



鄂尔多斯盆地深部煤层气差异富集的地质控制

范立勇 周国晓 杨兆彪 王怀厂 卢本举 张宝鑫 陈宇航 李存磊 王彦卿 顾俊雨

引用本文：

范立勇, 周国晓, 杨兆彪, 等. 鄂尔多斯盆地深部煤层气差异富集的地质控制[J]. 煤炭科学技术, 2025, 53(1): 203–215.
FAN Liyong, ZHOU Guoxiao, YANG Zhaobiao. Geological control of differential enrichment of deep coalbed methane in the Ordos Basin[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(1): 203–215.

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.12438/est.2024-1144>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

鄂尔多斯盆地南北部侏罗系煤层含气性差异分析

Analysis of gas bearing property difference of Jurassic coal between Southern and Northern Ordos Basin
煤炭科学技术. 2019(4) <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/259ac011-a68c-4411-b29f-8de8e8fdd419>

延川南煤层气田深部煤层气成藏规律与开发技术

Enrichment law and development technology of deep coalbedmethane in South Yanchuan Coalbed Methane Field
煤炭科学技术. 2019(9) <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/b44ed913-d31a-40fd-9623-c61113830508>

鄂尔多斯盆地侏罗系煤田保水开采技术与应用

Technology and application of water-preserving mining in Jurassic coalfield in Ordos Basin
煤炭科学技术. 2021, 49(4): 159–168 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2021.04.019>

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/est.2023-1334>

临兴区块深部煤层气潜在可采地质模式分析

Analysis on potential geological mining model of deep coalbedmethane in Linxing Block
煤炭科学技术. 2019(9) <http://www.mtkxjs.com.cn/article/id/828b7d5f-86dd-48b8-915c-361a0965ae77>

沁水盆地煤系气含气层段发育特征及其地质控制效应

Distribution and geological controls on gas-bearing section of coal measure gases in Qinshui Basin
煤炭科学技术. 2023, 51(S2): 141–151 <https://doi.org/10.13199/j.cnki.cst.2022-2081>



关注微信公众号，获得更多资讯信息

地球科学与工程



范立勇, 周国晓, 杨兆彪, 等. 鄂尔多斯盆地深部煤层气差异富集的地质控制[J]. 煤炭科学技术, 2025, 53(1): 203-215.

FAN Liyong, ZHOU Guoxiao, YANG Zhaobiao, et al. Geological control of differential enrichment of deep coalbed methane in the Ordos Basin[J]. Coal Science and Technology, 2025, 53(1): 203-215.

移动扫码阅读

鄂尔多斯盆地深部煤层气差异富集的地质控制

范立勇^{1,2}, 周国晓^{1,2}, 杨兆彪³, 王怀厂^{1,2}, 卢本举³, 张宝鑫³, 陈宇航^{1,2}, 李存磊³, 王彦卿^{1,2}, 顾俊雨³

(1. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018; 2. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018;
3. 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: 鄂尔多斯盆地深部煤层气资源丰富, 开发潜力大, 是中国深部煤层气勘探开发的主战场。明确深部煤层气富集规律、圈定富集区段是煤层气勘探开发的重要基础。以中国石油长庆油田公司在鄂尔多斯盆地最新实施的多口深部煤层气评价井数据为分析基础, 采用数学统计、模型计算和地质分析等方法, 重点研究了盆地内深部煤层气差异富集的地质控制因素和富集规律。提出了物质组分效应、深度效应和保存效应是影响深部煤层气差异富集的“3种控制效应”。物质组分是控制煤层气富集的基础因素, 其中灰分和煤变质程度是主要参数, 低灰分、高变质煤储层含气量高。深度效应则是叠加孔隙率、温度和压力变化的综合效应, 孔隙率随埋深增加而衰减, 导致游离气随埋深增加会趋缓, 吸附气和总含气量存在明显的临界转换深度, 后者临界转换深度深于前者, 一般在2000~3000 m, 在此深度范围内, 总含气量高。3000 m以深, 深度效应加剧, 总含气量缓慢降低, 往往低于20 m³/t。保存效应是深部吸附气和游离气, 尤其是游离气富集的重要控制因素, 其中盖层类型是保存效应中的关键因素, 而地下水矿化度和压力系数则是保存效应的重要外在显现。研究区煤岩组合类型中煤泥、煤灰、煤泥-煤灰组合具有良好封盖性, 相应其地下水矿化度高, 压力系数较大。叠加深度效应, 2000~3000 m埋深范围内, 总含气量往往高于20 m³/t, 煤砂组合封盖性相对较弱, 相应其地下水矿化度相对较低, 含气量往往低于20 m³/t。耦合深度效应和保存效应, 提出了鄂尔多斯盆地深部煤层气富集模式。

关键词: 深部煤层气; 物质组分效应; 深度效应; 保存效应; 富集模式; 鄂尔多斯盆地。

中图分类号: P618; TE375 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-2336(2025)01-0203-13

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

FAN Liyong^{1,2}, ZHOU Guoxiao^{1,2}, YANG Zhaobiao³, WANG Huaichang^{1,2}, LU Benju³, ZHANG Baoxin³,
CHEN Yuhang^{1,2}, LI Cunlei³, WANG Yanqing^{1,2}, GU Junyu³

(1. National Engineering Laboratory of Exploration and Development of Low-Permeability Oil and Gas Fields, xi'an 710018, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Petro China Changqing Oilfield Company, xi'an 710018, China; 3. Key Laboratory of Coalbed Methane Resources and Reservoir Formation Process, Ministry of Education, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221008, China)

Abstract: The deep coalbed methane (CBM) resources in the Ordos Basin are abundant and have great development potential, making it the main battlefield for exploration and development of deep CBM in China. Among them, clarifying the enrichment law of deep CBM and delineating enrichment sections are important foundation for CBM exploration and development. Based on the analysis of data from a number of deep evaluation CBM wells recently implemented by China petroleum Changqing Oilfield company in Ordos Basin, the geo-

收稿日期: 2024-08-07 策划编辑: 常 琛 责任编辑: 黄小雨 DOI: 10.12438/cst.2024-1144

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

作者简介: 范立勇(1978—), 男, 高级工程师, 博士。E-mail: lyfan123_cq@petrochina.com.cn

通讯作者: 杨兆彪(1980—), 男, 河北张家口人, 教授, 博士生导师, 博士。E-mail: zhaobiaoyang@163.com

gical control factors and enrichment rules of deep coalbed methane differential enrichment in the basin are studied by means of mathematical statistics, model calculation and geological analysis. It has been proposed that the effects of material composition, depth, and preservation are the "three controlling effects" that affect the differential enrichment of deep CBM. The material component is the main factor controlling the enrichment of CBM, among which ash yield and coal metamorphism degree are the main parameters, low ash content, high metamorphic coal with high gas content. The depth effect is a comprehensive effect of superimposed porosity, temperature, and pressure. The porosity decays with the increase of burial depth, resulting in the free gas will tend to slow down with the increase of burial depth, and the adsorbed gas exists obvious critical conversion depth, and the critical conversion depth of total CBM content is deeper than the critical conversion depth of adsorbed CBM, which is generally in the range of 2 000–3 000 m, and in this depth range, the total CBM content is higher. For depths deeper than 3 000 m, the depth effect intensifies, and the total CBM content gradually decreases, often below 20 m³/t. The preservation effect is an important controlling factor for the enrichment of deep adsorbed CBM and free CBM, especially free CBM, among which the type of cap rock is a key factor in the preservation effect, while groundwater total dissolved solids and pressure coefficients are important indications of the preservation effect. The coal-rock combination of coal-mud, coal-ash and coal-ash mud in the study area has good capping property, corresponding to its high groundwater salinity. Within the buried depth of 2 000 ~ 3 000 m, the total gas content is often higher than 20 m³/t, and the coal-sand combination capping property is relatively weak, corresponding to its relatively low groundwater salinity, gas content is often lower than 20 m³/t. At last, a deep CBM enrichment model in the Ordos Basin was proposed by coupling depth effect and preservation effect.

Key words: deep CBM; material composition effect; depth effect; preservation effect; enrichment mode; Ordos Basin.

0 引言

中国正在实施“双循环”战略与实现“双碳”目标对中国油气特别是天然气的发展提出了更高、更严、更迫切的要求^[1]。天然气是传统化石能源向新能源过渡的重要桥梁^[2]。煤层气是非常规天然气的重要组成部分。中国煤层气资源种类齐全且极为丰富可靠,长期来看具有形成年产千亿立方米级新兴大产业的资源基础^[3]。其中,深部煤层气资源量巨大,埋深2 000 m以浅煤层气地质资源量30.5万亿m³^[4-6],2 000 m以深40.47万亿m³^[7]。2021年,鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县吉深6-7平01水平井,煤层垂深2 200 m,水平段长度1 000 m,试验了超大规模极限压裂技术,投产后日产气量突破10万m³^[8],是我国首个突破日产10万m³的煤层气井,以此为标志性事件,拉开了深部煤层气规模化开发的序幕。

目前中国深部煤层气呈现出多点开花的新局面,鄂尔多斯盆地、四川盆地、准噶尔盆地等大型盆地,不断取得深部煤层气井产量的重大突破^[9-13]。截至目前,鄂尔多斯盆地是深部煤层气开发最为活跃,取得进展最大的盆地。鄂尔多斯盆地是我国陆上第二大沉积盆地及重要的能源基地,是一个矩形构造叠合盆地,总面积约33×10⁴ km²,除周边河套盆地、六盘山盆地、渭河盆地、银川盆地等外围盆地外,盆地本部面积25×10⁴ km²。盆地内煤层气资源十分丰富,据估算,其中2 000 m以浅,煤层气地质资源量为7.26万亿m³^[4],2 000 m以深煤层气地质资源量为12.99万亿m³^[7],总资源量为20.25万亿m³,资源量

仅次于新疆准噶尔盆地。近些年,鄂尔多斯盆地东缘从南部的延川南、大宁—吉县到北部的临兴—神府,深部煤层气开发相继取得了突破性的进展。受此鼓舞,2023年以来,中国石油长庆油田在盆地内部的纳林、米脂北、绥德等区块实施了30余口深部煤层气开发井,多数井初期日产量在10万m³以上,最高突破了19万m³/d,稳产在5万m³/d以上,展示出了良好的开发潜力,并规划在“十四五”末,年产能建设达到25亿m³,年产量达到15亿m³。

深部煤层气富集程度是深部煤层气井高产的重要因素,从目前深部煤层气区块优选来看,往往以高含气量为重要优选参数。以研究较为成熟的大宁-吉县区块高阶煤储层为例,早期以含气量大于16 m³/t为一类甜点区^[14],最新则以含气量大于26 m³/t和22 m³/t分别为一类和二类甜点区的优选指标^[9],提交深部煤层气探明储量主要集中在一类和二类甜点区。由此可见,与浅部一样,煤层高含气量是后期高产的关键。同时,深部煤层气在“高温、高压”条件下表现的煤层气相态分配是其最大特色^[15],是深部煤层气区块优选和排采制度制定考虑的重要因素。因此,研究深部煤层气富集规律及相态分配,是深部煤层气勘探开发的重要基础和保障。然而在早期研究过程中,由于缺少深部实测数据,往往根据预测理论来进行深部煤层含气性的预测,缺少实际数据的检验。同时,2 000 m以深的深部煤层气突破时间较短,开始于2021年,到目前仅仅4 a多的时间,勘探开发进展已远远超过地质理论与开发规律的认识,2 000 m以深深部煤层气富集的地质理论亟需进一

步完善。

为此,笔者主要以中国石油长庆油田在鄂尔多斯盆地在近2a实施的34口煤层气评价井为分析基础,其主力煤层埋深介于2 071~3 666.26 m。重点分析盆地内部深部煤层气富集的独特的地质控制因素,主要包括,物质组分效应、深度效应和保存效应,在此基础上提炼富集模式。以期为深部煤层气有利区优选,提供理论支撑。

1 地质背景

鄂尔多斯盆地大地构造位于华北板块西南部,属于华北板块一部分。鄂尔多斯盆地是古生界海相和海陆过渡相克拉通盆地和中生界陆相湖盆的叠合盆地,发育于太古宙麻粒岩和下元古界绿片岩基底之上。在经历了漫长的构造演化历史后,形成了现今具有六个一级构造单元的构造格局,包括位于中心的倾角小于1°的大型平缓向西倾单斜伊陕斜坡,北部发育的伊蒙隆起,南部与汾渭盆地相接的渭北隆起,构成西缘的天环凹陷和西缘冲断带,以及东缘发育的晋西挠褶带^[16]。本文研究的煤层气评价井主要集中在盆地中东部的伊陕斜坡。

鄂尔多斯盆地含煤地层主要为石炭-二叠系。中部从本溪组、太原组到山西组共计发育煤岩15~20层,局部地区可达30余层。煤岩在纵向大体上可划分为10套煤层:1号~5号煤层发育于山西组山2段,与砂泥岩互层,其中5号煤的厚度较大,分布稳定,是最重要的可采煤层,山1段的煤层较少,厚度较薄,多以夹层、透镜状分布;太原组到本溪组发育6号~10号煤,其中8号为下部主要煤层,也是目前深部煤层气的主力开发煤层。

8号煤在全盆地的分布范围由于受中央古隆起的影响,在盆地南边的环县—平凉—彬县—富县—黄陵等地均为无煤区,在盆地西缘天环凹陷西边界—灵武—陶乐一带,也为无煤区,另外在盆地内有部分零星的无煤区,主要分布在中央古隆起及西侧斜坡部位。8号煤煤层厚度0~25 m,总体特点是东北及东部厚,西南薄,厚度小于2 m的地区主要在盆地西南和西部,约占聚煤区面积的20%。盆地西北部的鄂尔多斯—伊金霍洛旗、准格尔旗、神木—保德—兴县、柳林—吴堡4个地区,煤层厚度6~12 m,最厚达20 m以上,为巨厚煤层分布带。煤层厚度大于3.5 m的厚煤带在全盆地分布较广。盆地东南部的大宁—吉县、韩城等地,8号煤层的厚度在2~6 m之间,亦属于厚煤带。

8号煤层埋深等值线呈现比较明显的南北向展布,埋深小于2 000 m的区域位于盆地东西两侧。西缘位于西缘逆冲带的陶乐—乌海一线,区内断层密布,构造复杂。东缘主要位于晋西挠折带、伊盟隆起东部地区及渭北隆起的东部地区。盆地内部从东往西埋深逐渐增大,在盆地中部纳林区块,埋深普遍达到3 000 m以深,往西在天环凹陷一带最深处达到4 000 m以深(图1)。

根据初步的勘探评价结果,8号煤层顶板和煤层的组合类型有煤灰、煤泥、煤砂组合,及煤灰—煤泥、煤砂—煤泥组合、基本以绥德、清涧为核心从煤灰、煤泥、煤砂,向西北方向呈规律同心环放射分布。

2 试验测试

文中涉及到的测试数据均为中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司委托中国石油天然气股份有限公司勘探开发研究院廊坊分院完成。自然解吸气含量测定,遵照GB/T 19559—2021《煤层气含量测定方法》执行;工业分析,遵照GB/T 30732—2014《煤的工业分析仪器法》执行;真相对密度测试,遵照GB/T 23561.2—2009《煤和岩石物理力学性质测定方法 第2部分:煤和岩石真密度测定方法》执行;视相绝对密度测试,遵照GB/T 23561.3—2009《煤和岩石物理力学性质测定方法 第3部分:煤和岩石块体密度测定方法》执行;煤的镜质体反射率,遵照GB/T 6948—2008《煤的镜质体反射率显微镜测定方法》执行;固态物质比表面测试,遵照GB/T 19587—2017《气体吸附 BET 法测定固态物质比表面积》执行;等温吸附试验,遵照GB/T 19560—2008《煤的高压等温吸附试验方法》执行。

3 结果与讨论

3.1 含气性特征

研究区现场34口井的含气量测试方法主要包括保压取心、密闭取心、绳索取心和极少部分常规取心,保压取心和密闭取心占到了62%以上(图2),其测试深度范围介于2 071~3 666.26 m,3 000 m以深的含气量测试数据主要为保压取心和密闭取心。一般而言,保压取心和密闭取心测试结果准确率高,绳索取心和常规取心、尤其是常规取心可能存在逸散时间较长,损失气估计偏小的问题,但从测试结果来看34口井中最高含气量出现在绳索取心,且是无烟煤样品,符合实际认识,总体而言,数据质量高,可靠可信。34口井主要分布在长庆油田的绥德、米脂和

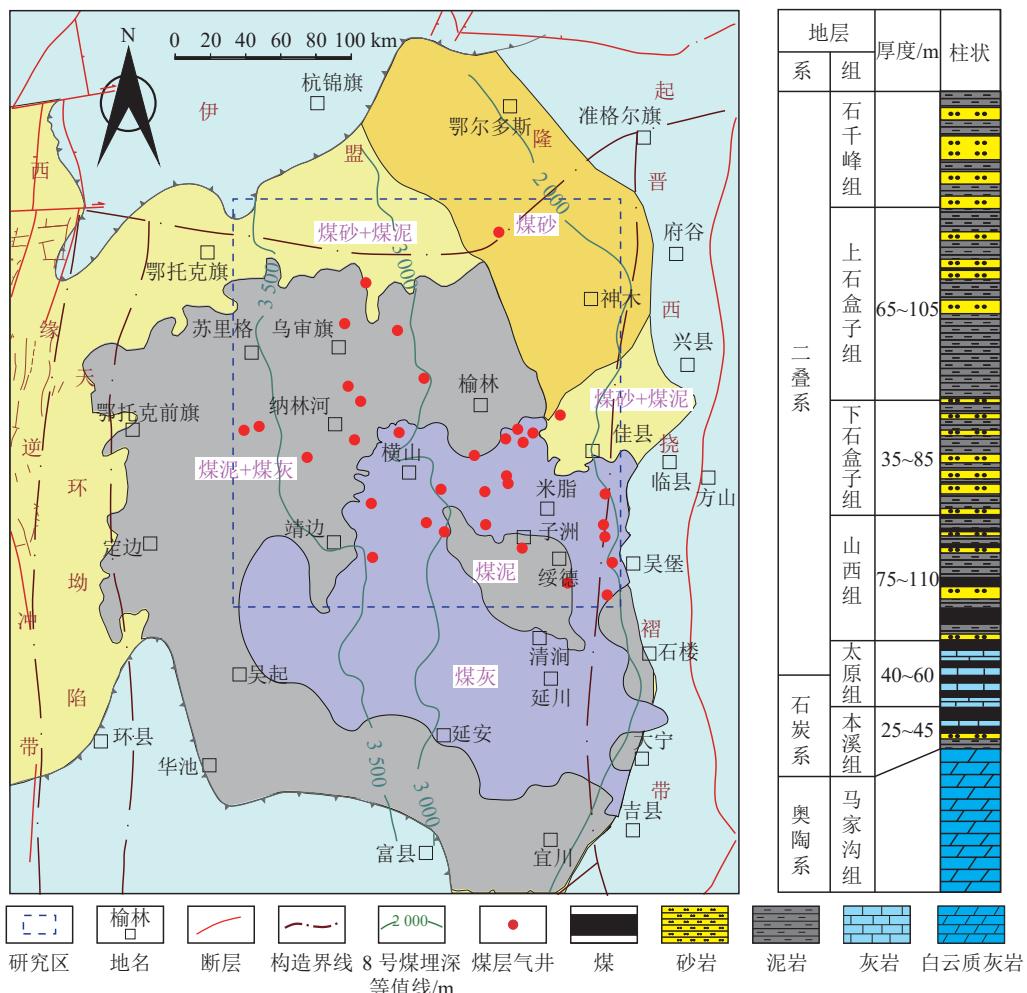


图1 鄂尔多斯盆地构造纲要图和含煤地层柱状

Fig.1 Tectonic outline map of the Ordos Basin and columnar map of coal-bearing strata

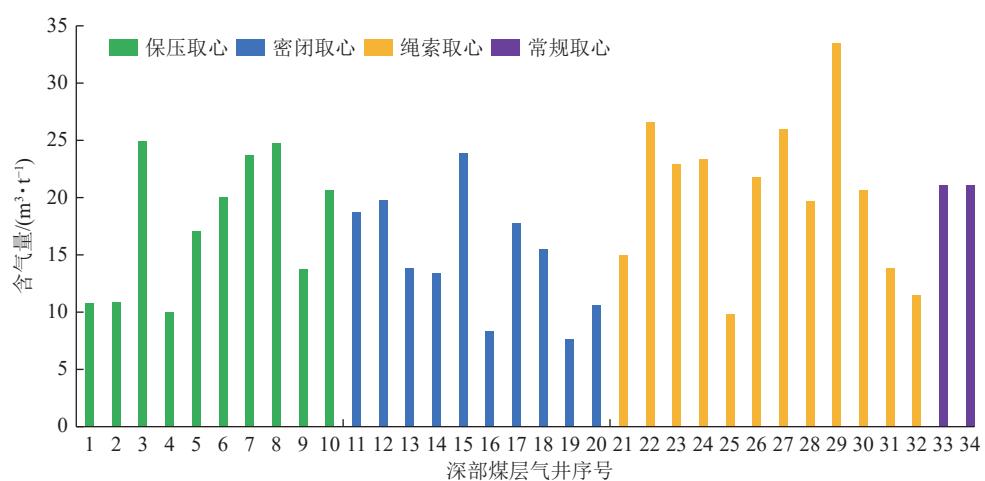


图2 鄂尔多斯盆地深部煤层气不同取心方式测试结果

Fig.2 Test results of different coring methods for deep coalbed methane in the Ordos Basin

纳林区块,在外围也有少量分布,总体上广泛分布于鄂尔多斯盆地中东部。根据测试结果,平均含气量(空气干燥基(ad))介于 $7.64\sim33.48\text{ m}^3/\text{t}$,平均值为 $18.1\text{ m}^3/\text{t}$,干燥无灰基(daf)含气量介于 $9.27\sim$

$42.5\text{ m}^3/\text{t}$,平均值为 $23\text{ m}^3/\text{t}$ 。在本文中如无特殊说明,均是探讨空气干燥基条件下的含气量特征。甲烷体积分数介于 $62.02\%\sim98.78\%$,平均为 90.97% ,其次乙烷体积分数平均为 0.65% ,二氧化碳体积分数平均

为4.42%,氮气体积分数为3.40%。整体上含气量高,甲烷浓度高。

3.2 地质控因

影响深部煤层气含气量的地质控因很多。物质组分是基础,包括了煤本身的物质组分和其变质程度大小,即镜质组最大反射率、灰分、镜质组含量等。深度在深部煤层气中具有独特的控制效应,其耦合了储层温度和储层压力的垂向变化,也决定了煤层气赋存空间孔隙率的垂向变化。最后是保存条件,保存条件不论是对于吸附气,尤其是深部游离气的富集均具有重要的控制作用。物质组分、深度及保存条件3种地质控因也可以称之为3种效应,综合影响了深部煤层气的富集分布。

基于此,以盆地内部34口深部煤层气评价井进行详细分析。

物质组分和深度是可定量的参数,采用斯皮尔曼分析方法,分析了多参数与含气量的相关性(图3),用来提取影响含气量的关键影响参数。由分析结果可知,灰分与含气量负相关,灰分是煤质分析中的重要参数,其他参数包括了水分、固定碳含量、挥发分等,灰分与固定碳含量是此消彼长的关系,为此在煤质工业分析参数里选择灰分。其次含气量与镜质组最大反射率($R_{o,\max}$)正相关,与埋深负相关。煤岩显微组分含量与含气量关系相关性不大。综上,物质组分的主要影响参数就是灰分和 $R_{o,\max}$,然后是埋深。以下重点讨论其规律和成因。

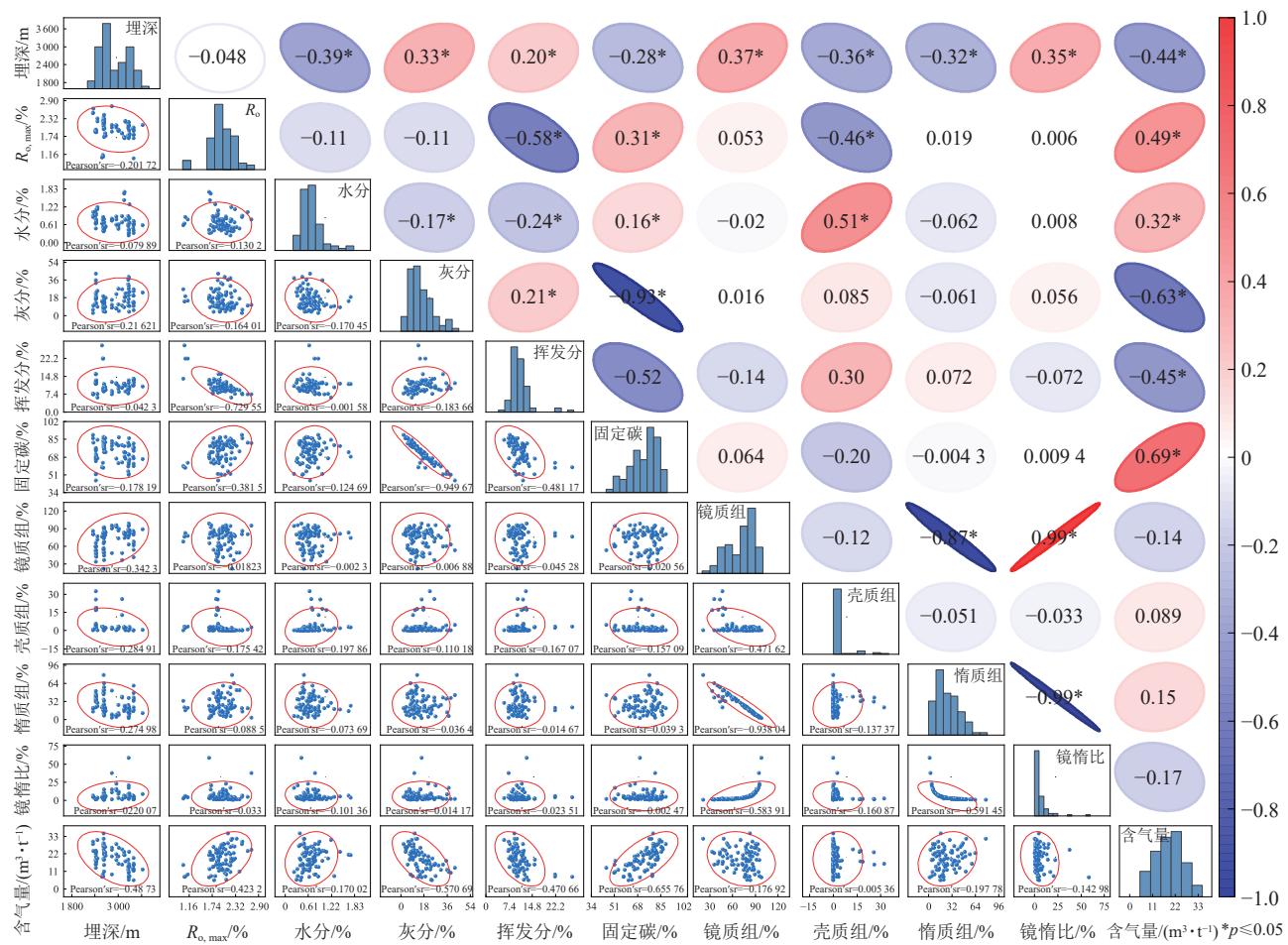


图3 鄂尔多斯盆地深部含气量与地质控因斯皮尔曼关系分析

Fig.3 Analysis of the relationship between gas content and geological control factor Spearman in the deep Ordos Basin

3.2.1 物质组分效应

物质组分效应中的影响参数是煤储层的变质程度和灰分,以上两种因素是影响含气量大小的关键因素。分析结果显示,评价井镜质组最大反射率介于1.08%~2.97%,平均为2.00%,研究区主要为瘦煤

和贫煤。低值区位于盆地西北部伊金霍洛旗和准格尔旗区域,高值区位于盆地的南部区域,尤其是在大宁-吉县、延川南区域,反射率可以达到3%以上,主要为无烟煤。即盆地的西北部为中阶煤储层,盆地的南部为高阶煤储层,盆地的中部大部分为中煤阶

储层。灰分介于 6.84% ~ 35.68%，平均为 17.97%，主要为低中灰分煤。从煤层含气量与灰分关系图来看（图 4），具有较好的负相关性，灰分高，含气量降低。在灰分大于 20% 以后，含气量往往低于 20 m³/t，因此圈定低灰分优质储层，是寻找高含气量富集区的途径，而低灰分储层往往发育于离物源区较远，水体安静的聚煤环境中。煤储层 $R_{o,\max}$ 越高，含气量越高，具有明显的正相关性（图 5）。物质组分控制含气量的本质是物质组分控制了孔隙结构，而孔隙结构是控制含气量的内在因素，其中灰分与 $R_{o,\max}$ 是影响孔隙结构的主要参数。

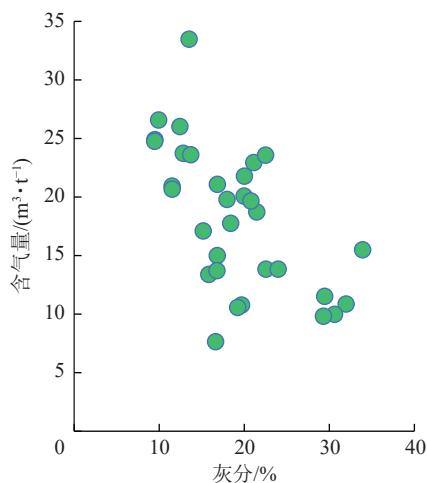


图 4 鄂尔多斯盆地深部煤储层平均含气量与灰分关系

Fig.4 Relationship between average gas content and ash yield of deep coal reservoirs in the Ordos Basin

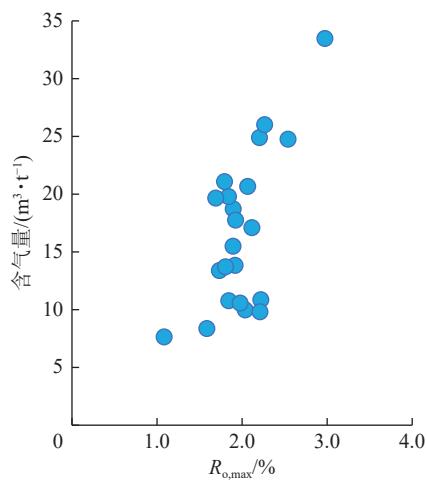


图 5 鄂尔多斯盆地深部煤储层平均含气量与 $R_{o,\max}$ 关系

Fig.5 Relationship between average gas content and $R_{o,\max}$ of deep coal reservoirs in the Ordos Basin

3.2.2 深度效应

深部煤储层深度效应主要体现在孔隙率、温度和压力随深度变化下对含气量大小及其不同赋

存态气体比例的综合影响。深度效应是深部煤层气的独特效应，也是深部不同于浅部的主要效应。

对于以吸附气为主的浅部煤储层来说，孔隙率是表征渗流通道的间接参数。但对于深部煤储层来说，孔隙率具有多重效应，除了可以表征储层物性，孔隙空间更是吸附气和游离气赋存的重要赋存空间。因此孔隙率也是决定含气量大小的重要参数。

研究区评价井氦气孔隙率介于 1.56% ~ 8.36%，平均为 5.79%。在深部煤储层中以低压 CO₂ 吸附测试的小于 2 nm 的微孔，是深部煤储层的主要孔隙结构，研究区微孔比表面积占总比表面积的 98.85%，微孔体积占总体积的 70.86%，可以说深部煤储层是真正意义上的纳米储层。分子模拟揭示煤储层微孔主要是吸附气的赋存空间，以 1 ~ 4 层吸附为主，包含少量游离气。由此可见，微孔是控制深部含气性的主要因素。由孔隙率和微孔比表面积和微孔体积来看，具有良好的正相关关系（图 6, 图 7），这也是研究区孔隙率与含气量具有良好的正相关关系（图 8）的本质原因。

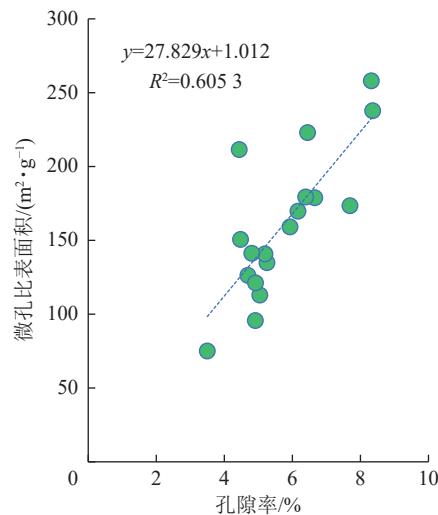


图 6 孔隙率与微孔比表面积关系

Fig.6 Relationship between porosity and micropore specific area

进一步由孔隙率随埋深的变化关系来看（图 9），尽管相关性不是很明显，但外包络线整体表现为孔隙率在 2 500 m 左右时最高，而后随埋深增加而降低，如果考虑储层温度和有效应力对于孔隙率的负效应耦合作用^[15]，则孔隙率随埋深将进一步降低。因此，对于深部煤储层来说，孔隙率对于吸附气和游离气具有重要的控制效应，孔隙空间是吸附气和游离气赋存的重要空间。在深部，寻找孔隙相对发育区，是找寻深部煤层气富集区的重要途径。

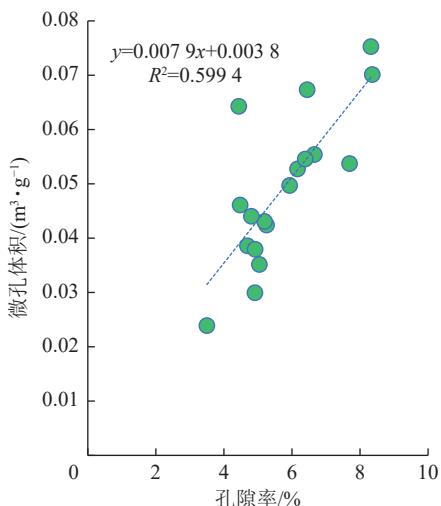


图 7 孔隙率与微孔体积关系

Fig.7 Relationship between porosity and micropore volume

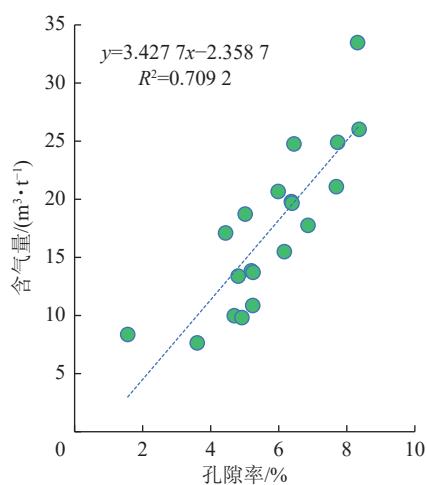


图 8 深部煤储层孔隙率与含气量关系

Fig.8 Relationship between porosity and gas content in deep coal reservoirs

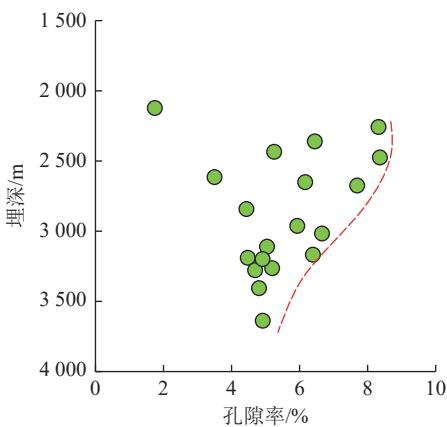


图 9 深部煤储层孔隙率与埋深关系

Fig.9 Relationship between porosity and buried depth of deep coal reservoir

深部高温高压条件制约着煤层气的赋存状态,在压力正效应和温度负效应的作用下,吸附气存在

临界深度,在临界深度以深,吸附气减小,游离气含量增加,吸附气与游离气共存^[17-18]。煤层气赋存态分配发生的转化,使得游离态甲烷资源量成为深部煤层气资源增量的重要贡献者,这也是深部煤层气与浅部煤层气供气类型最大的差别^[18]。以目前深部煤层气取得重大突破的鄂尔多斯盆地东缘大宁吉区块为例,深层游离气占比在10%~43%,一般在20%左右^[19-21]。南方贵州等地在2000 m左右,游离气占比普遍达到10%~25%,且中阶煤游离气占比要高于高阶煤^[22]。

目前,深部吸附气和游离气计算较为成熟,前者以Langmuir方程,S-DR模型等进行计算,后者以气体状态方程为基础的导出公式进行计算。本部分主要根据气体状态方程为基础的游离气导出模型(式1)进行游离气计算,而后总含气量减去游离气含量即为吸附气含量。

$$V_f = \frac{\varphi(1-S_w)PT_{sc}}{\rho_b P_{sc} Z T} \quad (1)$$

式中: V_f 为储层游离气含量, m^3/t ; P 为储层压力, MPa ; T 储层温度, K ; φ 为孔隙率; S_w 为含水饱和度; ρ_b 为煤的视密度, g/cm^3 ; P_{sc} 为地面标准压力, MPa ; T_{sc} 为地面标准温度, K ; Z 为气体压缩因子。孔隙率,含水饱和度,视相对密度均根据实测数据带入,其中含水饱和度平均值为35.34%。储层压力 P 根据压力系数换算得到,储层温度根据地温梯度0.029 °C/m进行计算。甲烷压缩因子通过美国国家标准与技术研究院(NIST)数据库提取得到。

为排除物质组分效应探讨含气量与埋深关系,首先排除灰分影响,选择干燥无灰基含气量与埋深进行讨论,由结果来看,两者具有明显的负相关关系,随埋深增大具有明显的降低趋势(图10a)。进一步排除 $R_{o,max}$ 对含气量的影响,除了含气量最大值和最小值为无烟煤和肥煤外,其他 $R_{o,max}$ 主要在2.0%左右,为瘦煤和贫煤,在变质程度大致相似的情况下,仍然表现出随埋深增加而降低的趋势(图10a),为进一步排除 $R_{o,max}$ 对含气量的影响,选择盆地内部 $R_{o,max}=1.81\% \sim 1.98\%$ 的数据,主要为瘦煤,且 $R_{o,max}$ 与埋深关系不明显,在此情况下,仍然表现出随埋深增加而降低的趋势(图10b),即深度效应明显。

游离气含量计算结果介于1.00~7.8 m^3/t ,平均为4.38 m^3/t ,游离气在2500 m左右较高,而后趋于稳定。游离气平均占比为24.78%。吸附气高值区主要位于2500 m左右,而后随埋深增加而显著降低(图11)。吸附气与游离气随埋深的变化关系,与前

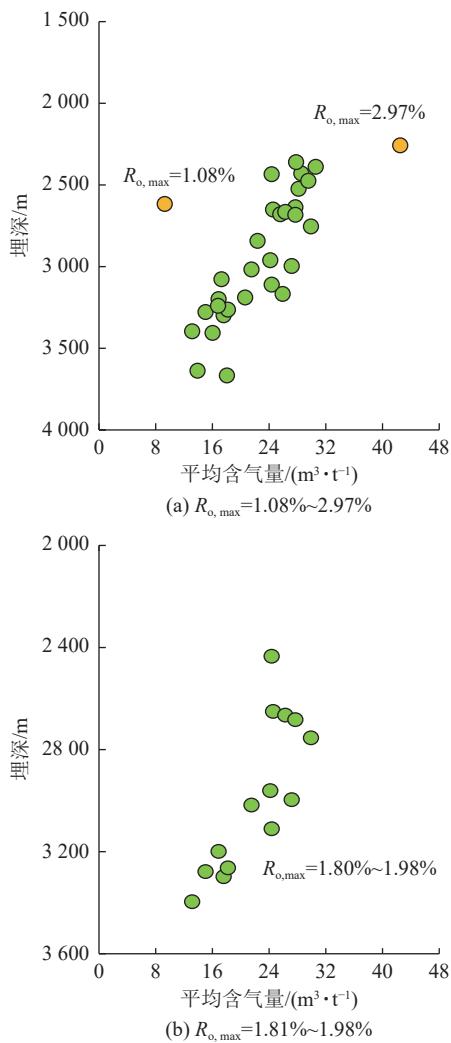


图 10 深部煤层气总含气量随埋深变化

Fig.10 Variation of total gas content of deep coalbed methane with buried depth

面孔隙率随埋深的变化一致。

在区域深层变质作用不明显,煤变质程度与埋深关系不大的情况下,深部煤层气总含气量、吸附气和游离气含量,是深部煤储层孔隙率、温度和压力综合耦合的结果,温度和压力影响吸附态和游离态甲

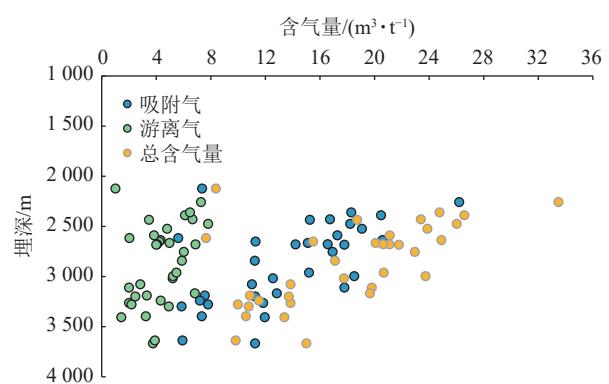


图 11 深部煤层气吸附气、游离气及总含气量随埋深变化

Fig.11 Variation of adsorbed gas, free gas and total gas content of deep coalbed methane with buried depth

烷密度,而孔隙率大小则决定了吸附气和游离气的赋存空间大小,尤其是游离气的赋存空间,其影响模式如图 12 所示。吸附气在临界深度以深,温度负效应大于压力正效应,吸附气含量减少。临界深度取决于煤储层温压场和变质程度,在同一温压场下,吸附气临界转换深度随煤级增大而增大,但一般在 1 500 ~ 2 000 m 变化^[23]。游离气随深度增加,常规天然气向压缩天然气转变,本区域压缩天然气计算深度为 1 120 m,但孔隙率随埋深增加而衰减,造成了游离气赋存空间的减少,导致游离气的增加趋缓,但吸附气在临界深度以深的衰减是显著的,综合导致总含气量存在明显的临界转换深度,总含气量临界转换深度要深于吸附气临界转换深度,一般在 2 000 ~ 3 000 m^[23]。

以研究区典型井 M172 井为例(图 13),该井煤储层镜质组最大反射率为 1.90%,在区内具有代表性。基于变温压等温吸附实验结果,考虑孔隙压缩性,初始孔隙率为 4.40%,含水饱和度为 41.34%,储层压力梯度为 0.01 MPa/m,采用 S-DR 模型^[23]和公式(1)分别计算了吸附气和游离气随深度的动态变化规律,

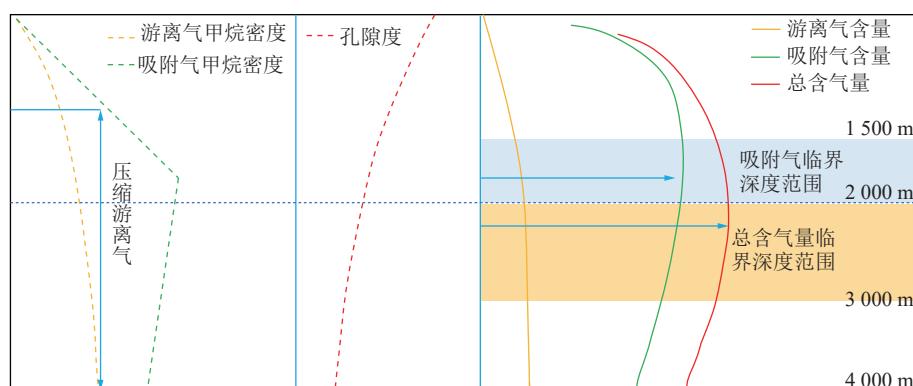


图 12 深部煤层气深度效应下不同赋存态含量随深度的分配模式

Fig.12 Distribution pattern of different occurrence state content with depth under the depth effect of deep coalbed methane

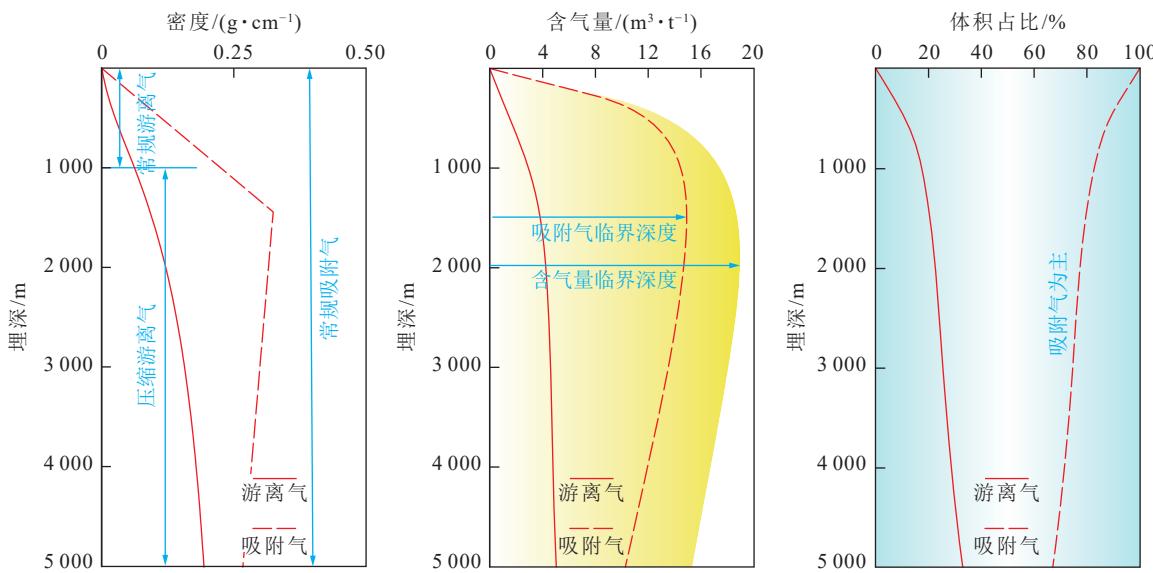


图 13 研究区典型井 M172 深部煤层气不同赋存态预测

Fig.13 Prediction of different occurrence states of deep coalbed methane in typical well M172 in the study area

计算结果显示:其吸附气临界转换深度为 1 500 m,总含气量临界深度为 2 000 m 左右。游离气由于孔隙率的衰减,在 2 000 m 后趋缓,占比随埋深增加而增大,但仍以吸附气为主。综合以上因素,2 000 ~ 3 000 m 深度范围内,吸附气、游离气和总含气量均较高。3 000 m 以深,深度效应加剧,温度增加,煤储层更为致密,孔隙率较低,导致吸附气含量逐渐降低,游离气含量增加趋缓,总含气量缓慢降低,测试含气量往往低于 20 m³/t(图 11)。

3.2.3 保存效应

保存条件对于游离气占比高的深部煤层气富集来说具有重要意义。在页岩气选区评价中,保存条件是一个重要评价参数^[24-25],以此理念指导了后期甜点区的优选。深部煤层气保存条件与多方面地质因素有关,包括煤岩组合(顶底板封盖性)、断裂、地下水活动及成藏演化过程等。鄂尔多斯盆地内部构造较为简单,煤层受构造影响较小^[22]。盆地成藏演化过程中最大埋深有差异^[26],体现在煤变质程度有差异,但抬升时间一致,均在燕山期,盆地内抬升差异较小,成藏演化对于煤层气保存影响较小。研究区主力煤层聚煤期和聚煤期后,南北沉积相变较为明显,为浅水三角洲-潮坪-开阔潮下环境,煤岩组合类型多样,煤岩组合对煤层气的保存更为重要。

研究区煤岩组合类型中,煤层顶板对后期煤层气的盖层封闭最为关键,在煤层气保存条件研究中研究者更关注顶板岩性对下伏煤层中煤层气的封盖研究。且研究区主力煤层 8 号煤层底板普遍发育一层根土岩,为含植物根茎化石的泥岩。为此这里主

要关注顶板和煤层的组合关系。研究区煤灰、煤泥及煤灰-煤泥组合的封盖性最好,实际的气测录井也显示,气测峰值高的井往往是这些组合。以上组合主要分布在盆地的中部和南部,而煤砂等组合封盖性相对较弱,主要分布在盆地的西部和北部。中国石油长庆油田绥德、米脂和纳林北区块主要分布在煤灰和煤泥组合区域。

研究区煤系地层地下水矿化度可反映其保存条件,往往矿化度越高,地下水滞留程度越高,地层封闭性越好,保存条件越好。从研究区本溪组煤系地层地下水矿化度等值线图来看(图 14a),地下水矿化度均较高,基本都在 20 g/L 以上,远远高于浅部煤层水矿化度,反映了深部较好的保存条件。其中绥德、临县、靖边、横山一带矿化度最高,在 200 g/L 以上,尤其是在 2 000 ~ 3 000 m 深度范围内,煤灰组合区域内矿化度高。且整体表现出鄂尔多斯盆地西部深部向盆地东部浅部矿化度逐渐增高的特殊趋势,这种现象在盆地油气聚集演化过程中较为常见^[27-28]。早期在研究鄂尔多斯盆地上古生界深盆气藏流体动力场时,采用多种计算方法,初步明确了鄂尔多斯盆地从东,东北盆地边缘到盆地深部存在大气水下渗-向心流区、离心流与向心流汇合形成的越流泄水区和离心流区,这 3 个水文单元决定了气藏中的气水分布^[29-30],也在一定程度上决定了地下水化学场的平面特征。据此推测上古生界煤岩层在沉积压实演化过程中压实离心流由盆地深部向盆地浅部在压差作用下侧向运移,在盆地东部浅部封盖性好的区域与大气降水向心流汇合形成越流泄水区,在离心流和

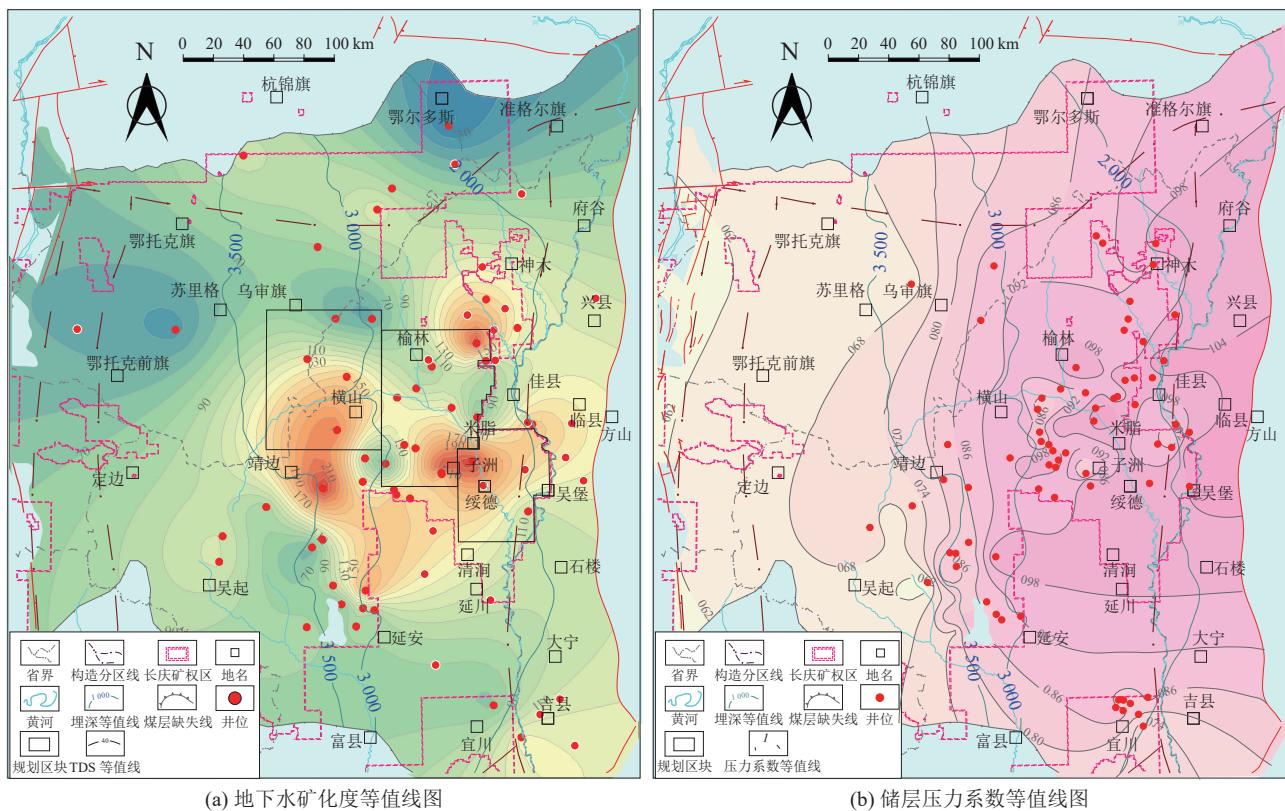


图 14 研究区本溪组煤系地层地下水矿化度等值线图

Fig.14 Groundwater salinity contour map and reservoir pressure coefficient contour map of Benxi Formation coal measure strata

向心流流动过程中地下水不断浓缩、盐化,在越流泄水区往往形成高浓缩、高盐化地下水。越流泄水区地下水滞留程度高矿化度往往最高,同时也是气藏聚集的有利区域^[30]。

储层压力系数是流体富集及保存条件的综合直观表现。通常来说,保存条件好压力系数高,保存条件较差压力系数较低。鄂尔多斯盆地本溪组煤储层压力系数介于0.37~1.20,平均0.89,表现为欠压-正常储层压力特征。储层压力系数与现今埋深呈现出一定的负相关关系。从研究区本溪组煤系储层压力系数等值线图来看(图14b),从盆地东部到盆地西部压力系数逐渐降低,以埋深3000 m为界,3000 m以浅压力系数比较高,压力系数在0.9以上,3000 m以深,尤其是3500 m以深,压力系数较低,低于0.74,压力系数高值区往往在煤灰、煤泥组合区域。这一变化趋势与地下水矿化度变化趋势较为吻合,地下水矿化度高值区压力系数较大。

整体而言,煤砂组合的煤层气井测试含气量往往低于20 m³/t,而煤泥、煤灰和煤泥-煤灰组合的煤层气井测试含气量往往高于20 m³/t。煤砂组合区域离物源较近,煤储层灰分含量较高,也是导致其含气量较低一个原因。同时结合地下水矿化度和储层压

力系数分析,盆地的中东部煤层气保存条件更为优越,而盆地西部边缘断裂发育,可能会导致盆地西部接近断裂区域煤层气的逸散,保存条件变差,储层压力系数变小(图14b)。

3.3 富集模式

深部煤层气富集是3种效应的叠加作用表现。物质组分效应主要体现在灰分和煤变质程度对含气性的控制,主要受控于原始沉积作用和埋藏演化史,与浅部煤层气一样,是决定含气量大小的基础因素。深度效应则是深部煤层气富集的特有效应,主要体现在深部煤层气不同赋存态在高温、高压和变孔隙率条件下的动态调整分配。保存效应对于深部煤层气富集则更为关键,深部游离气相对浅部占比的提高,需要建立在较好的保存条件基础上。

基于以上考虑,主要耦合深度效应和保存效应,以埋深2000、3000 m与不同保存类型做交叉分析。其中2000~3000 m与煤灰、煤泥、煤灰-煤泥组合类型重叠部分,为深部煤层气最为富集区,保存条件好,压力系数较高,地下水矿化度大,煤层气深度带处于临界深度范围内,煤层气含量高于20 m³/t,游离气含量高,吸附气含量高,游离气占比为20%~30%,目前最新的实测结果也进一步验证了这一结论,

高值区基本在这一区域。同时在这一区域的深部煤层气井开发效果良好,中国石油长庆油田在绥德、米脂区块实施深部煤层气评价井20多口,其中多口井初期高峰日产气量在10万m³以上。同样的2000m以深深部煤层气取得规模开发的大宁—吉县深部区块也临近这一区域。3000m以深与煤灰、煤泥组合重叠部分,是深部煤层气相对富集区,保存条件好,但受深度效应,煤层气含量相对较低,低于20m³/t,游离气含量在孔隙率和温度、压力效应下,增加趋缓,由于吸附气的衰减,游离气占比可达到35%以上,在接近盆地西部区域保存条件变差,含气量预测较低。

在这里需要特别强调的是3000以深,尽管含气量相对2000~3000m降低,但由于地层温度更高,高温作用下吸附气的可解吸性更强,气水两相共渗区间增大,水气黏度比及界面张力相对较低,更有利煤层中气水渗流。相对富集区仍具有高产的潜力,以纳林区块NL1H和HT8井为例,埋深分别在3200和3500m左右,两井初期高峰日产气量分别达到了5.4万m³和18.2万m³^[3]。同样2000m~3000m与煤砂组合重叠区,是深部煤层气相对富集区,受保存效应影响,煤层气含量相对较低,低于20m³/t(图15)。

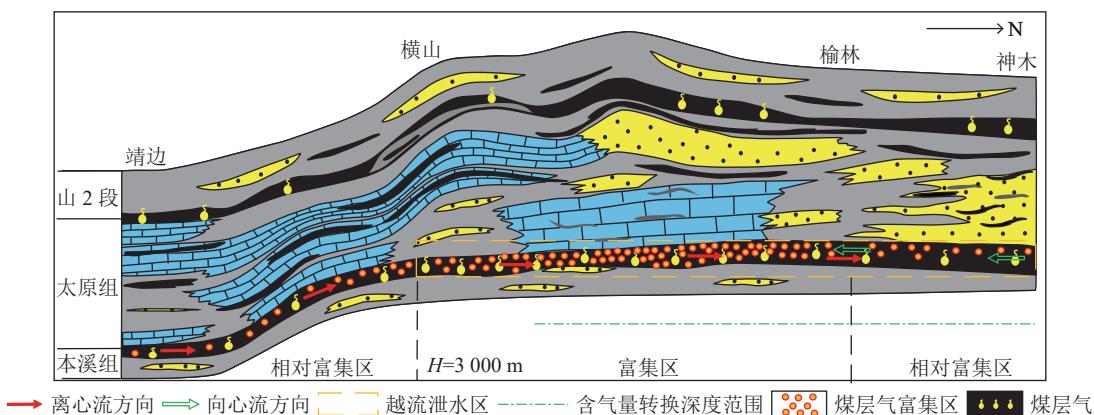


图15 鄂尔多斯盆地深部煤层气富集模式
Fig.15 Deepcoalbed methane enrichment pattern in the Ordos Basin

4 结 论

1)研究区本溪组8煤煤储层镜质组最大反射率主要介于1.08%~2.97%,平均为2.0%,主要为瘦煤和贫煤。灰分介于6.84%~35.68%,平均为17.97%,主要为低中灰分煤。孔隙率介于1.56%~8.36%,平均为5.79%。平均含气量(空气干燥基(ad))介于7.64~33.48m³/t,平均为18.1m³/t,干燥无灰基(daf)含气量介于9.27~42.5m³/t,平均为23m³/t。甲烷浓度介于62.02%~98.78%,平均为90.97%。整体上含气量高,甲烷浓度高。

2)物质组分效应、深度效应和保存效应是影响深部煤层气差异富集的“三种控制效应”。物质组分是控制煤层气富集的主要因素,低灰分、高变质煤储层含气量高。深度效应则是叠加孔隙率、温度和压力的综合效应,孔隙率随埋深增加而衰减,导致游离气随埋深增加会趋缓,吸附气存在明显的临界转换深度,总含气量临界转换深度深于吸附气临界转换深度,一般在2000~3000m,在此埋深范围内,总含气量较高。3000m以深,深度效应加剧,总含气量缓慢降低,往往低于20m³/t。

3)煤岩组合类型是保存效应中的关键因素,而地下水矿化度和压力系数则是保存效应的重要外在显示。煤岩组合类型中煤泥、煤灰和煤泥-煤灰具有良好封盖性,地下水矿化度高,压力系数较大,2000~3000m埋深范围内,总含气量往往高于20m³/t,煤砂组合类型封盖性相对较弱,地下水矿化度相对较低,含气量往往低于20m³/t。耦合深度效应和保存效应,提出了鄂尔多斯盆地深部煤层气富集模式。

参考文献(References):

- [1] 贾爱林,程刚,陈玮岩,等.双碳背景下中国天然气供需形势预测[J].石油勘探与开发,2023,50(2):431~440.
JIA Ailin, CHENG Gang, CHEN Weiyan, et al. Forecast of natural gas supply and demand in China under the background of “Dual Carbon Targets” [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(2): 431~440.
- [2] 戴金星,倪云燕,董大忠,等.“十四五”是中国天然气工业大发展期:对中国“十四五”天然气勘探开发的一些建议[J].天然气地球科学,2021,32(1):1~16.
DAI Jinxing, NI Yunyan, DONG Dazhong, et al. 2021-2025 is a period of great development of China’s natural gas industry: Suggestions on the exploration and development of natural gas during

- the 14th Five-Year Plan in China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(1): 1–16.
- [3] 罗平亚, 朱苏阳. 中国建立千亿立方米级煤层气大产业的理论与技术基础[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1755–1763.
- LUO Pingya, ZHU Suyang. Theoretical and technical fundamentals of a 100 billion-cubic-meter-scale large industry of coalbed methane in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1755–1763.
- [4] 张道勇, 朱杰, 赵先良, 等. 全国煤层气资源动态评价与可利用性分析[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(6): 1598–1604.
- ZHANG Daoyong, ZHU Jie, ZHAO Xianliang, et al. Dynamic assessment of coalbed methane resources and availability in China[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(6): 1598–1604.
- [5] 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.
- [6] 徐凤银, 肖芝华, 陈东, 等. 我国煤层气开发技术现状与发展方向[J]. *煤炭科学技术*, 2019, 47(10): 205–215.
- XU Fengyin, XIAO Zhihua, CHEN Dong, et al. Current status and development direction of coalbed methane exploration technology in China[J]. *Coal Science and Technology*, 2019, 47(10): 205–215.
- [7] 申建. 我国主要盆地深部煤层气资源量预测[R]. 徐州: 中国矿业大学, 2021.
- [8] 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.
- [9] 徐凤银, 王成旺, 熊先锐, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气成藏演化规律与勘探开发实践[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1764–1780.
- XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyue, et al. Evolution law of deep coalbed methane reservoir formation and exploration and development practice in the eastern margin of Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1764–1780.
- [10] 熊先锐, 闫霞, 徐凤银, 等. 深部煤层气多要素耦合控制机理、解吸规律与开发效果剖析[J]. *石油学报*, 2023, 44(11): 1812–1826, 1853.
- XIONG Xianyue, YAN Xia, XU Fengyin, et al. Analysis of multi-factor coupling control mechanism, desorption law and development effect of deep coalbed methane[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1812–1826, 1853.
- [11] 安琦, 杨帆, 杨睿月, 等. 鄂尔多斯盆地神府区块深部煤层气体积压裂实践与认识[J]. *煤炭学报*, 2024, 49(5): 2376–2393.
- AN Qi, YANG Fan, YANG Ruiyue, et al. Practice and understanding of deep coalbed methane massive hydraulic fracturing in Shenhua Block, Ordos Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(5): 2376–2393.
- [12] 明盈, 孙豪飞, 汤达祯, 等. 四川盆地二叠统龙潭组深-超深部煤层气资源开发潜力[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(2): 102–112.
- MING Ying, SUN Haofei, TANG Dazhen, et al. Potential for the production of deep to ultradeep coalbed methane resources in the Upper Permian Longtan Formation, Sichuan Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 102–112.
- [13] 郭绪杰, 支东明, 毛新军, 等. 准噶尔盆地煤岩气的勘探发现及意义[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(6): 38–49.
- GUO Xujie, ZHI Dongming, MAO Xinjun, et al. Discovery and significance of coal measure gas in Junggar Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(6): 38–49.
- [14] 李曙光, 王成旺, 王红娜, 等. 大宁—吉县区块深层煤层气成藏特征及有利区评价[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(9): 59–67.
- LI Shuguang, WANG Chengwang, WANG Hongna, et al. Reservoir forming characteristics and favorable area evaluation of deep coalbed methane in Daning-Jixian Block[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(9): 59–67.
- [15] 陈河青, 杨兆彪, 李道清, 等. 新疆准噶尔盆地白家海凸起深部煤层气孔渗系统特征[J]. *煤田地质与勘探*, 2024, 52(6): 33–43.
- CHEN Heqing, YANG Zhaobiao, LI Daoqing, et al. Characteristics of the pore and seepage system of deep coalbed methane in the Baijiahai uplift, Junggar Basin, Xinjiang[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(6): 33–43.
- [16] 高向东, 孙昊, 王延斌, 等. 临兴地区深部煤储层地应力场及其对压裂缝形态的控制[J]. *煤炭科学技术*, 2022, 50(8): 140–150.
- GAO Xiangdong, SUN Hao, WANG Yanbin, et al. *In-situ* stress field of deep coal reservoir in Linxing Area and its control on fracturing crack[J]. *Coal Science and Technology*, 2022, 50(8): 140–150.
- [17] 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.
- [18] 郭涛. 深部煤层气赋存态及其含量预测模型[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2021: 74–90.
- GUO Tao. Occurrence and content prediction model of deep coalbed methane[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2021: 74–90.
- [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] 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.
- [21] 江同文,熊先锐,金亦秋.深部煤层气地质特征与开发对策[J].*石油学报*,2023,44(11):1918–1930.
- JIANG Tongwen, XIONG Xianyue, JIN Yiqiu. Geological characteristics and development countermeasures of deep coalbed methane[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1918–1930.
- [22] 杨兆彪,高为,秦勇,等.贵州深部煤层气地质特征及其资源潜力[J].*煤炭学报*,2024,49(S1):348–361.
- YANG Zhaobiao, GAO Wei, QIN Yong, et al. Geological characteristics and resource potential of deep coalbed methane in Guizhou[J]. *Journal of China Coal Society*, 2024, 49(S1): 348–361.
- [23] 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.
- [24] 郭旭升.南方海相页岩气“二元富集”规律:四川盆地及周缘龙门溪组页岩气勘探实践认识[J].*地质学报*,2014,88(7):1209–1218.
- GUO Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in Southern China—understanding from the longmaxi formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2014, 88(7): 1209–1218.
- [25] 姜振学,宋岩,唐相路,等.中国南方海相页岩气差异富集的控制因素[J].*石油勘探与开发*,2020,47(3):617–628.
- JIANG Zhenxue, SONG Yan, TANG Xianglu, et al. Controlling factors of marine shale gas differential enrichment in Southern China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(3): 617–628.
- [26] 许浩,汤达祯,陶树,等.深、浅部煤层气地质条件差异性及其形成机制[J].*煤田地质与勘探*,2024,52(2):33–39.
- XU Hao, TANG Dazhen, TAO Shu, et al. Differences in geological conditions of deep and shallow coalbed methane and their formation mechanisms[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(2): 33–39.
- [27] 焦大庆,李梅,慕小水,等.渤海湾盆地东濮凹陷南部地区古水动力演化与油气运聚[J].*石油与天然气地质*,2014,35(5):585–594.
- JIAO Daqing, LI Mei, MU Xiaoshui, et al. Evolution of paleo-hydrodynamics and hydrocarbon migration and accumulation in southern Dongpu Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(5): 585–594.
- [28] 李梅,金爱民,楼章华,等.准噶尔盆地地层流体特征与油气运聚成藏[J].*石油与天然气地质*,2012,33(4):607–615.
- LI Mei, JIN Aimin, LOU Zhanghua, et al. Formation fluid characteristics and hydrocarbon migration and accumulation in Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2012, 33(4): 607–615.
- [29] 朱蓉,楼章华,金爱民,等.鄂尔多斯盆地上古生界深盆气藏流体动力学特征及成藏过程分析[J].*地质科学*,2003,38(1):31–43.
- ZHU Rong, LOU Zhanghua, JIN Aimin, et al. Analysis on fluid dynamics and formation process of deep basin gas trap in upper Paleozoic of the Ordos basin[J]. *Scientia Geologica Sinica*, 2003, 38(1): 31–43.
- [30] 楼章华,朱蓉,金爱民,等.沉积盆地地下水与油气成藏—保存关系[J].*地质学报*,2009,83(8):1188–1194.
- LOU Zhanghua, ZHU Rong, JIN Aimin, et al. Relationship between groundwater and hydrocarbon accumulation-preservation in sedimentary basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2009, 83(8): 1188–1194.
- [31] 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.