

文章编号: 1000-8608(2019)05-0467-04

CO₂ 地质封存过程中传热特性研究

张 倩, 张 毅*, 芦 迪, 那 泽 嵘

(大连理工大学 能源与动力学院 海洋能源利用与节能教育部重点实验室, 辽宁 大连 116024)

摘要: 碳捕集与封存(CCS)技术使得大规模减少CO₂排放变得可行,充分预测CO₂的状态对于实际工程安全有效开展是十分必要的。现有模型普遍将本应为整体系统的井筒注入和咸水层封存视为两个单独的阶段,通过建立一个井筒注入与咸水层封存的联合模型对储层中流体传热过程进行模拟,分析不同注入条件对于CO₂在整体封存过程中传热特性的影响。研究表明,焦耳-汤姆孙效应、地层温度及井筒热阻是影响流体温度的主要原因,流体温度会影响冷却域范围以及最低温度出现的径向位置,高温或低压注入会抑制焦耳-汤姆孙效应。

关键词: 碳捕集与封存; 热力学模型; 数值模拟; 焦耳-汤姆孙效应

中图分类号: TE357.45 文献标识码: A doi:10.7511/dlgxb201905005

0 引言

温室效应可能会带来的一系列严重后果,迫使各国政府制定各种政策维持可持续性发展,减少人类活动所造成的碳排放。在众多减排技术中,碳捕集与封存(CCS)技术能够在埋存CO₂的同时增产化石能源,并且技术上可以封存的总量十分巨大^[1],因此在实现减排目标中有着十分重要的战略意义。大规模CO₂长期安全存储必须建立在充分预测实际工程中CO₂状态的基础上,前人的研究大多集中在井筒注入或咸水层封存中的单独一个过程,而实际工程中是一个整体系统。本文建立一个井筒注入与咸水层封存的联合传热模型,对温度和压力对模型的敏感性进行分析。

1 联合传热模型

1.1 基本假设

井筒注入与咸水层封存模型的原理图见图1,基本参数见表1,其中T_f为流体温度、T_{ti}为油管内壁温度、T_{to}为油管外壁温度、T_{ci}为套管内部温度、T_{co}为套管外部温度、T_h为水泥环外壁温度、T_e为地层温度。本文为了简化模型做了以下假设:(1)井筒与水泥环外壁存在一维稳态传热,

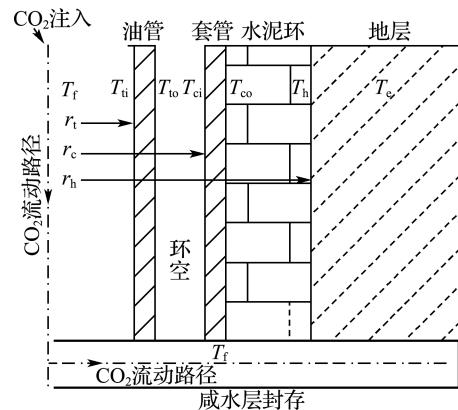


图1 井筒注入与咸水层封存模型原理图

Fig. 1 The principle scheme of wellbore injection-saline aquifer storage model

水泥环外壁与地层存在一维非稳态传热;(2)井筒中CO₂一维稳态流动,不考虑相变;(3)井筒只考虑径向热损失;(4)CO₂溶于咸水,忽略蒸发和驱替过程;(5)CO₂物性不受咸水影响。

1.2 控制方程

基于Ramey经典传热模型^[2],考虑焦耳-汤姆孙效应的影响得到守恒方程如式(1)和(2)所示,使用四阶龙格-库塔法离散求解。

收稿日期: 2018-12-04; 修回日期: 2019-05-22。

基金项目: “十三五”国家重点研发计划资助项目(2016YFB0600804)。

作者简介: 张倩(1994-),女,硕士生,E-mail: 395079358@qq.com; 张毅*(1980-),男,博士,教授,博士生导师,E-mail: zhangyi80@dlut.edu.cn。

表 1 井筒及储层参数

Tab. 1 The wellbore and reservoir parameters

参数	数值
井深 L/m	1 000
水泥环导热系数 $\lambda_h/(W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1})$	0.52
油管直径 r_t/mm	62
环空水导热系数 $\lambda_{hw}/(W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1})$	6 338
地层平均散热量 $\alpha/(m^2 \cdot h^{-1})$	0.002 65
咸水饱和度 S_w	0.2
渗透率 k/m^2	5×10^{-15}
咸水层后边界压力 p_{b2}/MPa	6
套管直径 r_e/mm	124
地层导热系数 $\lambda_e/(W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1})$	2.09

$$\frac{dT_f}{dy} = \mu_{JT} \frac{dp}{dy} + \frac{1}{C_p} \left\{ \frac{2\pi r_t U_t}{m} \times \left[T_f - \frac{2\pi r_t U_t T_f f(t) + 2\pi T_e}{k f(t) + 2\pi \lambda_e} \right] - g \right\} \quad (1)$$

$$\frac{dp}{dy} = \rho g - f v^2 \frac{\rho}{4r_t} \quad (2)$$

其中 μ_{JT} 为焦耳-汤姆孙系数, C_p 为比定压热容, r_t 为油管直径, U_t 为油管内侧传热系数, $f(t)$ 为地层导热时间函数, f 为摩阻系数, v 为流体流速。使用有限差分法得到 CO_2 -咸水的守恒方程如式(3)和(4)所示。

$$\left(\frac{S_w \varphi C_w \mu_g \rho_w}{k \rho_g} + \frac{(1-S_w) \varphi C_g \mu_g}{k} \right) \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{1}{\rho_g} \frac{\partial \rho_g}{\partial x} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{1}{\mu_g} \frac{\partial \mu_g}{\partial x} \frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = 0 \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial T}{\partial t} [\varphi \rho_w S_w C_{pw} + \varphi \rho_g S_g C_{pg} + (1-\varphi) \rho_r C_{pr}] + \\ \frac{\partial p}{\partial t} [-\varphi \rho_w S_w \mu_{JTg} C_{pw} - \varphi S_w - \varphi \rho_g S_g \mu_{JTg} C_{pg} - \varphi S_g] = \\ -\rho_g v_g C_{pg} \frac{\partial T}{\partial x} + \rho_g v_g \mu_{JTg} C_{pg} \frac{\partial p}{\partial x} + K_T \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} \end{aligned} \quad (4)$$

其中下标 w 表示咸水, 下标 g 表示 CO_2 , 下标 r 表示岩石相, φ 为孔隙度, S_g 为 CO_2 饱和度, k 为渗透率, μ 为黏度, C 为比热容, K_T 为导热系数。

1.3 参数计算

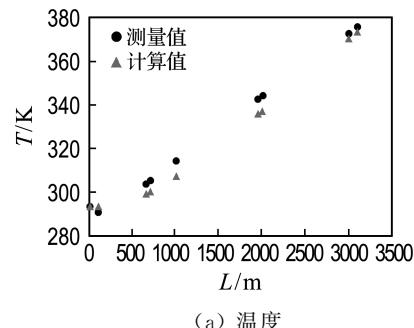
基于假设井筒热阻可以表示为 $U_t = \left(\frac{1}{h_{cal}} +$

$\frac{r_t \ln \frac{r_h}{r_c}}{\lambda_h} \right)^{-1}$, 其中, 地层温度 T_e 随深度存在线性增加的关系, 比定压热容 C_{pg} 及焦耳-汤姆孙系数 μ_{JT} 采用 Zaman^[3] 的公式计算。 CO_2 密度 ρ_g 采用混合型状态方程, $T' = T/T_{cr} < 1$ 时使用 PR-EOS; $T' > 1$ 时使用 EXP-RK。 CO_2 黏度 μ_g 采用 FTM 模型^[4] 计算。

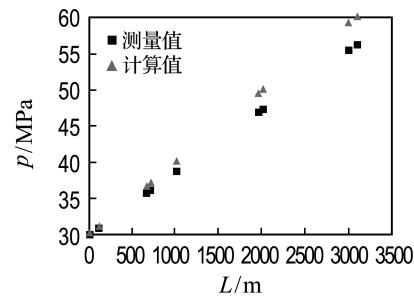
CO_2 -咸水焓值采用 Stephan 的 CO_2 - H_2O - $NaCl$ 三元系统^[5] 计算, 水的焓值使用 IAPWS^[6] 计算, CO_2 -咸水的焦耳-汤姆孙系数表示为 $\mu_{JTg} = -\frac{1}{C_{pw}} \left(\frac{\partial h}{\partial p} \right)_T$, CO_2 -咸水密度 ρ_w 采用 EPC-PSAFT^[7-9] 三元密度模型计算。

1.4 模型精度

与江苏草舍油田草 8 井的井筒数据进行比较, 模型预测与实际测量数值比较见图 2。



(a) 温度



(b) 压力

图 2 测量值与计算值比较

Fig. 2 Comparison between measured and calculated values

模型计算值与实际井筒测量值趋势相同, 温度平均相对误差 1.37%, 最大误差 2.43%; 压力平均相对误差 3.61%, 最大误差 6.77%。在井深很大情况下, 模型模拟压力偏大的原因可能是在压力计算时忽略了 $v dv/dy$ 项。本文中使用的模型井筒深度为 1 000 m, 在此范围内, 温度和压力计算值与测量值拟合较好。

2 影响因素分析

模拟了不同初始温度和压力的注入情况, 分析其对 CO_2 沿井深及径向温压状况的影响, 工况见表 2。

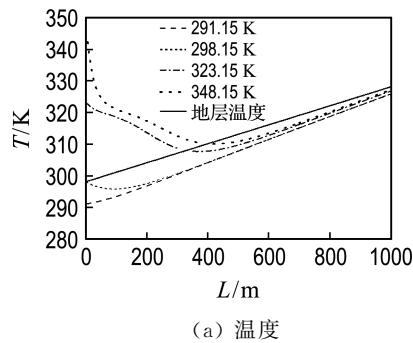
2.1 温度影响

图 3 为不同注入温度下 CO_2 温度及压力随

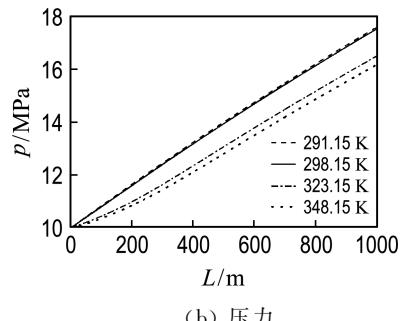
表 2 不同注入情况下的特性参数

Tab. 2 Properties of different injection situations

实验类别	序号	温度/K	压力/MPa	咸水层初始温度/K	初始压力/MPa
变温	1	291.15	10	325.88	17.61
	2	298.15	10	325.94	17.54
	3	323.15	10	326.86	16.51
	4	348.15	10	327.24	16.18
变压	1	323.15	10	326.90	16.52
	2	323.15	12	324.68	19.75
	3	323.15	14	323.79	22.21



(a) 温度



(b) 压力

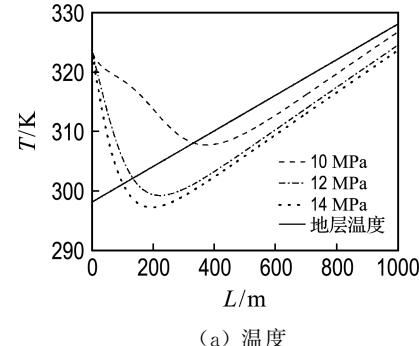
图 3 不同注入温度下 CO₂ 温度及压力随井深的变化曲线Fig. 3 Changing curves of temperature and pressure with well depth for CO₂ under different injection temperatures

井深的变化曲线。初始地层温度为 298.15 K, 注入温度高于地层温度的情况下初期有一个温差引起的明显温度降, 且注入温度越高降低速率越快。当温度降低至相同之后传热方向改变, 流体温度缓慢升高, 但由于焦耳-汤姆孙效应的存在, 流体温度始终低于地层温度。注入温度低于地层温度的情况下, 焦耳-汤姆孙效应是影响温度分布的主要因素。最终温度主要取决于所处井深下的地层温度及井筒结构。由控制方程可知压力主要受密度变化影响, 初始温度越高, 压力增加梯度越小。

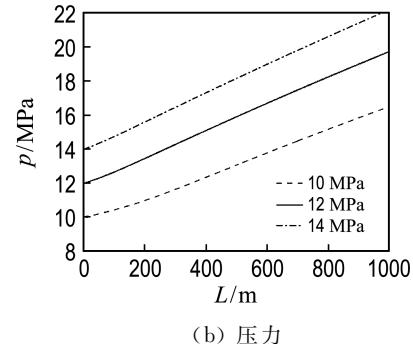
2.2 压力影响

不同注入压力下 CO₂ 各项参数见图 4。温度

变化趋势与前文一致, 高压差对温度增长有抑制作用, 与焦耳-汤姆孙效应一同导致了温度的降低。压差越大的情况下, 焦耳-汤姆孙系数越小, 温度越低, 其最低温度出现的径向位置越远离井口。温度降低的最大值远小于单纯由焦耳-汤姆孙效应定义式所计算的值, 这主要是在咸水层埋存的过程中, 多孔介质和储层余热的存在部分抵消了焦耳-汤姆孙效应。焦耳-汤姆孙系数随温度降低而升高, 如果注入阶段 CO₂ 温度未被加热至地层温度, 其焦耳-汤姆孙系数的初始值偏高, 会有较大温度降, 可能导致结冰或水合物生成, 影响实际效率。注入压力均大于后边界压力设定的 6 MPa, CO₂ 在压差作用下不断扩散至咸水层, 压力逐渐降低。



(a) 温度



(b) 压力

图 4 不同注入压力下 CO₂ 温度及压力随井深的变化曲线Fig. 4 Changing curves of temperature and pressure with well depth for CO₂ under different injection pressures

3 结语

焦耳-汤姆孙效应及流体与地层间温差是井深较浅时影响温度变化的主要原因, 在井深达到一定值后, 温度分布取决于地层温度及井筒热阻。

流体温度会影响冷却域范围以及最低温度出现的径向位置, 高温或低压注入抑制了焦耳-汤姆

孙效应。压力分布主要受 CO_2 密度的影响, 可用来预测压力, 根据不同项目的地质条件设计注入工况。由于咸水层埋存深度普遍超过 800 m, 在此工况条件下井筒入口处不同的温压条件对封存在咸水层中的 CO_2 后期物性参数的影响, 相对于其沿井深的影响程度较小。

参考文献:

- [1] 李小春, 刘延锋, 白冰, 等. 中国深部咸水含水层 CO_2 储存优先区域选择 [J]. 岩石力学与工程学报, 2006, 25(5):963-968.
LI Xiaochun, LIU Yanfeng, BAI Bing, et al. Ranking and screening of CO_2 saline aquifer storage zones in China [J]. **Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering**, 2006, 25(5):963-968. (in Chinese)
- [2] RAMEY JR H J. Wellbore heat transmission [J]. **Journal of Petroleum Technology**, 1962, 14(4):427-435.
- [3] ZIABAKHSH-GANJI Z, KOOI H. Sensitivity of Joule - Thomson cooling to impure CO_2 injection in depleted gas reservoirs [J]. **Applied Energy**, 2014, 113:434-451.
- [4] QUIÑONES-CISNEROS S E, ZÉBERG-MIKKELSEN C K, STENBY E H. The friction theory for viscosity modeling: extension to crude oil systems [J]. **Chemical Engineering Science**, 2001, 56(24):7007-7015.
- [5] LORENZ S, MÜLLER W. Modelling of halite formation in natural gas storage aquifers [C] // **Proceedings TOUGH Symposium 2003**. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2003.
- [6] WAGNER W, COOPER J R, DITTMANN A, et al. The IAPWS industrial formulation 1997 for the thermodynamic properties of water and steam [M] // **International Steam Tables**. Berlin: Springer Berlin Heidelberg, 1998: 7-150.
- [7] GROSS J, SADOWSKI G. Perturbed-chain SAFT: An equation of state based on a perturbation theory for chain molecules [J]. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, 2001, 40(4):1244-1260.
- [8] JI Xiaoyan, TAN S P, ADIDHARMA H, et al. SAFT1-RPM approximation extended to phase equilibria and densities of $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{O}$ and $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{O-NaCl}$ systems [J]. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, 2005, 44(22):8419-8427.
- [9] DIAMANTONIS N I, ECONOMOU I G. Modeling the phase equilibria of a $\text{H}_2\text{O-CO}_2$ mixture with PC-SAFT and tPC-PSAFT equations of state [J]. **Molecular Physics**, 2012, 110(11/12):1205-1212.

Study of heat transfer characteristic of CO_2 during geological sequestration

ZHANG Qian, ZHANG Yi*, LU Di, LI Zerong

(Key Laboratory of Ocean Energy Utilization and Energy Conservation of Ministry of Education, School of Energy and Power Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China)

Abstract: Carbon capture and storage (CCS) is a feasible technique to reduce carbon dioxide emissions, which can be used in the practical project. It's extremely important to understand the thermal properties of CO_2 for the safe and effective implementation of project. In previous research, the wellbore injection and storage into saline which should be an integrated system are modeled as two independent stages. A united wellbore injection-saline aquifer storage model is proposed to simulate the heat transfer of fluid in the reservoir and analyze the effect of different injection conditions on the heat transfer characteristic of CO_2 in the whole storage process. It is shown that the Joule-Thomson effect, the formation temperature and the wellbore thermal resistance are the key reasons to affect the fluid temperature. The fluid temperature has an influence on the spatial extent of cooling and the radial location where the minimum temperature occurs. During the injection process, higher temperature and lower pressure may suppress the Joule-Thomson effect.

Key words: carbon capture and storage; thermodynamic model; numerical simulation; Joule-Thomson effect