

文章编号: 1001-1986(2019)02-0111-10

豫东地区煤系烃源岩有机质特征与煤系气资源潜力

杨燕青¹, 张小东^{1,2}, 许亚坤³, 张 鹏³, 王 昆³, 朱春辉¹

(1. 河南理工大学能源科学与工程学院, 河南 焦作 454000; 2. 中原经济区煤层(页岩)气河南省协同创新中心, 河南 焦作 454000; 3. 河南省地质矿产勘查开发局第四地质矿产调查院, 河南 商丘 476000)

摘要: 为了评价豫东地区煤系烃源岩生烃潜力, 基于有机碳含量(TOC)、镜质体反射率、干酪根类型及显微组成等测试分析结果, 探讨了豫东地区不同区块煤系烃源岩的有机地球化学特征, 对比分析了不同区块煤系气资源潜力, 提出煤系气勘探有利区块。结果表明: 区内煤系烃源岩的有机碳含量偏低(小于 1.5%); 干酪根类型以 I型为主, 偶见 II₂型干酪根, 利于生气; 煤系经历了中二叠-中晚三叠世和晚侏罗-早白垩世 2 个大量生烃阶段, 烃源岩热演化程度较高, 镜质体反射率(R_{ran})为 1.44%~3.80%, 平均 2.83%, 有机质进入高成熟-过高成熟阶段, 生烃量较充足。总体上, 区内烃源岩生烃潜力属于差-中级别, 砂泥岩储集性能相对较好, 含气量高。煤系盖层主要为封盖性好的细砂岩、煤层、泥质岩类, 煤系烃源岩气体保存条件好。研究认为研究区的睢西区块烃源岩具有埋藏深度较浅、有效厚度大、孔隙度高、含气量和含气饱和度高、有机质成熟度高的特点, 为豫东煤系气勘探的有利区块。

关 键 词: 豫东地区; 煤系气; 烃源岩; 沉积有机质; 资源潜力

中图分类号: P618.12 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1001-1986.2019.02.018



The characteristics of organic matter in coal-measure source rocks and coal-measure gas resource potential in eastern Henan Province

YANG Yanqing¹, ZHANG Xiaodong^{1,2}, XU Yakun³, ZHANG Peng³, WANG Kun³, ZHU Chunhui³

(1. School of Energy Science and Engineering, Henan Polytechnic University, Jiaozuo 454000, China; 2. Collaborative Innovation Center of Coalbed Methane(Shale Gas) in Central Plains Economic Zone, Jiaozuo 454000, China;
3. No.4 Institute of Geological and Mineral Resources Survey of Henan, Shangqiu 476000, China)

Abstract: In order to evaluate the hydrocarbon generation potential of coal-measure source rocks in eastern Henan Province, based on the measurement results of organic carbon content, vitrinite reflectance and the identification of maceral and type of kerogen in source rocks, the organic geochemical characteristics and the resource potential of coal-measure gas in different blocks of eastern Henan Province were comprehensively analyzed, and favorable blocks for coal-measure gas exploration were designated. The results show that the organic carbon mass fraction of coal-measure source rocks presents low as a whole (less than 1.5%). Kerogen in coal-measures source rocks is mainly of type III and II₂ can be locally seen in the source rocks, so it can be concluded the source rocks are favorable for hydrocarbon generation. The coal-measure strata has undergone twice mass hydrocarbon generation stage (Middle Permian to Middle-Late Triassic and Late Jurassic to Early Cretaceous), the thermal evolution extent of source rocks is relatively high. The vitrinite reflectance ranges from 1.44% to 3.80% and 2.83% in average, so the organic matter is classified form the high mature to over high mature stage, hydrocarbon generation is adequate. As a whole, the hydrocarbon generation potential of source rocks in the area belongs to bad-medium standard, sandstone and mudstone reservoir property is relatively good, gas content is high. The coal measures are mainly fine sandstone, coal seam, mudstone with good sealing property, which have good preservation conditions. The study shows that the hydrocarbon source rocks in Suixi block are characterized by shallow burial depth, large ef-

收稿日期: 2018-05-31

基金项目: 国家自然科学基金项目(41372162)

Foundation item : National Natural Science Foundation of China(41372162)

第一作者简介: 杨燕青, 1993 年生, 男, 山西晋城人, 硕士研究生, 从事煤层气地质勘探及开发工作. E-mail : 15235625207@163.com

引用格式: 杨燕青, 张小东, 许亚坤, 等. 豫东地区煤系烃源岩有机质特征与煤系气资源潜力[J]. 煤田地质与勘探, 2019, 47(2) : 111-120.

YANG Yanqing, ZHANG Xiaodong, XU Yakun, et al. The characteristics of organic matter in coal-measure source rocks and coal-measure gas resource potential in eastern Henan Province[J]. Coal Geology & Exploration, 2019, 47(2) : 111-120.

fective thickness, high porosity, high gas content and high gas saturation, high maturity of organic matter, are favorable blocks for the exploration of coal-measure gas in eastern Henan Province.

Keywords: eastern Henan Province; coal-measure gas; source rock; sedimentary organic matter; resource potential

煤系气是地质历史时期，煤系烃源岩母质在生物化学、物理化学煤化作用过程中演化生成、并赋存在煤系中的非常规天然气^[1]。依据目前储集的层位，分为煤层气、煤系砂岩气、煤系灰岩气和泥页岩气等。我国以往煤系气的勘探开发主要集中于煤层气，评价对象和开采目的层主要为煤层，因煤储层的“三低一高”特性(储层压力、渗透性、含气饱和度低，地应力高)，开发效果普遍不佳，仅在沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘及铁法等局部含煤盆地实现产业化开发。近年来，随着非常规能源勘探开发研究的不断深入，煤系气的勘探开发得到广泛关注^[2-3]。

豫东地区隶属华北晚古生代聚煤盆地的组成部分，前期煤层气资源评价结果表明，区内煤层埋深大、含气性较差、资源丰度较低，煤层气开发潜力不大。但研究发现，豫东地区煤系具有较好的生烃、储集、封盖条件^[5]，能否形成页岩气、致密砂岩气藏，尚需进一步研究。鉴于此，基于豫东地区煤田地质、煤层(页岩)气勘探资料，借助现代测试手段，探讨煤系烃源岩的地球化学特征、生烃演化过程，以及储集层物性和含气性特征，估算不同区段煤系气的资源量，初步评价煤系烃源岩生烃潜力，优化出下步勘探开发目标区。研究成果将对豫东及周边地区煤系气资源勘探开发提供借鉴。

1 地质概况

豫东地区位于河南省东部开封、商丘至永城一线，隶属于中朝准地台之二级构造单元鲁西台隆及华北坳陷，从北向南次级构造单元依次为开封凹陷、通许凸起、永城断褶带和周口凹陷，呈“两凹夹一隆”形态。区内大部分褶皱为低幅度、延伸不远的背、向斜或鼻状构造，主要发育近 NNE—NE、NW 及近 EW 3 个方向的断裂(图 1)，断距大、延伸远，且多为正断层。

区内地层为华北平原地层分区—豫东小区及鲁西地层分区—徐州小区，缺失奥陶系上统及石炭系下统。全区大部被新生界地层覆盖，厚度大(300~1 800 m)。含煤地层为晚古生界石炭系上统—二叠系下统太原组、二叠系下统山西组和下石盒子组，其中，太原组厚 88.35~168.49 m，由较稳定的薄—中厚层状灰岩及灰黑色泥岩、砂质泥岩及粉、细砂岩组成，发育一煤组，含薄煤 1~7 层；山西组厚 67.67~139.95 m，主要由灰—深灰色泥岩、砂质泥岩、粉砂岩、细—中

粒砂岩及煤层组成，其中二₁、二₂ 煤层为主要可采煤层。下石盒子组岩性组合以深灰—灰黑色泥岩、浅灰—深灰色泥岩、砂质泥岩为主，仅三煤段在研究区东部局部可采，含煤 1~7 层。

根据区内主要断裂构造线、煤层底板等高线将豫东地区划分为 3 个亚区块，自西向东依次为睢西、胡襄、永夏区块(图 1)。

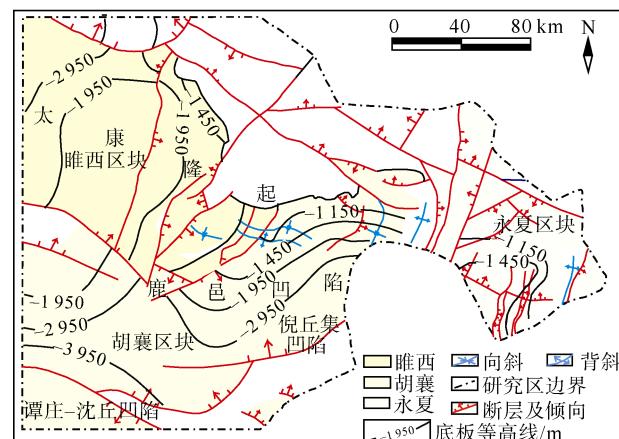


图 1 豫东地区构造分布图

Fig.1 Tectonic distribution in eastern Henan Province

2 有机质特征

2.1 样品测试

烃源岩中有机碳质量分数测定执行 GB/T 19145—2003《沉积岩中总有机碳的测定》，测试仪器为 CS-230 碳分析仪(6298)；干酪根显微组分及有机质类型鉴定测试依据 SY/T 5125—1996《透射光—荧光干酪根显微组分鉴定及类型划分方法》，测试设备及编号为荧光显微镜 LABORLUX 12 POL；烃源岩中干酪根的镜质体反射率测定执行石油天然气行业标准 SY/T 5124—2012《沉积岩中镜质体反射率测定》，测试仪器为显微镜光度计(MPV-3)，样品测试均在长江大学完成。泥岩中干酪根的分离依据 GB/T 19144—2010《沉积岩中干酪根分离方法》，在美产 CE-440 有机元素分析仪上进行干酪根样品 C、H、N 及 O 的元素分析，检测依据为 GB/T 19143—2003《岩石有机质中碳、氢、氧、氮元素分析方法》，测试单位为中原油田勘探开发研究院。

2.2 有机质特征

2.2.1 有机质丰度

南华北盆地烃源岩有机质丰度研究表明^[5]，纵向上，地层由老到新，烃源岩质量逐渐变差，太原

组和山西组烃源岩可达到较好等级，而下石盒子组烃源岩较差。

根据煤系泥岩样的 TOC 测试结果(表 1)，依据华北地区煤系烃源岩有机质丰度评价标准^[6]，认为区内煤系烃源岩的 TOC 含量整体偏低，但不同区块略有差异：睢西区块，烃源岩的 TOC 质量分数平均 1.80%，其中，山西组 TOC 质量分数为 0.22%~3.87%，属于差-中等烃源岩；太原组 TOC 质量分数为 0.67%~3.46%，平均 2.21%，为中等烃源岩。

胡襄区块烃源岩 TOC 质量分数相对较高，但不同层位的差异性较大。如下石盒子组烃源岩的 TOC

质量分数最低，平均在 0.46%，为非-差等烃源岩；而山西组、太原组的 TOC 含量明显较高，为中-好等烃源岩。

永夏区块的烃源岩 TOC 质量分数变化最大，其中，下石盒子组 TOC 含量变化最为明显，最小仅为 0.47%，最高达 11.50%，属于差-好烃源岩；山西组 TOC 质量分数平均为 1.25%，总体属于差-中等烃源岩；太原组总体上为差-中等烃源岩。根据不同层段的烃源岩 TOC 差异分析，由上到下，TOC 含量逐渐增大。相比而言，太原组烃源岩中的 TOC 含量变化最小，下石盒子组内烃源岩的变化最大。

表 1 豫东煤系烃源岩特征
Table 1 The characteristics of coal-measure source rocks in eastern Henan Province

区块	钻孔号	层位	埋深/m	岩性	TOC 质量分数平均值/%	TOC 质量分数总平均值/%	烃源岩级别
睢西	zk6404、	山西组	1 322.1~1 406.9	泥岩	0.22~3.87/1.53(6)	0.22~3.87/1.80	差-中等烃源岩
	zk1760	太原组	1 392.6~1 468.7	泥岩	0.67~3.46/2.21(4)		中等烃源岩
胡襄	zk4003、 zk7004	下石盒子组	1 144.9~1 183.2	泥岩	0.23~0.76/0.46(3)	0.22~6.45/2.21	非-差等烃源岩
		山西组	1 209.7~1 317	泥岩	0.22~6.45/3.30(5)		中-好等烃源岩
	zk1602、 zk0403、 zk0901	太原组	1 284.7	泥岩	2.05~2.05/2.05(1)		中等烃源岩
永夏	zk1602、 zk0403、 zk0901	下石盒子组	731.0~947.1	泥岩、炭质泥岩	0.47~11.5/4.28(5)	0.47~11.5/2.34	差-好等烃源岩
		山西组	847.8~1 034.1	泥岩	0.63~2.08/1.25(5)		差-中等烃源岩
		太原组	944.2~1 177.5	泥岩	0.93~3.48/1.80(8)		差-中等烃源岩

注：0.47~11.5/4.28(5)表示最小值~最大值/平均值(样品数)，其他相同。

2.2.2 有机质类型

豫东煤系烃源岩中干酪根含量测试结果见表 2。根据类型指数计算结果，烃源岩干酪根类型指数 TI 多小于 0，以Ⅲ型干酪根为主。各区块烃源岩干酪根组分差异不大，均呈现镜质组含量占优势，生烃潜力较强，惰质组质量分数较低，一般不超过

10%。对比各层位烃源岩干酪根含量，惰质组具有从底部太原组向顶部下石盒子组逐渐增高的趋势，镜质组含量在各个地层中含量差别较小，干酪根中显微组分以无定形体占有较高比例(50%左右)。

将选取的泥岩粉碎至 80~100 目(150~180 μm)置于反应容器，加蒸馏水充分浸泡，按每克岩样中配入 6~8 mL 盐酸，在 60~70℃ 下搅拌 1~2 h，使碳酸盐岩充分分解，之后按每克岩样中加入按浓度为 6 mol/L 的盐酸 2.4 mL 和质量分数 40% 的氢氟酸 3.6 mL 的配比，在 60~70℃ 下搅拌 2 h，除去酸液，用 1 mol/L 盐酸洗涤 3 次，除去清液。重复以上操作，用蒸馏水洗涤至中性，除去硅酸盐和碳酸岩类矿物，烘干提纯制备干酪根。

干酪根元素分析表明(图 2)，泥岩干酪根具有氢低、氧高、氢碳原子比较低的特点。氢碳原子比值为 0.38~0.49，氧碳原子比值为 0.08~0.13，也说明干酪根类型为腐殖型干酪根(Ⅲ型)。

2.2.3 有机质成熟度

有机质成熟度是衡量烃源岩实际生烃能力的重要指标之一，是油气勘探是否成功的关键参考因素^[7-8]。目前使用较多且为大家普遍接受的热演化指标有镜

表 2 研究区煤系烃源岩有机质显微组成

Table 2 Organic maceral contents in coal-measure source rocks in the study area

层位	地区	干酪根显微组分体积分数/%			
		壳质组	镜质组	惰质组	无定形体
下石盒子组	胡襄	—	29~49	6~10	41~65
	永夏	—	29~40	8~12	52~59
平均值		—	38.2	8.4	53.4
山西组	睢西	—	40	4	56
	胡襄	—	38~55	7~10	35~55
	永夏	—	30~35	9~10	56~60
平均值		—	40	8	51.2
太原组	睢西	—	30~40	6~7	54~64
	永夏	—	35~37	8~10	55~56
	平均值	—	36	6	56.5

注：29~49 表示最小值~最大值，其他相同。

质体反射率 R 、热解峰温 T_{max} ^[9]。区内烃源岩镜质体反射率(R_{ran})测试结果见图 3。

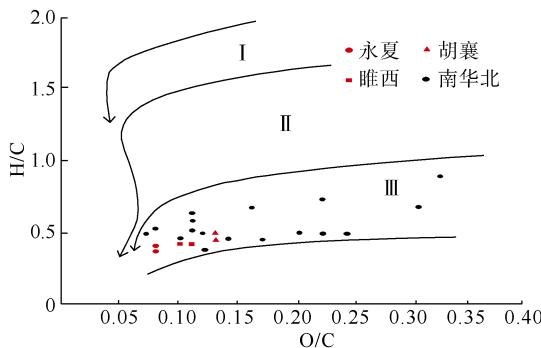


图 2 豫东地区泥岩干酪根元素分布图

Fig.2 Element distribution of kerogen in mudstone in eastern Henan Province

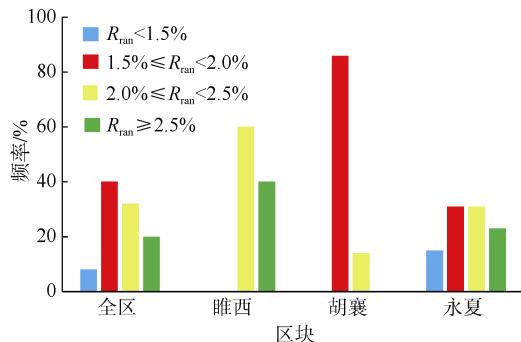


图 3 豫东煤系烃源岩有机质成熟度频率分布直方图

Fig.3 The frequency distribution histogram of the organic matter maturity in coal-measure source rocks in eastern Henan Province

由图 3 可见，豫东地区烃源岩的成熟度普遍较高， R_{ran} 介于 1.44%~3.56%，多为 1.50%~2.50% 的中-高成熟阶段，生烃演化为湿气-干气的热降解-热裂解阶段。其中，睢西区块烃源岩有机质 R_{ran} 最高，均超过 2.00%，最高可达 3.56%，平均 2.75%，总体为过高成熟阶段，进入生干气的热裂解阶段。永夏区块次之， R_{ran} 为 1.44%~2.67%，平均 2.02%。其中超过 54% 的泥岩样进入过高成熟的干气生成阶段。胡襄区块烃源岩有机质 R_{ran} 最低，多处于 1.5%~2.0%，占测试样品的 86%，部分样品 $R_{ran}>2.0\%$ ，平均 1.82%，整体处于中-高成熟阶段。

对比不同层位烃源岩有机质成熟度(图 4)，山西组烃源岩有机质成熟度最高，烃源岩有机质 R_{ran} 为 1.59%~3.56%，平均 2.33%。其中， $R_{ran}>2.0\%$ 的样品占 56%，且多超过 2.5%，达到过高成熟阶段；太原组次之，烃源岩有机质 R_{ran} 为 1.44%~2.67%，平均 2.08%， $R_{ran}>2.0\%$ 的样品占 70%，且多为 2.0% 左右，成熟度略低于山西组。分析其原因，一是山西组和太原组可能受不同沉积环境影响，导致太原组镜质体反射率出现低值反常现象，镜质体反射率抑

制作用明显^[10]；二是与区域构造热演化或岩浆活动有关。下石盒子组烃源岩有机质 R_{ran} 变化于 1.44%~2.65%，平均 1.83%，烃源岩演化阶段可划为高成熟阶段。

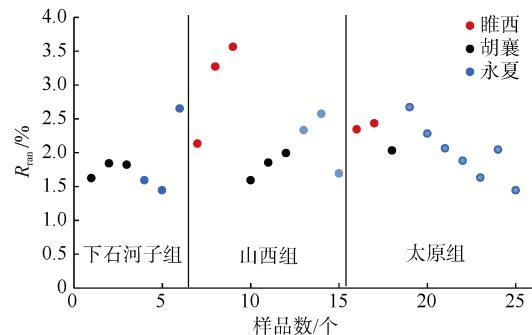


图 4 不同地层烃源岩有机质成熟度

Fig.4 Organic matter maturity in source rocks of different formations in eastern Henan Province

3 煤系气资源潜力评价

3.1 生烃过程及生烃潜力

3.1.1 烃源岩

区内烃源岩主要为煤层和暗色泥岩(包括炭质泥岩)。煤系厚约 800~950 m，分布稳定，含煤性好。相比而言，泥岩厚度大(约 132 m)，但有机质含量较低。共含煤 10~19 层，累计厚度达 13.33 m，主要含煤段为一—三煤组。其中，二叠系山西组二煤段为主要可采煤层，厚度约 5.58 m，全区分布稳定，为区内主要烃源岩。

3.1.2 生烃过程

应用 PetroMod 软件对不同区段内二叠系山西组煤系埋藏史、热演化史进行了反演(图 5)，结果显示，二叠系以来，豫东地区山西组煤系可分为缓慢沉积、快速埋藏、抬升-剥蚀、再沉积 4 个阶段。

a. 缓慢沉积阶段 研究区早二叠世初期，受到扬子板块近南北向碰撞挤压，南华北地区整体抬升，海水向东南部退缩，处于海陆交互相发展阶段^[11]，开始沉积二叠纪地层。睢西、胡襄、永夏区块地层沉积速率分别为 22 m/Ma、29 m/Ma、21 m/Ma，自西向东埋深依次增大。

b. 快速沉降阶段 睢西地区在早二叠世晚期就进入了快速沉积阶段，沉积速率约 54 m/Ma；胡襄地区自中二叠世中晚期，接受快速沉积，沉积速率为 73 m/Ma；永夏地区在二叠世末才进入快速沉积阶段，沉积速率相对较小，为 70 m/Ma。

c. 抬升-剥蚀阶段 晚三叠世，扬子板块与华北板块发生自东向西的剪刀式碰撞拼接，造成华北地区东部抬升早、强度大，西部抬升晚、幅度小，直到燕山早期早-中侏罗世，扬子板块与华北板块的

碰撞挤压逐渐减弱。期间,研究区煤系不断抬升剥蚀,睢西、胡襄、永夏各区块地层的抬升速率分别为10 m/Ma、10 m/Ma、6 m/Ma,从东到西,地壳抬升接受剥蚀的程度有增大趋势。

d. 再沉积阶段 自新近纪至今,在南华北盆地区域沉降背景下,太康隆起亦整体沉降,接受新生代以来的沉积。睢西、胡襄、永夏地层沉积速率分别60 m/Ma、41 m/Ma、20 m/Ma,由东向西依次增大,而且形成了现今中西部新生界厚度大,东部较薄的地层状况。

基于热演化史模拟结果(图5),表明睢西地区煤系烃源岩成熟较早,于中二叠世发育成熟,而胡襄与永夏煤系烃源岩成熟较晚,分别于晚二叠世和早三叠世发育成熟,煤岩阶段生气量为100 m³/t。到中三叠世煤

系温度最大达到133~164°C,煤系烃源岩进入成熟-高成熟阶段,睢西地区R_{ran}达到1.41%,胡襄地区R_{ran}达到1.19%,永夏地区R_{ran}达到0.88%,该时期睢西、胡襄地区煤岩阶段生气量为102 m³/t,永夏仅为44~61 m³/t。中三叠世以后,地层抬升,地层温度下降,R_{ran}增大趋缓,阶段生烃量低。至晚侏罗—早白垩世,由于南华北北部济源-中牟-太康岩石圈变薄和地幔热流上涌,太康隆起区形成高地温场,睢西和胡襄地层温度再次升高,煤系温度达到191~208°C及以上,烃源岩进入高成熟-过成熟阶段。该阶段睢西地区煤岩阶段生烃量为149 m³/t,胡襄地区为69 m³/t,而永夏地区岩浆活动频繁,热演化程度最大,阶段生烃量为120~190 m³/t。早白垩世以后,随着地层的抬升和地温的降低,基本不再生烃。

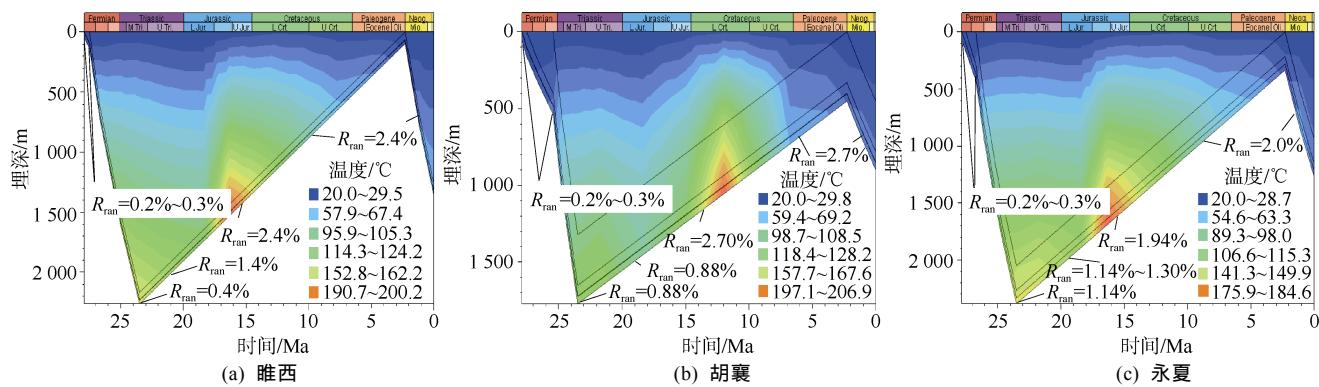


图5 豫东区煤系埋藏史、热演化史、生烃史

Fig.5 Burial history, thermal evolution history and hydrocarbon generation history of coal-measure strata in eastern Henan Province

综上,豫东煤系经历了中二叠—中晚三叠世和晚侏罗—早白垩世2个主要生烃期,且从西向东,生烃高峰期逐渐变晚。总体上,第1期生烃高峰始于煤系盖层形成之后,主要是因为埋深增加地温增大引起的,主要是热降解气;第2期生烃高峰是由于燕山中期构造热事件形成的异常高地温,促使有机质热演化程度加强,以热裂解气为主。

3.1.3 生烃潜力评价

根据上古生界煤系海相烃源岩有机碳含量(C_{TOC})与原始生烃潜力(P_g)之间的线性方程($P_g = 2.86C_{TOC} - 1.13$)^[12],得到睢西、胡襄、永夏烃源岩生烃潜量分别为0.78~9.93 mg/g(平均4.52 mg/g)、1.04~15.97 mg/g(平均7.97 mg/g)、0.21~31.76 mg/g(平均5.55 mg/g)。依据生烃潜力评价等级划分标准^[13],豫东地区整体属于中等烃源岩。进一步结合有机质丰度,评价烃源岩属于差-中等烃源岩级别,有机质类型主要为III型,有机质成熟度属于高-过高成熟的评价结果,综合认为豫东地区煤系的生烃能力属于差-中等级别。

3.2 储集特征

3.2.1 储集岩岩性特征

豫东地区晚古生界砂岩储集层主要为岩屑砂岩、次岩屑砂岩,分选较好,碎屑成分以石英为主,占50%~80%。太原组碎屑岩类31~99 m,平均厚度67 m;山西组含砂岩类7~86 m,平均38 m,砂体厚度展布方向大致为NE—SW向,下石盒子组砂岩厚度1~68 m,平均19 m。

3.2.2 孔隙隙

a. 孔隙隙形态

研究区内的砂泥岩一般呈低孔、特低渗的特征,在断裂带、裂缝发育的地区,砂泥岩孔隙度、渗透率有一定程度的增加。铸体薄片与扫描电镜观察结果显示(图6),研究区内砂泥岩样品中孔隙大部分为次生孔隙,未见单一发育的原生孔隙。原生孔隙受到后期的改造(例如溶蚀作用、次生矿物胶结作用)发育了相对较多的溶蚀孔,以岩屑溶孔为主,还包含少许的粒间孔,长石溶孔发育甚微;其次,由于构造应力的改造作用,储层发育极少量的微裂隙。

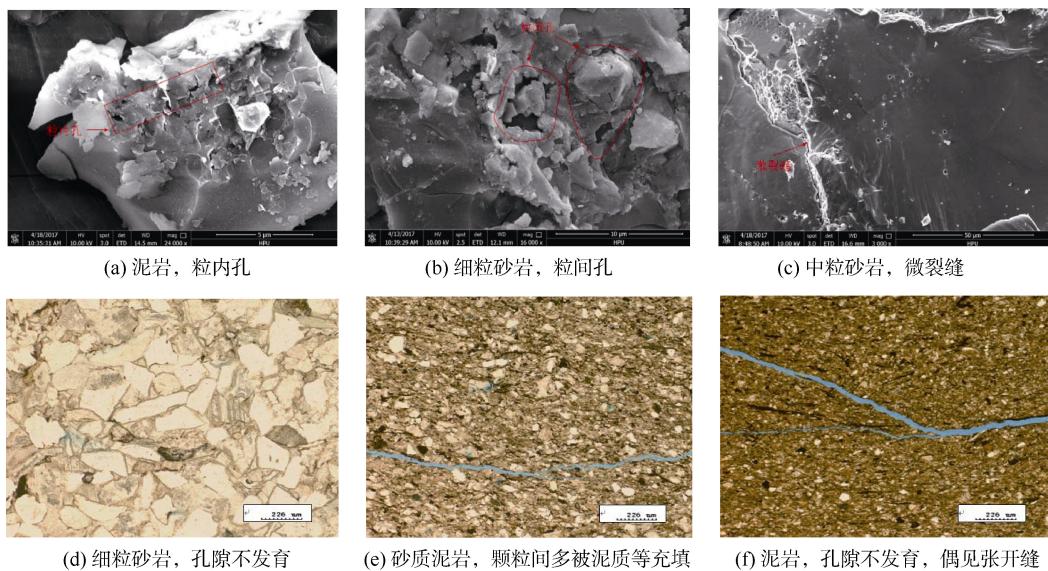


图 6 煤系砂泥岩扫描电镜下的孔缝系统和铸体薄片观察

Fig.6 Aperture system under SEM and casting thin-section of sandstone and mudstone in coal measures

b. 孔隙度和孔隙连通性

豫东地区各组的砂岩和泥岩孔隙度一般介于0.1%~6.9%，平均2.4%（表3）。但不同区段，砂岩和泥岩的孔隙度也略有差别，总体上，自西向东砂、泥岩孔隙度呈现变小的趋势；相比而言，太原组砂岩、泥岩的孔隙度大于山西组，下石盒子组砂泥岩的孔隙度最小。

压汞毛管压力曲线显示（图7），随着埋深的增加，各区段砂岩的退汞曲线与进汞曲线离散度逐渐减小，“滞后环”现象减弱，下石盒子组、山西组和太原组的退汞效率平均分别为45.47%、40.85%、37.61%，暗示着随地层深度的增加，开放性孔隙增

多，利于气体的运移；三组煤系的泥岩内封闭孔、半封闭孔和开放孔数量相近。相比而言，下石盒子组和太原组开放性孔隙较多，山西组的开放性孔隙较少，气体运移能力相对较弱。

3.2.3 渗透性

根据压汞渗透率测试结果（表3），可以看出豫东下石盒子组砂岩渗透率很低，平均 $0.008 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，而泥岩渗透率相对较高，平均 $0.954 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；山西组砂、泥岩渗透率分别平均为 $0.017 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $0.118 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；相比而言，太原组砂、泥岩渗透率较高。就不同区块而言，砂、泥岩的渗透性相差不大，为同一数量级，主要分布在 0.003×10^{-3} ~ $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

表 3 豫东煤系砂泥岩孔隙结构参数表

Table 3 Pore structure parameters in sandstone and mudstone of coal measures in eastern Henan Province

区块	层位	岩性	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
睢西	下石盒子组	砂岩	4.2(1)	0.019 9(1)
		泥岩	1.1~3.5/2.3(4)	0.004 3~0.011 0/0.007 0(4)
	山西组	砂岩	0.9~4.9/3.4(3)	0.003 1~0.518 4/0.180 0(3)
		泥岩	5.9(1)	0.340 3(1)
	太原组	砂岩	3.6~4.7/4.0(3)	0.001 8~0.008 9/0.005 0(3)
		泥岩	0.2~2.9/1.6(3)	0.003 7~0.013 5/0.008 1(3)
胡襄	下石盒子组	砂岩	0.8(1)	0.007 6(1)
		泥岩	2.4~4.9/3.4(3)	0.020 8~0.033 2/0.025 0(3)
	山西组	砂岩	1.0~3.0/1.7(5)	0.001 5~0.394 8/0.081 8(5)
		泥岩	4.9(1)	0.004 7~0.004 7/0.004 7(1)
永夏	太原组	砂岩	0.3~1.4/0.8(2)	0.002 3~0.003 1/0.002 7(2)
		泥岩	1.9~2.2/2.0(3)	0.643 9(1)
	下石盒子组	砂岩	0.7~3.1/1.7(8)	0.001 6~0.080 7/0.018 3(8)
		泥岩	0.1~2.5/1.1(11)	0.000 6~0.379 1/0.107 9(11)
	山西组	砂岩	2.3~6.9/3.9(4)	0.009 5~0.087 5/0.031 3(4)
		泥岩	2.3~4.8/4.0(4)	0.004 3~0.010 6/0.007 3(3)

注：1.1~3.5/2.3(4)表示最小值~最大值/平均值(样品数)，其他相同。

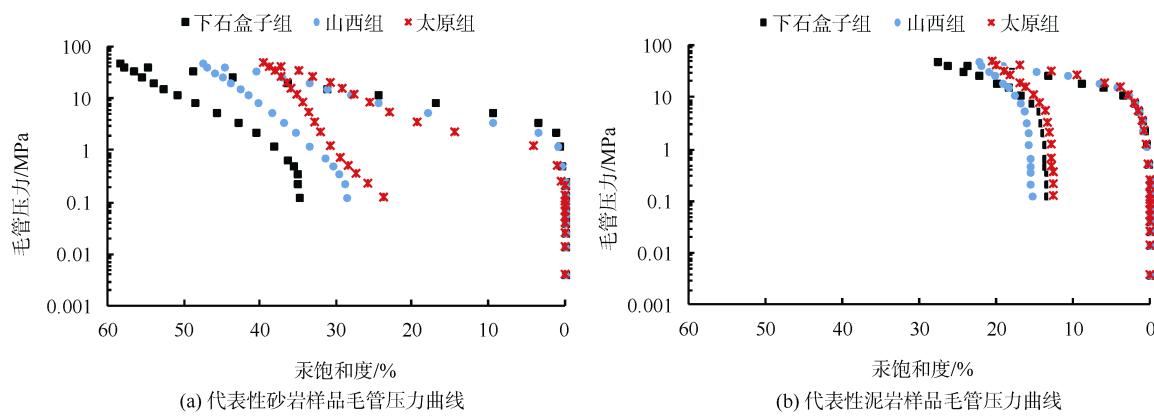


图7 研究区砂泥岩毛管压力曲线

Fig.7 Capillary pressure curves in sandstone and mudstone of coal measures in the study area

3.3 含气性

3.3.1 煤层

由测定得到的煤样煤层气含量以及通过计算得到煤储层含气饱和度(表4)可以看出，样品的煤层气含量在 $6.13\sim30.67 \text{ m}^3/\text{t}$ ，平均 $15.69 \text{ m}^3/\text{t}$ ，其中，睢西的含气量最高，平均 $19.39 \text{ m}^3/\text{t}$ ，永夏次之，胡襄最低，整体具有自西向东含气量逐渐降低的趋势；根据测试结果，取样煤层多为欠饱和煤储层，但永夏区块的ZK0504的含气饱和度高达95.93%，为接近过饱和煤储层；总体上来说永夏区块自南向北、自西向东， 二_2 煤储层的含气饱和度逐渐降低，主要原因在于煤层含气量、埋深及构造等因素的影响；

依据胡襄区块各分区含气饱和度、 二_2 煤层含气量、煤层的埋深之间的对比，可以推测杜集背斜以西自西向东、自西南向东北方向， 二_2 煤的含气饱和度将不断降低。

3.3.2 砂泥岩

从表4可以看出，泥岩的含气饱和度和含气性要略低于砂岩，西部地区砂泥岩的含气性要高于东部地区，原因在于豫东西部煤系埋深大，较厚的新生界地层对储层起到一个很好的封盖作用；同时由于埋深的关系造成储层地温较高，储层的地层水电阻率和气体的体积系数较低，计算得到的含气饱和度较大，含气量较高。

表4 豫东煤层及砂泥岩含气性计算结果

Table 4 The gas content of coal seams and sandstone/mudstone in eastern Henan Province

层位	岩性	睢西		胡襄		永夏	
		含气饱和度/%	含气量/($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	含气饱和度/%	含气量/($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	含气饱和度/%	含气量/($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)
下石盒子组	砂岩	7.48~7.48/7.48	0.10~0.10/0.10	0~19.33/6.44	0~0.13/0.04		
	泥岩			0~47.57/22.79	0~1.13/0.61	41.48~58.04/51.63	1.01~1.95/1.55
山西组	砂岩	0~85.02/49.31	0~2.23/1.16	12.85~39.72/32.46	0.10~0.41/0.31	8.85~45.49/30.97	0.03~0.43/0.24
	泥岩	0~76.36/56.95	0~3.70/1.62	10.89~42.57/28.01	0.12~0.83/0.42	0~48.23/24.78	0~0.70/0.32
太原组	砂岩	76.39~76.39/76.39	1.87~1.87/1.87			28.37~66.61/53.71	0.21~1.67/0.79
	泥岩	0~83.47/54.8	0~4.30/2.13	17.13~17.13/17.13	0.31~0.31/0.31	27.64~58.86/42.05	0.26~1.96/0.84
煤层		6.13~30.67/19.39	28.54~66.78/43.36	6.24~14.85/9.62	33.30~95.93/52.18	7.48~29.36/14.62	

注：6.13~30.67/19.39 表示最小值~最大值/平均值，其他数据同。

3.4 保存条件

煤系气生成之后，在漫长的地质历史时期，由于气体压力、浓度差的驱使，或者地下水的溶解携带，由烃源岩向储集层甚至地表运移，部分气体在适当的圈闭中聚集成藏，亦或排放大气而逸散。因此，埋深、地质构造、水动力条件以及煤系顶底板岩性的封盖能力等保存条件是影响煤系含气量的重要影响因素。

3.4.1 埋深

豫东煤系埋深多大于1000 m，且自东向西、自

北向南埋深呈增加趋势，仅在东部、中东部永夏区块及胡襄区块局部地段的煤系埋深小于1000 m。总体上，胡襄区块煤系埋深较大，一般大于1000 m，表现为北部较浅、而南部较深的单斜构造特征。永夏区块山西组埋深170~1600 m，永城背斜西翼中南部及东翼局部地区埋藏较深，为1000~1700 m，其余地区埋深较浅(小于1000 m)，且背斜西翼山西组埋深北浅南深、东浅西深规律性变化较明显。总体上，区内煤系埋深大且基岩厚度多大于200 m，利于气体的保存。

3.4.2 地质构造

区内断裂比较发育，煤层及其顶板裂隙发育，加之断裂的导通作用，气体保存条件差，含气量一般较低。而在远离断裂面地段，含气量相对较高。

豫东地区大部分褶皱为低幅度、延伸不远的背、向斜或鼻状构造，对煤系气影响较大的有太康向斜、柘城背斜和柘城向斜、永城背斜等。一般表现为背斜轴部、向斜翼部，气体保存条件较差，含气量较低；背斜翼部、向斜轴部，含气性相对较好。如永夏地区永城隐伏背斜轴部，由于构造的拉张作用，煤层及其顶板遭到破坏，裂隙增多，煤层气含量较低。如图 8 所示，在胡襄地区的柘城背斜两翼不对称，北翼倾角较缓，南翼倾角较陡，东段向东延展，煤系气由两翼向轴部运移，形成富气带，特别是东段的南翼部分，含气量较高；而西段、北翼地层受

断层影响，气体散失较为严重，含气量低。

3.4.3 顶底板封盖性

豫东煤系砂岩多为不等粒状结构或中粒结构，粗细颗粒分布不均，且泥质、自生黏土矿物多呈薄膜状绕粒缘分布，结晶方解石斑状、斑点状分布，孔隙性较差且充填较严重。孔隙喉道的配置多为小孔-微喉组合，有少部分中、小、微孔-细喉组合和微孔-微喉型组合，保存条件好，但不利于流体的运移。煤系各组段均发育单层厚度较大的泥质岩，封盖性能强，可构成区域盖层或直接盖层。太原组含灰岩厚度 28~45 m，区内大部为泥岩-砂岩泥岩相，仅永城背斜两翼的顺和、车集等地太原组含砂量较大，泥岩、砂质泥岩黏土矿物主要为高岭石，次为伊利石、石英。山西组泥岩厚度 14~83 m，泥岩主要为高岭石、伊利石，下石盒子组泥岩厚度 16~132 m，各层段封盖能力均较高，利于气体保存。

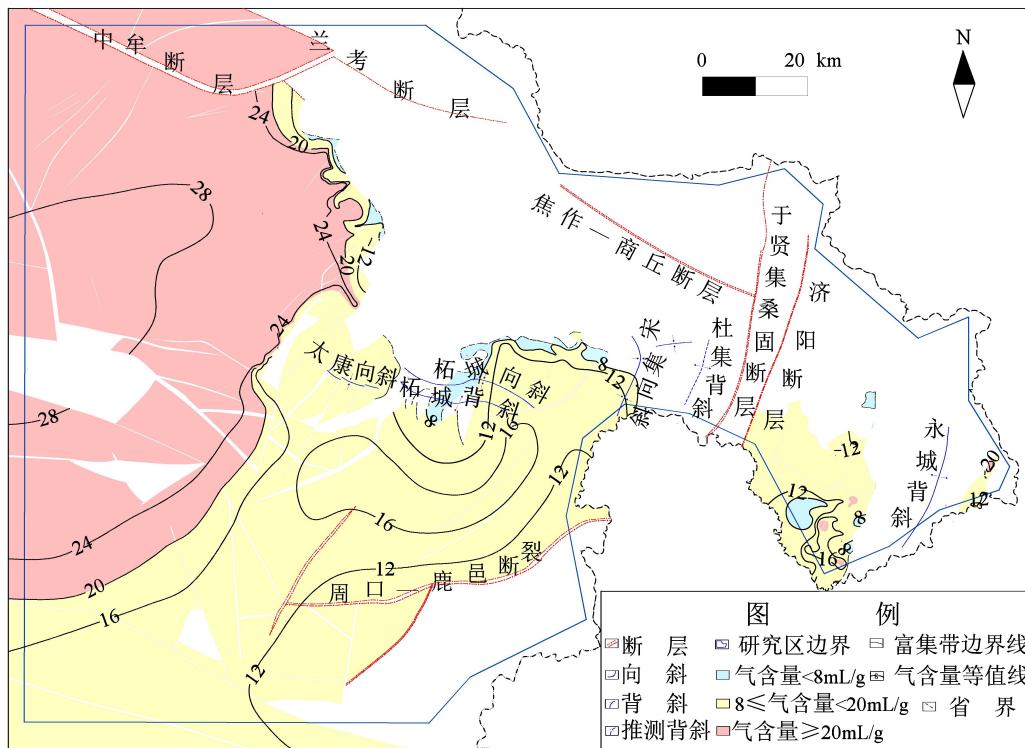


图 8 豫东地区煤层气含量等值线图

Fig.8 The contours of CBM content in eastern Henan Province

3.4.4 岩浆活动

豫东地区岩浆活动相对较弱，集中在东部的永夏区块。永夏矿区南部部分区域，煤层形成之后的岩浆活动较为强烈，严重破坏了煤层的赋存状态，同时也在生成、保存条件等方面影响含气性。如 ZK1201 孔，测试得到的含气量远高于研究区内的其他钻孔测试结果。分析其原因，该钻孔处于岩浆岩活动区，岩浆的热力作用使得上部煤层生成天然焦的同时，也有大量的气体生成，加之顶板为透气性

极差的辉绿岩(1.81 m)，具备有利于煤层气的生成条件和保存条件。而在岩浆岩对煤层吞噬带的附近，煤层含气量低，主要是由于附近断裂的导气以及顶板泥岩的透气性综合作用的结果。

4 资源前景

4.1 资源量估算

本次研究采用体积法对不同区块煤系气含量进行估算，计算了研究区二₂煤煤层气资源量，太原组、

山西组、下石盒子组第一段致密砂岩气资源量，各分区估算结果见表5。各区块均属特大型、中等资源丰度的深气藏。

4.2 资源潜力

睢西区块因具有较小的埋藏深度、有效厚度平均达32.71 m、有机质成熟度高， R_{ran} 为2.75%、孔隙度平均3.4%、渗透率平均 $0.0779 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，具备储层物性相对较好、含气饱和度和含气量均较高等优势，综合评价为豫东地区勘探有利区块；其次为永夏区块，具有较小的埋藏深度、有效厚度平均可达35.94 m、煤层和砂泥岩含气性均较好，TOC含量与 R_{ran} 值均适中，可作为进一步研究的区块。胡襄区块尽管生烃条件良好，具有较高的TOC含量及较大的孔隙度，但因其具有埋藏深度较大(部分地

区超过5 000 m)、成熟度偏低(R_{ran} 为1.82%)、含气量和含气饱和度低等特征，制约了其进一步的勘探开发。

5 结论

a. 二叠系以来，豫东地区山西组煤系经历了缓慢沉积、快速埋藏、抬升-剥蚀、再沉积4个阶段，相应的在中二叠—中晚三叠世和晚侏罗—早白垩世2个时期大量生烃，且从西向东，生烃高峰期逐渐变晚。总体上，第一期生烃高峰始于煤系盖层形成之后，主要是由于埋深增大，地温增加带来的热降解气；第二期生烃高峰是由于燕山中期构造热事件形成的异常高地温，促使有机质热演化程度加强，该阶段主要形成热裂解气。

表5 豫东地区煤系气资源量估算结果表

Table 5 Estimation of coal-measure gas resource in eastern Henan Province

区块	砂泥岩气						煤层气						合计		
	下石盒子组			山西组			太原组			二 ₂ 煤层					
	面积	资源量	资源丰度	面积	资源量	资源丰度	面积	资源量	资源丰度	面积	资源量	资源丰度	面积	资源量	资源丰度
睢西	5 992.74	923.07	0.15	5 521.8	5 038.8	0.91	6 693.15	7 618.88	1.14	6 021.78	10 663.68	1.77	24 229.47	24 244.43	0.99
胡襄	6 588.52	2 697.1	0.41	8 899.04	4 162.19	0.47	1 065.83	403.04	0.38	7 425.37	5 030.94	0.68	23 978.76	12 293.27	0.49
永夏	2 556.54	5 090.4	1.99	2 705.61	1 180.91	0.44	2 673.18	2 306.54	0.86	1 072.63	613.25	0.57	9 007.96	9 191.1	0.97

注：面积单位为km²；资源量单位为10⁸ m³；资源丰度单位为10⁸ m³/km。

b. 豫东地区煤系有机质含量为低—中等，有机质类型主要为III型，有机质成熟度属于高—过高成熟，生烃能力属于差—中等级别。煤系砂泥岩、煤层孔隙较为发育，含气量和含气饱和度较高，晚古生界各组段发育的单层厚度较大的泥质岩，大多具有较好的封盖性能，使研究区具备良好的保存条件。

c. 永夏、胡襄、睢西3个区块资源量和资源丰度均达到特大型、中等资源丰度的深气藏，资源前景较好。其中，睢西区块烃源岩具有埋藏深度较浅、有效厚度大、孔隙度高、含气饱和度高、有机质成熟度高的特点，为豫东煤系气勘探的有利区块。

参考文献

- [1] 王佟,王庆伟,傅雪海.煤系非常规天然气的系统研究及其意义[J].煤田地质与勘探,2014,42(1):24–27.
WANG Tong,WANG Qingwei,FU Xuehai.The significance and the systematic research of the unconventional gas in coal measures[J].Coal Geology & Exploration,2014,42(1):24–27.
- [2] 曹代勇,刘亢,刘金城,等.鄂尔多斯盆地西缘煤系非常规气共生组合特征[J].煤炭学报,2016,41(2):277–285.
CAO Daiyong,LIU Kang,LIU Jincheng,et al.Combination

characteristics of unconventional gas in coal measure in the west margin of Ordos basin[J]. Journal of China Coal Society , 2016 , 41(2): 277–285.

- [3] 王猛,唐洪明,刘枢,等.砂岩差异致密化成因及其对储层质量的影响：以鄂尔多斯盆地苏里格气田东区上古生界二叠系为例[J].中国矿业大学学报,2017,46(6):1282–1300.
WANG Meng,TANG Hongming,LIU Shu,et al.Formation mechanism of differential sandstone densification modes and its impact on reservoir quality : A case study of Upper Paleozoic Permian in eastern part of Sulige gas field, Ordos basin[J].Journal of China University of Mining & Technology , 2017 , 46(6): 1282–1300.
- [4] 张小东,朱春辉,林俊峰,等.豫东马桥详查区煤系气成藏地质特征[J].河南理工大学学报(自然科学版),2018,37(5):40–46.
ZHANG Xiaodong,ZHU Chunhui, LIN Junfeng, et al. Geological reservoir properties of coal measures gas in Maqiao survey area of eastern Henan Province[J]. Journal of Henan Polytechnic University(Natural Science) , 2018 , 37(5) : 40–46.
- [5] 焦大庆.华北南部油气地质条件[M].北京：地质出版社，2009.
- [6] 秦建中.华北地区煤系烃源层油气生成运移评价[M].北京：科学出版社，2002.

- [7] 陈迎宾, 张寿庭. 柴达木盆地德令哈坳陷中侏罗统烃源岩有机地球化学特征[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2011, 38(2): 191–198.
CHEN Yingbin, ZHANG Shouting. Organic geochemical characteristics of Middle Jurassic hydrocarbon source rocks in Delingha depression of Qaidam basin[J]. Journal of Chengdu University of Technology(Natural Sciences), 2011, 38(2): 191–198.
- [8] 韩文学, 麻伟娇, 陶士振, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界灰岩烃源岩生烃潜力评价[J]. 地球科学, 2018, 43(2): 599–609.
HAN Wenzhong, MA Weijiao, TAO Shizhen, et al. Hydrocarbon generation potential evaluation of Upper Paleozoic limestone in Ordos basin[J]. Journal of Earth Science, 2018, 43(2): 599–609.
- [9] 龚大兴, 林金辉, 唐云凤, 等. 上扬子地台北缘古生界海相烃源岩有机地球化学特征[J]. 岩性油气藏, 2010, 22(3): 31–37.
GONG Daxing, LIN Jinhui, TANG Yunfeng, et al. Organic geochemical characteristics of Paleozoic marine source rocks in northern margin of upper Yangtze platform[J]. Lithologic Reservoirs, 2010, 22(3): 31–37.
- [10] 姚多喜. 镜质组反射率的抑制作用[J]. 辽宁工程技术大学学报, 1999, 18(4): 369–372.
YAO Duoxi. The inhibition of vitrinite reflectance[J]. Journal of Liaoning Technical University, 1999, 18(4): 369–372.
- [11] 余和中, 吕福亮, 郭庆新, 等. 华北板块南缘原型沉积盆地类型与构造演化[J]. 石油实验地质, 2005, 27(2): 111–117.
YU Hezhong, LYU Fuliang, GUO Qingxin, et al. Proto-sediment basin types and tectonic evolution in the southern edge of North China place[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2005, 27(2): 111–117.
- [12] 陈建平, 梁狄刚, 张水昌, 等. 中国古生界海相烃源岩生烃潜力评价标准与方法[J]. 地质学报, 2012, 86(7): 1132–1142.
CHEN Jianping, LIANG Digang, ZHANG Shuichang, et al. Evaluation criterion and methods of the hydrocarbon generation potential for China's Paleozoic marine source rocks[J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(7): 1132–1142.
- [13] 陈建平, 赵长毅, 何忠华. 煤系有机质生烃潜力评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 1997, 24(1): 1–5.
CHEN Jianpin, ZHAO Changyi, HE Zhonghua, et al. Discussion on evaluation criteria for hydrocarbon potential of organic matter in coal measures[J]. Petroleum Exploration and Development, 1997, 24(1): 1–5.

(责任编辑 范章群)

(上接第 110 页)

- [23] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475–499.
- [24] 张晓波, 司庆红, 左兆喜, 等. 陆相煤系页岩气储层孔隙特征及其主控因素[J]. 地质学报, 2016, 90(10): 2930–2938.
ZHANG Xiaobo, SI Qinghong, ZUO Zhaoxi, et al. Characteristics and the main controlling factors of pore structure in the continental coal shale gas reservoirs[J]. Acta Geologica Sinica, 2016, 90(10): 2930–2938.
- [25] 郭曼, 李贤庆, 张明扬, 等. 黔北地区牛蹄塘组页岩气成藏条件及有利区评价[J]. 煤田地质与勘探, 2015, 43(2): 37–43.
GUO Man, LI Xianqing, ZHANG Mingyang, et al. Reservoir-forming conditions and evaluation of favorable area of shale gas in Niutitang Formation in northern Guizhou[J]. Coal Geology & Exploration, 2015, 43(2): 37–43.
- [26] 张吉振, 李贤庆, 刘洋, 等. 川南地区龙潭组页岩气成藏条件及有利区分析[J]. 中国煤炭地质, 2014, 26(12): 1–6.
ZHANG Jizhen, LI Xianqing, LIU Yang, et al. Longtan Formation shale gas reservoir conditions and favorable region analysis in southern Sichuan area[J]. Coal Geology of China, 2014, 26(12): 1–6.
- [27] 邹才能. 非常规油气地质[M]. 北京: 地质出版社, 2012, 257–282.
- [28] 赵佩, 李贤庆, 孙杰, 等. 川南地区下古生界页岩气储层矿物组成与脆性特征研究[J]. 现代地质, 2014, 8(2): 396–403.
ZHAO Pei, LI Xianqing, SUN Jie, et al. Study on mineral composition and brittleness characteristics of shale gas reservoirs from the Lower Paleozoic in the southern Sichuan basin[J]. Geoscience, 2014, 8(2): 396–403.

(责任编辑 范章群)