

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2025.217>



深部煤储层游离气-吸附气动态演化规律及其地质控制:以鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块为例

田文广¹, 邓泽¹, 张政^{2*}, 陈浩¹, 曹毅民³, 申建²

1. 中国石油勘探开发研究院中国石油集团煤岩气重点实验室, 北京 100083

2. 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

3. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100083

摘要: 煤层气的赋存状态是影响深部煤层气资源评价和开发效益的关键因素之一。为了揭示深部煤储层中游离气-吸附气的动态演化规律及其地质控制, 从而深化对深部煤层气成藏过程的认识, 本文以鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块太原组 8 号煤储层为研究对象, 构建了游离气含量、吸附气含量、原位孔隙度以及含水饱和度的预测模型, 结合煤层埋藏史、受热史、热演化史及储层压力演化过程的系统分析, 探讨了煤层气成藏过程中气体赋存状态的动态演化规律。研究表明, 该区煤层气成藏过程中游离气-吸附气的动态演化可划分为 4 个阶段: (I) 晚二叠世至早侏罗世, 煤层快速沉降阶段, 吸附气含量不断增加, 几乎不存在游离气; (II) 早侏罗世至早白垩世, 煤层小幅升降阶段, 游离气含量逐渐增加, 吸附气含量呈现波动式变化; (III) 早白垩世至白垩纪中期, 煤层二次快速沉降阶段, 游离气含量先降低后升高, 吸附气含量缓慢上升; (IV) 白垩纪中期至今, 煤层快速抬升阶段, 游离气含量逐渐降低, 吸附气含量持续上升。该研究成果可为深部煤层气资源的有利区优选和高效开发提供一定的理论借鉴。

关键词: 深部煤层气; 吸附气; 游离气; 动态演化; 大宁-吉县; 煤层气地质学。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2026)07-2582-14

收稿日期: 2025-08-22

Dynamic Evolution Laws of Free Gas and Adsorbed Gas in Deep Coal Reservoirs and Its Geological Controls: A Case Study of Daning-Jixian Block, Ordos Basin

Tian Wenguang¹, Deng Ze¹, Zhang Zheng^{2*}, Chen Hao¹, Cao Yimin³, Shen Jian²

1. Key Laboratory of Coal-Rock Gas, China National Petroleum Corporation, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

2. Key Laboratory of Coalbed Methane Resources & Reservoir Formation Process, Ministry of Education, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221008, China

3. PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100083, China

Abstract: The occurrence state of coalbed methane (CBM) is one of the key factors influencing the resource assessment and the

基金项目: 新型油气勘探开发国家科技重大专项 (No. 2025ZD1404202); 中国石油天然气集团有限公司科技专项 (Nos. 2026DJ00302, 2023ZZ18YJ01)。

作者简介: 田文广 (1979-), 男, 高级工程师, 博士, 主要从事煤层气、致密砂岩气勘探等方面的研究。ORCID: 0000-0002-9895-5483. E-mail: tianwg69@petrochina.com.cn

*** 通讯作者:** 张政, ORCID: 0000-0002-7146-0376. E-mail: zzcumt@cumt.edu.cn

引用格式: 田文广, 邓泽, 张政, 陈浩, 曹毅民, 申建, 2026. 深部煤储层游离气-吸附气动态演化规律及其地质控制: 以鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块为例. 地球科学, 51(7): 2582-2595.

Citation: Tian Wenguang, Deng Ze, Zhang Zheng, Chen Hao, Cao Yimin, Shen Jian, 2026. Dynamic Evolution Laws of Free Gas and Adsorbed Gas in Deep Coal Reservoirs and Its Geological Controls: A Case Study of Daning-Jixian Block, Ordos Basin. *Earth Science*, 51(7): 2582-2595.

development efficiency of deep CBM. In order to elucidate the dynamic evolution laws of free gas and adsorbed gas within deep coal reservoirs, as well as their geological controls, thereby deepening the understanding of deep CBM accumulation processes, this study focuses on the No. 8 coal seam of the Taiyuan Formation in the Daning-Jixian Block, Ordos Basin. Prediction models for free gas content, adsorbed gas content, in-situ porosity, and water saturation were established. These were integrated with a systematic reconstruction of the coal seam burial history, thermal history, thermal maturation, and reservoir pressure evolution, to investigate the dynamic evolution of gas occurrence states during CBM accumulation. The results indicate that the dynamic evolution of free and adsorbed gas during CBM accumulation in the study area can be classified into four stages: (I) Late Permian-Early Jurassic: a period of rapid coal seam subsidence, accompanied by a sustained rise in adsorbed gas content and negligible free gas occurrence; (II) Early Jurassic-Early Cretaceous: a stage of minor fluctuations in burial depth of coal seam, during which free gas content gradually increased, while adsorbed gas content exhibited oscillatory variations; (III) Early Cretaceous-Middle Cretaceous: second rapid subsidence phase of coal seam, in which free gas content first decreases and then increases, with adsorbed gas content rising slowly; (IV) Middle Cretaceous-present: rapid uplift of coal seams, during which free gas content gradually decreases, while adsorbed gas content continues to increase. The findings of this study can provide a theoretical reference for favorable zone selection and efficient exploitation of deep CBM resources.

Key words: deep coalbed methane; adsorbed gas; free gas; dynamic evolution; Daning-Jixian; coalbed methane geology.

0 引言

煤层气作为一种重要的非常规天然气资源,其高效开发对于优化我国能源结构、推动绿色低碳转型以及保障国家能源安全具有重要的战略意义(黄中伟等, 2022; Xu *et al.*, 2023; 周立宏等, 2025a). 我国煤层气资源丰富, 埋深在 2 000 m 以浅的煤层气资源量约为 $29.82 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (庚勳等, 2018), 而埋深超过 2 000 m 的煤层气资源量更是高达 $40.71 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (秦勇等, 2022), 表明我国深部煤层气资源潜力巨大. 我国埋深 1 000 m 的浅部煤层气开发已初具规模(孙粉锦等, 2024; 唐书恒等, 2025), 近年来, 随着深部煤层气勘探开发理论与技术的持续进步, 鄂尔多斯盆地、沁水盆地、准噶尔盆地以及四川盆地等多个区域在深部煤层(埋深超过 1 000 m, 甚至达到 2 000 m 以上)的煤层气勘探开发中取得了重要突破, 标志着我国深部煤层气开发进入了新的发展阶段(郭绪杰等, 2021; 徐凤银等, 2022; 丁蓉等, 2025; 李瑞等, 2025).

深部煤储层在含气量、含气饱和度、煤体结构、地应力状态及力学性质等方面, 与浅部煤储层存在显著差异(陈世达等, 2023; Li *et al.*, 2023; 秦勇, 2023; Zhang *et al.*, 2024), 特别在煤层气的赋存状态上表现出本质区别: 浅部煤储层中的煤层气以吸附态为主, 而深部煤储层中游离气占比明显增大, 呈现出吸附气与游离气共存的复杂赋存特征(申建等, 2015; 秦勇, 2023; 徐凤银等, 2023; 孙粉锦等, 2024). 例如:

鄂尔多斯盆地东缘大宁-吉县区块深部煤储层游离气占比在 10%~43% 之间, 一般为 20% 左右; 新疆准噶尔盆地白家海凸起煤层埋深 2 400 m 左右, 预测游离气占比达到 50% (杨兆彪等, 2025). 这种吸附气与游离气共存状态的形成及其分配转化过程受控于储层温度、储层压力、地应力、煤级、孔隙度、水动力条件、构造运动等多重因素的相互作用(秦勇, 2023; 唐书恒等, 2025). 目前, 关于深部煤层气赋存状态的研究主要聚焦于吸附气、游离气随埋藏深度的静态分布规律(史锐等, 2025; 杨兆彪等, 2025; 周立宏等, 2025b), 而对煤层气成藏地质历史过程中吸附气和游离气的动态演化规律研究则相对不足. 厘清吸附气与游离气的动态演化规律及其主控地质因素, 对于深部煤层气的资源量精确预测、甜点区优选及开发部署具有重要的理论价值和实践意义.

现有研究在深部煤层气吸附气和游离气动态演化规律方面仍存在多项亟待解决的问题: 首先, 现有游离气含量预测模型中多采用理想气体状态方程估算甲烷密度, 未充分考虑储层温压条件下气体压缩因子的动态变化, 导致深部游离气含量预测结果存在偏差; 其次, 对于深部煤储层孔隙度、煤级、有效应力和储层压力之间复杂耦合关系的定量分析较为薄弱, 难以有效表征这些因素对气体赋存状态的综合影响; 第三, 地质历史中的动态温-压场与煤热演化过程对气态赋存的影响机制尚不明确, 尤其是在深部煤层气的成藏演化过程中, 温度、储层压力

及煤级的动态变化如何影响气体的吸附与游离气含量的动态演化,仍缺乏系统性研究.本文以大宁-吉县区块太原组 8 号煤储层作为研究对象,旨在通过构建适用于该区煤储层的游离气与吸附气含量预测模型,结合煤层的埋藏史、受热史、成熟度演化史及储层压力演化过程的系统分析,探讨煤层气成藏演化过程中,不同地质演化阶段下游离气与吸附气的动态演化特征及其地质控制.本研究不仅能够深化对深部煤层气成藏过程的认识,还将为深部煤层气资源的有利区优选和高效开发提供一定的理论借鉴.

1 研究区煤层气地质概况

大宁-吉县区块位于鄂尔多斯盆地东南缘,地处伊陕斜坡东南部与晋西挠褶带南段的过渡部位(图 1a、1b),总面积约为 5 648 km²,整体为走向 NNE、向 NW 缓倾的单斜构造.该区块自西向东构造分区界限清晰,依次可划分为西部缓坡带、中部陡坡带、桃园背斜带以及东部斜坡带(图 1b、1d)(张雷等,2023).其中,西部缓坡带和中部陡坡带构造相对简单,断层稀少;而桃园背斜带及东部斜坡带断层较为发育,主要呈 NE 或 NNE 走向,以逆断层为主(邓泽等,2024).

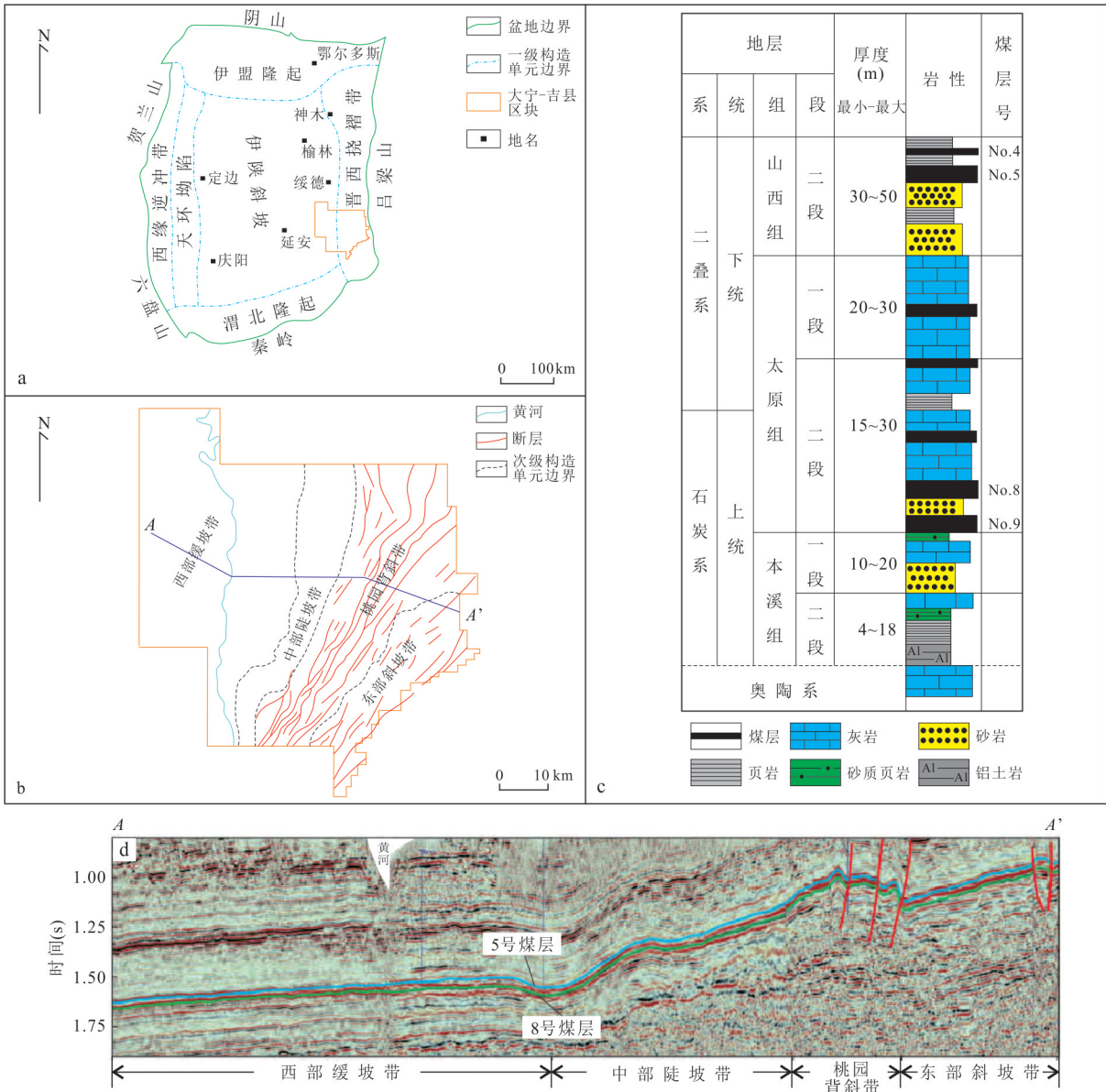


图1 鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块位置、含煤地层及构造特征(图d引自张雷等,2023)

Fig.1 Location, coal-bearing strata, and structural characteristics of the Daning-Jixian Block in the Ordos Basin

本区块深部煤层气勘探开发的主要目标层位为太原组底部的 8 号煤层(图 1c),该煤层形成于潟湖-潮坪沉积环境(熊先钺等,2023),煤层展布稳定、连续性好,厚度为 5.9~11.4 m.煤层顶板发育 2~4 套灰岩,其中直接顶板灰岩厚度为 5~14 m.取心及测井资料表明,8 号煤顶板灰岩裂隙不发育,物性差、含水性低、气测无异常响应,为致密岩层,具备良好的封盖性能(熊先钺等,2024).太原组 8 号煤层具有较高的含气量,为 18~27 m³/t,一般大于 20 m³/t,资源丰度平均高达 2.93×10⁸ m³/km²,显示出巨大的资源潜力.煤体结构以原生结构煤为主,脆性指数高,机械强度较大(熊先钺等,2024).该煤层主要发育有焦煤、瘦煤、贫煤以及无烟煤,属中-高变质程度的煤(王成旺等,2022;唐淑玲等,2023).

中石油煤层气公司于 2019 年在大宁-吉县区块取得了埋深超过 2 000 m 的深层煤层气勘探重大突破,直井日产气 3 000~8 000 m³.2021 年,大吉 3-7 向 2 井区探明煤层气储量 762.08×10⁸ m³,是国家第一个大型深层煤层气探明地质储量,2022 年,吉深 6-7-P-01 井实现了初期日产 10.1×10⁴ m³ 的高产气流.至 2025 年 5 月,该区块通过国土资源部和山西省自然资源厅备案的探明地质储量达到 2 112×10⁸ m³,日产气量超 800×10⁴ m³,充分显示出大宁-吉县区块深部煤层气良好的开发潜力(徐凤银等,2022).

2 煤岩原位孔隙度预测模型

深部煤层原位孔隙度 φ_i 是计算游离气含量的关键参数,常通过覆压孔隙度实验进行测定.传统的覆压孔隙度实验方法多采用单一变量控制,即实验中固定围岩压力或流体压力(储层压力),只改变另一个参数,以模拟不同有效应力条件下的孔隙度变化.然而,这种方法难以同步反映实际煤层埋藏历史中围岩压力与储层压力的共同演变过程.事实上,在煤层气成藏与演化过程中,二者是协同变化的,与单一变量控制的实验手段存在显著差异.

为克服上述不足,本研究结合煤层气成藏过程中的储层压力和围岩压力的动态演变特点,分

表 1 研究区煤样覆压孔隙度测试实验方案
Table 1 Experimental scheme for overburden porosity tests on coal samples in the study area

方案序号	有效应力、围压和储层压力设计方案					
	保持有效应力 5 MPa 不变					
①	围压(MPa)	6	9	12	15	20
	储层压力(MPa)	1	4	7	10	15
②	保持有效应力 10 MPa 不变					
	围压(MPa)	11	14	17	20	25
	储层压力(MPa)	1	4	7	10	15
③	保持有效应力 15 MPa 不变					
	围压(MPa)	16	19	23	25	30
	储层压力(MPa)	1	4	7	10	15

别在 $\sigma_e=5、10、15$ MPa 三种有效应力条件下开展覆压孔隙度试验.在固定某一有效应力的基础上,同时调整围岩压力和储层压力,从而更真实地模拟深部煤层原位孔隙度的动态变化规律.这一创新实验设计能够获得更加接近原位地质条件的孔隙度数据,从而提高游离气含量预测的准确性,为深部煤层气资源评价和开发提供更加科学的依据.

本次实验装置示意图如图 2 所示,主要由高压氢气瓶、岩芯夹持器、围压泵、参考罐压力计、样品罐压力计及参考罐等组成.实验煤样取自太原组 8 号煤层,样品镜质组最大反射率($R_{o,max}$)为 1.98%,水分含量(M_{ad})为 0.84%,灰分产率(A_d)为 13.05%,挥发分产率(V_{daf})为 12.42%.具体实验方案见表 1.

将实验测试得到的孔隙度进行归一化处理,即:
$$\varphi_N = \varphi / \varphi_0, \tag{1}$$

式中, φ_N 为归一化孔隙度,无量纲; φ 为某一特定的围压和储层压力下测定的孔隙度,%; φ_0 为无围压加载条件下测定的氦气孔隙度,%.

覆压孔隙度实验测试结果显示:(1)在储层压力恒定条件下,归一化孔隙度(φ_N)与有效应力(σ_e)呈现显著的指数函数负相关关系,即随着有效应力的增大, φ_N 以指数形式递减(图 3a);(2)当有效应力保持恒定时,除个别异常点外,归一化孔隙度(φ_N)与储层压力(P)整体上呈线性正相关关系,即随着储层压力的升高, φ_N 呈现稳步增加的趋势(图 3b).

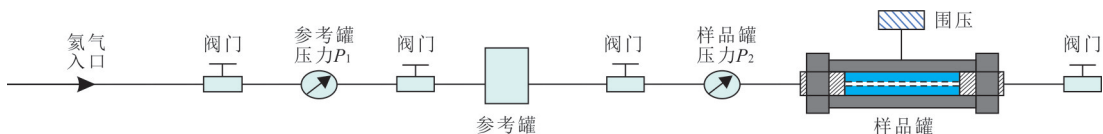


图 2 煤样覆压孔隙度实验装置示意图
Fig.2 Schematic diagram of the experimental apparatus for measuring overburden porosity of coal samples

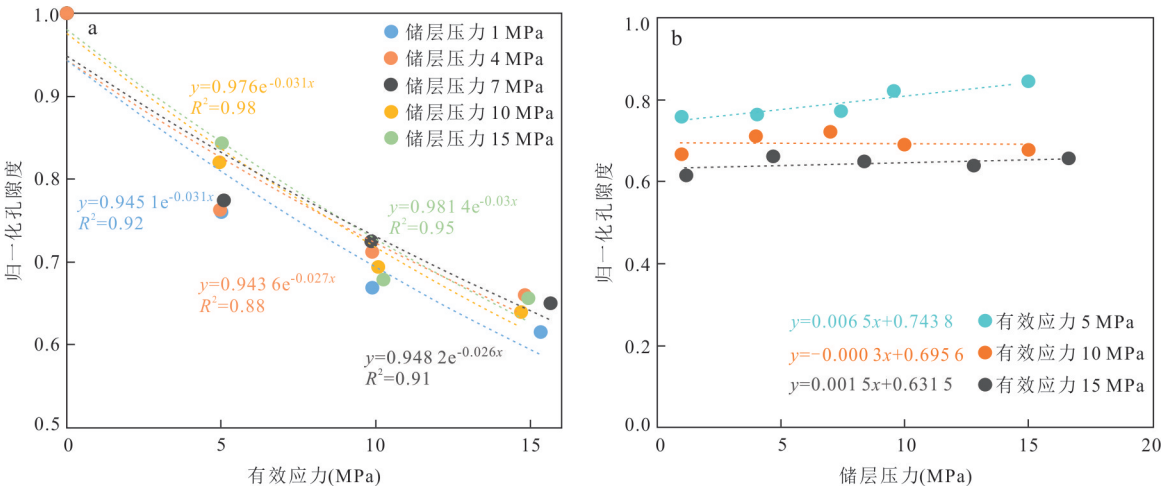


图 3 研究区煤样归一化孔隙度与有效应力(a)以及储层压力(b)的关系

Fig.3 Relationships between normalized porosity and effective stress (a) and reservoir pressure (b) for coal samples from the study area

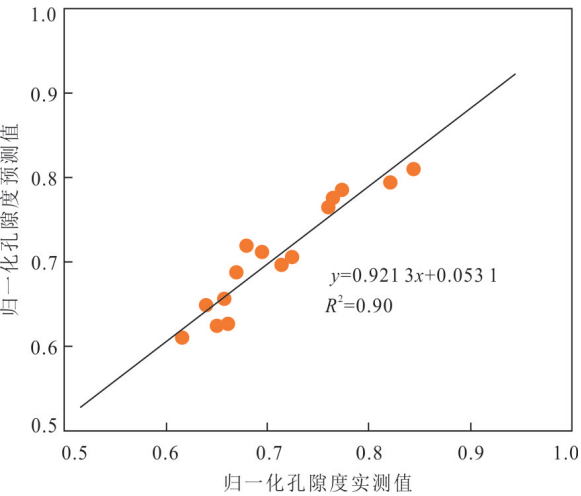


图 4 研究区煤样归一化孔隙度实测值与预测值关系

Fig.4 Relationship between measured and predicted normalized porosity for coal samples from the study area

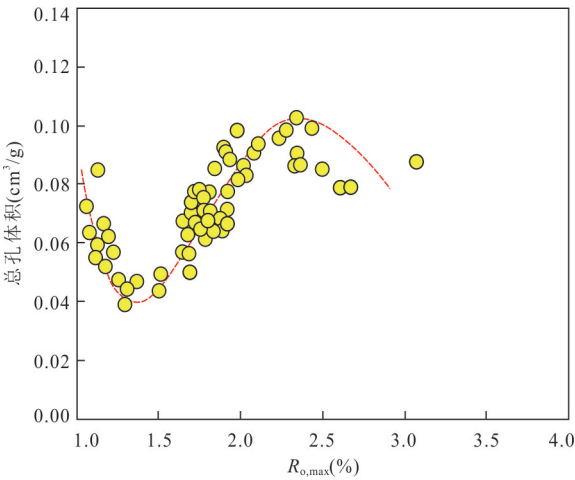


图 5 鄂尔多斯盆地煤岩总孔体积(无应力加载条件下)与 $R_{o,max}$ 关系

Fig.5 Relationship between total pore volume (under no-stress loading) and $R_{o,max}$ of coals in the Ordos Basin

本次研究,通过非线性回归分析方法,构建了 φ_N 、 P 以及 σ_e 三者之间的耦合关系,由此建立了覆压孔隙度归一化预测模型,表达式如下:

$$\varphi_N = 0.1126 \times (0.032P + 7.551)e^{-0.022\sigma_e} \quad (2)$$

应用此模型,对不同储层压力和有效应力条件下的归一化孔隙度(φ_N)进行预测,并将预测值与实验测得的实际值进行对比分析,结果表明两者呈现极好的线性正相关关系,拟合优度(R^2)高达 0.90 (图 4),这说明所构建的预测模型具有较高的可靠性,能够有效预测煤层原位条件下的孔隙度。

值得注意的是,煤层原位孔隙度不仅受储层压力和有效应力的影响,还显著受到煤变质程度

的制约.研究发现,鄂尔多斯盆地煤氦测总孔体积随 $R_{o,max}$ 的增高,呈现出“先降低→后增大→再降低”的变化规律,转折端分别位于 $R_{o,max}$ 为 1.3% 和 2.5% 左右(图 5).因此,游离气预测模型中煤层原位孔隙度 φ_i 的求解,应综合考虑煤储层压力(P)、有效应力(σ_e)以及煤变质程度(以 $R_{o,max}$ 衡量)三者的共同影响.具体而言,基于在地面无应力状态下获取的不同煤级的氦气孔隙度测值,结合本研究所构建的覆压孔隙度归一化预测模型,进而可计算出不同煤级原位条件下的孔隙度值。

3 煤岩含气量预测模型

3.1 游离气含量及甲烷密度预测模型

根据气体状态方程,若已知各温度压力点的气体密度,则标准状态下吨煤游离气体积计算模型为(申建等,2015):

$$V_{\text{游离气}} = 22.4 \times 10^3 \times \frac{\rho_{\text{CH}_4} \varphi_f (1 - S_w)}{\rho_{\text{coal}} M_{\text{CH}_4}}, \quad (3)$$

式中, $V_{\text{游离气}}$ 为游离气含量, m^3/t ; ρ_{CH_4} 为甲烷密度, g/cm^3 ; ρ_{coal} 为煤的密度, g/cm^3 ; M_{CH_4} 为甲烷的分子量, g/mol ; φ_f 为原位煤层孔隙度, %.

根据甲烷真实气体状态方程,不同温压下的甲烷密度的计算模型为(于忠,2011):

$$\rho_{\text{CH}_4} = \frac{PM_{\text{CH}_4}}{ZRT}, \quad (4)$$

式中, P 为系统绝对压力, MPa ; Z 为气体压缩因子, 无量纲; R 为气体常数; T 为系统绝对温度, K .

计算甲烷密度时,需首先确定其压缩因子 Z 值.关于 Z 值的确定,目前主要包括图版法、经验公式法、实验测定法以及基于状态方程的计算方法(靳焯,2012).其中,RK(Redlich-Kwong)方程、SRK(Soave-Redlich-Kwong)方程、PR(Peng-Robinson)方程、BB(Beggs-Brill)方程具有代表性.郭涛(2021)利用牛顿迭代法,分别求解了RK、SRK、PR及BB方程在不同温压条件下对应的甲烷压缩因子,并据此计算甲烷密度.随后,他将各模型计算结果与美国国家标准与技术研究院(NIST)数据库 Chemistry 模块中相应温压条件下的甲烷密度值进行对比,计算了绝对误差 ϵ (式5).结果表明,在四种模型中,RK方程(式6)(郭涛,2021)所

计算的甲烷密度具有最小的平均绝对误差,约为0.19%,几乎可以忽略.因此,本研究亦采用RK模型对不同温压条件下的甲烷密度进行计算.

$$\text{绝对误差 } \epsilon(\%) = \frac{|\rho_{\text{计}} - \rho_{\text{NIST}}|}{\rho_{\text{NIST}}}, \quad (5)$$

式中, $\rho_{\text{计}}$ 为通过模型计算得到的甲烷密度值, g/cm^3 ; ρ_{NIST} 为NIST数据库中的甲烷密度值, g/cm^3 .

$$\begin{cases} Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0 \\ A = \frac{ap}{R^2 T^{2.5}} = 0.42748 \frac{p_r}{T_r^{2.5}} \\ B = \frac{bp}{RT} = 0.08664 \frac{p_r}{T_r} \end{cases}, \quad (6)$$

式中, Z 为气体压缩因子, 无量纲; T_r 为对比温度, 即温度与临界温度的比值; P_r 为对比压力, 压力与临界压力的比值.

3.2 吸附气含量预测模型

基于鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块及其临近区块煤样的甲烷高温高压等温吸附实验测试结果,显示Langmuir体积(V_L)与煤级($R_{o,\max}$)呈现正相关关系,即随 $R_{o,\max}$ 的增高, V_L 逐渐增大(图6a);而 V_L 与温度(T)呈现负相关关系(图6b),温度每升高 1°C , 煤的 CH_4 吸附量平均降低 $0.2 \text{ m}^3/\text{t}$, 显示本区煤的吸附特性具有较高的温度敏感性.此外,Langmuir压力(P_L)与煤级($R_{o,\max}$)呈现“正U型”关系,即随 $R_{o,\max}$ 的增大, P_L 呈现出先降低后增大的变化趋势,转折端位于 $R_{o,\max}$ 约2.3%左右(图7).

基于上述相关关系分析,利用非线性回归分析方法,构建适用于研究区煤的Langmuir等温吸附常数(V_L 、 P_L)预测模型(干燥无灰基准),即:

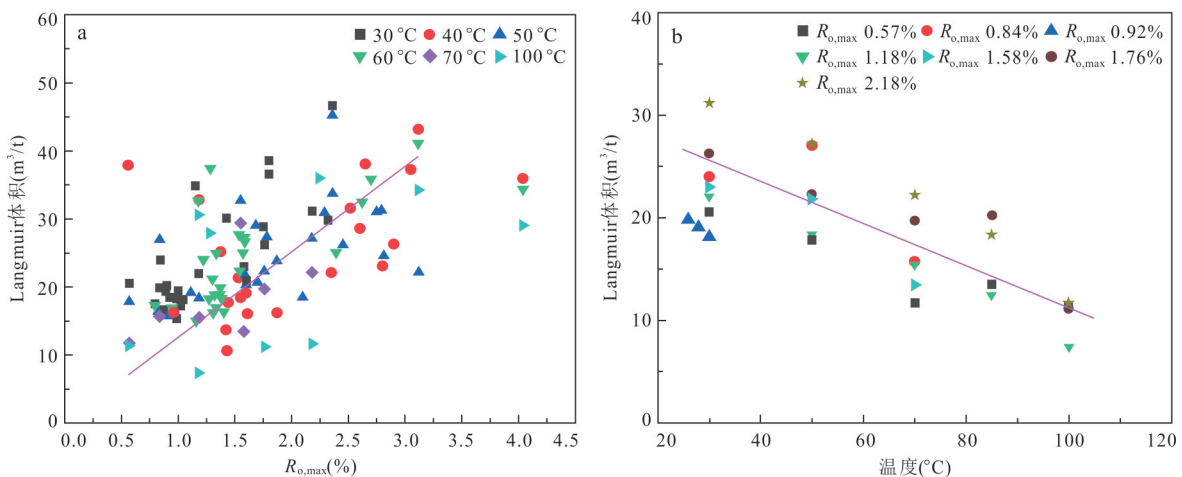


图6 Langmuir体积与 $R_{o,\max}$ (a)以及温度(b)的关系

Fig.6 Plots of Langmuir volume versus $R_{o,\max}$ (a) and temperature (b)

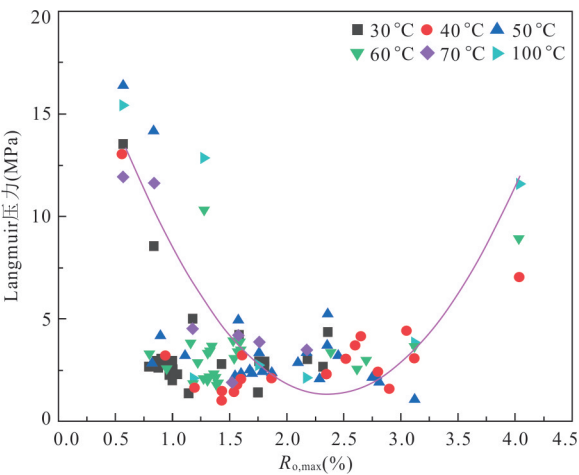


图 7 Langmuir 压力与 $R_{o,max}$ 的关系

Fig.7 Relationship between Langmuir pressure and $R_{o,max}$

$$V_L = (8.17R_{o,max} + 16.39) \exp(-0.0041T) \quad R^2 = 0.52, \quad (7)$$
$$P_L = 0.69R_{o,max}^2 - 3.85R_{o,max} + 2.51 \quad R^2 = 0.49. \quad (8)$$

基于经典的 Langmuir 吸附理论模型, 可知:

$$V = \frac{V_L \times P}{P + P_L}. \quad (9)$$

将式 (7) 和 (8) 代入式 (9), 可得到适用于研究区煤理论吸附气含量的预测模型, 如下:

$$V = \frac{P \times (8.17R_{o,max} + 16.39) \exp(-0.0041T)}{P + (0.69R_{o,max}^2 - 3.85R_{o,max} + 2.51)}. \quad (10)$$

3.3 煤岩含水饱和度预测模型

地质演化历史中, 煤层含水饱和度 (S_w) 受到沉积环境与成煤期气候、地层压力与埋深、构造活动、后期地质作用 (如成岩、变质作用)、水

动力条件以及煤层自身物性特征 (如孔隙度、渗透率) 等多因素的综合控制. 因此, 完全模拟地质历史演化过程中煤层的含水饱和度变化规律极其困难. 然而, 可依据鄂尔多斯盆地现今不同变质程度煤的含水饱和度实测数据, 对地质历史时期中煤层含水饱和度进行合理推测.

本次研究对鄂尔多斯盆地不同煤级的煤样进行了 S_w 实测. 具体测试流程如下: (1) 使用线切割机将采集到的新鲜煤样制备成柱样 (25 mm × 50 mm), 并记录其初始质量 (m_1); (2) 将煤样置于 105 °C 的干燥箱中恒温干燥 24 h, 取出后称量干燥质量 (m_2); (3) 对于干燥煤样进行气测总孔隙度 (φ_2) 以及视密度 ($\rho_{视}$) 测定. S_w 的计算公式如下:

$$S_w = \frac{(m_1 - m_2) \times \rho_{视}}{m_2 \times \rho_w \times \varphi_2}, \quad (11)$$

式中, S_w 为含水饱和度; m_1 为煤样烘干前重量, g; m_2 为煤样烘干后重量, g; $\rho_{视}$ 为干燥煤样视密度, g/cm³; ρ_w 为水的密度, 取 1 g/cm³; φ_2 为干燥煤样氦测总孔隙度, %.

测试结果表明, 鄂尔多斯盆地煤样的实测含水饱和度 S_w 变化范围较大, 介于 5.85%~62.72% 之间, 平均值为 20.48%. 尽管整体的相关系数相对较低, 但仍可发现 S_w 与煤级之间呈现负相关关系, 即随着 $R_{o,max}$ 的增大, 含水饱和度呈下降趋势 (图 8a). 此外, S_w 与氦气测定的总孔隙度 (φ_2) 之间表现出较好的负相关关系 ($R^2=0.65$), 即总孔隙度越高, 煤的含水饱和度越低 (图 8b). 由图 8a 可知, 研究区煤岩的 $R_{o,max}$ 主要处于 1.3%~2.5% 之间, 在该热演化阶

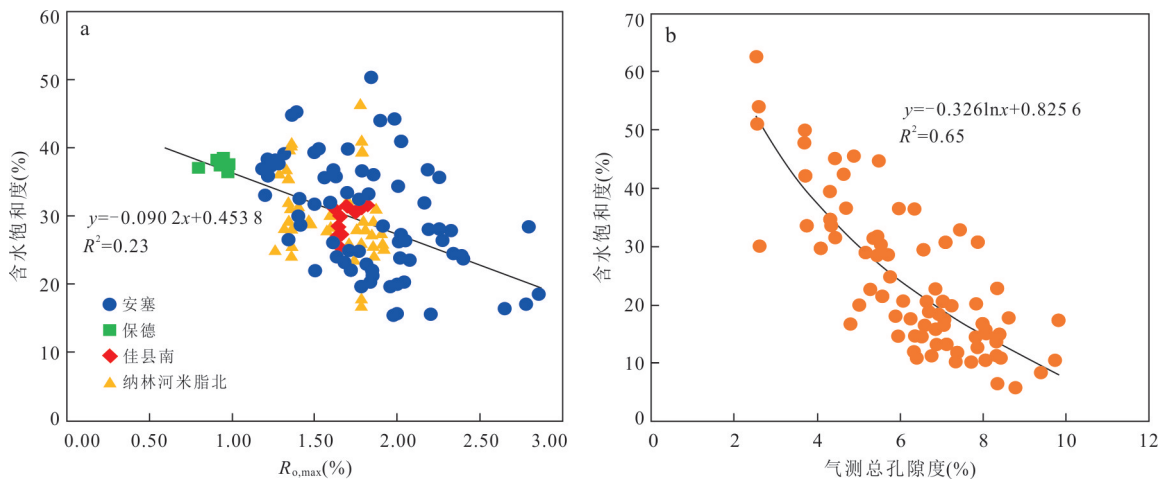


图 8 鄂尔多斯盆地煤样实测含水饱和度与 $R_{o,max}$ (a) 以及氦测总孔隙度 (b) 的关系

Fig.8 Plots of measured water saturation versus $R_{o,max}$ (a) and helium-measured total porosity (b) of coal samples in the Ordos Basin

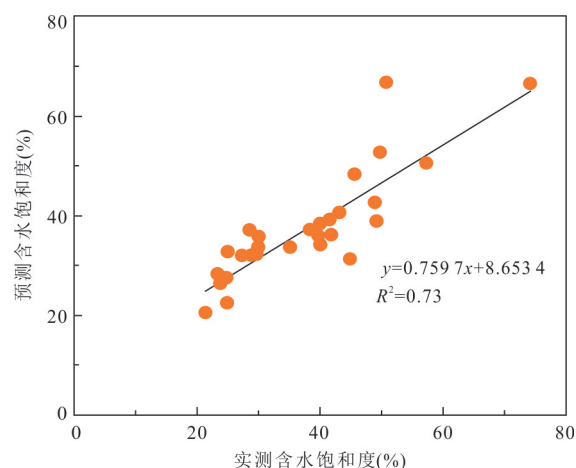


图9 鄂尔多斯盆地煤样实测含水饱和度与预测含水饱和度的关系

Fig.9 Relationship between measured and predicted water saturation for coal samples from the Ordos Basin

段,煤岩经历了强烈的热降解和热裂解生烃作用.该过程促进了煤中孔隙和微裂隙的大量发育,使得该阶段煤的微孔、介孔和宏孔体积快速增加,其中宏孔的增长最为显著(张旭等,2024),导致煤岩总孔隙度随 $R_{o,max}$ 升高而整体增大(图5).与此同时,该成熟度阶段正值煤岩大量生成气态烃类的关键时期.生成的气体在运移过程中对原有孔隙水产生强烈的驱替作用,导致水分被大量排出.由于宏孔和裂隙具有较好的连通性和较大的孔径,其中的水分最容易被优先排出.而氦气测定总孔隙度较高的煤样品,恰恰反映了宏孔和裂隙系统的发育程度较高,这些大孔隙中的水分已被生成的气体所驱替置换.因此,总孔隙度越高的煤样,其宏孔-裂隙系统越发育,水分排出越充分,最终表现为含水饱和度越低,从而形成了两者之间的负相关关系.

本研究基于同时测定了含水饱和度(S_w)、 $R_{o,max}$ 以及氦测总孔隙度(φ_2)的样品数据,采用多元线性回归方法,建立了含水饱和度预测模型,具体如下:

$$S_w = 99.004 - 5.3577 \times \varphi_2 - 16.295 \times R_{o,max} \quad (12)$$

应用此模型,对样品的含水饱和度进行预测,发现样品预测含水饱和度(S_w^*)与实测含水饱和度(S_w)呈现很好的线性正相关关系,拟合优度(R^2)高达0.73(图9),这说明所构建的预测模型具有较高的可靠性,因此,鄂尔多斯盆地不同热演化阶段煤岩的含水饱和度可以据此模型进行推测.

4 煤层气成藏过程关键参数演化史

煤层气成藏演化过程中赋存状态的演化规律受控于煤层埋深史过程中多种地质因素的耦合控制.储层温度、煤级、储层压力及其动态变化共同构成了一个复杂的地质系统,决定着煤层气在吸附态与游离态之间的动态平衡及演化过程.因此,要揭示煤层气成藏过程中游离气与吸附气动态演化的地质过程,必须对煤层的埋藏史、受热史、热演化史以及储层压力系统演化史等关键要素进行阐释.在本研究中,利用PetroMod沉积盆地模拟软件对研究区煤层的埋藏史、受热史和成熟度演化史进行了模拟研究.

模拟过程中所需输入的关键参数主要包括:地层参数(如各地层的沉积与剥蚀厚度、地质年代及岩性)、边界条件(如大地热流演化史、古沉积水界面平均温度和古水深),以及用于校正模拟结果的实测数据(如镜质体反射率 R_o 和孔隙度等).其中,部分关键参数的获取方法和取值如下:地层剥蚀厚度通过声波时差法与地层趋势对比法进行估算;研究区各地质时期的大地热流值参考任战利等(2021)中关于晋西挠褶带所发表的数据;基于大宁-吉县区块所处的经纬度(北纬35°,属于北半球东亚地区),利用模拟软件内置的全球统一沉积水界面温度-时间模型(SWIT)预测得到古沉积水界面平均温度为20.28℃,现今沉积水界面平均温度为19.27℃;古水深数据因实际资料缺乏,本研究将其设为默认值0 m,已有研究显示该参数对模拟结果的影响很小(鲍园等,2012);煤岩成熟度则结合实测 R_o 数据与EASY% R_o 模型进行计算.

基于流体包裹体测温与古流体压力恢复技术(Aplin *et al.*, 2000;米敬奎等,2004),林玉祥等(2021)对鄂尔多斯盆地东缘临兴地区上古生界致密砂岩储层的古流体压力演化进行了系统研究.结果表明,自中侏罗世以来,该区上古生界致密砂岩储层中的流体压力持续积累,压力系数由中侏罗世的1.2~1.4逐渐上升至晚侏罗世的1.4~1.6,并于早白垩世进一步增至1.5~1.7.需要指出的是,由于流体包裹体形成过程与无机矿物沉淀及流体捕获之间存在显著时滞效应,其所记录的古流体压力通常低于实际峰值压力.此外,考虑到上古生界致密砂岩气主要为源外煤系气,其中气体主要来源于邻近的煤层与煤系泥岩,因此煤层本身的储层压力应高于致密砂岩储层.基于上述认识,本研究参考林玉

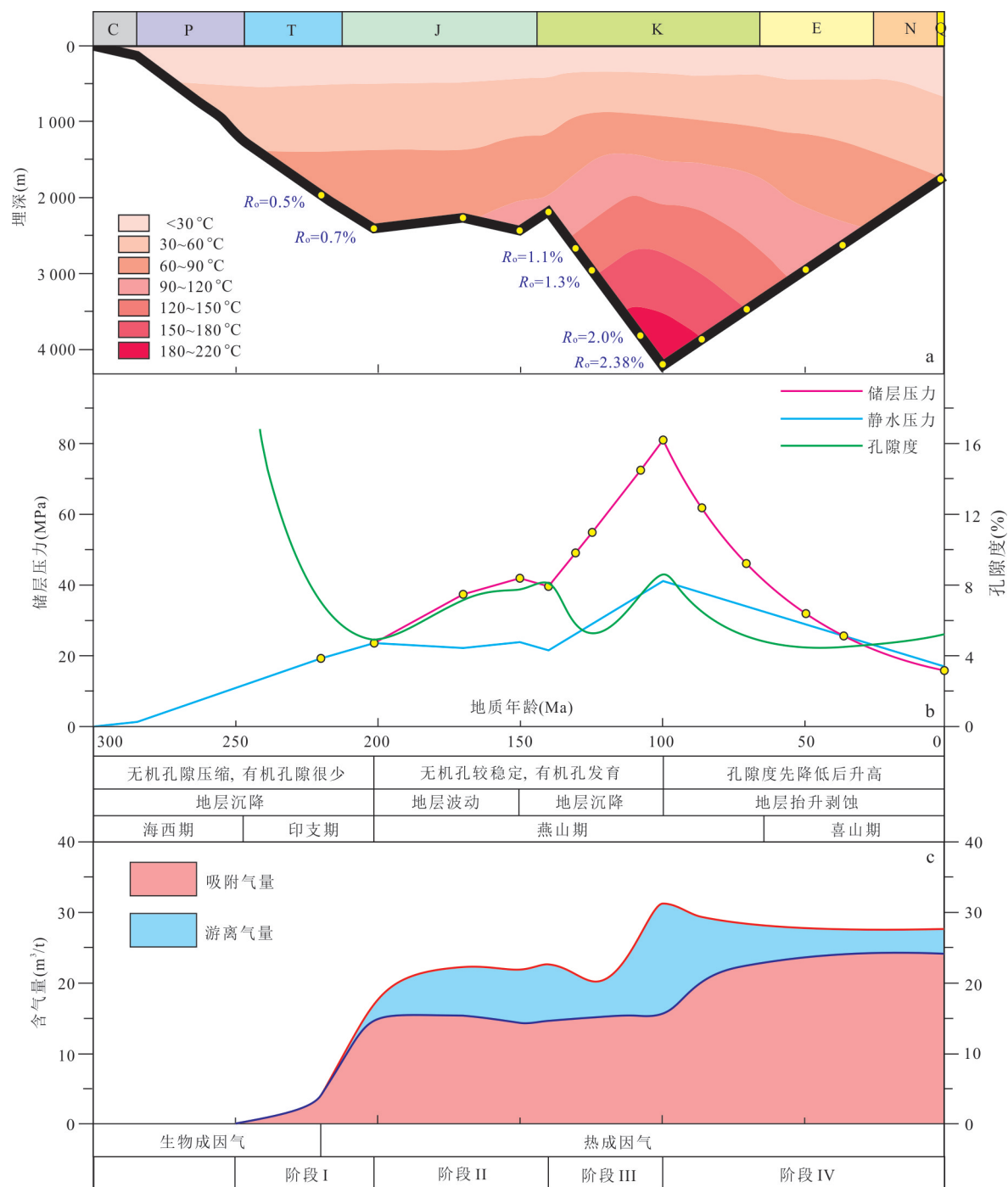


图 10 大宁-吉县深部煤层气成藏过程以及吸附气-游离气动态变化规律

Fig.10 Accumulation processes of deep CBM in the Daning-Jixian Block and dynamic variation laws of free gas and adsorbed gas
a. 太原组 8 号煤层埋藏史、受热史和有机质成熟史; b. 8 号煤层孔隙度、储层压力和静水压力演化史; c. 吸附气和游离气含量演化史及阶段划分

祥等(2021)所建立的邻区太原组各时期储层压力背景值,并结合大宁-吉县区块 8 号煤层现今储层压力数据(聂志宏等,2024),对太原组 8 号煤层的储层压力演化过程进行了定量恢复,结果如图 10 所示。其中,埋深最大时期接近 2.0 的压力系数设定,主要依据林玉祥等(2021)对鄂尔多斯盆地中心区域早

白垩世流体包裹体古压力的计算结果,发现其压力系数普遍超过 2.0。鉴于大宁-吉县区块位于盆地东缘,为合理反映其与盆地中心的压力差异,本次模拟将最大埋深时的储层压力系数设定为接近 2.0。

此外,图 10 中静水压力演化史可直接基于煤层埋深史计算得到。而煤储层孔隙度演化史

的恢复,首先需确定归一化孔隙度演化史,即依据煤层埋藏史(用于求取平均地应力)和储层压力演化史(结合平均地应力可进一步推导有效应力演化史),利用公式(2)进行计算.在此基础上,结合成熟度演化史(反映无应力条件下的孔隙度背景值),最终恢复孔隙度的完整演化过程.

自石炭纪以来(图10),鄂尔多斯盆地东缘经历了一系列的构造运动.受海西期缓慢构造沉降运动的控制,华北克拉通整体的沉积环境相对稳定,导致晚石炭世-早二叠世含煤地层在整个华北地区广泛沉积(杨华等,2015;徐浩,2017).该时期,地层较为疏松,渗透率高,煤层孔隙中充满原始沉积水,储层压力等于静水压力,煤储层温度低于30℃.晚海西期-印支期末,为地层的快速沉降期,至早侏罗世,研究区太原组8号煤层埋藏深度达到2500m,镜质组反射率 R_o 达到0.7%,进入低成熟阶段,产生一定量的生物成因气和热解气,但孔隙仍以原始沉积水为主,储层压力等于静水压力,煤储层温度达到90℃左右.早侏罗世-早白垩世,为地层小幅升降期,煤储层温度波动于90~120℃,煤层进入中成熟阶段,至早白垩世, R_o 达到1.0%左右,该时期,煤层累积生烃量增加,煤储层中流体压力不断积聚,储层压力系数缓慢增大,超过静水压力系数,开始进入超压环境.早白垩世至白垩纪中期,为地层的二次快速沉降期,8号煤层逐渐进入高成熟和过成熟阶段,该时期,煤层最大埋藏深度达到4200m左右,地层温度最高达到220℃左右, R_o 升至2.4%左右,产生大量的热解气,煤储层中流体压力快速升高,继续保持超压环境.自白垩纪中期,晚燕山期-喜山期的构造运动,导致地层快速抬升,煤层埋深不断降低,储层温度不断下降,煤变质作用停止,游离气大量逸散到邻近层位,地下水入侵进入煤层(李勇等,2024),导致储层压力不断降低,现今,储层压力整体上略低于静水压力(聂志宏等,2024).

5 游离气-吸附气动态演化规律及其地质控制

基于上文中所构建的煤储层吸附气含量和游离气含量的预测模型,以及对研究区太原组8号煤层埋藏深度、储层温度和储层压力演化史的恢复,对煤层气成藏演化过程中吸附气-游离气动态演化的地质过程进行了分析,整体上可划分为4个阶段:

阶段I:早二叠世至早侏罗世(250~200 Ma).在

这一阶段,煤层经历了快速沉降,有机孔隙极少,几乎未发育,储层以无机孔隙为主.随着煤层的快速沉降,无机孔隙受到强烈地压实作用,孔隙度迅速降低,此时储层压力与静水压力基本相等.在镜质体反射率 $R_o < 0.5\%$ 期间,煤层中生成了一定量的原生生物成因气体,但由于埋藏深度较浅,以及泥炭和褐煤对气体的吸附能力较弱(傅雪海等,2007),大部分生物成因气逸散,仅有少量气体以吸附气形式保留,且其含量随 R_o 的增加而缓慢上升.此时煤层孔隙中几乎完全充满原始地层水,不存在游离气.在 $0.5\% < R_o < 0.7\%$,煤层进入低成熟阶段,开始生成一定量的热成因气体,随着 R_o 的进一步增加,吸附气含量不断增加.由于生气量超过煤层的吸附能力,并且煤层含水饱和度和逐渐降低,该阶段含有极少量的游离气.

阶段II,早侏罗世至早白垩世(200~140 Ma):煤层小幅升降期,储层温度波动于90~120℃,煤层进入中成熟阶段.该阶段,有机质热演化缓慢加速,累积生烃量增加,导致储层压力逐渐由静水压力状态转变为超压状态.理论上,当 $R_o < 1.3\%$,随着煤级的升高,煤层孔隙度应呈下降趋势(图5);然而,在该阶段,储层压力的持续增大降低了有效应力,使得煤级升高带来的孔隙度减小效应(负效应)小于储层压力增大和有效应力减小所产生的扩孔效应(正效应)(图3).因此,该阶段煤层孔隙度整体表现为先逐渐上升的演化特征.结合含水饱和度和甲烷密度的变化,游离气含量在这一阶段呈逐渐增大的趋势.对于吸附气含量,该阶段前期,温度升高对气体吸附的负效应略大于储层压力和煤级升高对气体吸附的正效应,导致吸附气含量呈现出缓慢降低的趋势;而进入该阶段末期,正效应逐渐占据主导,吸附气含量整体呈现出缓慢上升的趋势.

阶段III,早白垩世至白垩纪中期(140~100 Ma):煤层二次快速沉降期,储层温度显著升高,最高升至220℃左右,导致煤级快速增大.该阶段煤层大量生烃,储层压力随之快速上升,但同时,因煤层埋深增大导致地应力增高,两种作用力相互抵消,使得该阶段煤层所承载的有效应力整体上保持相对稳定.在此背景下,该阶段前期,在 $R_o < 1.3\%$ 阶段,随着煤级增高,煤层孔隙度降低;而中后期,在 $R_o > 1.3\%$ 阶段,随煤级增高,煤层孔隙度有所上升.与孔隙度演化特征相呼应,该阶段游离气含量也展现出先降低后增高的变化趋势.整个阶段中,

煤级升高和储层压力增大对气体吸附的正效应略大于储层温度增高对气体吸附的抑制作用(负效应),因此,吸附气含量总体呈现缓慢上升的趋势。

阶段 IV,白垩纪中期至今(100 Ma 至今):该阶段煤层经历快速抬升过程,储层温度逐渐降低,导致煤的热演化作用和生烃过程基本停止,游离气逸散到邻近层位,储层压力也随之持续降低,至现今煤储层压力整体上略低于静水压力(聂志宏等, 2024)。该阶段早期,储层压力下降速率较快,而煤层埋藏深度减小引起的地应力降低相对缓慢,这种不平衡变化导致有效应力显著增大,孔隙度随之下降;中后期,储层压力下降趋势逐渐放缓,而地应力降低的影响逐渐占据主导地位,导致有效应力重新调整并有所降低,促使煤层结构出现应力释放现象,孔隙发生“回弹效应”而导致孔隙度缓慢增大。这一孔隙演化过程与该阶段甲烷密度变化相耦合,共同影响了游离气含量的变化,使其整体上呈现逐渐降低的趋势。就吸附气含量而言,尽管储层压力的降低对气体吸附行为产生一定的抑制作用,然而温度下降所引发的吸附增强效应更为显著。在煤级基本保持稳定的背景下,吸附气含量整体上呈现出逐渐上升的演化趋势。

6 结论

(1)构建了煤储层游离气含量、吸附气含量、原位孔隙度及含水饱和度的预测模型。研究表明,煤层原位孔隙度受储层压力、有效应力与煤级的耦合控制;实测含水饱和度与煤级和孔隙度密切相关。

(2)煤层气成藏过程中,储层温度、煤级、储层压力等参数及其动态变化共同决定了煤层气在吸附态与游离态之间的动态平衡。煤层的埋藏史、受热史、热演化史及储层压力演化史,构成了影响煤层气赋存状态动态演化的关键地质因素。

(3)大宁-吉县区块太原组 8 号煤储层在地质演化过程中,游离气和吸附气的动态演化可划分为 4 个阶段。I 阶段(250~200 Ma):煤层快速沉降,吸附气含量不断增大,几乎不存在游离气;II 阶段(200~140 Ma):煤层小幅升降期,伴随着储层超压的形成,游离气含量逐渐增大,吸附气含量呈波动式变化;III 阶段(140~100 Ma):煤层二次快速沉降,游离气含量呈先降低后升高的变化规律,吸附气含量则缓慢上升;IV 阶段(100 Ma 至今):煤层快速抬升,游离气含量逐步降低,吸附气含量则持续增加。

References

- Aplin, A. C., Larter, S. R., Bigge, M. A., et al., 2000. PVTX History of the North Sea's Judy Oilfield. *Journal of Geochemical Exploration*, 69: 641–644. [https://doi.org/10.1016/S0375-6742\(00\)00066-2](https://doi.org/10.1016/S0375-6742(00)00066-2)
- Bao, Y., Wei, C. T., Wang, C. Y., et al., 2012. Simulation of Geological Evolution History of the Upper Permian Coal Seam No. 8 in Shuigonghe Syncline, Zhina Coalfield, Guizhou. *Coal Geology & Exploration*, 40(6): 13–16, 23 (in Chinese with English abstract).
- Chen, S. D., Tang, D. Z., Hou, W., et al., 2023. Geological Particularity and Reservoir Engineering Response of Deep Coalbed Methane. *Acta Petrolei Sinica*, 44(11): 1993–2006 (in Chinese with English abstract).
- Deng, Z., Wang, H. Y., Jiang, Z. X., et al., 2024. Influence of Deep Coal Pore and Fracture Structure on Occurrence of Coalbed Methane: A Case Study of Daning-Jixian Block in Eastern Margin of Ordos Basin. *Coal Science and Technology*, 52(8): 106–123 (in Chinese with English abstract).
- Ding, R., Pang, X. Q., Jia, C. Z., et al., 2025. Methods, Principles and Case Study of Evaluating Deep Coalbed Methane Based on Whole Petroleum System Theory. *Acta Petrolei Sinica*, 46(3): 532–546 (in Chinese with English abstract).
- Fu, X. H., Qin, Y., Wei, C. T., 2007. Coalbed Methane Geology. China University of Mining and Technology Press, Xuzhou (in Chinese).
- Geng, M., Chen, H., Chen, Y. P., et al., 2018. Methods and Results of the Fourth Round National CBM Resources Evaluation. *Coal Science and Technology*, 46(6): 64–68 (in Chinese with English abstract).
- Guo, T., 2021. Occurrence and Gas Volume Prediction Model of Deep Coalbed Methane (Dissertation). China University of Mining and Technology, Xuzhou, 53–56 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X. J., Zhi, D. M., Mao, X. J., et al., 2021. Discovery and Significance of Coal Measure Gas in Junggar Basin. *China Petroleum Exploration*, 26(6): 38–49 (in Chinese with English abstract).
- Huang, Z. W., Li, G. F., Yang, R. Y., et al., 2022. Review and Development Trends of Coalbed Methane Exploitation Technology in China. *Journal of China Coal Society*, 47(9): 3212–3238 (in Chinese with English abstract).
- Jin, Y., 2012. Research on Calculation Methods and Phase State Parameters of Gas Condensate Reservoir (Dissertation). Northeast Petroleum University, Daqing, 28–29

- (in Chinese with English abstract).
- Li, R., Xiang, W. T., Xu, F. Y., et al., 2025. Value and Development Direction of Efficient Development of Coal-Measure Natural Gas in Energy Transition. *Coal Science and Technology*, 53(3): 60—72 (in Chinese with English abstract).
- Li, S., Qin, Y., Tang, D. Z., et al., 2023. A Comprehensive Review of Deep Coalbed Methane and Recent Developments in China. *International Journal of Coal Geology*, 279: 104369. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2023.104369>
- Li, Y., Xu, L. F., Liu, Y., et al., 2024. Occurrence Mechanism, Environment and Dynamic Evolution of Gas and Water in Deep Coal Seams. *Coal Geology & Exploration*, 52(2): 40—51 (in Chinese with English abstract).
- Lin, Y. X., Yu, Z. Y., Liu, D., 2021. Formation Mechanism and Model of Tight Sandstone Gas Reservoirs in the Linxing Area of Ordos Basin. *Geology and Exploration*, 57(1): 210—221 (in Chinese with English abstract).
- Mi, J. K., Xiao, X. M., Liu, D. H., et al., 2004. Utilizing Fluid Inclusion Information to Restore the Migration Process of the Gas-Water Interface in the Late Paleozoic Natural Gas Reservoirs of the Ordos Basin. *Chinese Science Bulletin*, 49(4): 396—400 (in Chinese).
- Nie, Z. H., Xu, F. Y., Shi, X. S., et al., 2024. Outcomes and Implications of Pilot Tests for Deep Coalbed Methane Production on the Eastern Margin of the Ordos Basin. *Coal Geology & Exploration*, 52(2): 1—12 (in Chinese with English abstract).
- Qin, Y., 2023. Progress on Geological Research of Deep Coalbed Methane in China. *Acta Petrolei Sinica*, 44(11): 1791—1811 (in Chinese with English abstract).
- Qin, Y., Shen, J., Shi, R., 2022. Strategic Value and Choice on Construction of Large CMG Industry in China. *Journal of China Coal Society*, 47(1): 371—387 (in Chinese with English abstract).
- Ren, Z. L., Qi, K., Li, J. B., et al., 2021. Thermodynamic Evolution and Hydrocarbon Accumulation in the Ordos Basin. *Oil & Gas Geology*, 42(5): 1030—1042 (in Chinese with English abstract).
- Shen, J., Du, L., Qin, Y., et al., 2015. Three-Phase Gas Content Model of Deep Low-Rank Coals and Its Implication for CBM Exploration: A Case Study from the Jurassic Coal in the Junggar Basin. *Natural Gas Industry*, 35(3): 30—35 (in Chinese with English abstract).
- Shi, R., Bian, L. H., Zhang, W., et al., 2025. Prediction Model for Free Gas Content in Deep Coal Seams Based on Effective Porosity. *Journal of China University of Mining & Technology*, 54(1): 161—171 (in Chinese with English abstract).
- Sun, F. J., Zhou, G. X., Tian, W. G., et al., 2024. Definition, Connotation, Formation and Application of Coalbed Methane System: A Case Study on the Carboniferous-Permian Coal Seams in the Ordos Basin. *Natural Gas Industry*, 44(7): 42—53 (in Chinese with English abstract).
- Tang, S. H., Xi, Z. D., Zhang, S. H., et al., 2025. Occurrence Phase and Gas-Bearing Evolution of Deep Coalbed Methane. *Coal Science and Technology*, 53(3): 91—100 (in Chinese with English abstract).
- Tang, S. L., Tang, D. Z., Yang, J. S., et al., 2023. Pore Structure Characteristics and Gas Storage Potential of Deep Coal Pore Structure Characteristics and Gas Storage Potential of Deep Coal. *Acta Petrolei Sinica*, 44(11): 1854—1866, 1902 (in Chinese with English abstract).
- Wang, C. W., Zhen, H. B., Chen, G. J., et al., 2022. Assessment of Coal No.8 Reservoir Features and Fracturability in Da'ning-Jixian Block Deep Part. *Coal Geology of China*, 34(2): 1—5 (in Chinese with English abstract).
- Xiong, X. Y., Yan, X., Xu, F. Y., et al., 2023. Analysis of Multi-Factor Coupling Control Mechanism, Desorption Law and Development Effect of Deep Coalbed Methane. *Acta Petrolei Sinica*, 44(11): 1812—1826, 1853 (in Chinese with English abstract).
- Xiong, X. Y., Zhen, H. B., Li, S. G., et al., 2024. Multi-Round Diverting Fracturing Technology and Its Application in Deep Coalbed Methane in the Daning-Jixian Block. *Coal Geology & Exploration*, 52(2): 147—160 (in Chinese with English abstract).
- Xu, F. Y., Wang, C. W., Xiong, X. Y., et al., 2022. Deep (Layer) Coalbed Methane Reservoir Forming Modes and Key Technical Countermeasures: Taking the Eastern Margin of Ordos Basin as an Example. *China Offshore Oil and Gas*, 34(4): 30—42 (in Chinese with English abstract).
- Xu, F. Y., Yan, X., Wang, F. L., et al., 2023. Development Strategy and Countermeasures of China's CBM Industry under the Goal of "Carbon Peak and Neutrality". *Journal of Earth Science*, 34(4): 975—984. <https://doi.org/10.1007/s12583-022-1647-8>
- Xu, F. Y., Yan, X., Li, S. G., et al., 2023. Theoretical and Technological Difficulties and Countermeasures of Deep CBM Exploration and Development in the Eastern Edge of Ordos Basin. *Coal Geology & Exploration*, 51(1): 115—130 (in Chinese with English abstract).

- Xu, H., 2017. Occurrence Characteristics and Tectonic Controls of Coal Series Mineral Resources in Ordos Basin (Dissertation). China University of Mining and Technology (Beijing), Beijing, 14–15 (in Chinese with English abstract).
- Yang, H., Liu, X. S., Yan, X. X., 2015. The Relationship between Tectonic - Edimentary Evolution and Tight Sandstone Gas Reservoir since the Late Paleozoic in Ordos Basin. *Earth Science Frontiers*, 22(3): 174–183 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Z. B., Li, C. L., Guo, Q. Z., et al., 2025. Distribution Patterns of Various Occurrence States of Deep Coalbed Methane in the Baijiahai Uplift, Junggar Basin, Xinjiang. *Journal of China University of Mining & Technology*, 54(1): 127–137 (in Chinese with English abstract).
- Yu, Z., 2011. Experimental Study on Density and Viscosity Characteristics of Supercritical Acid Natural Gas (Dissertation). China University of Petroleum (East China), Qingdao, 40–41 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, L., Bian, L. H., Hou, W., et al., 2023. Pore Structure Characteristics and Exploration Significance of Deep Coal Reservoirs: A Case Study of Daning-Jixian Block in the Eastern Margin of Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 44(11): 1867–1878 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, X. R., Lai, F. P., Meng, Y., et al., 2024. Dynamic Production Characteristics of Deep Coalbed Methane: A Case Study of Daning-Jixian Block. *Energy & Fuels*, 38(10): 8700–8711. <https://doi.org/10.1021/acs.energy-fuels.4c01065>
- Zhang, X., Wang, L. L., Cai, S. Y., et al., 2024. Effects of Hydrocarbon Generation on the Occurrence of Organic Nanopores during Thermal Maturity of Organic Matters. *Earth Science*, 49(9): 3292–3305 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, L. H., Xiong, X. Y., Li, Y., et al., 2025a. Revolutionary Breakthroughs and Key Theories and Technologies in Deep Coalbed Methane Development. *Natural Gas Industry*, 45(5): 17–30 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, L. H., Yan, X., Xiong, X. Y., et al., 2025b. Characteristics of Occurrence and Distribution Rule of Deep Coalbed Methane in Supercritical State. *Coal Science and Technology*, 53(3): 73–90 (in Chinese with English abstract).
- 二叠统 8 煤层三史模拟. 煤田地质与勘探, 40(6): 13–16, 23.
- 陈世达, 汤达祯, 侯伟, 等, 2023. 深部煤层气地质条件特殊性与储层工程响应. 石油学报, 44(11): 1993–2006.
- 邓泽, 王红岩, 姜振学, 等, 2024. 深部煤储层孔裂隙结构对煤层气赋存的影响——以鄂尔多斯盆地东缘大宁-吉县区块为例. 煤炭科学技术, 52(8): 106–123.
- 丁蓉, 庞雄奇, 贾承造, 等, 2025. 基于全油气系统理论评价深部煤层气的方法原理和研究实例. 石油学报, 46(3): 532–546.
- 傅雪海, 秦勇, 韦重韬, 2007. 煤层气地质学. 徐州: 中国矿业大学出版社, 11.
- 庚勐, 陈浩, 陈艳鹏, 等, 2018. 第 4 轮全国煤层气资源评价方法及结果. 煤炭科学技术, 46(6): 64–68.
- 郭涛, 2021. 深部煤层气赋存态及其含量预测模型(硕士学位论文). 徐州: 中国矿业大学, 53–56.
- 郭绪杰, 支东明, 毛新军, 等, 2021. 准噶尔盆地煤岩气的勘探发现及意义. 中国石油勘探, 26(6): 38–49.
- 黄中伟, 李国富, 杨睿月, 等, 2022. 我国煤层气开发技术现状与发展趋势. 煤炭学报, 47(9): 3212–3238.
- 靳烨, 2012. 凝析气藏相态实验及计算方法研究(硕士学位论文). 大庆: 东北石油大学, 28–29.
- 李瑞, 向雯婷, 徐凤银, 等, 2025. 煤系天然气高效开发在能源转型中的价值及发展方向. 煤炭科学技术, 53(3): 60–72.
- 李勇, 徐立富, 刘宇, 等, 2024. 深部煤层气水赋存机制、环境及动态演化. 煤田地质与勘探, 52(2): 40–51.
- 林玉祥, 余志勇, 刘冬, 2021. 临兴地区致密砂岩气藏形成机理与成藏模式. 地质与勘探, 57(1): 210–221.
- 米敬奎, 肖贤明, 刘德汉, 等, 2004. 利用流体包裹体信息恢复鄂尔多斯盆地晚古生代天然气气藏气水界面的迁移过程. 科学通报, 49(4): 396–400.
- 聂志宏, 徐凤银, 时小松, 等, 2024. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气开发先导试验效果与启示. 煤田地质与勘探, 52(2): 1–12.
- 秦勇, 2023. 中国深部煤层气地质研究进展. 石油学报, 44(11): 1791–1811.
- 秦勇, 申建, 史锐, 2022. 中国煤系气大产业建设战略价值与战略选择. 煤炭学报, 47(1): 371–387.
- 任战利, 祁凯, 李进步, 等, 2021. 鄂尔多斯盆地热动力演化史及其对油气成藏与富集的控制作用. 石油与天然气地质, 42(5): 1030–1042.
- 申建, 杜磊, 秦勇, 等, 2015. 深部低阶煤三相态含气量建模及勘探启示——以准噶尔盆地侏罗纪煤层为例. 天然气工业, 35(3): 30–35.
- 史锐, 边利恒, 张伟, 等, 2025. 基于有效孔隙度的深部煤层游离气含量预测模型. 中国矿业大学学报, 54(1): 161–171.

中文参考文献

鲍园, 韦重韬, 王超勇, 等, 2012. 贵州织纳煤田水公河向斜上

- 孙粉锦,周国晓,田文广,等,2024.煤层气系统的定义、内涵、形成及应用——以鄂尔多斯盆地石炭系-二叠系煤层为例.天然气工业,44(7):42-53.
- 唐书恒,郝兆栋,张松航,等,2025.深部煤层气赋存相态与含气性演化.煤炭科学技术,53(3):91-100.
- 唐淑玲,汤达祯,杨焦生,等,2023.鄂尔多斯盆地大宁-吉县区块深部煤储层孔隙结构特征及储气潜力.石油学报,44(11):1854-1866,1902.
- 王成旺,甄怀宾,陈高杰,等,2022.大宁-吉县区块深部8号煤储层特征及可压裂性评价.中国煤炭地质,34(2):1-5.
- 熊先钺,闫霞,徐凤银,等,2023.深部煤层气多要素耦合控制机理、解吸规律与开发效果剖析.石油学报,44(11):1812-1826+1853.
- 熊先钺,甄怀宾,李曙光,等,2024.大宁-吉县区块深部煤层气多轮次转向压裂技术及应用.煤田地质与勘探,52(2):147-160.
- 徐凤银,王成旺,熊先钺,等,2022.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.中国海上油气,34(4):30-42.
- 徐凤银,闫霞,李曙光,等,2023.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.煤田地质与勘探,51(1):115-130.
- 徐浩,2017.鄂尔多斯盆地煤系矿产资源赋存规律的构造控制研究(博士学位论文).北京:中国矿业大学(北京),14-15.
- 杨华,刘新社,闫小雄,2015.鄂尔多斯盆地晚古生代以来构造-沉积演化与致密砂岩气成藏.地学前缘,22(3):174-183.
- 杨兆彪,李存磊,郭巧珍,等,2025.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.中国矿业大学学报,54(1):127-137.
- 于忠,2011.超临界酸性天然气密度粘度变化规律实验研究(硕士学位论文).青岛:中国石油大学(华东),40-41.
- 张雷,边利恒,侯伟,等,2023.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.石油学报,44(11):1867-1878.
- 张旭,王琳霖,蔡苏阳,等,2024.有机质生烃对纳米有机孔隙形成演化的影响.地球科学,49(9):3292-3305.
- 周立宏,熊先钺,李勇,等,2025a.深层煤层(岩)气革命性突破及关键理论与技术.天然气工业,45(5):17-30.
- 周立宏,闫霞,熊先钺,等,2025b.深部煤层气超临界状态下赋存特征及分配规律.煤炭科学技术,53(3):73-90.