

文章编号: 1001-6112(2006)05-0440-05

# 沁水盆地北端煤层气储层特征及富集机制

王明寿<sup>1,3</sup>, 汤达祯<sup>1</sup>, 魏永佩<sup>2</sup>, 徐文军<sup>3</sup>, 冷雪<sup>4</sup>

(1. 中国地质大学 能源学院, 北京 100083; 2. 远东能源公司, 北京 100016;

3. 中联煤层气有限责任公司, 北京 100011; 4. 亚美大陆煤炭有限公司, 北京 100016)

**摘要:** 煤层气的富集与储层特征密切相关, 并受地质条件的制约。在详细研究煤储层特征及煤层气富集机制的基础上, 对沁水盆地北端煤层气的开发前景进行了初步评价。煤岩、煤质、煤体结构及孔渗性、吸附性的观察和测试显示, 该区煤层厚度大, 热演化程度高, 局部发育构造煤, 裂隙较发育, 吸附能力强, 含气量高, 含气饱和度偏低, 适合煤层气的开发。该区煤层气的富集主要受控于热演化史和埋藏史。在区域变质的背景下, 叠加了岩浆热变质作用, 生气强度大。另外, 煤层的埋深、顶底板封闭性及水文地质条件都会影响煤层含气量的大小, 煤层气富集是多因素有效配置的结果。

**关键词:** 煤层气储层; 含气量; 热演化; 水文地质条件; 沁水盆地

**中图分类号:** TE122.2

**文献标识码:** A

沁水盆地北端的阳泉矿区是我国著名的无烟煤生产基地之一, 也是典型的高瓦斯矿区, 从 1957 年就开始煤矿瓦斯抽放与利用工作<sup>[1]</sup>。在多年的煤矿生产实践中, 积累了丰富的煤矿瓦斯抽放经验, 是我国煤矿瓦斯抽放和利用最成功的矿区。现建有 8 座瓦斯抽放站, 抽放历史长, 目前年瓦斯抽放量达  $2 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 占全国第一位<sup>[2]</sup>。随着我国煤层气勘探开发的兴起, 我国多家单位尝试从地面抽放该区的煤层气资源。自 1996 年中国煤田地质总局在韩庄区施工 HG1 井起, 近 10 年来先后有多家单位在区内开展煤层气基础研究和煤层气勘探开发试验工作, 施工了 10 口煤层气参数井或生产试验井(包括远东能源公司施工的 2 口煤层气羽状水平井), 煤层气的勘探开发工作取得了阶段性进展。本文针对该地区煤层气勘探实践过程中遇到的一些地质技术问题, 对该区煤层气的富集机制和控气因素进行了探讨, 以期指导勘探工程部署, 从而实现该地区煤层气开发的突破。

## 1 地质背景

沁水盆地北端位于北北东向新华夏系第三隆起带太行山隆起以西, 汾河地堑东侧, 阳曲—孟县纬向构造带南翼。总体形态呈现走向东西、向南倾斜的单斜构造。区内构造简单, 地层平缓, 倾角一般在  $10^\circ$  左右。

寒武纪至中奥陶世, 本区地壳稳定沉降, 在古老结晶基底上形成了浅海相碳酸盐为主的沉积。中奥陶世以后, 由于加里东地壳运动, 华北断块上升, 全

区遭受长期剥蚀。到中石炭世, 本区地壳再次沉降, 沉积了石炭二叠纪海陆交互相含煤地层, 奠定了形成煤层气的物质基础。随着上覆三叠系地层的沉积, 石炭二叠纪煤层的埋深增加, 地温、压力增高, 煤层发生深成变质作用。印支运动使本区整体抬升, 广泛遭受剥蚀。早、中侏罗世, 发生了强烈的燕山运动, 形成了北有孟县隆起, 南有中条山隆起, 东有太行山隆起, 西有吕梁山隆起的沁水盆地。由于喜山运动的再次改造, 沁水盆地被晋中断陷和霍山隆起分割为 3 个部分, 即沁水煤田、西山煤田和霍西煤田。沁水向斜构成了一个独立的小构造盆地, 本区即处于沁水向斜的北部转折端(图 1)。

燕山运动和喜山运动期间, 由于较大规模的岩浆侵入活动, 大地热流背景值升高, 本区石炭二叠纪煤层在原来深成变质作用的基础上, 又叠加了区域岩浆热变质作用, 致使煤化作用大大加深, 形成了本区高变质的瘦煤、贫煤以及少量无烟煤。

## 2 煤储层特征

### 2.1 主要煤层及其特征

主要含煤地层为上石炭统太原组及下二叠统山西组, 含煤地层达 10 余层, 其中 3 号、15 号煤层为主力煤层。

上主煤层(3 号煤层)又称七尺煤, 位于山西组中上部, 距下石盒子组与山西组分界砂岩( $K_8$ ) 20~30 m 左右。全区煤层厚度 0~3.78 m, 煤层较稳定, 寿阳矿区西部和阳泉三矿扩区煤层较厚, 其它地区煤层变薄, 甚至尖灭。结构简单, 有时含

收稿日期: 2006-06-25; 修订日期: 2006-08-08。

作者简介: 王明寿(1966—), 男(汉族), 山西孟县人, 博士、高级地质师, 主要从事煤炭、煤层气勘探、生产及科研工作。

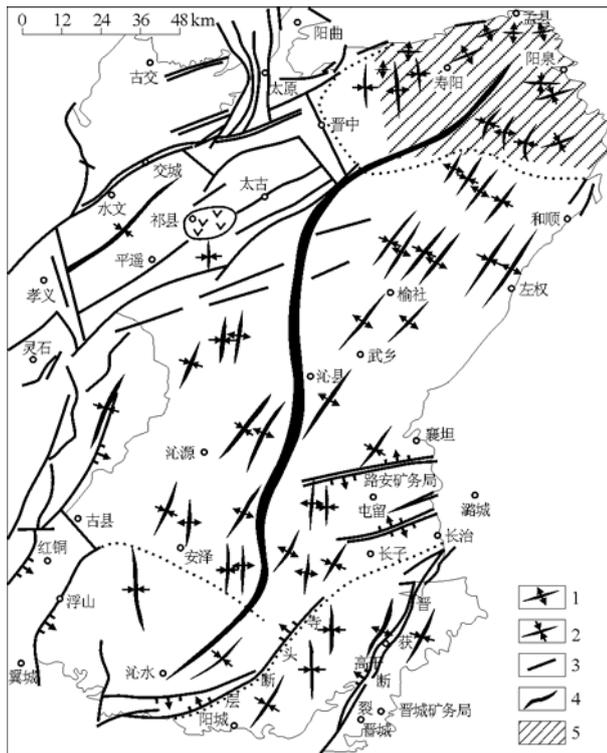


图1 沁水盆地构造纲要

1. 背斜; 2. 向斜; 3. 断层; 4. 向斜轴; 5. 研究区

Fig. 1 The structure outline of the Qinshui Basin

一层夹矸,顶底板为泥岩、砂质泥岩、粉砂岩,局部为炭质泥岩和细砂岩。

下主煤层(15号煤层)位于太原组下部,石灰岩标志层( $K_2$ )底部为其直接顶板,煤层厚度0.27~6.48 m,全区稳定,是研究区煤层气开发的主力煤层。在寿阳县城附近存在一潮道砂体,出现走向近南北、长10 km、宽4 km的无煤带。15号煤层含夹矸1~3层,结构中等,底板为泥岩、砂质泥岩,局部为细砂岩和炭质泥岩。

本区煤属腐殖型烟煤和无烟煤,煤岩成分以亮煤和暗煤为主,其次为镜煤。各煤层宏观煤岩类型主要为半亮型煤和半暗型煤,其次为光亮型煤和暗淡型煤,具条带状、透镜状和线理结构。

煤中显微组分以镜质组为主,一般约占79.2%~87.1%,其次为惰质组,一般约占10.2%~17.4%,半镜质组含量低(一般约占2.7%~3.6%)。由于煤化程度高,壳质组在显微镜下已难以辨认。镜质组主要为均质镜质体和基质镜质体,这表明凝胶化作用较深;惰质组以半丝质体、粗粒体和碎屑惰质体为主。

## 2.2 煤体结构

3号、15号主力煤层基本为原生结构,在研究区东部阳泉矿区一、三矿井田靠近寿阳地区的地带,

3号煤层底部发育有厚度1 m左右的糜棱结构的构造软煤分层。在区内部分褶曲构造的轴部,由于煤层受褶曲构造的局部高应力作用,局部煤岩层变形严重,断层和裂隙发育,煤层原生结构破坏严重。如寿阳井组(SY-002, SY-003, SY-004井),因处于大南沟背斜的轴部,从现场取芯情况看,3、9和15号煤层的上、下部均发育有不同程度和厚度的构造煤,只有中间一部分为结构完整的块煤。

## 2.3 煤储层裂隙及孔隙特征

从研究区内生产矿井井下观测,以及定向块样显微镜下观察裂隙密度和间距定量统计,煤中规模小的裂隙比规模大的裂隙发育,从中型→小型→微型,裂隙的密度增加,间距减小。裂隙的发育程度还与煤岩组分有关,从暗淡型煤→半暗型煤→半亮型煤→光亮型煤,裂隙的密度增大,间距减小。

镜煤中裂隙一般平直,垂直层理面,少数斜交层理面,显微镜下观察裂隙宽度为2~15  $\mu\text{m}$ ;亮煤和暗煤中裂隙形态比较复杂,有锯齿状、分叉状、阶梯状、雁行状等,显微镜下测量裂隙宽度一般为8~45  $\mu\text{m}$ 。

煤中裂隙常见矿物质充填,充填物多为方解石、黄铁矿及粘土矿物等。方解石多呈脉状充填,黄铁矿呈莓状或结核状,有时黄铁矿分布于方解石脉中,形成混合状填充。

研究区煤储层孔隙系统压汞分析表明,微孔—小孔最发育,中孔次之,大孔不发育(图2)。结合孔隙度分析,北部煤层气的储集空间较大,但渗流扩散条件并不理想。

## 2.4 煤层含气量及赋存规律

3号煤层甲烷含量在寿阳勘探区介于5.05~27.15  $\text{m}^3/\text{t}$ 之间,平均为11.99  $\text{m}^3/\text{t}$ ,主要集中在8~12  $\text{m}^3/\text{t}$ 范围内;15号煤层甲烷含量介于4.6~27.48  $\text{m}^3/\text{t}$ 之间,平均为12.00  $\text{m}^3/\text{t}$ 。煤层解吸气成分以 $\text{CH}_4$ 为主,一般为70.63%~99.87%;其次为 $\text{N}_2$ 和 $\text{CO}_2$ , $\text{N}_2$ 浓度为0~27.47%,平均4.90%, $\text{CO}_2$ 为0~3.00%,平均1.62%;个别样品有 $\text{C}_2^+$ 出现。

煤层含气量的平面分布特征与煤层埋藏深度变化相关,总体表现为自北向南随着埋藏深度的增加,含气量增大。该区埋深小于300 m的煤层,含气量一般小于10.00  $\text{m}^3/\text{t}$ ;在300~600 m埋深线之间,含气量为9~12  $\text{m}^3/\text{t}$ ;600~1 000 m埋深线之间,含气量变化为12~16  $\text{m}^3/\text{t}$ ;1 000~1 400 m埋深线附近,含气量为16~22  $\text{m}^3/\text{t}$ ;1 400~1 800 m埋深线附近,含气量为22~26  $\text{m}^3/\text{t}$ ;至最南部煤层1 800~

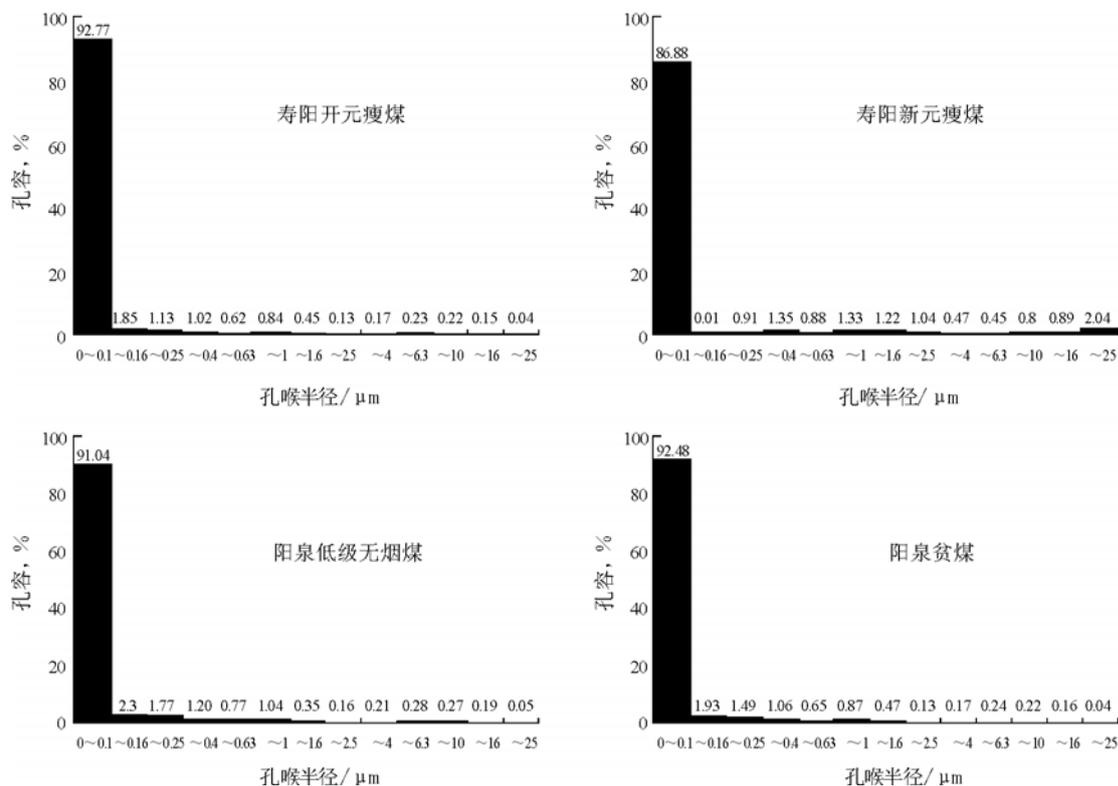


图 2 沁水盆地北端煤储层压汞孔喉分布

Fig. 2 Distribution of the throat of pore in reservoir mercury intrusion test in the north of Qinshui Basin

2 000 m 埋深线附近, 含气量最大可达  $26 \text{ m}^3/\text{t}$  [3]。

### 2.5 煤储层等温吸附性能及含气饱和度

煤的吸附性能决定着煤层气的储集能力和产出过程, 通常用吸附常数和等温吸附曲线来描述; 含气饱和度是指在一定的储层压力、温度条件下煤层气的吸附饱和程度[4~7]。研究区内施工的 10 口煤层气井均进行了等温吸附试验。试验结果表明, 寿阳地区煤的吸附能力较高, 3 号煤层原煤的饱和吸附量( $V_L$ )为  $24.04 \sim 37.65 \text{ m}^3/\text{t}$ , 平均  $28.29 \text{ m}^3/\text{t}$ ; Langmuir 压力 ( $P_L$ ) 为  $1.69 \sim 2.98 \text{ MPa}$ , 平均  $2.41 \text{ MPa}$ 。15 号煤层原煤的饱和吸附量为  $31.55 \sim 34.93 \text{ m}^3/\text{t}$ , 平均  $33.31 \text{ m}^3/\text{t}$ ; Langmuir 压力为  $1.79 \sim 2.74 \text{ MPa}$ , 平均  $2.31 \text{ MPa}$ 。

从 SY-002 井的等温吸附曲线(图 3, 4)可见, 在  $0 \sim 8 \text{ MPa}$  区间内, 随压力增高, 吸附增量变化比较明显, 其中以  $0 \sim 3 \text{ MPa}$  间变化最显著, 平均吸附增量为  $6.42 \text{ m}^3/(\text{t} \cdot \text{MPa})$ ;  $3 \sim 8 \text{ MPa}$  间的平均吸附增量为  $1.66 \text{ m}^3/(\text{t} \cdot \text{MPa})$ ;  $8 \sim 11 \text{ MPa}$  间的平均吸附增量为  $0.69 \text{ m}^3/(\text{t} \cdot \text{MPa})$ ;  $11 \sim 15 \text{ MPa}$  间吸附增量仅为  $0.42 \text{ m}^3/(\text{t} \cdot \text{MPa})$ 。这说明煤层气井在排水降压过程中的产气高峰期应该是  $3 \text{ MPa}$  至煤层排采废弃压力之间, 含气饱和度总体偏低。

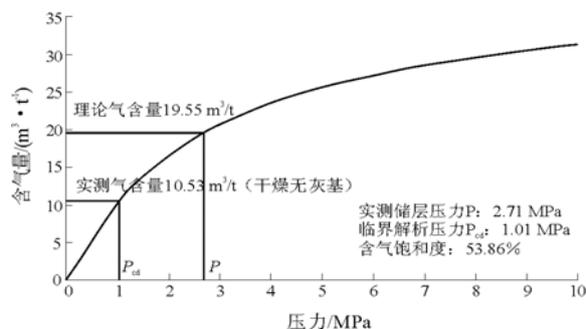


图 3 SY-002 井 3 号煤层原煤等温吸附曲线

Fig. 3 Adsorption isotherm curve of No. 3 raw coal seam in Well SY-002

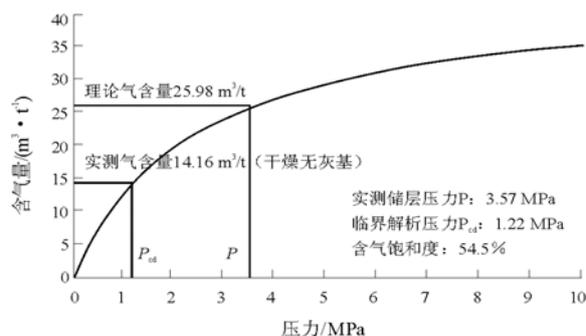


图 4 SY-002 井 15 号煤层原煤等温吸附曲线

Fig. 4 Adsorption isotherm curve of No. 15 raw coal seam in Well SY-002

## 2.6 煤的渗透性

研究区有8口煤层气参数井和生产试验井进行了注入/压降测试,均取得了煤层渗透率数据。总体来讲,煤储层的渗透性相对较好,取得的煤层渗透率相差数倍至数十倍以上,说明了煤层的非均质性和煤层渗透率的复杂多变性<sup>[8]</sup>。根据这8口井的试井结果,可以对寿阳地区煤层渗透性作出较为客观的评价。另外,在高变质煤分布地区,由于受构造作用的改造和影响,同样也有煤层渗透率相对高的高渗区存在,也是下一步勘探靶区选择的一个方向。

## 3 煤层气的富集机制

### 3.1 煤层气富集的主要控制因素

资料表明,该区煤层气的富集主要受控于该区煤的热演化史和埋藏史<sup>[9]</sup>。沁水煤田在石炭纪、二叠纪时期处于台型稳定均衡沉降阶段,沉降速率为22.82 m/Ma;至三叠纪,地壳沉降速度加快,最大沉降速率达65 m/Ma;侏罗纪仅有短暂的微弱沉降,总体以褶皱抬升为主。根据现有资料估算,三叠纪末,该区下煤组埋藏深度约为3 400 m左右,地温达154℃左右,煤化程度为肥煤、焦煤、瘦煤阶段,处于生气高峰期,平均生气速率为 $0.8978 \times 10^8 \text{ m}^3/(\text{km}^2 \cdot \text{Ma})$ ;白垩纪变慢,为 $0.018 \times 10^8 \text{ m}^3/(\text{km}^2 \cdot \text{Ma})$ ;白垩纪之后,生气作用基本终止。由于研究区处于纬度34°带,在区域变质的背景上,叠加了岩浆热变质作用,因此,该区生气强度大,阳泉、寿阳、昔阳一带,生气强度一般在 $90 \times 10^8 \text{ m}^3/(\text{km}^2 \cdot \text{Ma})$ 以上。

综上所述,研究区于成煤期后,曾有2次大的热演化阶段。一次为印支期,主要是快速沉降堆积增温阶段,这一阶段使石炭纪、二叠纪煤层煤化作用加强,煤级增高,区内大部分区段的煤层都跨越了生气“门槛”值( $R_{0\text{max}} > 1.0\%$ ),进入主要生气阶段,大部分地区的煤层达到生气高峰期( $R_{0\text{max}} \geq 1.35\%$ ),因此,印支期是煤层气主要生成期;另一次为燕山期,主要为岩浆区域热增温阶段。

### 3.2 煤层埋深对煤层气富集的影响

一般来讲,随着煤层埋深的增加,煤层含气量增加。在平面上表现为自北向南含气量增加,而在钻孔中,下组煤含气量高于上组煤。该区的煤层气风化带深度在300 m,即在300 m以浅,煤层气成分中甲烷含量一般小于80%。

### 3.3 煤层顶、底板封闭程度对含气量的影响

研究表明,煤储层的顶、底板岩性和封盖性能

对含气量的影响很大。顶、底板岩性致密、封盖性能好的区域,含气量高;反之则含气量低。在平面上,含气量低的区域和煤层顶板砂岩带基本上是重合的。

### 3.4 水文地质条件对含气量的影响

煤系地层水在煤层气生成、储集(吸附)和产出的全过程中都起着重要的作用。在控制煤层气赋存、产出的主要地质因素(含气量、临界解吸压力、储层压力、渗透率、内外生裂隙等)中,煤层水作为客观载体通过与诸多因素的相互作用实现对煤层气赋存、产出能力的影响<sup>[10]</sup>。煤岩储层压力表现为煤层水压力,而常规砂岩储层压力则表现为气体压力。因此,煤层水压力的高低反映了煤岩储层能量的大小。煤岩对甲烷分子的吸附能力主要与温度和压力有关,在煤层水压力作用下,埋深变浅的煤层仍保持了较高的原始含气量,煤岩储层中“圈闭”了一定数量的气体,形成煤层气藏<sup>[11]</sup>。

在研究区,主煤层高含气量区域与地下水等水位线的局部低洼地带较吻合。如韩庄井田主煤层含气量在研究区内是最高的,对比之下,该地带中奥陶统、太原组、山西组含水层的等水位线均呈现出低洼状态,地下水明显滞流是导致韩庄井田主煤层含气量高的重要原因。

上述规律得到了地下水矿化度、水质类型等分布规律的进一步佐证。韩庄井田一带存在着中奥陶统灰岩含水层高矿化度中心,矿化度在2 000 mg/L以上;太原组含水层中,这一地带矿化度最高,在1 500 mg/L以上;山西组含水层中,也是这一地带矿化度最高,在1 000 mg/L以上。高矿化度区带与主煤层高含气量地带在空间分布上高度一致的规律,进一步揭示出地下水缓流或滞流对煤层气保存富集的重要作用<sup>[2]</sup>。

需要指出的是,沁水盆地北端煤层气的富集,是以上诸因素综合作用的结果,只有多种因素的有效配置,才能形成富集的煤层气藏,在进行选区评价和勘探部署时,一定要全面考虑可能影响含气量的各种因素。

## 4 结论

沁水盆地北端煤储层厚度大,埋深适中;煤的热演化程度较高,已进入生气高峰,煤层顶、底板封闭性能好,含气量高;煤储层裂隙较发育,孔隙以小孔和微孔为主,渗透性较好;煤的吸附性能强,但含气饱和度偏低。总体来讲,该地区煤层气开发条件良好。

煤层气的富集受诸多地质条件的控制,是各种因素有效配置的结果。在多种地质因素中,煤的热演化史和埋藏史起着主导作用,其它因素如顶、底板的封盖性能、水文地质条件、埋深等也都影响煤层气的富集,在选区和勘探部署时要综合考虑各种因素。

#### 参考文献:

- 1 李明宅. 沁水盆地煤层气勘探及地质分析[J]. 天然气工业, 2000, 20(4): 24~26
- 2 傅雪海, 王爱国, 陈锁忠等. 寿阳—阳泉煤矿区控气水文地质条件分析[J]. 天然气工业, 2005, 25(1): 33~36
- 3 郡兵印, 徐文军. 阳泉矿区煤层气赋存特征和开发前景[J]. 中国煤层气, 1997, (2): 18~21
- 4 孙茂远, 黄盛初. 煤层气开发利用手册[J]. 北京: 煤炭工业出版社, 1998. 63~67
- 5 刘洪林. 中国高煤阶地区的煤层气勘探理论与实践[J]. 石油实验地质, 2004, 26(5): 411~414
- 6 王红岩, 刘洪林. 煤层气成藏动态模拟实验技术[J]. 石油实验地质, 2005, 27(2): 194~196
- 7 曹建军, 孔凡顺, 彭木高. 煤成气生气量热模拟实验条件对比综述[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(5): 14~16
- 8 王生维, 段连秀, 张明等. 煤层气藏的不均一性与煤层气勘探开发[J]. 石油实验地质, 2000, 22(4): 368~370
- 9 李侠, 魏永佩, 纪邦师等. 山西煤盆地热演化与生气作用研究[J]. 西安工程学院学报, 2002, 20(2): 27~30
- 10 汤达祯, 秦勇, 胡爱梅. 煤层气地质研究进展与趋势[J]. 石油实验地质, 2003, 25(6): 644~647
- 11 周志成, 王念喜, 段春生等. 煤层水在煤层气勘探开发中的作用[J]. 天然气工业, 1999, 19(4): 23~25

## RESERVOIR CHARACTERISTICS AND ENRICHMENT MECHANISM OF THE COAL-BED GAS IN THE NORTH OF QINSHUI BASIN

Wang Mingshou<sup>1,3</sup>, Tang Dazhen<sup>1</sup>, Wei Yongpei<sup>2</sup>, Xu Wenjun<sup>3</sup>, Leng Xue<sup>4</sup>

(1. *China University of Geosciences, Beijing 100083, China*; 2. *Fareast Energy Company, Beijing 100016*; 3. *China United Coalbed Methane Corporation, Beijing 100011, China*; 4. *Asian American Coal, Inc., Beijing 100016, China*)

**Abstract:** Coalbed methane (CBM) enrichment depends on the reservoir's characteristics, and it is also controlled by geologic setting. On the basis of detailed study on the reservoir's characteristics and CBM enrichment mechanism, the favorable exploitation prospect in the north of Qinshui Basin is demonstrated. The observation and test for the type, quality and structure of coal as well as the porosity, permeability and adsorbability show that the coal bed in this area is characterized by thick reservoir, high thermal evolution, local structural coal, developed fracture, high adsorbability, high gas content and low gas saturation. In one word, the research area fits for CBM exploitation. The CBM enrichment in the research area is controlled by thermal evolution history and burial history. Owing to magma thermal metamorphism superimposing on the regional metamorphosis, the intensity of gas generation is higher. Moreover, the burial depth, closure property of adjacent rock and hydrologic geology condition also affect gas content. The CBM enrichment is the result of effective multifactorial matching.

**Key words:** CBM reservoir; gas content; thermal evolution; hydrologic geology condition; the Northern Qinshui Basin