

引用本文:郑永旺,崔轶男,李鑫,等.深层高阶煤层 CO<sub>2</sub>-ECBM 技术研究与应用启示——以沁水盆地晋中地区为例[J].石油实验地质, 2025, 47(1):143-152. DOI:10.11781/sydz2025010143.  
ZHENG Yongwang, CUI Yinan, LI Xin, et al. Research and insights for application of CO<sub>2</sub>-ECBM technology in deep high-rank coal seam: a case study of Jinzhong block, Qinshui Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2025, 47(1): 143-152. DOI: 10.11781/sydz2025010143.

# 深层高阶煤层 CO<sub>2</sub>-ECBM 技术研究与应用启示

——以沁水盆地晋中地区为例

郑永旺<sup>1,2</sup>, 崔轶男<sup>1,2</sup>, 李鑫<sup>1,2</sup>, 肖翠<sup>1,2</sup>, 郭涛<sup>1,2</sup>, 张登峰<sup>3</sup>

1. 中国石化华东油气分公司勘探开发研究院, 南京 210000;

2. 中国石化深层煤层气勘探开发重点实验室, 南京 210000;

3. 昆明理工大学化学工程学院, 昆明 650500

**摘要:**深层高阶煤层资源潜力大,但具有“强吸附、难解吸”的特点,常规开发方式难以实现效益动用。与化学驱、热力驱等其他提高采收率技术相比,CO<sub>2</sub>-ECBM(CO<sub>2</sub>地质封存及强化煤层开采)技术具有节能减排和提高煤层气采收率双重效益。为明确 CO<sub>2</sub> 吸附、解吸特性,论证 CO<sub>2</sub>-ECBM 技术提高深层高阶煤层气采收率可行性,助力深层高阶煤层气产能释放,以沁水盆地晋中地区为研究对象,开展深层高阶煤层 CO<sub>2</sub> 吸附、解吸特征研究实验。研究表明,随着平衡压力的增加,煤层对 CH<sub>4</sub> 的吸附量逐渐增加,而受煤层孔裂隙发育特征及 CO<sub>2</sub> 特征影响,煤层对 CO<sub>2</sub> 的吸附量呈先持续上升再在临界压力附近骤降后大幅上升的特征。深层高阶煤层对 CO<sub>2</sub> 的吸附能力约为 CH<sub>4</sub> 的 2~5 倍,超临界 CO<sub>2</sub> 在煤层中的吸附能力更强,CO<sub>2</sub> 的敏感解吸压力为 CH<sub>4</sub> 的 3/4,且吸附于煤层后,CO<sub>2</sub> 呈现出明显的吸附、解吸滞后特征,大比例 CO<sub>2</sub> 以吸附封存和残余封存形式滞留在煤层中无法脱附,成为实现大规模封存 CO<sub>2</sub> 和替换 CH<sub>4</sub> 的有利条件。通过实验结果分析,明确了深层高阶煤层气开展 CO<sub>2</sub>-ECBM 具备大幅提高采收率的可行性。矿场应用中,可通过超前注气、加大注入压力等方式提高气藏压力水平,提升竞争吸附效率,同时低敏感解吸压力也表明注入 CO<sub>2</sub> 后返排率较高,需考虑 CO<sub>2</sub> 循环利用。

**关键词:**深层煤层气;高阶煤;CO<sub>2</sub>-ECBM;竞争吸附;矿场应用启示

中图分类号:TE341

文献标识码:A

DOI:10.11781/sydz2025010143

## Research and insights for application of CO<sub>2</sub>-ECBM technology in deep high-rank coal seams:

a case study of Jinzhong block, Qinshui Basin

ZHENG Yongwang<sup>1,2</sup>, CUI Yinan<sup>1,2</sup>, LI Xin<sup>1,2</sup>, XIAO Cui<sup>1,2</sup>, GUO Tao<sup>1,2</sup>, ZHANG Dengfeng<sup>3</sup>

1. Exploration and Development Research Institute, SINOPEC East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210000, China

2. SINOPEC Key Laboratory of Deep Coalbed Methane Exploration and Development, Nanjing, Jiangsu 210000, China;

3. Faculty of Chemical Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming, Yunnan 650500, China

**Abstract:** Deep high-rank coal seams have significant resource potential, but exhibit characteristics of “strong adsorption and weak desorption”, making it challenging to effectively utilize with conventional development methods. Compared with other enhanced recovery technologies such as chemical flooding and thermal flooding, CO<sub>2</sub>-ECBM (CO<sub>2</sub> geological sequestration-Enhanced Coal Bed Methane Recovery) technology offers dual benefits of energy conservation and emission reduction, and increased recovery rates of coalbed methane. In order to clarify the characteristics of CO<sub>2</sub> adsorption and desorption, demonstrate the feasibility of CO<sub>2</sub>-ECBM technology in enhancing the recovery of deep high-rank coalbed methane, and help release the productivity of deep high-rank coalbed methane, this study focused on the Jinzhong block, Qinshui Basin, and conducted experimental research

收稿日期 (Received): 2024-10-16; 修订日期 (Revised): 2024-12-13; 出版日期 (Published): 2025-01-28.

作者简介: 郑永旺 (1984—), 男, 高级工程师, 从事非常规油气勘探开发方面的研究与管理工。E-mail: zhengyw.hdsj@sinopec.com.

通信作者: 崔轶男 (1995—), 女, 助理研究员, 从事煤层气高效开发工作。E-mail: cuiyn1109.hdsj@sinopec.com.

基金项目: 中国石化科技部项目“华东探区深部煤层气富集规律与有效开发技术”(P23205)资助。

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

on the CO<sub>2</sub> adsorption and desorption characteristics of deep high-rank coal seams. The research results showed that the adsorption capacity of CH<sub>4</sub> in coal seams increased gradually with rising equilibrium pressures. In contrast, the adsorption capacity of CO<sub>2</sub> in coal seams initially increased, then sharply dropped near the critical pressure, followed by a significant rise, which was influenced by the pore and fracture development characteristics of the coal seams and the properties of CO<sub>2</sub>. The adsorption capacity of CO<sub>2</sub> in deep high-rank coal seams was about 2 to 5 times that of CH<sub>4</sub>, and the adsorption capacity of supercritical CO<sub>2</sub> in coal seams was stronger. The sensitive desorption pressure of CO<sub>2</sub> was 3/4 of that of CH<sub>4</sub>. Once adsorbed in coal seams, CO<sub>2</sub> showed an obvious adsorption/desorption lag, with a large proportion of CO<sub>2</sub> remaining in coal seams in the form of adsorbed storage and residual storage, which provided favorable conditions for large-scale CO<sub>2</sub> storage and CH<sub>4</sub> replacement. Through the analysis of experimental results, it was clear that developing CO<sub>2</sub>-ECBM in deep high-rank coal seams was feasible and could significantly enhance coalbed methane recovery. In field application, the pressure level of gas reservoir could be increased through methods such as advanced gas injection and increasing injection pressure, thereby enhancing competitive adsorption efficiency. Additionally, the low sensitive desorption pressure indicated a high backflow rate after CO<sub>2</sub> injection, suggesting that CO<sub>2</sub> recycling should be considered.

**Key words:** deep coalbed methane; high-rank coal; CO<sub>2</sub>-ECBM; competitive adsorption; insights for field application

随着经济的快速发展和对能源需求量的不断增长,煤层气作为一种不可再生的洁净能源,受到越来越广泛的关注。煤层气的勘探开发也逐渐从浅层走向资源量更为丰富的深层<sup>[1]</sup>。我国自然资源部最新一轮全国油气资源评价成果显示<sup>[2]</sup>,我国 2 000 m 以浅煤层气资源总量为  $28.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,且以高阶煤层气为主,其中埋深 1 500 ~ 2 000 m 的煤层气地质资源量为  $11.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,占全国煤层气总量的 32.4%,开发潜力巨大。但受“煤层地应力高、敏感性强、渗透率差”等因素的影响,深层高阶煤层气开发目前尚未取得突破,亟需应用新工艺新技术实现深层高阶煤层气的规模上产<sup>[3]</sup>。

和其他提高煤层气采收率技术相比,CO<sub>2</sub>-ECBM 技术具有节能减排和提高煤层气采收率的双重效益,应用前景广阔。众多学者采用室内实验手段对 CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub> 在沁水盆地煤层中的单一气体吸附、竞争吸附行为开展研究,论证了注 CO<sub>2</sub> 提高煤层气采收率的可行性,并基于 CH<sub>4</sub> 解吸引起煤基质收缩、CO<sub>2</sub> 吸附引起煤基质膨胀,开展了 CO<sub>2</sub>-ECBM 过程中煤储层渗透率变化规律研究<sup>[4-6]</sup>。为更准确模拟地下真实情况,刘世奇等<sup>[7-9]</sup> 等利用 COMSOL Multiphysics、COMET 等数值模拟软件建立考虑煤层各向异性、非均质性、流固耦合效应、渗透率变化、煤层变形等因素的数值模拟模型,揭示了 CO<sub>2</sub>-ECBM 过程中煤储层内吸附场、渗流场、温度场和应力场的变化规律,并优化了注入压力、注入量、注入速度等煤层注 CO<sub>2</sub> 工艺参数。在矿场试验方面,美国、加拿大、波兰等国家自 20 世纪 90 年代起先后开展了煤层注入 CO<sub>2</sub> 先导试验<sup>[10-11]</sup>。

我国 CO<sub>2</sub>-ECBM 技术矿场试验起始于 2002 年,目前已在沁水盆地柿庄南、柿庄北地区和鄂尔多斯盆地柳庄地区等成功实施,试验区平均采出程度提高了 10%<sup>[12-15]</sup>。注 CO<sub>2</sub> 项目的物理模拟、数值模拟和矿场实施均初步验证了煤层 CO<sub>2</sub> 封存的可行性,同时也表明受煤岩煤质、煤层埋深、储层物性等地质条件的影响,不同煤层实施 CO<sub>2</sub>-ECBM 技术效果有较大差异<sup>[16-18]</sup>。目前国内外 CO<sub>2</sub>-ECBM 技术多是应用在 1 000 m 以内的浅部煤层,CO<sub>2</sub> 在深部高阶煤层中的吸附解吸特性研究较少,需开展进一步研究<sup>[19-20]</sup>。

沁水盆地晋中地区是我国典型深层高阶煤层气藏之一,目前正处于勘探开发早期阶段<sup>[21]</sup>。本文以晋中地区深层高阶煤层气藏为研究对象,开展 CO<sub>2</sub> 竞争吸附提高 CH<sub>4</sub> 采收率实验研究,通过分析煤样对 CH<sub>4</sub>、CO<sub>2</sub> 吸附解吸特征间的差异,明确深层高阶煤层 CO<sub>2</sub> 竞争吸附特征,提出煤层注 CO<sub>2</sub> 提高采收率技术的应用对策与建议,以期为深层高阶煤层气开发提供新思路,推进同类气田的增储上产。

## 1 晋中地区地质概况

晋中地区位于沁水盆地北部,近 NE 向的榆社武乡断层将晋中地区分为 YS 缓坡和 WX 背斜 2 个 IV 级构造单元,总体呈现“北高南低、西高东低”的构造特征<sup>[22]</sup>。晋中地区主要含煤地层为石炭系—二叠系太原组和二叠系山西组,主要发育 3、5 和 15 号煤。煤层深度介于 1 600~2 400 m,镜质体反射率  $R_0$  值为 2.4%~3.2%,平均孔隙度为 9.9%,平均渗透率为  $0.321 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属于深部低孔低渗

高阶煤储层。晋中地区主力煤层太原组 15 号煤层厚度呈现出北东厚、西南薄的特征,东北部厚 4.0~7.7 m,往南西方向逐步分叉减薄至尖灭,含气量为 21~39 m<sup>3</sup>/t,平均资源丰度为 1.8×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>,兰氏体积为 28.9~38.9 m<sup>3</sup>/t,资源基础落实。研究区内位于 YS 缓坡的 J1 井试获日产气 0.42×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,位于 WX 背斜的 J2 井首次压裂试获日产气 0.48×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>;重复压裂后最高日产气 11 368 m<sup>3</sup>,6 000 m<sup>3</sup> 以上稳产 5 个月,单井产能落实,初步实现了沁水盆地深层煤层气勘探开发突破。

与鄂尔多斯盆地延川南中深层煤层气田、四川盆地南川深层煤层气地区相比,晋中地区孔裂隙结构具有“微小孔占比高、割理裂隙发育”的特征<sup>[23]</sup>。CO<sub>2</sub> 吸附、液氮吸附、压汞实验联合分析表明,晋中地区煤岩孔隙以微孔 (<10 nm) 为主,占比 88.3%,煤岩储集空间以微孔、裂隙为主(图 1)。此外,晋中地区微裂隙密度为 6.61 条/cm<sup>2</sup>,是南川、延川南裂隙密度的 3.7 和 5.0 倍。在相同面积下,晋中地区与延川南微裂隙开度分级占比均呈现出“小于 20 μm 和大于 70 μm 两级微裂隙较发育、20~70 μm 裂隙不发育”的分布特征,但晋中地区同级别裂隙数量达到延川南的 4.5 倍以上(图 2、图 3)。

煤层气吸附量随着煤样比表面积的增加而增大,兰氏压力随着小孔体积的增加而降低,而煤层

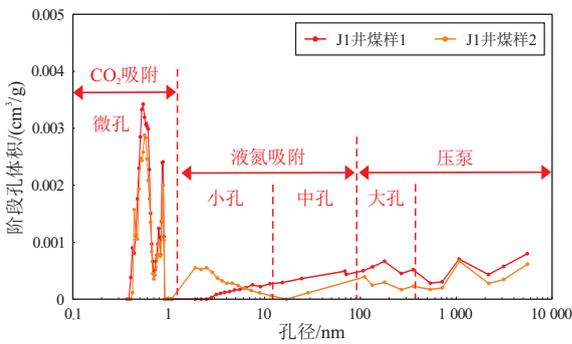


图 1 沁水盆地晋中地区煤层孔隙孔径、孔体积曲线

Fig.1 Pore diameter and pore volume curves of coal seams in Jinzhong block, Qinshui Basin



图 2 不同地区煤层裂隙发育情况

Fig.2 Development of coal seam fractures in different blocks

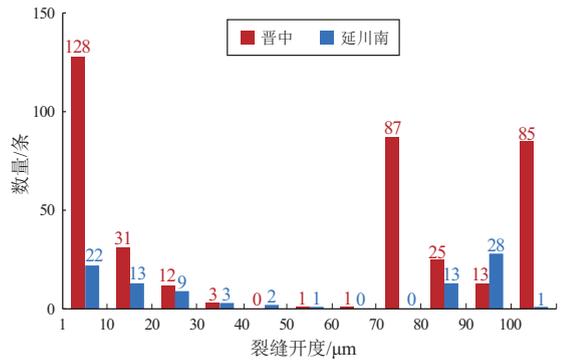


图 3 沁水盆地晋中地区和鄂尔多斯盆地延川南地区裂隙开度分级分布

Fig.3 Graded distribution of fracture opening in Jinzhong block, Qinshui Basin and Yanchuan south block, Ordos Basin

气解吸量主要受小孔数量的影响,小孔数量越多,越不利于煤层解吸<sup>[24]</sup>。晋中地区受演化程度高、微孔及割理裂隙发育影响,表现为“高含气、强吸附、难解吸”的特征,实测兰氏体积为 28.9~38.9 m<sup>3</sup>/t,兰氏压力为 0.9~1.4 MPa,平均敏感解吸压力为 2.32 MPa,低于延川南、南川地区(图 4、图 5)。

## 2 煤样 CH<sub>4</sub>、CO<sub>2</sub> 吸附解吸特征测试

### 2.1 测试样品

实验样品均取自晋中地区 J1 井 15 号煤,取心井段埋深为 1 883.5~1 891.64 m,采用真密度分析仪,基于国家标准《煤和岩石物理力学性质测定方

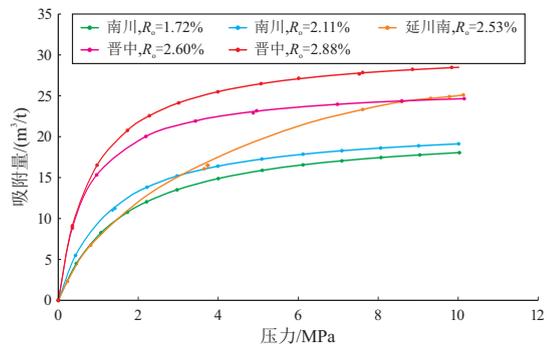


图 4 不同演化程度煤储层吸附等温线

Fig.4 Adsorption isotherms of coal reservoirs with different evolution degrees

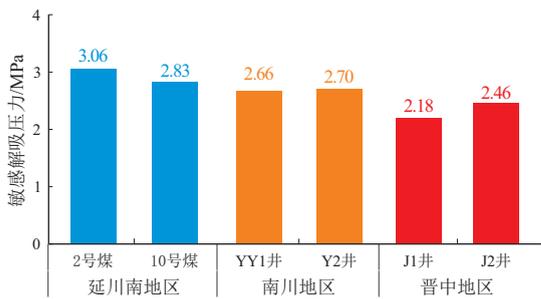


图5 各地区敏感解吸压力对比

Fig.5 Comparison of sensitive desorption pressures in each block

法第3部分:煤和岩石块体密度测定方法:GB/T 23561.3—2009》(只用蜡封法)对煤样块体密度进行分析;采用偏光荧光显微镜,基于国家标准《煤的镜质体反射率显微镜测定方法:GB/T 6948—2008》、《煤的显微组分和矿物测定方法:GB/T 8899—2013》对煤样镜质体反射率、显微组分和矿物进行分析;采用红外碳氢仪等设备基于国家标准《煤的工业分析方法:GB/T 212—2008》对煤样进行工业分析。

从实验样品参数特征(表1)来看,晋中地区15号煤 $R_o$ 为2.5%~3.0%,热演化程度较高,处于无烟煤阶段;镜质组含量为68.2%~88.2%,水分含量为1.8%~3.4%,灰分含量为7.5%~29.4%,挥发分含量为5.2%~8.3%,整体具有“高演化程度、高镜质组含量、特低水分、中低灰分、特低挥发分”的特征。

## 2.2 测试方法

### 2.2.1 测试条件及装置

晋中地区太原组15号煤平均储层温度为317.45 K,平均储层压力为13.6 MPa。为了更贴近实际煤储层条件,同时考虑到 $CO_2$ 临界温度(304.25 K)、临界压力(7.38 MPa),本次实验温度为318.15 K,压力为0~17.5 MPa。

当温度一定时,低压下获取的容量法吸附量测试结果更具可信度,且选择高精度的压力传感器和精准控温装置有利于提高煤样对 $CH_4$ 、 $CO_2$ 吸附量的测试精度。本次实验选用美国Honeywell高精度压力传感器和德国Mettler高精度控温精度硅油浴,压力测量误差为 $\pm 0.05\%$ (测量上限30 MPa),温度控制精度为 $\pm 0.10$  K。

### 2.2.2 测试方法及步骤

目前储层流体吸附、解吸性能测量方法主要有容量法和重量法2种<sup>[25]</sup>,本次测试采用精度相对较高的容量法测定煤样的 $CH_4$ 、 $CO_2$ 吸附和解吸特性。实验测试过程中,按照“增压—平衡—再增压—再平衡”步骤开展每一个压力的等温吸附实验,按照“减压—平衡—再减压—再平衡”的步骤开展每一个压力的解吸实验,测试装置见图6。

### 2.3 测试数据处理

根据质量守恒定律,平衡后参考缸、样品缸的气相主体中的气体总量与气体的吸附量之和等于向参考缸注入的气体总量,结合气体状态方程可得:

$$\Delta V_{GSE} = \frac{1}{mRT} \left( \frac{P_1 V_1}{Z_1} + \frac{P_2 V_{RC}}{Z_2} - \frac{P_3 V_{RC}}{Z_3} - \frac{P_4 V_v}{Z_4} \right) \quad (1)$$

式中: $\Delta V_{GSE}$ 为每次注气气体吸附量增加值,单位mmol/g; $m$ 为煤样质量,单位g; $R$ 为气体普适常数,取 $8.314 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$ ; $T$ 为操作温度,单位K; $V_{RC}$ 为参考缸体积,单位 $\text{m}^3$ ; $V_v$ 为样品缸空白体积,单位 $\text{m}^3$ ; $Z_1$ 、 $Z_2$ 、 $Z_3$ 、 $Z_4$ 为温度 $T$ 时,压力分别为 $P_1$ 、 $P_2$ 、 $P_3$ 、 $P_4$ 时的 $CH_4$ 或 $CO_2$ 的压缩因子。

第 $n$ 次注气后累计气体吸附量 $V_{GSE,n}$ (单位mmol)为:

$$V_{GSE,n} = \sum_{i=0}^n \Delta V_{GSE,i} \quad (2)$$

$V_{GSE}$ 在计算过程中将吸附相体积默认为气相

表1 沁水盆地晋中地区煤样 $CH_4$ 、 $CO_2$ 吸附和解吸实验样品基本信息Table 1 Basic information of  $CH_4$  and  $CO_2$  adsorption and desorption experimental coal samples from in Jinzhong block, Qinshui Basin

煤样编号	井段/m	块体密度/ ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	$R_o/\%$	显微组分/%			工业组分/%			
				镜质组	惰质组	矿物	水分	灰分	挥发分	固定碳
J1-28-1	1 883.50~1 883.75	1.4	3.0	75.4	19.8	4.8	3.2	29.4	6.5	60.9
J1-29-1	1 883.90~1 884.17	1.5	2.9	68.2	24.4	7.4	3.4	16.9	5.2	74.5
J1-29-2	1 884.50~1 884.77	1.5	2.9	72.0	19.8	8.2	2.7	20.8	6.8	69.6
J1-33-1	1 889.23~1 889.50	1.5	2.9	88.2	6.8	5.0	1.8	20.5	7.4	70.2
J1-34-1	1 890.44~1 890.70	1.5	2.9	71.6	26.8	1.6	2.7	18.0	8.3	71.0
J1-34-2	1 889.87~1 890.14	1.4	2.9	73.4	25.0	1.6	1.9	7.5	7.1	83.5
J1-35-1	1 891.64~1 891.90	1.4	3.0	79.2	11.6	9.2	3.1	20.1	6.3	70.5
J1-35-2	1 891.38~1 891.64	1.4	2.9	82.8	14.0	3.2	2.3	16.6	6.7	74.5

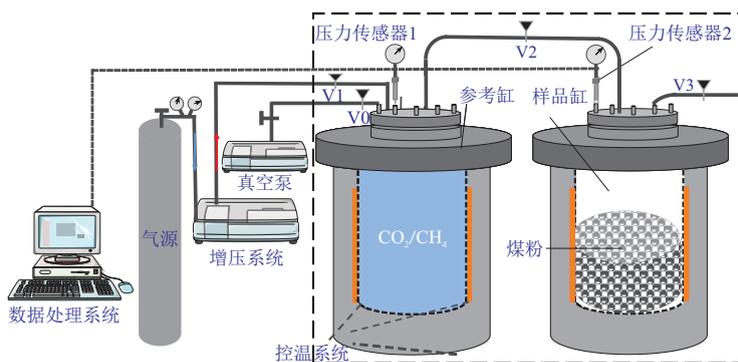


图6 煤岩高压储层流体吸附、解吸性能测定装置及流程

Fig.6 Device and process for measuring fluid adsorption and desorption performance of high-pressure coal reservoir

主体体积的一部分,因此并不能反映煤样对 CO<sub>2</sub> 的真实吸附量,引入平均吸附相密度  $\rho_a$ ,则可得  $V_{GSE}$  与绝对吸附量  $V_{abs}$  之间关系:

$$V_{abs} = \frac{V_{GSE}}{1 - \rho_b / \rho_a} \quad (3)$$

式中: $\rho_b$ 为自由相密度,单位  $g/cm^3$ ;  $\rho_a$ 为吸附相密度,单位  $g/cm^3$ 。实验条件下吸附相 CH<sub>4</sub>、CO<sub>2</sub> 的密度分别取  $0.716 g/cm^3$ 、 $1.227 g/cm^3$ 。

### 3 煤岩 CH<sub>4</sub>、CO<sub>2</sub> 吸附解吸特征分析

#### 3.1 吉布斯吸附等温线

煤样的 CH<sub>4</sub> 和 CO<sub>2</sub> 的吉布斯吸附等温线如图 7

所示。随着平衡压力的增加,CH<sub>4</sub> 的吉布斯吸附量不断增加,压力超过一定值后,吉布斯吸附量呈略微下降趋势,且不同煤样吸附量转折点对应平衡压力有所差异。对于 CO<sub>2</sub> 吸附而言,其吉布斯吸附量随着平衡压力的增加不断上升,且不同煤样的吉布斯吸附量均在 CO<sub>2</sub> 临界压力 (7.38 MPa) 附近发生骤降。当压力增加至 10 MPa 时,随着压力增加,CO<sub>2</sub> 的吉布斯吸附量增加 (图 8)。

#### 3.2 Langmuir 模型拟合

Langmuir 模型广泛用于描述多种等温吸附体系,其主要假设条件为<sup>[26]</sup>: (1) 单层吸附; (2) 煤岩表面各个位置处吸附能力相同; (3) 已吸附的吸附质分子间不存在相互作用; (4) 吸附质分子仅附着

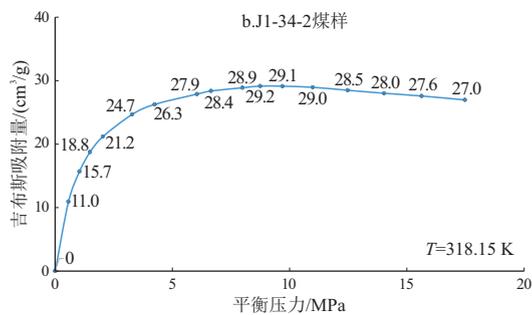
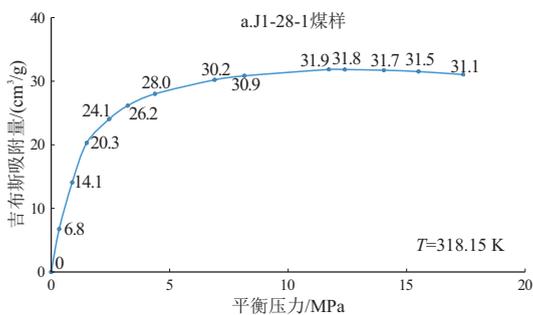


图7 沁水盆地晋中地区煤样 CH<sub>4</sub> 吉布斯吸附量曲线

Fig.7 Curves of CH<sub>4</sub> Gibbs adsorption capacity of coal samples from Jinzhong block, Qinshui Basin

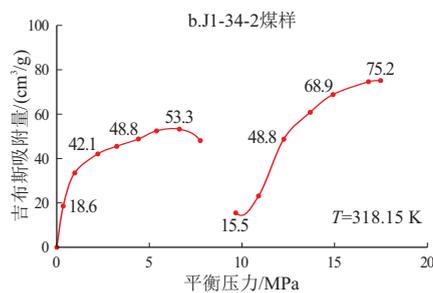
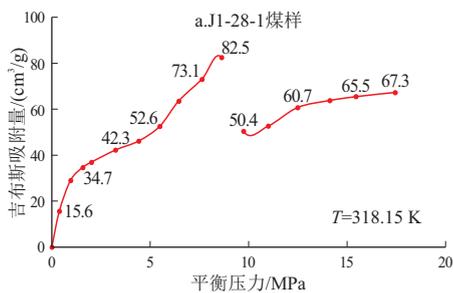


图8 沁水盆地晋中地区煤样 CO<sub>2</sub> 吉布斯吸附量曲线

Fig.8 Curves of CO<sub>2</sub> Gibbs adsorption capacity of coal samples from Jinzhong block, Qinshui Basin

于吸附剂表面特定的局部空位上。Langmuir 模型数学式如下：

$$V_e = V_L \frac{P}{P_L + P} \quad (4)$$

式中： $V_e$ 为平衡吸附量，单位  $\text{cm}^3/\text{g}$ ； $P$ 为吸附平衡压力，单位 MPa； $V_L$ 为兰氏体积，单位  $\text{cm}^3/\text{g}$ ； $P_L$ 为兰氏压力，单位 MPa。

使用 Langmuir 模型对煤样  $\text{CH}_4$ 、 $\text{CO}_2$  吸附等温线进行拟合(表 2、表 3、图 9、图 10)。为了消除测量过程中样品体积、气体自由相密度对吸附结果的影响，这里采用绝对吸附量进行拟合。由拟合结果来看，Langmuir 模型与吸附实验点拟合误差均在 10% 以内，拟合精度较高，该模型可用于预测煤样对  $\text{CH}_4$  和  $\text{CO}_2$  的吸附行为。

表 2 沁水盆地晋中地区煤样  $\text{CH}_4$  吸附等温线 Langmuir 模型拟合结果

Table 2 Langmuir model fitting results for  $\text{CH}_4$  adsorption isotherm of coal samples from Jinzhong block, Qinshui Basin

煤样编号	质量/g	$V_L/(\text{cm}^3/\text{g})$	$P_L/\text{MPa}$	相关系数	平均相对误差/%
J1-28-1	20.132 1	48.31	2.39	0.996 5	4.27
J1-34-2	20.031 4	41.49	1.87	0.999 0	2.56

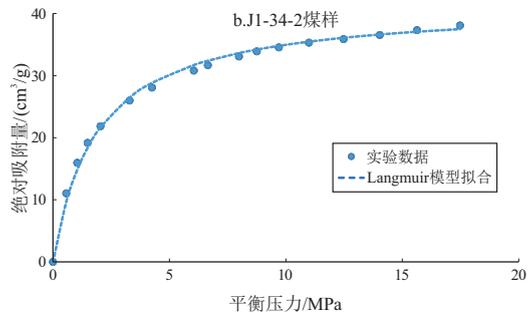
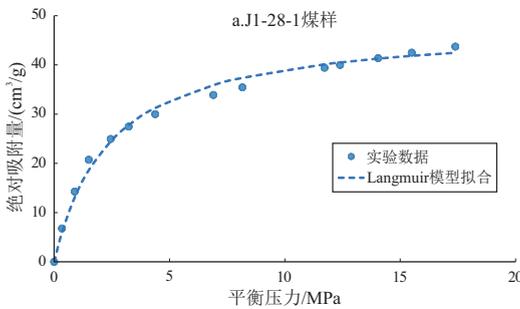


图 9 沁水盆地晋中地区煤样  $\text{CH}_4$  吸附等温线以及 Langmuir 模型拟合结果

Fig.9  $\text{CH}_4$  adsorption isotherm of coal samples from Jinzhong block, Qinshui Basin, and Langmuir model fitting results

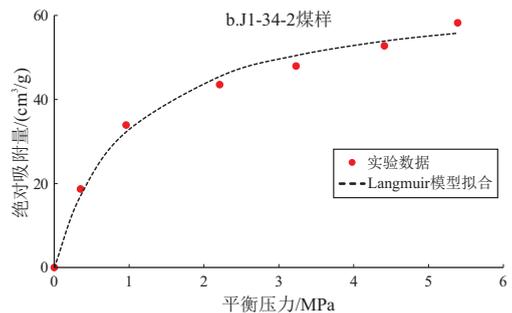
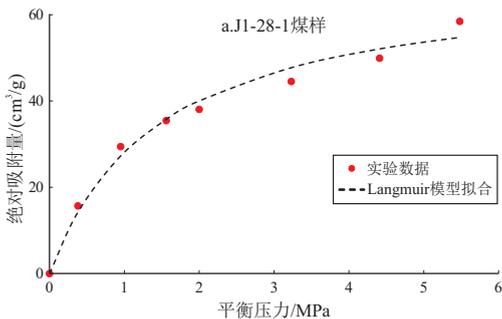


图 10 沁水盆地晋中地区煤样  $\text{CO}_2$  吸附等温线以及 Langmuir 模型拟合结果

Fig.10  $\text{CO}_2$  adsorption isotherm of coal samples from Jinzhong block, Qinshui Basin, and Langmuir model fitting results

表 3 沁水盆地晋中地区煤样  $\text{CO}_2$  吸附等温线 Langmuir 模型拟合结果

Table 3 Langmuir model fitting results for  $\text{CO}_2$  adsorption isotherm of coal samples from Jinzhong block, Qinshui Basin

煤样编号	质量/g	$V_L/(\text{cm}^3/\text{g})$	$P_L/\text{MPa}$	相关系数	平均相对误差/%
J1-28-1	20.040 0	69.44	1.47	0.978 1	5.82
J1-34-2	20.499 0	66.23	1.01	0.990 8	5.01

### 3.3 煤样 $\text{CH}_4$ 、 $\text{CO}_2$ 吸附解吸性能

#### 3.3.1 煤样对 $\text{CH}_4$ 、 $\text{CO}_2$ 吸附性能对比

在实验测试范围内，随着平衡压力的增加，煤样对  $\text{CH}_4$  的吸附量不断增加，最高可达  $38.07 \sim 43.75 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。相同压力下，煤样对  $\text{CO}_2$  的吸附量大于对  $\text{CH}_4$  的吸附量(J1-34-2 煤样在压力 9.67 MPa 时除外)。当  $\text{CO}_2$  处于超临界状态时，煤样对  $\text{CO}_2$  的吸附量最高可达  $185.43 \sim 207.45 \text{ cm}^3/\text{g}$ ，约为  $\text{CH}_4$  吸附量的 4~5 倍(图 11)。

影响煤样吸附性能的主要因素有吸附质特征(如极性、动力学直径、沸点等)、煤层特征(如表面力场、孔隙结构和表面化学性质)以及环境特征(如温度、压力等)<sup>[27-28]</sup>。在本次实验测试中，两种吸附质( $\text{CH}_4$ 和  $\text{CO}_2$ )均为非极性分子，分子动力学直径分别为 0.38 nm 和 0.33 nm，沸点分别为 111.66 K

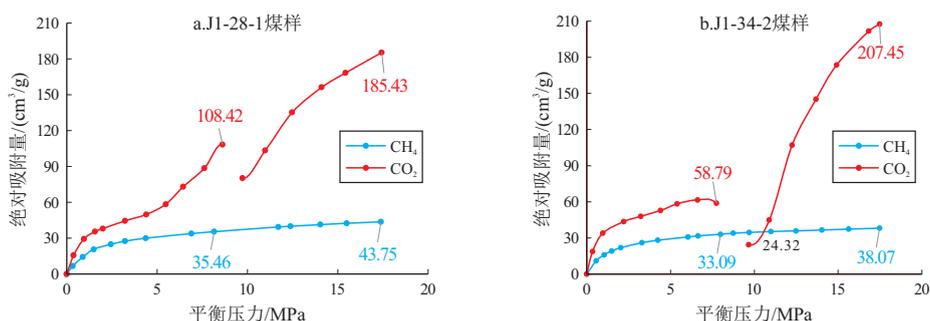
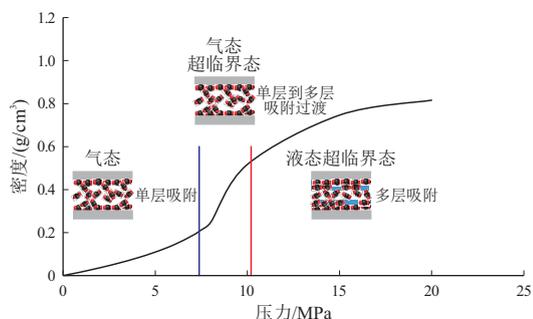


图 11 沁水盆地晋中地区煤样气体吸附量对比

Fig.11 Comparison of gas adsorption capacities of coal samples from Jinzhong block, Qinshui Basin

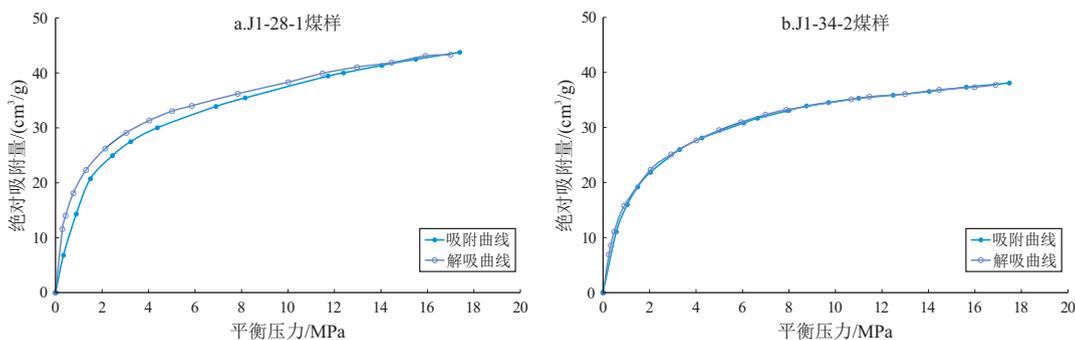
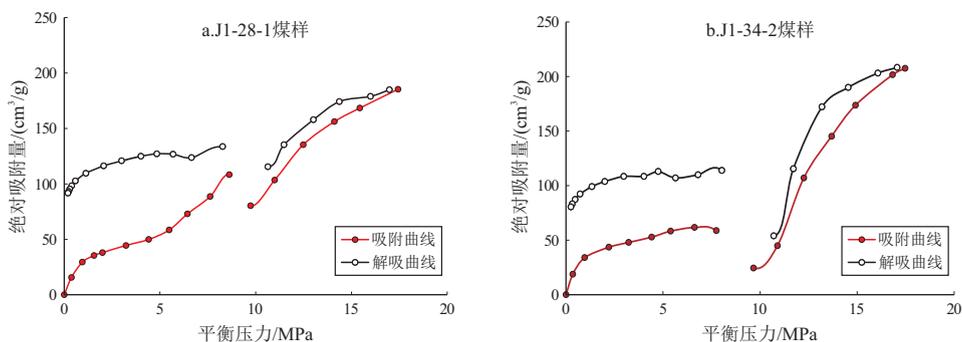
和 194.67 K。相比于 CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> 分子能进入孔径更小的孔道,更易与煤层表面发生相互作用。此外,煤样表面含有大量的含氧官能团(如-OH、-COOH 等),具有极强的电负性,能为临近的 CO<sub>2</sub> 等缺电子分子提供电子<sup>[29]</sup>。而对于 CH<sub>4</sub> 分子而言,碳原子最外层 4 个电子与 4 个氢原子结合使其呈电中性,导致 CO<sub>2</sub> 与煤体之间的吸附耦合作用强于 CH<sub>4</sub><sup>[30]</sup>。另外,煤体中大量含氧官能团的存在降低了 CH<sub>4</sub> 的可通过性。统计结果显示<sup>[28]</sup>,随着煤化程度的增加,在压实效应的影响下,煤体总孔容积减小、煤体中介/大孔结构向微孔结构转化,煤体平均孔径及孔隙率减小,且煤样表面的 -OH、-COOH 含量呈现先增加后下降的特征。与 CH<sub>4</sub> 相比,煤样对 CO<sub>2</sub> 的吸附优势在深层高阶煤中更为显著。

2 个煤样对 CO<sub>2</sub> 的吸附量均呈现先上升,随后在 CO<sub>2</sub> 临界压力附近骤降,接着再快速上升的特征。由图 9 可知,当压力介于 0~17.47 MPa 时,Langmuir 模型可以很好地拟合 CH<sub>4</sub> 的吸附行为,说明煤样对 CH<sub>4</sub> 的吸附以单层吸附为主。同样的,在晋中煤样实验测试过程中,当压力小于 5.48 MPa 时,Langmuir 模型可以很好地拟合 CO<sub>2</sub> 的吸附行为,说明此时 CO<sub>2</sub> 在煤样中的吸附是单层吸附。当压力进一步增加至 CO<sub>2</sub> 临界压力(7.38 MPa)附近时,CO<sub>2</sub> 处于超临界状态,既有气态性质又有液态性质,此时随着压力的增加,CO<sub>2</sub> 密度迅速增加(图 12),CO<sub>2</sub> 的吉布斯吸附量随着压力增加而降低<sup>[4,31-32]</sup>。当压力大于 9.67 MPa 时,CO<sub>2</sub> 处于液态临界状态,密度增加不明显,此时 CO<sub>2</sub> 在煤体孔隙中的吸附以多层吸附为主,尤其是晋中地区煤岩孔隙以微孔(<10 nm)为主,促进了超临界 CO<sub>2</sub> 的多层吸附,当多层 CO<sub>2</sub> 吸附达到一定厚度时,将煤体微孔填充。因此,当压力大于 9.67 MPa 时,随着压力增加,CO<sub>2</sub> 吸附量随之增加。

图 12 318.15 K 温度下 CO<sub>2</sub> 密度随压力变化特征  
数据来源于文献[31]。Fig.12 Variation of CO<sub>2</sub> density with pressure at 318.15 K

### 3.3.2 煤样对 CH<sub>4</sub>、CO<sub>2</sub> 解吸性能对比

对于 CH<sub>4</sub> 吸附和解吸而言,吸附曲线与解吸曲线基本重合,J1-28-1 煤岩对 CH<sub>4</sub> 的吸附、解吸存在微弱的滞后效应,而 J1-34-2 煤样对 CH<sub>4</sub> 的吸附、解吸几乎不存在滞后效应(图 13),表明煤层对 CH<sub>4</sub> 吸附和解吸过程基本可逆。对于 CO<sub>2</sub> 吸附解吸而言,随着压力的降低,吸附、解吸滞后效应逐渐明显。当压力降至 0 MPa,依然有 36.0%~49.6% 吸附在煤层中无法解吸,封存在岩层中,煤样对 CO<sub>2</sub> 的吸附过程不可逆(图 14)。随着压力的降低,受表面吸附势能的影响,CO<sub>2</sub> 优先从大孔中脱附,此时由 CO<sub>2</sub> 吸附引起的孔隙变形效应对 CO<sub>2</sub> 分子的束缚作用不明显,滞留环面积较小<sup>[33]</sup>。当压力降至 CO<sub>2</sub> 临界压力(7.38 MPa)附近时,与吸附过程类似,受 CO<sub>2</sub> 相态变化影响,CO<sub>2</sub> 解吸量呈现出先上升后下降的特征。随着压力的进一步降低,CO<sub>2</sub> 以气态存在于煤样中,CO<sub>2</sub> 的解吸位点逐渐由大孔转向微孔,由 CO<sub>2</sub> 吸附引起的煤基质溶胀作用显著压缩了孔隙空间,增加了 CO<sub>2</sub> 分子的“逃逸”难度,即形成了残余封存。此外,煤样在与 CO<sub>2</sub> 相互作用过程中形成了 COOH 官能团,提升了煤基质对 CO<sub>2</sub> 的化学吸附能力,进一步导致了 CO<sub>2</sub> 难以解吸,即形成了吸附封存。在以上物理、化学的共

图 13 沁水盆地晋中地区煤样  $\text{CH}_4$  吸附和解吸曲线Fig.13  $\text{CH}_4$  adsorption and desorption isotherms of coal samples from Jinzhong block, Qinshui Basin图 14 沁水盆地晋中地区煤样  $\text{CO}_2$  吸附和解吸曲线Fig.14  $\text{CO}_2$  adsorption and desorption isotherms of coal samples from Jinzhong block, Qinshui Basin

同作用下,  $\text{CO}_2$  呈现出明显的吸附、解吸滞后现象<sup>[34]</sup>。与  $\text{CO}_2$  相比, 煤样对  $\text{CH}_4$  的吸附主要为物理吸附, 且  $\text{CH}_4$  吸附溶胀率低于  $\text{CO}_2$ , 故  $\text{CH}_4$  吸附解吸迟滞程度远小于  $\text{CO}_2$ <sup>[35]</sup>。 $\text{CO}_2$  吸附、解吸滞后现象实现了  $\text{CO}_2$  长期有效封存, 占据了约 36.0%~49.6% 的吸附位点, 促进了  $\text{CH}_4$  解吸, 提升了煤层气采收率。

#### 4 矿场应用启示

(1) 深层高阶煤层对  $\text{CO}_2$  和  $\text{CH}_4$  吸附解吸过程的可逆性差异, 揭示了注  $\text{CO}_2$  具备大幅提高采收率的可行性。受  $\text{CO}_2$  吸附、解吸滞后现象的影响, 注入煤层中的  $\text{CO}_2$  有 36.0%~49.6% 被永久封存在煤层中, 以吸附封存和残余封存两种形式存在。对于深层高阶煤层而言, 随着其微小孔占比的升高, 毛细管力逐渐增加, 注入煤层的  $\text{CO}_2$  被离散固定在复杂的孔隙网络中, 残余封存量逐渐攀升,  $\text{CO}_2$  解吸滞后现象更为显著, 注  $\text{CO}_2$  具备大幅提高深层高阶煤层单井产能及采收率的可行性。

(2) 保持井底流压及地层压力大于临界压力, 可有效提高竞争吸附能力。深层高阶煤层气吸附性能实验结果表明,  $\text{CO}_2$  为气相时, 吸附量最大可达  $\text{CH}_4$  气体吸附量的 2~3 倍;  $\text{CO}_2$  在超临界状态

时, 吸附量最大可达  $\text{CH}_4$  气体吸附量的 4~5 倍。煤岩对于超临界态的  $\text{CO}_2$  具有更强的吸附作用, 因此对于晋中地区此类煤层吸附能力强, 甲烷解吸效率低的地层, 采用注  $\text{CO}_2$  的方式提高煤层气采收率时, 应考虑在开发早期注入  $\text{CO}_2$ , 使井底流压大于  $\text{CO}_2$  临界压力, 保障  $\text{CO}_2$  处于超临界状态。

(3)  $\text{CO}_2$  在煤层中返排率高, 矿场可设计循环利用装置提高气体利用率。由  $\text{CH}_4$ 、 $\text{CO}_2$  吸附解吸曲线可知, 当压力降至 2.0~2.3 MPa 以下时, 煤样对  $\text{CH}_4$  的解吸速率迅速增加, 当压力降至 1.2~1.5 MPa 时, 煤样对  $\text{CO}_2$  的解吸速率迅速增加, 表明  $\text{CH}_4$  的敏感解吸压力为 2.0~2.3 MPa, 高于  $\text{CO}_2$  敏感解吸压力 (1.2~1.5 MPa), 易造成  $\text{CO}_2$  返排率高的现象。为提高  $\text{CO}_2$  利用效率, 建议优化设计小型  $\text{CO}_2$  液化撬实现  $\text{CO}_2$  与甲烷的分离, 并将分离后的  $\text{CO}_2$  注入同平台其他井, 以实现  $\text{CO}_2$  的循环利用。

#### 5 结论与建议

(1) 深层高阶煤层对  $\text{CO}_2$  和  $\text{CH}_4$  吸附能力最大可达 4~5 倍, 注  $\text{CO}_2$  具备竞争吸附提高单井产能及采收率的可行性。

(2) 深层高阶煤层对  $\text{CH}_4$  吸附及解吸过程完全可逆, 对  $\text{CO}_2$  则不可逆, 吸附与解吸过程差异达

36.0%~49.6%,其差值可近视为实验条件下提高采收率的理论幅度,表明深层高阶煤层注 CO<sub>2</sub> 具有较大的 CO<sub>2</sub> 地下永久封存及提高 CH<sub>4</sub> 采收率的潜力。

(3) 依据煤层对 CO<sub>2</sub> 的吸附解吸特征,建议在矿场开展 CO<sub>2</sub>-ECBM 试验时,通过超前注气保障超临界吸附、回收分离产出气提高 CO<sub>2</sub> 利用率等方式提升技术经济效益。

#### 利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors declare no relevant conflict of interests.

#### 作者贡献/Authors' Contributions

郑永旺负责论文选题、构思及统稿;郑永旺、崔轶男、李鑫、张登峰负责实验设计及实验操作;肖翠、郭涛负责储层特征研究;所有作者参与论文写作和修改。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

ZHENG Yongwang was responsible for the topic selection, conception, and drafting of the paper. ZHENG Yongwang, CUI Yinan, LI Xin, and ZHANG Dengfeng were responsible for experimental design and operation. XIAO Cui and GUO Tao were responsible for the study of reservoir characteristics. All authors participated in the writing and revision of the paper. All authors have read the final version of the paper and consented to its submission.

#### 参考文献:

- [1] 徐旭辉,周卓明,宋振响,等.油气资源评价方法关键参数研究和资源分布特征:以中国石化探区“十三五”资源评价为例[J].石油实验地质,2023,45(5):832-843.  
XU Xuhui, ZHOU Zhuoming, SONG Zhenxiang, et al. Methods and key parameters for oil and gas resource assessment and distribution characteristics of oil and gas resource: a case study of resource assessment of SINOPEC during the 13th Five-Year Plan period[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(5): 832-843.
- [2] 姚艳斌,孙晓晓,万磊.煤层 CO<sub>2</sub> 地质封存的微观机理研究[J].煤田地质与勘探,2023,51(2):146-157.  
YAO Yanbin, SUN Xiaoxiao, WAN Lei. Micro-mechanism of geological sequestration of CO<sub>2</sub> in coal seam[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(2): 146-157.
- [3] 饶孟余,张遂安,商昌盛.提高我国煤层气采收率的主要技术分析[J].中国煤层气,2007,4(2):12-16.  
RAO Mengyu, ZHANG Suian, SHANG Changsheng. Analysis on key techniques to improve CBM recovery in China[J]. China Coalbed Methane, 2007, 4(2): 12-16.
- [4] HAN Sijie, SANG Shuxun, LIANG Jingjing, et al. Supercritical CO<sub>2</sub> adsorption in a simulated deep coal reservoir environment, implications for geological storage of CO<sub>2</sub> in deep coals in the southern Qinshui Basin, China[J]. Energy Science & Engineering, 2019, 7(2): 488-503.
- [5] 杜秋浩. CO<sub>2</sub>-水-煤作用对煤渗透性和力学特性影响的试验研究[D].北京:清华大学,2019.  
DU Qiuhaohao. Experimental study on effects of CO<sub>2</sub>-water interactions with coal on permeability and mechanical properties[D]. Beijing: Tsinghua University, 2019.
- [6] 王帅峰,韩思杰,桑树勋,等.煤层亚临界/超临界 CO<sub>2</sub> 吸附特征与封存模式[J].天然气工业,2024,44(6):152-168.  
WANG Shuaifeng, HAN Sijie, SANG Shuxun, et al. Adsorption characteristics and storage models of subcritical/supercritical CO<sub>2</sub> in coal seams[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(6): 152-168.
- [7] 刘世奇,方辉煌,桑树勋,等.基于多物理场耦合求解的煤层 CO<sub>2</sub>-ECBM 数值模拟研究[J].煤炭科学技术,2019,47(9):51-59.  
LIU Shiqi, FANG Huihuang, SANG Shuxun, et al. Numerical simulation study on coal seam CO<sub>2</sub>-ECBM based on multi-physics fields coupling solution[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(9): 51-59.
- [8] 倪冠华,李钊,温永瓚,等. CO<sub>2</sub> 注入下煤层气产出及储层渗透率演化规律[J].采矿与安全工程学报,2022,39(4):837-846.  
NI Guanhua, LI Zhao, WEN Yongzan, et al. Evolution of coalbed methane output and reservoir permeability under CO<sub>2</sub> injection[J]. Journal of Mining & Safety Engineering, 2022, 39(4): 837-846.
- [9] CHARRIÈRE D, POKRYSZKA Z, BEHRA P. Effect of pressure and temperature on diffusion of CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> into coal from the Lorraine Basin (France)[J]. International Journal of Coal Geology, 2010, 81(4): 373-380.
- [10] 苏现波,黄津,王乾,等. CO<sub>2</sub> 强化煤层气产出与其同步封存实验研究[J].煤田地质与勘探,2023,51(1):176-184.  
SU Xianbo, HUANG Jin, WANG Qian, et al. Experimental study on CO<sub>2</sub>-enhanced coalbed methane production and its simultaneous storage[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(1): 176-184.
- [11] MUKHERJEE M, MISRA S. A review of experimental research on Enhanced Coal Bed Methane (ECBM) recovery via CO<sub>2</sub> sequestration[J]. Earth-Science Reviews, 2018, 179: 392-410.
- [12] PAN Zhejun, YE Jianping, ZHOU Fubao, et al. CO<sub>2</sub> storage in coal to enhance coalbed methane recovery: a review of field experiments in China[J]. International Geology Review, 2018, 60(5/6): 754-776.
- [13] 王烽,汤达祯,刘洪林,等.利用 CO<sub>2</sub>-ECBM 技术在沁水盆地开采煤层气和埋藏 CO<sub>2</sub> 的潜力[J].天然气工业,2009,29(4):117-120.  
WANG Feng, TANG Dazhen, LIU Honglin, et al. Analysis on the potential of the carbon dioxide-enhanced coalbed methane (CO<sub>2</sub>-ECBM) recovery in the Qinshui Basin[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(4): 117-120.
- [14] ZHOU Fengde, HOU Wanwan, ALLINSON G, et al. A feasibility study of ECBM recovery and CO<sub>2</sub> storage for a producing CBM field in southeast Qinshui Basin, China[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2013, 19: 26-40.
- [15] 叶建平,张兵,韩学婷,等.深煤层并组 CO<sub>2</sub> 注入提高采收率关键参数模拟和试验[J].煤炭学报,2016,41(1):149-155.  
YE Jianping, ZHANG Bing, HAN Xueting, et al. Well group carbon dioxide injection for enhanced coalbed methane recovery and key parameter of the numerical simulation and application in deep coalbed methane[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 149-155.
- [16] 王鹏.煤中气体解吸收缩有效应力变化特征[J].采矿技术,

- 2022,22(1):86-89.
- WANG Peng.Variation characteristics of effective stress of gas desorption shrinkage in coal[J].Mining Technology,2022,22(1):86-89.
- [17] 秦兴林.煤体孔隙结构及渗透率对不同时长酸化作用的响应规律研究[J].煤矿安全,2020,51(12):18-22.
- QIN Xinglin.Study on response law of coal pore structure and permeability affected by different time of acidification[J].Safety in Coal Mines,2020,51(12):18-22.
- [18] 马强,李让.基于应变角度分析  $N_2$  和  $CO_2$  对煤层透气性的影响[J].辽宁工程技术大学学报(自然科学版),2010,29(2):193-196.
- MA Qiang,LI Rang.Effect of  $N_2$  and  $CO_2$  injection on coal permeability due to stain[J].Journal of Liaoning Technical University (Natural Science),2010,29(2):193-196.
- [19] 刘佳佳,聂子硕,于宝种,等.超临界二氧化碳对煤体增透的作用机理及影响因素分析[J].煤炭科学技术,2023,51(2):204-216.
- LIU Jiajia,NIE Zishuo,YU Baozhong, et al. Analysis of the mechanism and influencing factors of supercritical carbon dioxide on coal permeability enhancement[J].Coal Science and Technology,2023,51(2):204-216.
- [20] 胡婷.二氧化碳在增强石油开采系统中的迁移转化过程与模型研究[D].长春:吉林大学,2022.
- HU Ting.Study on the process model of  $CO_2$  migration and phase transformation in enhanced oil recovery system [D].Changchun:Jilin University,2022.
- [21] 吴聿元,陈贞龙.延川南深部煤层气勘探开发面临的挑战和对策[J].油气藏评价与开发,2020,10(4):1-11.
- WU Yuyuan,CHEN Zhenlong.Challenges and countermeasures for exploration and development of deep CBM of South Yanchuan[J].Reservoir Evaluation and Development,2020,10(4):1-11.
- [22] 王凯峰,唐书恒,等.沁水盆地榆社—武乡区块二叠系煤系页岩储层地质建模及“甜点”预测[J].岩性油气藏,2024,36(04):98-108.
- SHEN Youyi,WANG Kaifeng,TANG Shuheng, et al. Geological modeling and “sweet spot” prediction of Permian coal measures shale reservoirs in Yushe-Wuxiang block, Qinshui Basin [J].Lithologic Reservoirs, 2024,36(4):98-108.
- [23] 陈贞龙,王烽,陈刚,等.延川南深部煤层气富集规律及开发特征研究[J].煤炭科学技术,2018,46(6):80-84.
- CHEN Zhenlong,WANG Feng,CHEN Gang, et al. Study on enrichment law and development features of deep coalbed methane in South Yanchuan Field[J].Coal Science and Technology,2018,46(6):80-84.
- [24] 王青青,孟艳军,闫涛滔,等.不同煤阶煤储层吸附/解吸特征差异及其对产能的影响[J].煤田地质与勘探,2023,51(5):66-77.
- WANG Qingqing,MENG Yanjun,YAN Taotao, et al. Differences in the adsorption/desorption characteristics of coal reservoirs with different coal ranks and their effects on the reservoir productivity[J].Coal Geology & Exploration,2023,51(5):66-77.
- [25] 陈贞龙.解吸阶段划分对延川南煤层气田开发的指示意义[J].油气藏评价与开发,2017,7(5):80-84.
- CHEN Zhenlong.The significance of desorption phase division on the development of coalbed methane fields in southern Yanchuan County [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2017,7(5):80-84.
- [26] SWENSON H,STADIE N P.Langmuir's theory of adsorption: a centennial review[J].Langmuir,2019,35(16):5409-5426.
- [27] HE Lilin,MELNICHENKO Y B,MASTALERZ M, et al.Pore accessibility by methane and carbon dioxide in coal as determined by neutron scattering[J].Energy & Fuels,2012,26(3):1975-1983.
- [28] 付学祥,张登峰,降文萍,等.煤体理化性质对其孔隙结构和甲烷吸附性能影响的研究进展[J].化工进展,2019,38(6):2714-2725.
- FU Xuexiang,ZHANG Dengfeng,JIANG Wenping, et al. Influence of physicochemical properties of coals on pore morphology and methane adsorption: a perspective [J].Chemical Industry and Engineering Progress,2019,38(6):2714-2725.
- [29] LUN Zengmin,FAN Hongfu,WANG Haitao, et al. Interfacial tensions between reservoir brine and  $CO_2$  at high pressures for different salinity [J]. Energy & Fuels, 2012,26(6):3958-3962.
- [30] YANG Nannan,LIU Shuyan,YANG Xiaoning.Molecular simulation of preferential adsorption of  $CO_2$  over  $CH_4$  in Na-montmorillonite clay material[J].Applied Surface Science,2015,356:1262-1271.
- [31] SPAN R,WAGNER W.A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from the triple - point temperature to 1 100 K at pressures up to 800 MPa [J].Journal of Physical and Chemical Reference Data,1996,25(6):1509-1596.
- [32] DAY S,SAKUROVS R,WEIR S.Supercritical gas sorption on moist coals [J].International Journal of Coal Geology,2008,74(3/4):203-214.
- [33] 史利燕,李卫波,康琴琴,等. $CH_4$ -煤吸附/解吸过程视电阻率变化的实验研究[J].油气藏评价与开发,2022,12(4):572-579.
- SHI Liyan,LI Weibo,KANG Qinqin, et al. Experimental study on variation of apparent resistivity in  $CH_4$ -coal adsorption/desorption process [J].Petroleum Reservoir Evaluation and Development,2022,12(4):572-579.
- [34] 王倩倩.超临界二氧化碳流体对煤体理化性质及吸附性能的作用规律[D].昆明:昆明理工大学,2016.
- WANG Qianqian.Effect of supercritical carbon dioxide fluid on physical and chemical properties and adsorption properties of coal [D].Kunming:Kunming University of Science and Technology,2016.
- [35] 孟雅,李治平,唐书恒,等.中、高阶煤样甲烷吸附应变及渗透性实验分析[J].煤炭学报,2021,46(6):1915-1924.
- MENG Ya,LI Zhiping,TANG Shuheng, et al. Laboratory investigation on methane sorption-induced strain and permeability in middle and high rank coal samples [J].Journal of China Coal Society,2021,46(6):1915-1924.