

文章编号:1000-582X(2011)07-083-08

不可采煤层 CO₂ 封存的数值模拟

周军平, 鲜学福, 姜永东, 刘占芳

(重庆大学 煤矿灾害动力学与控制国家重点实验室; 资源及环境科学学院 重庆 400044)

摘要:将 CO₂ 注入不可采煤层进行封存(CO₂-ECBM)能在封存 CO₂ 的同时回收甲烷,因而是一项具有良好前景的 CO₂ 处置技术。CO₂ 或者 CO₂/N₂ 混合气注入煤层后在煤层中运移涉及到多组分气体在煤中的吸附、多组分气体以及气、水两相在煤层中的扩散-渗流等过程。基于上述过程,建立了考虑煤基质吸附气体后的膨胀效应、能够描述多组分气体在煤层中吸附/解吸-扩散-渗流过程的数学模型,并采用数值解法对模型进行了求解,与已有的模拟结果比较表明建立的模型是可靠的;利用该模型研究了煤层渗透率、不同气体差异性吸附膨胀系数、煤对 CO₂/CH₄ 的吸附比、以及注入气体组成对于 CO₂ 封存以及煤层气生产的影响,研究结果可以为 CO₂-ECBM 项目的场地条件选择以及工艺参数的优化提供依据。

关键词:煤层气;CO₂;收缩/膨胀;渗透率;数值模拟

中图分类号:TE357

文献标志码:A

Numerical simulation of carbon dioxide storage in unmineable coalbed

ZHOU Jun-ping, XIAN Xue-fu, JIANG Yong-dong, LIU Zhan-fang

(State Key Laboratory of Coal Mine Disaster Dynamics and Control; College of Resource and Environmental Science, Chongqing University, Chongqing 400044, P. R. China)

Abstract: The injection of carbon dioxide (CO₂) in deep unmineable coalbeds (CO₂-ECBM) is a very attractive option for geologic CO₂ storage. The CO₂ is stored and at the same time the recovery of coalbed methane is enhanced. The revenue of methane (CH₄) production can offset the expenditures of the storage operation. The processes involving in the CO₂-ECBM include multi-components gas adsorption, diffusion, and gas-water two phase flow in coalbed. On the basis of above processes, a model considering adsorption induced coal matrix swelling is developed, which can be used to describe multi-components gas adsorption/desorption-diffusion-flow in coalbed. The finite difference method is used to solve this model, and the comparison of the results with the existed model suggests the model is valid. Then the model is applied to evaluate the influence of permeability of coal seam, different gas adsorption induced swelling, CO₂/CH₄ adsorption capacity ratio, pore model considering matrix swelling, and gas composition of injection gas on CO₂ sequestration and methane production, and these results are very important for site selection and technological parameters optimum of CO₂-ECBM project.

Key words: coalbed methane; carbon dioxide; shrink/swelling; permeability; numerical simulation

收稿日期:2011-01-15

基金项目:国家自然科学基金创新研究群体科学基金资助项目(50921063);重庆市院士基金项目(CSTC 2010BC6006);重庆大学“211工程”三期创新人才培养计划建设项目(S-10220)。

作者简介:周军平(1982-),男,博士,主要从事采矿工程以及煤层气渗流方面的研究,(E-mail)zhoujp1982@sina.com。
鲜学福(1929-),男,中国工程院院士,重庆大学教授,博士生导师。

目前,由人类活动导致的温室气体浓度的增加所引起的全球气候变化问题对于人类未来生存和发展的威胁已引起了世界各国的广泛关注。在导致气候变化的各种温室气体中,人类活动排放的 CO_2 是其中对气候变化影响最大的气体,它产生的增温效应占有所有温室气体总增温效应的 63%,且在大气中的留存期最长,可达到 200 年^[1]。

在全球能源需求持续增长以及全球气候变暖已经成为无可争议的事实背景下, CO_2 煤层封存技术(CO_2 -ECBM)受到了极大的关注,该项技术将 CO_2 从集中源(火电厂以及水泥厂等)分离后通过管道输送后将其注入不可采煤层,利用煤对 CO_2 以及 CH_4 吸附能力的差异性,将 CH_4 从煤层中驱替出来,在封存 CO_2 的同时能够提高煤层气的采收率,从而降低 CO_2 地下封存的成本^[2]。已有一些研究表明,煤层对于 CO_2 具有很大的封存容量^[3-6]。加拿大、美国、日本以及欧洲已经进行了一系列的现场实验,这些现场实验结果表明 CO_2 注入煤层后会导致储层渗透率降低,初步认为这跟 CO_2 被煤吸附后引起的煤基质膨胀有关^[7-13],中国也在沁水盆地南部进行了注 CO_2 、 N_2 提高煤层气采收率的微型先导性现场实验,发现在提高煤层气采收率的同时能够实现 CO_2 的封存,但同时也发现了 CO_2 注入后煤岩膨胀导致储层渗透率降低这一现象^[14];一些室内试验也证实了煤岩吸附气体后发生膨胀这一现象^[15-17],而且对于不同气体,煤岩显示出差异性膨胀,煤样吸附 CO_2 后产生的膨胀量远大于吸附 CH_4 、 N_2 后的膨胀量,因此,在进行储层模拟的时候需要考虑不同气体吸附/解吸后煤基质收缩/膨胀引起的渗透率变化。一些学者为了降低 CO_2 膨胀效应对渗透率的影响,提出了注入烟道气(主要为 CO_2 和 N_2)提高煤层气采收率同时封存 CO_2 的设想,这一设想同时减少了 CO_2 从燃煤电厂烟道气中分离出来的捕集成本从而降低 CO_2 煤层封存项目的整体成本^[18-19]。

已有的研究表明,煤样对于 CO_2 以及甲烷的吸附比、煤岩力学特性、煤岩吸附气体后的膨胀系数等参数对于 CO_2 的封存容量和煤层气的生产具有很大的影响,在进行 CO_2 -ECBM 项目时,需要进行储层模拟来确定 CO_2 封存以及生产甲烷的最佳操作条件^[20]。目前,已有一些针对煤层气初级生产的储层模拟软件,能够描述煤层的双重孔隙介质特性、单组份气体在煤中的吸附/解吸-扩散-渗流过程以及

气体解吸后煤基质的收缩效应等等^[21]。然而,由于 CO_2 -ECBM 涉及的机理比煤层气的初级生产要复杂,这些模拟方法对于 CO_2 -ECBM 不大适用,新的储层模拟方法应该能够描述多组分(CO_2 、 CH_4 、 N_2 等)气体在煤中的吸附特性、多组分气体以及气、水两相在煤层中的扩散-渗流机制。基于上述目的,笔者首先建立了考虑煤基质吸附气体后的膨胀效应、可以描述多组分气体在煤层中吸附/解吸-扩散-渗流过程的数学模型,采用数值解法对模型进行了求解,并与已有的模拟结果进行了比较,验证了模型的合理可靠性;最后利用该模型研究了不同参数对于 CO_2 封存以及煤层气生产的影响。

1 基本方程

1.1 连续性方程

煤对多组分气体的吸附量可采用扩展的 Langmuir 等温吸附方程来表示

$$V_i(p) = \frac{V_{Li} b_i y_i p}{1 + \sum_{i=1}^3 b_i y_i p}, \quad (1)$$

式中: $b_i = \frac{1}{p_{Li}}$; $V_i(p)$ 为煤基质中 i 组分气体的平衡吸附浓度, m^3/t ; p_{Li} 为 i 组分气体的 Langmuir 压力, MPa; V_{Li} 为 i 组分气体的 Langmuir 体积, m^3/t ; p 为吸附平衡时气相压力, MPa; y_i 为 i 组分气体的摩尔分数。

将煤层视为双重孔隙介质,气体从煤基质向裂隙的扩散运移符合 Fick 第一定律

$$q_{mi} = \frac{V_m}{\tau} (V_i - V_i(p)), \quad (2)$$

式中: q_{mi} 为基质内吸附气体解吸进入裂隙系统的扩散量, m^3/s ; V_m 为煤基质体积, m^3 ; V_i 为基质内吸附的 i 组分气体的平均浓度, m^3/m^3 ; τ 为吸附时间常数, s。水、气在煤层裂隙中的流动符合达西定律,即分别为

$$q_g = \frac{kk_{rg}}{\mu_g B_g} (\nabla p_g + \rho_g g \nabla H), \quad (3)$$

$$q_w = \frac{kk_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla p_w + \rho_w g \nabla H), \quad (4)$$

式中: q_g 、 q_w 分别为单位储层体积裂隙系统流向井筒的气、水生产量, $\text{m}^3/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$; k 为煤层绝对渗透率, m^2 ; k_{rg} 、 k_{rw} 分别为气、水相对渗透率,无量纲; μ_g 、 μ_w 分别为气、水的粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; B_g 、 B_w 分别为气、水的体积系数,无量纲; p_g 、 p_w 分别为裂隙系统中气、

水相的压力; ρ_g 、 ρ_w 分别为气、水相的密度; H 为标高, m。

忽略气体在水中的溶解性, 根据运动方程以及连续性方程可以得到裂隙系统中气、水两相流动方程。

对于水相, 有

$$\nabla \cdot \left[\frac{kk_{rw}(\nabla p_w + \rho_w g \nabla H)}{\mu_w B_w} \right] + q_w = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi S_w}{B_w} \right) \quad (5)$$

对于气相, 组分 1(CO₂)

$$\nabla \cdot \left[\frac{kk_{rg} y_1 (\nabla p_g + \rho_g g \nabla H)}{\mu_g B_g} \right] + q_{m1} + q_g y_1 = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi S_w y_1}{B_w} \right) \quad (6)$$

组分 2(CH₄)

$$\nabla \cdot \left[\frac{kk_{rg} y_2 (\nabla p_g + \rho_g g \nabla H)}{\mu_g B_g} \right] + q_{m2} + q_g y_2 = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi S_w y_2}{B_w} \right) \quad (7)$$

组分 3(N₂)

$$\nabla \cdot \left[\frac{kk_{rg} y_3 (\nabla p_g + \rho_g g \nabla H)}{\mu_g B_g} \right] + q_{m3} + q_g y_3 = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi S_w y_3}{B_w} \right) \quad (8)$$

式中: q_w 为单位体积煤层单位时间内生产的水量, m³/(m³·s); q_g 为单位体积煤层单位时间内生产的气体量, m³/(m³·s); S_g 、 S_w 分别为气、水饱和度, 无量纲。

此外, 作为求解的辅助方程, 需要如下关系式:

$$\sum_{i=1}^3 y_i = 1, \quad (9)$$

$$p_c = p_g - p_w, \quad (10)$$

$$S_g + S_w = 1, \quad (11)$$

式中, p_c 为气、水相的毛管压力, MPa。

1.2 渗透率模型

在煤层气初级生产时, 储层压力下降, 有效应力会增加, 从而使渗透率降低, 而同时气体解吸造成煤基质收缩会使得渗透率升高, 煤储层的渗透率取决于这两个因素谁起主导作用; CO₂ 注入后, 会使储层压力升高, 有效应力下降, 但同时煤基质吸附气体会产生膨胀, 有研究表明煤样吸附不同气体具有不同的基质膨胀系数^[16], CO₂ 引起的基质膨胀系数比 CH₄ 和 N₂ 要大很多, 因此, CO₂ 注入后的膨胀效应对于煤储层的渗透率影响很大, 在进行储层模拟时必须考虑基质膨胀效应的影响。基质的膨胀与吸附的气体种类以及吸附的量相关, 考虑孔隙压缩以及煤基质收缩/膨胀效应的煤储层孔隙率变化可用下式表示^[22]

$$\varphi = \varphi_0 + \frac{1}{M}(p - p_0) + \left(\frac{K}{M} - 1 \right) \left[\sum_i S_{mi} (V_i - V_{i0}) \right], \quad (12)$$

式中: φ 为煤岩孔隙率, 无量纲; φ_0 为初始孔隙率, 无量纲; p_0 为初始储层压力, MPa; M 为煤颗粒体积模量, MPa; K 为煤岩骨架体积模量, MPa; S_{mi} 为 i 组分气体的煤基质膨胀系数, 无量纲; V_{i0} 为 i 组分气体的初始吸附量, m³/t。

可以用如下关系式来表示煤层孔隙率与渗透率之间的关系^[23]

$$k = k_0 \left(\frac{\varphi}{\varphi_0} \right)^3, \quad (13)$$

式中, k_0 为煤层初始渗透率。式(12)、(13)即构成了考虑孔隙压力变化以及基质收缩/膨胀效应的煤层渗透率模型。

式(1)-(13)即构成了描述 CO₂ 煤层封存过程的基本控制方程, 由于方程的非线性, 我们采用有限差分法进行求解, 时间域采用全隐式方法进行离散, 空间上采用迎风差分格式进行离散, 并编制数值模拟程序进行求解。

2 模型求解与验证

目前已有一些软件用于煤层气生产的模拟, David H S. Law 等已进行了 COMET3、SIMED、GEM、ECLIPSE 不同模型之间的对比研究^[21], 这里采用文献[21]中的参数进行数值模拟, 再将所得的结果与 David H S. Law 结果进行比较, 以验证模型的有效性。计算的井筒几何布置采用五点法, 一个注入井, 4 个生产井, 几何模型以及计算区域如图 1 所示, 计算采用的参数以及运行条件分别见表 1、2。由于井筒布局的对称性, 为了减少计算量, 只计算井筒布置面积的四分之一。分别采用纯 CO₂ 注入以及纯 N₂ 注入的情景模式进行计算, 且与初级生产(未注气)的情况进行对比, 模拟结果分别见图 2、3。

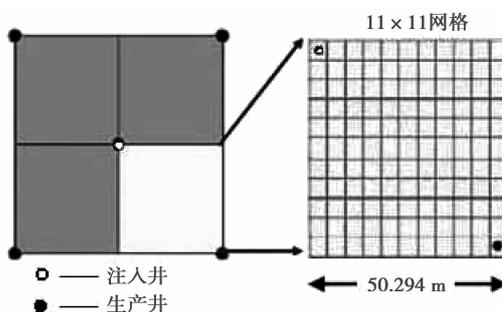


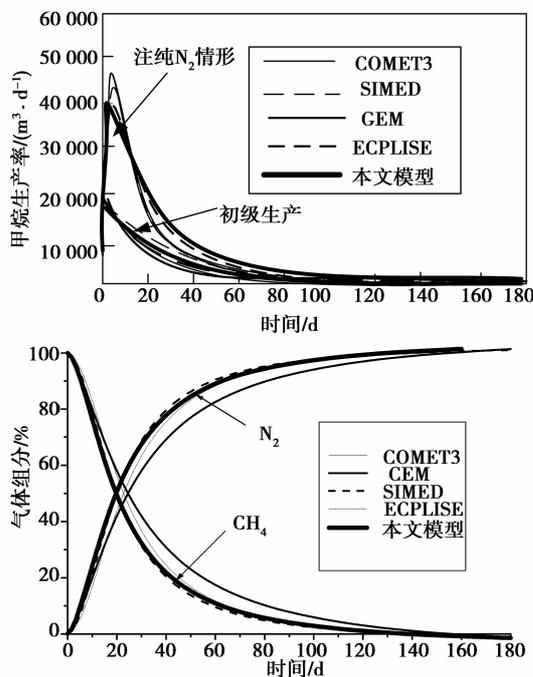
图 1 五点法井网几何模型以及计算区域

表 1 储层参数列表

参数	值	
Langmuir/MPa 压力	CO ₂	1.903 0
	CH ₄	4.688 5
	N ₂	27.241 0
Langmuir/MPa 体积	CO ₂	0.031 0
	CH ₄	0.015 2
	N ₂	0.015 0
煤厚/m	9	
煤岩体场氏模量/GPa	1.960 0	
煤岩体泊松比	0.390 0	
温度 T/°C	45	
储层压力/MPa	7.650 0	
初始孔隙率 ϕ	0.001 0	
初始渗透率 k_0 /md	3.650 0	
水饱和度	0.592 0	
气饱和度	0.408 0	
煤岩密度 ρ_c /(kg·m ⁻³)	1.434×10 ³	

表 2 运行条件参数

参数	值
井间距/m	50.294 0
井筒半径/m	0.036 5
注气速率/(m ³ ·d ⁻¹)	28 316.820 0
最大井底压力/MPa	15
最大产气速率	100 000
最小井底压力/MPa	0.275 0

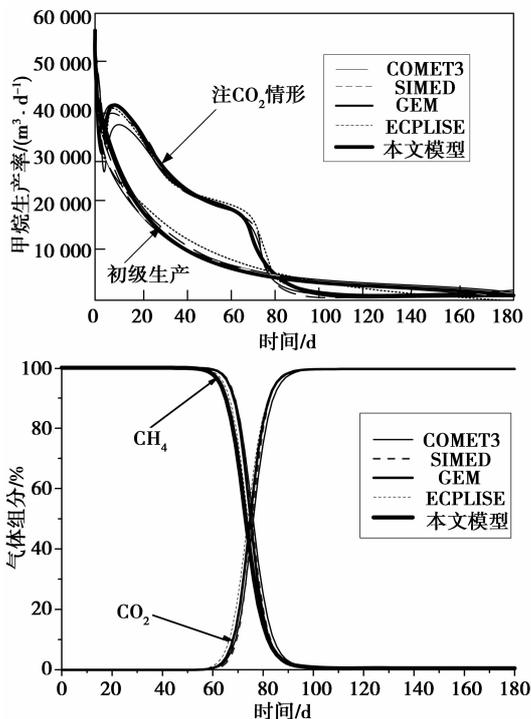
图 3 注 N₂ 模拟结果

由图 2、3 可以看出,不同软件模拟的结果趋势大体一致,注入纯 CO₂ 以及 N₂ 均能显著提高甲烷的产量,且在注入初期,甲烷生产量很快达到峰值,达到峰值后,甲烷产量逐渐减少,直到 CO₂、N₂ 突破煤层。通过对比图 2、3 可以得出,注入纯 N₂ 时的甲烷生产量峰值出现的时间比 CO₂ 要早, N₂ 突破煤层比 CO₂ 要快很多,这是由于煤对 CO₂ 的吸附能力比对 CH₄ 要强, CO₂ 能将 CH₄ 从煤层中驱替出来,而煤对 N₂ 的吸附能力比对 CH₄ 要弱,使得 N₂ 直接流向生产井所引起的。

同时,由图 2、3 可知,本文建立的模型与已有的模拟结果相差很小,存在的细微差别可能是由于构成模拟器的状态方程、以及求解方程时采用不同的离散方法造成的。结果表明,本文建立的模型是可靠的。

3 模型应用

在进行煤层封存 CO₂ 生产甲烷时,煤层渗透率、储层压力,吸附能力、煤层含气量以及煤吸附 CO₂ 基质膨胀系数对于 CO₂ 封存效果以及煤层气增产效果影响较大。这里,采用本文建立的模型仅分别研究煤层渗透率、煤吸附 CO₂/CH₄ 的差异性膨胀、CO₂/CH₄ 的吸附比以及注入气体中 CO₂/N₂ 组分比例对 CO₂ 封存以及煤层气增产效果的影响,

图 2 注 CO₂ 模拟结果比较

以便为 CO₂-ECBM 项目实施场地的选择提供依据。计算时所用参数除特别说明外,都与表 1、2 所示一致。

3.1 渗透率

煤层气储层渗透率比常规天然气储层要低,一般在 0.01~100 md 范围内。这里煤层渗透率分别设为 1、3.65、10、30 md 进行计算,不同渗透率条件下甲烷初级生产量以及注入 CO₂ 后甲烷的产量计算结果见图 4。

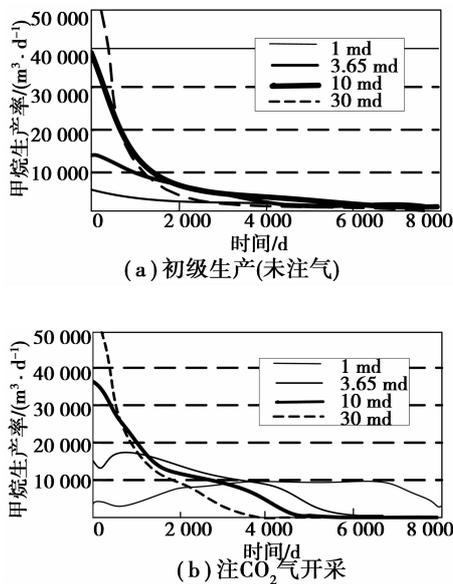


图 4 渗透率对甲烷生产率的

由图 4、5 可以看出,对于初级生产,不同渗透率条件下甲烷生产率变化规律较一致,在生产初期,渗透率越高,甲烷生产率越大,随着生产的进行,甲烷生产率下降很快,且最终趋于一致;对于注入 CO₂

情形,除渗透率为 1 md 的情形外,其余情形下甲烷生产趋势具有相似性,只有渗透率为 1 md 时甲烷生产率达到峰值的时间出现延迟,这一现象跟低渗透率条件注入井附近的低渗透性有关,渗透率为 1 md 时井底压力与 CO₂ 注入速率随时间的变化如图 5 所示。由图 5 可以看出,渗透率低的情形,为了维持 CO₂ 的持续注入,注入压力也需要随之增加,压力增大到一定限值时,反过来又会限制了 CO₂ 的注入,随着生产的继续进行,储层压力会随之下降,CO₂ 注入条件重新得到改善,此时甲烷生产率才达到峰值。

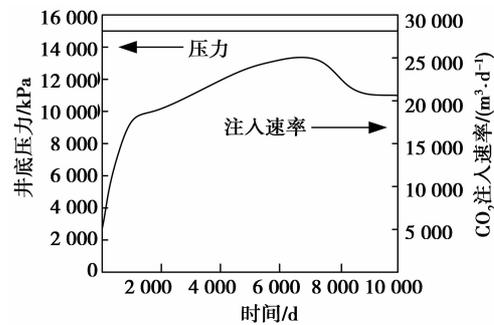


图 5 渗透率为 1 md 条件下井底压力与注入速率变化

接下来对不同渗透率条件下注入 CO₂ 后甲烷增产效果以及 CO₂ 封存的效果进行评估。这里将产出的气体中的甲烷气体组分浓度低于 90% 时,即产出的气体中 CO₂ 的组分浓度超过 10% 时定义为 CO₂ 已经穿透煤层,此时,停止注入 CO₂。不同渗透率条件下甲烷初级生产量与注 CO₂ 情形总的甲烷生产量、CO₂ 突破煤层时间、CO₂ 封存量(等于注入量减产出气体中 CO₂ 的量)以及注 CO₂ 后甲烷增产比值见表 3。

表 3 渗透率对甲烷增产效果的影响

渗透率/md	时间/d	CH ₄ 初级生产量 A/m ³	注 CO ₂ 情形总的 CH ₄ 生产量 B/m ³	CO ₂ 封存量/m ³	增产比 B/A
1	6 672	1.87×10 ⁷	5.06×10 ⁷	1.36×10 ⁸	2.71
3.65	4 089	2.83×10 ⁷	5.35×10 ⁷	1.15×10 ⁸	1.89
10	3 295	3.84×10 ⁷	5.53×10 ⁷	9.31×10 ⁷	1.44
30	2 446	4.52×10 ⁷	5.66×10 ⁷	6.95×10 ⁷	1.25

从表 3 可以看出,渗透率为 1、3.65、10、30 md 时,增产比分别为 2.68、1.89、1.44、1.25,CO₂ 封存量分别为 1.36×10⁸、1.15×10⁸、9.31×10⁷、6.95×10⁷ m³,即渗透率越低,增产效果越明显;CO₂ 封存

量也越大。这是由于煤层渗透率越低,维持 CO₂ 持续注入需要的压力也越高,CO₂ 吸附的量也越大;同时,渗透率越低,CO₂ 突破煤层的时间也越长,与煤层接触也越充分,因而 CO₂ 封存量也越大;但另一

方面,注入压力过大,有可能造成注入井附近上覆盖层破裂,增加 CO_2 泄露的风险。

3.2 CO_2/CH_4 差异性吸附膨胀比

这里取储层初始孔隙率为 0.01,孔隙压缩系数为 $2.3 \times 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$, $K/M=0.78$,煤吸附甲烷膨胀系数为 0.526 m^{-3} , CO_2 分别设为 0.526、0.789、 1.052 m^{-3} ,即 CO_2/CH_4 吸附膨胀系数比值分别为 1、1.5、2,则不同吸附膨胀系数比对于储层渗透率以及甲烷生产率的影响分别见图 6、7。

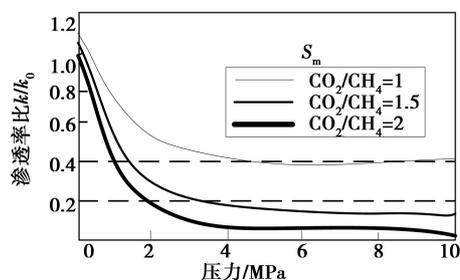


图 6 差异性吸附膨胀系数对渗透率的影响

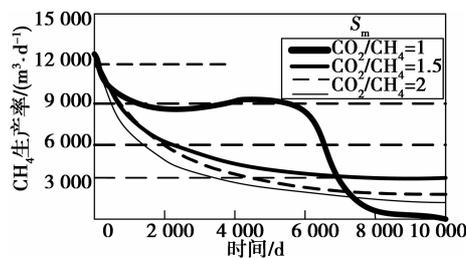


图 7 差异性吸附膨胀系数对甲烷生产率的影响

由图 6 可以看出, CO_2/CH_4 的吸附膨胀系数比越大, CO_2 注入后,随着压力的增加,吸附的 CO_2 量随着增加,则 CO_2 吸附引起的煤基质膨胀量越大,导致储层渗透率降低幅度也越大;由图 7 可以看出, CO_2/CH_4 的吸附膨胀系数比越大,甲烷初期的生产率越低,到后期生产时, CO_2/CH_4 的吸附膨胀系数比大的煤层的甲烷生产率基本与初级生产接近,这是由于随着 CO_2 注入的进行,由于煤基质的膨胀,使得 CO_2 注入需要维持较高的注入压力,从而使得 CO_2 注入困难所致。因此,对于有些低渗透且 CO_2/CH_4 的吸附膨胀系数比大的煤层, CO_2 -ECBM 技术并不一定适用。

3.3 CO_2/CH_4 吸附比

这里采用的 CO_2 Langmuir 体积常数分别在表 1

参数 $0.310 \text{ m}^3/\text{t}$ 的基础上 $\pm 10\%$, $\pm 30\%$, 则不同 CO_2/CH_4 吸附比下甲烷生产率如图 8 所示。

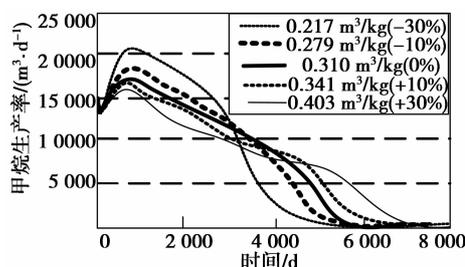


图 8 CO_2 吸附能力对于甲烷生产率的影响

从图 8 可以看出, CO_2/CH_4 吸附比越大,驱替等量甲烷需要的 CO_2 量越多,越有利于 CO_2 封存,但甲烷增产效果要比 CO_2/CH_4 吸附比小的情况要低。

3.4 注入气体中 CO_2/N_2 组分比

这里注入的混合气中 CO_2 、 N_2 的组分组合分别设为 ($\text{CO}_2 90\%$, $\text{N}_2 10\%$)、($\text{CO}_2 30\%$, $\text{N}_2 70\%$)、($\text{CO}_2 15\%$, $\text{N}_2 85\%$)、($\text{CO}_2 100\%$, $\text{N}_2 0\%$)。则不同气体组合条件下甲烷生产率、生产气体中甲烷组分浓度分别如图 9、10 所示。

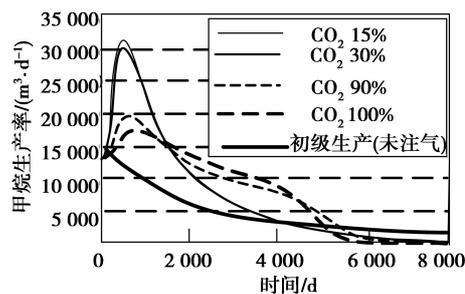


图 9 注入气体组分对于甲烷生产率的影响

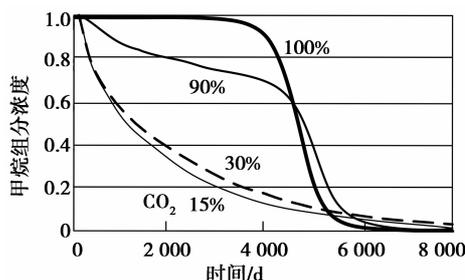


图 10 注入气体组分对于生产气中甲烷组分浓度的影响

从图 9、10 可以看出,注入气体中 CO_2 组分含

量越低, N₂ 含量越高时, 甲烷生产率也越高, 注气增产效果越明显, 但同时生产的气体中甲烷气组分浓度也越低, 这是由于煤对 N₂ 的吸附能力比 CH₄ 要弱, N₂ 会越早突破煤层, 从而注入的气体中 N₂ 组分浓度越高, 生产的气体中 N₂ 的浓度也越高, 从而降低了生产气体中甲烷的浓度。因此, 将混合气注入煤层, 一方面可以降低捕集 CO₂ 的成本, 但另一方面, 会使得产出的气体中甲烷浓度偏低, 增加将产出的气体中 N₂ 分离出来的成本, 在注气的时候应考虑这两方面因素的影响, 寻找注入气体组分的最优配比, 从经济上对工艺进行优化。

4 结 语

建立了能够描述 CO₂-ECBM 过程的数学模型, 利用该模型研究了储层参数对于 CO₂ 封存以及甲烷生产效果的影响, 得到以下结论:

1) 低渗透性煤层注入 CO₂ 的增产效果比高渗透性煤层明显, 且具有更高的封存 CO₂ 的潜力, 但低渗透率煤层甲烷生产率较低;

2) 对于低渗透且 CO₂ 注入后的吸附膨胀系数大的煤层, CO₂-ECBM 技术并不适用;

3) 具有高 CO₂/CH₄ 吸附比的煤层, 从封存 CO₂ 的角度来看, 具有较大的 CO₂ 封存潜力, 但 CH₄ 增产效果不明显;

4) 采用注混合气时, 注入气体中 N₂ 组分含量越高, CO₂ 的封存量越小, CH₄ 采收率越高, 但产出的气体将混合有 N₂, 使甲烷浓度降低, 会增加分离产出气体中 N₂ 的成本。

因此, 在实施 CO₂-ECBM 项目时, 应综合考虑各个因素对 CO₂ 封存效果以及提高甲烷采收率的影响, 以便合理选择封存场地条件以及进行工艺操作参数的优化。

参考文献:

- [1] METZ B, DAVIDSON O R, BOSCH P R, et al. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage, prepared by working group III of the intergovernmental panel on climate change[M]. New York: Cambridge University Press, 2007.
- [2] MAVO M J, GUNTER W D, ROBINSON J R, et al. Testing for CO₂ sequestration and enhanced methane production from coal[C]//The SPE Gas Technology Symposium, April 30-May 2, 2002, Calgary, Alberta, Canada. [S. l.]: SPE Incorporated.
- [3] SAGHAFI A, FAIZ M, ROBERTS D. CO₂ storage and gas diffusivity properties of coals from Sydney Basin, Australia[J]. International Journal of Coal Geology, 2007, 70(1/3): 240-254.
- [4] 刘延锋, 李小春, 白冰. 中国 CO₂ 煤层储存容量初步评价[J]. 岩土力学, 2005, 24(16): 2947-2952.
LIU YAN-FENG, LI XIAO-CHUN, BAI BING. Preliminary estimation of CO₂ storage capacity of coalbed in china[J]. Rock and Soil Mechanics, 2005, 24(16): 2947-2952.
- [5] YU H G, ZHOU G Z, FAN W T, et al. Predicted CO₂ enhanced coalbed methane recovery and CO₂ sequestration in China[J]. International Journal of Coal Geology, 2007, 71(2/3): 345-357.
- [6] SAGHAFI A, PINETOWN K L, GROBLER P G, et al. CO₂ storage potential of South African coals and gas entrapment enhanced due to igneous intrusions [J]. International Journal of Coal Geology, 2008, 73 (1): 74-87.
- [7] GUNTER W D, GENTZIS T, ROTTENFUSER B A, et al. Deep coalbed methane in Alberta, Canada: a fossil resource with the potential of zero greenhouse gas emissions [J]. Energy Conversion and Management, 1997, 38(S1): 217-222.
- [8] SAMS W N, BROMHAL G, JIKICH S, et al. Field-project designs for carbon dioxide sequestration and enhanced coalbed methane production[J]. Energy and Fuels, 2005, 19(6): 2287-2297.
- [9] VAN BERGEN F, PAGNIER H, KRZYSTOLIK P. Field experiment of enhanced coalbed methane-CO₂ in the upper Silesian basin of Poland[J]. Environmental Geosciences, 2006, 13(3): 201-224.
- [10] SHI J Q, DURUCAN S, FUJIOKA M. A reservoir simulation study of CO₂ injection and N₂ flooding at the Ishikari coalfield CO₂ storage pilot project, Japan [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2008, 2(1): 47-57.
- [11] BOTNEN L S, FISHER D W, DOBROSKOK A A, et al. Field test of CO₂ injection and storage in lignite coal seam in North Dakota[J]. Energy Procedia, 2009, 1(1): 2013-2019.
- [12] SIRIWARDANE H J, GONDLE R K, SMITH D H. Shrinkage and swelling of coal induced by desorption and sorption of fluids: theoretical model and interpretation of a field project [J]. International Journal of Coal Geology, 2009, 77 (1/2): 188-202.
- [13] REEVES S, GONZALEZ R, HARPALANI S, et al.

- Results, status and future activities of the coal-seq consortium [J]. *Energy Procedia*, 2009, 1(1): 1719-1726.
- [14] 叶建平,冯三利,范志强,等.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.
YE JIAN-PING,FENG SAN-LI,FAN ZHI-QIANG,et al. Micro-pilot test for enhanced coalbed methane recovery by injecting carbon dioxide in south part of Qinshui Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(4): 77-80.
- [15] ZGEN KARACAN C. Swelling-induced volumetric strains internal to a stressed coal associated with CO₂ sorption[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2007,72(3/4):209-220.
- [16] CHIKATAMARLA L, CUI X J, BUSTIN R M. Implications of volumetric swelling/shrinkage of coal in sequestration of acid gases [C]//2004 International Coalbed Methane Symposium, May 14-18, 2004, Tuscaloosa, Alabama. Alabama: The University of Alabama.
- [17] ROBERTSON E P, CHRISTIANSEN R L. Measurement of sorption induced strain[C]// The 2005 International Coalbed Methane Symposium, May 17-19, 2005, Tuscaloosa, Alabama. Alabama: The University of Alabama.
- [18] MAZUMDER S,WOLF K H A A,VAN HEMERT P, et al. Laboratory experiments on environmental friendly means to improve coalbed methane production by carbon dioxide/flue gas injection [J]. *Transport in Porous Media*,2008,75(1):63-92.
- [19] KRISTIAN J, TANG G Q, KOVSCEK A R. Laboratory and simulation investigation of enhanced coalbed methane recovery by gas injection [J]. *Transport in Porous Media*,2008, 73(2):141-159.
- [20] MARC BUSTIN R, CUI X J, CHIKATAMARLA L. Impacts of volumetric strain on CO₂ sequestration in coals and enhanced CH₄ recovery[J]. *AAPG Bulletin*, 2008,92(1):15-29.
- [21] LAW H S D, MEER L G H, GUNTER W D. Comparison of numerical simulators for greenhouse gas storage in coal beds, Part II: flue gas injection[C]//The 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, October 1-4, 2002, Kyoto, Japan. [S. l.]:Elsevier Ltd,2003:563-568.
- [22] CHIKATAMARLA L, CUI X J, BUSTIN R M. Implications of volumetric swelling/ shrinkage of coal in sequestration of acid gases[C]//The 2004 International Coalbed Methane Symposium, May 14-18, 2004, Tuscaloosa, Alabama. Alabama: The University of Alabama.
- [23] SCHWERER F C, PAVONE A M. Effect of pressure-dependent permeability on well-test analyses and long term production of methane from coal seams[C]//The SPE Unconventional Gas Recovery Symposium, May 13-15, 1984, Pittsburgh, Pennsylvania. [S. l.]:SPE,1984.

(编辑 郑洁)