

盐水层 CO₂ 埋存潜力及影响因素数值模拟

赵利昌, 王涛

中海油田服务股份有限公司, 天津 300450

摘要 温室气体 CO₂ 使全球气候变暖, 对人类生存和社会经济发展构成了严重威胁。研究表明, 沉积盆地深部存在体积巨大的盐水层, 盐水不宜开发利用, 但可用来埋存 CO₂。本文首先对盐水层 CO₂ 埋存机制进行研究分类, 得到盐水层 CO₂ 埋存量计算公式, 在对埋存机制及公式分析的基础上, 运用 Eclipse 数值模拟软件, 通过数值模拟的方法综合分析水平渗透率、纵横渗透率比值、地层韵律、地层矿化度及温度对盐水层 CO₂ 埋存的影响, 并对各影响因素进行了系统评价。结果表明, 盐水层的渗透率、纵横向渗透率比值、沉积韵律是影响盐水层 CO₂ 埋存量的主要因素, 盐水的矿化度和温度是影响 CO₂ 溶解量的主要因素。

关键词 CO₂ 埋存; 盐水层; 数值模拟

中图分类号 TE319

文献标识码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2012.31.005

Numerical Simulation of Influencing Factors of CO₂ Storage in Saline Aquifer

ZHAO Lichang, WANG Tao

China Oilfield Services Limited, Tianjin 300450, China

Abstract Huge amount of greenhouse gas emission of carbon dioxide leads to global warming, which poses challenging problems for both the survival of human beings and the social economic development. In an appropriately confined place, there may have a saline aquifer of huge storage volume, which is not very useful in itself, but the volume can be used to store CO₂. Based on the mechanism of storing CO₂ in a saline aquifer, the influencing factors of a reservoir and the fluid in storing CO₂ in a saline aquifer are studied in this paper by adopting the Eclipse software. The simulation results show that the permeability, the ratio of the vertical and the horizontal permeability and the rhythm are the main influencing factors of the CO₂ storage volume in the saline aquifer. The salinity and the temperature are the main influencing factors of CO₂ dissolved volume in the saline aquifer. We can draw some guidance for the CO₂ storage in the field.

Keywords CO₂ storage; saline aquifer; numerical simulation

0 引言

为应对全球气候变暖问题, 科学家提出了多种削减 CO₂ 排放量的方案。但由于在未来的几十年中, 人类仍不可能从以化石燃料为主的生活方式转换成使用其他类型的燃料, 因此, 化石燃料燃烧产物 CO₂ 的大量排放仍将不可避免。于是, 如何切实有效地控制和削减 CO₂ 的排放量已成为一个急待深入研究的课题^[1], 当前最有效的减排途径应是大规模地捕集和储存 CO₂^[2], 其中地下埋存被认为是最有效和最具可行性

的方式。可用于 CO₂ 地下储存的场所主要有油气田、沉积盆地内的盐水层和无商业开采价值的深部煤层等。其中深部盐水层分布广、面积大, 埋存 CO₂ 时间可达地质尺度, 具有巨大的埋存潜力。

盐水层 CO₂ 埋存研究开始于 20 世纪 90 年代, 国外较成功的具有工业规模的盐水层 CO₂ 埋存项目有挪威 Sleipner 的 CO₂ 盐水层埋存工程^[3], 此工程盐水层埋存 CO₂ 量很大, 每年大约埋存挪威排放量的 3%。虽然国内对 CO₂ 提高采收率及

收稿日期: 2012-07-27; 修回日期: 2012-08-28

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05024)

作者简介: 赵利昌, 工程师, 研究方向为油气田勘探开发, 电子信箱: zhaolic@cosl.com.cn

油气田中的埋存有一定研究,但主要是针对国外研究成果的总结和理论探讨。总体来说,国内外针对盐水层 CO₂ 埋存的研究相对较少,对 CO₂ 在盐水层中的运移规律和分布情况并不十分明确,对影响埋存的因素也没有进行系统全面的分析。针对这一问题,本文运用数值模拟方法,系统研究了盐水层的地层特征及流体性质等因素对 CO₂ 埋存效果的影响。

1 盐水层 CO₂ 埋存机制及埋存潜力计算公式

盐水层埋存 CO₂ 的圈闭机制可分为物理圈闭和化学圈闭 2 类^[4]。其中,物理圈闭包括静态圈闭(构造圈闭和地层圈闭)、束缚气圈闭和水动力圈闭;化学圈闭包括溶解圈闭和矿化圈闭。

当 CO₂ 流体遇到非渗透层无法继续运移而滞留在非渗透层下部时,就形成了构造圈闭或地层圈闭;CO₂ 在地层运移过程中,一部分 CO₂ 因为表面张力的作用被永久地滞留在岩石颗粒的空隙中,即为束缚气圈闭机制;水动力圈闭的作用条件与构造、地层、岩性圈闭不同,由水动力封闭而成。当渗流地下水的静水压力与 CO₂ 运移的浮力方向相反、大小大致相等时,可阻挡并聚集 CO₂,形成水动力圈闭^[5];当 CO₂ 在岩石空隙中运移时与地层水相接触,形成溶解圈闭^[6];矿化圈闭主要指 CO₂ 与岩石及地层水发生化学反应,从而在岩体中产生碳酸盐矿物沉淀^[7]。

在这些埋存机制中,束缚气埋存、水动力埋存和矿化埋存与时间尺度关系更大。这些机制的计算方法涉及到具体某一时刻物理参数的变化值,并且也关系到具体埋存场所等问题,需要应用复杂的数值模拟技术。因此本文根据文献[8]计算盐水层中 CO₂ 的埋存量

$$M_{CO_2} = E_t \cdot A \cdot h \cdot \phi [(1 - S_{wi}) \rho_{CO_2}(P, T) + S_{wi} R_g \rho_{wi}(P, T)] \quad (1)$$

其中, M_{CO_2} 为 CO₂ 理论埋存量, kg; E_t 为总的驱扫效率, %; A 为有效圈闭面积, m²; h 为有效圈闭厚度, m; ϕ 为地层孔隙度, %; S_{wi} 为束缚水饱和度, %; $\rho_{CO_2}(P, T)$ 为 CO₂ 密度, kg/m³; P 为盐水层的地层压力, MPa; T 为盐水层的地层温度, °C; R_g 为 CO₂ 在地层条件下的溶解度, %; ρ_{wi} 为饱和 CO₂ 地下水的密度, kg/m³。

2 盐水层 CO₂ 埋存效果影响因素分析

影响盐水层 CO₂ 埋存的因素很多,主要有盐水层的渗透率、纵横向渗透率比值、沉积韵律和盐水层的矿化度、温度等。为更好地评价各因素对 CO₂ 埋存的影响,本文对各影响因素进行数值模拟计算,并对计算结果进行综合分析,从而确定各因素对盐水层 CO₂ 埋存量及溶解量的影响作用。

2.1 数值模型的建立

文中选用 Eclipse 数值模拟软件的 E300 全组分模型,在此模块中 CO₂ 封存可以准确地描述一定压力及温度范围内气相中 H₂O 物质的量含量,以及水相中 CO₂ 物质的量含量;准确描述 CO₂, H₂O, NaCl 及 CaCl₂ 系统流体性质,如蒸汽、液

体密度及黏度等。数值模型网格系统的建立,是在地质模型达到足够精度的条件下尽量减少网格数量,以满足计算速度的要求^[9-10],采用表 1 中基本参数建立三维数值模型(图 1)。

表 1 模型基本参数设置表

Table 1 Basic parameters of the model

网格步长/m	dx=dy=50, dz=10	
水层深度/m	2025	
渗透率/10 ⁻³ μm ²	x	100
	y	100
	z	10
孔隙度/%	18	
网格设置	50×50×5	
温度/°C	80	
矿化度/(mol·kg ⁻¹)	2	
控制地层压力/MPa	<30.5	
注入时间/a	20	
模拟时间/a	40	
注入网格坐标	(1, 1, 5)	
初始压力/MPa	20.7	

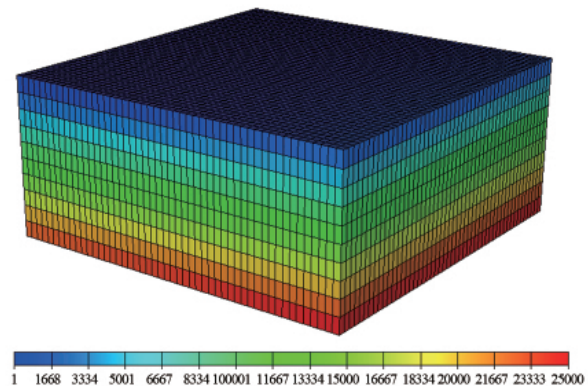


图 1 盐水层三维数值模型

Fig. 1 Three-dimensional numerical model of saline aquifer

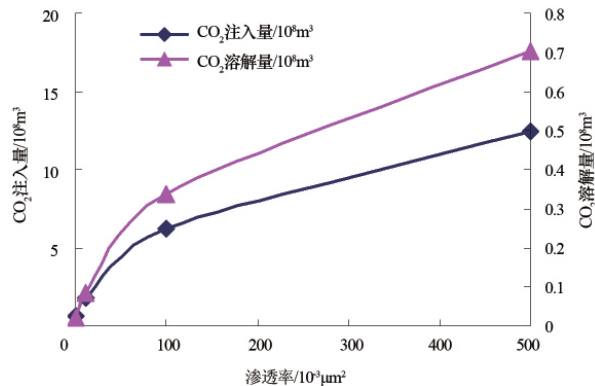
2.2 数值模拟结果与分析

建立盐水层的三维地质模型后,只在最底层注入 CO₂,控制井底流压不超过 30.5MPa,连续注气 20a,关井后继续模拟 20a,同时设置模型为流动定压边界条件。通过调节不同的参数,模拟计算 CO₂ 在盐水层中的埋存状况,最后分别统计渗透率、纵横向渗透率 K/K_h 比值、地层沉积韵律、矿化度、温度各影响参数下的 CO₂ 气体理论埋存量及溶解量的大小,从而得出不同因素对盐水层埋存 CO₂ 的影响。

2.2.1 渗透率

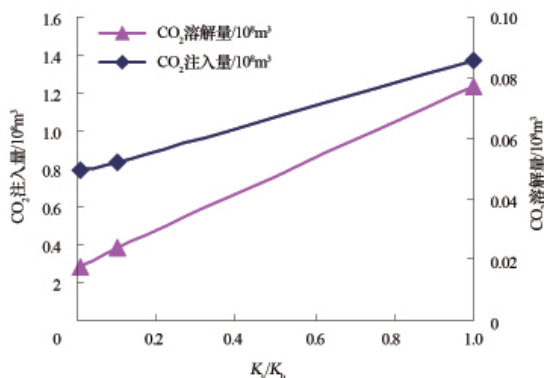
在建立初始模型的基础上,调整储层渗透率分别为 0.5, 5, 10 和 100×10⁻³μm²,得到不同渗透率下的 CO₂ 累计注入量和溶解量如图 2 所示。从图中可以看出,随着渗透率的增

大,其埋存量由 $0.646 \times 10^8 \text{m}^3$ 增大到 $12.4 \times 10^8 \text{m}^3$ 。这主要由于渗透率的增大,使得气体的渗流阻力减小^[1],从而有利于 CO_2 的运移,这样由水平渗透率控制的一个超大体积的漏斗状 CO_2 锥形体横向扩散加速, CO_2 气体驱替体积增大;同时由于 CO_2 扩散体积的增大,其与盐水层接触面积增大,溶解量也相应增大,因此埋存量增加。

图2 不同渗透率下的 CO_2 累计注入量和溶解量Fig. 2 Cumulative injection and dissolved volume of CO_2 under different permeabilities

2.2.2 纵横向渗透率 K_v/K_h 比值

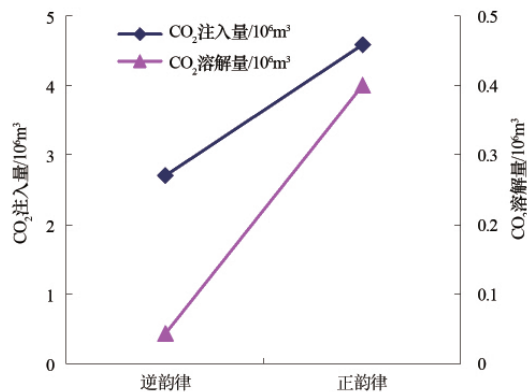
控制 K_v/K_h 值分别为 0.01, 0.1 和 1, 可以看出,随着纵横向渗透率比值的增大,其累计注气量增大(图 3),即埋存量增加。这主要由于在低的纵横渗透率比值条件下, CO_2 更容易在注入层横向运移,但随着纵横渗透率比值的增加,在重力差及黏度差的作用下会加速 CO_2 的垂向运动,使其驱替地层水的体积增大;同时当 CO_2 气体注入盐水层后,向储层上方的垂向运移,增加了 CO_2 在盖层下面的横向运移面积,使气体与更大体积的地层盐水接触,增加 CO_2 的溶解。

图3 不同纵横向渗透率比值下的 CO_2 累计注入量和溶解量Fig. 3 Cumulative injection and dissolved volume of CO_2 under different ratios of vertical and horizontal permeability

2.2.3 地层沉积韵律

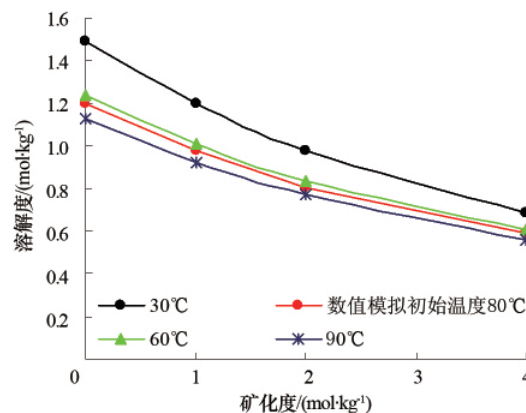
对正、逆韵律 2 种模型的计算结果为:正韵律的注入量为 $4.59 \times 10^6 \text{m}^3$,逆韵律的注入量为 $2.71 \times 10^6 \text{m}^3$ (图 4),正韵律

模型的注入量大于逆韵律模型。这是由于为避免 CO_2 气体的超覆作用而产生的逸漏风险,通常注入井选择盐水层的底部射孔注入,而正韵律模型底部渗透率大,底部注气可以使更多的 CO_2 气体在注入层横向移动的同时在浮力作用下向上驱替水层,增加 CO_2 气体驱替体积,同时使 CO_2 与水层的接触率增大,溶解量也增多。

图4 不同沉积韵律下的 CO_2 累计注入量和溶解量Fig. 4 Cumulative injection and dissolved volume of CO_2 under different sedimentary rhythms

2.2.4 矿化度

随着盐水层矿化度的增大, CO_2 注入量呈减少趋势。图 5 为 20MPa 压力下 CO_2 在不同温度下的溶解度随矿化度变化曲线,从图中可以看出 CO_2 的溶解度随矿化度的增加而减小;同时由于矿化度的增加,盐水层的黏度也会增加,这样就增加了 CO_2 的驱替阻力,导致 CO_2 的埋存量也相应减少。

图5 CO_2 在不同温度下的溶解度随矿化度变化曲线Fig. 5 The variation of solubility of CO_2 under different temperatures and salinities

2.2.5 温度

随着盐水层温度的升高, CO_2 注入量减少。图 6 为 20MPa 压力下 CO_2 在不同矿化度下的溶解度随温度变化曲线,从图中可以看出,在温度小于 120°C 时, CO_2 的溶解度随温度的增

加而减小,此时 CO_2 的注入量也减少;同时在温度大于 120°C 时, CO_2 在盐水层中溶解度随着温度的增加而增大,但是由于地层温度的增加同时会引起地层压力的升高,导致注入困难,从而使 CO_2 的注入量减少。

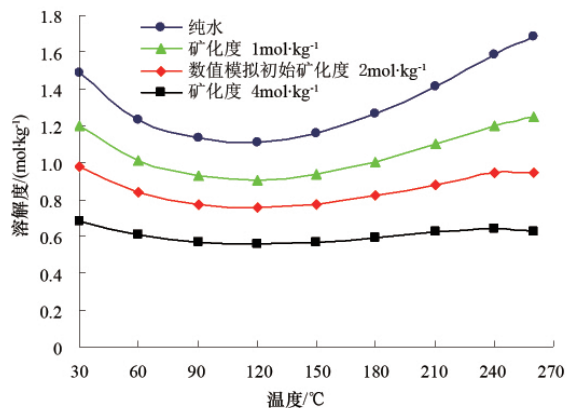


图6 CO_2 在不同矿化度下的溶解度随温度变化曲线
 Fig. 6 The variation of solubility of CO_2 under different salinities and temperatures

3 结论

(1) CO_2 在盐水中的溶解、扩散和对流等影响 CO_2 的运移,盐水层的渗透率、纵横向渗透率比值、沉积韵律是影响盐水层 CO_2 埋存量的主要因素。渗透率和纵横向渗透率比值越大, CO_2 埋存量越大;相同渗透率设置,正韵律地层的 CO_2 埋存量可以达到逆韵律地层的 2 倍。

(2) 影响 CO_2 溶解量的主要因素是盐水层的矿化度和温度,随着矿化度的增加, CO_2 溶解量减小;温度小于 120°C 时, CO_2 溶解量随着温度的增加而减小,但是大于 120°C 时, CO_2 溶解量基本随着温度的增加而增大。

参考文献 (References)

[1] 曾荣树, 孙枢, 陈代钊, 等. 减少二氧化碳向大气层的排放——二氧化

碳地下储存研究[J]. 中国科学基金, 2004, 18(4): 196-200.

Zeng Rongshu, Sun Shu, Chen Daizhao, et al. *Science Foundation in China*, 2004, 18(4): 196-200.

[2] 夏为卫, 王新海, 雷娟青. 低渗透油藏注二氧化碳气体的井网优选研究——以松辽盆地南部 H 油田 L 油藏为例 [J]. 岩性油气藏, 2009, 21(1): 105-106.

Xia Weiwei, Wang Xinhai, Lei Juanqing. *Lithologic Reservoirs*, 2009, 21(1): 105-106.

[3] Torpa T A, Gale J. Demonstrating storage of CO_2 in geological reservoirs: The sleipner and SACS projects[J]. *Energy*, 2004, 29(9-10): 1361-1369.

[4] Bachu S, Bonijoly D, Bradshaw J, et al. Phase II final report from the task force for review and identification of standards for CO_2 storage capacity estimation [R/OL]. 2007-06-15, <http://www.cslforum.org/publications/documents/PhaseIIReportStorageCapacityMeasurementTaskForce.pdf>.

[5] Hitchon B, Gunter W D, Gentzis T, et al. Sedimentary basins and greenhouse gases: A serendipitous association [J]. *Energy Conversion and Management*, 1999, 40(8): 825-843.

[6] Soong Y, Goodman A L, McCarthy-Jones J R, et al. Experimental and simulation studies on mineral trapping of CO_2 with brine [J]. *Energy Conversion and Management*, 2004, 45(11-12): 1845-1859.

[7] Gentzis T. Subsurface sequestration of carbon dioxide—an overview from an Alberta Canada perspective [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2000, 43(1-4): 287-305.

[8] Bachu S. Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO_2 in geological media[J]. *Environmental Geology*, 2003, 44(3): 277-289.

[9] 宫汝祥, 李翔, 李效波, 等. 海上油田氮气泡沫稳油控水注采参数数值模拟[J]. 科技导报, 2011, 29(33): 58-61.

Gong Ruxiang, Li Xiang, Li Xiaobo, et al. *Science & Technology Review*, 2011, 29(33): 58-61.

[10] 张允, 薛亮. 致密油藏有限元数值模拟 [J]. 科技导报, 2012, 30(10): 39-40.

Zhang Yun, Xue Liang. *Science & Technology Review*, 2012, 30(10): 39-40.

[11] 张亮, 任韶然, 王瑞和, 等. 南海西部盐水层 CO_2 埋存潜力评估[J]. 岩土力学, 2010, 31(4): 1240-1241.

Zhang Liang, Ren Shaoran, Wang Ruihe, et al. *Rock and Soil Mechanics*, 2010, 31(4): 1240-1241.

(责任编辑 刘志远)