

# 利用 CO<sub>2</sub>-ECBM 技术在沁水盆地开采煤层气和埋藏 CO<sub>2</sub> 的潜力

王 烽<sup>1,2</sup> 汤达祯<sup>1</sup> 刘洪林<sup>2</sup> 刘 玲<sup>1</sup> 李贵中<sup>2</sup> 王 勃<sup>2</sup>

1. 中国地质大学(北京)能源学院 2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院

王烽等. 利用 CO<sub>2</sub>-ECBM 技术在沁水盆地开采煤层气和埋藏 CO<sub>2</sub> 的潜力. 天然气工业, 2009, 29(4): 117-120.

**摘 要** 利用 CO<sub>2</sub>-ECBM 技术在深部煤层进行 CO<sub>2</sub> 埋藏不仅对减缓全球气候变暖具有重大意义, 而且能够促进煤层气增产, 是 CO<sub>2</sub> 减排最有效方式之一。沁水盆地为一 NNE 复向斜构造, 其边缘地区由于断裂发育、强水动力条件和煤矿的开采, 不利于 CO<sub>2</sub> 埋藏。盆地中心区稳定的构造环境、弱水动力条件及良好的区域性盖层为 CO<sub>2</sub> 埋藏提供了很好的保存条件。依据前人关于 CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> 等温吸附特性相关实验参数, 初步评价了 CO<sub>2</sub>-ECBM 技术在沁水盆地开采煤层气和埋藏 CO<sub>2</sub> 的潜力。结果表明: CO<sub>2</sub>-ECBM 技术可使沁水盆地煤层气可采量增加  $1.04 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 埋藏 CO<sub>2</sub> 量可达  $47.7 \times 10^8 \text{ t}$ 。

**关键词** 沁水盆地 CO<sub>2</sub>-ECBM 温室气体 煤层气 采收率 CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> 置换比

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2009.04.036

注入 CO<sub>2</sub> 开采煤层气简称 CO<sub>2</sub>-ECBM 技术(图 1), 其核心机制是 CO<sub>2</sub> 吸附及驱替 CH<sub>4</sub> 的动力学过程。相关学者依据煤储层吸附—解吸机理, 分别进行了 CH<sub>4</sub>、CO<sub>2</sub> 吸附—解吸和注入 CO<sub>2</sub> 置换煤层 CH<sub>4</sub> 实验<sup>[1-2]</sup>。试验结果表明: 注入 CO<sub>2</sub> 气体可以减少煤层 CH<sub>4</sub> 的分压, 加速煤层 CH<sub>4</sub> 的解吸, 同时 CH<sub>4</sub>、CO<sub>2</sub> 在煤层中存在竞争吸附机制, CO<sub>2</sub> 组分的吸附速率是先快后慢, 而 CH<sub>4</sub> 组分的吸附速率是先慢后快, 解吸时则相反, 反映出 CO<sub>2</sub> 的吸附能高于 CH<sub>4</sub> 的吸附能, 它可以将 CH<sub>4</sub> 从煤的微表面置换出来, 从而提高煤层 CH<sub>4</sub> 的采收率。

目前, 利用 CO<sub>2</sub>-ECBM 技术埋藏 CO<sub>2</sub> 在我国还处于可行性和示范性研究阶段, 2002 年中国和加拿大的合作项目在沁水南部 TL-003 井 3 号煤层注入 192.8 t 液态 CO<sub>2</sub>, 提高了煤层气产量, 显示了很好的埋藏潜力和增产前景, 这也是我国首次开展注入 CO<sub>2</sub> 增产煤层气先导性试验<sup>[3]</sup>。

## 1 沁水盆地 CO<sub>2</sub> 埋藏的基本地质条件

沁水盆地主要含煤地层为上石炭统太原组和下二叠统山西组, 可采煤层多达 10 层以上, 单层最大

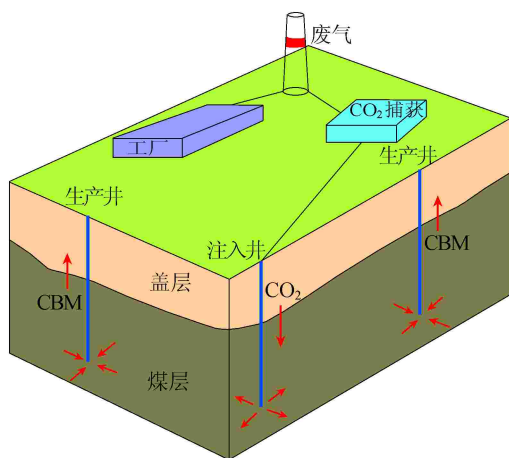


图 1 注 CO<sub>2</sub> 开采煤层气概念模型图

厚度 6.5 m, 煤层总厚度在 1.2~23.6 m。主力煤层为山西组 3 号煤和太原组 15 号煤, 横向分布稳定, 煤阶为贫煤—无烟煤, 为 CO<sub>2</sub> 封存提供了有利条件。

### 1.1 煤层含气性

据新一轮煤层气资源评价结果, 沁水盆地煤层气资源量为  $3.97 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 平均资源丰度超过  $1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。3 号煤层平均含气量为  $11.94 \text{ m}^3/\text{t}$ ; 15 号煤层为  $12.45 \text{ m}^3/\text{t}$ , 从两翼向核部随埋深的增

\* 本文为国家自然科学基金重点项目(编号:40730422)和国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(编号:2009CB219604)。

作者简介:王烽, 1984 年生, 硕士研究生; 主要从事油气地质、煤层气地质研究工作。地址: (100083) 北京市海淀区学院路 29 号中国地质大学 S06 能源。电话: (010)82282474。E-mail: wfess@126.com

加,含气量逐渐增高,最高达  $23 \text{ m}^3/\text{t}$ ,丰富的煤层气资源提高了  $\text{CO}_2$  埋藏的经济效益。

### 1.2 煤岩吸附解吸特征

煤岩吸附解吸特征是评价  $\text{CO}_2$  埋藏和煤层气增产潜能的重要因素。从测试统计结果来看,沁水盆地主力煤层的吸附能力相对较高,其中 3 号煤层兰氏体积平均为  $39.03 \text{ m}^3/\text{t}$ ,兰氏压力平均为  $2.902 \text{ MPa}$ ;而 15 号煤层兰氏体积平均为  $40.91 \text{ m}^3/\text{t}$ ,兰氏压力平均为  $2.542 \text{ MPa}$ 。主煤层平均理论吸附量较高,有较强的储气能力,这与研究区以中—高煤级煤为主的煤级分布特征有关;一般兰氏体积大的地区兰氏压力也较高,有利于  $\text{CO}_2$  埋藏和煤层气排采。

唐书恒<sup>[4]</sup>等通过注  $\text{CO}_2$  驱替煤层甲烷模拟实验,探讨了沁水盆地晋城和潞安地区煤层  $\text{CO}_2$  驱替过程中气体的吸附解吸特征。结果表明:在  $\text{CO}_2$  驱替实验中,晋城煤样  $\text{CH}_4$  单位压降下的解吸率提高了 150%,潞安煤样  $\text{CH}_4$  单位压降下的解吸率提高了 270%。由此可见,  $\text{CO}_2$ -ECBM 技术可以显著提高沁水盆地煤层气采收率。

### 1.3 构造特征

含煤盆地所处大地构造位置和现今构造形态特征是  $\text{CO}_2$  气体埋藏选区的关键因素。沁水盆地主体为一轴向 NNE 的复式向斜,两翼不对称,西翼地层倾角相对较陡,东翼相对平缓。在复式向斜的两翼发育有一系列次级褶曲,褶曲轴走向以 NNE 向和 NE 向为主,局部地区受后期构造运动的改造,轴向改变。断层主要分布在盆地西北部的西山—汾西—霍州一带和盆地东南边缘的襄垣—长治—高平一带,断裂规模和性质不同,以正断层居多,断层走向长从几百米到数十公里不等,断距从几米到 4 000 余米,断层延伸方向以 NE 向为主,局部呈近 EW 向和 NW 向延伸。在盆地中部就有一组近东西向正断层,即双头—襄垣断裂构造带。从物探资料看,深部似乎有断层减少、断距变小的趋势;从井下采煤揭露的情况看,断层的密度较小。总体来看,盆地西北部和东南边缘断层发育区不利于  $\text{CO}_2$  埋藏,盆地中心构造稳定,断层不发育,有利于  $\text{CO}_2$  气体保存。

### 1.4 水文特征

地下水动力学条件的控气特征概括为水力运移逸散、水力封闭、水力封堵 3 种作用。其中,水力运移逸散作用导致气体散失,是  $\text{CO}_2$  气体注入后潜在的泄露通道。

沁水盆地垂向上存在奥陶系、石炭—二叠系和第四系 3 套主要含水层系,含水层主要为碳酸盐岩、

砂岩和松散沉积层。其中,中奥陶统为区内的主要含水层,石炭系—二叠系含水层的含水性通常较弱,第四系松散沉积物含水层的含水性变化较大但影响范围相对局限。煤系地层上部和下部存在上石炭统隔水层、太原组和山西组泥岩和砂质泥岩隔水层、上石盒子组中下部及下石盒子组隔水层组,煤系地层含水层与上覆第四系松散含水层、下伏石灰岩岩溶—裂隙含水层基本上无水力联系。平面上有多个水力系统(图 2)<sup>[5]</sup>,主要受控于分水岭,盆地南部为汇水区,呈单斜向盆内延伸,断层不发育,地下水呈汇流状。在分水岭以南地区,东、南、西、北四面水体向水位低等势面部位汇流,即形成了向深部汇流之势。受到煤层上下低渗透性围岩在垂向上的封堵作用,在潘庄、樊庄地区形成了低洼地带,该地区地下水径流条件最弱。

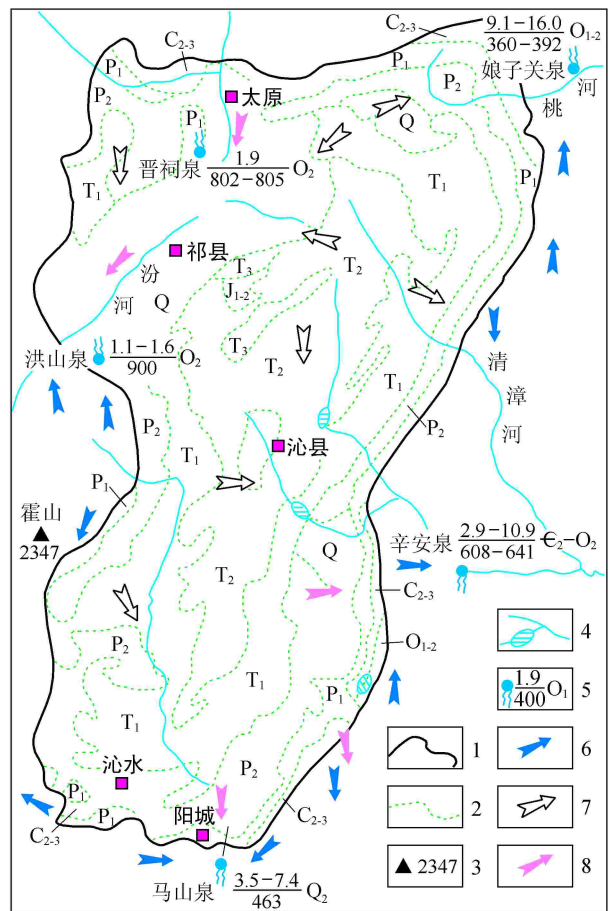


图 2 沁水盆地水文地质图(据陈刚修改)

1. 盆地边界;2. 地质界线;3. 山峰及高程(m);4. 河流与水库;5. 泉水流量( $\text{m}^3/\text{s}$ )/泉口高程(m);6. 岩溶地下水主径流方向;7. 裂隙地下水主径流方向;8. 孔隙地下水主径流方向

沁水盆地煤层直接充水含水层为煤系中砂岩裂隙水,含水性微弱,渗透系数低,水流趋于停滞,阻止

了煤层气扩散。地下水沿煤层、含水层露头补给,向深部运移,径流强度由强变弱,形成盆地深部滞留带,是CO<sub>2</sub>气体埋藏有利区。

### 1.5 盖层发育特征

良好的封盖层可以有效抑制气体扩散,使得注入的CO<sub>2</sub>气体能够稳定封存于地下。沁水盆地煤层具有稳定的封盖条件,3号煤层之上直接盖层为厚达50 m的泥岩、炭质泥岩组合,厚度大、质纯、致密坚硬,岩心未见裂缝,其突破压力为8~15 MPa,是一套非常好的封盖层。15号煤层直接盖层为一套厚度13 m以上,稳定分布的致密灰岩,裂缝不发育,突破压力为8~16 MPa,封盖性能好。同时,厚达150 m以上泥岩、粉砂质泥岩区域性盖层,为CO<sub>2</sub>气体保存提供了有利的条件。

### 1.6 煤矿开采深度

由于煤矿开采是CO<sub>2</sub>埋藏潜在的泄露风险,因此CO<sub>2</sub>埋藏区需规避现在的煤矿开采和潜在的煤矿开采区。依据我国煤矿井深分类,浅矿井(小于400 m)和中深矿井(400~800 m)占矿井总数的95.82%,600 m以浅矿井占80%以上<sup>[6]</sup>,国有重点煤矿矿井平均开采深度约420 m,山西现有各类煤矿开采深度多小于500 m<sup>[7]</sup>。故笔者将600 m以深煤层确定为深部煤层,划分为CO<sub>2</sub>埋藏潜在有利区。

以上研究表明,沁水盆地煤层气资源丰富,煤层吸附性强,为CO<sub>2</sub>埋藏提供了巨大储存空间。盆地边缘地区由于断裂发育、强水动力条件和煤矿的开采,注入的CO<sub>2</sub>存在泄露风险,不利于CO<sub>2</sub>埋藏。盆地中心区稳定的构造环境、弱水动力条件及良好的区域性盖层为CO<sub>2</sub>埋藏提供了很好的保存条件,是CO<sub>2</sub>埋藏有利区。通过计算,沁水盆地潜在埋藏面积达 $1.8 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,约为总含煤面积的55%。

## 2 CO<sub>2</sub>埋藏及煤层气增产潜力预测

沁水盆地是我国煤层气开发的热点地区,不同的单位和学者先后对该地区煤层气资源量进行了预测和评价,结果各不相同<sup>[8-10]</sup>。本次评价以2006年全国煤层气资源评价结果为基础,参考美国能源部CO<sub>2</sub>埋藏潜力评估方法(Scott, 2003),对沁水盆地CO<sub>2</sub>埋藏潜力和注CO<sub>2</sub>增产潜力进行了初步评价。整个评价主要包括3部分:初次可采资源量、CO<sub>2</sub>-ECBM技术增产资源量、CO<sub>2</sub>总理藏量。

### 2.1 计算方法及参数选取

#### 2.1.1 煤层气初次可采资源量

依据目前国内煤层气勘探开发现状,采用常规

方法可采的资源量称作初次可采资源量。目前,常规煤层气开采多在1500 m以浅,因此,本次计算初次可采资源量以1500 m以浅为基础,将1500 m以深视为常规方法深部资源。煤层气初次可采资源量计算公式如下:

$$G_{\text{CBM}} = G \times R \quad (1)$$

式中: $G_{\text{CBM}}$ 为初次可采资源量, $G$ 为1500 m以浅煤层气资源量,约为 $3.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。 $R$ 为平均采收率,不仅与煤储层特征、储层原始压力和临界解吸压力有关,而且与钻井、完井及排采工艺有关。叶建平<sup>[11]</sup>依据我国部分煤层气试井数据计算出我国煤层气平均采收率为35%,本次评价参考最新资评结果,沁水盆地平均采收率约为36.5%。

#### 2.1.2 CO<sub>2</sub>-ECBM技术增产资源量

笔者将CO<sub>2</sub>-ECBM技术提高煤层气资源量分为两部分进行计算,即1500 m以浅煤层气增产量和1500 m以深资源增产量。通过CO<sub>2</sub>-ECBM技术煤层气增产资源量计算公式如下:

$$G_{\text{ECBM}} = G_{\text{-ECBM}} + G_{\text{+ECBM}} = (G - G_{\text{CBM}})AR - + G_{\text{+}} R_{\text{+}} \quad (2)$$

式中: $G_{\text{ECBM}}$ 为通过注CO<sub>2</sub>煤层气增产总资源量, $G_{\text{-ECBM}}$ 为1500 m以浅增产资源量, $G_{\text{+ECBM}}$ 为1500 m以深增产资源量, $A$ 为面积平衡因子, $G_{\text{+}}$ 为1500 m以深煤层气资源量, $R_{\text{-}}$ 、 $R_{\text{+}}$ 分别为1500 m上、下CO<sub>2</sub>-ECBM采收率。

前文已经讨论了关于沁水盆地潜在埋藏区域,计算过程中选取面积平衡因子为55%,以调整CO<sub>2</sub>埋藏面积。由于现场注入时间、原始煤储层压力等条件限制,CO<sub>2</sub>-ECBM采收率不可能达到100%,采收率随煤阶增高而逐渐降低,变化范围为50%~100%(Scott, 2003)。由于沁水盆地煤阶较高,1500 m以浅贫煤、无烟煤占93%,1500 m以深几乎为贫煤、无烟煤,同时考虑到深部渗透率降低等不利因素,1500 m上下分别选取不同的采收率进行计算, $R_{\text{-}}$ 为60%, $R_{\text{+}}$ 为45%。

#### 2.1.3 CO<sub>2</sub>总理藏量

CO<sub>2</sub>埋藏空间包括两个部分,一部分为常规技术初次开采煤层气产生的储存空间,另一部分为CO<sub>2</sub>-ECBM技术开采煤层气置换CH<sub>4</sub>的存储空间。事实上,对于CO<sub>2</sub>埋藏量计算,初次开采煤层气产生的储存空间与注入CO<sub>2</sub>置换CH<sub>4</sub>的效果是一致的。CO<sub>2</sub>埋藏潜能计算公式如下:

$$S_{\text{CO}_2} = \rho_{\text{CO}_2} [(G_{\text{CBM}} A + G_{\text{-ECBM}}) R_{\text{-ER}} + G_{\text{+ECBM}} R_{\text{+ER}}] \quad (3)$$

式中： $S_{CO_2}$ 为总埋藏量； $\rho_{0_2}$ 为标准压力和温度条件下的密度； $R_{-ER}$ 为1 500 m以浅CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>置换比； $R_{+ER}$ 为1 500 m以深CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>置换比。

不同煤阶的吸附能力不同，因此CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>置换比也不同，Scott等通过实验研究表明，随煤阶增大，CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>置换比由10:1逐渐减小到1:1，Gunter

等研究表明CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>置换比约为2:1。参考于洪冠等人的研究成果<sup>[12]</sup>，综合沁水盆地煤阶类型、煤层吸附能力等因素，本次研究中确定 $R_{ER}$ 为150%， $R_{+ER}$ 为130%。

## 2.2 评价结果

利用上述公式(1)~(3)和相关计算参数(表1)，

表1 可采资源及CO<sub>2</sub>埋藏量计算参数表

$G$ ( $10^{12} \text{ m}^3$ )	$G_{-}$ ( $10^{12} \text{ m}^3$ )	$G_{+}$ ( $10^{12} \text{ m}^3$ )	$R$ (%)	$A$ (%)	$R_{-}$ (%)	$R_{+}$ (%)	$R_{-ER}$ (%)	$R_{+ER}$ (%)	$\rho_{0_2}$ ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )
3.97	3.08	0.89	36.5	55	60	45	150	130	1.977

分别进行了沁水盆地煤层气初次可采资源量、ECBM技术增产资源量、CO<sub>2</sub>总埋藏量计算。

沁水盆地总资源量为 $3.97 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，其中1 500 m以浅资源为 $3.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，通过常规技术可开采煤层气 $1.13 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，采收率达到36.5%。通过ECBM技术增产煤层气资源为 $1.04 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，为总资源量的26.2%。其中，1 500 m以浅煤层气增产20.8%，达 $0.64 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，为初次可采资源量的56.6%，1 500 m以深煤层气可采资源达 $0.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。通过初次排采和CO<sub>2</sub>注入使沁水盆地可采资源量达 $2.17 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，约为总资源量的54.7%。

考虑到气体保存条件和煤矿开采，沁水盆地CO<sub>2</sub>埋藏面积约为含煤面积的55%，可埋藏CO<sub>2</sub>总量为 $47.7 \times 10^8 \text{ t}$ 。其中1 500 m以浅为 $37.4 \times 10^8 \text{ t}$ ，约占78.4%，1 500 m以深为 $10.3 \times 10^8 \text{ t}$ 。依据山西省目前每年 $1.5 \times 10^8 \text{ t}$ 的CO<sub>2</sub>排放总量计算<sup>[13]</sup>，沁水盆地可埋藏山西省32 a的CO<sub>2</sub>排放量。

## 3 结论

研究表明，沁水盆地丰富的煤层气资源和强大的储层吸附性为CO<sub>2</sub>埋藏提供了巨大的储存空间，而盆地中心区稳定构造、水动力条件较弱和发育的区域性盖层为CO<sub>2</sub>埋藏提供了保存条件，排除盆地边缘的断裂发育和强水动力区及煤矿开采区，约有55%的含煤面积可成为CO<sub>2</sub>的潜在埋藏区。

沁水盆地煤层气总资源量为 $3.97 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，初次可采资源量为 $1.13 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，通过CO<sub>2</sub>埋藏技术开采煤层气使可采量增加 $1.04 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，煤层气总可采量达到56.6%。沁水盆地CO<sub>2</sub>埋藏量可达 $47.7 \times 10^8 \text{ t}$ 。

## 参 考 文 献

- [1] 唐书恒,杨起,汤达祯.注气提高煤层甲烷采收率机理及实验研究[J].石油试验地质,2002,24(6):545-549.
- [2] NIKOLAI SIEMONS, KARL-HEINZ A A. WOLF, JOHANNES B. Interpretation of carbon dioxide diffusion behavior in coals[J]. International Journal of Coal Geology, 2007, 27(3/4):315-324.
- [3] 叶建平,冯三利,范志强.沁水盆地南部注二氧化碳提高煤层气采收率微型先导性试验研究[J].石油学报,2007,28(4):77-80.
- [4] 唐书恒,马彩霞,叶建平.注二氧化碳提高煤层甲烷采收率的实验模拟[J].中国矿业大学学报,2006,35(5):607-616.
- [5] 池卫国.沁水盆地煤层气的水文地质控制作用[J].石油勘探与开发,1998,25(3):15-18.
- [6] 贡东风,刘昕成.煤矿开采深度现状及发展趋势[J].煤,1997,6(6):38-41.
- [7] 郭振中,张宏达,于开宁.山西岩溶大泉衰减的多因复成性[J].工程勘察,2004(2):22-25.
- [8] 刘洪林,王红岩,李景明.利用碳封存技术开发我国深层煤层气资源的思考[J].特种油气藏,2006,13(4):6-9.
- [9] 石书灿,林晓英,李玉魁.沁水盆地南部煤层气藏特征[J].西南石油大学学报,2007,29(2):54-56.
- [10] 刘延锋,李小春,白冰.中国CO<sub>2</sub>煤层储存容量初步评价[J].岩石力学与工程学报,2005,24(16):2947-2951.
- [11] 叶建平,秦勇,林大扬.中国煤层气资源[M].徐州:中国矿业大学出版社,1998.
- [12] HONGGUAN YU, GUANGZHU ZHOU, WEITANG FAN, et al. Predicted CO<sub>2</sub> enhanced coalbed methane recovery and CO<sub>2</sub> sequestration in China[J]. International Journal of Coal Geology, 2007, 71(2/3):345-357.
- [13] 白冰,李小春,刘延锋.中国CO<sub>2</sub>集中排放源调查及其分布特征[J].岩石力学与工程学报,2006,25(增刊1):2918-2923.

(修改回稿日期 2009-02-10 编辑 罗冬梅)