



深部煤层气超临界状态下赋存特征及分配规律

周立宏 闫霞 熊先钺 王峰 刘文超 杨月洁 杨兆彪 冯延青

引用本文:

周立宏, 闫霞, 熊先钺, 等. 深部煤层气超临界状态下赋存特征及分配规律[J]. 煤炭科学技术, 2025, 53(3): 73–90.

ZHOU Lihong, YAN Xia, XIONG Xianyue. Characteristics of occurrence and distribution rule of deep coalbed methane in supercritical state[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 73–90.

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.12438/cst.2025-0099>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

煤岩超临界CO₂吸附机理及表征模型研究进展

Mechanism and characterization model of supercritical CO₂ adsorption on coals: a review

煤炭科学技术. 2020, 48(1) <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/8eab49c4-5919-4e11-8a38-1a9457b54856>

深部煤储层孔裂隙结构对煤层气赋存的影响

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

煤炭科学技术. 2024, 52(8): 106–123 <https://doi.org/10.12438/cst.2023-1334>

滇东恩洪区块地应力分布及深部煤层气临界深度预测

Distribution of in-situ stress and prediction of critical depth for deep coalbed methane in Enhong Block of eastern Yunnan region

煤炭科学技术. 2020, 48(2) <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/03f7fe63-9426-422b-8eb7-c0e5d7e3e4d5>

超临界CO₂作用下高阶煤微观结构及力学特性声发射特征研究

Experimental study of microstructure and mechanical properties–acoustic emission characterization of high-rank coal under supercritical CO₂ action

煤炭科学技术. 2024, 52(10): 127–135 <https://doi.org/10.12438/cst.2024-0452>

鄂尔多斯盆地深部煤层气差异富集的地质控制

Geological control of differential enrichment of deep coalbed methane in the Ordos Basin

煤炭科学技术. 2025, 53(1): 203–215 <https://doi.org/10.12438/cst.2024-1144>

超临界CO₂脉动作用对低阶煤微观–宏观结构损伤演化特征

Microscopical and macroscopic structural damage evolution of low-rank coal by supercritical CO₂ pulsation treatment

煤炭科学技术. 2025, 53(2): 188–197 <https://doi.org/10.12438/cst.2024-0758>



关注微信公众号, 获得更多资讯信息



移动扫码阅读

周立宏, 闫霞, 熊先钺, 等. 深部煤层气超临界状态下赋存特征及分配规律[J]. 煤炭科学技术, 2025, 53(3): 73–90.

ZHOU Lihong, YAN Xia, XIONG Xianyue, *et al.* Characteristics of occurrence and distribution rule of deep coalbed methane in supercritical state[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(3): 73–90.

深部煤层气超临界状态下赋存特征及分配规律

周立宏^{1,2}, 闫霞^{1,2}, 熊先钺^{1,2}, 王峰^{1,2}, 刘文超³, 杨月洁³, 杨兆彪⁴, 冯延青^{1,2}

(1. 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095; 2. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028; 3. 北京科技大学资源与安全工程学院 北京 100083; 4. 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)

摘要: 深部煤层气成为天然气增储上产的重要方向, 但其吸附气、游离气原始赋存状态不清、不同条件下的赋存态分配规律不明, 制约了深部煤层气储量准确评估和产出规律认识。随着埋深增加, 温度和压力不断升高, 甲烷进入超临界相态, 其流体密度将不断增重、黏度与气态相近, 表明当前现有认识低估了游离气的资源量和流体易于产出的流动能力。在深层高温高压下, 甲烷超临界流体特征更为显著, 不能被忽视。现在基于储层压力的含气量计算方法, 未考虑煤层微孔内流体压力要高于储层压力, 即“微孔超压”环境的存在, 故实际含气量被低估。针对国内深部煤层埋深最深至 5 000 m、煤阶 0.8%~3.0% 范围内, 基于甲烷物性随压力、温度变化规律和微孔超压理论, 研究建立了考虑微孔超压和甲烷超临界流体特征的深部煤层气游离气、吸附气含量计算模型。研究表明: ① 深层高温高压下, 甲烷黏度、密度、压缩因子、体积系数等高压物性参数变化并非随温度、压力线性变化, 基于高压物性参数与温度和压力关系, 建立了各参数经验计算式, 并结合分子模拟等手段, 分析了深层与浅层相应参数差异; ② 揭示了深部煤层气吸附气、游离气赋存状态在不同热演化程度、不同埋深、不同温压条件下的分配规律, 相同深度下, 随着煤阶的增加, 吸附气含量越高、游离气含量越低, 且游离气占比不断减小; 相同热演化程度下, 随着煤层深度增加, 煤的吸附气含量呈现先增加后降低趋势, 游离气占比逐渐增加; ③ 考虑甲烷超临界流体性质对吸附作用的影响, 相比忽略该特征的同等情况下, 实际吸附气含量并没有现有认识那么高, 吸附气占比降低 6%~9%; ④ 针对是否考虑 Langmuir 修正和含水饱和度随埋深变化等情况, 建立 4 种模型方法, 明确了不同煤阶、不同孔隙率和含水饱和度下临界转折深度、吸附气/游离气变化规律及图版; ⑤ 基于“微孔超压、宏孔常压”新认识, 建立了考虑“微孔超压+超临界状态”的游离气、吸附气含量计算方法, 计算埋深 2 000 m 时高阶煤(镜质体反射率 $R_o=2.7$)游离气占比保守可达 41%, 比现有认识增大了约 20%, 相比传统方法只考虑储层压力的计算结果更符合生产实际。研究成果可为揭示深部煤层气赋存态分配规律和储量评估等, 提供科学理论依据。

关键词: 煤层气; 深部煤层气; 超临界; 赋存; 吸附气; 游离气; 临界转折深度; 微孔超压

中图分类号: TE122

文献标志码: A

文章编号: 0253-2336(2025)03-0073-18

Characteristics of occurrence and distribution rule of deep coalbed methane in supercritical state

ZHOU Lihong^{1,2}, YAN Xia^{1,2}, XIONG Xianyue^{1,2}, WANG Feng^{1,2}, LIU Wenchao³, YANG Yuejie³, YANG Zhaobiao⁴, FENG Yanqing^{1,2}

(1. China United Coalbed Methane National Engineering Research Center Co., Ltd., Beijing 100095, China; 2. PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100028, China; 3. School of Resources and Safety Engineering, University of Science and Technology Beijing, Beijing 100083, China;

收稿日期: 2025-01-17

策划编辑: 常琛

责任编辑: 刘雅清

DOI: 10.12438/cst.2025-0099

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司攻关性应用性科技资助项目(2023ZZ18, 2023ZZ18YJ04); 国家自然科学基金资助项目(42272195)

作者简介: 周立宏(1968—), 男, 河北故城人, 教授级高级工程师, 博士。E-mail: zhouli1088@yahoo.com.cn

通讯作者: 闫霞(1984—), 女, 山东东营人, 高级工程师, 博士。E-mail: yanxia_cbm@petrochina.com.cn

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

Abstract: Deep Coalbed methane(CBM) has become an important direction for gas storage and production, but its original occurrence state of adsorbed gas and free gas and distribution law under different geological conditions are unclear, which restricts the accurate estimation of deep CBM reserves and the understanding of production law. With the increase of burial depth, temperature and pressure, methane enters the supercritical phase, its fluid density will continue to increase, and its viscosity is similar to that of the gas phase, indicating that the current understanding has underestimated the amount of free gas resources and the flow ability of fluid easy to produce. Under high temperature and high pressure in deep coal seams, the “supercritical fluid characteristics” of methane are more significant and cannot be ignored. The current gas content calculation method based on reservoir pressure does not take into account the fact that the fluid pressure inside the coal seam micropores is higher than the reservoir pressure, that is, the existence of a “overpressure in micropores” environment, so the actual gas content is underestimated. A calculation model for the content of free gas and adsorbed gas in deep coalbed methane considering the characteristics of overpressure in micropores and methane supercritical fluid was established based on the variation of methane physical properties with pressure and temperature, as well as the theory of overpressure in micropores, targeting the deepest coal seam burial depth in China up to 5 000 m and coal rank range of 0.8% to 3.0%. The results show that: ① Under high temperature and high pressure, methane viscosity, density, compression factor, volume coefficient and other high pressure physical property parameters do not change linearly with temperature and pressure. Based on the quantitative relationship between high pressure physical property parameters and temperature and pressure, empirical calculation formulas for each parameter are established. ② The distribution law of adsorbed gas and free gas occurrence states in deep CBM is revealed under different thermal evolution degrees, different burial depths and different temperature and pressure conditions. At the same depth, with the increase of coal rank, the adsorbed gas content is increasing, the free gas content is decreasing, and the proportion of free gas is decreasing. With the increase of coal seam depth, the content of adsorbed gas increases first and then decreases, but the proportion of free gas increases gradually. ③ Considering the influence of methane supercritical fluid properties on adsorption, compared to the same situation where this feature is ignored, the actual adsorbed gas content is not as high as the existing understanding, and the proportion of adsorbed gas is reduced by 6%–9%. ④ Four model methods were established to clarify the critical transition depth of gas content, and the variation laws and charts of adsorbed gas/free gas at different coal ranks, porosity and water saturation. ⑤ Based on the new understanding of “overpressure in micro pores and normal reservoir pressure in macro pores” a new calculation method for free gas and adsorbed gas content considering “overpressure in micro pores +supercritical state” has been established. Compared with traditional methods that only consider reservoir pressure, the calculation results are more in line with production reality. When the burial depth of Daji Block reaches 2 000 m, the proportion of free gas in high rank coal seams can conservatively reach 41%, an increase of 20% compared to existing understanding. The research results can provide scientific theoretical basis for revealing the distribution law of deep coalbed methane occurrence and reserve evaluation.

Key words: coalbed methane; deep coalbed methane; supercritical; occurrence; adsorbed gas; free gas; critical turning depth; overpressure in micropores

0 引 言

煤层气开发利用是实现清洁能源供应和“双碳”目标的重要途径^[1-2]。近年来,鄂尔多斯盆地大宁—吉县^[3-7]、绥德、米脂北^[8]、神府^[9]、四川盆地渝东南、准噶尔盆地^[10-11]等地区开展的 2 000 m 以深煤层气勘探开发陆续取得了突破性进展,实现了煤层气勘探开发由中浅层向深层拓展的重大突破^[12-13]。

深层煤层处于高地应力、高流体压力和高地层温度^[3]“三高”环境下,煤层气以游离态和吸附态赋存认识已成为共识。中浅层煤层气由于游离气含量少、吸附气赋存态为主,故忽略了煤层气超临界流体特征的游离气含量及储量的计算。然而,随着煤层埋深的增大,煤储层温度和压力不断升高,当温度 T 、压力 p 超过甲烷临界温度 $-82.6\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、临界压力

4.599 2 MPa 时,甲烷会从气相转变为超临界相,此时的甲烷已不再是常规意义上的甲烷气体状态,而是处于超临界相态^[14],游离态甲烷流体的物性参数(如压缩因子、体积系数、黏度、密度等)随之发生显著变化^[15-17]:随埋深增加,超临界相甲烷,其密度和溶解能力会与液相甲烷接近,同时具有与气相甲烷相近的低黏度、高扩散系数,并且随着埋深增加,超临界甲烷流体密度不断增大,流动性、扩散性等性质都会比常规气态的甲烷增强。现有煤层气储量评价标准仅考虑吸附气^[18],对甲烷超临界流体特征考虑严重不足,不能再以常规甲烷气体密度等物性参数计算。在高温高压条件下,煤层气的吸附和解吸行为也会发生异常变化^[19],会偏离常规气体吸附解吸特征曲线,这将大大影响煤层吸附气含量准确预测,需要对煤层的吸附气含量修正,以往前人对甲烷超临

界相关研究多限于吸附气含量校正方面^[14]。微观孔隙特征是影响深部煤层气储量预测的关键因素^[20-21]，吸附气附着在孔隙表面上，也会影响孔隙空间大小和游离气含量计算。另外，以往含气量计算只考虑储层压力，未考虑到深部煤层毛管压力及纳米限域效应作用下的微孔超压影响，导致含气量被低估。

为此，笔者基于深层高温高压环境下煤层气表现出的超临界流体特征，提出了深部煤层气高温高压物性参数便于计算的经验式，建立了考虑微孔超压和甲烷超临界流体特征的深部煤层气不同赋存态含量计算模型。通过模型计算，定量确定了煤层游离气含量和吸附气含量在不同地质条件(埋深、热演化程度)的变化规律，绘制了相应曲线图版，揭示了深部煤层气不同赋存态变化规律，为煤层气储量科学预测提供了理论方法依据。

1 深部煤层气超临界流体特征及变化规律

1.1 甲烷三相图及超临界特征

深层煤层处于高温高压状态下，甲烷表现出既非气态也非液态的特性(图 1)，若直接用地面标况下气相甲烷分子的特征描述地下情况，将会导致赋存认识偏差或误区。深部煤层气在高压下的相态变化和流体行为，将对甲烷的物理性质和行为产生显著影响，从而影响储量计算和开发策略。

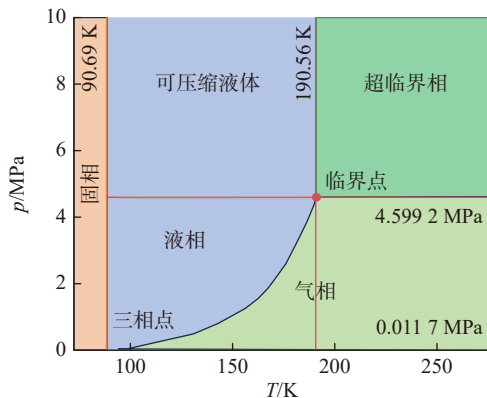


图 1 甲烷超临界相态图

Fig.1 Supercritical phase diagram of methane

超临界状态下的深部煤层气流体高压物性参数(压缩因子 Z 、体积系数 B_g 、黏度 μ_g 、密度 ρ_g)对甲烷在煤层中的吸附和传输行为有着重要影响^[22-23]，直接影响储量的计算。因此，明确具有超临界流体特征的煤层气高压物性参数的变化规律对储量预测至关重要。

1.2 压缩因子在不同温度压力下的变化规律

压缩因子 Z 反映了真实气体在压缩过程中与理

想气体行为的差异，用于预测、评估气体可压缩性，反映真实气体偏离理想气体的程度。通常根据 HALL 和 YARBOROUGH^[24-25] 提出的方法计算

$$Z = \frac{\beta_r}{x} P_r \quad (1)$$

式中： β_r 为温度相关参数； P_r 为相对压力； x 为范德华协体积与密度的乘积，通过 Newton-Raphson 数值迭代求得。在计算 x 时，因含有 Newton-Raphson 数值迭代，故计算速率较低。为此，基于 HALL 和 YARBOROUGH 提出的方法，计算不同温度、压力下的压缩因子 Z ，通过大量的数值试验测试了多种不同类型的拟合函数，提出可直接计算的压缩因子 Z 通用函数经验式，拟合效果较好且节省了大量迭代求解。

提出压缩因子 Z 经验式的通用函数

$$Z = a_1 p^5 + a_2 p^4 + a_3 p^3 + a_4 p^2 + a_5 p + b \quad (2)$$

式中： $a_1 \sim a_5$ 、 b 为常数，不同温度下对应不同的取值。式(2)适用压力范围为 0 ~ 50 MPa，温度范围为 -10 ~ 120 °C，即可应用于深部煤层气高压物性参数计算。

通过数值实验拟合，形成不同温度下甲烷压缩因子 Z 关于煤层气压力 p 的经验式 $Z(p)$ 。最终绘制了不同温度、不同压力下甲烷的压缩因子 Z 的分布(图 2)。根据图 2 可知，温度小于 50 °C，在压力 18 MPa 左右的甲烷压缩因子 Z 最低；温度介于 50 ~ 80 °C， Z 最低值对应压力 17 MPa；温度介于 80 ~ 100 °C， Z 最低值对应压力 16 MPa；温度介于 110 ~ 120 °C， Z 最低值对应压力为 15 MPa。 Z 与温度、压力关系的空间分布，类似于以 15 ~ 18 MPa 为中心面的开口朝上的抛物面，在常温低压下，随着压力增大而减小，当压力进一步增大时， Z 会经过一个最低点后再增大。在相同温度时，随压力增大， Z 先减小后增大；在相同压力时，随着温度升高，甲烷压缩因子

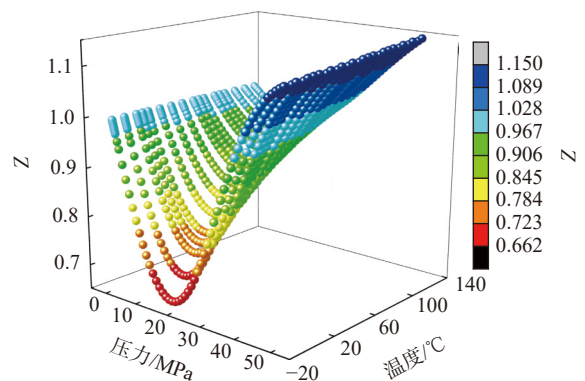


图 2 不同温度、压力下甲烷的压缩因子 Z 变化规律

Fig.2 Compression factor Z of methane under different temperature and pressure

Z 逐渐增大。 Z 的变化规律反映了真实气体在不同条件下压缩难易程度和分子间相互作用的复杂性。

根据式(2)计算的 Z 与基于 HALL 和 YARBOROUGH 所提方法迭代计算出的 Z 的拟合程度整体达到 99% 以上,保证了拟合式的可靠性。以储层温度 60 ℃ 为例,二者拟合程度整体达到 99% 以上(图 3)。

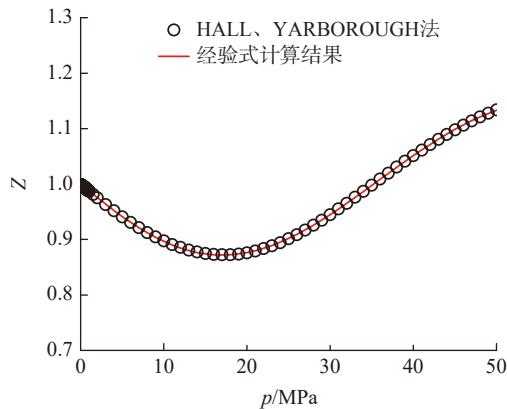


图 3 60 ℃ 下甲烷的压缩因子 Z 拟合效果

Fig.3 Fitting effect of methane compression factor Z at 60 ℃

为了方便读者查阅计算,根据式(2)通用函数,

拟合出了常用温度下甲烷的 Z 经验式(表 1),并给出了对应取值(表 2)。

表 1 不同温度下甲烷的压缩因子 Z 经验式
Table 1 Empirical formula of compression factor Z for methane at different temperatures

温度/℃	Z 经验式
40	$Z = 5.178 \times 10^{-9} p^5 - 8.417 \times 10^{-7} p^4 + 3.923 \times 10^{-5} p^3 - 1.554 \times 10^{-4} p^2 - 0.014 9 p + 0.999 3$
50	$Z = 4.225 \times 10^{-9} p^5 - 6.952 \times 10^{-7} p^4 + 3.242 \times 10^{-5} p^3 - 9.121 \times 10^{-5} p^2 - 0.013 4 p + 0.999 4$
60	$Z = 3.484 \times 10^{-9} p^5 - 5.791 \times 10^{-7} p^4 + 2.697 \times 10^{-5} p^3 - 4.248 \times 10^{-5} p^2 - 0.012 0 p + 0.999 5$
70	$Z = 2.902 \times 10^{-9} p^5 - 4.866 \times 10^{-7} p^4 + 2.259 \times 10^{-5} p^3 - 5.571 \times 10^{-6} p^2 - 0.010 8 p + 0.999 6$
80	$Z = 2.441 \times 10^{-9} p^5 - 4.120 \times 10^{-7} p^4 + 1.903 \times 10^{-5} p^3 + 2.247 \times 10^{-5} p^2 - 0.009 7 p + 0.999 7$
90	$Z = 2.072 \times 10^{-9} p^5 - 3.516 \times 10^{-7} p^4 + 1.613 \times 10^{-5} p^3 + 4.357 \times 10^{-5} p^2 - 0.008 7 p + 0.999 7$

表 2 常用温度、压力下甲烷的压缩因子 Z 取值

Table 2 Compression factor Z value of methane under common temperature and pressure

压力/MPa	40 ℃	50 ℃	60 ℃	70 ℃	80 ℃	90 ℃
0.101	0.998 354	0.998 531	0.998 689	0.998 829	0.998 954	0.999 066
0.2	0.996 744	0.997 096	0.997 408	0.997 686	0.997 933	0.998 155
0.4	0.993 504	0.994 208	0.994 832	0.995 387	0.995 882	0.996 325
0.6	0.990 279	0.991 336	0.992 273	0.993 106	0.993 847	0.994 51
0.8	0.987 071	0.988 481	0.989 731	0.990 84	0.991 829	0.992 712
1	0.983 88	0.985 644	0.987 206	0.988 592	0.989 827	0.990 929
5	0.924 544	0.933 239	0.940 878	0.947 618	0.953 585	0.958 885
10	0.867 232	0.883 28	0.897 35	0.909 738	0.920 685	0.930 394
20	0.834 538	0.856 567	0.876 064	0.893 372	0.908 78	0.922 53
30	0.916 243	0.931 033	0.944 678	0.957 241	0.968 789	0.979 39
40	1.041 7	1.046 4	1.051 34	1.056 39	1.061 44	1.066 41

1.3 体积系数在不同温度压力下变化规律

体积系数 B_g 通常根据其 与压缩因子 Z 的理论关系获得,其关系式为

$$B_g = Z \frac{p_{sc}}{p} \frac{T}{T_{sc}} \tag{3}$$

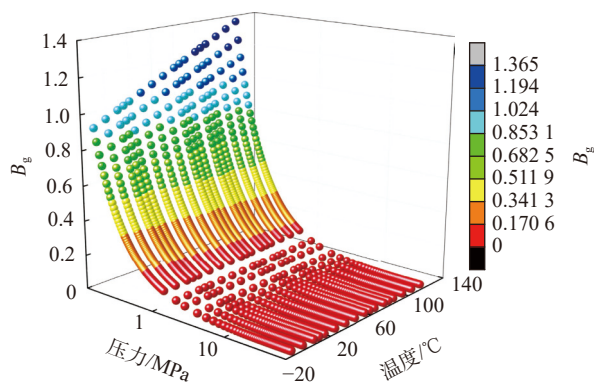
式中: p_{sc} 为标准状况下的压力, MPa; T_{sc} 为标准状况下的温度, K; T 为储层温度, K; p 为储层压力, MPa。

将式(2)代入式(3),推导体积系数 B_g 关于压力

p 的经验式为

$$B_g = (a_1 p^4 + a_2 p^3 + a_3 p^2 + a_4 p + a_5 + b p^{-1}) p_{sc} \frac{T}{T_{sc}} \tag{4}$$

式(4)适用压力范围为 0 ~ 50 MPa, 温度范围为 -10 ~ 120 ℃, 可用于深部煤层气高压物性参数计算。根据式(4),绘制不同温度、压力下甲烷体积系数 B_g 的分布图,如图 4 所示。根据图 4,相同压力时,随着温度升高, B_g 逐渐增大;相同温度时,随着压力增大,体积系数 B_g 减小。在地面大气压(0.101 MPa)条件下,

图 4 不同温度压力下的甲烷的体积系数 B_g Fig.4 Volume coefficient B_g of methane under different temperature and pressure

B_g 普遍大于 1.0, 而当压力增大至 20 MPa 以上后, B_g

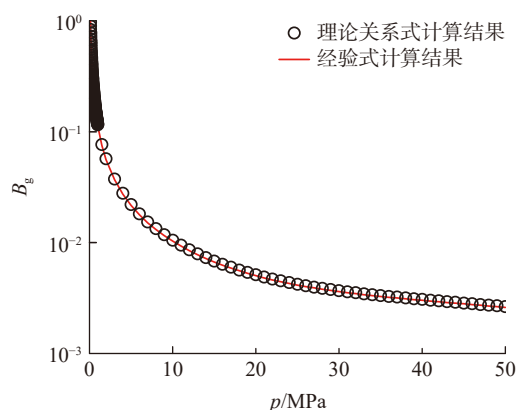
普遍小于 0.006, 表明深部煤储层条件下, 甲烷被明显压缩。例如, 在标况下(20 °C, 0.101 MPa), 甲烷的 B_g (1.012 15) 约为深部 2 000 m 埋深环境(60 °C, 20 MPa)下的 200 倍($B_g=0.005$), 表明地面甲烷气体的体积在深部环境下被高度强压缩。此时, 若仍按标况 B_g 计算储量, 将会严重低估了游离态甲烷的储量。

为了方便查阅计算, 根据式(4), 表 3 给出了常用温度、压力下甲烷的体积系数 B_g 取值。

根据式(4)计算 B_g , 与基于 HALL 和 YARBOROUGH 等提出的方法迭代求解不同温度、压力下的压缩因子 Z , 再根据压缩因子 Z 与天然气的体积系数 B_g 的理论关系式计算的结果, 二者拟合程度整体达到 99% 以上, 保证了拟合公式的可靠性。以储层温度 60 °C 为例, 二者拟合程度整体达到 99% 以上(图 5)。

表 3 常用温度、压力下甲烷的体积系数 B_g 取值Table 3 Volume coefficient B_g value of methane under common temperature and pressure

压力/MPa	40 °C	50 °C	60 °C	70 °C	80 °C	90 °C
0.101	1.084 93	1.119 78	1.154 61	1.189 44	1.224 25	1.259 06
0.2	0.547 008	0.564 675	0.582 332	0.599 978	0.617 616	0.635 245
0.4	0.272 615	0.281 52	0.290 414	0.299 298	0.308 173	0.317 04
0.6	0.181 153	0.187 138	0.193 111	0.199 075	0.205 029	0.210 975
0.8	0.135 425	0.139 949	0.144 462	0.148 965	0.153 459	0.157 945
1	0.107 99	0.111 638	0.115 275	0.118 902	0.122 52	0.126 129
5	0.020 295	0.021 141	0.021 973	0.022 795	0.023 607	0.024 41
10	0.009 519	0.010 004	0.010 478	0.010 942	0.011 396	0.011 842
20	0.004 58	0.004 851	0.005 115	0.005 372	0.005 624	0.005 871
30	0.003 352	0.003 515	0.003 677	0.003 838	0.003 997	0.004 155
40	0.002 858	0.002 963	0.003 069	0.003 176	0.003 285	0.003 393

图 5 60 °C 下甲烷的体积系数 B_g 拟合效果Fig.5 Fitting effect of methane volume coefficient B_g at 60 °C

1.4 黏度在不同温度压力下变化规律

根据 LEE 等^[26] 提出的方法计算甲烷黏度 μ_g

$$\mu_g = 10^{-4} \alpha_1 \exp(\alpha_2 \rho_g^{\alpha_3}) \quad (5)$$

式中: μ_g 为甲烷黏度, mPa · s; ρ_g 为甲烷密度, g/cm³; α_1 、 α_2 、 α_3 为温度相关参数, 计算式较为复杂且涉及压缩因子 Z 求解。

通过美国国家标准技术研究所(NIST)数据库^[27] 提取流体热力学参数, 基于大量的数值试验, 测试了多种不同类型的拟合函数, 提出可直接计算、节省大量迭代求解的黏度 μ_g

$$\mu_g = c + up^v \quad (6)$$

式中: c 、 u 、 v 为常数, 不同温度下对应不同的取值。式(6)适用压力范围为 0 ~ 50 MPa, 温度范围为 20 ~ 120 °C。通过数值试验, 拟合到不同温度的气体黏度 μ_g 关于压力 p 的经验式 $\mu_g(p)$, 最终绘制不同温度、不同压力下甲烷黏度 μ_g 的分布图(图 6)。当压力小于约 15 MPa 时, 甲烷的 μ_g 随着温度升高而增大;

压力大于约 15 MPa 时, 甲烷的 μ_g 随着温度升高而减小; 相同温度时, 甲烷 μ_g 随压力升高而增大。

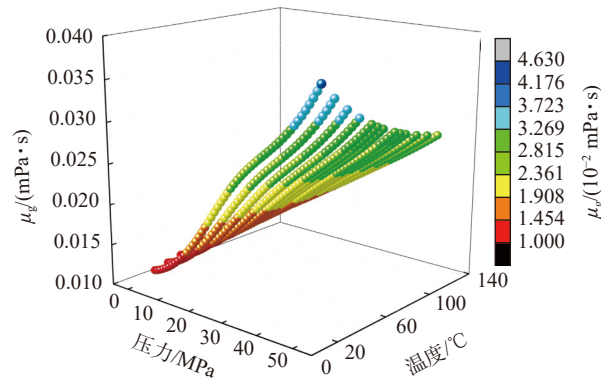


图 6 不同温度压力下的甲烷黏度 μ_g

Fig.6 Methane viscosity μ_g under different temperature and pressure

为了方便计算, 给出了常用温度下甲烷黏度 μ_g 的经验式(表 4)和常用温度、压力下的甲烷黏度 μ_g

取值(表 5)。深部甲烷属于高压超临界流体, 其黏度比标况下气相黏度(0.010 914 mPa · s)略有增大, 表明深部甲烷虽被高度强压缩, 但仍然具有强的流动能力。

表 4 不同温度下甲烷黏度 μ_g 经验式
Table 4 Empirical formula of methane viscosity μ_g at different temperatures

温度/℃	气体黏度 μ_g 经验式
40	$\mu_g = 0.012\,2 - 1.780 \times 10^{-4} p^{1.215}$
50	$\mu_g = 0.012\,3 - 1.781 \times 10^{-4} p^{1.216}$
60	$\mu_g = 0.012\,6 - 1.534 \times 10^{-4} p^{1.235}$
70	$\mu_g = 0.013 - 1.344 \times 10^{-4} p^{1.252}$
80	$\mu_g = 0.013 - 1.195 \times 10^{-4} p^{1.265}$
90	$\mu_g = 0.014 - 1.08 \times 10^{-4} p^{1.276}$

表 5 常用温度、压力下甲烷黏度 μ_g 取值
Table 5 Methane viscosity μ_g value of methane under common temperature and pressure

压力/MPa	40 ℃	50 ℃	60 ℃	70 ℃	80 ℃	90 ℃
0.101	0.011 916	0.012 286	0.012 653	0.013 017	0.013 378	0.013 736
0.2	0.011 924	0.012 294	0.012 66	0.013 024	0.013 384	0.013 741
0.4	0.011 944	0.012 312	0.012 677	0.013 039	0.013 398	0.013 755
0.6	0.011 967	0.012 334	0.012 697	0.013 058	0.013 415	0.013 771
0.8	0.011 993	0.012 357	0.012 719	0.013 078	0.013 434	0.013 788
1	0.012 02	0.012 383	0.012 742	0.013 1	0.013 455	0.013 808
5	0.012 842	0.013 145	0.013 453	0.013 765	0.014 079	0.014 395
10	0.014 474	0.014 637	0.014 827	0.015 038	0.015 265	0.015 505
20	0.019 407	0.019 053	0.018 823	0.018 686	0.018 622	0.018 614
30	0.024 525	0.023 772	0.023 19	0.022 742	0.022 402	0.022 15
40	0.028 777	0.027 887	0.027 145	0.026 531	0.026 024	0.025 609

计算所得甲烷的 μ_g 与 NIST 数据库^[27] 中 μ_g 值的拟合程度整体达到 98% 以上, 保证了拟合式的可靠性。以储层温度 60 ℃ 为例, 二者拟合效果如图 7 所示。

1.5 甲烷密度在不同温度压力下变化规律

甲烷密度与 T 、 P 、 Z 等因素有关, 具体计算式为

$$\rho_g = \frac{pM}{ZRT} \tag{7}$$

式中: ρ_g 为甲烷游离态密度, g/cm³; M 为气体分子质量取值, g/mol; R 为普适气体常数, 取 8.314 J/(K · mol)。适用压力范围为 0 ~ 50 MPa, 温度范围为 -10 ~ 120 ℃。

结合式(2)、式(7), 即可求得不同温度、不同压

力下的甲烷密度分布图, 如图 8 所示。为了方便查阅计算, 这里给出了常用的温度、压力下甲烷密度 ρ_g , 见表 6。相同压力下, ρ_g 随温度升高而减小; 相同温度下, ρ_g 随压力增大而增大。例如, 深部 2 000 m 埋深环境(60 ℃, 20 MPa)甲烷的 ρ_g =0.13 g/cm³, 约是标况下(20 ℃, 0.101 MPa)的 195 倍(ρ_g =0.000 666 g/cm³), 表明深部环境下甲烷的密度是标况下甲烷密度约 200 倍。图 9 为基于分子动力学模拟 4 nm 石墨烯狭缝孔中的浅部(500 m)和深部(2 000 m)甲烷不同赋存态运动点位分子模拟。从图中也可以看出, 相比浅部非常稀疏的游离态运动点位, 在深部的环境下的纳米孔游离态甲烷密度增加非常显著。这也证明

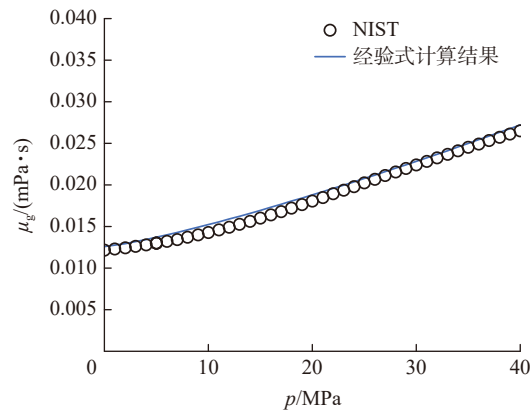


图 7 60 °C 下甲烷黏度 μ_g 拟合效果

Fig.7 Fitting effect of methane viscosity μ_g at 60 °C

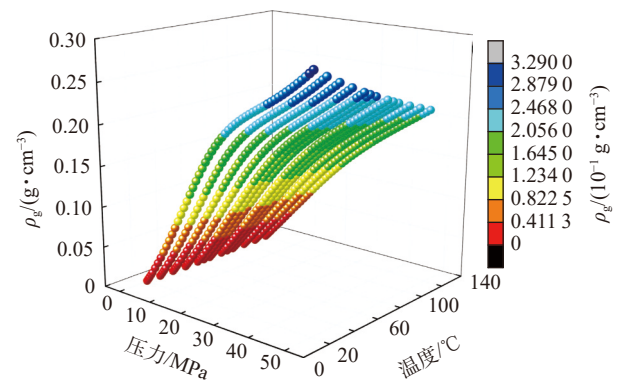


图 8 不同温度压力下的甲烷密度 ρ_g

Fig.8 Methane density ρ_g at different temperature and pressure

表 6 常用温度、压力下甲烷密度 ρ_g 取值

Table 6 Methane density ρ_g value of methane under common temperature and pressure

$\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$

压力/MPa	40 °C	50 °C	60 °C	70 °C	80 °C	90 °C
0.101	0.000 62	0.000 60	0.000 58	0.000 57	0.000 55	0.000 53
0.2	0.001 24	0.001 20	0.001 166	0.001 131	0.001 09	0.001 06
0.4	0.002 49	0.002 41	0.002 33	0.002 26	0.002 20	0.002 14
0.6	0.003 74	0.003 63	0.003 51	0.003 40	0.003 31	0.003 21
0.8	0.005 01	0.004 85	0.004 69	0.004 55	0.004 42	0.004 29
1	0.006 28	0.006 08	0.005 88	0.005 70	0.005 54	0.005 38
5	0.033 44	0.032 11	0.030 89	0.029 77	0.028 75	0.027 80
10	0.071 30	0.067 84	0.064 77	0.062 03	0.059 55	0.057 31
20	0.148 20	0.139 92	0.132 70	0.126 33	0.120 67	0.115 60
30	0.202 47	0.193 09	0.184 59	0.176 86	0.169 80	0.163 34
40	0.237 45	0.229 07	0.221 15	0.213 68	0.206 64	0.200 01

了纳米孔隙中也赋存大量游离态甲烷，具有游离态稠密聚集的特征。

计算的甲烷密度 ρ_g 结果与 NIST 数据库^[27] ρ_g 值的拟合程度，整体达到 99% 以上，保证了拟合式的可靠性。以储层温度 60 °C 为例，拟合效果如图 10 所示。

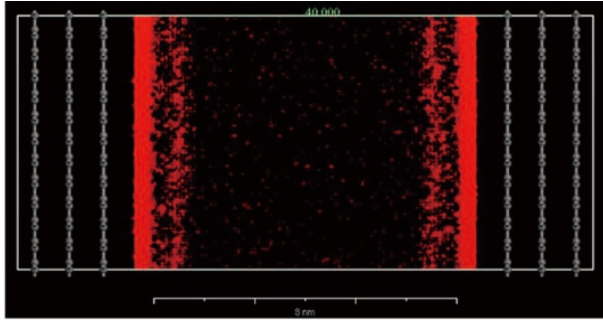
2 考虑超临界流体特征的吸附气、游离气计算方法

鉴于深部煤层气在高温高压状态下的吸附和解吸行为与常温状态存在较大差异，即在超临界条件下，煤层甲烷的视吸附量与真实吸附量之间存在差值，该差值随压力的增大更为显著^[22,28-31]。因此，在确定深部煤层气吸附量时，有必要对 Langmuir 模型计算吸附量模型进行修正。在温度与压力的共同耦合影响下，煤层吸附量会随埋深增加先增大后减小，即吸附气在储层中的赋存状态随埋深增加，表现出

先增加后下降现象，其转折点对应的深度为“超吸效应”的临界转折深度。

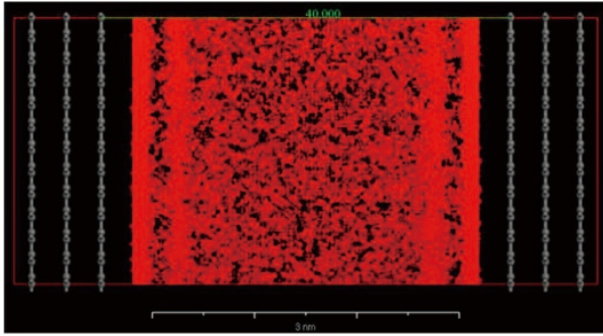
基于深层煤层的取心岩样(实际已散失游离气)，在试验条件下测试得到深部煤层吸附气含量不及浅层高，很大的一个原因是忽视了深部高温环境下，不少甲烷已由吸附态转成游离态，在深部高压和较好保存条件下，使得大量游离态甲烷的得以在深部赋存保留。由于当前保压取心技术对深部富含游离气情况仍存在保压率不高的问题，测试得到游离气含量的认识仍然存在较大质疑。另外，仅 2 年间深部煤层气单井累产气量超 6 600 万 m^3 的生产现象，更对目前游离气测试含量及其占比(例如大吉区块游离气含量占比 20%)认识存在质疑。

鉴于现有方法只考虑了某个因素，导致结果可能会有片面性，故本节综合考虑了多种因素，包括深层超临界特征的高压物性参数、煤层应力敏感、吸附态甲烷对孔隙占据(游离态甲烷孔隙率校正)、兰氏



(a) 浅部 (500 m)

4 nm 石墨烯狭缝孔中甲烷不同赋存状态运动点位分子模拟图

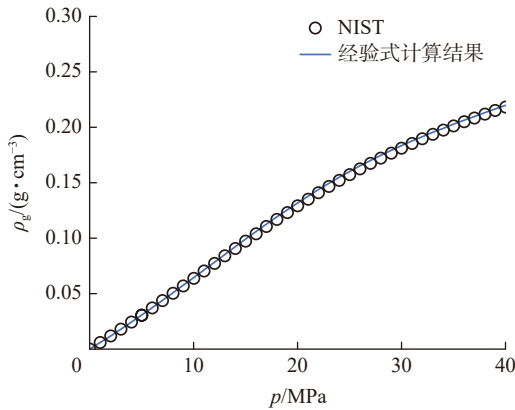


(b) 深部 (2 000 m)

4 nm 石墨烯狭缝孔中甲烷不同赋存状态运动点位分子模拟图

图 9 不同埋深处下的甲烷密度 ρ_g 及赋存状态

Fig.9 Occurrence state of methane at different burial depths

图 10 60 °C 下的甲烷密度 ρ_g 拟合效果Fig.10 Fitting effect of methane density ρ_g at 60 °C

压力和兰氏体积在不同埋深(温度、压力)条件下的变化规律、吸附模型修正,以及含水饱和度随埋深变化规律等。

2.1 深层孔隙随埋深变化及游离态甲烷孔隙率校正

以鄂尔多斯盆地深层煤岩为例,孔隙主要以微孔(孔径 $<2\text{ nm}$)为主,其次为宏孔(孔径 $50\text{ nm} \sim 1\text{ }\mu\text{m}$)和裂隙(孔径 $>10\text{ }\mu\text{m}$),而介孔(孔径在 $2 \sim 50\text{ nm}$)和宏孔(孔径在 $1 \sim 10\text{ }\mu\text{m}$)较少^[32]。研究发现深层煤储层的孔隙率与埋深明显相关,经数据拟合鄂尔多斯盆地的孔隙率模型为

$$\phi_i = \phi_0 \exp(-0.000\ 13\ h e^{-0.000\ 2\ h}) \quad (8)$$

式中: ϕ_i 为储层条件下的孔隙率,%; ϕ_0 为地面条件初始孔隙率,%。

考虑到吸附态甲烷在孔隙壁面上,占据了孔隙内的一部分空间,导致孔隙中原本由游离气占据的空间减少^[32-34],进而影响煤层气储量预测。考虑到吸附气对在各类孔隙空间占据的影响,游离气占据的孔隙率可通过下式修正^[35]:

$$\phi_{\text{free}} = \phi_i - \phi_{\text{ad}} \quad (9)$$

式中: ϕ_{free} 为游离态甲烷占据的孔隙率; ϕ_i 为储层孔隙率; ϕ_{ad} 为吸附态甲烷占据的孔隙率,计算式^[35]为

$$\phi_{\text{ad}} = V_{\text{ad}} \rho_{\text{coal}} \rho_{\text{g, SC}} / \rho_{\text{ad}} \quad (10)$$

式中: V_{ad} 为储层中吸附气含量, cm^3/g ; 煤岩视密度 $\rho_{\text{g, SC}}$ 为标况下游离态甲烷密度, g/cm^3 ; ρ_{ad} 为储层中吸附态甲烷密度, g/cm^3 , 可依据 OZAWA 等^[36] 基于碳分子筛的吸附试验建立的经验式计算

$$\rho_{\text{ad}} = \rho_b \exp[-C_1(T - T_b)] \quad (11)$$

式中: ρ_b 为常压下甲烷的沸点密度, g/cm^3 ; T_b 为常压下甲烷的沸点温度, K; C_1 为热膨胀系数。

2.2 基于修正吸附模型的吸附气含量计算方法

传统的 Langmuir 吸附模型,属于亚临界模型,难以准确描述超临界态甲烷的吸附行为。因此,为了描述深部高温高压煤层中超临界态甲烷特性的吸附行为,需要修正 Langmuir 模型^[37],修正后吸附气含量计算式为

$$V_{\text{ad}} = \frac{V_L p}{p_L + p} \left(1 - \frac{\rho_g}{\rho_a} \right) \quad (12)$$

式中: V_L 为兰氏体积, cm^3/g ; p_L 为兰氏压力, MPa; ρ_g 为游离气密度,根据式(7)计算, g/cm^3 ; ρ_a 为吸附气密度, g/cm^3 。兰氏体积 V_L 、兰氏压力 p_L 并非一成不变的,而是随着埋深的变化而变化,与镜质体反射率 R_o 、储层温度 T 和含水饱和度 S_w 有关,鄂尔多斯盆地兰氏体积、兰氏压力模型^[38] 拟合式为

$$V_L = 32.318 - 0.082T + 8.562R_o - 0.187S_w \quad (13)$$

$$p_L = -1.38 + 0.024T - 1.576R_o + 0.025S_w \quad (14)$$

因此,由式(12)—式(14)可知,储层中吸附气含量 V_{ad} 与储层压力 p 、储层温度 T 、镜质体反射率 R_o 、含水饱和度 S_w 有关。

2.3 考虑游离态甲烷孔隙率校正、超临界流体高压物性参数等影响的游离气含量计算方法

基于式(9)、式(10)计算得到修正游离态甲烷的

孔隙率 ϕ_{free} , 结合含水饱和度 S_w , 以及 1.3 节求得的储层条件下体积系数 B_g 的影响, 建立深层煤层中游离气含量^[35] 计算式

$$V_{\text{free}} = \frac{\phi_{\text{free}}(1 - S_w)}{\rho_{\text{coal}} B_g} \quad (15)$$

2.4 原始赋存状态下吸附气、游离气占比计算

深层煤层吸附气含量占比计算式为

$$\eta_{\text{ad}} = \frac{V_{\text{ad}}}{V_{\text{ad}} + V_{\text{free}}} \times 100\% \quad (16)$$

深层煤层游离气含量占比计算式为

$$\eta_{\text{free}} = 1 - \eta_{\text{ad}} \quad (17)$$

式中: η_{ad} 为吸附气含量占比, %; η_{free} 为游离气含量占比, %。

上述深层煤层吸附气含量、游离气含量计算方法流程如图 11 所示。

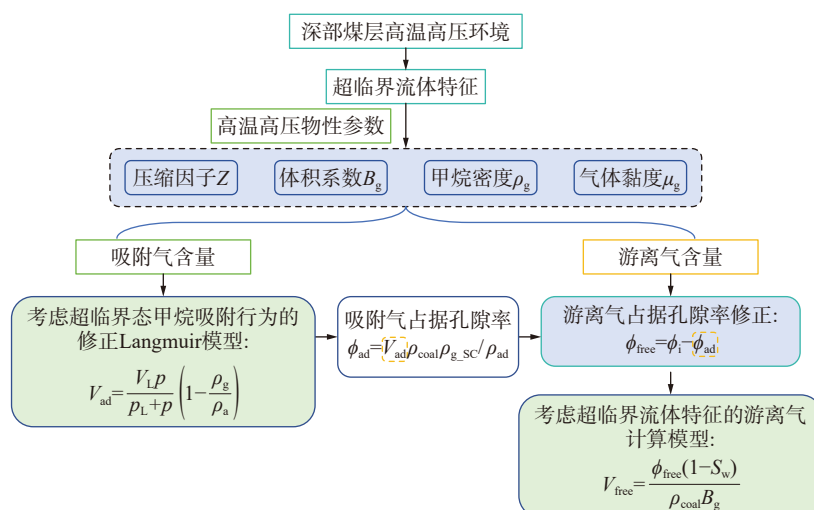


图 11 考虑超临界状态影响的吸附气、游离气含量计算流程

Fig.11 Flowchart for calculating the content of adsorbed gas and free gas considering the influence of supercritical state

3 考虑超临界流体特征的不同赋存态分配规律

3.1 综合模型方法的提出及其对比分析

深部煤层气吸附气、游离气含量的计算, 应综合考虑以下因素: 深层超临界特征的高压物性参数、煤层应力敏感、吸附态甲烷对占据孔隙占据(游离态甲

烷孔隙度校正)、 V_L 和 p_L 在不同埋深(温度、压力)条件下的变化规律、含水饱和度 S_w 变化、甲烷的超临界流体性质对甲烷的吸附作用影响等多因素。为验证在计算吸附气、游离气含量过程中, 是否考虑吸附模型修正和含水饱和度随埋深发生变化等因素, 制定了 4 种综合模型方法, 不同方法的考虑因素见表 7。

表 7 4 种综合模型方法的考虑因素

Table 7 Two integrated model approaches consider factors

考虑因素	综合模型方法1	修正综合模型方法1	综合模型方法2	修正综合模型方法2
高压物性参数(超临界流体特征)	√	√	√	√
储层应力敏感性	√	√	√	√
吸附气对孔隙的占据	√	√	√	√
$V_L(R_o, T, S_w)$	√	√	√	√
$p_L(R_o, T, S_w)$	√	√	√	√
考虑超临界态甲烷吸附行为的Langmuir吸附模型修正	×	√	×	√
$S_w(h)$ 随埋深变化	×	×	√	√

上述方法中, 综合模型方法 1、2 与“修正”综合模型方法 1、2 的主要区别在于, 是否考虑甲烷超临界流体性质影响甲烷吸附作用并对 Langmuir 模型的

修正; 而(修正)综合模型方法 1 与(修正)综合模型方法 2 的主要区别为, 考虑的含水饱和度是固定值还是随埋深发生变化。修正综合模型方法 1 考虑了甲

烷 Langmuir 吸附模型修正;而修正综合模型方法 2,是在修正综合模型方法 1 的基础上,又考虑了含水饱和度随埋深的变化影响。

为了对比是否考虑甲烷超临界流体性质对甲烷吸附作用影响,即对比综合模型和修正综合模型方法,其中修正综合模型方法采用修正后的 Langmuir 模型式(12),综合模型方法采用传统 Langmuir 吸附模型

$$V_{\text{ad}} = \frac{V_L p}{p_L + p} \quad (18)$$

式(18)未考虑深层煤层高温高压环境对超临界态甲烷吸附能力的影响。然而,随着埋深增加,温度和压力不断升高,到达一定埋深后,温度对煤层中甲烷的解吸作用,将远大于压力对甲烷的吸附作用,在深部环境下,甲烷更容易发生解吸、变为游离态,吸附态甲烷将会减少,高温高压下的游离态甲烷密度迅速增大(图 9),造成游离态甲烷的稠密聚集。游离态甲烷稠密聚集的过程中,甲烷的超临界特性,即具有类似于气体的极易流动、极易在纳米孔中被压缩、释放后极易膨胀等性质,同时具有近似于液体的高密度和高溶解性,发挥了重要作用。故传统 Langmuir 吸附模型必将高估了深部煤层的吸附气含量。

深层煤储层压力 p 、储层温度 T 随埋深 h 的增加而增大,其与深度的关系式可表示为

$$p = p_{\text{ground}} + C_p h \quad (19)$$

$$T = T_{\text{ground}} + C_T h \quad (20)$$

式中: p_{ground} 为区块实际地面压力, MPa; T_{ground} 为区块实际地面温度, K; C_p 为压力梯度, MPa/m; C_T 为温度梯度, K/m。

含水饱和度可采用工业分析的方法计算:

$$S_w = \frac{m_{\text{ar}} \rho_c}{\phi_i \rho_w} \quad (21)$$

式中: m_{ar} 为煤工业分析含水率; ρ_c / ρ_w 为煤样视密度与水密度比值。结合现场保压取心得到的含水饱和度结果,鄂尔多斯盆地深部煤层气储层含水饱和度随深度发生变化规律,这里的含水饱和度主要指“可动水”的饱和度(不考虑结晶水等),根据以下模型计算:

$$S_w = \begin{cases} 100, 0 \leq h < 550 \\ -1.06594 \times 10^{-9}(h-3500)^3 + 7.56965 \times 10^{-12} \\ (h-3500)^4 + 3.29727 \times 10^{-15}(h-3500)^5 + \\ 3.57156 \times 10^{-19}(h-3500)^6, 550 \leq h < 3500 \\ 1.14130 \times 10^{-8}, 3500 \leq h \leq 5000 \end{cases} \quad (22)$$

参考鄂尔多斯盆地深部煤层气的基础数据,相关计算参数取值见表 8。

表 8 煤层气储量/含量预测参数取值
Table 8 Parameter value of CBM reserve/content prediction parameter

参数	取值
地面压力 p_{ground} /MPa	0.016
地面温度 T_{ground} /°C	20
平均储层压力梯度/(MPa · m ⁻¹)	0.009 8
平均储层温度梯度/(°C · m ⁻¹)	0.027
热膨胀系数 C_p /(10 ⁻³ °C ⁻¹)	2.5 ^[36]
常温下甲烷沸点密度 ρ_b /(g · cm ⁻³)	0.423
初始孔隙率 ϕ_0 %	9
吸附态密度 ρ_d /(g · cm ⁻³)	0.421
煤岩视密度 ρ_{coal} /(g · cm ⁻³)	1.3

应用前面第 2 节的考虑深部煤层气超临界流体特征的吸附气含量、游离气含量及其占比计算方法,绘制了不同地质条件下深层煤层的吸附气含量随不同热演化程度 R_o 和埋深的变化曲线图。

以 $R_o=2.7\%$ 为例,对比 4 种综合模型方法得到的吸附气含量,绘制吸附气含量对比(图 12)。发现综合模型方法 1、2 与“修正后”综合模型方法 1、2 的计算结果相差较大,表明是否考虑甲烷超临界流体性质的作用对吸附气含量的计算结果影响较大。考虑修正后的 Langmuir 吸附模型(式(12)),相对未修正的 Langmuir 模型(式(18))计算的吸附气含量结果要更低,表明随着埋深的增加,考虑受高温高压超临界效应,吸附量呈现递减趋势。这主要是由于修正的 Langmuir 模型考虑了甲烷超临界流体性质密度

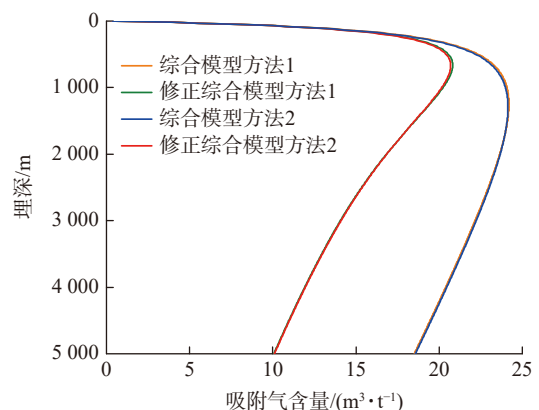


图 12 4 种综合模型方法吸附气含量计算结果对比
($R_o=2.7\%$)

Fig.12 Comparison of calculation results of adsorbed gas content by four integrated model methods($R_o=2.7\%$)

变化的影响,随着埋深增加,超临界甲烷的密度 ρ_g 增大,修正系数值 $(1-\rho_g/\rho_a)$ 变小,故通过修正综合模型方法得到的吸附气含量比传统 Langmuir 不考虑埋深温度影响的结果要低。对比综合模型方法 1 与修正综合模型方法 1 的计算结果,发现 4 350 m 处的吸附气含量计算结果相差最大,相差 $8.50 \text{ m}^3/\text{t}$ 。对比综合模型方法 2 与修正综合模型方法 2 的计算结果发现,二者在 4 370 m 处的吸附气含量计算结果相差最大,相差 $8.53 \text{ m}^3/\text{t}$ 。是否考虑储层含水饱和度是取固定值还是随埋深发生变化,对吸附气含量的计算结果影响较小;而 Langmuir 吸附模型是否修正,对吸附气含量的影响更大。

再对比游离气含量(图 13),因吸附气含量 V_{ad} 会影响吸附态甲烷占据的孔隙率 ϕ_{ad} ,从而影响游离态甲烷可占据的孔隙率 ϕ_{free} 和游离气含量 V_{free} 。根据图 13,发现综合模型方法与“修正后”综合模型方法的计算结果基本重合,表明吸附气含量 V_{ad} 对游离态甲烷可占据的孔隙率 ϕ_{free} 的影响很小;而(修正)综合模型方法 1 与(修正)综合模型方法 2 的计算结果相差较大,故是否考虑储层含水饱和度随埋深发生变化对游离气含量的计算结果影响较大。

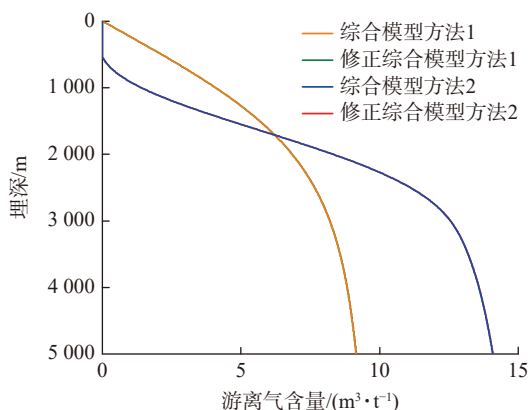


图 13 4 种综合模型方法游离气含量计算结果对比 ($R_0=2.7\%$)

Fig.13 Comparison of calculation results of free gas content by four comprehensive model methods($R_0=2.7\%$)

根据式(16)、式(17),绘制 4 种方法计算得到的深层煤层吸附气、游离气含量占比随埋深变化曲线,如图 14 所示。

对比 4 种综合模型方法得到的不同镜质体反射率下 2 000 m 处吸附气含量/游离气含量占比,见表 9。发现考虑甲烷的超临界流体性质影响甲烷的吸附作用计算的游离气占比(修正综合模型方法),相对于不考虑的情况(综合模型方法)更高。例如 $R_0=2.7\%$ 时,由综合模型方法 1 计算得到的深部煤层气

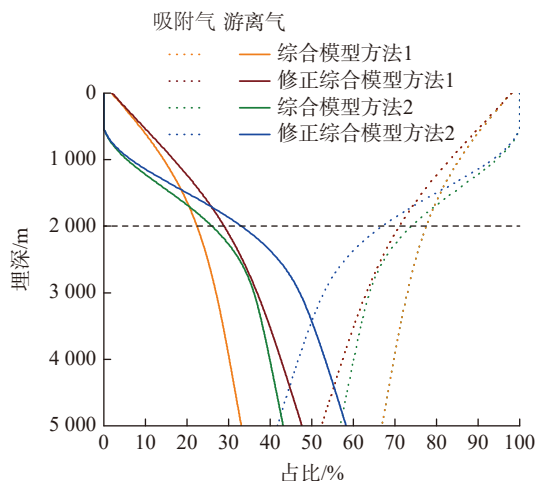


图 14 4 种综合模型方法吸附气含量/游离气含量占比随埋深变化曲线($R_0=2.7\%$)

Fig.14 Four comprehensive model methods adsorbed gas content/free gas content ratio with depth curve($R_0=2.7\%$)

2 000 m 处游离气含量占比为 22.45%(与现在质疑的游离气占比认识一致),修正综合模型方法 1 计算得到的深部煤层气游离气占比为 28.92%,增大了 6.47%。

考虑含水饱和度随深度的变化计算得游离气占比相对于不考虑情况下得到的游离气占比要高。例如 $R_0=2.7\%$ 时,修正综合模型方法 1 计算得到的深部煤层气游离气占比为 28.92%,修正综合模型方法 2 计算得到的深部煤层气游离气含量占比为 33.08%。

综上,是否考虑甲烷的超临界流体性质的作用对计算吸附气量影响较大,对游离气含量计算结果影响较小,采用传统 Langmuir 吸附模型将大大高估吸附气量。是否考虑储层含水饱和度随深度发生变化对吸附气含量的计算结果影响较小,但对游离气含量影响较大。

3.2 含气量在不同 R_0 和埋深下的变化规律

采用修正综合模型方法 2,根据式(16)、式(17)计算深层煤层吸附气及游离气含量占比,绘制不同 R_0 下的吸附气/游离气含量占比随埋深变化曲线(图 15)。

根据图 15,相同 R_0 下,随着埋深增加,煤层吸附气含量占比普遍呈现下降趋势,而游离气含量占比则相应上升。随着 R_0 增大,游离气占比达到 50% 的深度也在增加,表明煤阶越高,由吸附气为主转为游离气为主的深度在增加。此外,在相同埋深下, R_0 越小,游离气含量占比相对越大。

图 16、图 17 分别采用修正综合模型方法 1 和修正综合模型方法 2,各以初始地面孔隙率 $\phi_0=9\%$ 、 $\phi_0=16\%$ 为例,绘制不同镜质体反射率下的煤层气不同相态含量随埋深分配规律。其中,图 16 采用固定

表 9 4 种综合模型方法得到的不同镜质体反射率下 2 000 m 处吸附气含量/游离气含量占比

Table 9 Ratio of adsorbed gas content to free gas content at 2 000 m under different vitrinite reflectance obtained by four comprehensive model methods

镜质体反射率 R_o /%		0.8	1.5	2.7
综合模型方法1	吸附气含量占比/%	54.61	66.30	77.55
	游离气含量占比/%	45.39	33.70	22.45
修正综合模型方法1	吸附气含量占比/%	46.13	58.33	71.08
	游离气含量占比/%	53.87	41.67	28.92
综合模型方法2	吸附气含量占比/%	49.79	61.83	73.98
	游离气含量占比/%	50.21	38.17	26.02
修正综合模型方法2	吸附气含量占比/%	41.38	53.55	66.92
	游离气含量占比/%	58.62	46.45	33.08

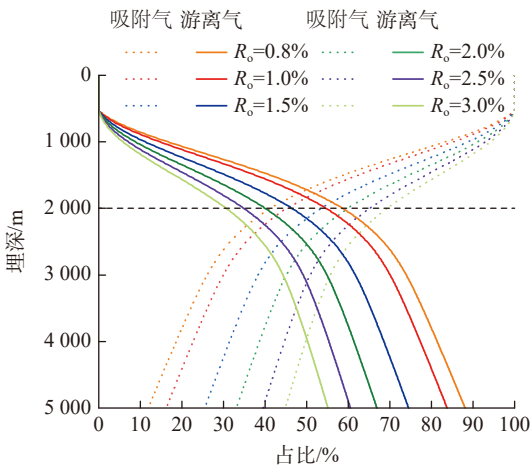


图 15 不同镜质体反射率下的吸附气含量/游离气含量占比随深度变化曲线

Fig.15 Curves of adsorbed gas content/free gas content ratio with depth under different vitrinite reflectance

含水饱和度 35%, 图 17 考虑了含水饱和度随埋深变化的影响。在其他同等条件下: ① 随着 R_o 的增大,

吸附气含量增大, 游离气含量基本不变, 总含气量也增大。② 随着埋深增加, 不同 R_o 下的吸附气含量均呈现先增大后减小趋势, 吸附气含量占比逐渐降低, 游离气含量占比逐渐增加。③ 随着初始孔隙率 ϕ_0 增大, 游离气含量及总含气量显著增大。④ 根据图 16, 假定在不同埋深含水饱和度固定值为 35% 的情况下, 游离气从埋深地面开始即有游离气产出, 初始孔隙率 ϕ_0 从 9% 增大到 16%, 游离气含量也越高, 游离气占比 50% 对应的埋深位置变的更浅。⑤ 根据图 17, 埋深从浅到深, 含水饱和度随着埋深增加逐渐下降, 游离气含量显著上升, 初始孔隙率 ϕ_0 从 9% 增加到 16%, 游离气含气量增加显著。⑥ 不同煤阶的总含气量曲线, 是综合吸附气量与游离气含量曲线叠加得到的, 在含水饱和度固定 35% 情况下, 游离气随埋深不断增加, 吸附气先增加后减小, 因此总含气量也先增后减; 在含水饱和度随埋深变化情况下, 受游离气、吸附气含量随埋深的变化影响, 总含气量曲线将不会只有一个波峰, 呈现出复杂性。

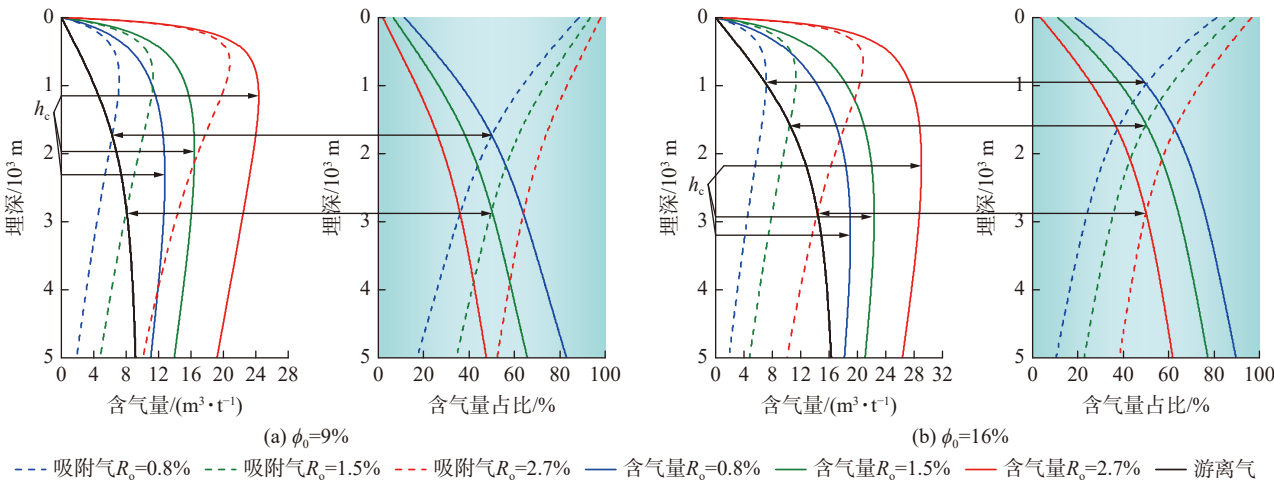


图 16 煤层气不同赋存态含量及占比随埋深、 R_o 分配规律(修正综合模型方法 1($S_w=35\%$))

Fig.16 Distribution of coalbed methane different occurrence content with different depth and R_o calculated by modified synthesis model method 1 ($S_w=35\%$)

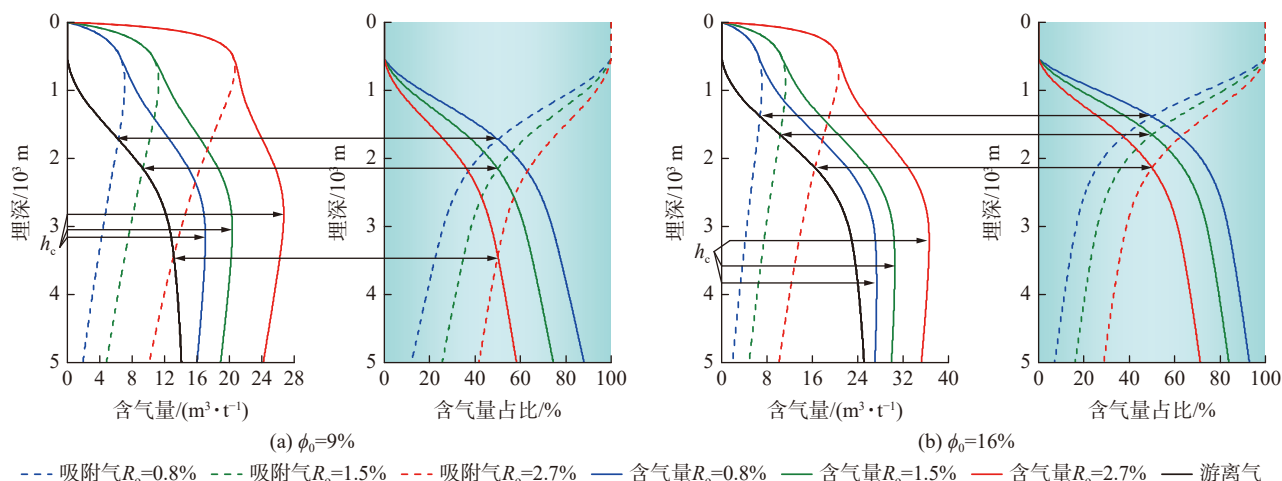


图 17 煤层气不同赋存态含量及占比随埋深、 R_0 分配规律(修正综合模型方法 2 ($S_w(h)$))
Fig.17 Distribution of coalbed methane different occurrence content with different depth and R_0 calculated by modified synthesis model method 2 ($S_w(h)$)

以高阶 $R_0=2.7\%$ 为例(红线), ① 含水饱和度固定 35% 时, 当 $\phi_0=9\%$ 时(图 16a), 总含气量临界转折深度 $h_c=1\ 170\text{ m}$, 此处总含气量达到最大值 V_{\max} 为 $24.38\text{ m}^3/\text{t}$, 埋深 $2\ 000\text{ m}$ 时的煤层游离气含量占比 28.92% ; 当 $\phi_0=16\%$ 时(图 16b), 总含气量临界转折深度 $h_c=2\ 160\text{ m}$, 此时总含气量达到最大值 V_{\max} 为 $29.03\text{ m}^3/\text{t}$, 埋深 $2\ 000\text{ m}$ 时的煤层游离气含量占比 41.98% 。② 在含水饱和度随埋深变化的情况下, 当 $\phi_0=9\%$ 时(图 17a), 总含气量临界转折深度 $h_c=2\ 830\text{ m}$, 此处总含气量达到最大值, 埋深 $2\ 000\text{ m}$ 时, 游离气含量占比 33.08% ; 当 $\phi_0=16\%$ 时(图 17b), 埋深 $2\ 000\text{ m}$ 时, 游离气含量占比可达 46.78% 。

4 考虑“微孔超压+超临界状态”的游离气、吸附气计算方法

在综合考虑以上因素的基础上, 即基于修正综合模型方法 2, 进一步考虑微孔超压对不同赋存态含气量的影响。

4.1 煤层微孔超压环境的形成

煤化作用过程中, 在煤成烃的同时也形成了大量气孔, 有机孔发育, 微孔大量分布。除了与裂隙连通的开放孔之外, 有相当量的孔隙被孤立煤基质中, 被称为死孔隙。在地质演化过程中深部煤层一般经过了先沉降、后期抬升的过程。在最大埋深期时, 煤层生烃能力和含气量达到最高, 后期抬升只要不破裂, 其中的气、液相物质可被保存下来。在后期抬升过程中, 随着温度的不断降低, 煤岩最大吸附能力增强, 不断有游离态转换为吸附态, 但最大吸附能力在压力达到一定值后不再增强, 后期演化过程中微孔压力会随着温度、赋存态转化和扩散等途径不

断调整, 但施加在微孔内的力, 始终是储层压力和毛管压力之和, 从而为超压环境创造了条件。基于分子模拟, 显示微孔中也赋存一定含量压缩态的高密度游离气, 间接证实了微孔超压。

煤的泥炭化作用是在沼泽水环境下进行的, 煤化作用阶段煤经过复杂物理、化学作用也生成煤层气, 该过程中也伴有液体产物(包括液态烃和水)生成, 因此煤中含水是客观存在的, 只是多少的问题。例如, 浅部煤层含可动水多, 而深部煤层的毛细水、浓缩水更多, 煤的工业成分也证实了这点。研究发现, 在小于 2 nm 的微孔内, 超临界甲烷普遍处于超压状态, 这一现象主要是由于基质孔隙内毛细水、浓缩水等液态物质的存在, 在微孔内形成了毛管压力, 使得孔隙内的气相压力显著高于静水柱压力, 从而形成了超压环境^[39-41]。孔隙内的毛细管压力在孔径小于 10 nm 时即可达到 10 MPa 以上, 再加上储层压力, 孔隙便已经构成超压环境, 在小于 2 nm 的微孔中, 超压状态更为显著^[39]。

以鄂尔多斯盆地为例, 深层煤层的孔隙体积以微孔、宏孔为主^[42], 微孔(小于 2 nm)体积占比约 69.7% , 宏孔($>50\text{ nm}$)占比 29% , 介孔($2\sim50\text{ nm}$)占比 1.3% , 介孔不发育, 表明深部煤层中存在大量微孔是孤立孔、封闭孔。通过实验测试了大吉区块深部煤岩原位环境下($60\text{ }^\circ\text{C}$ 、 20 MPa)的润湿角约为 $68^\circ\sim85^\circ$ 。保守起见, 润湿角取最大值 85° 、假定仅存在一个气水界面的情况下, 计算原位环境下 2 nm 的微孔内产生的毛管压力约为 11.29 MPa , 而 1 nm 微孔形成的毛管压力约为 22.58 MPa , 10 nm 微孔的毛管压力 2.2 MPa , 50 nm 宏孔的毛管压力仅为 0.45 MPa 。煤岩孔隙压力等于储层压力与毛管压力

之和,煤层埋深 2 000 m 的储层压力约 20 MPa, 2 nm 微孔的孔隙压力达 31.29 MPa,也就是说,2 nm 微孔的孔隙压力约是储层压力的 1.56 倍。类似的,1 nm 微孔的孔隙压力约是储层压力的 2 倍。

通过测算,在小于 10 nm 以下的介孔和微孔,毛管压力作用明显,且孔径越小,毛管压力急剧增大,特别是保守计算情况下,微孔毛管压力约是储层压力的 1.5~2.0 倍,在这种超压环境下,体积系数、压缩因子、密度等参数与常压下的参数差异性必然较大,由于当前现有方法均采用储层压力计算含气量,故造成了对游离气、吸附气赋存态及其含量、资源量的片面认识。鉴于宏孔(大于 50 nm)毛管压力极小,其孔隙压力可近似为储层压力。综上因素,形成了深部煤岩“微孔超压、宏孔常压”差异现象。由于煤岩微孔中由于煤大分子亲水吸附点位的存在,煤岩微孔壁面润湿角可能会更小,且当存在多个气水界面时,微孔内的毛管压力可能会更高。超临界甲烷在纳米孔隙中被煤基质表面吸附势能束缚,吸附相密度可达游离相密度的 2~3 倍(图 9),分子堆积密度升高引发局部压力积累;此外,在微孔极小空间内,超临界甲烷分子活动受到极大限制,分子间作用力也将显著增强,分子间碰撞频率上升,形成“分子拥挤效应”,也会产生额外压力。

传统含气量计算方法,仍采用储层压力替代孔隙压力计算,没有考虑微孔超压,导致了煤层气含气量及储量计算结果被低估。因此,在计算游离气、吸附气含量时,需要针对孔隙中超压、常规储层压力这 2 种状态,分别计算,不同的压力环境,与压力相关的参数(压缩系数、体积系数及密度等)取值也不同。大于 10 nm 的介孔和宏孔,对应地层压力条件下的计算方法,仍沿用基于储层压力的传统方法计算;而小于 10 nm 的孔隙(以微孔为主)的吸附气和游离气计算,要用对应超压、高压条件下的压力、压缩因子等高压物性参数。

4.2 考虑“微孔超压+超临界状态”的计算方法

毛管压力作用、分子作用力、纳米限域效应等方面原因,在微孔内的甲烷呈现超压状态。孔隙的超压状态将对煤层气的赋存和运移产生重要影响,因此,尤其是在深层煤层中,煤层气游离气含量的计算应考虑微孔中超压环境的影响。本文据此提出考虑微孔超压+超临界状态的深部煤层气吸附气含量计算方法

$$V_{\text{ad}} = V_{\text{ad}_1} + V_{\text{ad}_2} \quad (23)$$

$$V_{\text{ad}_1} = \frac{\alpha V_L p_1}{p_L + p_1} \left(1 - \frac{\rho_{g_1}}{\rho_a} \right) \quad (24)$$

$$V_{\text{ad}_2} = \frac{\beta V_L p_2}{p_L + p_2} \left(1 - \frac{\rho_{g_2}}{\rho_a} \right) \quad (25)$$

式中: V_{ad} 为储层中吸附气含量, cm^3/g ; V_{ad_1} 为储层中的超压孔(小于 10 nm 孔隙,微孔为主)中的吸附气含量, cm^3/g ; V_{ad_2} 为储层压力孔(大于 10 nm 介孔、宏孔和裂隙中)的吸附气含量, cm^3/g ; p_1 为储层微孔对应的超压, MPa; p_2 为储层压力, MPa; α 为储层超压孔所占体积比例, %; β 为储层压力孔所占比例, %; ρ_{g_1} 为超压 p_1 对应的游离气密度, g/cm^3 ; ρ_{g_2} 为储层压力 p_2 对应的游离气密度, g/cm^3 。

考虑“微孔超压+超临界状态”的深部煤层气游离气含量计算方法

$$V_{\text{free}} = V_{\text{free}_1} + V_{\text{free}_2} \quad (26)$$

$$V_{\text{free}_1} = \frac{\alpha \phi_{\text{free}} (1 - S_w)}{\rho_{\text{coal}} B_{g_1}} \quad (27)$$

$$V_{\text{free}_2} = \frac{\beta \phi_{\text{free}} (1 - S_w)}{\rho_{\text{coal}} B_{g_2}} \quad (28)$$

式中: V_{free_1} 为储层超压孔中的游离气含量, cm^3/g ; V_{free_2} 为储层压力孔的游离气含量, cm^3/g ; B_{g_1} 为储层超压 p_1 对应的甲烷体积系数; B_{g_2} 为储层压力 p_2 对应的甲烷体积系数。

考虑“微孔超压+超临界状态”影响的吸附气、游离气含量计算流程图如图 18 所示。以高阶 $R_0=2.7\%$ 为例,初始地面孔隙率 $\phi_0=9\%$,用该方法计算得到的游离气、吸附气含量及占比随埋深分配规律图如图 19 所示。储层压力取值方法详见式(19),视储层微孔压力为储层压力的 1.5 倍(保守取值),根据鄂尔多斯盆地不同孔隙体积占比认识,介孔不发育,微孔占孔隙体积 69.7%,其余相关计算参数取值与表 8 一致。

在修正综合模型方法 2 基础上考虑微孔超压影响,再与修正模型方法 2 进行对比,2 种方法计算下的游离气含量一直随埋深的增加而增大,且游离气含量差距也随埋深的增加而增大。

1) 采用修正综合模型方法 2(考虑“超临界状态”的综合模型方法)计算出的总含气量临界转折深度 $h_c=2\ 830\text{ m}$,此处总含气量达到最大值 $V_{\text{max}}=26.71\text{ m}^3/\text{t}$ 。在埋深达到 2 000 m 时,煤层游离气含量占比可达 33.08%;在 5 000 m,游离气占比达到 58.25%。

2) 采用考虑“微孔超压”的修正综合模型方法 2(考虑“微孔超压+超临界状态”的综合模型方法),得

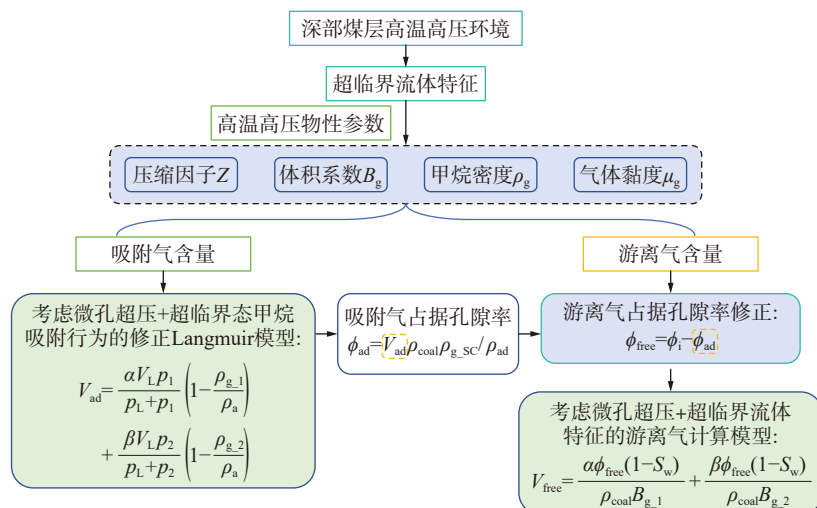
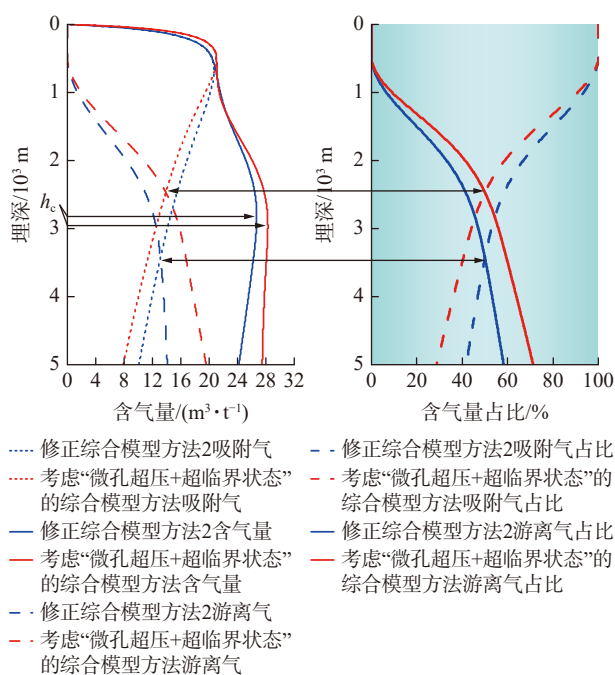


图 18 考虑“微孔超压+超临界状态”影响的吸附气、游离气含量计算流程

Fig.18 Flowchart for calculating the content of adsorbed gas and free gas considering the influence of “microporous overpressure+supercritical state”

图 19 $R_o=2.7\%$ 时是否考虑微孔超压对不同相态含量分配规律(在修正综合模型方法 2 基础上考虑微孔超压,再与修正模型方法 2 对比)Fig.19 Distribution law of different phase content and proportion of coalbed methane with buried depth when $R_o=2.7\%$

到总含气量临界转折深度 $h_c=2970$ m, 总含气量达到最大值 $V_{max}=28.28$ m³/t。在埋深达到 2 000 m 时, 煤层游离气含量占比可达 41.28%, 比修正综合模型方法 2 计算出的高 8.2%, 相比“大吉区块深层煤层游离气占比 20%”的现有认识增加了 20% 左右。在 5 000 m, 游离气占比达到 71.26%, 比修正综合模型方法 2 计算结果高 13.01%。由此可得, 若忽略深层

煤层中微孔的超压状态, 将低估储层中的游离气含量。

4.3 现场验证

我国第 1 个深部煤层气先导试验区, 位于鄂尔多斯盆地大吉区块。该区块 2023 年 1 月 23 日投产的先导试验井吉深 10-8 平 01 井, 投产 2 年时间累产已达 6 639 万 m³, 远高于方案设计单井平均 EUR 5 500 万 m³; 截至目前, 已有 6 口井累产气量超 4 000 万 m³, 单井平均 4 757 万 m³; 21 口井的累产气量超 3 000 万 m³, 单井平均 3 701 万 m³。以当前的生产实践和截至目前的生产曲线特征, 与游离气含量仅占 20% 的认识不符, 这使人们不得不回过头反思现有深层煤层气赋存状态认识, 是否还有未考虑到的因素或情况, 导致游离气含量被低估。

按照考虑“微孔超压+超临界状态”深部煤层气含气量计算新方法, 可知在埋深达到 2 000 m 时, $R_o=2.7\%$ 煤层总含气量达到最大值 $V_{max}=28.28$ m³/t, 与实测含气量一致, 计算得到游离气含量占比 41.28%, 相比原有认识提高了 21.28%, 与生产现象和曲线也更相符。

5 结 论

1) 建立了适用于深部煤层气高温高压物性参数快速计算的高精度经验式, 并结合深层情况和分子模拟手段分析了深层与浅层相应参数差异; 通过对比验证表明该式与传统数值迭代计算方法或物理实验结果的拟合精度可达到 98%~99%。

2) 深部煤层气吸附气、游离气赋存状态在不同

热演化程度、不同埋深、不同温压条件下的分配规律为: 相同埋深下, 随着煤阶的增加, 吸附气含量越高、游离气含量越低, 游离气占比不断减小, 相同热演化程度情况下, 随煤层深度增加, 吸附气含量先增后减, 游离气占比逐渐增大。

3) 针对是否考虑 Langmuir 修正和含水饱和度随埋深变化等情况, 建立 4 种模型方法, 对比发现考虑深部煤层气超临界特征对煤层吸附气含量计算影响较大; 同等情况下, 考虑甲烷超临界流体性质对甲烷的吸附作用的影响, 相比忽略该影响的, 吸附气含量降低; 考虑含水饱和度随埋深变化对计算煤层游离气含量影响较大。

4) 传统含气量计算只考虑储层压力, 未曾考虑因煤岩微孔极其发育和因毛管压力及纳米限域效应作用下的“微孔超压”客观存在。基于“微孔超压、宏孔常压”的新认识, 提出了一种考虑“微孔超压+甲烷超临界状态”不同赋存态含气量的新方法, 得到结果更加符合现场认识, 对深部煤层气赋存状态及资源的认识、揭示储层原位条件下赋存机制发挥重要作用, 为高效开发提供重要理论依据。

参考文献(References):

- [1] 吴裕根, 门相勇, 姜钰. 我国“十四五”煤层气勘探开发新进展与前景展望[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(1): 1-13.
WU Yugen, MEN Xiangyong, LOU Yu. New progress and prospect of coalbed methane exploration and development in China during the 14th Five-Year Plan period[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(1): 1-13.
- [2] 丛日超, 王海柱, 李根生, 等. 超临界 CO₂ 聚能压裂开发煤层气可行性研究[J]. 煤炭学报, 2023, 48(8): 3162-3171.
CONG Richao, WANG Haizhu, LI Gensheng, et al. Feasibility on exploitation of coalbed methane by SC-CO₂ shock fracturing[J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(8): 3162-3171.
- [3] 徐凤银, 闫霞, 林振盘, 等. 我国煤层气高效开发关键技术研究进展与发展方向[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 1-14.
XU Fengyin, YAN Xia, LIN Zhenpan, et al. Research progress and development direction of key technologies for efficient coalbed methane development in China[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 1-14.
- [4] 徐凤银, 闫霞, 李曙光, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部(层)煤层气勘探开发理论技术难点与对策[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(1): 115-130.
XU Fengyin, YAN Xia, LI Shuguang, et al. Theoretical and technological difficulties and countermeasures of deep CBM exploration and development in the eastern edge of Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(1): 115-130.
- [5] 闫霞, 徐凤银, 聂志宏, 等. 深部微构造特征及其对煤层气高产“甜点区”的控制: 以鄂尔多斯盆地东缘大吉地区为例[J]. 煤炭学报, 2021, 46(8): 2426-2439.
YAN Xia, XU Fengyin, NIE Zhihong, et al. Microstructure characteristics of Daji area in east Ordos Basin and its control over the high yield dessert of CBM[J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(8): 2426-2439.
- [6] 闫霞, 熊先钺, 李曙光, 等. 深层煤岩气水平井各段产出贡献及其主控因素: 以鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块为例[J]. 天然气工业, 2024, 44(10): 80-92.
YAN Xia, XIONG Xianyue, LI Shuguang, et al. Production contributions of deep CBM horizontal well sections and their controlling factors: A case study of Daning-Jixian area, eastern Ordos Basin[J]. 2024, 44(10): 80-92.
- [7] 聂志宏, 徐凤银, 时小松, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气开发先导试验效果与启示[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 1-12.
NIE Zhihong, XU Fengyin, SHI Xiaosong, et al. Outcomes and implications of pilot tests for deep coalbed methane production on the eastern margin of the Ordos Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 1-12.
- [8] 赵喆, 徐旺林, 赵振宇, 等. 鄂尔多斯盆地石炭系本溪组煤岩气地质特征与勘探突破[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(2): 234-247, 259.
ZHAO Zhe, XU Wanglin, ZHAO Zhenyu, et al. Geological characteristics and exploration breakthroughs of coal rock gas in Carboniferous Benxi Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2): 234-247, 259.
- [9] 刘建忠, 朱光辉, 刘彦成, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气勘探突破及未来面临的挑战与对策: 以临兴—神府区块为例[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1827-1839.
LIU Jianzhong, ZHU Guanghui, LIU Yancheng, et al. Breakthrough, future challenges and countermeasures of deep coalbed methane in the eastern margin of Ordos Basin: A case study of Linxing-Shenfu block[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1827-1839.
- [10] 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 exploitation of deep coalbed methane in the Baijiahai uplift, Junggar Basin: Progress and its implications[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 13-22.
- [11] 康永尚, 闫霞, 皇甫玉慧, 等. 深部超饱和煤层气藏概念及主要特点[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1781-1790.
KANG Yongshang, YAN Xia, HUANGFU Yuhui, et al. Concept and main characteristics of deep oversaturated coalbed methane reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1781-1790.
- [12] 刘大锰, 贾奇锋, 蔡益栋. 中国煤层气储层地质与表征技术研究进展[J]. 煤炭科学技术, 2022, 50(1): 196-203.
LIU Dameng, JIA Qifeng, CAI Yidong. Research progress on coalbed methane reservoir geology and characterization technology in China[J]. Coal Science and Technology, 2022, 50(1): 196-203.

- 196–203.
- [13] 傅雪海, 许行行, 王强, 等. 煤层气异常成分的界定、分布及其成因研究进展[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(1): 343–352.
- FU Xuehai, XU Hanghang, WANG Qiang, et al. Review of research on definition, distribution and causes of abnormal coalbed methane composition[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(1): 343–352.
- [14] 杨兆彪, 秦勇, 高弟, 等. 超临界条件下煤层甲烷视吸附量、真实吸附量的差异及其地质意义[J]. 天然气工业, 2011, 31(4): 13–16, 122.
- YANG Zhaobiao, QIN Yong, GAO Di, et al. Differences between apparent and true adsorption quantity of coalbed methane under supercritical conditions and their geological significance[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 13–16, 122.
- [15] 赵军龙, 池佳玮. 煤层气储层物性影响因素和预测方法综述与展望[J]. 地球物理学进展, 2020, 35(1): 272–280.
- ZHAO Junlong, CHI Jiawei. Review and prospect of influencing factors and prediction methods of coalbed gas reservoir physical properties[J]. Progress in Geophysics, 2020, 35(1): 272–280.
- [16] 张新宾, 宋党育, 李云波, 等. 超临界态甲烷密度研究[J]. 煤田地质与勘探, 2021, 49(1): 137–142, 150.
- ZHANG Xinbin, SONG Dangyu, LI Yunbo, et al. Study on density of the supercritical methane[J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(1): 137–142, 150.
- [17] 张明杰, 刘浩, 贾天让, 等. 颗粒煤超临界态甲烷吸附相密度特征研究[J]. 煤田地质与勘探, 2021, 49(5): 105–113.
- ZHANG Mingjie, LIU Hao, JIA Tianrang, et al. Adsorption phase density characteristics of supercritical methane of granular coal[J]. Coal Geology & Exploration, 2021, 49(5): 105–113.
- [18] 刘鹏, 刘雅东. 煤层气储量预测方法分析[J]. 内江科技, 2012, 33(4): 29, 37.
- LIU Peng, LIU Yadong. Analysis of Prediction Methods for Coalbed Methane Reserves[J]. Neijiang Science & Technology, 2012, 33(4): 29, 37.
- [19] ZHANG F, WANG S Z, QIAO M Z, et al. Experiment and simulation assessment of supercritical underground coal gasification in deep coal seam[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, 79: 974–985.
- [20] 桑树勋, 牛庆合, 曹丽文, 等. 深部煤层 CO₂ 注入煤岩力学响应特征及机理研究进展[J]. 地球科学, 2022, 47(5): 1849–1864.
- SANG Shuxun, NIU Qinghe, CAO Liwen, et al. Mechanical response characteristics and mechanism of coal-rock with CO₂ injection in deep coal seam: A review[J]. Earth Science, 2022, 47(5): 1849–1864.
- [21] ZHANG Z T, ZHANG R, XIE H P, et al. The relationships among stress, effective porosity and permeability of coal considering the distribution of natural fractures: Theoretical and experimental analyses[J]. Environmental Earth Sciences, 2015, 73(10): 5997–6007.
- [22] TANG X, RIPEPI N, RIGBY S, et al. New perspectives on supercritical methane adsorption in shales and associated thermodynamics[J]. Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 2019, 78: 186–197.
- [23] 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.
- [24] HALL K R, YARBOROUGH L. A new equation of state for Z-factor calculations[J]. Oil and Gas Journal, 1973, 71(25): 82–92.
- [25] YARBOROUGH L, HALL K R. How to solve equation of state for Z-factors[J]. Oil and Gas Journal, 1974, 72(7): 86–88.
- [26] LEE A L, GONZALEZ M H, EAKIN B E. The viscosity of natural gases[J]. Journal of Petroleum Technology, 1966, 18(8): 997–1000.
- [27] The National Institute of Standards and Technology (NIST). Thermophysical properties of fluid systems[EB/OL]. [2024–02–01]. <http://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>.
- [28] 周尚文, 薛华庆, 郭伟, 等. 页岩气超临界吸附研究进展[J]. 科技导报, 2017, 35(15): 63–69.
- ZHOU Shangwen, XUE Huaqing, GUO Wei, et al. Progress and prospect in supercritical adsorption of shale gas[J]. Science & Technology Review, 2017, 35(15): 63–69.
- [29] ZHOU Y, XIE Y G, WANG J L, et al. Density analysis of adsorption phase in the thermodynamic study of shale gas adsorption[J]. Langmuir, 2024, 40(16): 8593–8607.
- [30] 郑超, 马东民, 陈跃, 等. 水分对煤层气吸附/解吸微观作用研究进展[J]. 煤炭科学技术, 2023, 51(2): 256–268.
- ZHENG Chao, MA Dongmin, CHEN Yue, et al. Research progress micro effect of water on coalbed methane adsorption/desorption[J]. Coal Science and Technology, 2023, 51(2): 256–268.
- [31] 邓泽, 王红岩, 姜振学, 等. 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[J]. 煤炭科学技术, 2024, 52(8): 106–123.
- DENG Ze, WANG Hongyan, JIANG Zhenxue, et al. 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[J]. Coal Science and Technology, 2024, 52(8): 106–123.
- [32] 唐淑玲, 汤达祯, 杨焦生, 等. 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[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1854–1866, 1902.
- TANG Shuling, TANG Dazhen, YANG Jiaosheng, et al. Pore structure characteristics and gas storage potential of deep coal reservoirs in Daning-Jixian block of Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1854–1866, 1902.
- [33] 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.
- [34] LUCIER A M, HOFMANN R, BRYNDZIA L T. Evaluation of variable gas saturation on acoustic log data from the Haynesville Shale gas play, NW Louisiana, USA [J]. *The Leading Edge*, 2011, 30(3): 300–311.
- [35] 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.
- [36] OZAWA S, KUSUMI S, OGINO Y. Physical adsorption of gases at high pressure. IV. An improvement of the Dubinin; Astakhov adsorption equation [J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 1976, 56(1): 83–91.
- [37] 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(4): 1843–1869.
- [38] 杨焦生, 冯鹏, 唐淑玲, 等. 大宁—吉县区块深部煤层气相态控制因素及含量预测模型 [J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1879–1891.
- YANG Jiaosheng, FENG Peng, TANG Shuling, et al. Phase control factors and content prediction model of deep coalbed methane in Daning-Jixian block [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1879–1891.
- [39] 刘程瑞. 煤储层纳米级微孔超压环境形成机制研究 [D]. 焦作: 河南理工大学, 2021.
- LIU Chengrui. Study on the formation mechanism of overpressure environment of nanoscale micro-pores in coal reservoir [D]. Jiaozuo: Henan Polytechnic University, 2021.
- [40] 宋金星, 苏现波, 王乾, 等. 考虑微孔超压环境的煤储层含气量计算方法 [J]. *天然气工业*, 2017, 37(2): 19–25.
- SONG Jinxing, SU Xianbo, WANG Qian, et al. A new method for calculating gas content of coal reservoirs with consideration of a micro-pore overpressure environment [J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(2): 19–25.
- [41] 宋金星, 刘玉芳, 王乾. 煤系气储层微孔超压理论及应用 [M]. 北京: 化学工业出版社, 2022.
- [42] 闫霞, 徐凤银, 熊先钺, 等. 深部煤层气勘探开发关键实验技术及发展方向 [J]. *煤田地质与勘探*, 2025, 53(1): 128–141.
- YAN Xia, XU Fengyin, XIONG Xianyue, et al. Key experimental technologies and their development directions for the exploration and production of deep coalbed methane [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2025, 53(1): 128–141.