

新疆准噶尔盆地白家海凸起深部煤层气不同赋存态分配规律

杨兆彪¹, 李存磊¹, 郭巧珍², 王彬², 刘常青¹, 屈怀林², 梁宇辉¹, 王钰强¹

(1. 中国矿业大学 煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室, 江苏 徐州 221008;

2. 中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要: 深部煤层气与浅部煤层气相比,其最大区别是煤层气赋存态中游离气的增加,游离态甲烷资源量成为了深部煤层气资源增量的重要贡献者.在煤层气不同赋存态分配规律上,低煤阶储层明显有别于中高煤阶储层.本文以新疆油田在准噶尔盆地白家海凸起西山窑组实施的最新的深部煤层气评价井为分析基础,基于变温压孔渗试验和变温压平衡水等温吸附试验,结合数学建模,研究了低煤阶储层深部煤层气不同相态的分配规律.采用S-DR模型,考虑甲烷吸附态密度在温压场下的变化,结合变温压等温吸附试验测试数据,构建了白家海凸起吸附态含量预测公式;基于构建的温压控制下的孔隙度预测公式,耦合温压场控制下煤层气相态密度变化,形成了不同赋存含气量预测图版.结果显示:白家海凸起低煤阶煤层气储层由于储渗系统相对较好,含气性存在明显的“3个临界深度”,即吸附气、游离气和总含气量均存在临界深度.吸附气临界深度位于900 m左右,其含量可达到 $11\text{ m}^3/\text{t}$.游离气含量临界深度,位于2 500~2 600 m,其含量可达到 $9\text{ m}^3/\text{t}$.其中,总含气量临界深度,位于1 500 m左右,其含量可达到 $18\text{ m}^3/\text{t}$.在2 400 m左右,游离气占比达到50%,之后随埋深增加逐渐增大,在埋深达5 000 m时,游离气占比可达到80%.这一结果是深部温压控制下,吸附态密度、游离态密度和孔隙度变化耦合的结果,孔隙度随埋深的逐渐衰减,造成赋存空间的缩小,使得游离气同样存在“临界深度”.白家海凸起煤层气具有“低煤阶、高含气量、高游离气占比和高饱和度”的“一低三高”的富集特征.综合考虑资源规模和资源构成,1 500~2 600 m是本区域最优开发深度范围,在此范围,总含气量高($15\sim 18\text{ m}^3/\text{t}$),游离气占比在40%~55%之间,具有良好的可采潜力.

关键词: 低煤阶;深部煤层气;相态分配;准噶尔盆地;白家海凸起

中图分类号: TE 132;P 168.11 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-1964(2025)01-0127-11

Distribution patterns of various occurrence states of deep coalbed methane in the Baijiahai Uplift, Junggar Basin, Xinjiang

YANG Zhaobiao¹, LI Cunlei¹, GUO Qiaozhen², WANG Bin², LIU Changqing¹,
QU Huailin², LIANG Yuhui¹, WANG Yuqiang¹

(1. Key Laboratory of Coalbed Methane Resources & Reservoir Formation on Process, Ministry of Education, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221008, China; 2. Research Institute of Exploration and

收稿日期: 2024-03-04 修回日期: 2024-04-09 DOI: 10.13247/j.cnki.jcumt.20240080

基金项目: 国家自然科学基金项目(42272195, 42130802); 中国石油天然气股份有限公司攻关性应用性科技项目(2023ZZ18, 2023ZZ1804)

通信作者: 杨兆彪(1980—),男,河北省张家口市人,教授,博士生导师,博士,从事煤系气资源与开发地质方面的研究.

E-mail: zhaobiaoyang@163.com Tel: 15996931028

引用格式: 杨兆彪, 李存磊, 郭巧珍, 等. 新疆准噶尔盆地白家海凸起深部煤层气不同赋存态分配规律[J]. 中国矿业大学学报, 2025, 54(1): 127-137.

YANG Zhaobiao, LI Cunlei, GUO Qiaozhen, et al. Distribution patterns of various occurrence states of deep coalbed methane in the Baijiahai Uplift, Junggar Basin, Xinjiang[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2025, 54(1): 127-137.

Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: Deep coalbed methane (CBM) exhibits significant quantities of free gas, distinguishing it from shallow CBM and rendering it a crucial component of reservoir gas resources. The distribution patterns of different occurrence states of CBM vary notably between low and medium-high coal rank reservoirs. This study investigates the distribution law of various phase states of deep CBM in low coal rank reservoirs, focusing on the Xishanyao Formation of the Baijiahai Uplift in the Junggar Basin, utilizing porosity and permeability experiments under variable temperature and pressure conditions, alongside isothermal adsorption tests under equilibrium water conditions. Incorporating mathematical modeling, the S-DR model considers changes in methane adsorption state density in temperature and pressure fields, establishing a prediction formula for adsorption state content in the Baijiahai uplift. Prediction charts of different gas content are developed based on the porosity prediction formula, integrated with temperature-pressure-dependent phase density of CBM. Results reveal three critical depths of gas content: adsorbed gas (about 900 m, $11 \text{ m}^3/\text{t}$), free gas (2 500~2 600 m, $9 \text{ m}^3/\text{t}$), and total gas (about 1 500 m, $18 \text{ m}^3/\text{t}$). The proportion of free gas increases with depth, reaching 50% at 2 400 m and up to 80% at 5 000 m, influenced by adsorbed state density, free state density, and porosity changes under deep temperature and pressure. The Baijiahai uplift's CBM demonstrates enrichment characteristics of 'one low and three high': Low coal rank, high gas content, high free gas proportion, and high saturation. Considering resource scale and composition, the optimal development depth range in this region is found to be 1 500~2 600 m, with high total gas content ($15\sim 18 \text{ m}^3/\text{t}$) and free gas proportion (40%~55%), indicating significant recoverable potential.

Key words: low rank coal; deep coalbed methane; phase distribution; Junggar Basin; Baijiahai Uplift

我国新疆煤层气资源丰富,根据国土资源部 2015 年新一轮油气资源评价结果,新疆 2 000 m 以浅煤层气资源量 7.51 万亿 m^3 ^[1]. 2 000 m 以深,煤层气资源量约为 27 万亿 m^3 ^[2],共计约 34.51 万亿 m^3 .“十三五”以来,新疆地区煤层气产业加速发展,在准噶尔盆地、天山系列盆地、三塘湖盆地等勘探取得了突破性进展^[3-5].目前,地方企业已建设年产能 0.8 亿 m^3 ,整体展现出新疆地区良好的煤层气勘探开发前景.尤其是,2023 年以来,自治区政府出台了一系列有利政策推动新疆煤层气的快速发展.

其中,准噶尔盆地煤层气资源量为 18.15 万亿 m^3 ^[1-2],约占新疆煤层气的一半以上,2 000 m 以深煤层气资源量为 15.04 万亿 m^3 ^[2].白家海凸起为准噶尔盆地首选靶区,煤层埋深主要分布在 1 500~5 500 m.白家海目标区也是国内深层煤层气很早取得突破的地方,早在 1992 年新疆油田对白家海凸起的彩 17 井进行压裂,压裂对象是 2 811.0~2 828.8 m 深度段的八道湾组煤层+砂岩段,获得日产 9 890 m^3 的气体;2005 年,彩 504 井在西山窑组 2 567~2 863 m 试采,日产气 7 300 m^3 ;2009 年,彩 512 井在西山窑组 2 614~2 619 m 试采,日产气

1 540 m^3 ;2018 年,彩 514 井在西山窑组 2 516~2 512 m 井段试采,日产气 2 100 m^3 .整体上,早期试采获工业气流 6 井 6 层,勘探开发潜力巨大.近期,2020 年在白家海凸起实施西山窑组水平井彩探 1H,水平段长 1 000 m,分 23 级 47 簇压裂,2021 年 7 月开始试采,最高日产气 5.7 万 m^3 ,2 万 m^3 长期稳产,截至 2023 年 10 月 9 日,累计生产 803 d,累计产气 1 277.29 万 m^3 ,平均日产气 16 189 m^3 ;累计产水 1 322.85 m^3 ,平均日产水 1.68 m^3 .该产量昭示了巨大的开发前景.

目前,国内深部煤层气勘探开发取得多点开花的可喜突破,主要是在深部煤层气赋存态认识上取得了新的进展,即深部高温高压条件制约着煤层气的赋存状态,在压力正效应和温度负效应的作用下,吸附气存在临界深度,在临界深度以深,吸附气减小,游离气含量增加,吸附气与游离气共存^[6].煤层气赋存态分配发生的转化,使得游离态甲烷资源量成为深部煤层气资源增量的重要贡献者,这也是深部煤层气与浅部煤层气供气类型最大的差别^[7].以目前深部煤层气取得重大突破的鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块为例,深层游离气占比在 10%~43%之间,一般为 20%左

右^[8]. 南方贵州等地在 2 000 m 左右, 游离气占比普遍达到 10%~25% 左右, 且中阶煤游离气占比要高于高阶煤^[9]. 新疆准噶尔盆地煤储层主要为低中煤阶, 其赋存态分配规律有别于中高煤阶储层为主的鄂尔多斯盆地, 早期一些学者已开展了一些研究^[10], 结合含气量测试结果, 采用 Langmuir 方程计算. 认为准噶尔盆地深部煤层气以游离气为主, 3 300 m 的深度游离气量占总气量的 53.9%. 实际上, 深部游离气含量多少及占比, 除了受控于温压的影响, 也受控于赋存空间即有效孔隙度的影响, 因而深度条件下相态分配是一个动态的变化过程. 目前的深部游离态含量的研究, 往往针对的是某一深度范围内, 且设定孔隙度为定值. 同时, 早期受限于测试手段和分析方法的限制, 针对低煤阶深部煤层气赋存态分配规律尚未开展过系统的研究.

本文以新疆油田 2023 年 8 月在准噶尔盆地白家海凸起彩 31 井区施工的深层煤层气评价井彩煤

2-004H 井为研究对象, 通过地质分析、试验测试和数学建模, 论证了研究区低煤阶储层在深度效应下, 吸附气和游离气含量的动态变化规律. 其中深部煤储层含水量少, 溶解气占比低, 本文不做讨论. 研究结论可为本区后期深层煤岩气的勘探开发提供重要的理论支撑.

1 地质背景

白家海凸起位于新疆准噶尔盆地中部, 吉木萨尔县北, 五彩湾镇以西, 面积 2 400 km². 构造位置处于准噶尔盆地中央坳陷东部白家海凸起. 现今构造形成于二叠纪晚期, 后经过印支运动、燕山运动和喜山运动的进一步叠加和改造. 白家海凸起南侧紧邻阜康凹陷, 北侧为东道海子凹陷, 东北方向为五彩湾凹陷. 白家海背斜轴部沿北东向发育一系列小断层, 呈雁行式排列. 整体呈北东向展布的三级正向构造单元, 三面为生烃凹陷所环绕, 构造位置十分有利(图 1)^[11-12].

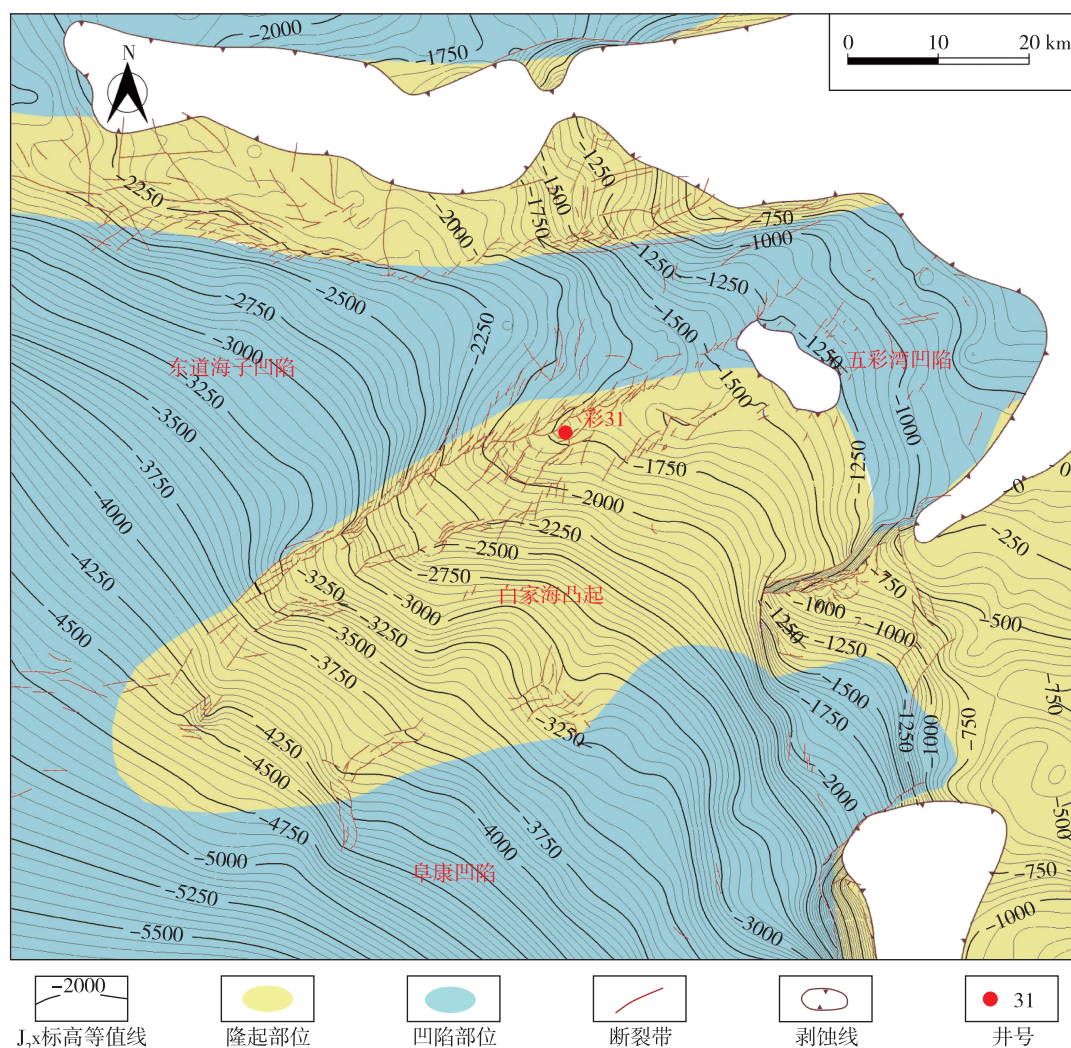


图 1 准噶尔盆地白家海凸起构造位置图

Fig. 1 Structural map of Baijiahai Uplift in Junggar Basin

白家海凸起彩 31 井区位于准噶尔盆地中央坳陷白家海凸起东道海子断裂带,彩 31 井区整体构造形态表现为向南西方向倾覆,向北东方向抬升的大型鼻状构造.主控断裂有 6 条,彩 43 井南断裂、彩 17 井南断裂、彩 016 井北断裂、彩 34 井南断裂和彩 45 井南断裂,均为正断裂,北东走向,断面较陡,断距在 10~130 m 之间.断裂在平面和剖面上显示清楚.

准噶尔盆地白家海凸起主要含煤地层为侏罗系八道湾组和西山窑组,主要为河流-三角洲沉积体系.八道湾组含煤 1~15 层,多数在 2~5 层,煤层厚度为 5~20 m,凸起区平均厚度为 12.5 m;西山窑组含煤为 1~20 层,煤层厚度为 5~20 m,平均厚度为 9.5 m.西山窑组底部的 2 煤层和八道湾组顶部的 5 煤层,分布稳定,为全区首选目标层.此外下伏地层石炭系,二叠系和三叠系均存在优质烃源岩.白家海凸起西山窑组煤层埋深范围介于 1 600~5 100 m 之间,八道湾组煤层埋深范围介于 2 000~5 500 m 之间,相对于西山窑组,埋深 400 m.

本次分析基础以新疆油田在 2023 年 8 月施工的彩煤 2-004H 井为例,该井位于彩 31 井区,西山窑组主力煤层埋深为 2 430~2 442 m,总煤层厚度在 8 m 以上.彩煤 2-004H 井与前期测试评价井相比,煤阶低,镜质组最大反射率($R_{o,max}$)介于 0.47%~0.55%之间,主要为褐煤、长焰煤,为低阶煤.这是由于其埋深深度与白家 8 等井相比,埋深相对较浅所致.煤储层腐殖组含量为 58.92%,壳质组含量为 4.29%,惰质组含量为 36.79%.煤层灰分(A_{ad})低,介于 2.60%~9.95%之间,平均为 5.07%,其次,水分(M_{ad})介于 6.27%~8.81%之间,平均为 7.43%,挥发分(V_{daf})介于 27.88%~33.1%之间,平均为 30.72%.根据煤炭资源评价

分级,属于特低灰煤,低水分,中高挥发分煤,属于优质煤层气储层.

西山窑组煤柱样品真密度为 1.305~1.392 g/cm³,平均为 1.342 g/cm³;视密度为 1.093~1.156 g/cm³,平均为 1.125 g/cm³;气测总孔隙度为 12.9%~21.47%,平均为 16.06%,高于同等测试条件下的鄂尔多斯盆地大宁—吉县煤储层孔隙度,其深部 8 号煤储层的基质孔隙度在 3.40%~6.11%之间,平均为 3.65%^[13].

2 试验测试

试验煤样样品采集自彩煤 2-004H 井深部样品,为侏罗系西山窑组主力煤层 2 号煤层.本试验主要为机理试验,考虑样品代表性,选择 2 个样品完成了试验测试,其基本信息如表 1 所示.样品 1 完成了变温压孔隙度试验,获得 25 个数据点;样品 2 完成了平衡水条件下的变温等温吸附试验,获得 3 条等温吸附曲线.主要基于实际样品深度及 0~3 000 m 所处的地温、地应力设计试验.

2.1 变温压孔隙度试验

测试仪器为 SCMS-E 型高温高压岩心多参数测量系统气体孔渗测量仪.执行标准为 GB/T 29172—2012《岩心分析方法》.煤样尺寸为 25 mm×50 mm 的圆柱样品,进行如下测试:恒定温度下(测试温度依次为 20,50,60,70,90 °C),有效应力依次为 5,10,30,40,50 MPa,测定每个温度点的不同有效应力孔隙度,测试气体为高纯氮气.

2.2 变温压平衡水等温吸附试验

测试仪器为美国岩心公司 GAI-100 高压气体等温吸附仪;试验温度:50,70,90 °C,所用气体为甲烷气,压力 ≥ 30 MPa.执行标准为 GB/T 19560—2008《煤的高压等温吸附试验方法》.

表 1 样品基本信息

Table 1 Basic information of samples

样品	埋深/m	$R_{o,max}/\%$	显微组分/%			工业分析/%				视密度/ (g·cm ⁻³)	氦气孔隙度/ %
			腐殖组	壳质组	惰质组	M_{ad}	A_{ad}	V_{ad}	C_{ad}		
1	2 432.14	0.47	63.24	3.7	33.06	6.24	9.88	25.56	58.32	1.43	15.23
2	2 437.06	0.52	58.97	6.6	34.43	8.11	8.64	28.63	54.62	1.17	12.90

3 结果与讨论

3.1 试验结果

3.1.1 变温压平衡水等温吸附试验

平衡水变温压等温吸附试验结果(图 2)显示:50 °C(323.15 K),70 °C(343.15 K),90 °C(363.15

K)条件下兰氏体积分别为 18.99,14.83,13.50 m³/t,兰氏压力为 5.35,6.67,6.72 MPa,随着温度增加,兰氏体积减小,兰氏压力增大,意味着吸附性降低,可解吸性增强.图中实测等温吸附数据即视吸附量,用基于 Langmuir 模型扩展的超临界甲烷过剩吸附模型(S-L 模型)进行拟合得到兰氏

体积、兰氏压力, 基于得到的兰氏体积、兰氏压力采用兰氏方程进一步计算得到真实吸附量.

3.1.2 变温压孔隙度试验

变温压孔隙度试验结果(图 3)显示: 煤岩孔隙度随有效应力的增大不断减少(图 3a). 随温度增大, 孔隙度降低(图 3b), 不同温度影响下, 煤岩孔隙压缩系数有所不同. 在温度作用下, 煤岩基质发生膨胀变形, 样品内部孔裂隙系统被挤压变形, 叠加有效应力的不断增大, 煤系储层孔隙度持续减少.

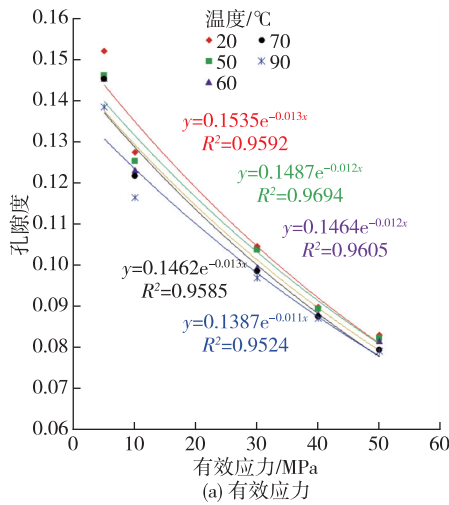


图 3 变温压孔隙度试验结果

Fig. 3 Experimental results of variable temperature and pressure porosity

3.2 深部煤层气不同赋存态预测

3.2.1 深部煤储层孔隙度预测模型

基于变温压孔隙度试验结果, 不同温度条件下煤岩样孔隙度与有效应力之间服从负指数函数关系, 孔隙度与有效应力之间的关系^[14]为

$$\phi_i = \phi_0 e^{-C_p \Delta \sigma_e}, \quad (1)$$

式中: ϕ_0 和 ϕ_i 分别为初始孔隙度和有效应力增量 $\Delta \sigma_e$ 下的孔隙度, %; C_p 为孔隙压缩系数, MPa^{-1} .

温度对孔隙度的影响, 均可体现在孔隙压缩系数 C_p 的改变上, 可建立孔隙压缩系数与温度的关系(式 2), 将孔隙度与有效应力的关系(式 1)耦合为孔隙度与温度、有效应力的关系(式 3).

$$C_p = -0.0135 e^{-0.002(T-273.15)}, \quad (2)$$

$$\phi_i = \phi_0 \exp[-0.0135 e^{-0.002(T-273.15)} \sigma_e], \quad (3)$$

式中: T 为储层温度, K; σ_e 为有效应力, MPa. 结合研究区埋深 H 与储层温度(式 4)、储层压力(式 5)、有效应力(式 6)的关系, 可建立孔隙度随埋深的关系(式 7), 所建关系如下:

$$T = 0.02619H + 285.98, \quad (4)$$

$$p = 0.0098 H, \quad (5)$$

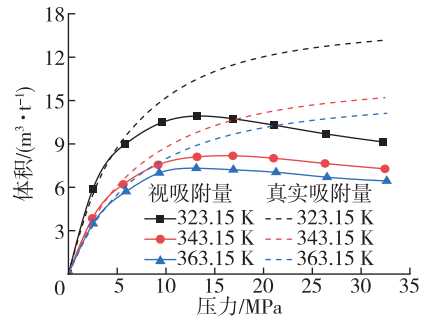
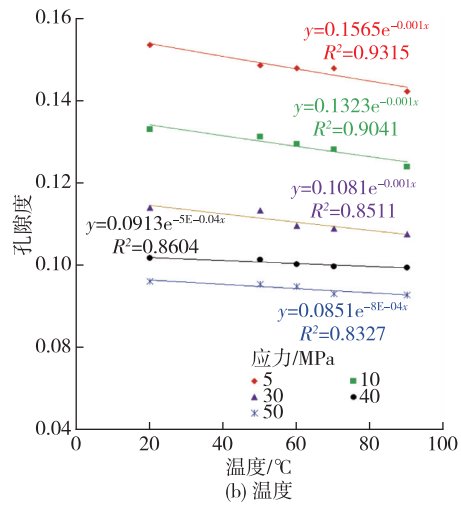


图 2 平衡水条件下等温吸附试验结果

Fig. 2 Isothermal adsorption experimental results under equilibrium water conditions



$$\sigma_e = 0.0172H, \quad (6)$$

$$\phi_i = \phi_0 e^{-0.0002H}. \quad (7)$$

3.2.2 煤层吸附气含量理论模型

本部分吸附气含量理论模型, 考虑预测精度, 采用基于 DR 模型扩展的超临界甲烷过剩吸附模型(S-DR 模型)^[7, 14-16], 结合变温高压等温吸附试验结果, 完成研究区低煤阶吸附气含量预测模型的构建, 如图 4 所示.

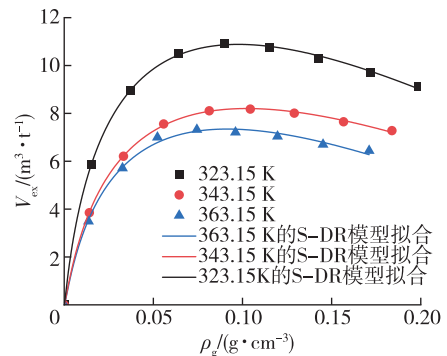


图 4 不同温度下煤样甲烷等温吸附曲线

Fig. 4 Methane isothermal adsorption curves of coal samples at different temperatures

基于游离相密度与温度、压力之间的关系,通过真实气体状态方程,可以将吸附曲线过剩吸附量与压力之间的关系转换为过剩吸附量与游离相密度之间的关系:

$$V_{\text{ex}} = V_0(T) \exp\left[-D(T) \ln^2\left(\frac{\rho_a(T)}{\rho_g(p, T)}\right)\right] \cdot \left(1 - \frac{\rho_g(p, T)}{\rho_a(T)}\right), \quad (8)$$

式中: V_{ex} 和 V_0 分别为过剩吸附量和最大吸附量, m^3/t ; D 为甲烷气体与煤岩相互作用关系常数; ρ_g 为气相甲烷密度, g/cm^3 ; ρ_a 为吸附相甲烷密度, g/cm^3 .

利用 L-M 优化方法^[17], 以游离相密度 ρ_g 为自变量, 过剩吸附量 V_{ex} 为因变量, 吸附态密度 ρ_a 、甲烷气体与煤岩相互作用关系常数 D 、最大吸附量

V_0 为常数参数, 将式(8)进行非线性曲线拟合, 可直接得到该模型计算下的 ρ_a, D, V_0 的值(表 2).

表 2 S-DR 模型法拟合过剩吸附量参数
Table 2 Excess adsorption capacity parameters in S-DR model

T/K	$V_0/(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$	D	$\rho_a/(\text{g} \cdot \text{cm}^{-3})$	R^2
323.15	17.177 22	0.090 69	0.449 93	0.99
343.15	13.217 68	0.099 87	0.448 92	0.99
363.15	11.945 77	0.104 18	0.392 65	0.99

基于图 5 中对吸附常数 V_0, D 及吸附态密度 ρ_a 与温度之间的分析结果, 得到这 3 个参数与温度之间的函数关系式, 将上面 3 个关系式带入式(8), 便得到新疆准噶尔盆地白家海凸起煤层吸附气含量预测模型式(9). 式中: V_a 为原位煤储层条件下吸附气含量, m^3/t .

$$V_a = (58.99 - 0.13T) \exp\left[-(3.37 \times 10^{-4}T - 0.017) \ln^2\left(\frac{0.92 - 1.43 \times 10^{-3}T}{\rho_g}\right)\right].$$

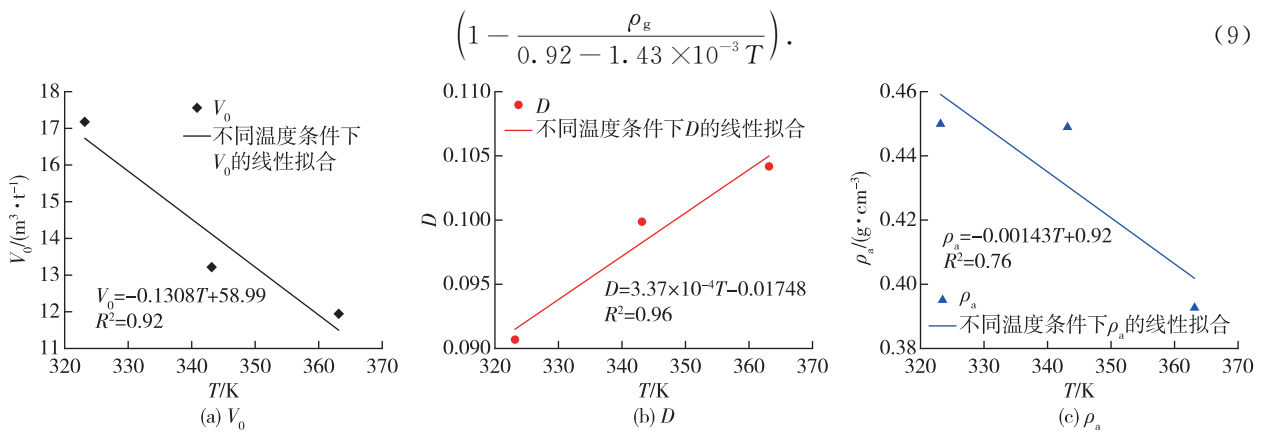


图 5 S-DR 模型拟合过剩吸附量参数随温度变化特征

Fig. 5 Variation characteristics of excess adsorption capacity parameters with temperature in S-DR model

3.2.3 煤层游离气含量理论模型

目前, 非常规油气储层游离气含量计算的基础多是气体状态方程及马略特定律, 包括中国石油行业标准 SY/T 6040—2013《页岩含气量测定方法》、中国国家能源局标准 NB/T 1018—2015《低煤阶煤层含气量测定方法》、文献[18]提出的页岩储层游离气含量计算方法. 本文基于前人建立的游离气含气量模型, 对深部煤储层游离气含量进行估算:

$$V_f = \frac{\phi(1 - S_w)}{\rho_b \cdot B_g}, \quad (10)$$

式中: V_f 为储层游离气含量, m^3/t ; ϕ 为孔隙率, %; S_w 为含水饱和度, %; ρ_b 为煤的视密度, g/cm^3 ; B_g 为甲烷气体体积系数, 无量纲.

其中, 甲烷气体体积系数的表达式^[19]为

$$B_g = \frac{p_{\text{sc}} Z T}{p T_{\text{sc}}}, \quad (11)$$

式中: p_{sc} 为地面标准压力, MPa; T_{sc} 为地面标准温度, K; Z 为气体压缩因子.

将式(11)代入式(10), 整理得到的深部煤层游离气含量理论模型:

$$V_f = \frac{\phi(1 - S_w) p T_{\text{sc}}}{\rho_b p_{\text{sc}} Z T}. \quad (12)$$

式(12)中各参数确定方法如下:

1) 煤的视相对密度: 根据测试结果取 $1.17 \text{ g}/\text{cm}^3$.

2) 孔隙率根据变温变压孔隙度预测公式(3), 得到不同埋深条件下的孔隙度变化; 初始孔隙度赋值为 15.35% , 接近测试孔隙度平均值 16.06% .

3) 储层温度、储层压力: 研究区压力系数为 1,

储层温度通过 $T=0.02619H+285.98$ 计算得到。

4) 甲烷压缩因子: 通过 NIST 数据库提取得到, 截取 0~30 MPa 的不同温度 (303.15, 318.15, 333.15, 353.15, 373.15 K)、压力 (0~30 MPa) 甲烷压缩因子数据^[20-21], 并采用 Rational Taylor 方

$$Z = \frac{2.08 + 0.2624p - 0.06371T + 2.39 \times 10^{-4}T^2 - 9.81 \times 10^{-4}pT}{1 + 0.4199p - 0.05737T - 0.00287p^2 + 2.30 \times 10^{-4}T^2 - 0.00118pT} \quad (13)$$

30 MPa, 373.15 K 以上的甲烷压缩因子, 在 NIST 数据库提取得到。

5) 含水饱和度: 研究区煤阶低, 主要为褐煤~长焰煤, 为低阶煤, 白家海凸起处于准噶尔盆地内部, 构造高部位, 含水饱和度不高, 结合研究区测井解释数据, 含水饱和度取 36%。

3.3 深部煤层气不同赋存态分配规律

基于所建立的预测模型, 考虑孔隙度、游离态密度和吸附态密度随温度、压力和有效应力的变化, 及埋深与储层温度、压力和有效应力关系, 计算得到低煤阶储层吸附甲烷、游离甲烷含量及总含气量与埋深的关系模板。

煤层吸附气含量与埋深之间存在“临界深度”: 临界深度以浅, 压力增大吸附的作用大于温度促进解吸的作用, 吸附气含量不断增大; 临界深度以深, 温度负效应大于压力正效应, 吸附气含量随埋深增加逐渐降低, 且降低明显, 其中, 吸附气临界深度位于 900 m 左右, 其含量可达 $11 \text{ m}^3/\text{t}$ 。游离气含量同样是先增大后降低, 存在游离气含量临界深度, 位于 2 500~2 600 m, 其含量可达 $9 \text{ m}^3/\text{t}$, 之后游离气含量缓慢减小, 趋于收敛。其本质原因在于游离气计算中耦合了深层孔隙度随温压逐渐减小的变化规律(图 6)。尽管深部游离气密度随埋深增加而增大, 但由于赋存空间的减小, 导致其游离气含量也存在临界深度。需要说明的是含水饱和度是影响游离气赋存空间的另一主要因素, 含水饱和度影响因素复杂, 此部分计算取值为定值。如果进一步考虑研究区实际地质背景特征, 随埋深增加, 煤储层将由凸起逐渐向凹陷过渡, 预测煤储层含水饱和度将逐渐增加, 游离气赋存空间进一步减小, 游离气的临界深度效应会更为明显。研究区气测数据值可以一定程度上反映游离气的大小。实际的气测数据统计也显示出这种特征, 高部位白家海与低部位阜北和东道海子相比, 其高气测显示井数远远多于后两者, 即凸起部位游离气含量高于坳陷部位游离气含量, 如图 7 所示。

程^[22], 以 L-M 方法进行拟合(式 13), 得到不同温压条件下的甲烷压缩因子, R^2 达到 0.99, 说明该方程可以定量表征不同温压条件下的甲烷压缩因子:

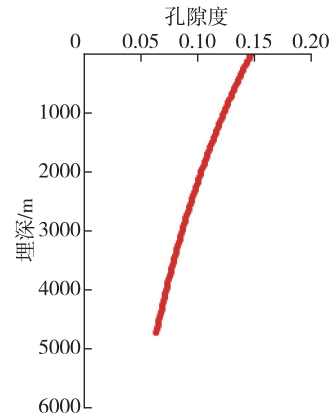


图 6 孔隙度随埋深变化

Fig. 6 Porosity variation with buried depth

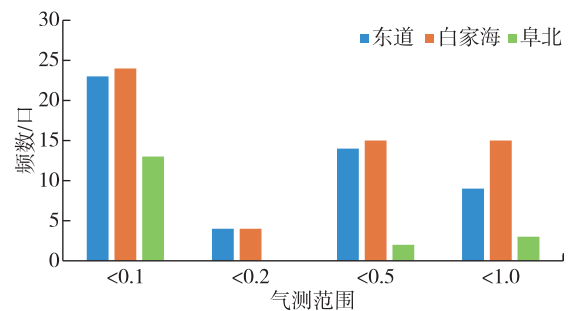


图 7 白家海地区西山窑组 2 煤层总烃气测频数分布

Fig. 7 Frequency distribution of total hydrocarbon gas measurements in the No. 2 coal seam of Xishanyao Formation, Baijiahai area

在上述综合作用下, 总含气量存在临界深度, 位于 1 500 m 左右, 其含量可达 $18 \text{ m}^3/\text{t}$, 1 500 m 以深, 含气量随埋深增加而逐渐缓慢降低。在此过程中, 吸附气占比逐渐降低, 游离气占比逐渐增加, 在 2 400 m 左右, 游离气占比达到 50%, 在埋深达到 4 000 m 时, 煤层游离气含量占比可达 63.58%, 在 5 000 m, 游离气占比达到 80%, 处于游离气临界深度以深后, 游离气占比的提高, 主要由于吸附气含量在温度负效应作用下的降低所导致(图 8)。

由此可见, 白家海凸起低煤阶煤层气储层由于孔渗系统相对较好, 含气性明显存在“3 个临界深度”, 即吸附气、游离气和总含气量均存在临界深度。这一结果是深部温压控制下, 吸附态密度、

游离态密度和孔隙度耦合的结果. 地表测试深层样品孔隙度为 15.35%, 模拟试验恢复地层条件下, 孔隙度在 2 000 m 达到 10.21%, 在 3 000 m 达到 8.60%, 在 4 000 m 达到 7.37%, 孔隙度的逐渐

衰减(图 6), 造成赋存空间的缩小, 抵消了由于压缩游离气密度增加导致的游离气含量增加, 游离气同样存在“临界深度”.

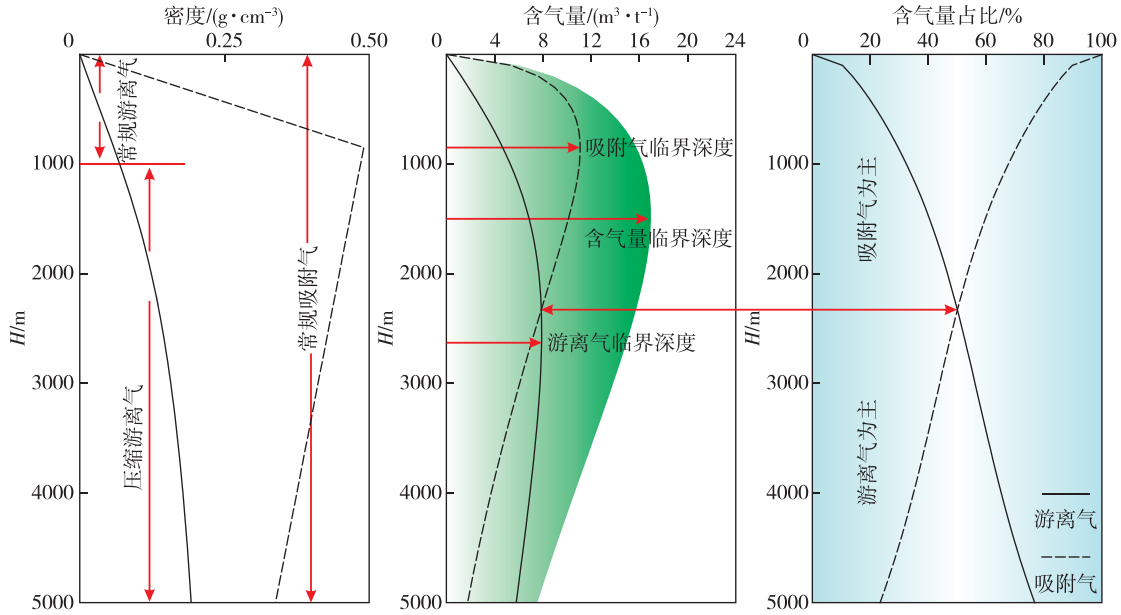


图 8 白家海凸起深部低煤阶煤层气不同相态含量随埋深分配规律

Fig. 8 Distribution law of different phase content of low rank coalbed methane with buried depth in the deep Baijiahai Uplift

3.4 实际测试结果验证

新疆油田于 2023 年 9 月在盆地内首次实施了彩煤 2-004H 井保压取芯测试含气量. 保压取芯的优势在于大大缩短了取芯过程中煤层气的逸散时间, 在取芯提钻过程中煤芯直接进入保压取芯桶, 避免了在提钻过程中的逸散, 而是变为可以直接测量获取准确值, 而不是推测在提钻过程中的逸散量^[23]. 煤层在埋深 2 436~2 440 m 测试含气量为 8.28~26.18 m³/t(空气干燥基), 平均含气量为 15.47 m³/t(图 9), 含气量高于国内外同煤级区域测试含气量^[24]. 甲烷体积分数为 81.78%, 乙烷体积分数为 6.07%, 丙烷体积分数为 2.11%, 氮气体积分数为 6.68%, 二氧化碳体积分数为 1.32%. 基于等温吸附数据, 采用 Langmuir 方程, 可计算吸附气, 然后总含气量减去吸附气即为游离气, 这一方法是目前国内计算游离气的普遍方法. 采用这一方法计算获得在 2 400 m 左右游离气占比为 50%, 饱和度为 201%. 由此可见研究区低煤阶储层含气量高, 含气饱和度高, 游离气占比高. 结合早期白家 8 井 3 300 m 左右, 测试含气量为 14.72 m³/t, 游离气占比为 53.9%, 饱和度为 211.93%. 考虑白家 8 井, 含气量测试为密闭取芯, 有一定的误差. 但整体上反映了随深度增加, 游离气占比增高, 在超过总含气量临界深度后, 含气量趋于缓慢

降低, 与上述图版结论一致.

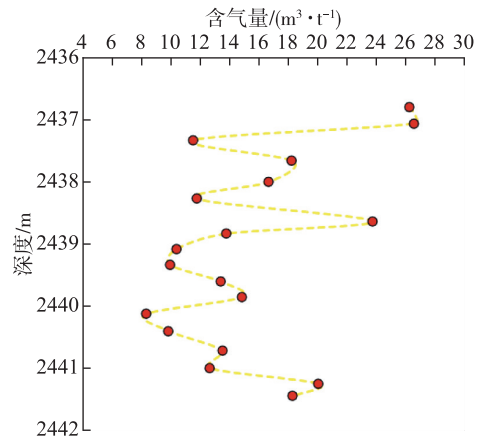


图 9 彩煤 2-004 井保压取芯含气量测试结果

Fig. 9 Gas content test results against depth of pressure-holding coring from Well No. Caimei 2-004

3.5 勘探开发意义

资源规模和资源构成是影响深部煤层气可采性的重要因素. 在深部煤层气开采中, 煤层气富集, 游离气占比高是后期高产的必要保障^[25]. 白家海凸起由于所处位置独特, 储渗系统较好, 兼具“多源成藏”模式, 含气性好, 具有“低煤阶、高含气量、高游离气占比和高饱和度”的“一低三高”的富集特征.

综合考虑资源规模和资源构成, 处于吸附气临界深度和游离气临界深度, 即 900~2 600 m 是

最优开发深度,而白家海凸起西山窑组的实际埋深大于1500 m以深,因此1500~2600 m是本区域最优开发深度范围,在此范围,总含气量高,含气量可达到 $15\sim 18\text{ m}^3/\text{t}$,游离气占比在40%~55%之间,具有良好的资源规模和资源构成配比。

2020年在彩煤2井附近施工的水平井彩探1H,主力煤层底深2583 m,水平段长1000 m,分23级47簇压裂,2021年7月开始试采,截至2023年10月9日,累计生产803 d,累计产气1277.29万 m^3 ,平均日产气16189 m^3 ;累计产水1322.85 m^3 ,平均日产水1.68 m^3 ,取得了本区域深部煤层气水平井产量的历史性突破(图10)。产出规律表现出以下特征:1)压裂开井后快速见气且产量高,4 d内日产气量上升至2万 m^3 ,12 mm油嘴最高日产气5.7万 m^3 ,日产水量少(0.5~3.0 m^3),稳产2万 m^3 达1 a之久,此阶段游离气为主,表现出常规天然气特征。2)随着地层压力下

降,2022年10月后,套压波动小幅增高,吸附气开始大量解吸,与游离气共同产出,1万 m^3 长期稳产,此阶段吸附气为主。该井的产出特征证实了该深度范围的开发潜力。同时产出规律揭示了游离气占比高,初期游离气为主,后期吸附气与游离气共同产出且稳产的产出特征,具有自喷生产的特征,产水量少,算上正式排采前的试气产水,返排率为13.06%,吸附气产出为典型的“排气降压”,即通过早期游离气的大量产出,达到降压,后期吸附气解吸产出。与鄂尔多斯盆地大宁—吉县等高阶煤储层深部煤层气井排采曲线相比,高峰产量持续时间更久(前后持续1 a之久),产量更为稳定,反映了游离气的大量持续供应。而后随着游离气辐射到卸压边界,由于“边界效应”,产量缓慢降低,同时吸附气开始大量解吸,又达到一个稳定的产气过程。总体呈现出“台阶型”,而不是明显的“峰型”,同时其产水量很少。

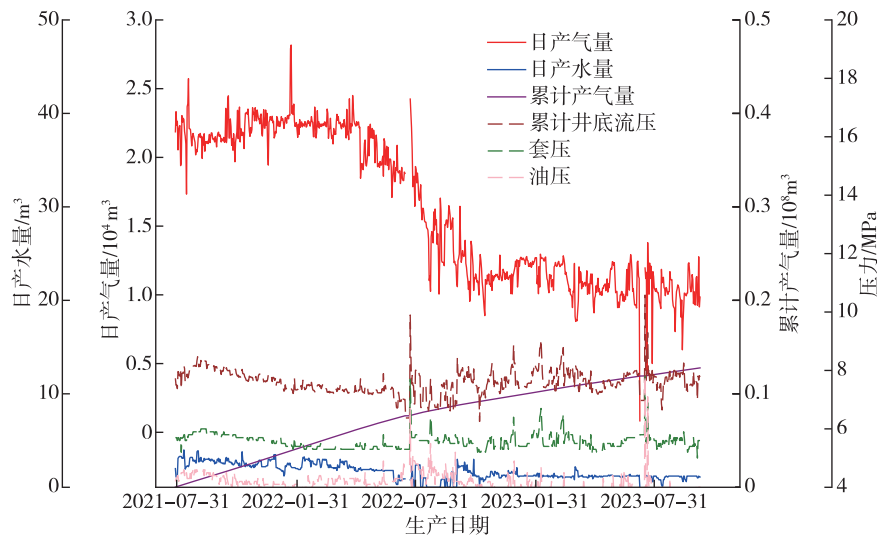


图10 彩探1H井排采曲线

Fig. 10 Production performance of Well No. CaiTan 1H

4 结论

深部煤层气与浅部煤层气相比,其最大区别是煤层气相态中游离气的增加,游离态甲烷资源量成为了深部煤层气资源增量的重要贡献者。在煤层气不同赋存态分配规律上,低煤阶储层明显有别于高煤阶储层。本文以新疆准噶尔盆地白家海凸起西山窑组最新的深部煤层气评价井为分析基础,研究了中低煤阶储层深部煤层气不同赋存态的分配规律,取得如下认识:

1)采用S-DR模型,考虑甲烷吸附态密度在温压场下的变化,结合变温压等温吸附试验测试数据,构建了白家海凸起吸附态含量预测公式;基于

构建的温压控制下的孔隙度预测公式,耦合温压场控制下煤层气赋存态密度变化,形成了不同赋存态含气量预测图版。

2)揭示了白家海凸起低煤阶煤层气储层含气性存在“3个临界深度”,即吸附气、游离气和总含气量均存在临界深度。吸附气临界深度位于900 m左右,其含量可达到 $11\text{ m}^3/\text{t}$ 。游离气含量临界深度位于2500~2600 m,其含量可达到 $9\text{ m}^3/\text{t}$ 。其中,总含气量临界深度位于1500 m左右,其含量可达到 $18\text{ m}^3/\text{t}$,在2400 m左右,游离气占比达到50%,之后随埋深增加逐渐增大,在埋深达5000 m,游离气占比可达到80%。这一结果是深部温压控制下,吸附态密度、游离态密度和孔隙度变化耦合的综合结果,

孔隙度随埋深的逐渐衰减,造成赋存空间的缩小,使得游离气同样存在“临界深度”。

3)白家海凸起煤层气具有“低煤阶、高含气量、高游离气占比和高饱和度”的“一低三高”的富集特征。综合考虑资源规模和资源构成,1 500~2 600 m是本区域最优开发深度范围,在此范围,总含气量高(15~18 m³/t),游离气占比在40%~55%之间,具有良好的可采潜力。

参考文献:

- [1] 张道勇,朱杰,赵先良,等.全国煤层气资源动态评价与可利用性分析[J].煤炭学报,2018,43(6):1598-1604.
ZHANG Daoyong, ZHU Jie, ZHAO Xianliang, et al. Dynamic assessment of coalbed methane resources and availability in China [J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1598-1604.
- [2] 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 construction of large CMG industry in China [J]. Journal of China Coal Society, 2022, 47(1): 371-387.
- [3] 李瑞明,周梓欣.新疆煤层气产业发展现状与思考[J].煤田地质与勘探,2022,50(3):23-29.
LI Ruiming, ZHOU Zixin. Development status and thoughts on coalbed methane industry in Xinjiang [J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 23-29.
- [4] 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.
- [5] 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, CHOU Peng, et al. Exploration and development progress of deep coalbed methane in Baijiahai uplift of the Junggar Basin and its enlightenment[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 13-22.
- [6] LI C L, YANG Z B, YAN X, et al. Distribution law of occurrence state and content prediction of deep CBM: A case study in the Ordos Basin, China[J]. Natural Resources Research, 2024, 33: 1843-1869.
- [7] 郭涛.深部煤层气赋存态及其含量预测模型[D].徐州:中国矿业大学,2021.
GUO Tao. The occurrence state and content prediction model of deep coalbed methane [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2021.
- [8] 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.
- [9] 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(增1):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(Sup 1): 348-361.
- [10] 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(Sup 1): 195-202.
- [11] 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.
- [12] 厚刚福,李啸,马万云,等.致密砂岩气成藏条件及有利勘探区带研究:以准噶尔盆地南部斜坡区侏罗系八道湾组为例[J].中国矿业大学学报,2022,51(6):1152-1165.
HOU Gangfu, LI Xiao, MA Wanyun, et al. Study of reservoir forming conditions of tight sandstone gas and favorable exploration zones: A case study of Jurassic Badaowan formation in the southern slope area of Junggar Basin [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2022, 51(6): 1152-1165.
- [13] 张雷,边利恒,侯伟,等.深部煤储层孔隙结构特征及其勘探意义:以鄂尔多斯盆地东缘大宁-吉县区块为例[J].石油学报,2023,44(11):1867-1878.
ZHANG Lei, BIAN Liheng, HOU Wei, et al. Pore structure characteristics and exploration significance

- of deep coal reservoirs: A case study of Daning-Jixian block in the eastern margin of Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1867-1878.
- [14] DUBININ M M. Fundamentals of the theory of adsorption in micropores of carbon adsorbents: Characteristics of their adsorption properties and microporous structures [J]. *Carbon*, 1989, 27 (3): 457-467.
- [15] SAKUROVS R, DAY S, WEIR S, et al. Application of a modified Dubinin-Radushkevich equation to adsorption of gases by coals under supercritical conditions[J]. *Energy & Fuels*, 2007, 21(2): 992-997.
- [16] LI C, QIN Y, GUO T, et al. Supercritical methane adsorption in coal and implications for the occurrence of deep coalbed methane based on dual adsorption modes [J]. *Chemical Engineering Journal*, 2023, 474: 145931.
- [17] GAVIN H P. The Levenberg-Marquardt method for nonlinear least squares curve-fitting problems [D]. North Carolina: Duke University, 2013.
- [18] LEWIS R, INGRAHAM D, PEARCY M, et al. New evaluation techniques for gas shale reservoirs [C]// *Proceedings of the Schlumberger Reservoir Symposium*. Houston, Texas, 2004:1-11.
- [19] 降文萍, 张群, 张培河, 等. 煤中游离气含量估算方法及应用[J]. *煤田地质与勘探*, 2019, 47(5): 111-117.
- JIANG Wenping, ZHANG Qun, ZHANG Peihe, et al. Estimation method and application of free gas content in coal[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2019, 47(5): 111-117.
- [20] The National Institute of Standards and Technology (NIST). Thermophysical properties of fluid systems [EB/OL]. (2010-01-20)[2024-02-01]. <http://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>.
- [21] ISO. Natural gas-supporting information on the calculation of physical properties according to ISO6976: ISO/TR 29922: 2017 [S]. Geneva: ISO, 2017: 36-38.
- [22] CONCA A, NALDI S, OTTAVIANI G, et al. Taylor polynomials of rational functions[J]. *Acta Mathematica Vietnamica*, 2024, 49: 19-37.
- [23] 傅雪海, 张小东, 韦重韬. 煤层含气量的测试、模拟与预测研究进展[J]. *中国矿业大学学报*, 2021, 50(1):13-31.
- FU Xuehai, ZHANG Xiaodong, WEI Chongtao. Review of research on testing, simulation and prediction of coalbed methane content [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2021, 50(1): 13-31.
- [24] 唐颖, 谷峰, 吴晓丹, 等. 澳大利亚苏拉特盆地 Walloon 煤组成藏条件及富集模式[J]. *天然气工业*, 2017, 37(11): 18-28.
- TANG Ying, GU Feng, WU Xiaodan, et al. Coalbed methane accumulation conditions and enrichment of Walloon coal measure in the Surat Basin, Australia[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(11): 18-28.
- [25] 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.

(责任编辑 沈菊全 腾)