

煤储层含气性深度效应与成藏过程耦合关系

陈世达^{1,2}, 侯伟^{3,4}, 汤达祯^{1,2}, 李翔^{3,4}, 许浩^{1,2}, 陶树^{1,2},
李松^{1,2}, 唐淑玲^{1,2}

(1. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083; 2. 国家煤层气工程中心煤储层物性实验室, 北京 100083; 3. 中联煤层气
国家工程研究中心有限责任公司, 北京 100095; 4. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028)

摘要: 埋深是影响煤层气富集程度的综合要素, 理解含气性深度效应是认识深浅部煤层气赋存状态与聚集机制的重要基础。基于煤层气勘探现状, 在剖析鄂尔多斯盆地东缘煤层气探井资料的基础上, 综合常规-非常规油气成藏地质学理论, 探讨了煤层含气量、饱和吸附量、含气饱和度深度效应及其与成藏过程的耦合关系。煤层气成藏是构造沉降阶段生烃供气和回返抬升阶段相态转化、逸散的耦合结果, 体现为自封闭成藏和浮力成藏的深度耦合, 含气性变化存在饱和吸附量转折和游离气滞留两个关键深度界限, 且二者不具备绝对同步性: (1) 饱和吸附气量是煤在特定温压条件下的固有属性, 不受保存条件的严格限制, 其随深度的演化过程是控制相态转换的基础, 压力梯度和变质程度补偿效应会引起现今区域饱和吸附量转折深度(带)的明显滞后; (2) 游离气的运聚成藏与改造定型受控于地层回返抬升阶段的遮盖条件, 涉及埋深-构造-水动力场三元耦合效应及浮力、储盖层毛管力的综合影响, 抬升幅度小且改造强度弱时方可具备游离气滞留保存条件, 滞留深度以浅地层封闭性降低, 游离气普遍散失。鄂尔多斯盆地东缘柳林—延川南一带煤层总含气量随埋深增大近乎线性增高, 深部收敛趋势不明显, 不同变质程度煤理论饱和吸附量转折深度为 1 600~2 200 m, 但煤阶的区域分异致使原位饱和吸附量随埋深持续增大; 大宁-吉县区块游离气滞留临界深度约 2 000 m, 2 500 m 处含气饱和度平均 120%, 3 000 m 处含气饱和度预计可达 136%。不同地区煤层气成藏背景和地质条件存在差异, 含气性深度效应需具体分析, 分析重点应聚焦于甲烷相态转换、地层封闭条件的时空演化对现今气、水分布的综合影响, 以实现深部煤层气的分区分带评价和高效开发设计。

关键词: 深部煤层气; 含气性; 转换深度; 补偿效应

中图分类号: TE122; P618.11

文献标志码: A

The coupling relationship between the depth effect of coalbed gas content and the formation process

CHEN Shida^{1,2}, HOU Wei^{3,4}, TANG Dazhen^{1,2}, LI Xiang^{3,4}, XU Hao^{1,2}, TAO Shu^{1,2},
LI Song^{1,2}, TANG Shuling^{1,2}

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China; 2. Coal Reservoir Laboratory of National Engineering Research Center of Coalbed Methane Development and Utilization, Beijing 100083, China; 3. National Engineering Research Center of China United Coalbed Methane Co., Ltd., Beijing 100095, China; 4. PetroChina Coalbed Methane Company Limited, Beijing 100028, China)

Abstract: Depth is a comprehensive factor influencing coalbed methane (CBM) enrichment, and the depth effect of gas content is an important basis for understanding the storage state and accumulation mechanism in both deep and shallow zones. Based on the current

收稿日期: 2023-10-25; 接收日期: 2024-01-18

基金项目: 国家自然科学基金项目(42130802); 中央高校基本科研业务费专项资金项目(2652022036); 中石油煤层气有限责任公司科技项目(2023-KJ-18)

第一作者: 陈世达, 1991 年生, 男, 山东莒县人, 博士, 副教授, 硕士生导师, 从事非常规油气开发地质相关的教学和科研工作. E-mail: cugb_csd@126.com

status of CBM exploration and analyzing the data from exploration wells in the eastern margin of the Ordos Basin, the coupling relationship between depth effects of gas content, adsorption capacity, gas saturation, and reservoir formation process were discussed using both conventional and unconventional petroleum geology theories. It is pointed out that the CBM formation is a coupled result of hydrocarbon generation during the structural subsidence phase and phase transformation and dissipation during the uplift phase, which is manifested as a deep coupling of self-sealing storage and buoyancy storage. The variation in gas content involves two critical depth thresholds: the turning point of saturated adsorption capacity and the depth of retained free gas. Importantly, these two thresholds do not exhibit absolute synchronicity: The saturated adsorption capacity is an intrinsic property of coal under specific temperature and pressure conditions, not strictly constrained by preservation conditions. Its dynamic evolution process controls the phase transition and is influenced by pressure gradients and rank compensation effects, leading to a noticeable lag in the turning depth (zone) of current regional saturation adsorption capacity. The accumulation of free gas is controlled by the covering conditions during the stratum uplift phase, involving the comprehensive impact of burial depth-structure-hydrology tri-coupling effects, as well as the effects of buoyancy, reservoir/caprock capillary force. Super-saturated gas reservoirs can form only with small uplift amplitude and the weak transformation intensity, while the weaker sealing capacity of shallow strata leading to widespread loss of free gas. In the area from Liulin to Yanchuannan in the eastern margin of Ordos Basin, the total gas content continues to increase with depth, with a gradual convergence trend in the deep zones being less pronounced. The theoretic turning depth of in-situ saturated adsorption capacity is in the range of 1600-2200 m, but the regional differentiation of coal rank results in a continuous increase in saturated adsorption capacity with depth. In Daning block, the critical depth of free gas retention is approximately 2000 m, the average gas saturation is 120% at 2500 m, and it is estimated to reach 136% at 3000 m. Different regions exhibit variations in the geological background and conditions, necessitating a specific analysis of the depth effects of gas content. The analysis should focus on the comprehensive impact of the spatial-temporal evolution of methane phase transitions and formation sealing conditions on the current distribution of gas and water. This is crucial for achieving zonal evaluation and efficient development design of deep CBM.

Keywords: deep CBM; gas content; conversion depth; compensating effect

近年来,鄂尔多斯盆地东缘(大宁-吉县、石楼、三交北、延川南、临兴-神府)、盆地腹部(榆林、大牛地气田)和准东五彩湾、川东南等地区深部煤层气的勘探开发取得突破,引领煤层气产业进入新阶段,驱动资源勘探范围和产业规模不断扩大,水平井分段多簇体积压裂、直井/定向井多轮次压裂等技术装备体系发展迅速,产量快速增长^[1-5]。同时,深部探井和开发井所揭示的大量新数据、新现象对传统中浅层煤层气成藏地质理论和生产理念产生一定冲击,地质层面表现出非常规油气自封闭成藏-连续聚集和常规油气浮力成藏-圈闭聚集的耦合特性,超饱和、富游离气、投产即见气、产气量高、累计产水量低等特点突出^[6-8]。

煤层气成藏研究的根本目标是含气性,包括含气量、含气饱和度等关键参数。深部与中浅部煤层气藏的本质不同在于深部煤层气吸附气与游离气的工业开发价值并重,成藏机理的研究须充分考虑深部煤层气系统的结构性,统筹各子系统(吸附气/游离气)和各地质要素之间的逻辑关联性,进而以关键要素的互联、互动实现深部煤层气勘探开发的分类、分区指导。地层条件下,煤层原位总含气量为吸附气量和游离气量的叠加,受控于成藏地质过程中历史最大埋深和后期地层抬升至现今埋深过程中的储气保存条件^[9]。其中,饱和

吸附量是温压环境和煤体介质属性协同作用的结果,即压力正效应和温度负效应的耦合^[10-11]。一般认为,埋深增大,温度负效应增强,饱和吸附量在一定深度反转而出现“临界深度”。大量学者通过高温高压等温吸附实验论证了这一观点,并拟合得到了不同地区、不同煤阶、不同含水饱和度等差异变量条件下饱和吸附气量随深度(温压)变化的理论预测模型^[12-16]。但基于实验拟合确定的含气量临界深度与深部煤层气开发实践认识存在一定偏差,当前饱和吸附气量理论深度阈值多位于游离气排采显现深度界限之上。

显然,饱和吸附气量为特定煤介质在特定温压条件下的固有属性,不受保存条件的严格限制,但盆地或区块尺度温压持续作用背景下煤阶等地质要素的补偿或欠补偿效应对区域含气性转折深度(带)的动态调整作用不可忽视^[17-18]。笔者在剖析鄂尔多斯盆地东缘(以下简称鄂东缘)煤层气探井资料的基础上,综合常规-非常规油气成藏地质学理论,探讨温压持续作用背景下区域饱和吸附气量转折深度的地质补偿效应,从成藏演化过程的角度揭示深部超饱和气藏形成的本质,以期对深部煤层气的资源评价和甜点选区提供理论依据。

1 煤储层含气性变化深度效应

笔者系统收集了鄂东缘中南部柳林-石楼-大宁-吉县(以下简称大吉)区块(中石油矿区)和延川南区块(中石化矿区)的煤层气探井资料,包括注入/降压降井(储层压力、温度)、现场含气量测试和煤的镜质体最大反射率(R_{\max})、高温高压等温吸附等测试数据。同一探井涉及相同煤层多段取心的含气量数据点,考虑到煤层的强非均质性和深部煤层含气量测试的不稳定性,除去部分异常极值或受灰分产率影响明显的的数据点外,同一煤层未作数据的平均化处理。

1.1 地层环境特征与储层特性

根据上述区块试井结果,储层压力随深度呈近似指数形式增高,具体表现为压力梯度的先快增后缓增,区块间虽存在一定的数值差异,但趋

势整体一致,即由中浅部欠压逐渐过渡为深部常压储层(压力梯度 0.9~1.1 MPa/hm,图 1a);储层温度随埋深增大呈线性增高,平均地温梯度约 3℃/hm(未考虑恒温带影响),属于正常地温梯度的范畴。煤变质程度分布较为广泛(中-高煤阶), R_{\max} 介于 1.04%~3.1%。且变质程度与埋深具有良好的正相关性,大吉和石楼西等深部区块 R_{\max} 相对较高(2.0%~3.1%,平均 2.75%)(图 1b)。从实测含气量结果来看(空气干燥基, 1.18~35.43 m³/t), 500~2 500 m 埋深范围内含气量随深度增加近乎线性增大,无明显转折降低或趋缓收敛的现象(图 1c)。地层温度条件下等温吸附试验结果离散性相对较大,Langmuir 体积随埋深增加趋于整体增大,但深部增幅趋缓(图 1d, 2 000 m 以深样品实验温度为 60℃,略低于实际地层温度)。

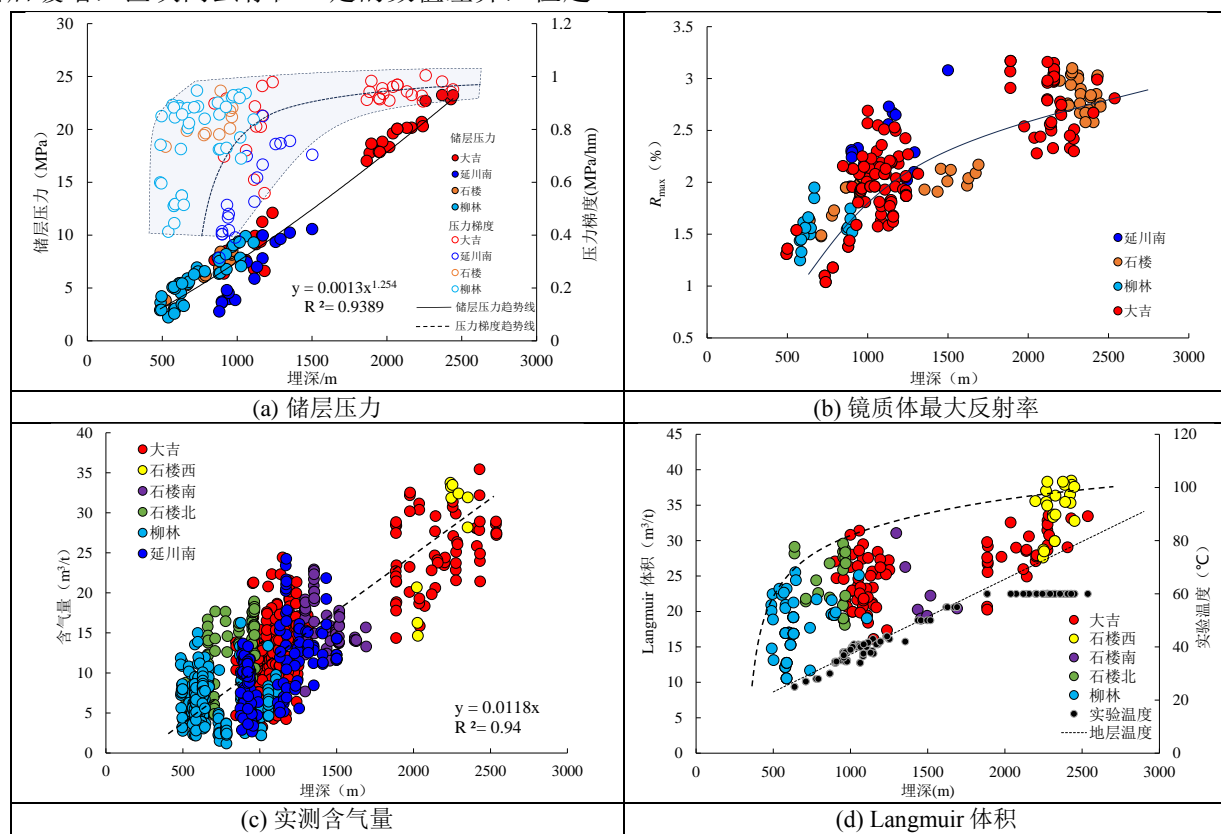


图 1 鄂东缘煤储层关键参数随深度变化

Fig.1 Key reservoir parameters change with depth in the eastern margin of Ordos basin.

1.2 含气性变化的地质补偿效应

基于图 1d 中不同温度条件下不同变质程度煤样的等温吸附实验结果,通过多元线性回归拟合得到了考虑变质程度(R_{\max} , %)和地层温度(T , °C)的 Langmuir 参数表征模型及原位饱和吸附量计算模型。

$$V_L = 6.89R_{\max} - 0.032T + 11.38 \quad (1)$$

$$p_L = 0.25R_{\max} + 0.03T + 0.52 \quad (2)$$

$$V = \frac{p(6.89R_{\max} - 0.032T + 11.38)}{p + 0.25R_{\max} + 0.03T + 0.52} \quad (3)$$

笔者团队开展的大吉地区 6 件钻孔煤样的高温高压等温吸附实验结果(R_{\max} 为 2.52%~2.98%; 温度为 30、60、90℃)^[19],与上述模型计算结果吻合性良好(图 2)。

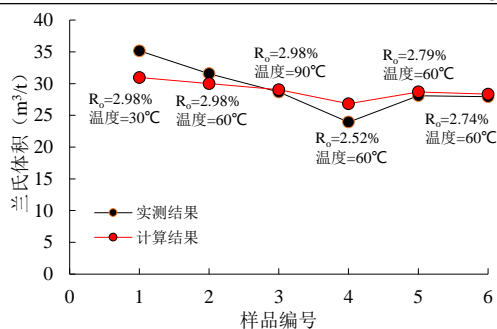


图2 等温吸附实测结果与计算结果对比

Fig.2 Comparison between measured and calculated

results of isothermal adsorption

以此模型为基础, 本节分别论述了压力梯度、变质程度和含气量补偿效应对区域饱和和吸附气量深度效应及超饱和气藏形成的控制作用。相关参数变化路径基于柳林至延川南一带实测数据提取(图3)。

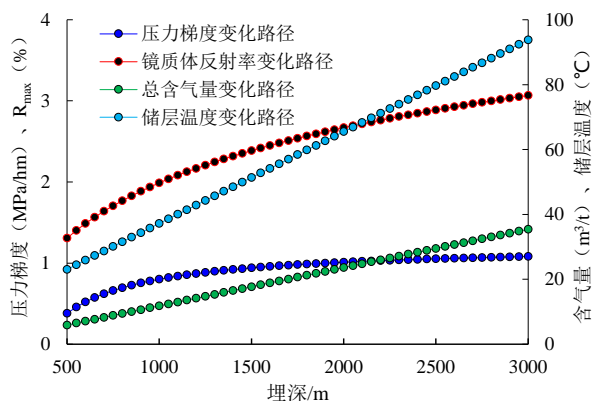


图3 相关参数变化路径

Fig.3 Schematic diagram of the changes in relevant parameters

1.2.1 压力梯度补偿效应

早期建立的含气量数学模型多基于正常压力梯度计算, 忽略了中浅部欠压储层条件和不断增大的压力梯度所带来的补偿效应^[12,18]。具体而言, 中浅部煤层气储层多以欠压为主, 基于常压的假设条件导致原位饱和和吸附量偏高(图4)。以 $R_{\max}=2.0\%$ 为例, 恒定常压

条件下, 饱和吸附量转换深度为 1 700 m, 变压力梯度条件下深度界限可滞后至 2 000 m, 深部煤储层压力梯度趋于收敛稳定, 饱和和气量曲线重合。

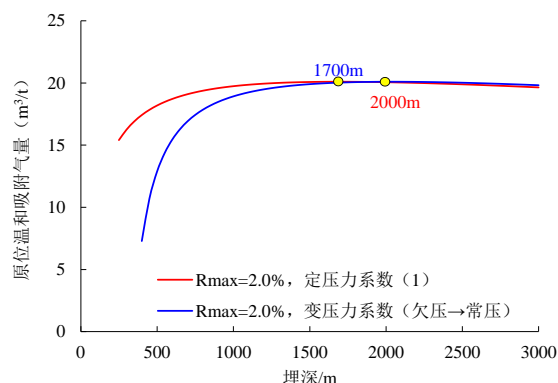


图4 不同压力变化路径含气性临界深度变化

Fig.4 Variations in adsorbed gas critical depth along different pressure change paths.

1.2.2 变质程度补偿效应

地层条件下, 地层温压场和煤介质属性均随埋深发生改变, 某一深度煤的饱和吸附气量是其对当前温压环境的具体响应。将图 1c 中 R_{\max} 随埋深的变化路径代入式(3), 即可得到考虑储层压力、储层温度和煤阶耦合变化的区域饱和和吸附气量变化曲线(图 5)。可见, 特定煤阶随深度增加存在较为明显的饱和吸附量转折深度, 但实际地层条件下某种变质程度煤只会存在于某一特定深度(带), R_{\max} 随深度的增高会导致区域饱和和吸附气量转折深度不断滞后, 这与煤心等温吸附实测计算结果基本一致(图 6)。变质程度补偿效应的实质是煤阶对吸附能力正效应和温度负效应的耦合, 即 R_{\max} 增大带来的吸附能力增量大于温度负效应减量, 当变质程度趋于稳定或补偿效应截止时, 区域饱和和吸附气量临界转折深度才会显现。

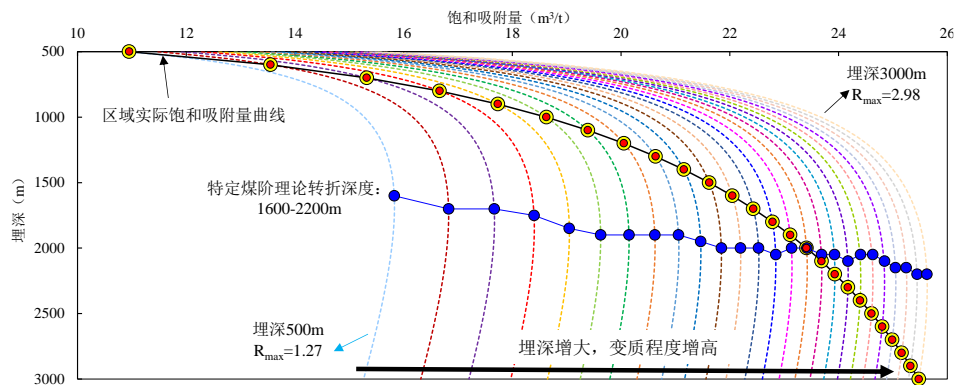


图5 区域饱和和吸附气量随深度变化理论模型

Fig.5 Theoretical model of regional saturated adsorption gas volume changing with depth

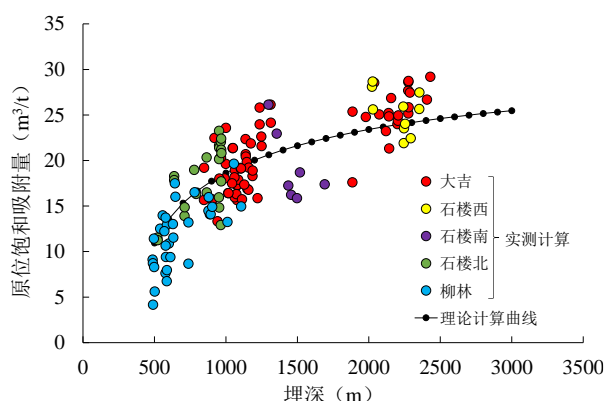


图 6 考虑煤阶变化的区域饱和吸附气量变化
Fig.6 Variations in in-situ adsorbed gas considering coal rank changes with depth.

1.2.3 含气量补偿效应

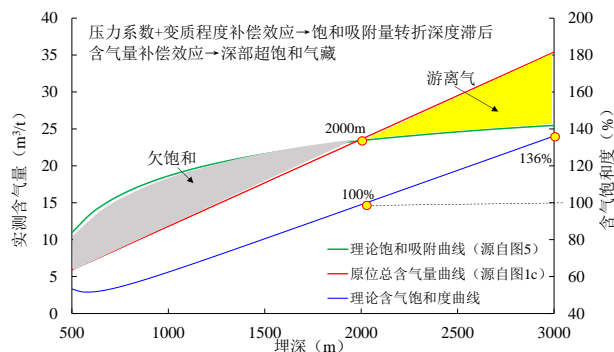
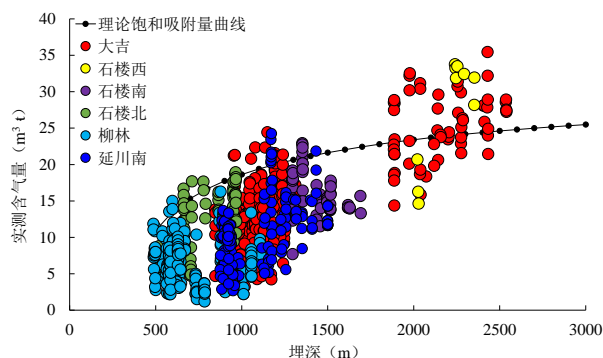


图 7 理论饱和吸附气量和实测总含气量对比
Fig.7 Comparison between theoretical saturated adsorbed gas and measured total gas content

2 煤储层含气性演化与成藏过程耦合关系

埋藏深度是影响煤层气富集程度的综合要素，煤层气藏形成是埋深演化过程中多动力综合的结果^[20]。中国除变质程度较低的含煤盆地外，绝大多数盆地都经历了回返抬升演化阶段^[9]。因此，煤层气成藏伴随

从上述结果来看，大宁-吉县及周边区块埋深增大带来热演化程度增高、含气性增大和保存条件变好等多重效应，原位饱和吸附量受变质程度/压力正效应和温度负效应的叠加影响增速渐缓，但总含气量持续增高，当某一深度总含气量大于原位饱和吸附气量时，即表现为超饱和气藏，该深度阈值代表地层开始具备游离气封闭条件，使含气上限不受饱和吸附量的严格约束。图 7 可见，柳林—延川南一带埋深约 2 000 m 处气藏开始具备游离气保存条件，游离气占比不断增高，2 500 m 埋深处含气饱和度平均约 120%，3 000 m 埋深处含气饱和度预计可达 136%(图 7)。

着构造沉降、埋藏变质和回返抬升的演化过程，有的盆地甚至经历了多次的旋回。煤层的埋藏-抬升过程中流体的温压环境变化决定了吸附气的动态演化，游离气取决于保存条件、保存效率的时空叠加，具备游离气保存条件的情况下，原位总含气量方可不受饱和吸附量的严格约束(图 8)。

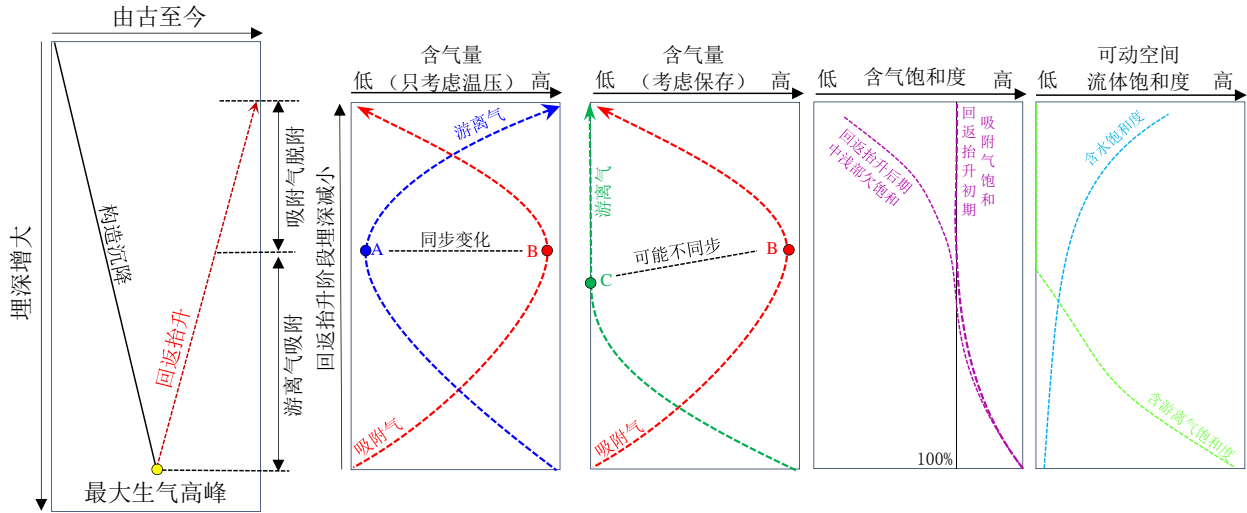


图8 地层回返抬升阶段煤层气系统动态演化过程

Fig.8 Schematic diagram of the evolution of coalbed methane system during the stage of return and uplift

构造沉降阶段：最大古埋深及其配套温压条件决定煤的变质程度及其热演化过程中的生排烃强度，是现今煤层气成藏的物质基础(源)。该阶段发生层内甲烷充注、驱水，整体表现为“干煤系统”，气体运移主要受压力驱动，当流体压力足以克服盖层毛管压力时发生垂向逸散，原位最大储气能力取决于煤层吸附能力和盖层封闭条件。

回返抬升阶段：生烃作用停滞，地层压力系统及气水饱和关系发生再平衡：(1) 抬升至饱和吸附量临界深度(或温压阈值)前，煤对吸附气的固气能力增强，应力降低导致孔渗有所恢复，部分游离气转化为吸附气，但含水饱和度增加，煤层储渗空间多处于气液高饱和或饱和状态(即流体承压状态，常压储层为主)；(2) 当地层抬升至临界深度以浅后，煤层压实程度、温度和压力持续减小，此时温度负效应小于压力正效应，饱和吸附量随抬升幅度增大开始趋于降低，部分吸附气解吸为游离气并向裂缝中运移，但大多因保存条件较差而发生逸散(或部分逸散)，后期地层水入渗或地表接受再沉积导致孔隙压力升高(吸附能力增强)，但此时没有气源补给，饱和气藏逐渐过渡为欠饱和气藏，抬升幅度越大、回返时间越长、水动力越强，含气饱和度则越低。

显然，现今煤层气藏含气性显现受控于构造沉降阶段生烃供气、回返抬升阶段含气系统再平衡的叠加，超饱和气藏形成或游离气滞留临界深度阈值与饱和吸附量转折深度界限可能不同步。其中，吸附气系统受控于地层温度、压力和煤特性的耦合^[21]；游离气的运移成藏与改造定型受控于盖层与遮挡等“圈、运、保”条件的叠加影响，涉及浮力、储盖层毛细管力的耦合作用^[20]。抬升过程中受构造改造形式、时间和强度不同的影响，不同地区煤层气藏的调整、破坏程度也不同^[22]。深部煤层构造抬升幅度通常较小，改造强度较弱，仍可保持吸附气和游离气并存的超饱和气藏特性；

中-浅层抬升幅度较大，断裂开启、露头剥蚀和煤层自封闭性降低等对游离气散失机制影响显著，仅吸附气得以滞留保存，并在抬升后期逐渐由饱和气藏过渡为欠饱和气藏^[23]。

鄂东缘煤系沉积后经历了印支、燕山、喜马拉雅运动，煤层气成藏演化与煤系埋藏演化总体上具有继承性，经历了多期次埋藏与抬升^[24]。煤变质程度是古埋深及古温压条件的具体反映，也是决定现今总含气量的主要煤质基础，变质程度越高，含气性显示则越好(图 9)。整体上，区域尺度煤层埋深演化可大致划分为两大类型：“整体沉降、差异抬升”，即煤层历史最大埋深相似，但后期抬升幅度存在较大差异，导致煤的 R_{max} 随现今埋深无明显变化或变化幅度较小，区域尺度饱和吸附量存在相对明显的转折深度，但游离气滞留深度界限多位于吸附量转折深度之下(图 10a)；“差异沉降、整体抬升”，即浅部煤层历史最大埋深小于深部煤层，但后期抬升幅度差异不大，煤的 R_{max} 随现今埋深增大趋于增高，区域饱和吸附量增幅趋缓，补偿效应截止深度处方可发生转折，游离气滞留深度界限可位于区域饱和吸附量转折深度之上(图 10b)。

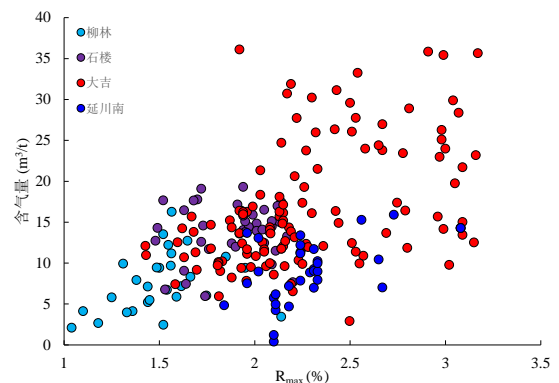


图9 鄂东缘煤的镜质体反射率(R_{max})与现今含气量关系
Fig.9 Relationship between R_o and current gas content

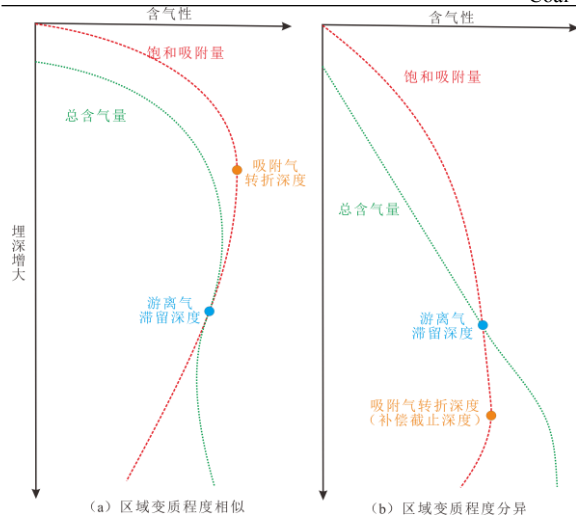


图 10 煤储层含气性深度效应

Fig.10 Schematic of the depth effect of gas content

先期关于中浅部煤层气成藏方面的成果颇丰，成藏要素切入点包括煤自身属性(源-储)及其所处地层环境(埋深、温压条件)、沉积环境(岩性组合)、断裂体系(保存)、构造形态-水体封闭性等方面。相对于常规油气圈闭富集、浮力成藏机理，中浅部煤层气多以吸附气自封闭成藏机制为主，具备连续性聚集、大面积分布等地质特征^[20]。深部系统富集成藏地质要素与浅部无异，无外乎沉积、构造、水文地质等，但其对不同子系统(吸附气/游离气)的具体内涵有所差异。饱和吸附量变化是控制甲烷相态转换、平衡和吸附气上限的基础，游

离气滞留深度则更加强调浮力成藏机制下的气体运移行为、源汇通道和聚气边界。但是，深部煤层气主要为源内成藏、侧向运聚，除了准东白家海凸起一带，尚未发现其他地区存在外源气的垂向输入补充，这是与常规油气(源储分离)的显著不同^[5,24]。具体而言，深部超饱和气藏成藏主控因素可以概括为 3 个端元：一是埋深，包括古埋深和现埋深，涉及地层温压环境、热演化生烃和饱和吸附量/相态转换平衡深度效应；二是构造，涵盖构造形态和断裂体系，决定圈闭类型、有效容积和气体源汇路径；三是水动力场，包括宏观水动力场和微观气水分布，控制水体封闭性和气体运移阻力。埋深-构造-水动力场三元耦合关系是决定深部煤层气富集成藏的关键，体现为非常规油气自封闭成藏-连续性聚集和常规油气浮力成藏-圈闭富集理论的深度融合(图 11)。区域尺度具备超饱和气藏埋深条件的前提下，构造条件和水动力场的差异耦合可能致使游离气的二次运移和空间尺度的差异富集。例如，大宁-吉县西北部沟槽区(或低凹区)受原始沉积卤水影响最为严重，矿化度 $>250\ 000\ \text{mg/L}$ ，水体封闭性强，游离气原地滞留形成“水力封堵型”超饱和气藏，含气饱和度 $110\%\sim 125\%$ ；中部平缓区局部可能存在游离气上浮分异现象，导致吸附饱和型(北部 2 口井含气饱和度 $99.1\%\sim 99.7\%$)和超饱和型煤层气藏并存；鼻隆区与平缓区对接，接受分异游离气的补给，局部构造高点形成“构造圈闭型”超饱和气藏(含气饱和度 $103\%\sim 115\%$)。

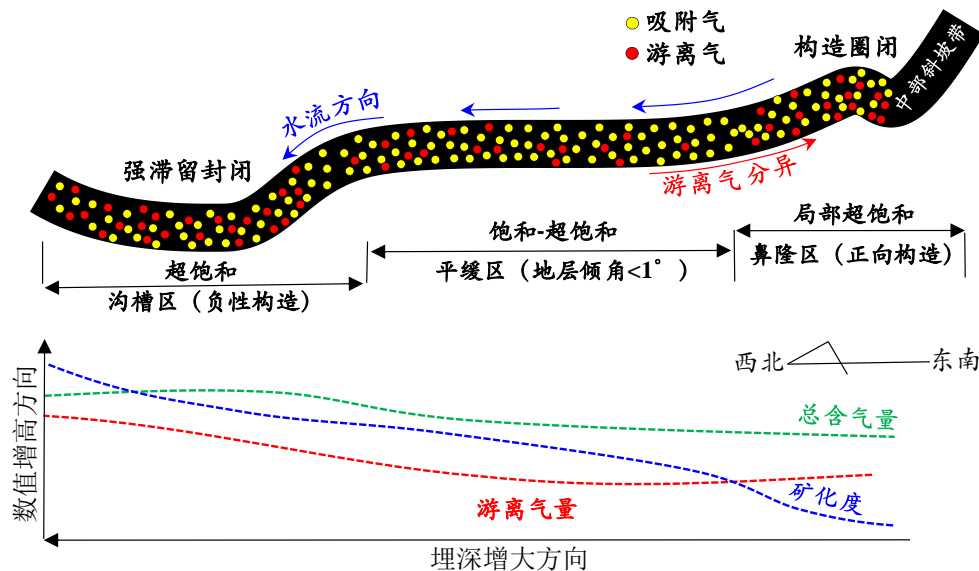


图 11 大宁地区构造-水文耦合约束下深部煤层气差异成藏模式

Fig.11 Differential reservoir formation of deep CBM under structural-hydrological coupling constraints

3 结论

a. 煤储层区域饱和吸附气量深度效应是煤体

介质属性和地层温压条件综合作用的结果，温压效应持续作用背景下，压力梯度和变质程度补偿效应会致使原位饱和吸附气量转折深度(带)的滞后。不同区块煤层气地质条件存在差异，区域饱和吸

附量转折深度、补偿效应起止深度和游离气滞留深度的界定应具体分析。

b. 埋深是影响煤层气富集程度的综合要素，煤层气成藏受构造沉降、埋藏变质和回返抬升过程中多动力的综合影响。回返抬升过程及抬升后期埋深-构造-水动力场三元耦合关系与温压系统演化、甲烷相态转换和多动力约束下地层封闭条件的平衡需综合考量，抬升幅度小且改造强度弱时游离气方可滞留，游离气滞留深度与饱和吸附气量转折深度不具有绝对同步性。

c. 深部高变质程度煤具备高含气的先天优势，是储量和产量增长的主力层系。鄂尔多斯盆地东缘柳林—延川南一带总含气量随埋深增大呈线性增高，深部趋缓收敛趋势不明显，大吉区块游离气滞留深度约 2 000 m 附近，该深度以深表现为吸附气、游离气共存的超饱和气藏，2 500 m 处平均含气饱和度约 120%，3 000 m 处含气饱和度预计可达 136%。

符号注释:

p 为储层压力, MPa; p_L 为 Langmuir 压力, MPa; R_{\max} 为镜质体最大反射率, %; T 为温度, $^{\circ}\text{C}$; V_L 分别为原位饱和吸附量, m^3/t 和 Langmuir 体积, m^3/t 。

参考文献(References)

- [1] 徐凤银, 聂志宏, 孙伟等. 大宁—吉县区块深部煤层气高效开发理论技术体系[J/OL]. 煤炭学报: 1-17 [2023-12-03]. <https://doi.org/10.13225/j.cnki.jccs.YH23.1290>.
XU Fengyin, NIE Zhihong, SUN Wei, et al. Theoretical and technological system for highly efficient development of deep coalbed methane in Daning-Jixian Block[J/OL]. Journal of China Coal Society: 1-17 [2023-12-03]. <https://doi.org/10.13225/j.cnki.jccs.YH23.1290>.
- [2] 徐凤银, 侯伟, 熊先钺等. 中国煤层气产业现状与发展战略[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 669-682.
XU Fengyin, HOU Wei, XIONG Xianyue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 669-682
- [3] 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.
- [4] 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/OL]. 煤田地质与勘探: 1-11[2023-

- 12-03]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/61.1155.P.20231113.1609.002.html>.
NIE Zhihong, XU Fengyin, SHI Xiaowei, et al. Enlightenment and effect of deep coalbed methane development pilot test in the eastern margin of Ordos Basin[J/OL]. Coal Geology & Exploration: 1-11 [2023-12-03]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/61.1155.P.20231113.1609.002.html>.
- [5] 郭绪杰, 支东明, 毛新军, 等. 准噶尔盆地煤岩气的勘探发现及意义[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(06): 38-49.
GUO Xujie, ZHI Dongming, MAO Xinjun, et al. Discovery and significance of coal measure gas in Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(06): 38-49.
- [6] 康永尚, 邓泽, 皇甫玉慧, 等. 中煤阶煤层气高饱和—超饱和带的成藏模式和勘探方向[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1555-1566.
KANG Yongshang, DENG Ze, HUANGFU Yuhui, et al. Accumulation model and exploration direction of high to oversaturation zone of the medium-rank coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1555-1566.
- [7] 秦勇. 中国深部煤层气地质研究进展[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1791-1811.
QIN Yong. Progress on geological research of deep coalbed methane in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1791-1811.
- [8] 陈世达, 汤达祯, 侯伟等. 深部煤层气地质条件特殊性与储层工程响应[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1993-2006..
CHEN Shida, Tang Dazhen, HOU Wei, et al. Geological particularity and reservoir engineering response of deep coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1993-2006..
- [9] 宋岩, 赵孟军, 柳少波, 等. 构造演化对煤层气富集程度的影响[J]. 科学通报, 2005(S1): 1-5.
SONG Yan, ZHAO Mengjun, LIU Shaobo, et al. The impact of structural evolution on the coalbed methane enrichment degree[J]. Chinese Science Bulletin, 2005(S1): 1-5.
- [10] 秦勇, 申建, 王宝文, 等. 深部煤层气成藏效应及其耦合关系[J]. 石油学报, 2012, 33(1): 48-54.
QIN Yong, SHEN Jian, WANG Baowen, et al. Accumulation effects and coupling relationship of deep coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(1): 48-54.
- [11] 秦勇, 申建. 论深部煤层气基本地质问题[J]. 石油学报, 2016, 37(1): 125-136.
QIN Yong, SHEN Jian. On the fundamental issues of deep coalbed methane geology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(1): 125-136.
- [12] 申建, 杜磊, 秦勇, 等. 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[J]. 天然气工业, 2015, 35(3): 30-35.
SHEN Jian, DU Lei, QIN Yong, 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[J]. Natural Gas Industry, 35(3): 30-35.
- [13] 陈刚, 李五忠. 鄂尔多斯盆地深部煤层气吸附能力的影响因素及规律[J]. 天然气工业, 2011, 31(10): 47-49.
CHEN Gang, LI Wuzhong. Influencing factors and patterns of CBM adsorption capacity in the deep Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(10): 47-49.

- [14] 郭广山, 柳迎红, 李林涛. 鄂尔多斯盆地东缘北段煤层含气量变化规律及控制因素[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(3): 416-422.
GUO Guangshan, LIU Yinghong, LI Lintao. Study on variation law and controlling factors of coal gas content in north section of east margin of Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(3): 416-422.
- [15] 高丽军, 谢英刚, 潘新志, 等. 临兴深部煤层气含气性及开发地质模式分析[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1634-1640.
GAO Lijun, XIE Yinggang, PAN Xinzh, et al. Gas analysis of deep coalbed methane and its geological model for development in Linxing Block[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1634-1640.
- [16] 王延斌, 陶传奇, 倪小明, 等. 基于吸附势理论的深部煤储层吸附气量研究[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1547-1552.
WANG Yanbin, TAO Chuanqi, NI Xiaoming, et al. Amount of adsorbed gas in deep coal reservoir based on adsorption potential theory[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1547-1552.
- [17] 苏现波, 张丽萍, 林晓英. 煤阶对煤的吸附能力的影响[J]. 天然气工业, 2005(1): 19-21.
SU Xianbo, ZHANG Liping, LIN Xiaoying. Influence of coal rank on coal adsorption capacity[J]. Natural Gas Industry, 2005, (1): 19-21.
- [18] 陈刚, 秦勇, 胡宗全, 等. 不同煤阶深煤层含气量差异及其变化规律[J]. 高校地质学报, 2015, 21(2): 274-279.
CHEN Gang, QIN Yong, HU Zongquan, et al. Variations of gas content in deep coalbeds of different coal ranks[J]. Geological Journal of China Universities, 2015, 21(2): 274-279.
- [19] 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.
- [20] 庞雄奇, 贾承造, 宋岩, 等. 全油气系统定量评价: 方法原理与实际应用[J]. 石油学报, 2022, 43(06): 727-759.
PANG Xiongqi, JIA Chengzao, Song Yan, et al. Quantitative evaluation of whole petroleum system: Principle and application[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(6): 727-759.
- [21] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 论非常规油气成藏机理: 油气自封闭作用与分子间作用力[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(03): 437-452.
JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: Hydrocarbon self-containment and intermolecular forces[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 437-452.
- [22] 郭旭升, 腾格尔, 魏祥峰, 等. 四川盆地深层海相页岩气赋存机理与勘探潜力[J]. 石油学报, 2022, 43(04): 453-468.
GUO Xusheng, Borjigin Tenger, WEI Xiangfeng, et al. Occurrence mechanism and exploration potential of deep marine shale gas in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(4): 453-468.
- [23] 李曙光, 王成旺, 王红娜, 等. 大宁—吉县区块深部煤层气成藏特征及有利区评价[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 59-67.
LI Shuguang, WANG Chengwang, WANG Hongna, et al. Reservoir forming characteristics and favorable area evaluation of deep coalbed methane in Daning-Jixian Block[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 59-67.
- [24] 任战利, 祁凯, 李进步, 等. 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[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(5): 1030-1042.
REN Zhanli, QI Kai, LI Jinbu, et al. Thermodynamic evolution and hydrocarbon accumulation in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5): 1030-1042.
- [25] 孙斌, 杨敏芳, 杨青, 等. 准噶尔盆地深部煤层气赋存状态分析[J]. 煤炭学报, 2017 (S1): 195-202.
SUN Bin, YANG Minfang, YANG Qing, et al. Analysis on occurrence state of deep coalbed methane in Junggar Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2017 (S1): 195-202.

(责任编辑 范章群)