

中国低煤阶煤层气资源潜力及发展方向

李勇^{1,2}, 郭涛^{3,4}, 刘欣妍², 彭苏萍¹

[1. 中国矿业大学(北京)煤炭精细勘探与智能开发全国重点实验室, 北京 100083; 2. 中国矿业大学(北京)地球科学与测绘工程学院, 北京 100083; 3. 中国石化华东油气分公司勘探开发研究院, 江苏南京 210011; 4. 中国石化深层煤层气勘探开发重点实验室, 江苏南京 210011]

摘要: 中国低煤阶煤层气在西北和东北地区均有分布, 主要赋存于侏罗系、白垩系和古近系, 煤层数量多、厚度大但含气量低。埋深2 000 m以浅低煤阶煤层气资源量约 $14.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 勘探开发潜力巨大。系统分析了中国4个典型盆地低煤阶煤层气资源情况, 研究了不同埋深和地质组合条件下低煤阶煤层气的典型成藏特征和勘探开发潜力。结果表明: ①中国低煤阶煤层气储层渗透性差(渗透率 $<1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), 煤层水矿化度相对较高($>5\,000 \text{ mg/L}$); ②基于构造、水动力场和温-压场协同驱动下的低煤阶煤层气成藏要素解剖, 提出了“微相控煤、水文控烃、埋深控储、构造控藏”四元控气模式; ③基于典型区带解剖, 建立了6种低煤阶煤层气富集模式; ④结合美国粉河盆地和澳大利亚苏拉特盆地低煤阶煤层气地质特征和开发实践, 认为中国存在多薄煤系共聚和深部煤层气多元封存2种富集高产模式; ⑤基于对低煤阶煤层气高效开发至关重要的煤岩条件、资源条件、保存条件、产出条件和可改造性等5种因素的分析, 构建了煤层气选区评价方法及指标体系。未来勘探领域是盆地边缘山前逆掩断层下盘、盆地斜坡带深部-中部隆起区2大领域。

关键词: 资源潜力; 成藏模式; 控气要素; 选区评价体系; 低煤阶煤层气; 勘探方向

中图分类号: TE132.2

文献标识码: A

Resource potential and exploration targets of low-rank coalbed methane in China

LI Yong^{1,2}, GUO Tao^{3,4}, LIU Xinyan², PENG Suping¹

[1. State Key Laboratory for Fine Exploration and Intelligent Development of Coal Resources, China University of Mining and Technology (Beijing), Beijing 100083, China; 2. College of Geoscience and Surveying Engineering, China University of Mining and Technology (Beijing), Beijing 100083, China; 3. Exploration and Development Research Institute, East China Oil & Gas Company, SINOPEC, Nanjing, Jiangsu 210011, China; 4. Key Laboratory of Deep Coalbed Methane Exploration and Development, SINOPEC, Nanjing, Jiangsu 210011, China]

Abstract: The low-rank coalbed methane (CBM) is distributed in both the northwest and northeast regions of China, as dominated by the Jurassic, Cretaceous, and Paleogene with coal seams exhibiting large quantities and considerable thicknesses but low gas content. With resources estimated at approximately $14.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$, the low-rank CBM at burial depths of 2 000 m or less holds tremendous potential for exploration and production. Through a systematic analysis of low-rank CBM resources in four typical basins in China, we investigate the typical accumulation characteristics and the exploration and production potential of low-rank CBM under various burial depth-geology combinations. The results indicate that low-rank CBM reservoirs in China manifest low permeability ($<1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), and relatively high salinity of coal seam water ($>5\,000 \text{ mg/L}$). An analysis of the factors governing the accumulation of low-rank CBM under the synergistic effects of tectonism and hydrodynamic, temperature, and pressure fields reveals a gas enrichment-controlling pattern consisting of sedimentary microfacies-controlled coal occurrence, hydrogeology-controlled gas generation and preservation, burial depth-controlled reservoir properties, and tectonism-controlled gas accumulation. Six enrichment patterns of low-rank CBM are identified based on the analysis of typical zones. In combination with the geological characteristics and production practice of low-rank CBM in the Powder River Basin of the United States and the Surat Basin of Australia, we propose two enrichment patterns of low-rank CBM in China featuring high productivity, that is, the accumulation of gas from multiple single thin-

收稿日期: 2024-06-19; 修回日期: 2024-10-14。

第一作者简介: 李勇(1988—), 男, 博士、教授, 煤层气和非常规油气。E-mail: liyong@cumt.edu.cn。

基金项目: 国家自然科学基金项目(42072194)。

bedded coal seams and deep CBM multiple factor-controlled storage. An assessment methodology and index system for the selection of CBM target areas are developed based on the analysis of five crucial factors for the efficient production of low-rank CBM: coal composition, resource potential, preservation conditions, production conditions, and fracability. Future exploration targets include the footwalls of piedmont overthrust faults along basin margins and the deep-central uplifted areas of slope zones within basins.

Key words: resource potential, accumulation pattern, gas enrichment-controlling factor, assessment system for target area selection, low-rank coalbed methane (CBM), exploration target

引用格式: 李勇, 郭涛, 刘欣妍, 等. 中国低煤阶煤层气资源潜力及发展方向[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(6): 1537–1554. DOI: 10. 11743/ogg20240603.

LI Yong, GUO Tao, LIU Xinyan, et al. Resource potential and exploration targets of low-rank coalbed methane in China[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(6): 1537–1554. DOI: 10. 11743/ogg20240603.

低煤阶是煤化作用早期阶段形成的产物,通常是指煤岩镜质体反射率(R_o)小于0.65%的煤阶,包括褐煤和长焰煤,在煤层气中通常以 R_o 小于0.70%的煤岩定义低煤阶煤层气储层。中国低煤阶煤层气资源极为丰富,以2008年2 000 m埋深以浅中国煤层气资源量 $36.81 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 为基准(新一轮全国煤层气资源评价)^[1],低煤阶煤层气资源量为 $14.70 \times 10^{12} \text{ m}^3$,约占中国煤层气总资源量的40%^[2–3]。低煤阶煤层气分布在中国西北和东北地区的鄂尔多斯、准噶尔、吐哈、三塘湖、河西走廊、柴达木、海拉尔、二连、松辽和阜新等盆地,赋存于中生界侏罗系、白垩系和古近系,具有煤层层数多、煤层累计厚度大、含气量低和煤层压力系数低等特点^[4–6]。鄂尔多斯盆地彬长区块在1996年施工了2口低煤阶气井,并于2010年在大佛寺井田实现开发突破,其中DFS-C02水平井产气量 $30\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 持续1年多,DFS-133井产气量 $2\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 持续3年且最高产量突破 $3\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[7]。2014年阜新盆地在王营—刘家地区施工19口煤层气参数井及生产试验井,总体日产气量约 $45\,000 \text{ m}^3$ ^[8]。近年来,新疆准噶尔盆地阜康和河东地区、内蒙古二连盆地吉尔嘎朗图和海拉尔盆地霍林河等地区在低煤阶煤层中获得工业气流和小规模开发产能,阜康白杨河矿区CSD-01井实现单井日产气量 $17\,125 \text{ m}^3$,CS11X2井最高日产气量超 $20\,000 \text{ m}^3$ ^[8–9],吉尔嘎朗图地区吉煤4井排采100 d后产量达 $2\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[10]。

澳大利亚苏拉特和美国粉河等盆地煤层气开发层系为侏罗系、白垩系和古近系的低–中低阶煤层,单井日产气量普遍超万方^[11–12]。与国外相比,中国新疆、内蒙古东部及东北部的低煤阶含气盆地成煤时代与国外相近,但煤层厚度更大,吐哈盆地沙尔湖凹陷和二连盆地吉尔嘎朗图凹陷的煤层总厚度最大分别达到310 m和220 m^[6]。但是由于受太平洋板块和印度洋板块的双重挤压影响,中国盆地普遍经历以碰撞和挤压为主

的燕山期和喜马拉雅期等多期构造演化,中–新生代的煤层也受到不同程度改造,煤体结构和渗透性显著变差,同时由于叠加了区域动力变质和岩浆接触热变质作用,煤层含气量相对较高,普遍超粉河等盆地 $1 \sim 2 \text{ m}^3/\text{t}$ ^[13–14]。中国低煤阶煤层普遍埋深较大,煤层水矿化度高(二连和阜新等多数盆地矿化度 $> 5\,000 \text{ mg/L}$,准噶尔盆地山前构造带为 $2\,000 \sim 17\,000 \text{ mg/L}$ 、盆缘为 $9\,000 \sim 36\,000 \text{ mg/L}$),目前勘探开发区主要位于单斜和向斜的承压水滞留区或断块、背斜等圈闭部位^[14]。

基于中国西北和东北地区主要含煤盆地钻井资料、煤田勘查资料和勘探成果,系统开展中国典型低煤阶煤层气富集成藏特性解剖,主要开展以下3方向研究:①基于国内、外典型盆地低煤阶煤层气成因判识和对比,在已有开发成果认识基础上,结合中国资源禀赋,分析中国煤层气突破方向;②系统讨论低煤阶和高煤阶煤层气成藏差异,明确低煤阶煤层气富集的主要控气因素;③结合煤层瓦斯分带及深部含气特征,分盆地、分层系、分煤阶开展煤层气赋存基本地质条件研究,提出关键评价参数和指标,形成递进开发选区评价思路。

本文立足于国外成功经验和中国资源禀赋对比、低煤阶和高煤阶成藏要素差异对比、浅部和深部煤层气富集模式对比及不同盆地选区评价参数差异对比,以期提出适应中国低煤阶煤层气勘探开发思路和开发路径,推动煤层气产业发展和持续增储上产。

1 低煤阶煤层气特征

1.1 低煤阶煤层气成因

煤层气成因包括热成因、生物成因和混合成因等,其中生物成因又可分为原生生物成因和次生物成因

因^[13]。原生生物成因气生成时,煤层埋藏浅,且煤层孔隙度高、含水量大,原生生物成因气难以在煤层中保存。目前已发现的低煤阶煤层气主要以次生生物成因气为主,具备后期改造的特点,是重要的气源补给类型。一般将甲烷碳同位素值($\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$)-55‰,作为划分生物成因气与热成因气的界限($\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} \leq -55$ ‰为生物成因气, $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4} > -55$ ‰为热成因气)^[15-16]。生物甲烷生成的途径主要有2种, CO_2 还原和乙酸发酵,可以通过碳、氢同位素($\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ 和 $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$)的关系进行判别^[17]。

在早期成岩作用阶段,煤岩通过微生物作用能形成一定数量的气态烃。在深成作用阶段,热成熟度相对较低时($R_o < 1.2\%$),干酪根降解会产生一定量重烃,同时产生 CH_4 和 CO_2 ,且腐殖型干酪根产生的 CO_2 多于腐泥型干酪根(图1)。随着热成熟度升高($1.2\% \leq R_o < 2.0\%$),有机质热解形成一定量的 N_2 ,伴随产生少量 H_2S 。此时液态烃开始裂解, CH_4 产量大增,石油裂解气成为天然气的主要成分,天然气的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值随着热成熟度的增加而变轻。在变生作用阶段,随着热成熟度进一步提高($R_o \geq 2.0\%$),液态烃几乎完全裂解,湿气进一步裂解,天然气以干气为主。在低煤阶煤层气中普遍发现存在一定含量的 CO_2 ,既有生烃过程中产生的,也有微生物后期改造形成的,同时还可能存在来自壳幔的无机 CO_2 。

美国粉河盆地是典型的低煤阶煤层气得到成功开发的盆地,含煤地层为新生界古新统,煤层主要为 R_o

分布在 $0.30\% \sim 0.40\%$ 的褐煤, $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ 为 $-60.0\% \sim -57.7\%$, $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ 为 $-331.3\% \sim -306.1\%$,以乙酸发酵形成的次生生物成因气为主^[21]。该盆地煤层还处于成岩作用阶段,其孔隙结构和煤岩割理十分发育,为游离气创造了储存空间,水文地质条件未遭破坏,为生物成因气的不断生成提供了有利条件。澳大利亚煤层气开发最成功的苏拉特盆地 Wallon 亚群煤岩 R_o 为 $0.35\% \sim 0.70\%$,平均值为 0.47% ,处于褐煤阶段,煤层气成因以次生生物成因气为主、热成因气为辅^[22]。煤层气开发层段地下水与地表水连通性好,邻近补给区煤层水盐度低,为细菌生长提供了适宜环境,且水流方向利于甲烷菌携入,促进次生生物成因气生成。煤层气 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ 为 $-64.10\% \sim -44.50\%$, $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ 为 $-238.0\% \sim -202.0\%$,干燥系数 $[\text{CH}_4/(\text{C}_2\text{H}_6+\text{C}_3\text{H}_8)]$ 为 $100 \sim 20\,000$,生物成因气占比约 80% ^[23],且以 CO_2 还原型为主(图2)。

中国低煤阶煤层气主要分布在西北和东北地区(图3),部分区块晚期生物成因煤层气的存在也被证实,如山西霍州的李雅庄煤矿、准噶尔盆地南缘、吐哈盆地沙尔湖凹陷、三塘湖盆地的汉水泉和条湖凹陷等(图3)^[24]。二连盆地已钻煤层气井实测煤层气 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ 在 $-69.4\% \sim -61.1\%$, $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ 在 $-272.7\% \sim -230.6\%$,属于乙酸发酵- CO_2 还原过渡型。吐哈盆地煤层气 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ 在 $-71.7\% \sim -63.4\%$, $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ 在 $-233.0\% \sim -219.0\%$,准噶尔盆地东部(准东地区)煤层气 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$

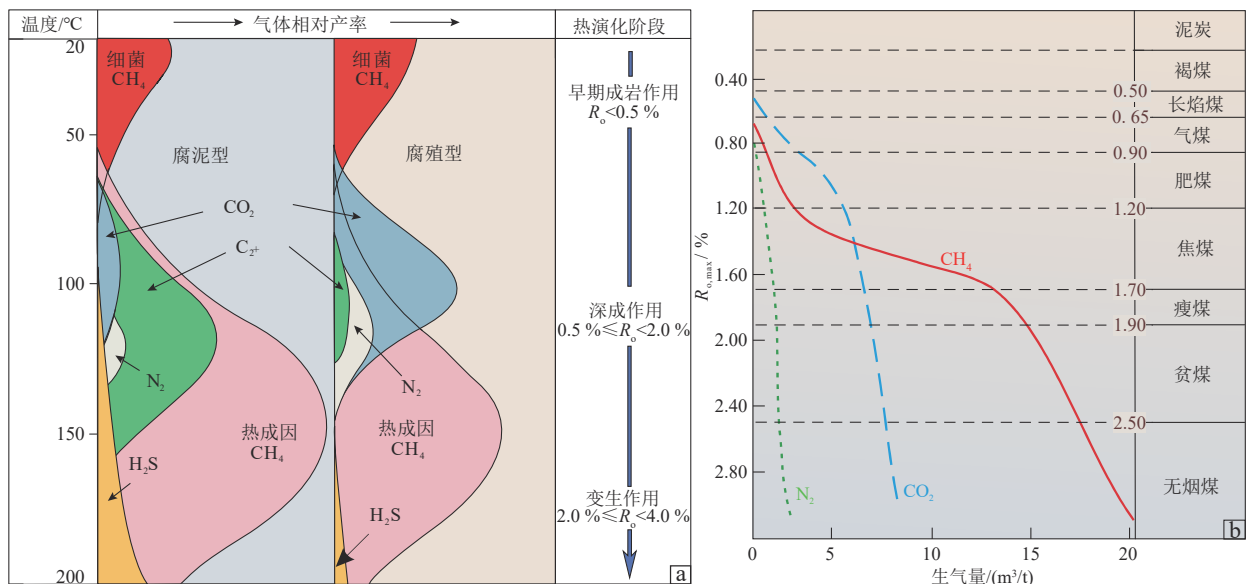


图1 不同类型烃源岩热演化过程中气体生成差异(据文献[18-20]修改)

Fig. 1 Differences in gas generation during the thermal evolution of different types of source rocks (modified after references [18-20])

a. 不同类型烃源岩生成气体差异;b. 不同煤变质阶段生成气体比例差异

($R_{o, \max}$ 为镜质体最大反射率值。)

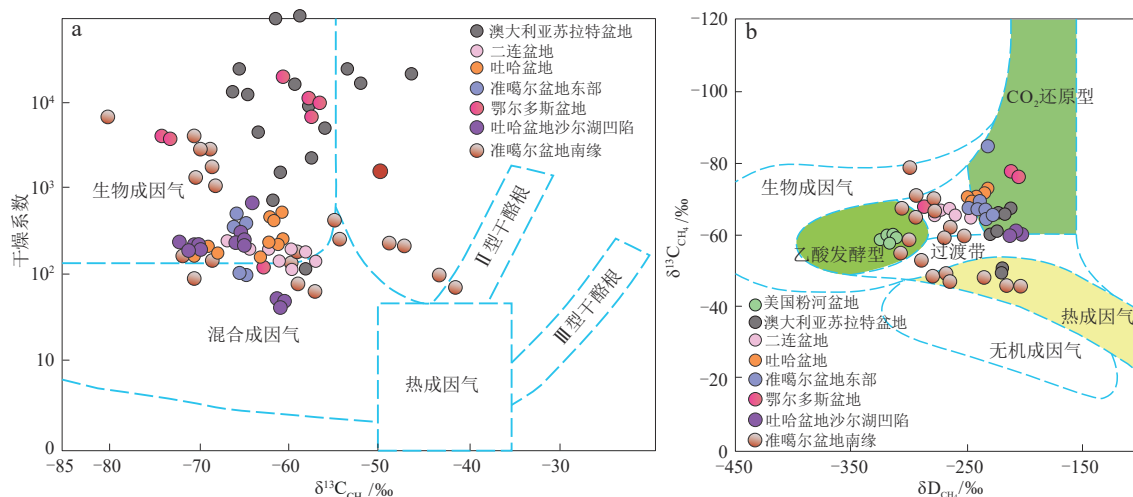


图2 中国典型低煤阶盆地与国外盆地煤层气成因对比(图版来自文献[25-26],数据来自文献[14,21,23])

Fig. 2 Comparison of genesis of CBM between typical low-rank coal-bearing basins in China and other countries (chart boards after references [25-26] and data from references [14, 21, 23])

a. 基于干燥系数 $[\text{CH}_4/(\text{C}_2\text{H}_6+\text{C}_3\text{H}_8)]$ 和 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ 关系的煤层气成因判别图版;b. 基于 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ 和 $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ 关系的煤层气成因判别图版

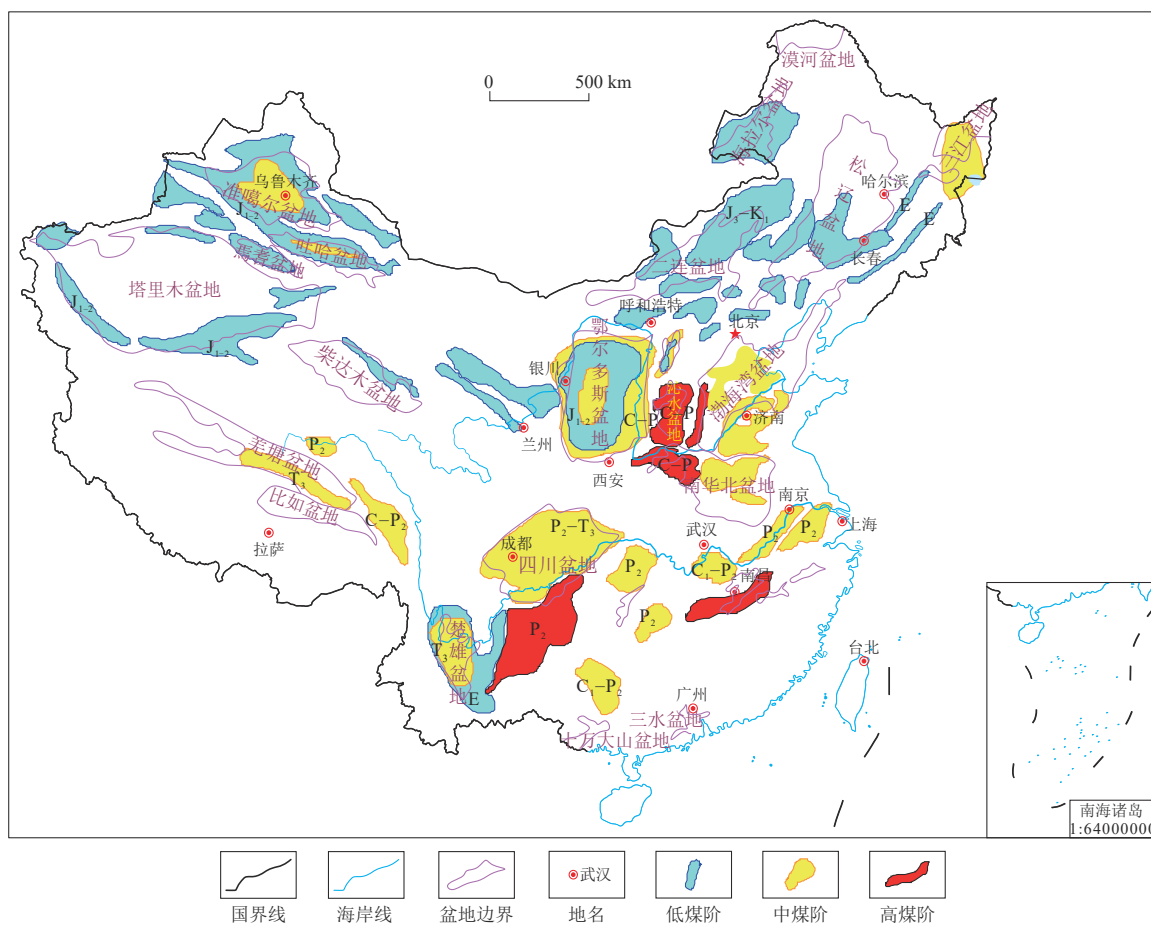


图3 中国典型低煤阶煤层气盆地分布

Fig. 3 Map showing the distribution of typical basins bearing low-rank CBM in China

在 $-81.0\text{‰} \sim -56.4\text{‰}$, $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ 在 $-245.0\text{‰} \sim -208.0\text{‰}$, 以乙酸发酵- CO_2 还原过渡型和 CO_2 还原型为主。鄂尔多斯盆地南部侏罗系浅部彬县低煤阶区的

煤层气以 CO_2 还原型生物成因气为主^[14]。准噶尔盆地南缘地区煤层气属于热成因和生物成因气混合型,受不同地区煤层埋深和水动力条件影响^[20]。

1.2 低煤阶煤层分布

中国低煤阶煤层层数普遍较多,赋存样式复杂多样,不同盆地的煤层厚度和含气性等存在较大差异(图3;表1)。西北地区煤层平均含气量介于3.00~14.00 m³/t,平均值为5.12 m³/t;甲烷浓度一般介于70%~93%,平均值为87%;理论含气饱和度介于30%~85%,平均值为62%;资源丰度变化范围为(0.11~2.95)×10⁸ m³/km²,平均值为0.89×10⁸ m³/km²[27]。从含气量看,整体上西北地区的含气量普遍不高,但在准噶尔、天山和河西走廊聚气带的有些含气区的含气量稍微偏高一些。东北地区整体含气量也不高,平均含气量在3.00~10.00 m³/t,甲烷浓度较高,含气性较好(表1)。

2 四元控气模式

通过系统梳理低煤阶煤层气地质特征,解剖受构造、水动力场和温-压场协同驱动的低煤阶煤层气成藏要素,提出了“微相控煤、水文控烃、埋深控储、构造控藏”四元控气模式。

2.1 微相控煤

沉积微相控制煤层纵、横向发育特征及煤岩差异,决定成藏物质基础,控制煤层顶-底板岩性,影响地层封盖能力。在差异岩性组合和顶板封闭能力约束下,煤系流体压力系统垂向叠置发育,煤层含气性呈“波动式”变化,当煤层顶-底板泥岩含量较高时,其封闭性

表1 中国西北和东北地区主要含气区煤级与含气量情况(部分含气区包含中煤阶煤层)

Table 1 Coal grades and gas contents of main gas-bearing regions in northwestern and northeastern China (some regions bearing middle-rank coal seams)

聚气带	含气区	含煤地层	煤级	含气量/(m ³ /t)	甲烷浓度/%	含气饱和度/%
准噶尔盆地	淮南	J ₁₋₂	CY-FM	6.20	85~90	55
	准东	J ₁₋₂	HM-QM	4.00	90	30
	淮北	J ₁₋₂	HM-QM	6.00	92	78
天山	白家海	J ₁₋₂	CY-FM, FM	14.00	—	>100
	伊犁	J ₁₋₂	CY-QM	3.80	<80	62~85
	尤尔都斯	J ₁₋₂	CY-QM	6.50	<93	62~85
	焉耆	J ₁₋₂	QM	6.10	<80	62~85
塔里木盆地	库米什	J ₁₋₂	CY-QM	6.00	<80	62~85
	南缘	J ₁₋₂	QM-SM	4.00	—	—
	北缘	J ₁₋₂	CY-JM	4.00	70~80	—
吐哈盆地	吐哈	J ₁₋₂	HM, CY, QM	4.00	85~90	75
三塘湖盆地	三塘湖	J ₁₋₂	CY-QM	4.32	80	78
柴达木盆地	柴北缘	J ₂₋₃	CY-PM	3.00	85	70
河西走廊	祁连山	C ₂ , J ₂	CY-JM	5.00	<80	33~62
	山丹	C ₂ , J ₂	QM-JM	4.00	<80	37~48
	景泰	C ₂	SM	5.00	85	41
	靖远	C ₂ , J ₂	CY-QM	6.00	85	54~75
	西宁	J ₂	CY-SM	8.00	90	62~69
	窑街	J ₂	CY, QM	5.00	85	45~53
	阿干镇	J ₂	CY	6.00	90	62~69
	中卫	C ₂ , J ₃ , P ₁	QM-WY	7.00	90	50~66
	吉尔嘎朗图	J ₃ , K ₁	HM	1.00~4.00	75~90	74~91
二连盆地	霍林河	J ₃ , K ₁	HM	0.50~6.00	91	>100
	呼和湖	K ₂	HM, CY	3.00	—	32~80
海拉尔	伊敏	K ₁	HM-CY, JM	0.50~9.00	—	—
鸡西	梨树	K ₁	FM, JM	6.00~10.00	90	86~99

注:“—”代表无数据。

WY为无烟煤;PM为贫煤;SM为瘦煤;JM为焦煤;FM为肥煤;QM为气煤;CY为长焰煤;HM为褐煤。

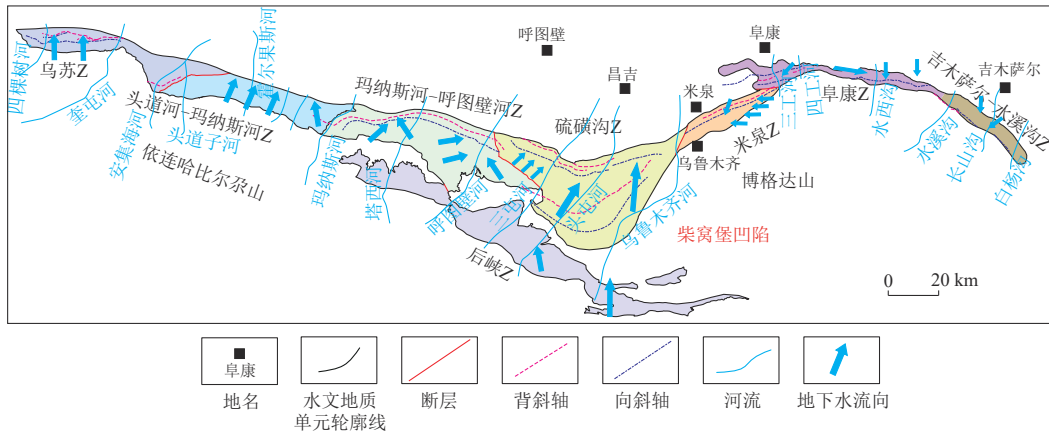


图5 准噶尔盆地南缘水文地质单元划分和地下水流向示意图

Fig. 5 Schematic diagram showing the division of hydrogeologic units and groundwater flow directions along the southern margin of the Junggar Basin
(Z为水文地质单元。)

左右;埋深小于1 500 m时, $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ 和埋深有很好的正相关关系,由生物成因气转变为热成因气,埋深在1 000~1 500 m以热成因气为主,并且可能存在有其他气源的输入,深部成熟度更高的煤岩生成的气体经历运移后在浅层煤岩中被吸附保存(图6)。

2.4 构造控藏

构造作用决定着地层沉降、抬升史和现今煤层埋

藏深度,影响了储层倾角、煤体结构和煤层构造样式,进而控制煤层气成藏模式^[33]。浅部煤层气区,一般为欠饱和煤层气藏,在宽缓构造部位需要有良好的顶-底板围岩封盖成藏,表现为宽缓向斜控气模式,高陡不对称向斜和单斜则一般需要水动力封闭控气。在深部煤层气区,吸附气被上覆地层强封闭成藏,游离气易在背斜或鼻状隆起构造高点富集,顶-底板为碎屑岩时,气体向顶-底板砂岩中短距离运移形成煤系气藏。

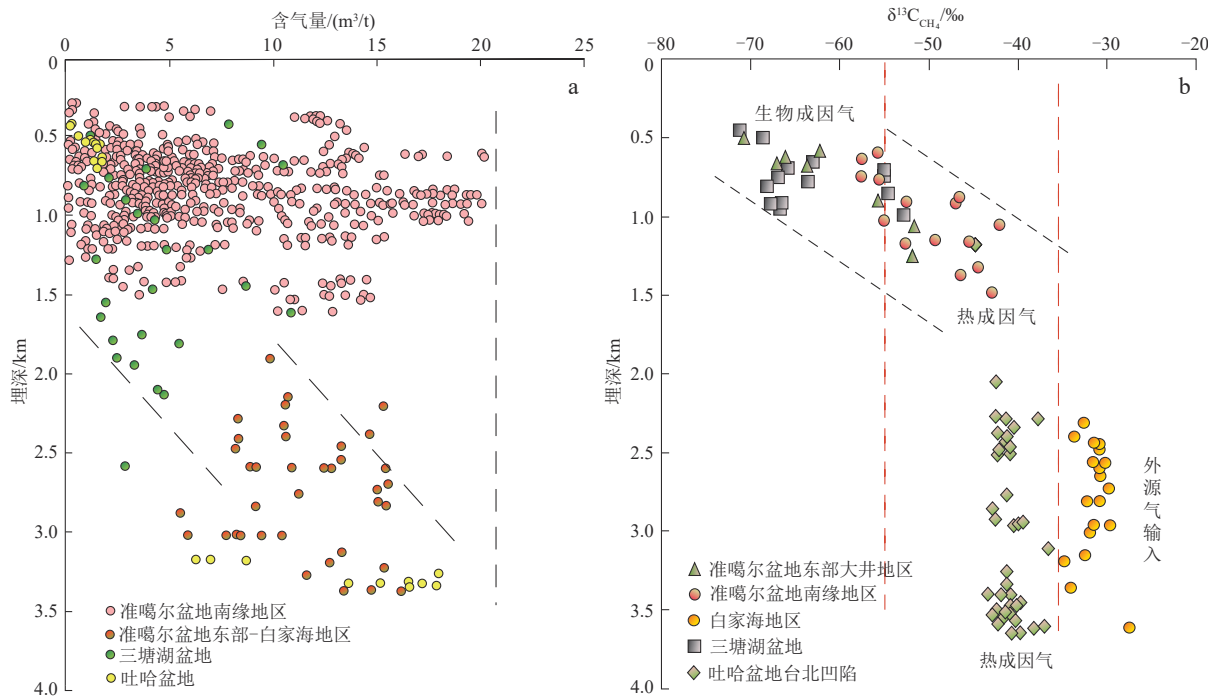


图6 中国不同埋深条件下低煤阶煤层气含气量(a)及甲烷碳同位素值(b)的变化(部分数据来自文献[14,21,32])

Fig. 6 Variations in the gas content (a) and carbon isotopes (b) of low-rank CBM at various burial depths in major low-rank CBM producing regions across China (partial data from references [14,21,32])
(虚线段表示变化趋势。)

在气藏形成过程中,构造应力场特征和内部应力分布状况的不同,导致煤层和封盖层的结构、产状、裂隙发育和地下水的流动情况出现差异从而影响煤层气保存。根据构造应力特征和组合关系,可以总结出低煤阶盆地主要发育5种有利构造。①缓倾斜:构造简单,含气性、渗透性和保存条件均较好,次级褶皱部位聚气条件好。②单斜:易形成水力封堵气藏,煤层甲烷有利保存区带是近供水区和承压区,水充填于孔、裂隙中,形成水体压力封存。③背向斜:背斜密集区煤层气含量较高,背斜两翼含气性较好,背斜轴部含气性取决于构造性质和盖层封盖性。④浅部急倾斜:通过断层沟通,使得深部热成因气运移至浅部煤层再吸附成藏,为高陡煤层提供了侧向封堵,使得煤层气得以保存。⑤凹陷:巨厚煤层一般发育在缓坡带-凹陷带,顶板泥岩发育,封盖条件有利,吐哈盆地等在内部发育复杂断块和一些残余凹陷,煤层气通过断层等向附近砂岩层运移,形成深部煤系气共储模式^[34](图7)。

3 典型盆地解剖

3.1 准噶尔盆地

准噶尔盆地聚煤中心位于盆地两端,埋深跨度大,含气量为 $2 \sim 10 \text{ m}^3/\text{t}$,煤层倾角集中在 $1^\circ \sim 58^\circ$ 。准噶尔盆地南缘前陆冲断带紧邻生烃凹陷^[35],通过断层沟通,使得深部热成因气运移至浅部煤层再吸附成藏,同时山前大量冰雪溶水渗入煤层,一方面有利于次生生物成因气生成,另一方面为高陡煤层提供了侧向封堵,使得煤层气得以保存,具备多种气源补充形成高含气带,局部构造高点形成煤层气富集区的条件。准东地区南、北两侧的造山带多期次隆升,山前地带普遍接受厚层沉积,并在其后的地质时期持续沉降,封盖条件较好,煤化作用强烈,山前的断陷和深凹陷是准东地区煤层气勘探的主要目标区。准噶尔盆地低煤阶煤层气可分为深部和浅部两种富集成藏模式。深部的下部气体运移,在有利保存位置富集并成藏(图7a);浅部主要受水文条件影响,水力封堵,煤层自封闭,次生生物生气,过渡带成藏(图7b)。

准噶尔盆地煤层沉积厚度为 $200 \sim 3\,800 \text{ m}$,煤层主要发育在下侏罗统八道湾组(J_1b)和中侏罗统西山窑组(J_2x)。盆地南缘煤层厚度分布不均,东部煤层厚度大于西部;整体上看,从盆地边缘向盆地内部煤层厚度增大(图8a)。 J_1b 在盆地南缘为含煤最好区带,呈WE向展布,东部阜康和五彩湾地区煤层厚 $10 \sim 20 \text{ m}$,西北缘

厚煤区位于克拉玛依—乌尔禾一线以东。 J_2x 在南缘为主要聚煤中心,累计煤层厚度一般为 $5 \sim 20 \text{ m}$,煤层最厚大于 70 m 。盆地中心含煤较差,厚度一般小于 10 m 。侏罗纪是准噶尔盆地最重要的成煤期,煤层稳定连续发育,含煤沉积构造几乎遍布整个盆地(图9)。

准东地区除侏罗系煤系烃源岩发育丰富外,在石炭系中还发育有高-过成熟的暗色泥岩和凝灰质泥岩等烃源岩,有利于天然气的生成^[33]。石炭系烃源岩主要形成于碰撞期后岛弧构造背景,南北隆坳相间,受其控制,地层呈NW-SE向展布(图8b)。石炭系烃源岩在整个盆地几乎均有分布,在盆地西北缘玛湖凹陷附近断裂带厚度最大,超过 200 m ,中部滴水泉凹陷、东道海子凹陷以及莫北凸起烃源岩厚度也较大,岩性主要为泥岩和炭质泥岩,具有高成熟度,盆地南缘烃源岩厚度在 100 m 以上,盆地西部厚度较小。

准噶尔盆地南缘(淮南地区) J_1b 埋深大于 $1\,200 \text{ m}$,准东地区与准噶尔盆地北缘(淮北地区)相似,煤层埋深较浅,绝大部分地区煤层埋深小于 $1\,200 \text{ m}$,盆地中部地区煤层埋藏最深,埋深超过 $4\,000 \text{ m}$;淮南地区 J_2x 煤层埋深在 $800 \sim 1\,200 \text{ m}$,淮北地区煤层埋深较浅,大部分埋深小于 $1\,200 \text{ m}$ 。准东地区盆地内部埋深多在 $3\,200 \text{ m}$ 以上。

3.2 二连盆地

二连盆地群位于内蒙古中部,东西长约 960 km ,南北宽 $85 \sim 426 \text{ km}$,面积约 $117\,685 \text{ km}^2$ 。盆地群受NEE向、NE向和WE向展布的基底断裂控制,总体呈现“五坳一隆”的格局,分布6个一级构造单元,由21个凸起和56个凹陷组成^[36](图10)。二连盆地凹陷多,埋深一般小于 $1\,000 \text{ m}$,层数多,累计厚度大,含气量偏低,为 $1 \sim 7 \text{ m}^3/\text{t}$,主要与该区以褐煤为主且吸附能力弱有关,煤层倾角一般小于 15° 。以二连盆地吉尔嘎朗图凹陷为例,巨厚煤层一般发育在缓坡带-凹陷带的三角洲和湖泊沼泽相,富煤区往往顶板泥岩发育,封盖条件有利,配合水文条件处于弱径流-滞留区,利于生物成因气生成,承压区利于煤层气侧向封堵。二连盆地煤层层数多,累计厚度大,有典型的薄煤层与碎屑岩类地层频繁互层的成藏地质条件,形成了典型的多薄煤层发育区煤系综合含气富集模式。

内蒙古二连盆地的霍林河凹陷和吉尔嘎朗图凹陷等白垩系聚煤凹陷,其上侏罗统-下白垩统含煤地层的煤层层数多,累计厚度大($60 \sim 220 \text{ m}$),综合来看存在3种典型煤层类型(图11)。其中吉尔嘎朗图凹陷分布巨厚煤层,厚度在 100 m 左右,可以单独实现低煤阶

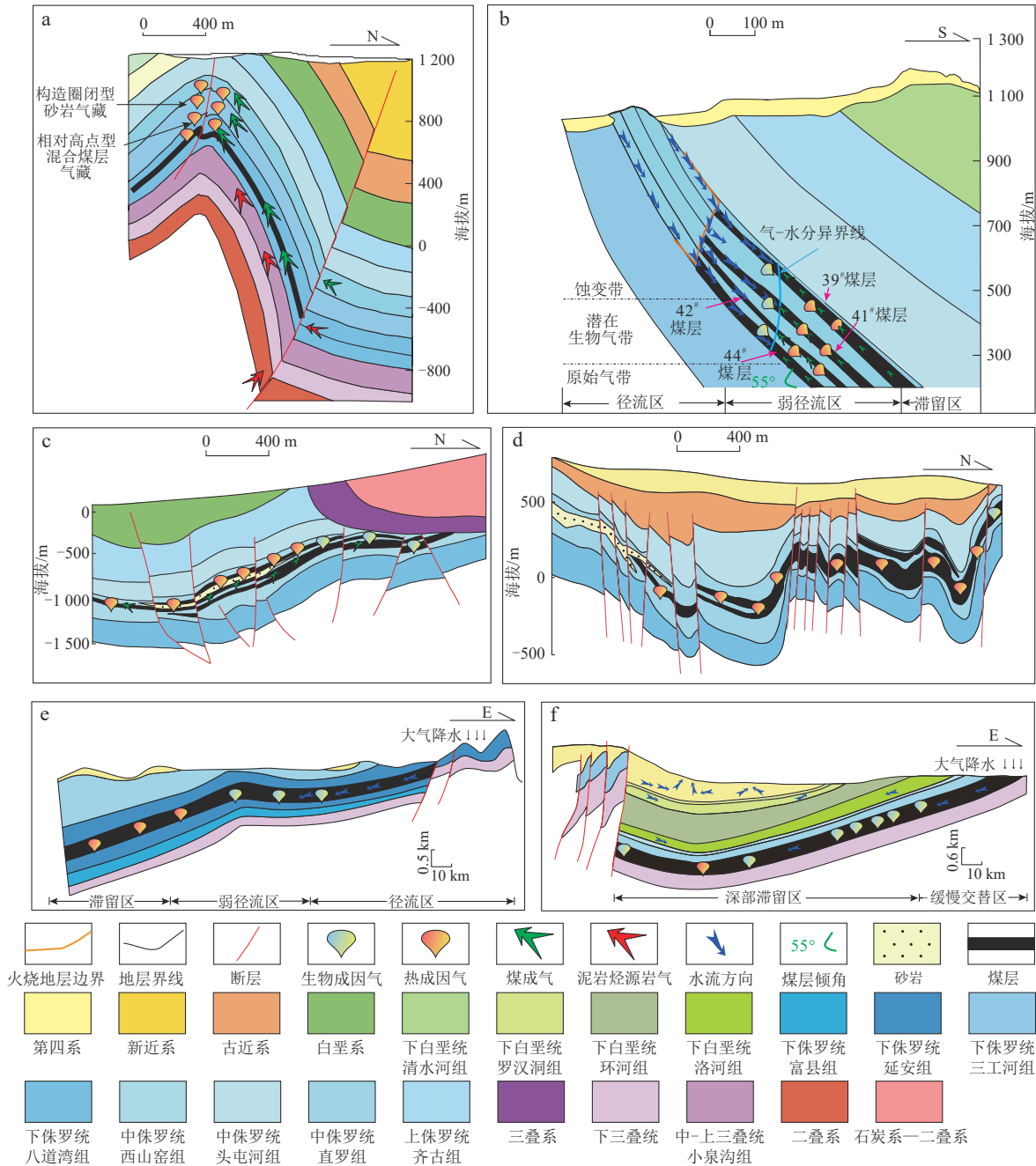


图7 中国低煤阶煤层气富集成藏模式

Fig. 7 Schematic diagrams showing the enrichment and accumulation patterns of low-rank CBM in China

a. 深部煤系多元封存; b. 浅部急倾水动力; c. 复杂断块深部煤系封存-浅部煤层自封存; d. 残余凹陷深部煤层-煤系封存; e. 宽缓斜坡弱径流水动力; f. 断陷斜坡向心流水动力

煤层气开发。霍林河凹陷等发育中等厚度煤层,厚度小于30 m,需要综合水文地质条件等进一步分析煤层气富集条件。在赛罕塔拉凹陷发育薄互层煤系,较薄煤层频繁与砂岩、粉砂岩和泥岩互层,应当以煤系气为勘探方向。

3.3 吐哈盆地

吐哈盆地煤层埋深范围大,在600~3 100 m,含煤

层10~30层,累计厚度30~180 m,含气量为2~10 m³/t,煤层倾角集中在5°~30°。综合吐哈盆地构造地质条件特征及煤层气含气量和气测显示结果判断,吐哈盆地主要存在复杂断块和残余凹陷两种煤层气富集模式(图7c,d)。复杂断块是指由于地质构造运动导致断块错落有致,煤层气富集呈现出分布不均匀和异常复杂的特点。而残余凹陷则是指在构造运动过程中,原有凹陷被挤压变形,形成了新的凹陷,煤层气富

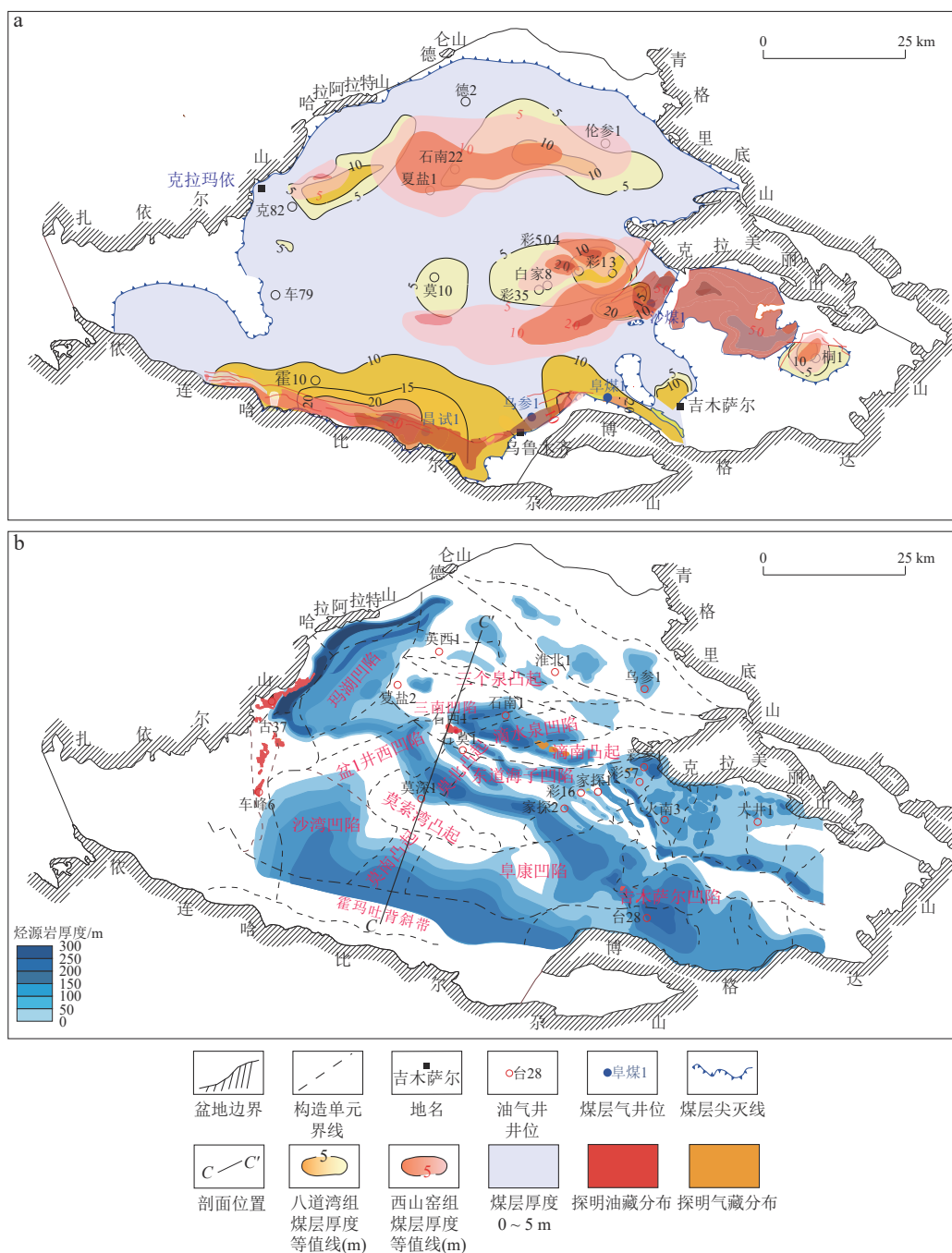


图8 准噶尔盆地侏罗系煤层(a)与石炭系烃源岩(b)分布

Fig. 8 Planar distribution of the Jurassic coal seams (a) and the Carboniferous source rocks (b) in the Junggar Basin

集呈现出分布均匀且规律性强的特点。煤层气通过断层等输导体系向附近砂岩层运移,离煤层越近的砂岩,气测全烃值越高,形成山前带复杂断块区浅层煤层气、深部砂煤共储煤系气藏。吐哈盆地南部发育多个独立的侏罗系残余含煤沉积凹陷,煤岩演化程度低,未进入热成因气大量生成阶段,为早期原生生物成因气。

3.4 鄂尔多斯盆地

鄂尔多斯盆地中-西部延安组,含煤层10~15层,

总厚度5~48 m,含气量为1~10 m³/t,煤层倾角集中在2°~8°。盆地内部构造相对稳定的承压区或滞流区,地层水矿化度与地下水的径流强弱关系密切。沿盆地边缘露头向盆地内部,地层水矿化度随地层埋藏深度的增加而升高。从煤层含气性与水文地质条件的关系看,鄂尔多斯盆地煤层含气性与水文地质条件密切相关,地下水矿化度较大的地区,地下水动力条件较差,煤层含气量较高;地下水矿化度较小的地区,地下水动力条件活跃,煤层含气量较低。

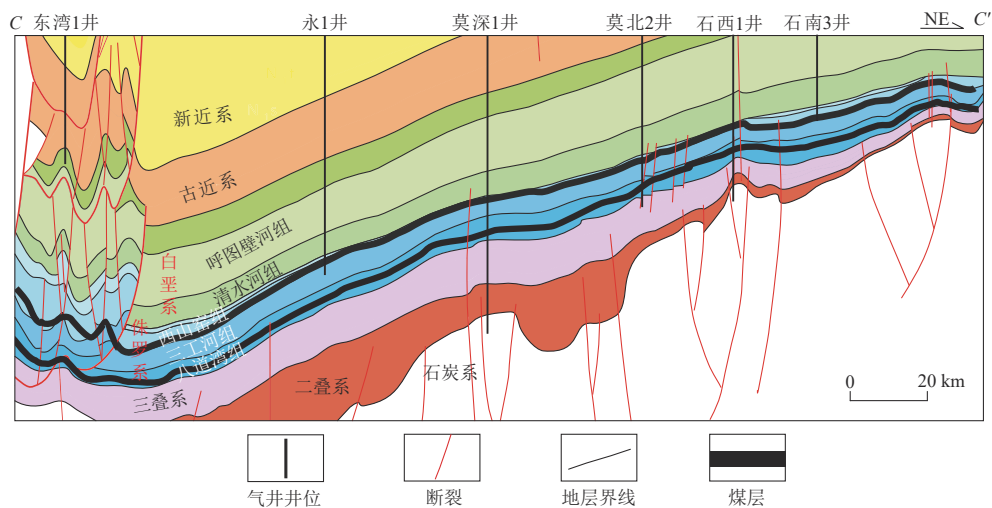


图9 准噶尔盆地深部煤层纵向分布特征(剖面位置见图8b)

Fig. 9 Vertical distribution section of deep coal seams in the Junggar Basin (see Fig. 8b for the section location)

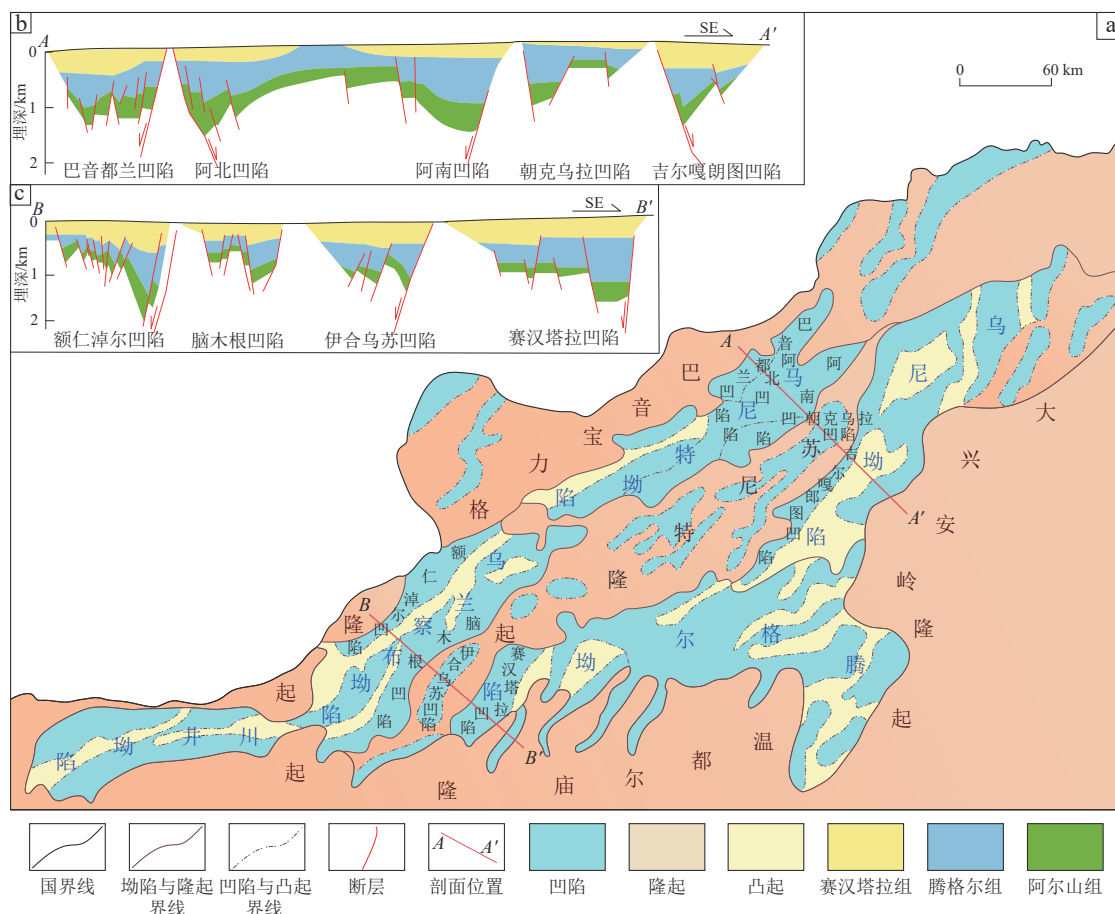


图10 二连盆地凹陷分布特征(a)及含煤地层典型剖面(b,c)

Fig. 10 Sag distribution (a) and typical sections of coal-bearing strata (b, c) in the Erlian Basin

通过分析构造特征、水动力场与煤层气富集成藏的关系,鄂尔多斯盆地侏罗系低煤阶煤层气成藏应属于单斜富气模式,主要包括宽缓斜坡弱径流水动力和断陷斜坡向心流水动力煤层气富集模式。对于宽缓斜坡弱径流水动力富集模式,该类型浅部煤层含气量高

于深部,浅部受大气降水补给,矿化度降低,适合甲烷菌繁殖,生物成因气补给煤层气(图7e)。对于断陷斜坡向心流水文地质发育区,断裂和斜坡带水流均可以携带微生物进入煤层,促进生物成因气的生成,在较大埋深处存在一定热成因气(图7f)。

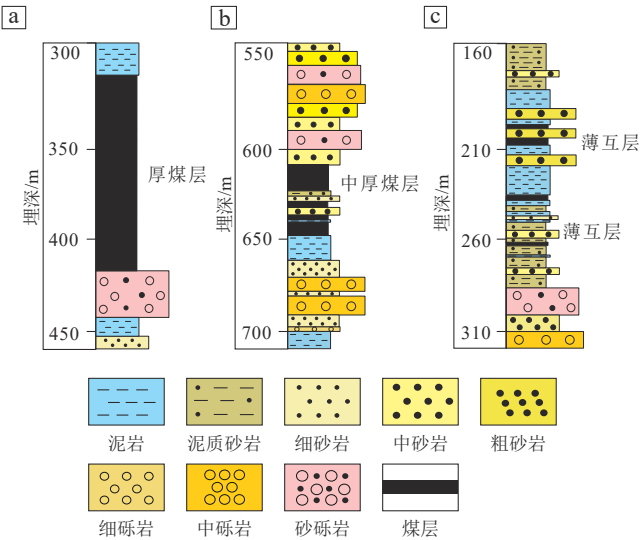


图 11 二连盆地典型凹陷低煤阶 3 种典型煤层段组合类型
Fig. 11 Three typical coal seam interval combinations in typical sags in the Erlian Basin
a. 吉尔嘎朗图凹陷 ;b. 霍林河凹陷 ;c. 赛汉塔拉凹陷

4 两种潜在高产模式

以沁水盆地南部和鄂尔多斯盆地东缘为代表的中-高煤阶煤层气生产基地是目前中国煤层气产量主体来源。沁水盆地南部(晋城)、鄂尔多斯盆地东南缘(韩城—延川南)、沁水盆地北端(寿阳—阳泉)和黔北—川南(织金—筠连)等中国高煤阶煤层气富集区煤层均以深成热变质作用为主,部分地区叠加了一些区域岩浆热变质成因。高煤阶煤层气富集规律是含气量和渗透率在不同埋深和构造条件下耦合配置的结果。沁水盆地在煤层埋深< 500 m, 500 ~ 800 m 和> 800 m 的层段,分别发育向斜富集模式、褶曲翼部斜坡带富集模式和构造高位富集模式。

中国低煤阶煤层气藏普遍具有煤层厚度大、层数多、含气量中等、渗透性偏低和水动力条件较活跃等特点,且生物成因气占比很大,游离气含量较中-高煤阶煤层高。基于中-高煤阶吸附气理论的常规煤层含气量测试方法,不能完全适用于低煤阶煤层气。同时,低煤阶煤由于机械力学强度弱而易破碎,其储层物性也与高煤阶有所差异。低煤阶煤层相对高孔和高渗,呈现厚层或多薄层叠置,浅部存在盆缘斜坡带新成藏、小型断陷古成藏和淡水补给缓流成藏,在深部受构造和保存条件影响(表 2)。

4.1 多薄煤系天然气共聚

国内、外勘探发现的低煤阶煤层主体形成于陆相环境,具有煤层层数多、累计厚度大的特点。澳大利亚苏拉特盆 Walloon 亚群煤层单煤层厚度 0.1 ~ 4.2 m, 亚群累计厚 20 ~ 40 m^[21,36-37]。煤层含气量主体部分在 4 ~ 7 m³/t(干燥无灰基),含气比(含气量/兰氏体积)在 58 % ~ 158 %(平均为 102 %),这一类型煤系中单一气层薄,但是累计总体含气量大,构成煤系立体组合储集体,在开发过程中将主体含煤层段同时打开,实现了多薄煤层共同产出^[38]。

二连盆地含煤地层分布广泛,发育良好,部分凹陷存在薄煤层与碎屑岩类频繁互层的成藏地质条件:① 煤系单一含气层(煤层和泥页岩)较薄,但累积生烃潜力巨大,可构成天然气优质复合储集体;② 薄层源岩层与围岩具有更大接触表面积,利于煤层气排出并转化为游离气,有助于煤层排水和气体解吸产出。综合考虑低煤阶煤层气生物成因,有利的多薄煤系气富集成藏条件是:① 浅部煤层气含气量呈现随埋深加深先增加后降低的趋势,与现今或古淡水入渗有关,受煤岩吸附能力、煤层压力和补给水可

表 2 中国低煤阶与中-高煤阶煤层气富集和产出特征对比
Table 2 Comparison of the enrichment and occurrence characteristics between low-rank and middle-to high-rank CBM in China

煤阶	煤层气成因	储层特征	富集要素	产出要素	富集模式	高产模式
中-高煤阶	深成热变质作用成因	生气量大、吸附能力强,微小孔发育,连续性好	埋深、构造和煤体结构等	含气量和渗透率耦合配置	向斜富集、褶曲翼部富集、构造高点和水动力控藏等多类型富集模式	埋深和构造应力控制渗透率,吸附气与深部游离气共聚
低煤阶	热成因与生物成因共存,生物成因气占比大	相对高孔、高渗,厚层多或多薄层叠置	煤厚、埋深和储层封闭性等	气源补充与物性匹配性	浅部在盆缘斜坡带新成藏、小型断陷古成藏和淡水补给缓流成藏等;深部受构造和保存条件影响	气源补给(生物成因气和深部热成因气),厚煤层、多薄层合采

及性等综合作用影响,在合适埋深、水文和构造条件下,生物成因气可以保存,但是埋深太浅或太深都会导致低煤阶煤层含气量降低;②煤岩组分、煤层厚度、煤岩顶-底岩性和煤岩物性等储层特征对含气量有重要影响;③盆缘斜坡带新近成藏和小型断陷古成藏两类模式,在不同小型凹陷需具体解剖。二连盆地多样式的断陷盆地内凹陷具备上述有利的低煤阶煤层气富集成藏条件,需要针对不同凹陷开展针对性解剖(图3)。

4.2 深部煤层气多元封存

煤层生气能力强,随着埋深加大,保存条件变好,游离气在煤层内部、邻近层系或者上、下岩层中聚集,形成深部煤层吸附气和游离气共聚模式,在多个地区展现了良好开发潜力。准噶尔盆地白家海地区多口井在2000 m以深获得工业气流,2020年的彩探1H井,钻遇 J_2x 埋深2385 m煤层,试气最高日产气量 $5.7 \times 10^4 \text{ m}^3$,稳产气量 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。该井水平段长1000 m,分23段、47簇压裂,产液量21987 m^3 ,产砂量1840 m^3 ,煤层快速见气、稳产、不含水,呈现出深部煤层吸附气和游离气共聚、共产特征^[33]。

准噶尔盆地白家海地区在较浅部位以吸附气为主,在深部表现为吸附气和游离气共聚。深部煤层本身有丰富的游离气,已经证明研究区下部石炭系烃源岩产生的天然气通过断裂体系运移至 J_2x 和 J_1b 煤层再

富集成藏^[33]。白家海凸起 J_2x 上部及 J_1b 底部各发育一套全区稳定分布的湖泊相泥岩,形成了良好的区域盖层,煤层中的游离气不易散失并且 J_2x 和 J_1b 煤层构造形态均表现为西南倾单斜背景下的鼻状构造,保存条件好,也利于煤层中游离气富集成藏。另一种是在深部条件下,煤层和附近砂岩形成共生气藏, J_1b 煤层顶-底板及附近砂岩发育,既有煤层吸附气,又有砂岩游离气,区域性盖层稳定,可以形成共生气藏,在良好的保存条件下封存^[39-43](图12)。深部煤层气多元封存受控于稳定的构造条件、有效的顶-底板封盖和煤层自封闭性,在上述多要素耦合下,吸附气和游离气同时赋存,形成超压煤层气藏。

5 低煤阶煤层气甜点评价指标及资源开发潜力

基于上述勘探成果和理论认识,建立以资源条件、保存条件和产出条件等为关键指标的选区评价体系,其中深部热演化煤岩区和盆内正向构造单元是低煤阶煤层气勘探有利区。

5.1 关键评价参数和划分标准

在四元控气机理分析基础上,综合提出煤岩组成、资源条件、保存控富、产出条件和可改造特性共5种因素,其中资源条件和产出条件是影响低煤阶煤层富集

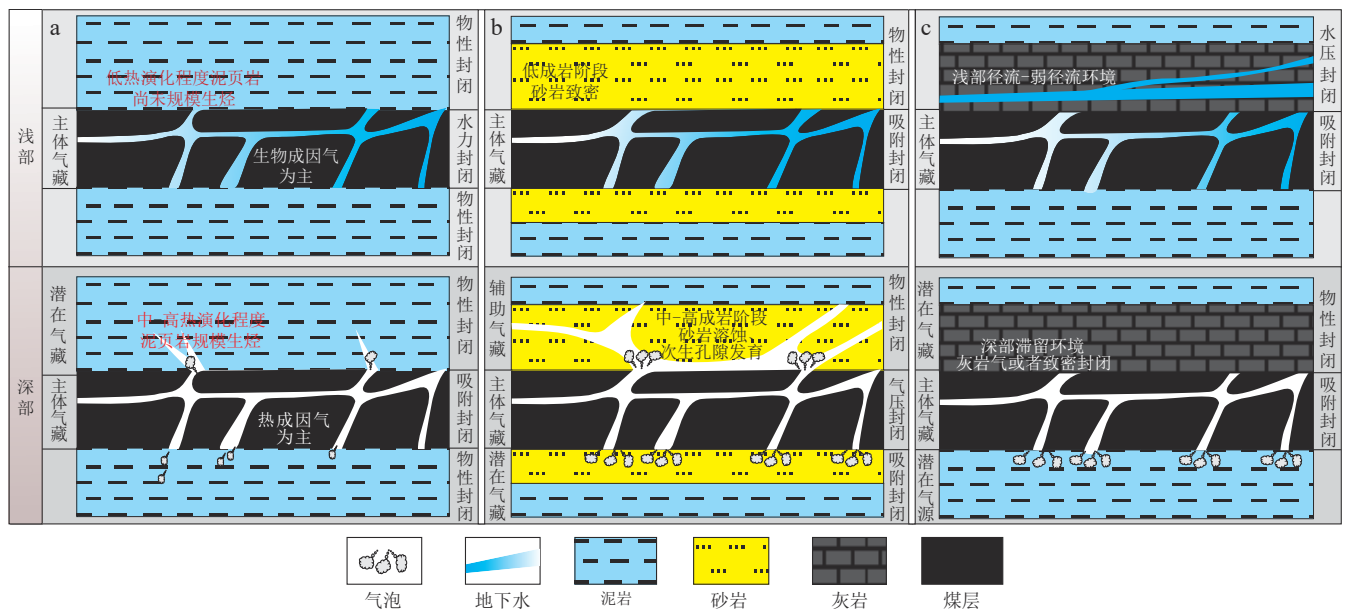


图12 典型盆地不同埋深低煤阶含煤岩系天然气赋存特征

Fig. 12 Natural gas occurrence characteristics of low-rank coal-bearing rock series at various burial depths in typical basins

a. 煤层-泥岩组合成藏特征;b. 煤层-砂岩组合成藏特征;c. 煤层-灰岩组合成藏特征

(白色和白-蓝渐变充填的不规则部分为不同封闭条件下形成的气藏,白-蓝渐变表示地下水含量差异。)

高产的关键因素,产出条件和可改造性对后续开发中能否大量产气具有重要影响。通过对中国低煤阶煤层解剖,建立低煤阶煤层气选区评价指标体系,划分富集高产主控因素类型,明确典型指标参数(表3)。

每个盆地的低煤阶煤层气 R_0 差别较大,0.25%~0.70%均有分布,可将 $R_0 \geq 0.60$ 划分为Ⅰ类区,具体参数根据不同盆地 R_0 值进行调整。低煤阶煤层单层厚度均较大,不同盆地之间差别较大,如二连盆地单层最大厚度可达100 m,准噶尔盆地中心煤层厚度小于10 m,最大厚度可达70 m,划分标准难以确定,厚度越大,资源条件越好,具体参数可根据不同盆地厚度进行调整。低煤阶盆地含气量均较低,整体上小于 $10 \text{ m}^3/\text{t}$,当含气量小于 $2 \text{ m}^3/\text{t}$ 时,可划分为Ⅲ类区,其余可根据具体盆地含气程度进行调整。煤层气的保存对盖层条件要求严格,而水文地质条件则可以影响生物成因气的生成。在低煤阶盆地中存在高倾角,高倾角不利于煤层气产出,而倾角较为平缓时可不考虑这个因素。原生结构煤岩,较硬、较脆的煤岩在后续开发压裂时改造性更好。对于勘探程度较低的地区,煤厚、含气量、气源补给、盖层条件和煤体结构是低煤阶煤层气选区优先考虑的重要参数。

5.2 递进选区评价思路和方法

煤系中煤层、砂岩层和泥页岩层往往相互叠置,煤层和泥页岩有机质生成的气会在自身存储饱和后逸散至邻近的砂岩层、灰岩或其他岩层,共同聚集为煤系气藏,这种复合气藏在非常规油气资源中占比较大。如塔北库车坳陷的14个煤系气田,克拉2气田资源丰度为 $59.05 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,克拉2-7井累计煤系气产量超过 $125 \times 10^8 \text{ m}^3$,克深气田是中国第一个储层深度大于6 000 m的超深层煤系气田,3个煤系气田占塔里木盆地资源量的90%以上。然而,由于关键技术尚未突破,煤层气勘探开发领域向煤系气的拓展受到限制,若能实现煤系气(煤层气、页岩气和砂岩气)的同勘共采,势必提升单井产量。

根据不同盆地和区块煤层气勘探开发程度,提出递进选区评价思路。该体系包括中-浅部和深部煤层气2部分,通过区分急倾高陡、断陷区带、深部缓坡、逆冲断裂和盆地凸起等构造单元,结合煤层气成因和水文地质条件,总结出3种开发模式,包括以煤层气为主(厚煤层)、以煤系气为主(兼顾薄层)和厚-薄层统筹的煤层气/煤系气开发模式。然后进行区域地质分析

表3 中国低煤阶煤层气藏有利区评价参数及划分标准

Table 3 Assessment parameters and classification criteria for play fairways of low-rank CBM in China

条件类型	条件 权重	典型参数		I 类区	Ⅱ 类区	Ⅲ 类区	典型盆地指标
煤岩条件	0.05	$R_o/\%$		≥0.6	0.6 ~ 0.4	≤0.4	二连盆地整体上小于其他盆地
资源条件	0.25	煤层 厚度	单煤层	相对厚度越大越好			二连盆地整体上高于其他盆地
			多薄煤层	低煤阶多薄煤层发育, 累计厚度越大越好			累计厚度:吐哈盆地>二连盆地>准噶尔盆地>鄂尔多斯盆地
		含气量		根据具体盆地调整			整体上, 准噶尔盆地>吐哈盆地与鄂尔多斯盆地>二连盆地
		气源补给		大量生物成因 气补给	少量生物成因 气补给	无外源气补给	生物成因气补给对二连盆地煤层气控制更显著
保存条件	0.20	盖层条件		封闭性好	封闭性较好	封闭性差	—
		水文地质条件		深部滞留区、 浅部弱径流区	中、深部 弱径流区	径流区	水动力对鄂尔多斯盆地和二连盆地影响更为显著
产出条件	0.25	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)		≥1.0	1.0 ~ 0.1	≤0.1	—
		煤层倾角		倾角≤15°时, 不列为指标参数; 倾角≥70°时, 划分为Ⅲ类区			准噶尔盆地煤层倾角最大, 吐哈盆地次之, 鄂尔多斯盆地和二连盆地煤层倾角不列为指标参数
可改造性	0.25	煤体结构		原生结构、碎裂煤	碎粒煤	糜棱煤	—
		岩石力学性质		高杨氏模量, 低泊松比	低杨氏模量, 高泊松比		—

注:表中“—”表示无数据。

与类比对潜力区进行预测,通过分析煤层厚度、埋深、含气量和 R_0 等煤层基础数据进行有利区优选,再递进到通过分析煤岩组成、保存条件以及可改造性等地质因素进行甜点区优选,实现新区深部和老区浅部的地质-工程一体化评价(图13)。

5.3 低煤阶煤层气资源潜力

淮南地区已建成阜康白杨河和阜康四工河等低煤阶煤层气开发利用先导试验工程,但是在二连盆地和吐哈盆地等尚未进行系统性勘探开发,且目前开发以浅部为主。中国低煤阶煤层气开发主要面临两方面困难:①煤系以陆相沉积为主,地质条件复杂,煤层分布连续性相对较差,有利区优选难度大,且不同区带技术适用性存在差异;②西部盆地普遍地温梯度低,深埋条件下煤层变质程度仍然不高,造成含气量和煤岩力学强度双低,开发难度大^[44-47]。

总体来看,低煤阶煤层气资源规模可观,初步估计准噶尔盆地深层煤岩面积17 000 km²,深部煤层气资源量为 2.5×10^{12} m³。吐哈盆地深层煤岩面积8 000 km²,深部煤层气资源量为 2.6×10^{12} m³,勘探开发潜力巨大。实现大规模勘探开发需要围绕上文提到的2个潜在高产模式进行针对性攻关,并且特别关注深部保存条件良好的区带,实现“浅部—深部、吸附气—游离气、煤层气—煤系气”勘探思路的转变。在盆地边缘,特别关注淮南断裂带逆掩推覆断层下盘,其含煤面积广,构造平缓,煤体结构破坏程度低,煤层气保存条件优越,钻探显示煤层和砂岩都具有良好含气显示,预示着新疆大型含煤盆地山前逆掩断层下盘具有较大的煤层气/煤系气资源潜力。在盆地腹部,重点关注大

型盆地斜坡带深部和中部隆起区,煤岩演化程度高,气源充足,保存条件好,具有良好的煤层气/煤系气勘探潜力。

6 结论和认识

1) 中国低煤阶煤层气主要分布于西北和东北地区的鄂尔多斯、准噶尔、吐哈、三塘湖、柴达木、海拉尔、二连和阜新等盆地,赋存于中生代侏罗系、白垩系和古近系,具有煤层发育程度高、煤层数多、厚度大、含气量低和欠压等特点。由于煤层分布条件多样,煤层层数和厚度差异大,不同盆地不同凹陷内富煤区煤层气富集成藏特征需要针对性解剖。

2) 低煤阶煤层气富集受水动力场和温-压场协同驱动,低煤阶主体受“微相控煤、水文控烃、埋深控储、构造控藏”四元控气机理约束,基于典型区带解剖,提出了浅部急倾水动力、深部煤系多元封存、复杂断块深部煤系封存-浅部煤层自封闭、残余凹陷深部煤层-煤系封存、宽缓斜坡弱径流水动力和断陷斜坡向心流水动力6种低煤阶煤层气富集模式。对比美国粉河盆地和澳大利亚苏拉特盆地低煤阶煤层气开发经验,提出中国存在多薄煤系共聚模式和深部煤层气多元封存模式2种有利高产模式。

3) 建立以煤岩条件、资源条件、保存条件、产出条件和可改造性等为关键指标的选区评价体系,提出以煤层气为主(厚煤层)、以煤系气为主(兼顾薄层)和厚-薄层统筹煤层气/煤系气开发3种模式,根据不同盆地和区块煤层气勘探开发程度,开展递进选区评价。

4) 中国低煤阶煤层气勘探开发潜力巨大,但是不

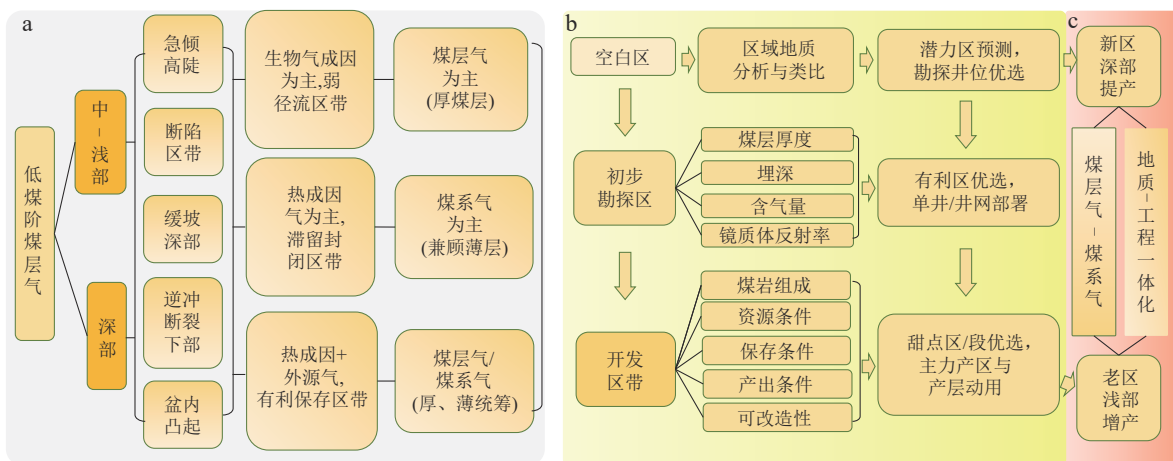


图13 中国低煤阶煤层气递进选区评价体系

Fig. 13 Assessment system for progressive target area selection of low-rank CBM in China

a. 低煤阶煤层气有利富集区带特点;b. 低煤阶煤层气选区评价体系;c. 低煤阶煤层气选区增产策略

同于中-高煤阶煤岩稳定的特点,低煤阶煤岩力学强度太低,开发难度较中-高煤阶要大。未来勘探开发中,需要重点关注大型含煤盆地山前逆掩断层下盘和盆地斜坡带深部和中部隆起区,实现“浅部—深部、吸附气—游离气、煤层气—煤系气”勘探开发思路的转变,推动低煤阶煤层气规模效益开发。

参 考 文 献

- [1] 刘成林,朱杰,车长波,等.新一轮全国煤层气资源评价方法与结果[J].天然气工业,2009,29(11):130-132,152.
LIU Chenglin, ZHU Jie, CHE Changbo, et al. Methodologies and results of the latest assessment of coalbed methane resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(11): 130-132, 152.
- [2] 徐凤银,侯伟,熊先钺,等.中国煤层气产业现状与发展战略[J].石油勘探与开发,2023,50(4):669-682.
XU Fengyin, HOU Wei, XIONG Xianyue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50 (4) : 669-682.
- [3] 张群,降文萍.我国低煤阶煤层气地面开发产气潜力研究[J].煤炭科学技术,2016,44(6):211-215,187.
ZHANG Qun, JIANG Wenping. Study on coalbed methane surface development and production potential of low rank coal in China[J]. Coal Science and Technology, 2016, 44 (6) : 211-215, 187.
- [4] 胡洪瑾,姜文利,李登华,等.油气资源储量分类体系对比及中国最新分类体系特点[J].石油与天然气地质,2022,43(3):724-732.
HU Hongjin, JIANG Wenli, LI Denghua, et al. Comparison of oil and gas resources/reserves classification systems and characteristics of the latest classification system of China[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(3): 724-732.
- [5] 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.
- [6] 王刚,杨曙光,李瑞明,等.国内外低煤阶煤层气地质差异性 与聚气模式探讨[J].天然气地球科学,2020,31(8):1082-1091.
WANG Gang, YANG Shuguang, LI Ruiming, et al. Geological differences and accumulation modes between domestic and foreign low-rank coalbed methane[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31 (8): 1082-1091.
- [7] 蒯亚兵.黄陇煤田低阶煤层气控藏要素与高产地质模式[D].徐州:中国矿业大学,2021.
LIN Yabing. Geological controls and high productivity model of low-rank coalbed methane reservoir in the Huanglong coalfield, Shaanxi, China [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2021.
- [8] 兰天伟,张宏伟,李胜,等.阜新盆地低煤阶煤层气地质特征及成藏机制[J].辽宁工程技术大学学报(自然科学版),2014,33(6):763-767.
LAN Tianwei, ZHANG Hongwei, LI Sheng, et al. Geological characteristics and accumulation mechanism of low rank coalbed methane in Fuxin Basin [J]. Journal of Liaoning Technical University (Natural Science), 2014, 33(6): 763-767.
- [9] 葛燕燕,李鑫,郜琳,等.阜康向斜煤层气开发高产关键地质要素[J].新疆石油地质,2019,40(3):328-333.
GE Yanyan, LI Xin, GAO Lin, et al. Key geological factors of high-yield coalbed methane development in Fukang syncline [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(3): 328-333.
- [10] 孙粉锦,李五忠,孙钦平,等.二连盆地吉尔嘎朗图凹陷低煤阶煤层气勘探[J].石油学报,2017,38(5):485-492.
SUN Fenjin, LI Wuzhong, SUN Qinqing, et al. Low-rank coalbed methane exploration in Jiergalantu Sag, Erlian Basin [J]. Acta Petroli Sinica, 2017, 38(5): 485-492.
- [11] 周德华,陈刚,陈贞龙,等.中国深层煤层气勘探开发进展、关键评价参数与前景展望[J].天然气工业,2022,42(6):43-51.
ZHOU Dehua, CHEN Gang, CHEN Zhenlong, et al. Exploration and development progress, key evaluation parameters and prospect of deep CBM in China [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 43-51.
- [12] 康永尚,邓泽,皇甫玉慧,等.中煤阶煤层气高饱和—超饱和带的成藏模式和勘探方向[J].石油学报,2020,41(12):1555-1566.
KANG Yongshang, DENG Ze, HUANGFU Yuhui, et al. Accumulation model and exploration direction of high-to over-saturation zone of the medium-rank coalbed methane [J]. Acta Petroli Sinica, 2020, 41(12): 1555-1566.
- [13] 李三忠,曹现志,王光增,等.太平洋板块中—新生代构造演化及板块重建[J].地质力学学报,2019,25(5):642-677.
LI Sanzhong, CAO Xianzhi, WANG Guangzeng, et al. Meso-Cenozoic tectonic evolution and plate reconstruction of the pacific plate[J]. Journal of Geomechanics, 2019, 25(5): 642-677.
- [14] 王涛,邓泽,胡海燕,等.国内外低阶煤煤层气储层特征对比研究[J].煤炭科学技术,2019,47(9):41-50.
WANG Tao, DENG Ze, HU Haiyan, et al. Study on characteristics comparison of low rank coal coalbed methane reservoirs at home and abroad [J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(9): 41-50.
- [15] SCOTT A R. Hydrogeologic factors affecting gas content distribution in coal beds [J]. International Journal of Coal Geology, 2002, 50(1/4): 363-387.
- [16] VAN VOAST W A. Geochemical signature of formation waters associated with coalbed methane [J]. AAPG Bulletin, 2003, 87 (4): 667-676.
- [17] LI Yong, TANG Dazhen, FANG Yi, et al. Distribution of stable carbon isotope in coalbed methane from the east margin of Ordos

- Basin[J]. *Science China Earth Sciences*, 2014, 57(8): 1741–1748.
- [18] TAN Furong, LI Yang, XIE Zhiqing, et al. Geochemical characteristics of the Jurassic alkane gas in the Muli Depression, South Qilian Basin: Implications for potential of light oil and condensate[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2022, 10: 898629.
- [19] RICE D D. Composition and origins of coalbed gas[M]//LAW B E, RICE D D. *Hydrocarbons from Coal*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1993: 159–184.
- [20] 李站伟, 汤达祯, 唐淑玲, 等. 准噶尔盆地南缘富CO₂低阶煤层气藏的形成机理研究[J]. *煤炭科学技术*, 2021, 49(3): 175–180.
- LI Zhanwei, TANG Dazhen, TANG Shuling, et al. Study on formation mechanism of CO₂-enriched CBM reservoirs in low-rank coal seams from southern Zhunggar Basin[J]. *Coal Science and Technology*, 2021, 49(3): 175–180.
- [21] 皇甫玉慧, 康永尚, 邓泽, 等. 低煤阶煤层气成藏模式和勘探方向[J]. *石油学报*, 2019, 40(7): 786–797.
- HUANGFU Yuhui, KANG Yongshang, DENG Ze, et al. Low coal rank coalbed methane accumulation model and exploration direction[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(7): 786–797.
- [22] 邹才能, 杨智, 黄士鹏, 等. 煤系天然气的资源类型、形成分布与发展前景[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(3): 433–442.
- ZOU Caineng, YANG Zhi, HUANG Shipeng, et al. Resource types, formation, distribution and prospects of coal-measure gas[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(3): 433–442.
- [23] 唐颖. 澳大利亚苏拉特盆地煤层气成藏模式及富集高产规律研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2016.
- TANG Ying. Research on reservoiring patterns and enrichment & high-production rules of coalbed methane in Surat Basin, Australia [D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2016.
- [24] 唐淑玲, 汤达祯, 孙斌, 等. 富(含)CO₂煤层气多源多阶成因研究进展及勘探开发启示[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(3): 58–68.
- TANG Shuling, TANG Dazhen, SUN Bin, et al. Research progress of multi-source and multi-stage genesis of CO₂-enriched CBM and the enlightenments for its exploration and development [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 58–68.
- [25] WHITICAR M J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane [J]. *Chemical Geology*, 1999, 161(1/3): 291–314.
- [26] KOTARBA M J. Composition and origin of coalbed gases in the Upper Silesian and Lublin basins, Poland [J]. *Organic Geochemistry*, 2001, 32(1): 163–180.
- [27] 陈美英. 中国矿产地质志·煤层气卷[M]. 北京: 地质出版社, 2022.
- CHEN Meiyang. *Geology of mineral resources in China: Coal bed methane volume* [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2022.
- [28] 李勇, 高爽, 吴鹏, 等. 深部煤层气游离气含量预测模型评价与校正——以鄂尔多斯盆地东缘深部煤层为例[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1892–1902.
- LI Yong, GAO Shuang, WU Peng, et al. Evaluation and correction of prediction model for free gas content in deep coalbed methane: A case study of deep coal seams in the eastern margin of Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1892–1902.
- [29] 李勇, 徐立富, 刘宇, 等. 深部煤层气水赋存机制、环境及动态演化[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 40–51.
- LI Yong, XU Lifu, LIU Yu, et al. Occurrence mechanism, environment and dynamic evolution of gas and water in deep coal seams[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 40–51.
- [30] 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.
- [31] 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.
- [32] 晋香兰, 张泓. 鄂尔多斯盆地侏罗系低煤阶煤层气系统演化[J]. *煤田地质与勘探*, 2014, 42(5): 17–24.
- JIN Xianglan, ZHANG Hong. Evolution of Jurassic low rank coal CBM system in Ordos Basin [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2014, 42(5): 17–24.
- [33] 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]. *Coal Geology & Exploration*, 2023, 44(2): 264–275.
- [34] 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.
- [35] 陈轩, 陶鑫, 覃建华, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷及周缘二叠系芦草沟组异重流沉积[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1530–1545.
- CHEN Xuan, TAO Xin, QIN Jianhua, et al. Hyperpynal flow deposits of the Permian Lucaogou Formation in the Jimusaer Sag and its peripheries, Junggar Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1530–1545.
- [36] 林海涛, 李玲, 唐淑玲, 等. 二连盆地富气凹陷低阶煤层气成因及成藏机制[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 60–69.
- LIN Haitao, LI Ling, TANG Shuling, et al. Origin and

- accumulation mechanisms of coalbed methane in low-rank coals in gas-rich sags in the Erlian Basin [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 60–69.
- [37] 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. DOI: 10.11743/ogg20220203.
- 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. DOI: 10.11743/ogg20220203.
- [38] 秦勇, 申建, 沈玉林, 等. 苏拉特盆地煤系气高产地质原因及启示[J]. *石油学报*, 2019, 40(10): 1147–1157.
- QIN Yong, SHEN Jian, SHEN Yulin, et al. Geological causes and inspirations for high production of coal measure gas in Surat Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(10): 1147–1157.
- [39] 孙斌, 杨敏芳, 杨青, 等. 准噶尔盆地深部煤层气赋存状态分析[J]. *煤炭学报*, 2017, 42(增刊1): 195–202.
- SUN Bin, YANG Minfang, YANG Qing, et al. Analysis on occurrence state of deep coalbed methane in Junggar Basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 2017, 42(S1): 195–202.
- [40] 陈刚, 秦勇, 胡宗全, 等. 准噶尔盆地白家海凸起深部含煤层气系统储层组合特征[J]. *煤炭学报*, 2016, 41(1): 80–86.
- CHEN Gang, QIN Yong, HU Zongquan, et al. Characteristics of reservoir assemblage of deep CBM-bearing system in Baijiahai dome of Junggar Basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 2016, 41(1): 80–86.
- [41] 兰浩, 杨兆彪, 仇鹏, 等. 新疆准噶尔盆地白家海凸起深部煤层气勘探开发进展及启示[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 13–22.
- LAN Hao, YANG Zhaobiao, QIU Peng, et al. Exploration and exploitation of deep coalbed methane in the Baijiahai uplift, Junggar Basin: progress and its implications [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 13–22.
- [42] 王思怡, 杨浩, 杨世翰, 等. 外加剂对矿渣-粉煤灰地聚合物固井水泥浆的影响[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(4): 169–174.
- WANG Siyi, YANG Hao, YANG Shihan, et al. Effects of Admixtures on Slag-fly ash Geopolymer Cementing Slurry [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(4): 169–174.
- [43] 杨秀春, 宋柏荣, 陈国辉, 等. 大宁—吉县区块深层煤岩多尺度孔缝结构特征[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(5): 94–100.
- YANG Xiuchun, SONG Bairong, CHEN Guohui, et al. Characteristics of Multi-Scale Pore-Fracture Structure of Deep Coal Rocks in the Daning-Jixian Block [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(5): 94–100.
- [44] 闵超, 代博仁, 石咏衡, 等. 基于聚类匹配的煤层气压裂效果主控因素识别[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(4): 135–141.
- MIN Chao, DAI Boren, SHI Yongheng, et al. Identification of Main Controlling Factors of Coalbed Methane Fracturing Effect Based on Cluster Matching [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(4): 135–141.
- [45] 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.
- [46] 桑树勋, 周效志, 刘世奇, 等. 岩石力学地层理论方法及其煤系气高效勘探开发应用基础述评[J]. *地质学报*, 2022, 96(1): 304–316.
- SANG Shuxun, ZHOU Xiaozhi, LIU Shiqi, et al. A review of mechanical stratigraphy methodology and its application in high-efficient exploration and development of coal measure gas [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022, 96(1): 304–316.
- [47] 黄赞, 周瑞琦, 杨焦生, 等. 煤层气开发井网样式和井距优化研究——以鄂尔多斯盆地大宁区块为例[J]. *煤炭科学技术*, 2023, 51(增刊2): 121–131.
- HUANG Zan, ZHOU Ruiqi, YANG Jiaosheng, et al. Study on optimization of well pattern and well spacing for CBM development: Taking Daning Block as an example [J]. *Coal Science and Technology*, 2023, 51(S2): 121–131.

(编辑 许诺)