

盖层特性对 CO₂ 埋存逃逸速度的影响

张旭辉¹, 鲁晓兵¹, 刘庆杰²

(1. 中国科学院力学研究所, 北京 100190; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘 要: CO₂ 地下埋存盖层逃逸是判定其埋存可行性的重要因素之一。通过理论分析分别建立了盖层渗透、盖层裂隙或者油井、盖层扩散三种气体逃逸与盖层特性之间的关系, 并进行了盖层特性对三种逸出方式的影响分析, 以及三种逃逸快慢之间的对比。结果表明: 初期以渗透逃逸为主, 但随着埋存年限的增加, 气体盖层渗透减弱, 扩散逃逸占主要地位。

关键词: 盖层逃逸, 突破压力, 渗透率, 扩散系数

中图分类号: TU457 **文献标识码:** B **文章编号:** 1004-3152(2009)03-0067-04

1 前言

由于全球对石化燃料的依赖, CO₂ 排放量日益增加, 由此导致的空气污染和温室效应已严重地威胁着人类赖以生存的地球环境。CO₂ 地下埋存是温室气体资源化利用及减少大气温室气体排放量的有效途径之一^[1,2], 但 CO₂ 地下存储封闭必须良好, 否则一旦逃逸进入大气环境, 将造成不可估量的温室效应^[3-5]。

地下埋存盖层逃逸的方式主要有三种^[6]: 盖层渗透逸出、盖层扩散逸出以及盖层裂隙或者油井逸出。气体在盖层的逃逸由盖层特性决定, 即盖层渗透率^[7]、突破压力^[8]、扩散系数^[9]等重要因素。盖层是否存在渗透逸出取决于盖层的突破压力以及盖层注入气体的压力, 若注气压力大于突破压力, 气体会在盖层孔隙内流动, 从而突破盖层, 其逸出快慢与盖层渗透率、突破压力、注气压力、盖层厚度等因素有关。盖层的扩散逸出主要取决于盖层气体扩散系数、盖层上下气体浓度以及盖层的厚度等因素。而盖层的裂隙或油井逸出由裂隙的渗透率、端口压差等因素决定。在储层特性同等的条件下, 考察不同盖层特性下三种盖层逃逸方式对 CO₂ 逃逸快慢、逃逸量、埋存有效时间的影响是确定埋存可行性的重要参考依据。

本文在非线性渗流理论以及费克气体扩散理论基础上, 分别建立盖层渗流以及扩散与盖层特性之

间的关系, 并考察了突破压力、注气压力、渗透率、扩散系数对 CO₂ 逃逸快慢、逃逸量、埋存时间的影响。

2 CO₂ 地下埋存逃逸理论分析

(1) 盖层单向渗流

若盖层不存在裂隙或油井渗漏, 当注气压力超过突破压力, CO₂ 将突破盖层渗透进入上覆地层, 逃逸到大气中。

现作如下假设: 气体渗流为单向渗流, 忽略重力影响及粘滞系数的变化; 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 m_0 , 温度为 T , 粘度为 μ , 渗透系数为 K , 渗透面积为 A 。

具有启动压力的非线性渗流方程:

$$\begin{cases} \vec{v} = -\frac{K}{\mu} \nabla p \left(1 - \frac{G}{|\nabla p|}\right), & |\nabla p| > G \\ \vec{v} = 0, & |\nabla p| < G \end{cases} \quad (1)$$

气体状态方程:

$$pV = nRT \quad (2)$$

则埋存气体剩余量与时间及盖层特性的关系为:

$$\frac{n(t)}{m_0} = \frac{1 - (1 - \dots) \exp(-\dots t)}{\dots} \quad (3)$$

式中: $\dots = \frac{p_c}{p_i}$, $\dots = \frac{KA p_c}{\mu V h}$,

可以看出, 当埋存时间 t \dots , $n = am_0$, 气体

收稿日期: 2008-07-17

基金项目: 国家科技部基础研究 973 项目(2006CB705801)。

作者简介: 张旭辉, 博士生, 1982 年出生, 石家庄铁道学院本科毕业, 现从事岩土力学方面的研究。

的最终逸出量由启动压力与初始压力比值决定,逃逸速度取决于系数、。

(2) 有油井或裂隙存在时的盖层渗透

若盖层存在裂隙或油井渗漏,当注气压力超过突破压力时,CO₂ 会突破盖层以及通过裂隙或油井渗透进入上覆地层,逃逸到大气中;若注气压力小于突破压力时,气体只通过裂隙或油井渗透逃逸。

盖层渗透假设条件不变, $p(t) > p_c$ 时,气体单位时间渗透量:

$$q(t) = - \frac{KA}{\mu} \frac{p(t) - p_c}{h} - \frac{K_w A_w}{\mu} \frac{p(t)}{h_w} \quad (4)$$

埋存气体剩余量与时间及盖层特性的关系:

$$\frac{n(t)}{n_0} = \frac{1}{1 - (1 -) \exp(- t)} \quad (5)$$

式中:、同前, $\frac{KA}{\mu h} = \frac{KA}{\mu h} + \frac{K_w A_w}{\mu h_w}$,

当 $p(t) = p_c$ 时,气体单位时间渗透量:

$$q(t) = - \frac{K_w A_w}{\mu} \frac{p(t)}{h_w} \quad (6)$$

从而可得埋存气体剩余量与时间及盖层特性的关系:

$$\frac{n(t)}{n_0} = \frac{1}{\frac{K_w A_w p_i}{\mu h_w V} t + 1 - \frac{K_w A_w p_i}{\mu h_w V} \ln\left(\frac{1 - }{1 - }\right)} \quad (7)$$

突破压力与埋存气体压力相等时,即 $n = n_0$ 时,临界时间为:

$$t = \ln\left(\frac{1 - }{1 - }\right) \quad (8)$$

在临界时间之前,只有油井或裂隙处存在 CO₂ 逸出。

(3) 考虑扩散过程

气层与盖层之间存在着气体浓度差,CO₂ 将由高浓度的气层向低浓度的盖层扩散,使 CO₂ 通过盖层运移散失。盖层微孔隙分布多,气体扩散系数较小,因此盖层的扩散是一个时间相对较长的逃逸过程。

现作如下假设:CO₂ 只沿垂直方向向上发生扩散;保持盖层温度不变。

CO₂ 在地下岩石中的扩散作用主要取决于其扩散系数和浓度梯度,CO₂ 通过盖层扩散应满足费克扩散定律:

$$dQ = D \frac{dc}{dh} A dt \quad (9)$$

其摩尔变化量方程为:

$$dn(t) = - \frac{DA}{V_i h} (n(t) - \frac{DA c_0}{hM}) dt \quad (10)$$

初始条件: $t = 0, n = n_i$,

埋存气体扩散剩余量与时间及盖层特性的关系:

$$n(t) = (n_i - \frac{DA c_0 V_i}{M}) \exp(- \frac{DA}{h V_i} t) + \frac{DA c_0 V_i}{M} \quad (11)$$

扩散结果是盖层上下 CO₂ 浓度平衡,扩散速度取决于盖层扩散系数、扩散面积、厚度与 CO₂ 埋存体积量。

3 盖层特性对 CO₂ 埋存量及逃逸速度影响分析

盖层特性的选择以 $p_i = 20$ MPa, $p_c = 10$ MPa, $\mu_g = 1 \times 10^{-5}$ Pa · s, $h = 200$ m, $h_w = 100$ m, $A = 1$ m², $K_g = 10^{-14}$ m², $K_w = 10^{-11}$ m², $D = 5 \times 10^{-10}$ m²/s, $c_0 = 0$ 为基准参数^[10,11]。 h 为盖层厚度, K_g 、 K_w 分别为地层和井口的渗透系数。

(1) 渗透率对 CO₂ 气体埋存摩尔分数及逃逸速度的影响

选取渗透率分别为 10^{-13} m²、 10^{-14} m²、 10^{-15} m², 计算发现盖层渗透率增大,最终逃逸量不变,而逃逸速度增加,如图 1。我们选取的地层参数如下,渗透率为 10^{-15} m² 时一万年以内气体逃逸量小于 10%;渗透率为 10^{-14} m² 是近似一万年逃逸 10% 的临界渗透率;而渗透率为 10^{-13} m² 的情况下气体很快逃逸气藏,不适合埋存。

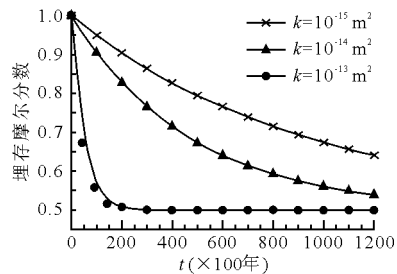


图 1 渗透率对埋存气体逃逸的影响曲线

(2) 盖层突破压力对 CO₂ 气体埋存摩尔分数及逃逸速度的影响

气体注入初始压力相等,盖层突破压力分别为 $p_c = 5$ MPa、 10 MPa、 15 MPa,即 $p_c / p_i = 0.25$ 、 0.5 、 0.75 ,气体逃逸总量会随突破压力与注气压力比值的增大而减小,而逃逸速度加快,如图 2。同样取一万年埋存气体 10% 的逃逸量为评价好坏的标准,在 $p_c = 10$ MPa 以上的突破压力下盖层有较好的封闭

性。

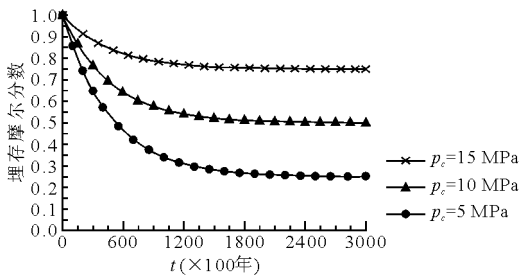


图 2 突破压力对埋存气体逃逸的影响曲线

(3) 初始压力增加对气体埋存摩尔分数及逃逸速度的影响

选取突破压力及初始压力的比值不变,而初始压力的值分别取为 $p = 10 \text{ MPa}$ 、 20 MPa 、 30 MPa , 可以看出初始压力越大,气体逃逸总量不变,而气体逃逸加快,如图 3。同样以一万年内气体逃逸量为 10%作为评价标准,三种情况均可保持良好气藏,也说明在初始压力与突破压力比值一定的情况下,初始压力的大小对气体逃逸速度的影响较小。

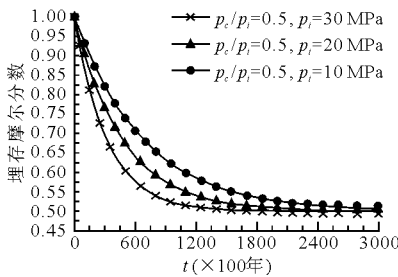


图 3 初始压力对埋存气体逃逸量的影响曲线

(4) 油井或裂隙存在及其渗透率变化对气体埋存摩尔分数及逃逸速度的影响

若油井封闭不严或者盖层有裂隙出现,气体逃逸量迅速增加,同时存在油井或裂隙及盖层的渗透,当油井渗透率 $K_{well} = 10^{-10} \text{ m}^2$ 时,气体逃逸速度明显加快,气体埋存年限大大降低,如图 4。

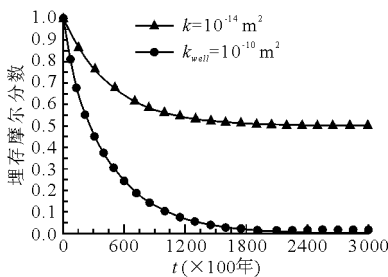


图 4 裂隙或油井对埋存气体逃逸的影响曲线

选取油井或裂隙渗透率 $K_{well} = 10^{-12} \text{ m}^2$ 、 10^{-11} m^2 、 $5 \times 10^{-11} \text{ m}^2$, 其中 $K_{well} = 10^{-12} \text{ m}^2$ 、 10^{-11} m^2

时,渗透下降速度相差不大,而 $K_{well} = 5 \times 10^{-11} \text{ m}^2$ 时,其渗透与盖层相当,气体逃逸速度明显增加,如图 5。

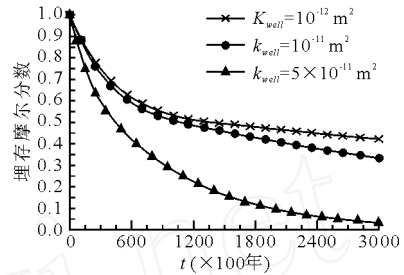


图 5 油井或裂隙渗透率对埋存气体逃逸的影响曲线

(5) 气体扩散对气体埋存摩尔分数及逃逸速度的影响

由于选取盖层上部浓度为零,所以计算出的是最大 CO₂ 扩散量。选取扩散系数分别为 $D = 10^{-10} \text{ m}^2/\text{s}$ 、 $5 \times 10^{-10} \text{ m}^2/\text{s}$ 、 $10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$ 。可以看出,气体扩散随着扩散系数的增大而减小,且基本呈线性下降,如图 6。在一万年以内,扩散引起的气体逃逸量仅为渗透逃逸量的千分之几,扩散逃逸量将随着存储年限的增加,在渗透作用减小时逐渐成为主要逃逸因素。

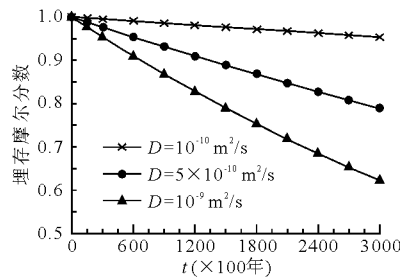


图 6 盖层扩散系数对埋存气体逃逸的影响曲线

4 结论

CO₂ 气体埋存盖层逃逸是判定埋存能否形成良好气藏的重要因素之一。通过分析渗透率、突破压力、初始压力、扩散系数等盖层特性对气体逃逸的影响以及对三种盖层逃逸进行对比,结果表明,渗透率及突破压力是气体盖层渗透量及渗透快慢的直接影响因素,气体埋存应选择渗透率小、突破压力大的油气藏,以期能长时间的封存气体;油井渗漏或者裂隙的存在使得气体逃逸速度及气体逃逸量明显增加,其主要取决于初始压力及油井或裂隙的渗透率大小,埋存应避免裂隙发育多或者油井封闭不良的油气藏;埋存气体盖层扩散逃逸主要由扩散系数及盖层上下气体浓度决定,与渗透相比较慢,但随着埋

存年限的增加,气体盖层渗透减弱,扩散逃逸的影响将占主要地位。若给定油气藏的盖层特性参数,制定出气体埋存年限及埋存量的标准,本文的模型可作为油气藏 CO₂ 埋存可行性的评价方法。

参 考 文 献

- [1] Evangelos Tzimas, Stathis Peteves. Controlling Carbon Emissions [J]. The Option of Carbon Sequestration, EUR 20752EN, 2003
- [2] F. Gozalpour, S. R. Ren, B. Tohidi. CO₂ EOR and Storage in Oil Reservoirs [J]. Oil & Gas Science and Technology-Rev. IFP, Vol. 60 (2005), No. 3
- [3] Torp T. A., Gale J. Demonstrating storage of CO₂ in geological reservoirs [J]. The sleipner and SACS projects. Energy 29 (9 - 10), 2004
- [4] Oldenburg CM, Unger AJA. On leakage and seepage from geologic carbon sequestration sites: unsaturated zone attenuation [J]. Vadose Zone J 2, 2003
- [5] Oldenburg CM, Unger AJA. Coupled vadose zone and atmospheric surface-layer transport of CO₂ from geologic carbon sequestration sites [J]. Vadose Zone Journal 3, 2004
- [6] Oldenburg CM, J. L. Lewicki. On leakage and seepage of CO₂ from geologic storage sites into surface water [J]. Environ Geol, (2006) 50
- [7] Zhaowen Li, Mingzhe Dong, Shuliang Li, Sam Huang. CO₂ sequestration in depleted oil and gas reservoirs-caprock characterization and storage capacity [J]. Energy Conversion and Management, 47 (2006)
- [8] 邓祖佑,王少昌,姜正龙,陈绍年. 天然气封盖层的突破压力 [J]. 石油与天然气地质, 2000, 21 (2)
- [9] 傅广,姜振学,陈章明. 松辽盆地三肇地区扶余油层天然气通过青山 I=1 组泥岩盖层的扩散史 [J]. 大庆石油地质与开发, 1993, 12 (3)
- [10] 谈玉明等. 深层气泥岩盖层封闭能力的综合评价—以东濮凹陷杜桥白地区沙河街组三段泥岩盖层为例 [J]. 石油与天然气地质, 2003, 24 (2)
- [11] Jonny Rutqvist, Chin-Fu Tsang. A study of caprock hydro-mechanical changes associated with CO₂-injection into a brine formation [J]. Environmental Geology (2002) 42

The Effect of the Characteristics of Cap on the Escaping Velocity of CO₂

ZHANG Xu hui¹, LU Xiao bing¹, LIU Qing jie²

(1. Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract Cap rock escaping from the carbon dioxide underground storage reservoir is one of the most important standards for storage feasibility. The relationship between the cap rock seepage, aperture or oil well, diffusion and cap rock characteristics is established through theoretical analysis, the influence of cap rock characteristics to three escaping modes is investigated also, meanwhile, the comparison of escaping velocity is done. It is shown that at the first stage, percolation is the main mode of escaping. However, with the increasing of duration, diffusion becomes dominant.

Key words cap rock escaping, breakthrough pressure, permeability, diffusion coefficient