Daning-Jixian block, establish an evaluation index system for favorable areas in deep coal reservoirs, propose differentiated development plans for exploration areas with different accumulation models, and help achieve the truly efficient and low-cost development of deep CBM in the study area. The research findings have important reference significance for carrying out deep CBM exploration and development in other blocks in China.

Key words: deep coalbed methane; accumulation and evolution; accumulation model; accumulation conditions; Ordos Basin; development technology strategies

引用:徐凤银,王成旺,熊先钺,徐博瑞,王红娜,赵欣,江山,宋伟,王玉斌,陈高杰,吴鹏,赵靖舟.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.

Cite:XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyue, XU Borui, WANG Hongna, ZHAO Xin, JIANG Shan, SONG Wei, WANG Yubin, CHEN Gaojie, WU Peng, ZHAO Jingzhou. 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.

深部煤层气是指富集在埋深大于 1 500 m 的煤层中的烃类气藏,是重要的天然气勘探潜在领域。中国深部煤层气资源丰富,近年来成为继页岩气、致密油之后的非常规油气开发新热点。2019 年以来,在鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地相继取得深部煤层气勘探突破^[1-5]:中石油煤层气有限责任公司在鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块部署的吉深 6-7 平 01 井获得 $10.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 深部煤层气工业气流;中联煤层气有限责任公司在鄂尔多斯盆地临兴区块部署的首口深部煤层气水平井“深煤一号”的最高产气量达 $6.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;中国石油新疆油田公司彩探 1H 井在准噶尔盆地白家海凸起获深部煤层气最高产气量达 $5.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。鄂尔多斯盆地深部煤层气资源潜力巨大,估算资源量超 $20 \times 10^{12} \text{ m}^3$,2022 年,中石油煤层气有限责任公司开

展了中国首个深部煤层气先导试验项目,拉开了深部煤层气勘探开发序幕,形成了深部煤层气勘探开发系列技术,填补了中国深部煤层气勘探开发理论和配套技术空白,促进了中国深部煤层气的勘探开发进程。

深部煤层气与中—浅部煤层气在成因机制、富集规律、赋存状态及开发规律等方面存在很大差异^[1-5],目前相对成熟的浅部煤层气、页岩气、致密砂岩气开发模式,对深部煤储层的改造效果不理想,需深化深部煤层气成藏认识,探索形成针对性的勘探开发模式。徐凤银等^[6]针对鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气,提出“广覆式生烃、自生自储毯式成藏”的基本成藏特征,初步建立了深部煤层气微幅褶皱、单斜与水动力耦合、断层与水动力耦合、鼻状构造等 4 类成藏模式。李曙光

等^[7]认为鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部煤层气具有“广覆式生烃、高含气、高饱和、高压束缚游离气与吸附气共存”的成藏特征。整体上,关于深部煤层气成藏演化规律的认识不清,且成藏模式尚不完善,制约了深部煤层气的勘探与开发。以鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部太原组8号煤层为例,系统分析了深部煤层气的成藏条件、成藏演化过程,深化深部煤层气的成藏模式及其应用实践,以期开展深部煤层气高效勘探开发提供理论指导。

1 地质概况

鄂尔多斯盆地位于华北地台西部,是一个整体沉降、拗陷迁移的大型多旋回克拉通盆地,总面积约为 $37 \times 10^4 \text{ km}^2$ ^[8]。盆地构造演化经历了地台结晶基底形成阶段、地台稳定发展阶段和中生代—新生代盆地

形成与发展阶段^[9],形成了现今北东高、南西低的构造格局。鄂尔多斯盆地由东部晋西挠褶带、南部渭北隆起带、北部伊盟隆起带、西部天环坳陷、中部陕北斜坡带和西缘冲断带6个一级构造单元组成^[10],大宁—吉县区块位于伊陕斜坡与晋西挠褶带之间,为一大型宽缓的长斜坡,其西部地层较缓,倾角为 $0.3^\circ \sim 2.5^\circ$,东部地层较陡。研究区主要发育中奥陶统马家沟组、上石炭统本溪组、上石炭统一下二叠统太原组、下二叠统山西组、中二叠统石盒子组、上二叠统石千峰组、下三叠统刘家沟组和第四系。其中,太原组和山西组为主要含煤地层,主力煤层为山西组5号煤层和太原组8号煤层(图1)。研究区太原组8号煤层埋深在1865~2520 m,主要为2000~2400 m^[7],其顶面呈南东高、北西低的单斜,倾角为 $0.34^\circ \sim 0.46^\circ$,海拔为-1000~-1260 m,煤层内部大断层不发育。

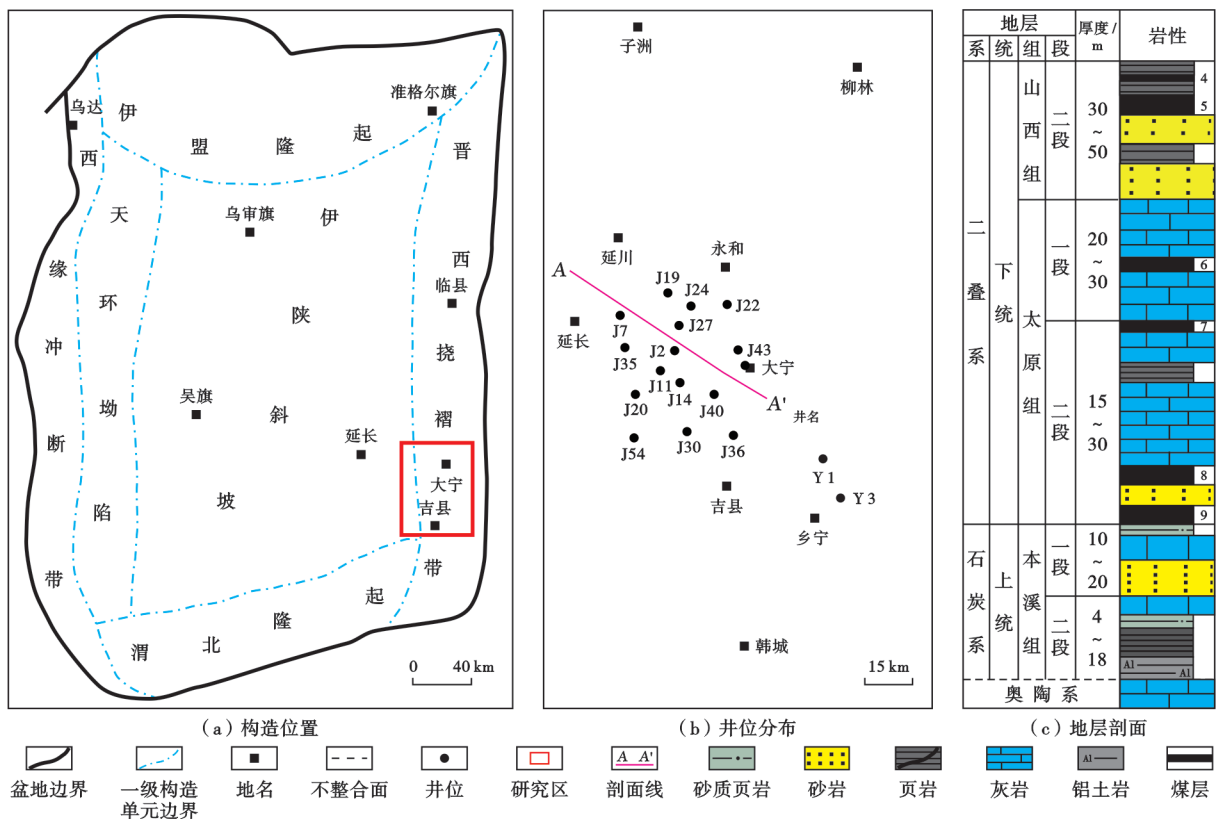


图1 大宁—吉县区块构造位置、井位分布及地层特征

Fig. 1 Tectonic location, wells distribution and stratigraphic characteristics of Daning-Jixian block

2 成藏特征

深部煤层气的赋存特征与浅部煤层气、常规天然气明显不同:常规天然气主要以游离态在圈闭中富集;浅部煤层气主要以吸附态赋存在煤基质表面;深部煤层气具有吸附态和游离态共存的赋存特征,其成藏条

件优越但成藏过程较复杂。

2.1 深部煤层热演化程度高,生烃条件优越

沉积相展布及演化控制了煤层的厚度和平面展布,进而影响了煤层气富集成藏,煤层厚度越大,吸附面积越大,越有利于煤层气富集。鄂尔多斯盆地具有稳定的构造背景、广阔的可容空间,具有良好的成煤环

境。深部 8 号煤层在大宁—吉县区块大面积连片展布,厚度在 4.0~12.0 m(平均为 7.8 m);其中,北部为聚煤中心,煤层厚度在 5~12 m,受海平面升降影响发育多个短期沉积旋回,在 8 号煤层的中—上部和 中—下部均普遍发育一套夹矸,反映沉积期环境演化导致成煤泥坪出现沉积间断^[11]。

研究区深部 8 号煤层以亮煤、半亮煤为主,具原生

结构,多呈柱状、块状(图 2)。煤体较坚硬,煤心磨碎后呈颗粒状。沉积环境控制了煤层的显微组分,深部 8 号煤层形成于气流封闭、积水较深的覆水沼泽环境,其显微组分以镜质组为主(平均含量为 85.5%),无机组分以碳酸盐矿物为主,含少量氧化硅和黏土矿物类。整体上,大宁—吉县区块深部 8 号煤层的镜质组含量高,热演化程度高,生烃能力强。



(a) 原生结构煤, DJ-P 22 井 2 139.8 m



(b) 原生结构煤, J3-4 井 2 243.4 m

图 2 大宁—吉县区块深部 8 号煤层煤心特征

Fig. 2 Coal core characteristics of the deep No. 8 coal seam in Daning-Jixian block

研究区深部 8 号煤层的总有机碳(TOC)含量为 47.3%~73.3%(平均为 62.4%),热演化程度高,镜质体反射率(R_o)为 2.14%~2.78%,主要为贫煤—无烟煤。马行陟等^[12]研究发现,在 $R_o \leq 3\%$ 时,随着 R_o 增加,煤岩的生气能力增强,其中, $R_o < 2\%$ 时, R_o 每增加 0.1%, 吸附气量增加约 $1.5 \text{ cm}^3/\text{g}$; $2\% < R_o < 3\%$ 时, R_o 每增加 0.1%, 吸附气量增加约 $3.0 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。深部 8 号煤层的生烃潜量($S_1 + S_2$)为 5.6~13.0 mg/g,有机质类型指数(TI)分布在 -60~-80,干酪根类型为 III 型。

研究区深部 8 号煤层的含气量整体较高,实测含气量在 $17.5 \sim 30.0 \text{ m}^3/\text{t}$ (平均为 $24.3 \text{ m}^3/\text{t}$)。室内测试研究表明,深部 8 号煤层吸附含气饱和度较高,为

86.8%~100.0%(平均为 93.6%),表现为吸附气和游离气共存,“投产即见气、上产速度快”的生产特征也证实了游离气的存在。保压取心测试表明,研究区深部 8 号煤层的游离气平均含量为 $5.24 \text{ m}^3/\text{t}$,占比为 22.0%。等温吸附—核磁共振联测实验结果(图 3)表明,深部 8 号煤层的核磁共振 T_2 谱呈“双峰状”,即随着压力升高,吸附气量升高,表现出 Langmuir 曲线形态, T_2 谱峰面积较大;随压力升高,游离气量增加,且表现出气体状态方程曲线形态, T_2 谱峰面积较小。J54 井 5 样次深部 8 号煤层样品的等温吸附—核磁共振联测实验显示总含气量为 $25 \sim 36 \text{ m}^3/\text{t}$,吸附气占比为 82%~87%(平均为 84%),游离气占比为 13%~18%(平均为 16%)。

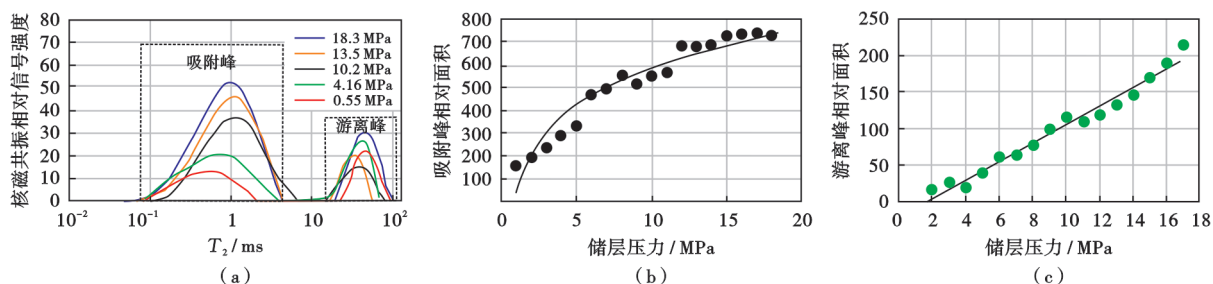


图 3 大宁—吉县区块 J54 井深部 8 号煤层煤样等温吸附—核磁共振联测实验结果

Fig. 3 Experimental results of the isothermal adsorption and nuclear magnetic resonance joint measurement for the coal of the deep No. 8 coal seam of Well J54 in Daning-Jixian block

结合前人对鄂尔多斯盆地的研究基础(图4)^[13],建立了研究区深部8号煤层的生烃强度计算公式。

$$G = 10^{-3} H \cdot \rho \cdot C_{\text{TOC}} \cdot r \quad (1)$$

$$C_{\text{TOC}} = 0.043 \cdot g \cdot C_{\text{AC}} - 0.1 \cdot g \cdot C_{\text{GR}} + 60.1 \quad (2)$$

研究区深部8号煤层的总生烃强度为(20.2~34.7)×10⁸ m³/km²,气源条件充足。平面上,研究区中一北部J19、J27、J11等井区8号煤层的总生烃强度平均为34.7×10⁸ m³/km²,东部J43井区的生烃强度略低,平均为27.8×10⁸ m³/km²。

2.2 微孔广泛发育,为气体提供良好的赋存空间

全直径CT扫描、扫描电镜观察、氮气吸附、CO₂吸附等实验测试表明,受压实、胶结作用影响,研究区

深部8号煤层的煤岩孔缝网发育,为气体提供了良好的储集空间。煤储层隔理裂隙发育,面割理密度为3~10条/5 cm,端割理密度为2~15条/5 cm;断面上割理呈线状、网状连续分布(图5)。岩心观察和全直径CT扫描显示,宏观割理宽度为0.81~2.41 mm(平均为1.40 mm),总裂缝率平均为5.11%,有效裂缝率为3.01%(图5);微米CT扫描发现深部煤层微观裂隙宽度以2~5 μm为主,与浅部煤相比微裂隙明显欠发育;微孔比表面积占总比表面积的90%以上,是吸附态甲烷赋存的主要场所。扫描电镜观察发现,深部8号煤层广泛发育组织孔、胞腔孔、气孔、晶间孔和溶蚀孔(图5),其中,组织孔孔径为100~200 nm,部分被宽约2 μm的裂隙连通;胞腔孔均匀分布,部分被黏土矿物填充;纳米级的无机孔与有机孔广泛发育,部分被碳酸盐矿物填充。深部8号煤层的孔隙度为2.34%~5.18%(平均为3.50%);平均渗透率为0.031 mD,属于特低孔、特低渗储层。

利用岩性刻度测井方法,提取岩性归位后的测井参数,采用多元回归构建了基于多参数的深部煤储层物性解释模型,并在单井分析的基础上,明确了研究区深部8号煤层的孔隙度平面分布规律(图6)。研究区深部8号煤层的孔隙度多为4.5%~5.5%,平面上,东部J32井区和J35井区、中部J40井区及西部J45井区孔隙较发育,孔隙度可达6.5%。

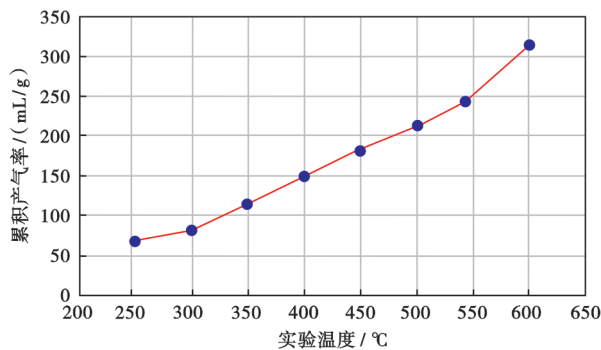
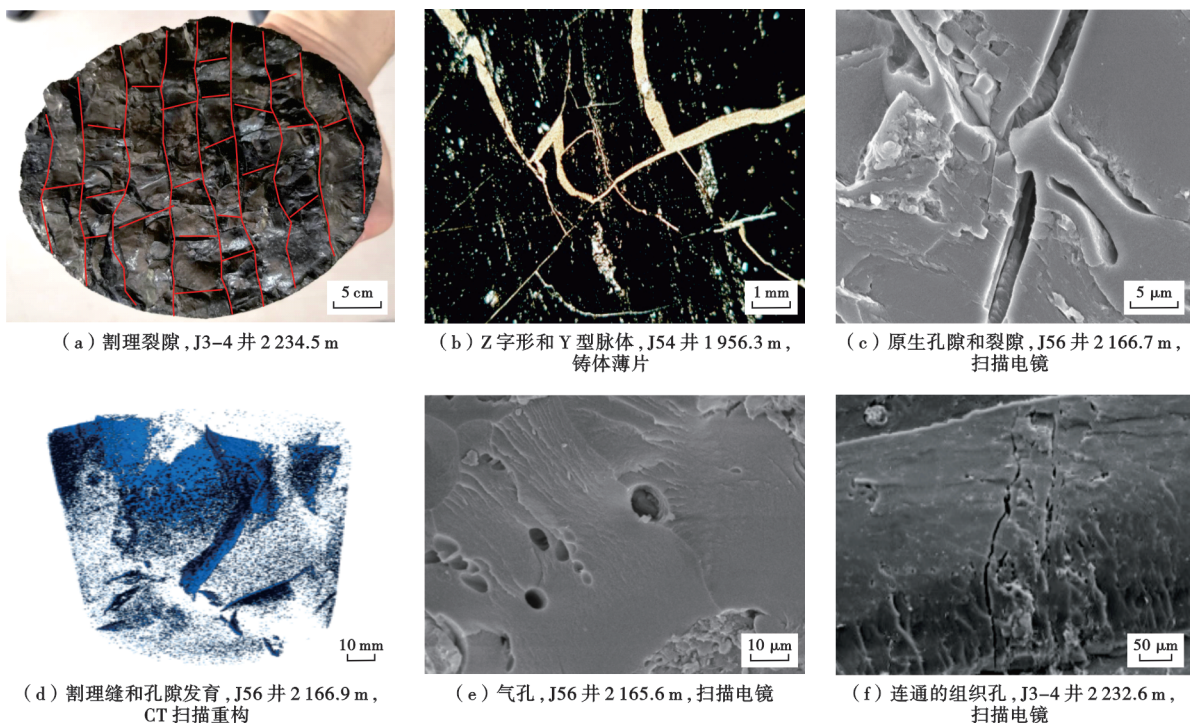


图4 不同温度下煤的产气率和累积产气率(据文献[13])
Fig. 4 Gas production rate and cumulative gas production rate of coal at different temperatures



(a) 割理裂隙, J3-4井 2234.5 m

(b) Z字形和Y型脉体, J54井 1956.3 m, 铸体薄片

(c) 原生孔隙和裂隙, J56井 2166.7 m, 扫描电镜

(d) 割理缝和孔隙发育, J56井 2166.9 m, CT扫描重构

(e) 气孔, J56井 2165.6 m, 扫描电镜

(f) 连通的组织孔, J3-4井 2232.6 m, 扫描电镜

图5 大宁一吉县区块深部8号煤层储层孔隙和裂隙微观发育特征

Fig. 5 Characteristics of the micro pores and fractures of the deep No. 8 coal seam in Daning-Jixian block

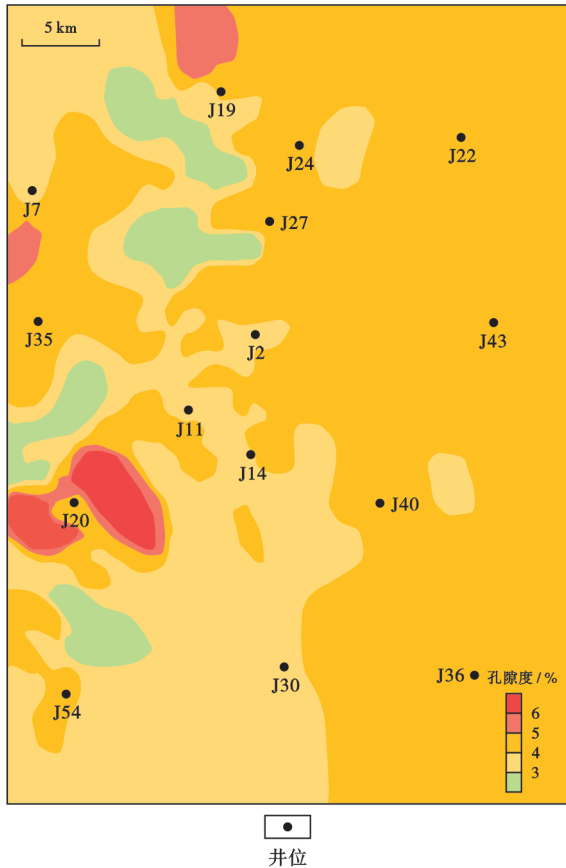


图 6 大宁—吉县区块深部 8 号煤层孔隙度平面分布
Fig. 6 Plane distribution of the porosity of deep No. 8 coal seam in Daning-Jixian block

2.3 构造-岩性-水动力耦合封闭,保存条件良好

良好的保存条件是深部煤层富含游离气的前提。大宁—吉县区块深部 8 号煤层的区域构造平缓,大断层不发育,纵向顶板灰岩、底板泥岩组合形成良好的岩性封闭,滞留水区侧向水动力封堵条件较好,为煤层气富集成藏提供了良好的保存条件。

构造活动是影响煤层气成藏的关键因素,不同类型的地质构造可改变煤储层和顶底板的产状、物性、裂隙发育情况等,进而影响煤层气的聚集和保存^[14]。大宁—吉县区块整体为较宽缓的西倾单斜,煤层地震反射特征清晰,同相轴连续稳定分布,构造非常简单,地层倾角小于 2°,大断层不发育(图 7),为深部煤层气的富集提供了极为有利的构造条件。

直接顶底板的岩性、厚度、层理和节理发育程度、含水性等因素对煤层气的保存和开发具有重要意义。大宁—吉县区块煤岩上、下部广泛发育泛海潮坪—瀉湖交互相泥岩、灰岩,垂向上发育灰岩—煤层—泥岩、灰岩—煤层—砂岩、灰岩—煤层—泥岩—煤层—泥岩 3 类煤层与顶底板组合(即储-盖组合)类型(图 8)。其中,顶板多表现为 2~3 套致密灰岩,不含水,灰岩厚度在 5~14 m,多为 8~13 m;底板以泥岩为主(局部为薄层砂岩),泥岩底板厚度多为 4~15 m。研究区深部 8 号煤层顶、底板的厚度较大、封隔条件好,可有效阻挡气体逸散,构成对煤层气保存极为有利的“封存箱”式成藏环境。

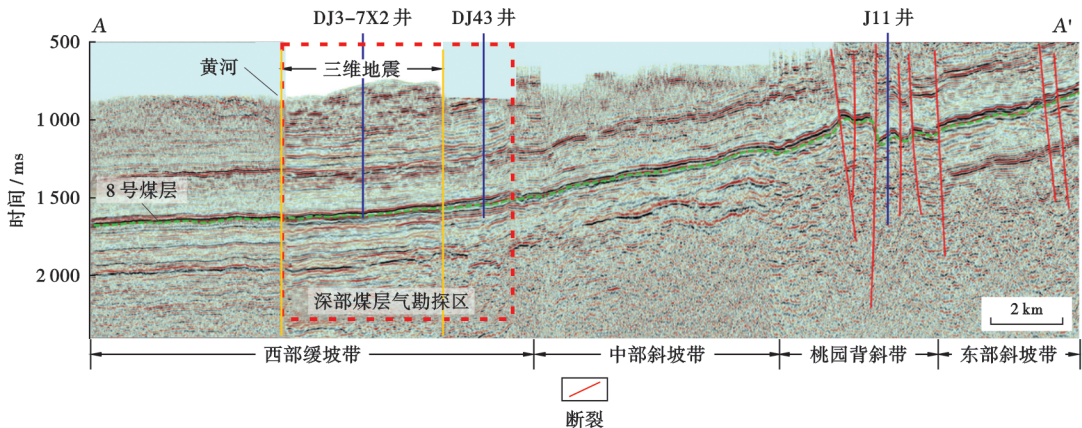


图 7 大宁—吉县区块 EW 向地震剖面(剖面位置见图 1)
Fig. 7 EW trending seismic profile in Daning-Jixian block

水文地质条件对煤层气保存的影响主要体现在两个方面:①水动力冲刷可导致煤层气逸散;②滞留区的水动力侧向封堵利于煤层气保存。大宁—吉县区块深部煤层水富含 K^+ 、 Na^+ 、 Mg^{2+} 、 Ca^{2+} 、 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 、 CO_3^{2-} 、 Cl^- 等离子,深部 8 号煤层水的矿化度为 35650~332006 mg/L(平均为 158981 mg/L),水型为 $CaCl_2$ 型(表 1)。区域水文地质研究表明,研究区深部煤层属于承压水区,水文地质条件简单,水动力条件较弱,

煤层水 pH 值平均为 5.6,呈弱酸性。

钠氯系数(Na^+ / Cl^-)和钠钙系数(Na^+ / Ca^{2+})是反映水动力交替作用强度和地层水封闭性的指标,其值越小,指示地层水的封闭性越好,越利于煤层气保存^[6]。大宁—吉县区块深部 8 号煤层水的钠氯系数为 0.21~0.54,钠钙系数为 0.07~0.80。综合分析认为,研究区深部 8 号煤层的水动力条件较弱,有利于煤层气富集保存。

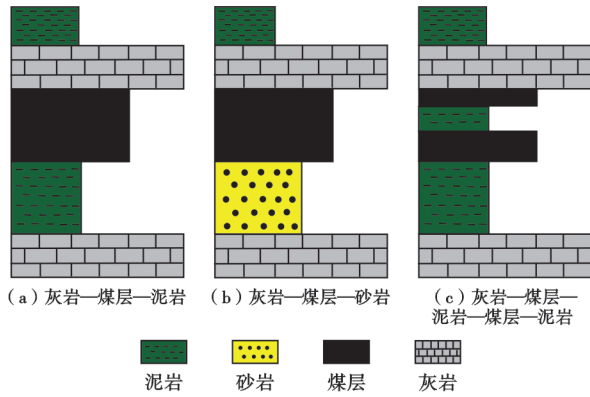


图8 大宁—吉县区块煤层与顶底板组合类型

Fig. 8 Combination type of coal seams and roof and floor in Daning-Jixian block

2.4 深部煤层气总体成藏特征

相较于盆地中—浅部8号煤层成藏条件,深部8号煤层具有热演化程度高、生烃能力优越、储层微孔发育、保存条件良好等有利成藏条件,深部煤层气具有吸附态与游离态共存的富集成藏特征(表2)。

3 成藏演化

煤层的埋藏演化史、热演化史、生烃演化史影响着深部煤层气的生成、运移、溢散和保存等成藏全过程。利用含油气系统模拟软件PetroMod模拟恢复了大宁—吉县区块深部8号煤层的埋藏史、热演化史和生烃史,并对Wei等^[15-16]建立的数值模型进行修正,明确了深部8号煤层气的成藏演化过程。

表1 大宁—吉县区块深部8号煤层地层水特征

Table 1 Characteristics of formation water of the deep No. 8 coal seam in Daning-Jixian block

井号	(Na ⁺ + K ⁺)/(mg/L)	Ca ²⁺ /(mg/L)	Mg ²⁺ /(mg/L)	Cl ⁻ /(mg/L)	SO ₄ ²⁻ /(mg/L)	矿化度/(mg/L)	水质类型
J17-1	10 906.07	8 882.04	1 297.51	39 885.43	46.72	60 967	CaCl ₂ 型
J2	43 834.70	27 837.56	15 716.83	157 473.36	105.78	236 176	
J3-2	39 342.88	21 598.11	17 172.09	147 812.42	113.60	226 982	
J3-4	44 770.43	50 875.55	16 298.93	211 574.64	59.47	332 006	
J43	10 738.74	1 655.86	567.55	20 239.68	16.26	35 650	
J3-7	15 158.58	15 374.69	3 198.57	56 557.11	288.94	89 133	
J40	17 446.98	1 703.56	751.32	31 161.40	97.55	51 458	
J52	16 020.93	16 692.52	3 731.66	59 089.52	98.78	93 888	
J6-10	11 717.49	14 851.38	1 082.82	47 055.08	106.40	76 073	
J9	21 868.60	31 408.29	2 930.21	96 442.53	2.68	153 425	

表2 鄂尔多斯盆地深部与中—浅部8号煤层的煤层气成藏条件对比

Table 2 Comparison of coalbed methane reservoiring conditions of the deep and middle-shallow No. 8 coal seam in Ordos Basin

成藏条件	参数	中—浅部8号煤层	深部8号煤层
生烃条件	埋深/m	600~1200	2000~2600
	煤层厚度/m	2.20~9.40/5.49	4.0~12.0/7.8
	含气量/(m ³ /t)	6.14~20.84/12.36	20.1~30.6/27.5
	煤体结构	以碎裂、碎粒结构为主	以柱状、块状原生结构煤为主,割理、裂隙发育
	煤岩显微组分	有机组分以镜质组为主,平均含量为60%	有机组分以镜质组为主(平均含量为85.5%),惰质组次之
	镜质体反射率/%	平均为2.2,热演化程度相对较低	平均为2.7,热演化程度相对较高
储集条件	宏观煤岩类型	半亮型、暗淡煤为主	光亮煤、半亮煤为主,暗淡煤次之
	含气饱和度/%	49.6~86.2/69.5,为欠饱和气藏	97.99~100.00/98.95,为饱和气藏
	孔隙度/%	1.00~7.80/3.98	2.74~3.62/3.13
	渗透率/mD	0.005~3.010	0.053~0.054
	等温吸附特征	兰氏体积平均为24.9 m ³ /t,兰氏压力平均为2.09 MPa	兰氏体积平均为28.29 m ³ /t,兰氏压力平均为3.06 MPa
	地层压力系数	0.61~0.94	0.902~0.936
保存条件	水文地质	承压区—弱径流区	承压区
	地层水化学特征	水型为CaCl ₂ 型、NaHCO ₃ 型,矿化度为4300~12700 mg/L	水型为CaCl ₂ 型,矿化度为72029.9~223378.1 mg/L
	储—盖组合类型	灰岩—煤层—泥岩、灰岩—煤层—砂岩	灰岩—煤层—泥岩、灰岩—煤层—砂岩
	构造条件	以单斜为主,断裂、微构造发育	以单斜为主,断裂、微构造发育

注:“/”后为平均值。

3.1 模拟参数设置

地层、基础地质、烃源岩地球化学特征和边界条件 4 大类参数的设定对于利用 PetroMod 软件模拟煤层的埋藏史、热演化史和生烃史至关重要。

(1) 地层参数

地层参数主要包括各地层的沉积与剥蚀厚度、年代及岩性。鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块晚石炭世末期—早三叠世主要发育本溪组(320~295 Ma)、太原组(295~292 Ma)、山西组(292~277 Ma)、石盒子组(277~257 Ma)、石千峰组(257~251 Ma)、刘家沟组(251~246 Ma)、和尚沟组(246~241 Ma)。参照陈瑞银等^[17]建立的剥蚀厚度恢复模型,恢复了研究区的单井剥蚀厚度。基于录井、测井资料解释统计了研究区各地层的岩性及含量。

(2) 基础地质参数

基础地质参数主要包括地层温度、 R_o 、孔隙压力等,主要来自于实测资料。

(3) 烃源岩地球化学参数

烃源岩地球化学参数主要包括实测 TOC 含量、最大生烃潜力,利用实测 R_o 和 EASY% R_o 模型可得到烃源岩成熟度。

(4) 地层边界条件

地层边界条件主要包括古水深、古地表气温和古地热流值。其中,古水深对模拟结果的精度具有重要影响,通常将陆相沉积、滨海和浅海的水深分别设为 0~20 m、0~50 m 和 50~200 m,结合研究区沉积环境,将古水深设为 0~25 m(表 3)。古地温的计算利用 Barker 模型采用镜质体反射率法,并结合全球地表温度模板。大地热流值是指地球内部热能在垂直地面方向单位时

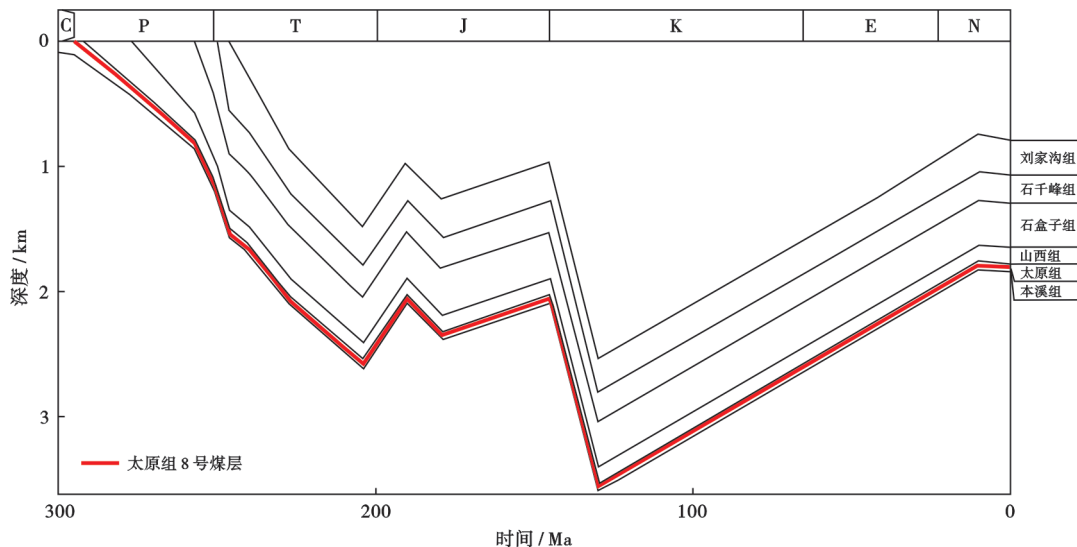
间内流向单位面积的热流值,其数值等于地温梯度与岩石热导率的乘积。参考前人研究的鄂尔多斯盆地东缘大地热流值^[12,17],初步设定各关键地质时期的大地古热流值,将模拟得到的镜质体反射率和实测值进行对比验证,调整古热流值后循环模拟至模拟数值与实测数值的误差小于 0.05%,得到适合研究区的大地热流。

3.2 埋藏演化史

大宁—吉县区块位于鄂尔多斯盆地晋西挠折带和伊陕斜坡。早古生代寒武纪—奥陶纪,研究区稳定沉降;加里东期,该区逐步抬升,奥陶系—下石炭统遭受剥蚀;海西期后,发育形成石炭系—二叠系含煤层系。研究区煤系地层沉积后经历了印支运动、燕山运动及喜马拉雅运动,形成了目前的构造格局^[18-20]。根据埋藏史恢复结果(图 9),将研究区深部 8 号煤层的埋藏演化史划分为 6 个阶段。

表 3 大宁—吉县区块深部 8 号煤层沉积期盆地模拟边界参数
Table 3 Boundary parameters of basin modeling for the depositional period of the deep No. 8 coal seam in Daning-Jixian block

地质时间	古水深/ m	古地表气温/ C	古地热流值/ (mW/m ²)
0	0	18.53	57.2
130	10	26.60	100.0
179	10	24.00	98.0
204	10	19.37	98.0
227	10	21.82	90.0
241	10	22.70	89.0
246	10	22.39	88.0
252	15	21.41	87.0
257	25	20.96	85.0
277	25	19.53	84.0
292	25	17.91	83.0
295	25	19.00	81.0



注: C—石炭纪; P—二叠纪; T—三叠纪; J—侏罗纪; K—白垩纪; E—古近纪; N—新近纪。

图 9 大宁—吉县区块 J54 井埋藏史

Fig. 9 Burial history of Well J54 in Daning-Jixian block

(1) 阶段 I :晚石炭世—二叠纪(306~251 Ma)

该阶段,研究区煤系地层开始沉积,上覆在奥陶系基底上。其中,太原组沉积期的沉积速度为 2.8~13.9 m/Ma;山西组沉积期的沉积速度为 4.9~15.6 m/Ma;石盒子组—石千峰组沉积期的沉积速度为 15.1~37.6 m/Ma。二叠系沉积后,研究区北部深部 8 号煤层的埋深较大,在 J27 井区、J38 井区、J35 井区的埋深大于 800 m,在南部埋深较小,在 J20 井区、

J30 井区的埋深小于 700 m[图 10(a)]。

(2) 阶段 II :早—中三叠世(251~203 Ma)

早三叠世,研究区持续沉降,发育刘家沟组、和尚沟组、纸坊组和延长组,沉积速度为 37.9~44.7 m/Ma。中三叠世末期,研究区深部 8 号煤层的埋深较大,其中,中部 J19 井区、J27 井区和 J2 井区的埋深可大于 2000 m,东部 J43 井区、西部 J20 井区的埋深小于 2000 m[图 10(b)]。

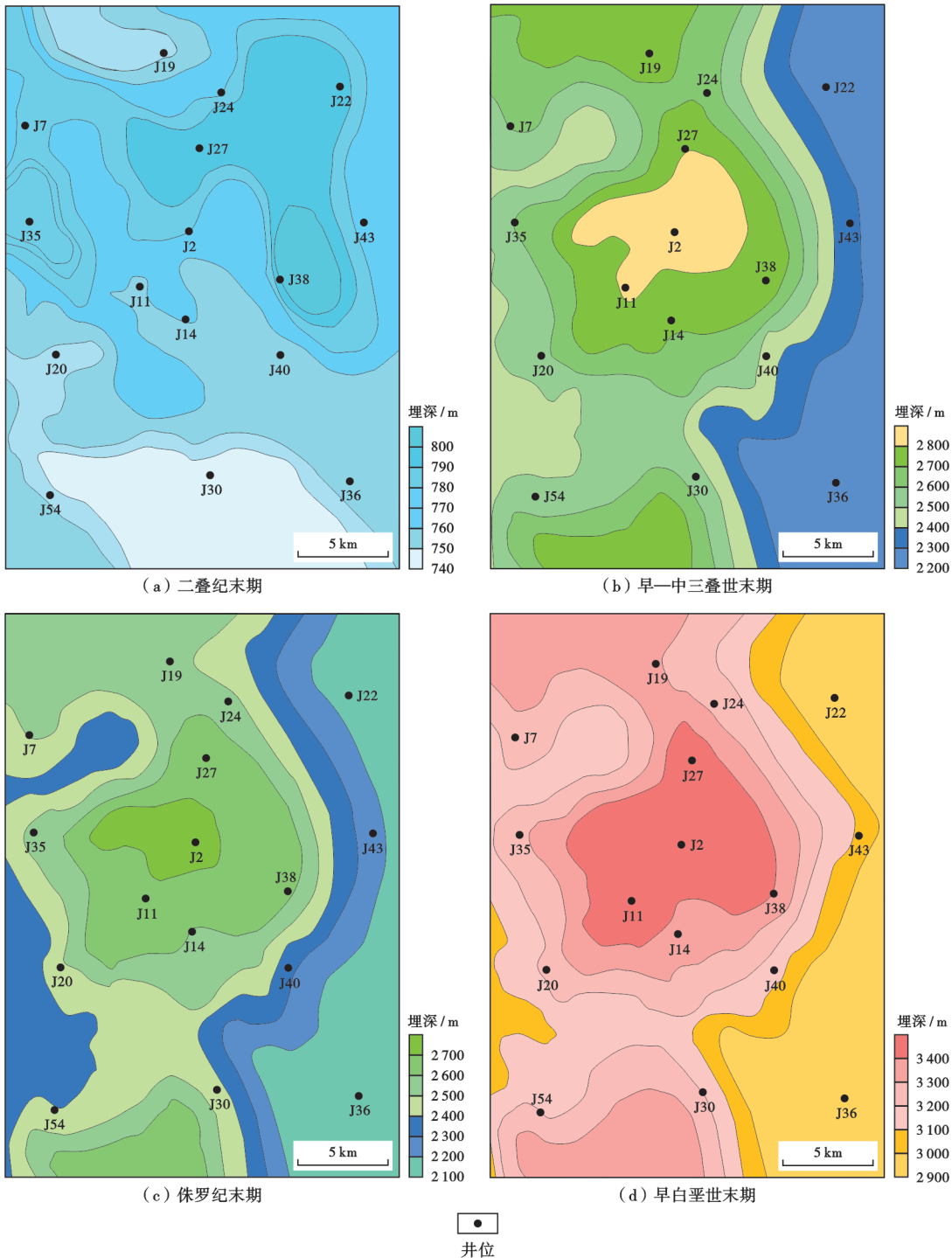


图 10 大宁—吉县区块深部 8 号煤层成藏关键期顶面埋深

Fig. 10 Top surface burial depth the deep No. 8 coal seam during the key accumulation period in Daning-Jixian block

(3) 阶段Ⅲ:晚三叠世—侏罗纪(203~145 Ma)

晚三叠世,研究区地层抬升遭受剥蚀,剥蚀速度为 21.6~28.5 m/Ma,剥蚀厚度在 370~450 m,导致和尚沟组、纸坊组和延长组缺失;早侏罗世,研究区发生短期沉积;中—晚侏罗世,研究区地层继续抬升剥蚀,剥蚀速率为 10.0~15.1 m/Ma,剥蚀厚度在 360~430 m。侏罗纪末期,研究区深部 8 号煤层继承了早—中三叠世的埋深特征,但整体变浅,在 2 000~2 500 m[图 10(c)]。

(4) 阶段Ⅳ:早白垩世(145~130 Ma)

早白垩世,研究区全区接受沉积,含煤地层埋深达到最大。平面上,研究区中部 J19 井区、J27 井区、J2 井区的深部 8 号煤层埋深大于 2 000 m,东部 J43 井区、西部 J20 井区的埋深在 2 900~3 000 m[图 10(d)]。

(5) 阶段Ⅴ:晚白垩世(130~65 Ma)

早白垩世末期—晚白垩世,东部吕梁山隆起导致研究区整体抬升剥蚀,剥蚀速度为 20~28 m/Ma,剥蚀厚度为 800~1 200 m。

(6) 阶段Ⅵ:新生代(65 Ma 至今)

喜马拉雅期,研究区地层继续抬升遭受剥蚀,剥蚀速度为 8.7~14.1 m/Ma,剥蚀厚度在 200~650 m。该阶段,研究区沉积格架基本形成,深部 8 号煤层继承了白垩纪末期的埋深特征,平面上表现为中部埋深大、东部和西部埋深小,在中部 J19 井区、J27 井区、J2 井区的埋深为 2 200~2 500 m,在东部 J43 井区、西部 J20 井区的埋深为 2 000~2 200 m。

3.3 热演化史

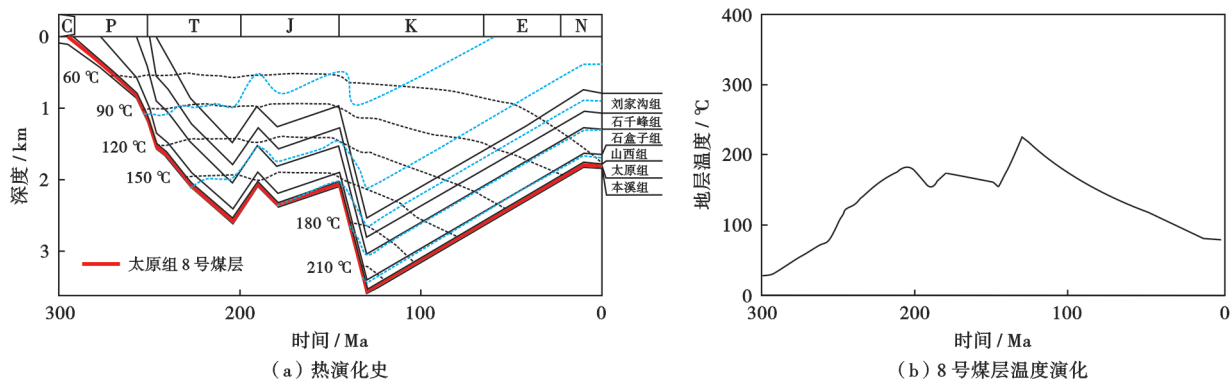
温度对有机质热演化具有重要影响,随着温度升高,有机质热演化程度逐步升高。二叠系是研究区主力含煤层系^[21-23],基于不同构造带的单井热演化史模拟,开展了大宁—吉县区块煤层的热演化史研究。J54 井热演化史模拟显示:二叠纪,研究区上石炭统一二叠系煤层埋藏较浅,温度较低(20~90℃);早—中三叠世,研究区煤层快速沉降,地层温度逐渐升高,至中三叠

世末期达到 110~155℃;白垩纪,受燕山中期异常热事件的影响,煤层温度达 190~230℃;燕山晚期,构造抬升导致煤储层温度降低,地温梯度也逐渐恢复正常;新生代,受喜马拉雅运动影响,煤储层的温度再次降低,目前上石炭统一二叠系煤储层温度为 60~70℃(图 11)。

平面上,研究区不同区域的深部 8 号煤层的热演化史具有明显差异。早—中三叠世末,研究区中—北部 J19 井区、J27 井区、J11 井区和南部 J30 井区的深部 8 号煤层的古地温约为 150℃,利于有机质热演化成熟;东部 J43 井区、J40 井区的深部 8 号煤层的古地温小于 120℃,有机质热演化程度较低。早白垩世末,研究区深部 8 号煤层的古地温快速升高,其中,中—北部 J27 井区、J11 井区和南部 J30 井区的古地温达 210℃,有机质快速成熟,达到热裂解生烃阶段,东部 J43 井区、J36 井区的煤储层温度小于 195℃,有机质热演化程度相对较低(图 12、图 13)。

3.4 生烃演化史

综合埋藏演化史和热演化史,开展了大宁—吉县区块深部 8 号煤层的生烃演化史研究。二叠纪,研究区上石炭统一二叠系煤储层埋藏较浅,有机质热演化成熟度低,深部 8 号煤层的 R_o 小于 0.24%,以生成生物气为主,且生气量较低。早—中三叠世,深部 8 号煤层温度随着沉降逐渐升高, R_o 为 0.57%~1.57%,进入生烃门限,开始生气,该时期是研究区深部 8 号煤层的第 1 次生烃期。晚三叠世—侏罗纪末,受地层抬升影响,深部 8 号煤储层温度降低,煤化作用减弱,热演化程度减小, R_o 为 1.57%~1.59%。早白垩世,研究区地层沉降,同时,受区域热变质作用影响,深部 8 号煤层温度迅速升高,有机质快速成熟, R_o 达 1.60%~2.83%,大量生气,该时期是研究区深部 8 号煤层的主要生烃期^[24-26](图 14)。晚白垩世以来,研究区地层抬升并遭受剥蚀,地温梯度逐渐恢复正常,深部 8 号煤层生烃作用停止。



注:C—石炭纪;P—二叠纪;T—三叠纪;J—侏罗纪;K—白垩纪;E—古近纪;N—新近纪。

图 11 大宁—吉县区块 J54 井热演化史和 8 号煤层温度演化

Fig. 11 Temperature variation of the No. 8 coal seam of Well J54 in Daning-Jixian block

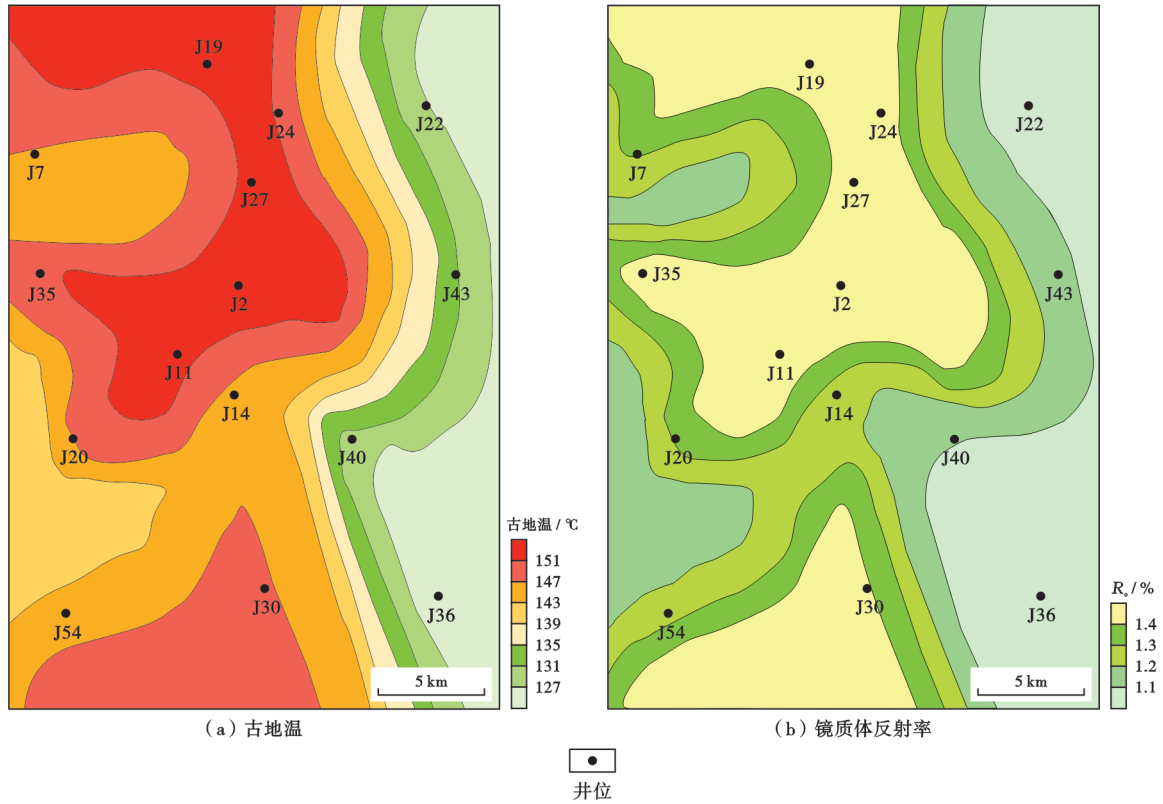


图 12 早—中三叠世末研究区深部 8 号煤层古地温及 R_o 平面分布

Fig. 12 Plane distribution of paleotemperature and R_o of the deep No. 8 coal seam in the study area during the Early Triassic and End Middle Triassic

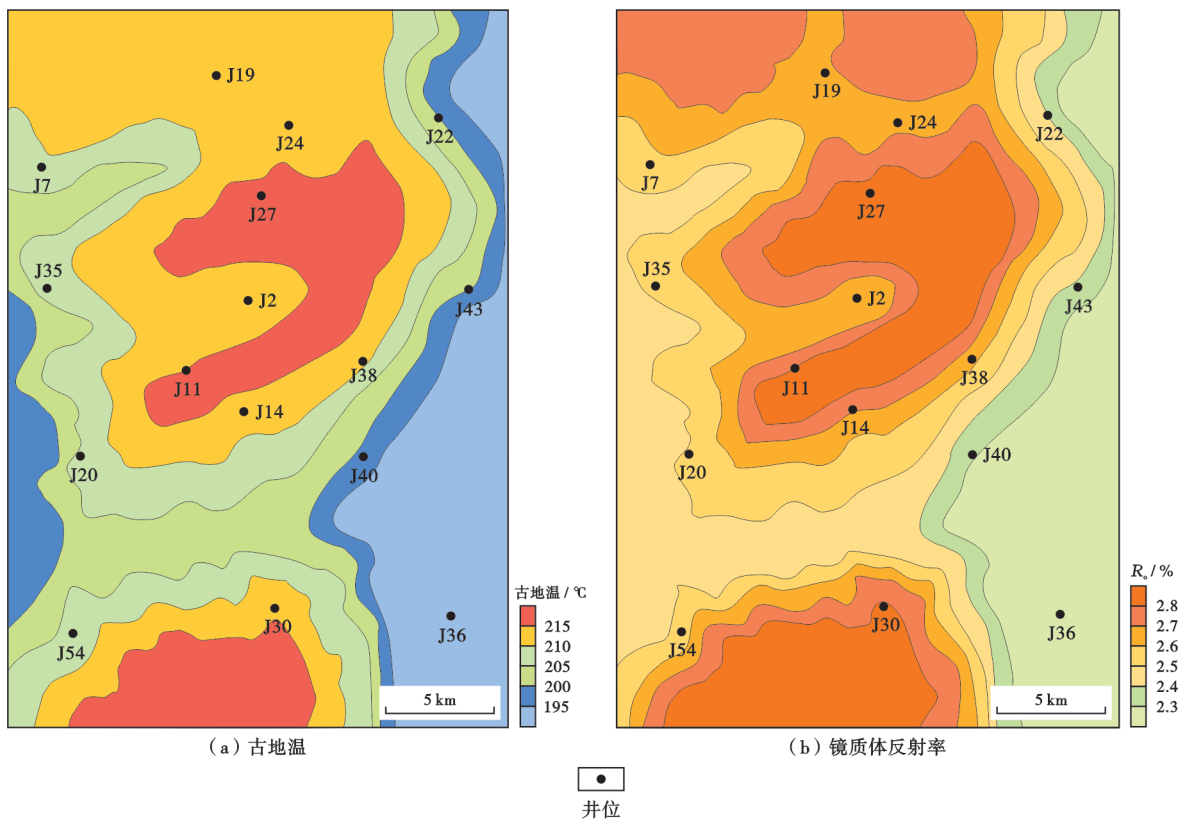
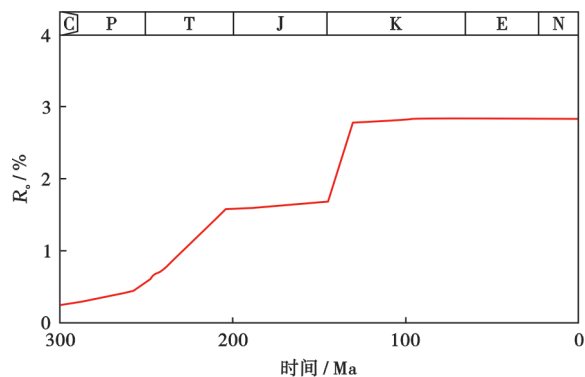


图 13 早白垩世末研究区深部 8 号煤层古地温及 R_o 平面分布

Fig. 13 Plane distribution of paleotemperature and R_o of the deep No. 8 coal seam in the study area at End Early Cretaceous



注:C—石炭纪;P—二叠纪;T—三叠纪;J—侏罗纪;
K—白垩纪;E—古近纪;N—新近纪。

图 14 大宁—吉县区块深部 8 号煤层 R_o 演化

Fig. 14 R_o variation of the No. 8 coal seam in Daning-Jixian block

平面上,研究区不同区域深部 8 号煤层的生烃演化史具有一定差异性。早—中三叠世末,中—北部 J19 井区、J27 井区、J11 井区和南部 J30 井区的古地温高,深部 8 号煤层的热演化程度较高, R_o 达到 1.4% 以上;东部 J43 井区、J40 井区的地层温度低,深部 8 号煤层的热演化程度较低, R_o 小于 1.4% (图 12)。早白垩世末,研究区古地温快速升高,中—北部 J27 井区、J11 井区和南部 J30 井区的古地温高,深部 8 号煤层的热演化程度高, R_o 达 2.5% 以上;东部 J43 井区、J36 井区深部 8 号煤层的热演化程度相对较低, R_o 小于 2.5%,开始大量生气(图 13)

3.5 成藏演化数值模拟

数值模拟是研究油气成藏过程的重要手段,国内外学者针对煤层气成藏演化模拟开展了大量研究^[15-16,27-28]。以埋藏演化史、热演化史和生烃演化史为基础,参考 Wei 等^[15-16]提出的动态平衡模型和动态平衡思想,优化相关模型,对大宁—吉县区块深部 8 号煤层的成藏演化过程进行了数值模拟。

表 4 J54 井深部 8 号煤层成藏数值模拟结果

Table 4 Accumulation numerical simulation results of the deep No. 8 coal seam of Well J54

阶段	地质时间/ Ma	R_o / %	储层温度/ °C	累计生气量/ (m^3/t)	阶段生气量/ (m^3/t)	阶段气体溢散量/ (m^3/t)	累计气体溢散量/ (m^3/t)	含气量/ (m^3/t)
I	306~251	0.36	40.50	1.81	1.81	1.26	1.26	0.55
II	251~203	0.91	127.98	33.43	31.62	22.50	23.76	9.67
III	203~145	1.56	155.50	121.72	90.10	28.20	51.96	69.76
IV	145~130	2.83	183.90	296.60	206.50	169.50	221.46	75.14
V	130~0	2.83	70.50	296.60	0	47.20	268.66	27.94

4 成藏模式

在徐凤银等^[6]提出的“广覆式生烃、自生自储毯式成藏”富集成藏模式基础上,综合深部 8 号煤层生烃潜

煤层含气量为煤层生气量与散失量之差,其中,煤层生气量可由盆地模拟软件中的 EASY% R_o 模型获得。

$$Q_g = Q_p + Q_d \quad (3)$$

$$Q_g = C_{\text{TOC}} \cdot (1.89R_o^4 - 23.30R_o^3 + 90.95R_o^2 - 23.28R_o) \quad (4)$$

煤层气包括吸附相、游离相和水溶相,其中,水溶相气体含量可忽略不计,吸附气量可利用李曙光等^[7]建立的吸附气模型求取,游离气含量可由理想气体状态方程获得。

$$Q_p = \frac{2.03p \cdot \exp(-0.09 + 1.21R_o)}{p + [2.11\exp(0.007T) - 0.998\exp(0.21R_o)]} \quad (5)$$

$$V_f = \frac{ZmRT}{Mp} \quad (6)$$

以 J54 井为例,模拟了深部 8 号煤层在各地质历史关键节点的生烃量、溢散量和原位含气量(表 4),将大宁—吉县区块深部 8 号煤层的成藏演化过程划分为 5 个阶段。

阶段 I 距今 306~251 Ma,为初始生烃阶段,煤层埋藏浅、热演化程度低,以生成生物气为主,但顶板封盖条件差,导致 70% 的烃类气溢散。阶段 II 距今 251~203 Ma,随着埋深增大,煤层温度升高,有机质热演化程度缓慢增大,达到生烃门限,进入研究区第 1 次热成因生烃期,在上覆厚岩层的封盖作用下,部分气体得以保存。阶段 III 距今 203~145 Ma,受短暂构造抬升和阶段沉降的影响,有机质热演化作用减缓,部分生成的气体溢散。阶段 IV 距今 145~130 Ma,受构造热事件影响,有机质快速成熟达到生烃高峰期。阶段 V 距今 130~0 Ma,随着地层抬升,研究区煤储层上覆地层遭受剥蚀,部分气体溢散;距今约 65 Ma,地层开始沉降,但煤层温度和压力未达到生烃条件,生烃作用停止,形成了目前的含气状态和含气量。

力、储层特征和保存条件的系统研究及埋藏演化史、热演化史、生烃演化史、吸附史和成藏过程的模拟,进一步优化揭示大宁—吉县区块发育“广覆式生烃、箱式封闭、微构造调整、自生自储、毯式成藏”的深部煤层气成

藏规律(图 15),建立了 3 类深部煤层气成藏模式:微幅褶皱与物性耦合控藏(I 型)、微单斜与水动力耦合控藏(II 型)、物性与水动力耦合控藏(III 型)。

4.1 富集成藏规律

“广覆式生烃”是指深部煤层在大宁—吉县区块全域发育,连续稳定分布,煤层显微组分以镜质组为主,有机质热演化程度高(R_o 大于 2.5%),具备生成大量煤层气的源岩条件,具有全区域广泛覆盖生烃的特征。

“箱式封闭”是指煤层顶、底板致密岩性的封闭性好,同时,陡坡带地下水对气体也有一定封堵作用。鄂尔多斯盆地发育多套沉积于泛海潮坪—潟湖交互背景的泥岩、灰岩与煤岩构成的储-盖组合,研究区主要发育灰岩—煤岩组合,“封存箱”式成藏环境对于煤层气保存极为有利。研究区深部 8 号煤层埋深大于 2000 m,区域水动力条件弱,位于承压水区,水动力侧向封堵也有

利于煤层气保存。

“微构造调整”是指煤层气藏由构造低部位向高部位缓慢调整。研究区微鼻隆、微背斜等广泛发育,原位条件下煤储层含水饱和度低,生成的游离气更易汇聚至构造高部位,勘探开发实践证明正向微构造部位钻进过程中见气早、产量高。

“自生自储”是指煤层既是烃源岩也是储集层。传统地质认识认为埋深大于 2000 m 的深部煤层的储集物性差,孔缝网几乎不发育,仅可作为烃源岩。研究和实践发现,压实、胶结作用下研究区深部煤岩同样发育孔缝网,可以为煤层气提供良好的储集空间。

“毯式成藏”是指研究区深部 8 号煤层广泛发育张性裂隙、剪性裂隙、组织孔、胞腔孔、气孔、晶间孔和溶蚀孔,孔隙类型以有机质孔为主,其中,微孔(孔径 <2 nm)占比 76%~83%(平均为 81%),微孔分布与毯子结构相似,是游离态煤层气的主要赋存空间。

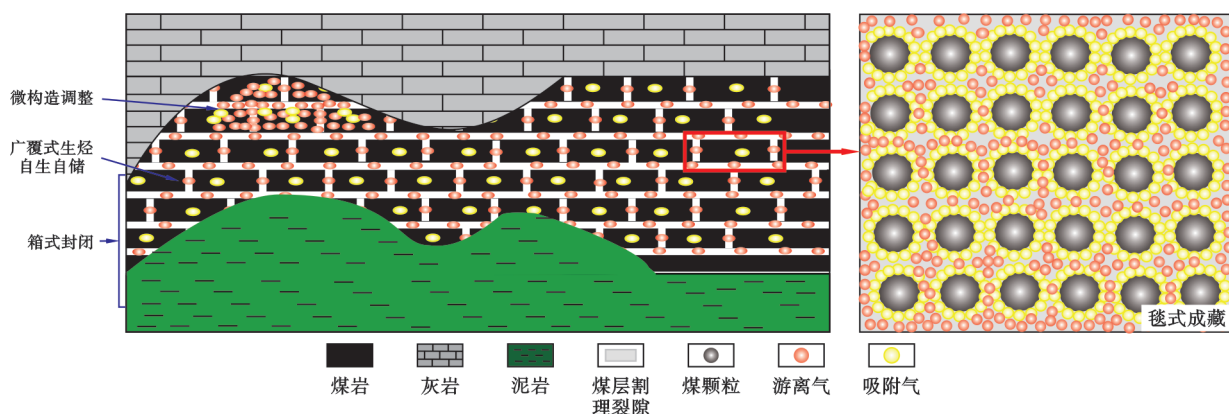


图 15 大宁—吉县区块深部煤层气富集成藏规律

Fig. 15 Accumulation pattern of deep coalbed methane in Daning-Jixian block

4.2 富集成藏模式

大宁—吉县区块发育微幅褶皱与物性耦合控藏(I 型)、微幅单斜与水动力耦合控藏(II 型)、物性与水动力耦合控藏(III 型)3 类深部煤层气成藏模式。其中,微幅褶皱与物性耦合控藏模式表现为:高成熟度有机质提供了良好的煤层气生烃基础;微幅褶皱控制裂隙广泛发育,微孔耦合为吸附气和游离气提供了良好的储集空间;纵向顶、底板致密岩性和侧向裂隙不发育、物性差煤层的封堵为游离气提供了有利的保存条件。微幅单斜与水动力耦合控藏模式表现为:受构造抬升影响,煤层气以吸附态为主(不含或含少量游离态),保存机制为水动力侧向封堵。物性与水动力耦合控藏表现为:煤储层裂隙不发育、孔隙连通性差,煤层气以吸附态为主,物性与水动力耦合封闭(图 16)。

开发实践表明, I 型深部煤层气藏开发效果好,投产后可实现自喷生产, II 型和 III 型深部煤层气藏投产后不能自喷生产,需要三抽设备辅助生产(表 5)。

大宁—吉县区块北部构造较平缓,受挤压应力影响局部发育正向微构造,微构造区的深部 8 号煤层裂隙发育、渗透性好、微孔广泛发育,而远离微构造发育区的深部 8 号煤层的渗透性差。受构造和储集物性控制,研究区北部深部游离态煤层气主要富集在裂隙和孔隙发育区,主要发育 I 型和 II 型成藏模式。受构造抬升和挤压影响,研究区南部微构造更为发育,与北部相比,南部裂隙发育区范围更广,深部 8 号煤层的厚度较小、生烃量和单位面积游离气含量相对较小,在南部裂隙发育区游离气可局部向下充填本溪组砂岩或侧向运移至陡坡带溢散,主要发育 II 型和 III 型成藏模式(图 17)。

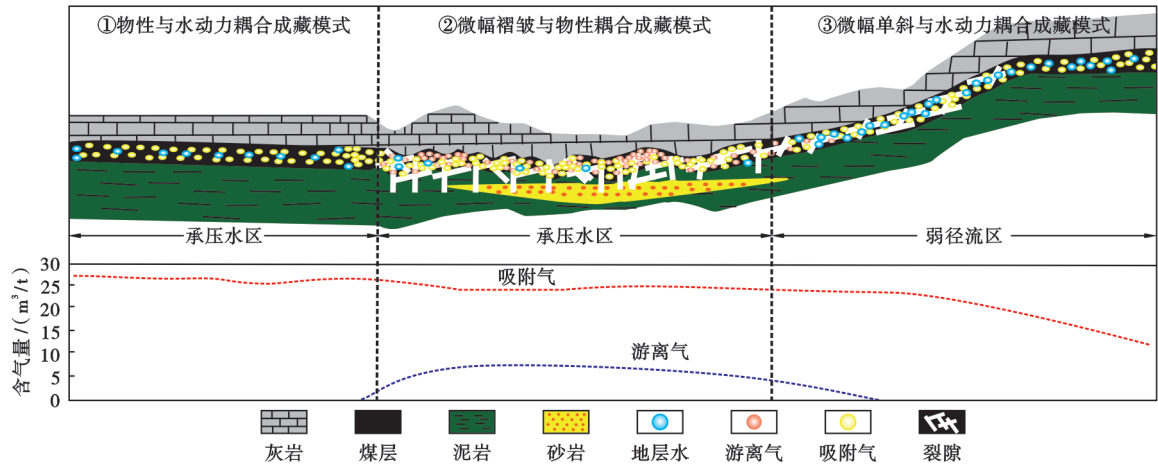


图 16 大宁—吉县区块深部煤层气成藏模式

Fig. 16 Accumulation model of deep coalbed methane in Daning-Jixian block

表 5 大宁—吉县区块深部煤层气 3 类成藏模式对比

Table 5 Comparison of the three deep coalbed methane accumulation models in Daning-Jixian block

成藏模式	储集条件差异	保存条件差异	开发效果差异
微幅褶皱与物性耦合控藏模式 (I 型)	储层裂隙、割理发育,微构造发育,受挤压应力影响,褶皱局部高点张裂隙广泛发育,为游离气赋存、富集提供有效空间,易形成高产	地层倾角小于 3°,无大断层发育,煤层顶板为致密灰岩,位于水动力承压区,保存条件好	开发井压裂后能点火可燃,投产后可以自喷生产
微幅单斜与水动力耦合控藏模式 (II 型)	发育微单斜构造,割理、裂隙广泛发育构造抬升过程中游离气溢散至其他层位,不含游离气	煤层顶板为致密灰岩或泥岩,由浅到深从径流区依次向弱径流区、承压水区过渡,水动力条件较弱,有利于富集成藏	压裂后能点火不燃,投产不能自喷生产,需要三抽设备辅助生产
物性与水动力耦合控藏模式 (III 型)	构造平缓,微构造不发育,裂隙不发育,煤基质吸附气为主要赋存状态	地层倾角小于 3°,无大断层发育,煤层顶板为致密灰岩,位于水动力承压区,保存条件好	压裂后能点火不燃,投产不能自喷生产,需要三抽设备辅助生产

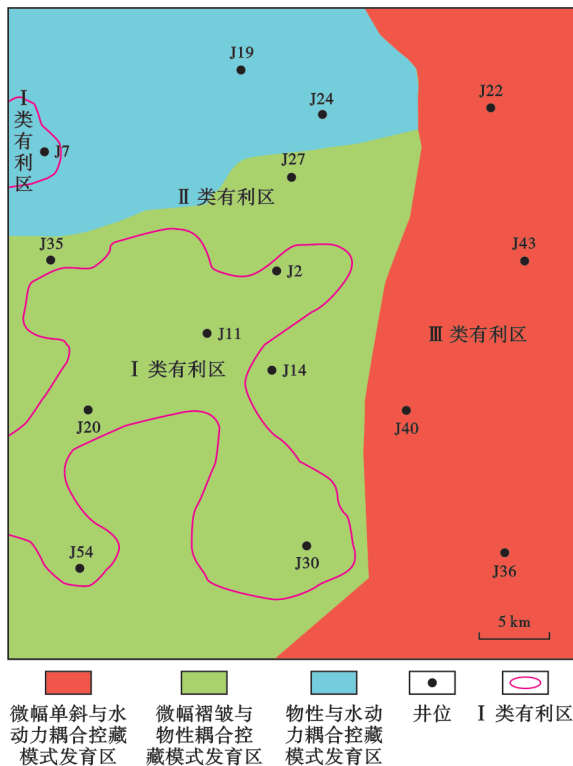


图 17 大宁—吉县区块深部煤层气成藏类型及有利区分布
Fig. 17 Distribution of deep coalbed methane reservoir types and favorable areas in Daning-Jixian block

5 勘探开发实践

深部煤层气成藏条件、成藏演化过程和成藏模式的系统研究及认识,对于大宁—吉县区块开展深部煤层气有利区优选、勘探部署和工程技术实施等生产实践具有重要理论与现实意义。徐凤银等^[29]认为,深化成藏规律认识与高效开发关键技术相结合将推动深部煤层气实现更高效的勘探与开发。

5.1 指导有利区优选

综合深部 8 号煤层的生烃基础、储集物性和保存条件,优选埋深、厚度、含气量、 R_o 、孔隙度、裂缝渗透率、水文地质、水头高度、顶底板和构造条件 10 个评价指标,建立了埋深 $>2000\text{ m}$ 的深部煤储层有利区评价指标体系(表 6),在大宁—吉县区块识别出 3 类勘探有利区。其中, I 类和 II 类有利区主要为微幅褶皱与物性耦合控藏模式和物性与水动力耦合控藏模式发育区, III 类有利区主要为微幅单斜与水动力耦合控藏模式发育区。2020 年以来,以成藏模式和勘探有利区为指导,中石油煤层气有限责任公司优选了储量区和先导试验区,在 I 类和 II 类有利区提交深部煤层气探明地质储量超千亿立方米。

表6 大宁—吉县区块深部煤层气有利区划分标准

Table 6 Classification criteria of the favorable areas for deep coalbed methane in Daning-Jixian block

有利区 分类	生烃基础				储集性能		保存条件			
	埋深/ m	厚度/ m	含气量/ (m ³ /t)	R ₀ / %	孔隙度/ %	裂缝渗透率/ mD	水文地质	水头海拔/ m	顶、底板组合	构造形态
I类	>2000	>8	>26	>2.5	>3	>1	承压区	<-1000	灰岩—煤层—泥岩	微鼻隆、微背斜
II类	>2000	>6	>22	>2.3	>3	>1	承压区	<-1000	灰岩—煤层—泥岩	单斜、微向斜
III类	<2000	<6	<22	<2.3	<3	<1	承压区— 弱径流区	>-800	灰岩—煤层—砂岩	单斜

5.2 支撑勘探开发部署

合理的水平井井距是控制储层改造效果和优化气井产能的关键。井距过大会导致在相应压裂规模条件下储层改造和储量动用不充分,造成储量浪费;若井距较小,强烈的井间压力干扰会影响气井的产能表现,降低区块的开发效益。基于成藏模式研究认识,针对大宁—吉县区块深部8号煤层提出了针对性开发部署方案。

微幅褶皱与物性耦合控藏模式发育区富含游离态煤层气,天然裂隙发育,裂缝以NE向为主,宜采用大井丛水平井网开发模式,选用大平台(5~8口井)、大井距(400~450 m),设计井轨迹垂直最大水平主应力,充分利用人工裂隙与天然裂隙的交互作用,以获得最大改造体积,实现估算最终可采储量(EUR)最大化。

微幅单斜与水动力耦合控藏模式和物性与水动力耦合控藏模式发育区游离态煤层气含量少,裂缝欠发育,需减小井距,并辅助实施大规模体积改造,才能获得高产。采用“1+1”组合开发模式:在煤层厚度<4 m的井区采用大平台丛式直井开发;在煤层厚度>4 m的井区采用水平井开发,水平井网模式为小井距(280~350 m)、常规水平井(水平段长度为1000~1500 m)。按照上述部署方案,在大宁—吉县区块不同成藏模式发育区实施了针对性先导试验,35口试验井的平均产气量超过 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,实现了真正意义上的效益开发。

5.3 支撑工程技术实施

开发实践显示,大规模压裂井的首年平均产气量和EUR分别是常规压裂井的2.5倍和1.5倍,表明压裂施工规模与产能指数具有正相关关系;加砂强度对产能指数的影响大于加液强度,表明泵入支撑剂总量是影响深部煤层气有效开发的关键因素。在研究区富含游离气的微幅褶皱与物性耦合控藏模式发育区,采用大排量($>15 \text{ m}^3/\text{min}$)、大砂量(水平井每段加砂量 $>450 \text{ m}^3$),实行自喷+速度管柱生产模式,7口水平井的初期平均产气量超过 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。以J11井为例,该井垂深为2200 m,水平段长1045 m,设计11级33簇实施大规模体积压裂,平均单级排量和单级加砂量分别为 $16.5 \text{ m}^3/\text{min}$ 、 546 m^3 ,压裂放喷阶段点火可

燃,火焰高7~8 m,采用自喷生产方式的最高产气量达到 $10.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。在微幅单斜与水动力耦合控藏模式和物性与水动力耦合控藏成藏模式发育区,采用适度规模压裂(排量为 $10 \sim 15 \text{ m}^3/\text{min}$,单井加砂量为 $300 \sim 350 \text{ m}^3$),实行三抽辅助生产模式,也达到了全生命周期提高储量动用率的目的。

6 结论

(1) 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部8号煤层全区发育,有机质热演化程度高(R_0 为2.14%~2.78%)、生烃潜量为 $5.6 \sim 13.0 \text{ mg/g}$ 、干酪根类型为III型,生烃潜力大,总生烃强度介于 $(20.2 \sim 34.7) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。受压实、胶结作用影响,深部8号煤层孔缝网络发育,为气体提供了有效的储集空间。构造-岩性-水动力耦合封闭,为煤层气提供了良好的保存条件。

(2) 大宁—吉县区块深部8号煤层的成藏演化划分为5个阶段:①阶段I(306~251 Ma)为初始生烃阶段;阶段II(251~203 Ma)为第1次热成因生烃阶段;阶段III(203~145 Ma),受短暂构造抬升和阶段沉降控制,煤岩有机质热演化减缓;阶段IV(145~130 Ma),受构造热事件影响,有机质快速成熟达到生烃高峰阶段;阶段V(130 Ma至今),地层抬升导致生烃作用停止、气体溢散,形成现今的气藏状态。

(3) 大宁—吉县区块深部煤层气发育“广覆式生烃、箱式封闭、微构造调整、自生自储、毯式成藏”的富集成藏规律。研究区深部煤层气表现为吸附态与游离态共存,综合不同区域成藏特征及成藏演化过程,建立了微幅褶皱与物性耦合控藏模式(I型)、微单斜与水动力耦合控藏模式(II型)和物性与水动力耦合控藏模式(III型)。区块北部主要发育I型和II型成藏模式,南部主要发育II型和III型成藏模式。

(4) 深部煤层气成藏演化规律认识和成藏模式有效指导了大宁—吉县区块深部8号煤层气勘探有利区优选、勘探开发部署和工程技术实施,建立了埋深大于2000 m的深部煤储层有利区评价体系,将勘探有利区划分为I类、II类和III类。针对不同成藏模式发育区,

提出差异化井位部署方案和个性化工程实施方案,指导大宁—吉县区块实施了先导试验,实现了深部煤层气真正意义上的效益开发。

符号注释: G —烃源岩生烃强度, $10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$; H —煤层厚度,具体数值基于测井解释结果, m ; ρ —煤层的密度,具体数值基于测井解释, g/cm^3 ; C_{TOC} —总有机碳含量; r —产气率, m^3/t ; Q_{g} —煤生气量, m^3/t ; Q_{p} —煤含气量, m^3/t ; Q_{d} —溢散气量, m^3/t ; V_{f} —游离气量, m^3/t ; Z —气体压缩因子; m —自由气体质量, kg/t ; R —气体常数, $\text{m}^3 \cdot \text{Pa}/\text{mol} \cdot \text{K}$; T —储层温度, $^{\circ}\text{C}$; M —气体分子质量, kg/mol ; p —地层压力, MPa 。

参 考 文 献

- [1] 徐凤银,肖芝华,陈东,等.我国煤层气开发技术现状与发展方向[J].煤炭科学技术,2019,47(10):205-215.
XU Fengyin, XIAO Zhihua, CHEN Dong, et al. Current status and development direction of coalbed methane exploration technology in China[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(10): 205-215.
- [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] 孙钦平,赵群,姜馨淳,等.新形势下中国煤层气勘探开发前景与对策思考[J].煤炭学报,2021,46(1):65-76.
SUN Qinp ing, ZHAO Qun, JIANG Xinchun, et al. Prospects and strategies of CBM exploration and development in China under the new situation[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(1): 65-76.
- [5] HOU Xiaowei, LIU Shimin, ZHU Yanming, et al. Evaluation of gas contents for a multi-seam deep coalbed methane reservoir and their geological controls: in situ direct method versus indirect method[J]. Fuel, 2020, 265: 116917.
- [6] 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, WAN 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.
- [7] 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. Reser-
- voir forming characteristics and favorable area evaluation of deep coalbed methane in Daning-Jixian block[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 59-67.
- [8] 董森,王文.鄂尔多斯盆地油气与煤资源重叠区协调开采研究[J].能源与环保,2017,39(2):101-104.
DANG Miao, WANG Wen. Research on coordinated exploitation for resources overlap area of oil-gas and coal in Ordos Basin[J]. China Energy and Environmental Protection, 2017, 39(2): 101-104.
- [9] 时华星,宋明水,徐春华,等.煤型气地质综合研究思路与方法[M].北京:地质出版社,2004.
SHI Huaxing, SONG Mingshui, XU Chunhua, et al. Comprehensive research ideas and methods for coal type gas geology[M]. Beijing: Geology Press, 2004.
- [10] 武智泉.鄂尔多斯盆地旬邑—宜君地区断层对油气成藏的作用[J].辽宁化工,2020,49(2):160-162.
WU Zhiquan. The role of faults in hydrocarbon accumulation in Xunyi-Yijun area of Ordos Basin[J]. Liaoning Chemical Industry, 2020, 49(2): 160-162.
- [11] 陶传奇.鄂尔多斯盆地东缘临兴地区深部煤层气富集成藏规律研究[D].北京:中国矿业大学(北京),2019.
TAO Chuanqi. Deep coalbed methane accumulation and reservoiring in Linxing area, eastern Ordos Basin, China[D]. Beijing: China University of Mining & Technology (Beijing), 2019.
- [12] 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.
- [13] 于聪,胡国艺,陈瑞银.不同煤系烃源岩热解气地球化学差异及其在苏里格气田的应用[J].天然气地球科学,2019,30(1):133-142.
YU Cong, HU Guoyi, CHEN Ruiyin. Geochemical features of hydrocarbon gas generated from different coaly source rocks by pyrolysis experiments: case study of the Sulige gas field in the Ordos Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(1): 133-142.
- [14] 高玉巧,李鑫,何希鹏,等.延川南深部煤层气高产主控地质因素研究[J].煤田地质与勘探,2021,49(2):21-27.
GAO Yuqiao, LI Xin, HE Xipeng, et al. Study on the main controlling geological factors of high yield deep CBM in southern Yanchuan block[J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(2): 21-27.
- [15] WEI Chongtao, QIN Yong, WANG Geoff G. X., et al. Numerical simulation of coalbed methane generation, dissipation and retention in SE edge of Ordos Basin, China[J]. International Journal of Coal Geology, 2010, 82(3/4): 147-159.
- [16] WEI Chongtao, QIN Yong, WANG Geoff G. X., et al. Simulation study on evolution of coalbed methane reservoir in Qinshui Basin, China[J]. International Journal of Coal Geology, 2007, 72(1): 53-69.
- [17] 陈瑞银,罗晓容,陈占坤,等.鄂尔多斯盆地埋藏演化史恢复[J].石油学报,2006,27(2):43-47.
CHEN Ruiyin, LUO Xiaorong, CHEN Zhankun, et al. Restora-

- tion of burial history of four periods in Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(2): 43-47.
- [18] 王博文. 鄂尔多斯盆地东缘兴县地区中—新生代地层划分及构造沉积演化[D]. 太原: 太原理工大学, 2016.
WANG Bowen. Mesozoic-Cenozoic stratigraphic division and tectonic sedimentary evolution of Xingxian area in the east margin of Ordos Basin[D]. Taiyuan: Taiyuan University of Technology, 2016.
- [19] 任星民. 鄂尔多斯盆地东缘中—新生代构造-热演化研究[D]. 南京: 南京南京大学, 2015.
REN Xingmin. Mesozoic-Cenozoic tectonic-thermal geochronology of the eastern margin of the Ordos Basin[D]. Nanjing: Nanjing University, 2015.
- [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 Liguang, et al. Evolution of prototype basin and change of tectonic-sedimentary pattern in Paleozoic, Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(3): 373-384.
- [21] 陈刚, 秦勇, 李五忠, 等. 鄂尔多斯盆地东部深层煤层气成藏地质条件分析[J]. *高校地质学报*, 2012, 18(3): 465-473.
CHEN Gang, QIN Yong, LI Wuzhong, et al. Analysis of geological conditions of deep coalbed methane reservoiring in the eastern Ordos Basin[J]. *Geological Journal of China Universities*, 2012, 18(3): 465-473.
- [22] 于强, 任战利, 曹红霞. 鄂尔多斯盆地延长探区下古生界热演化史[J]. *兰州大学学报: 自然科学版*, 2011, 47(5): 24-29.
YU Qiang, REN Zhanli, CAO Hongxia. Thermal evolution history of the Lower Paleozoic in Yanchang exploratory area of Ordos Basin[J]. *Journal of Lanzhou University: Natural Sciences*, 2011, 47(5): 24-29.
- [23] 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.
- [24] 郑帅. 大吉地区 8 号煤层煤层气成藏富集研究[D]. 太原: 太原理工大学, 2020.
ZHENG Shuai. Study on the formation and enrichment of coalbed methane in No. 8 coal seam in Daning-Jixian area[D]. Taiyuan: Taiyuan University of Technology, 2020.
- [25] 王成旺, 甄怀宾, 陈高杰, 等. 大宁—吉县区块深部 8 号煤储层特征及可压裂性评价[J]. *中国煤炭地质*, 2022, 34(2): 1-5.
WANG Chengwang, ZHEN Huaibin, CHEN Gaojie, et al. Assessment of coal No. 8 reservoir features and fracturability in Da'ning-Jixian block deep part[J]. *Coal Geology of China*, 2022, 34(2): 1-5.
- [26] 王成旺, 徐凤银, 甄怀宾, 等. 鄂尔多斯盆地东缘本溪组 8# 煤层方解石脉体成因[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(4): 62-68.
WANG Chengwang, XU Fengyin, ZHEN Huaibin, et al. Genesis of calcite veins in 8# coal bed of Benxi Formation on eastern margin of Ordos Basin[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(4): 62-68.
- [27] PAYNE D F, ORTOLEVA P J. A model for lignin alteration-part II: numerical model of natural gas generation and application to the Piceance Basin, western Colorado[J]. *Organic Geochemistry*, 2001, 32(9): 1087-1101.
- [28] BOREHAM C J, GOLDING S D, GLIKSON M. Factors controlling the origin of gas in Australian Bowen Basin coals[J]. *Organic Geochemistry*, 1998, 29(1/3): 347-362.
- [29] 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.

(收稿日期 2023-06-08 改回日期 2023-09-23 编辑 肖 飞)