

CCS 工程中盖层渗透率对 CO₂ 逃逸的影响¹⁾

郑 委^{*,2)} 鲁晓兵^{*,3)} 张旭辉^{*} 刘庆杰[†]

^{*}(中国科学院力学研究所, 北京 100190) [†](石油勘探开发研究院采收率研究所, 北京 100083)

摘要 针对 CO₂ 封存后可能存在的逃逸问题进行了分析. 在对 ABAQUS 商用软件进行二次开发的基础上, 针对各个因素进行了计算; 并对简单情况进行了理论推导, 验证了数值模型的正确性. 考虑到 CO₂ 逃逸过程中可能发生相态变化, 数值模拟时分别采用理想气体状态方程和范德华方程以对结果进行比较. 结果表明, 在盖层均匀和通常的气藏条件下, CO₂ 完全渗漏需要 15×10⁴ 年以上; 盖层含井或有裂缝时会导致 CO₂ 快速逃逸, 完全逃逸在 1×10⁴ 年左右, 在选址时应该尽量避免.

关键词 CO₂ 地质封存, 逃逸, 渗流

中图分类号: TE312 文献标识码: A 文章编号: 1000-0879(2010)04-030-05

THE EFFECT OF CAPROCK PERMEABILITY ON THE LEAKAGE OF CO₂ IN A CO₂ CAPTURE AND STORAGE PROJECT¹⁾

ZHENG Wei^{*,2)} LU Xiaobing^{*,3)} ZHANG Xuhui^{*} LIU Qingjie[†]

^{*}(Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China)

[†](EOR Department, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China)

Abstract The leakage after CO₂ sequestration is critical in the evaluation of CO₂ storage period and the stability of the cap-rock. In this paper, the commercial FEM software ABAQUS is used with a secondary development to analyze the key factors of CO₂ seepage. Meanwhile the gas Vander-Walls equation is applied to the supercritical CO₂ compared to the ideal gas equation. A simple theoretical result is obtained and verified in a good agreement with that of simulation. The results show that at least 150 000 years are needed until CO₂ escapes completely from a homogeneous cap-rock with a low permeability; the number storage duration is decreased to 10 000 years when there is a high permeability leaky well or fractures, hence, fractures or leaky wells should be consolidated before sequestration or kept away from project areas.

Key words CO₂ geological sequestration, leakage, seepage

引 言

我国的 CO₂ 气体排放总量已居于世界第一位, 并逐年快速增长, 环境和政治压力凸显. 开展 CO₂ 的资源化利用和储存技术研究具有重要的意义. 地质封存 CO₂ 是一个重要的选择^[1], 即将 CO₂ 捕获后注入到深部地层中封存, 称为 CCS (CO₂ capture and storage) 工程.

CO₂ 封存后, 一旦通过盖层发生逃逸, 会导致严重后果^[2]: (1) 如果逃逸发生在陆地, 将引发地表的隆起或凹陷, 损毁建筑物; (2) 逃逸的 CO₂ 进入临近的饮用水层, 污染饮用水; (3) 如果 CO₂ 逃逸发生在海洋中, 会改变水域的 pH 值, 破坏海洋生态和沉积物特性; (4) 大量的 CO₂ 逃逸使得减少温室气体效应的初衷毁于一旦. 因此要求盖层封闭性好以实现长期封存^[3].

2009-11-20 收到第 1 稿, 2010-01-27 收到修改稿.

1) 国家重点基础研究发展计划 (973 计划)(2006CB705800) 资助项目.

2) 郑委, 硕士研究生, 主要从事海洋岩土力学方面学习和研究工作. E-mail: zhengwei-03@tsinghua.org.cn

3) 鲁晓兵, 副研究员, 主要从事海洋岩土力学方面研究. E-mail: xblu@imech.ac.cn

基于对 CO₂ 逃逸风险的认识, 国内外已开展许多研究: Li 等^[4] 通过岩心样本试验和相关数值计算, 研究了 CO₂ 突破后盖层渗透率的变化; Prasad 和 James 等^[5] 实地监测 CO₂ 注入井周围 CO₂ 的运移情况, 并与数值结果校核; Teng 和 Daniel 等^[6] 推导得到了 CO₂ 泄漏率随时间的变化; Jan 等^[7] 基于井渗模型采用数值模拟和半理论分析的方法探讨了 CO₂ 渗漏的情况。

本文在对 ABAQUS 商用有限元软件进行二次开发的基础上, 对 CO₂ 逃逸过程中盖层岩石渗透率的影响进行了分析。

1 CO₂ 逃逸的主要影响因素分析

1.1 埋存机理简要分析

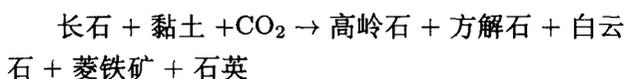
现阶段技术可行、经济合理的埋存介质主要是废弃油气藏和深层地下盐水层。CO₂ 注入 800 m 以下地层后, 主要以超临界状态存在, 少量溶于水并在漫长地质时期中矿化。因此, CO₂ 地质埋存的机理主要有以下 3 个^[8-9]:

(1) 自由气圈闭。超临界状态的 CO₂ 驱替孔隙中的盐水, 圈闭在周围盐水和盖层组成的封闭空间中。盖层岩石的完整性、盐水层的导水性、注入压力、气-水相对渗透率成为主要影响因素。

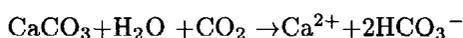
(2) 溶解埋存。盐水层中含有巨量的水体, 游离态 CO₂ 会随着盐水层内水循环逐渐溶解扩散, 形成较为稳定的存在。影响溶解埋存主要因素是溶解度, CO₂ 在盐水中的溶解度是地温、孔压以及矿化度的函数, 此外盐水在地层中循环速度对其也有影响。

(3) 矿化埋存。在漫长的地质时间内, 注入的 CO₂ 与储层岩石发生缓慢的化学反应, 形成碳酸盐矿物(硅质岩屑储层)或 HCO₃⁻(碳酸盐岩储层), 从而实现 CO₂ 彻底封存, 反应式如下:

硅质岩:



碳酸岩:



CO₂ 矿物埋存影响因素众多, 储层水矿物组成、岩石矿物构成、地层温度、孔隙压力、固-液界面张力、流体流速等在矿化过程中都会发挥作用。

1.2 盖层岩石的封闭特性

溶解矿化均需较长的地质时间才会起到主要作用。初期超临界状态的 CO₂ 由于浮力作用, 会迅速

聚集在盖层底部, 积聚通过盖层发生泄漏的风险。有研究表明 CO₂ 扩散作用的影响在早期并不明显^[10], 而渗透特性对能否实现长期埋存起着决定性作用, 影响因素为:

(1) 盖层的渗透特性首先取决于盖层岩石的各方向渗透率、孔隙度、均匀性等。本文分析中假设盖层渗透率各向同性。

(2) 盖层的渗透特性还与盖层的完好度相关。影响盖层完好度的主要因素有盖层岩石裂隙系统发育情况以及井口分布情况。我国的许多油藏天然裂隙发育; 长期注水开发后形成发育的窜流通道, 这使得 CO₂ 容易逃逸^[11]; 废弃油气藏的井口或者勘探井井口虽经过封堵, 但是井壁材料的腐蚀以及井壁与混凝土结合的薄弱裂隙往往也会构成薄弱的窜流通道。本文计算中引入了含井渗流的计算模型, 与均匀渗流模型中 CO₂ 的逃逸过程进行对比。

(3) CO₂ 埋存层与上层含水层或地表的压力, 也是影响 CO₂ 逃逸的重要因素: 盖层上下两侧压差直接决定渗流速度; 上层含水层中的压力在 7.4 MPa 以上(常温)时, 才能保持 CO₂ 在渗流过程中处于超临界相态, 而不发生相态转换; 否则渗流过程中的相态转化必然对 CO₂ 的逃逸过程产生影响。

2 数值模型

本文针对二维情况进行模拟, 将问题概化为 CO₂ 气体从 200 m×200 m 的地下存储空间, 通过 100 m 厚度的均匀的岩石盖层向上渗漏。盖层渗透率较低, 但上方有一层渗透率很大的岩土层, 考虑其地应力影响, 如图 1。分别考虑无井均匀地层和含井地层两种情况, 建立两套网格模型; 分别用理想气体状态

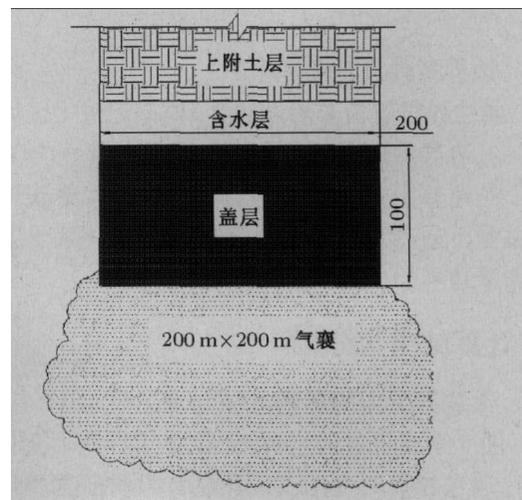


图 1 计算模型示意图

方程和范德华状态方程模拟渗流过程。参考特低渗油藏的相关实验数据^[12],且为减少计算时间又能反映CO₂逃逸规律,盖层渗透率分别取偏大的值1mD,10mD,100mD;井口渗透率取1000D。

2.1 基本公式

(1) Abaqus 有限元软件中,渗流模块的本构方程即为达西定律 $sn_0v_\omega = -\hat{k} \cdot \partial\varphi/\partial x$ 。本问题考虑单相饱和渗流过程,即 $s = 1$; n_0 为孔隙率,该问题中取为 0.3; \hat{k} 为渗透系数。

(2) 理想气体状态方程 $PV = nRT$ 。

(3) 范德华方程 $P = nRT/(V - nb) - an^2/V^2$ 。其中, P 为气体压力, V 为气体的体积, n 为气体的摩尔数, R 为热力学气体常数, T 为热力学温度, $a = 0.3639$, $b = 4.267 \times 10^{-5}$ 。

2.2 模型网格划分情况

(1) 无井均匀地层情况: 网格单元类型选取为 4 节点双线性平面应变单元 (CPE4P), 单元的尺寸统一选取为 10m×10m。

(2) 含井地层情况: 考虑存在一口直径为 40cm 的高渗透井; 网格在井附近加密为 0.2m×0.5m CPE4P 单元, 向外逐渐过渡为 4m×4m, 采用规整过渡, 确保计算质量, 如图 2。

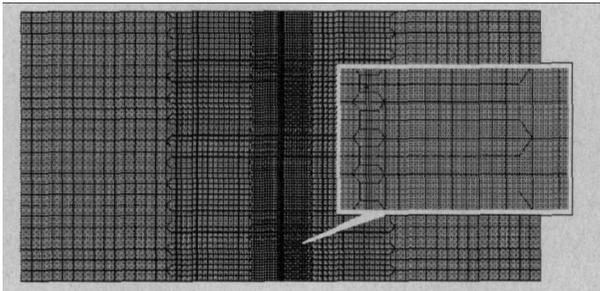


图 2 含井地层网格剖分图

2.3 边界条件及工况

侧边界设置为非渗透边界, 模拟无限大区域的渗流; 上边界的压力为定值; 下边界条件压力为变动值, 在计算中实时监控下边界渗出量, 更新剩余气体总量, 通过状态方程更新气体压力, 赋予下一时刻作下边界的压力。计算工况见表 1。

3 计算结果与分析

3.1 上边界压力的影响

图 3 给出了渗透系数 1mD 上边界压力变化时, CO₂ 逃逸过程的变化。计算表明, 3 种压力情况下, 埋存的 CO₂ 压力消散的趋势相同, 虽然 2×10^4 年内

表 1 计算工况列表

工况编号	渗透系数 /L ²	上边界压力边条 /MPa	气体状态方程	是否含井
1	1×10^{-14}	5	理想气体	否
2	1×10^{-14}	15	理想气体	否
3	1×10^{-14}	10	理想气体	否
4	1×10^{-13}	10	理想气体	否
5	1×10^{-15}	10	理想气体	否
6	1×10^{-14}	10	范德华	否
7	1×10^{-14}	5	范德华	否
8	$\frac{1 \times 10^{-14}}{1 \times 10^{-9}}$ (井)	10	理想气体	否

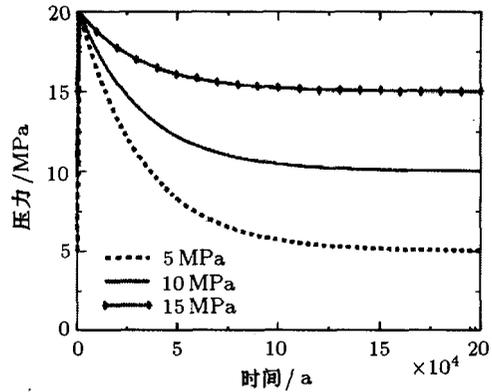


图 3 不同上边界压力下 CO₂ 压力消散

已有显著的孔压消散, 但是完全消散的时间都在 15×10^4 年左右。但是消散值随上边界压力的减小而减小。上边界压力越小, CO₂ 逃逸量占初始量的百分比也越大, 即表示 CO₂ 渗出速度较快。

3.2 渗透系数的影响

图 4 给出了渗透系数对 CO₂ 逃逸过程的影响。在 3 种工况中, 上边界压力均为 10 MPa。可以看出, 当渗透系数减小至 1mD 时, 埋存 CO₂ 的压力完全消散需要 100×10^4 年以上; 当渗透系数为 10mD 时, 大约 15×10^4 年时压力完全消散, CO₂ 相应溢出

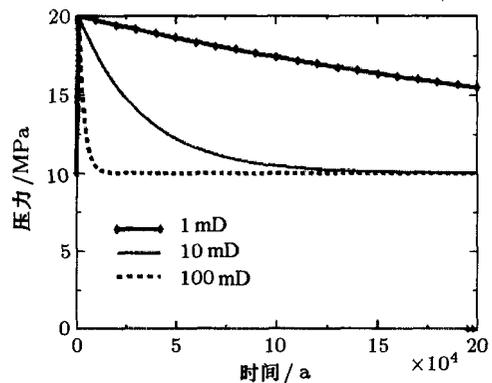


图 4 不同渗透系数时 CO₂ 压力消散

50%；当渗透系数增大到 100 mD 时，孔压完全消散只需不足 2×10^4 年。可见盖层渗透系数的大小对 CO₂ 物理埋存的可行与否至关重要。

3.3 气体状态方程的影响

图 5 和图 6 给出了采用不同气体状态方程时 CO₂ 时的逃逸过程。渗透系数统一取 10 mD，上边界压力分别取 10 MPa 和 5 MPa。

如图 5，在采用范德华方程时，CO₂ 压力消散大约只需要 1.5×10^4 年左右时间，只有取理想气体状态方程时的 10%。量化结果表明，采用范德华方程时，压力完全消散对应的 CO₂ 的质量损失仅为 22%，远小于理想气体状态假设的 50%。范德华方程描述的 CO₂ 气体在高压时更加接近于液体——压缩系数小，少量 CO₂ 的损失即造成较大的压力下降。

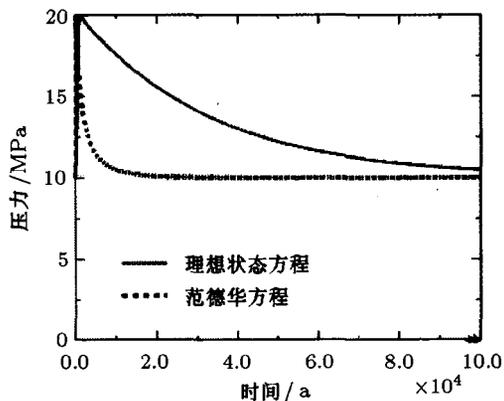


图 5 不同气体状态方程时 CO₂ 压力消散

图 6 对应上边界压力为 5 MPa 时的情况。取范德华方程时，压力消散曲线压力在 7.0~8.5 MPa 之间会出现一个平台，恰好对应于 CO₂ 在常温下的超临界状态临界点 7.4 MPa。在平台之前，压力消散迅速；在平台之后，压力消散曲线的斜率迅速减缓至与满足理想气体状态方程曲线相近。计算结果同时

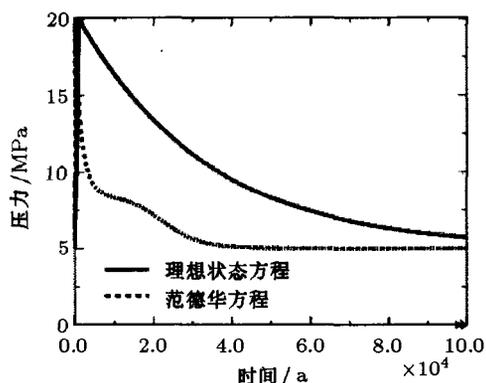


图 6 不同气体状态方程时 CO₂ 压力消散

表明，采用范德华方程时，最终逃逸的 CO₂ 质量百分比超过 80%，高于理想状态方程时的 75%；在 1.5×10^4 年时的含相态平台所得逃逸总量达 55% 以上，远高于无相态变化平台、满足范德华方程时的 22%。分析产生这种现象的原因：CO₂ 此时处于由超临界状态向气态转变的临界点，压缩系数明显增大，大量 CO₂ 损失仅导致压力的微小变化，因此压力消散曲线出现明显的平台，而质量损失则一直保持高速。

总体看来，与理想气体状态相比，满足范德华方程时更能体现客观实际：(1) 在初期 CO₂ 损失迅速，压力损失快；(2) 后期，若上部含水层压力能够保持住 CO₂ 超临界状态，则逃逸过程中的 CO₂ 压缩系数小、压力损失非常迅速，虽然初期逃逸迅速，但最终计算逃逸量仅为满足理想气体方程时的 1/2；(3) 后期，若上部含水层压力不足以保持 CO₂ 的超临界状态，CO₂ 残余压力 - 逃逸时间关系曲线上，会出现明显的相态变化平台；在该平台上，CO₂ 残余压力基本保持不变，逃逸速度保持高位不下降，大大加快了逃逸进程，最终计算逃逸量也明显超过理想气体假设时所得的结果。

3.4 高渗透性井对逃逸过程的影响

计算也模拟出存在高渗透井情况下的 CO₂ 逃逸。此时，整个地层的渗透性大大增加。结果表明，这种条件下 CO₂ 压力的完全消散仅需要 5×10^3 年时间，远远小于无井地层的 15×10^4 年。可见 CO₂ 埋存时应尽量避免贯穿性高渗透性井或者起到类似效果的贯穿性裂缝的存在，如不能避免则需进行非常严格的工程处理。

4 理论验证

理论推导考虑均匀盖层，假设单相渗流，忽略重力影响及黏滞系数的变化；多孔介质为各向同性介质；气体逸出过程温度不变；盖层的孔隙结构不变；渗流过程符合低速非线性渗流运动方程。

埋存气初始压力为 p_i ，体积为 V_0 ，气体量为 n_0 ，温度为 T 。

由具有启动压力的非线性渗流方程

$$v = 0, \quad |\nabla P| < G$$

$$v = -\frac{k}{\mu} \nabla P \left(1 - \frac{G}{|\nabla P|} \right), \quad |\nabla P| > G$$

和气体状态方程

$$PV = nRT$$

可以得到气体剩余量与时间的关系

$$\frac{n(t)}{n_0} = \frac{\alpha}{1 - (1 - \alpha) \exp(-\beta t)}, \quad \alpha = \frac{P_c}{p_i}, \quad \beta = \frac{KAP_c}{\mu Vh}$$

根据上述理论推导结果,对工况1和工况2进行计算,得到图7和图8所示关系曲线。比图3和图4,理论推导结果同数值计算结果无论在量级上还是趋势上都能够较好符合。理论推导的结果能够确认前述数值模拟的合理性。

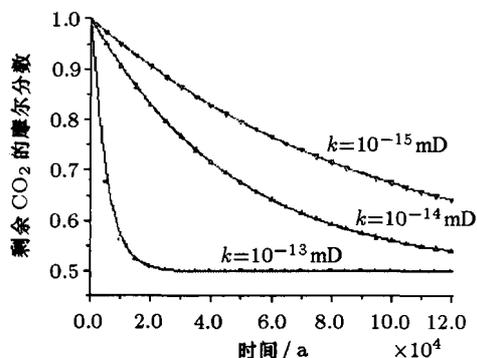


图7 不同渗透系数时 CO₂ 残余质量百分比

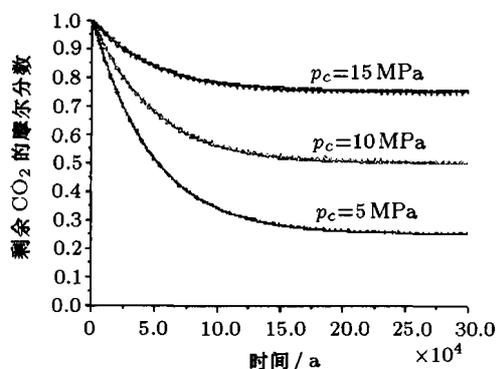


图8 不同上边界压力下 CO₂ 残余质量百分比

5 结论

(1) 范德华方程能够体现 CO₂ 逃逸过程中的相态变化特征: 满足范德华方程和 CO₂ 相态变化压力条件的计算结果会出现明显的相态变化平台, 该平台使 CO₂ 逃逸加速。

(2) 盖层完好, 渗透率为 10 m², CO₂ 气体满足理想气体状态方程时, CO₂ 完全逃逸的时间约为 15 × 10⁴ 年; 而满足范德华状态方程时逃逸过程会大大加快, 1.5 × 10⁴ 年即趋于逃逸完毕。满足两种气体状态方程的计算结果, 在埋存后初始的 1 ~ 2 × 10³ 年内, 埋存 CO₂ 逃逸率均不足 10%, 平均每年逃逸率低于 1/10⁴, 盖层满足埋存要求。

(3) 一旦盖层中出现高渗透井或者裂缝时, 盖层的封闭效应则几尽丧失。在本文计算中, 一口口径

仅为 1/500 区域面积、渗透系数为 1000 m² 的井, 就导致 CO₂ 的完全逃逸时间缩短到 5000 年, 埋存之初平均每年逃逸率超过 0.25%, 不适合 CO₂ 埋存。

(4) 增加 CO₂ 的埋深, 有助于减小渗透梯度, 保持 CO₂ 渗流过程中的超临界状态, 避免相态变化平台的出现, 有助于减缓 CO₂ 的逃逸速度。

参考文献

- 1 Bachu S. CO₂ storage in geological media: Role, means, status, and barriers to deployment. *Progress in Energy and Combustion*, 2008, 34: 254-273
- 2 Ebigbo A, Class H, Helmig R. CO₂ leakage through an abandoned well: problem-oriented benchmarks. *Comput Geosci*, 2007, 11: 103-115
- 3 Bachu S. Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. *Energy Conversion and Management*, 2000, 41: 953-970
- 4 Li Zhaowen, Dong Mingzhe, Li Shuliang, et al. CO₂ sequestration in depleted oil and gas reservoirs—caprock characterization and storage capacity. *Energy Conversion and Management*, 2006, 47: 1372-1382
- 5 Prasad Saripalli, James Amonette, Fred Rutz, et al. Design of sensor networks for long term monitoring of geological sequestration. *Energy Conversion and Management*, 2006, 47: 1968-1974
- 6 Fei Teng, Daniel Tondeur. Efficiency of Carbon storage with leakage: Physical and economical approaches. *Energy*, 2007, 32: 540-548
- 7 Jan Martin Nordbotten, Dmitri Kavetski, Michael A Celia. Stefan bachu model for CO₂ leakage including multiple geological layers and multiple leaky wells. *Environmental Science & Technology*, 2009, 43: 743-749
- 8 江怀友, 沈平平, 宋新民等. 世界气候变暖及二氧化碳埋存现状与展望. *古地理学报*, 2008, 10(3): 323-328 (Jiang Huaiyou, Shen Pingping, Song Xinmin, et al. Global warm ing and current status and prospect of CO₂ underground storage. *Journal of Palaeogeography*, 2008, 10(3): 323-328 (in Chinese))
- 9 杨永智, 沈平平, 宋新民等. 盐层温室气体地质埋存机理及潜力计算方法评价. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2009, 39(4): 744-748 (Yang Yongzhi, Shen Pingping, Song Xinmin, et al. Greenhouse gas geo-sequestration mechanism and capacity evaluation in aquifer. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2009, 39(4): 744-748 (in Chinese))
- 10 Wood DJ, Lake LW, Johns RT. A screening model for CO₂ flooding and storage in gulf coast reservoirs based on dimensionless groups. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, 11(3): 1-8
- 11 Meng CK, Williams RH, Celia MA. Opportunities for low-cost CO₂ storage demonstration projects in China. *Energy Policy*, 2007, 35: 2368-2378
- 12 时宇, 杨正明, 黄延章. 低渗透油藏非线性两相渗流研究. *力学与实践*, 2008, 30(5): 17-23 (Shi Yu, Yang Zhengming, Huang Yanzhang. The study of two phase non-linear flow in low permeability reservoir. *Mechanics in Engineering*, 2008, 30(5): 17-23 (in Chinese))

(责任编辑: 周冬冬)