

CO₂注入井井筒温压场计算及参数敏感性分析

鲁佳伟, 余俊业, 况梅, 石峰, 唐艺铭, 李国峰, 李智杰, 罗茂盛, 张欣桐, 蒋静文
重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2026年4月5日; 录用日期: 2026年5月3日; 发布日期: 2026年5月22日

摘要

为完善CO₂注入井井筒温压场预测方法, 解决现有模型计算繁琐、敏感性分析缺乏多因素协同的问题, 本文采用井筒温压耦合计算模型, 通过Python调用CoolProp高精度物性数据库获取CO₂热物性参数, 结合现场CO₂试注井实例开展模型验证, 并系统分析注入参数的单因素与多因素协同敏感性。结果表明: 所用耦合模型预测值与现场实测数据吻合度高, 温度、压力相对误差分别为5.6%、2.1%, 具备较高的计算精度; 单一参数敏感性分析显示, 注入温度与注入排量是井筒温度场的关键调控参数, 注入压力仅主导压力场分布, 且注入温度、排量对压力场无显著影响; 多参数协同分析表明, 注入排量对注入温度的温度场调控效应存在放大作用, 排量越高, 注入温度对井筒温度场的影响深度越大。研究成果为CO₂地质埋存工程中注入参数优化设计及井筒安全运行提供了理论依据与技术支撑。

关键词

CO₂注入井, 井筒温压场, 注入参数, 敏感性分析

CO₂ Injection Wellbore Temperature-Pressure Field Calculation and Parameter Sensitivity Analysis

Jiawei Lu, Junye Yu, Mei Kuang, Feng Shi, Yiming Tang, Guofeng Li, Zhijie Li, Maosheng Luo, Xintong Zhang, Jingwen Jiang

School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: April 5, 2026; accepted: May 3, 2026; published: May 22, 2026

文章引用: 鲁佳伟, 余俊业, 况梅, 石峰, 唐艺铭, 李国峰, 李智杰, 罗茂盛, 张欣桐, 蒋静文. CO₂注入井井筒温压场计算及参数敏感性分析[J]. 矿山工程, 2026, 14(3): 622-630. DOI: 10.12677/me.2026.143063

Abstract

To improve the prediction method for the temperature and pressure fields of CO₂ injection wellbores and address the problems of cumbersome calculations in existing models and the lack of multi-factor synergy in sensitivity analysis, this study adopts a wellbore thermo-pressure coupling calculation model. Python is used to invoke the high-precision CoolProp physical property database to obtain the thermophysical parameters of CO₂. Model validation is carried out combined with field CO₂ pilot injection well cases, and the single-factor and multi-factor synergistic sensitivity of injection parameters are systematically analyzed. The results show that the predicted values of the adopted coupling model are in high agreement with the field measured data, with relative errors of 5.6% for temperature and 2.1% for pressure, indicating high calculation accuracy. Single-parameter sensitivity analysis reveals that injection temperature and injection rate are the key controlling parameters for the wellbore temperature field, injection pressure only dominates the pressure field distribution, and injection temperature and rate have no significant effect on the pressure field. Multi-parameter synergistic analysis demonstrates that injection rate has an amplifying effect on the temperature field regulation effect of injection temperature; the higher the injection rate, the greater the influence depth of injection temperature on the wellbore temperature field. The research findings provide a theoretical basis and technical support for the optimal design of injection parameters and safe wellbore operation in CO₂ geological sequestration projects.

Keywords

CO₂ Injection Well, Wellbore Temperature-Pressure Field, Injection Parameters, Sensitivity Analysis

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

二氧化碳捕集、利用与封存(CCUS)技术是实现碳达峰、碳中和目标的重要手段,通过对工业排放源 CO₂ 进行捕集、输送,并注入地下深部地层实现长期埋存或资源化利用,可有效降低温室气体排放[1]-[3]。在 CO₂ 地质埋存过程中,注入井的密封完整性、运行安全性直接关系到工程可靠性与 CO₂ 封存效率,是防止 CO₂ 泄漏、保障封存安全的关键[4]。因此,开展 CO₂ 注入井井筒温压场演化规律研究,对提升封存井安全稳定运行能力、完善 CCUS 工程理论与技术具有重要意义。

近年来,国内外学者针对 CO₂ 注入井井筒温度压力场预测问题开展了大量研究,研究重点主要集中在 CO₂ 物性参数计算、相态变化以及温压耦合求解等方面[5]-[15]。肖博等结合 CO₂ 物性参数随温度压力变化模型,研究了井筒和裂缝内温度压力变化规律[16]。李园园将 CO₂ 物性参数同井筒温度梯度和压力梯度进行耦合计算,建立了非稳态传热模型并行了注入参数敏感性分析[17]。吴晓东等考虑 CO₂ 在井筒内的相变行为,构建了 CO₂ 井筒温压耦合计算模型[18]。窦亮彬等采用 Span-Wagner 状态方程等耦合井筒温压与 CO₂ 物性参数迭代求解数学模型[19]。尽管井筒温度压力场计算模型的研究已日趋成熟,但现有模型多依赖复杂公式推导,存在计算量大、求解繁琐等问题;同时,敏感性分析多侧重于单一因素影响,缺乏多因素协同作用分析。

针对上述问题,本文通过 Python 软件直接调用 CoolProp 数据库获取不同温压条件下 CO₂ 的密度、

粘度等热物理性质参数, 实现井筒温压耦合计算与规律分析, 并在单一因素敏感性分析的基础上开展多注入参数协同作用研究, 进一步完善井筒温压场预测方法。

2. CO₂ 注入井筒温压计算模型

2.1. 井筒温度场计算模型

井筒内的传热过程由井筒与周围地层之间的能量交换所决定, 井筒内流体的传热速率直接影响井筒的温度分布。基于热力学第一定律, 传热模型需综合考虑井筒与地层间的稳态及瞬态热传导过程, 以及井筒内流体的对流换热效应。为准确描述这一复杂传热过程, 本文通过下列方程对井筒温度场进行预测[20]:

$$\frac{dT_f}{dz} = \frac{2\pi r_{io} U_{io} \lambda_e}{[\lambda_e + r_{io} U_{io} f(t_D)] MC_p} (T_f - T_e) \quad (1)$$

式中: r_{io} 为油管外径, m; U_{io} 为井筒微元体的总传热系数, W/(m²·°C); λ_e 为地层的导热系数, W/(m·°C); $f(t_D)$ 为随时间变化的无因次传热函数; M 为流体质量流量, kg/s; C_p 为流体的定压比热容, kJ/(kg·K); T_f 为该深度处 CO₂ 的温度, °C; T_e 为该深度下水泥环与地层交界面处温度, °C。

2.2. 井筒压力场计算模型

井筒压力降是表征 CO₂ 注入过程的核心参数之一, 直接决定井筒内流体的流动特性。井筒内的压力变化主要受流体密度、流速及摩阻系数等参数控制, 基于质量守恒定理和动量定理, 可推导得到 CO₂ 流体在油管内向向下流动的压降计算公式[21]如下:

$$\frac{dp}{dz} = \rho g \cos \theta + \frac{f \rho v^2}{2d_{ii}} + \rho v \frac{dv}{dz} \quad (2)$$

式中: ρ 为流体密度, kg/m³; g 为重力加速度, m/s²; θ 为井筒轴线与水平方向的夹角, °; f 为摩阻系数; v 为流体流速, m/s; d_{ii} 为油管内径, m。

2.3. 模型参数计算

2.3.1. 井筒总传热系数

井筒总传热系数 U_{io} 是描述井筒内流体与周围地层之间综合传热能力的关键参数, 它综合了油管内对流换热、油管壁导热、水泥环导热以及地层导热等一系列传热环节的阻力。本文使用较为成熟的 Ramey [22] 公式进行井筒总传热系数的计算:

$$U_{io} = \left[\frac{r_{io}}{r_{ii} h_f} + \frac{r_{io} \ln(r_{io}/r_{ii})}{k_t} + \sum_{i=1}^E \frac{1}{h_{ic} + h_{ic}} + \sum_{i=1}^E \frac{r_{io} \ln(r_{i,co}/r_{i,ci})}{k_{ic}} + \frac{r_{io} \ln(r_h/r_{i,co})}{k_{cem}} \right]^{-1} \quad (3)$$

式中: r_{ii} 为油管内径, m; h_f 为油管内流体对流换热系数, W/(m²·°C); k_t 为油管导热系数, W/(m²·°C); E 为环空总层数; h_{ic} 为第 i 层环空流体对流换热系数, W/(m²·°C); h_{ir} 为第 i 层环空流体辐射传热系数, W/(m²·°C); $r_{i,co}$ 为第 i 层环空外套管外半径, m; $r_{i,ci}$ 为第 i 层环空外套管内半径, m; k_{ic} 为第 i 层环空外套管导热系数, W/(m²·°C); r_h 为井眼半径, m; k_{cem} 为水泥环导热系数, W/(m²·°C)。

2.3.2. 无因次传热函数

在井筒温度场计算中, 无因次传热函数 $f(t_D)$ 是描述井筒与地层之间瞬态传热过程的核心无量纲参数, 它综合反映了注入时间、地层热物性和井眼几何尺寸对传热过程的影响。为保证模型计算精度, 本

文选用拟合精度高、适用性强的 Hasan 公式[23]进行求解:

$$f(t_D) = \begin{cases} 1.1281\sqrt{t_D}(1-0.3\sqrt{t_D}) & (t_D \leq 1.5) \\ (0.4063 + 0.5\ln t_D) \times (1 + 0.6/t_D) & (t_D > 1.5) \end{cases} \quad (4)$$

其中: t_D 为无因次时间, 其计算式如下:

$$t_D = t\alpha_e/r_h^2 \quad (5)$$

式中其中: t 为生产时间, s; α_e 为地层热扩散系数, m^2/s 。

2.3.3. 摩阻系数

在井筒压力场计算中, 摩阻系数 f 是表征 CO_2 流体在油管内流动时与管壁产生摩擦损失大小的关键参数, 其取值直接影响压降计算的精度。本文选用王志远等[24]提出的适用于所有雷诺数范围的公式进行计算, 以保证模型在不同流态下的适用性与准确性。

$$\begin{cases} f = 64/Re & (Re < 2300) \\ f = 0.06539 \times \exp\left[-((Re - 3516)/1248)^2\right] & (2300 \leq Re \leq 3400) \\ 1/\sqrt{f} = -2.34 \times \lg\left\{\varepsilon/(1.72d_i) - 9.26/Re \times \lg\left[(\varepsilon/29.36)^{0.95}\right] + (18.35/Re)^{1.108}\right\} & (3400 < Re < 2 \times 10^6) \end{cases} \quad (6)$$

式中: ε 为油管平均粗糙度, 其值与油管材质等因素相关, m; Re 为 CO_2 流体的雷诺数, 用于表征流体流动状态, 为无量纲数。

2.3.4. CO_2 物性参数

在现有研究中, 通常采用 PR 方程、SRK 方程等方法计算 CO_2 的物性参数, 但这类方法计算过程繁琐, 且仅适用于窄范围的温压条件, 整体适用性受限。为提升不同温压条件下 CO_2 物性参数的获取精度与效率, 本文通过 Python 软件直接调用由比利时鲁汶大学开发的, 具有国际公认高精度的流体物性数据库 CoolProp 来获取其中不同温度、压力下对应的 CO_2 黏度、密度、比热容等关键物性数据来进行耦合计算分析[25]。

3. 实例验证

以现场某油田 CO_2 试注井为例进行计算分析, 井筒及地层基本参数如下: 油管外径 88.9 mm, 油管内径 75.9 mm, 套管外径 139.7 mm, 套管内径 121.36 mm, 水泥环外缘直径 215.8 mm, 井深 3848.5 m, 套管导热系数 43.27 $\text{W}/(\text{m}\cdot^\circ\text{C})$, 水泥环导热系数 0.56 $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$, 地表温度 15°C , 地温梯度 $3.39^\circ\text{C}/100\text{m}$, 地层导热系数 2.12 $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$, 地层热扩散系数 $0.0036\text{m}^2/\text{s}$ 。 CO_2 注入基本参数如下: 初始温度为 -10°C , 井口注入压力为 18.8 MPa, 注入速度为 $3\text{m}^3/\text{h}$, 注入时间为 20 天[26]。

井筒温度压力分布

将注入参数及井身结构参数代入本文所述的预测模型, 计算得到该井井筒内 CO_2 的温度压力分布曲线, 并与现场实测数据进行对比验证, 结果如图 1 所示(图 1(a)为温度分布, 图 1(b)为压力分布)。

从井筒温度分布来看, 模型预测井底温度为 127.13°C , 实测井底温度为 134.7°C , 相对误差为 5.6%; 从井筒压力分布来看, 模型预测井底压力为 51.9 MPa, 实测井底压力为 53 MPa, 相对误差为 2.1%。对比曲线显示, 计算结果与实测数据在全井段均呈现出良好的一致性, 温度和压力随井深的变化趋势高度吻合。

综合对比结果表明, 本文通过 Python 软件调用 CoolProp 数据库获取不同温压条件下 CO₂ 的密度、粘度等关键热物理性质参数, 进而实现的井筒温度与压力耦合计算, 具有较高的计算精度和可靠性, 能够准确反映 CO₂ 注入过程中井筒内温度压力场的分布特征。

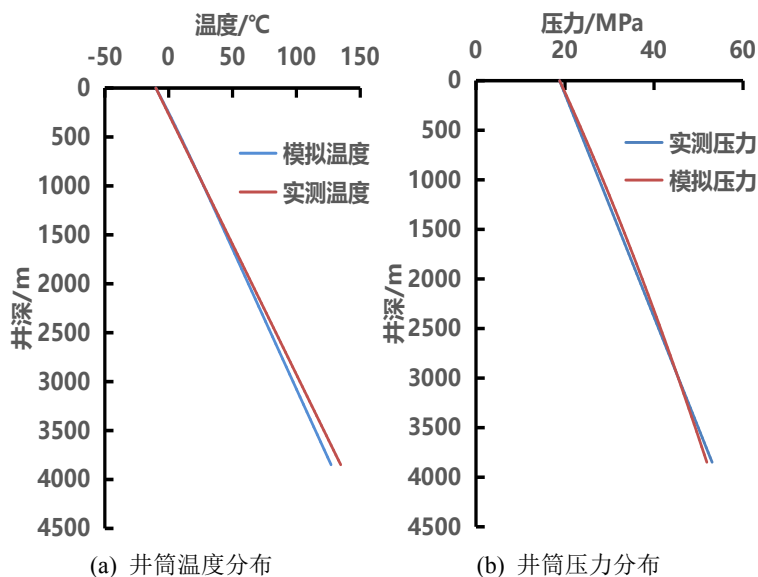


Figure 1. Comparison of wellbore temperature and pressure distribution in CO₂ injection wells

图 1. CO₂ 注入井井筒温度与压力分布对比

4. 敏感性分析

4.1. 单一参数敏感性分析

4.1.1. 注入温度的影响

不同注入温度下井筒温压剖面特征如图 2 所示。从温度分布曲线(图 2(a))可见, 注入温度对井筒上部温度场具有显著的初始调控作用: 注入温度越高, 井口附近流体温度越高, 且在浅井段(0~1000 m)的温度差异最为明显; 随着井深增加, 受地层热传导的主导作用, 各注入温度条件下的温度曲线逐渐收敛, 在深井段趋于一致, 表明深部温度场主要由地温梯度控制, 注入温度的影响较少。

从压力分布曲线(图 2(b))来看, 注入温度对井筒压力场的影响相对微弱, 不同注入温度下的压力剖面几乎重合。这是因为在本研究的工况范围内, CO₂ 密度对温度的敏感性远低于对压力的敏感性, 注入温度的变化未对流体质量守恒及压降规律产生显著影响。计算结果表明, 注入温度主要通过调控井筒上部的初始温度场来影响 CO₂ 的流动特性, 而对深部井筒的压力场及整体压降规律影响有限。

4.1.2. 注入压力的影响

不同注入压力下井筒温压剖面的影响规律如图 3 所示。从温度分布曲线(图 3(a))可见, 注入压力对井筒温度场的影响极弱, 5~45 MPa 范围内各曲线几乎重合, 仅在深井段存在微小差异; 随井深增加, 各曲线快速收敛, 注入压力对 CO₂ 热物性及传热规律的影响可忽略不计。从压力分布曲线(图 3(b))来看, 注入压力对井筒压力场具有显著的线性控制作用: 注入压力越高, 全井段压力基准等幅抬升, 各压力剖面保持平行分布, 差异贯穿整个井筒。这是因为注入压力作为初始边界条件, 直接决定了流体沿程压力水平, 在本研究工况下, CO₂ 密度对压力的响应呈线性关系, 因此压降规律未出现明显的非线性变化。计算结果表明, 注入压力是井筒压力场的核心影响因素, 而对温度场无实质性作用。

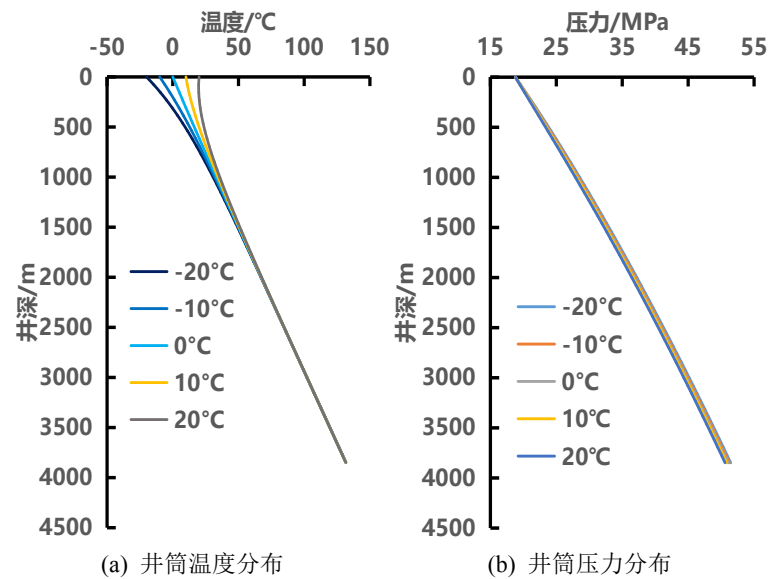


Figure 2. Wellbore temperature and pressure profiles under different injection temperatures

图 2. 不同注入温度下井筒温压剖面

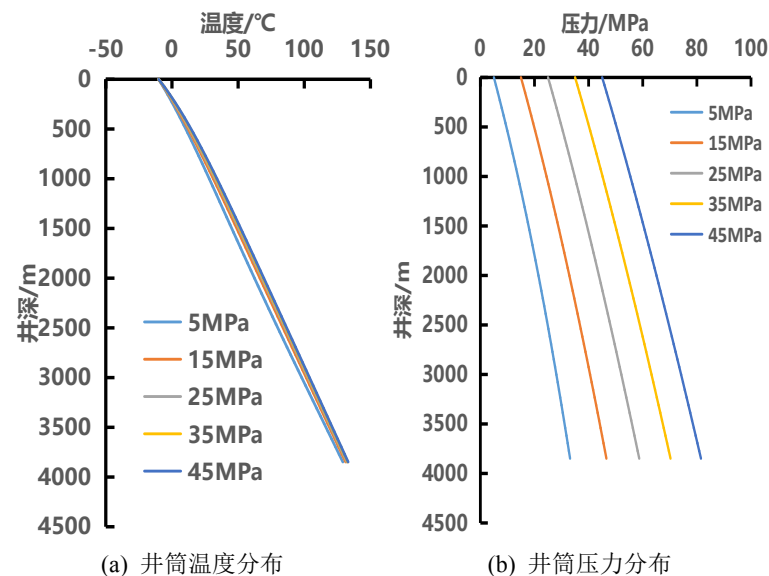


Figure 3. Wellbore temperature and pressure profiles under different injection pressures

图 3. 不同注入压力下井筒温压剖面

4.1.3. 注入排量的影响

不同注入排量下井筒温压剖面的影响规律如图 4 所示。从温度分布曲线(图 4(a))可见,注入排量对井筒温度场具有显著调控作用:注入排量越高,全井段流体温度整体越低,且该差异贯穿整个井筒直至井底。这是因为高排量下流体与地层的热交换时间缩短,地层热量无法及时传递至流体,导致温度回升速率显著降低。从压力分布曲线(图 4(b))来看,注入排量对井筒压力场的影响相对有限,不同注入排量下的压力剖面整体较为接近,仅在井底段存在一定差异。这是因为在本研究工况下,CO₂ 密度对流速变化的响应较弱,摩阻损失的增量未对整体压力分布产生显著影响。计算结果表明,注入排量是调控井筒温度

场的关键参数，而对压力场及井底压力的影响有限。

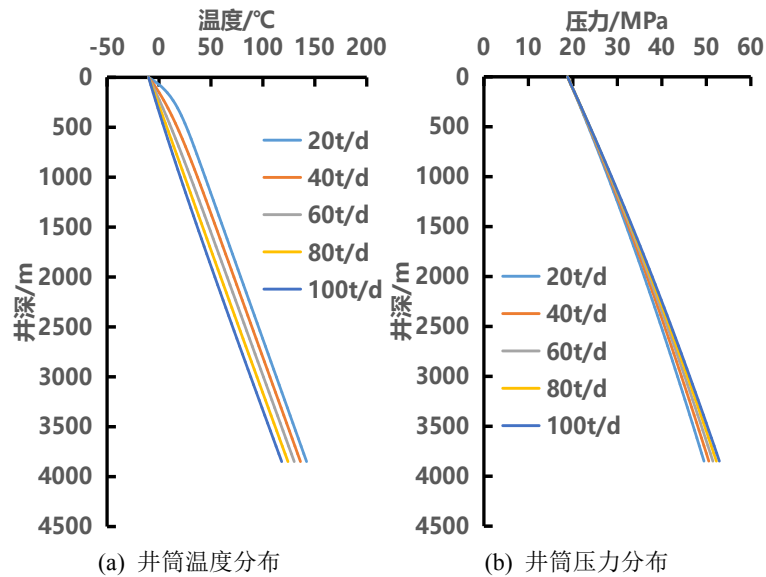


Figure 4. Wellbore temperature and pressure profiles under different injection rates

图 4. 不同注入排量下井筒温压剖面

4.2. 多参数敏感性协同分析

基于前文单一参数敏感性分析可知：注入温度主要调控井筒上部初始温度场，对压力场及井底压力无显著影响；注入压力是井筒压力场的核心控制因素，对温度场几乎无影响；注入排量对温度场具有显著调控作用，而对压力场及井底压力的影响有限。可见，在注 CO₂ 井筒温压场的调控中，注入温度与注入排量是影响温度场的关键参数，而注入压力仅主导压力场分布。因此，针对井筒温度场的优化设计，需重点开展注入温度与注入排量的协同敏感性分析。

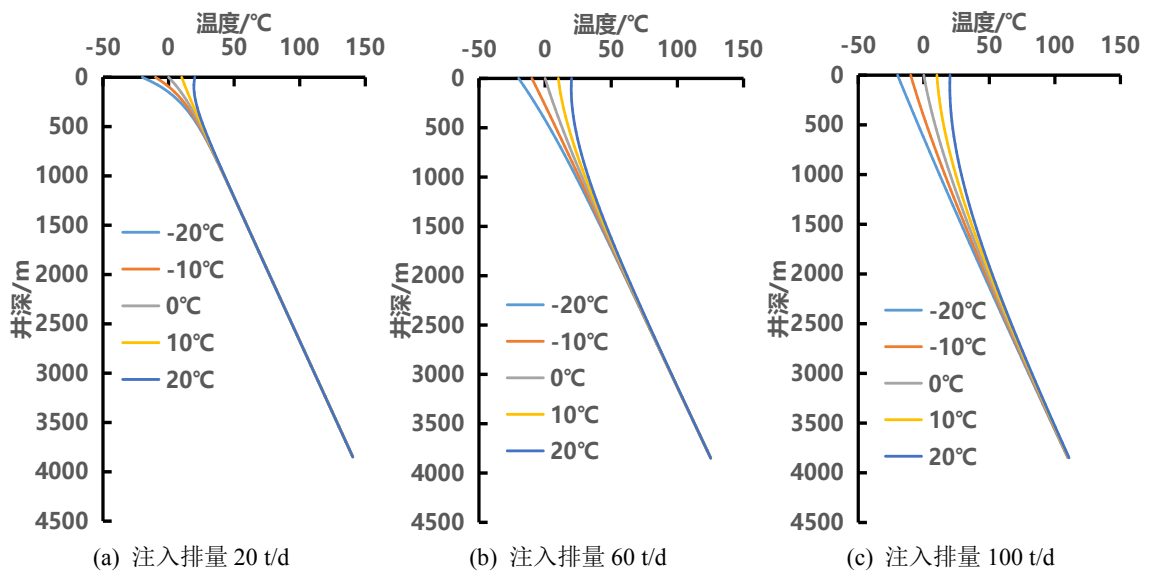


Figure 5. Wellbore temperature profiles under different injection rates and injection temperatures

图 5. 不同注入排量与注入温度下井筒温度剖面

不同注入排量与注入温度耦合作用下的井筒温度剖面如图 5 所示。在低排量(20 t/d)条件下,注入温度对井筒温度场的影响深度较浅,不同注入温度下的温度曲线在浅井段差异明显,随井深增加迅速收敛,如图 5(a)所示;随着注入排量提升至 60 t/d 及 100 t/d,注入温度的影响深度显著增大,各温度曲线的收敛深度明显下移,全井段温度差异持续时间更长,如图 5(b)、图 5(c)所示。这是由于低排量下,流体与地层的热交换时间充足,注入温度的初始差异被地层热传导快速抵消;高排量下,流体流速加快,热交换时间缩短,注入温度的影响得以向更深井段传递,从而扩大了其调控范围。计算结果表明,注入排量对注入温度的调控效应具有一定的放大作用,高排量下注入温度对井筒温度场的影响深度显著增加。

5. 结论

1) 基于 CoolProp 物性数据库构建的 CO₂ 注入井井筒温压耦合计算模型,可高效、精准获取不同温压条件下的 CO₂ 热物理参数,模型预测结果与现场实测数据高度吻合,温度和压力相对误差分别为 5.6% 和 2.1%,能准确反映井筒内温压场的分布与演化特征,克服了传统模型公式推导复杂、计算量大的缺陷。

2) 注入参数对井筒温压场的影响具有显著的选择性,注入温度主要调控井筒上部初始温度场,对压力场及井底压力无实质影响;注入压力为井筒压力场的核心控制因素,且对温度场无显著影响;注入排量对全井段温度场具有显著调控作用,排量越高流体温度整体越低,而对压力场的影响仅体现在井底段,整体影响有限。

3) 注入温度与注入排量对井筒温度场存在显著的协同调控效应,注入排量对注入温度的调控作用具有放大效果:低排量下注入温度对温度场的影响深度较浅,温度曲线快速收敛;高排量下流体与地层热交换时间缩短,注入温度的影响可向更深井段传递,影响深度显著增大,收敛深度明显下移。

4) 本研究明确了 CO₂ 注入井井筒温压场的演化规律,梳理了各注入参数的调控机制与协同效应,为 CCUS 工程中注入温度、排量、压力的优化匹配提供了理论依据,对提升 CO₂ 地质埋存的井筒密封完整性与运行安全性具有重要的工程指导意义。

参考文献

- [1] 邹才能, 张辰君, 程军, 等. 碳中和目标下 CO₂ 捕集利用与封存技术进展、挑战与展望[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(6): 1472-1487.
- [2] 杨永钊, 周进生, 胡海文, 等. CCUS-EOR 产业的发展现状、经济效益与未来展望[J]. 中国矿业, 2025, 34(2): 190-203.
- [3] Elegbeleye, I.F., Oguntona, O.A. and Elegbeleye, F.A. (2025) The Role of Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) Technologies and Artificial Intelligence (AI) in Achieving Net-Zero Carbon Footprint: Advances, Implementation Challenges, and Future Perspectives. *Technologies*, **13**, Article No. 509. <https://doi.org/10.3390/technologies13110509>
- [4] 贺凯. CO₂ 地质封存系统完整性演化及其泄漏研究[D]: [硕士学位论文]. 大庆: 东北石油大学, 2019.
- [5] 王轲, 刘彪, 张俊, 等. 高温高压气井井筒温度场计算与分析[J]. 石油机械, 2019, 47(1): 8-13.
- [6] Fenghour, A., Wakeham, W.A. and Vesovic, V. (1998) The Viscosity of Carbon Dioxide. *Journal of Physical and Chemical Reference Data*, **27**, 31-44. <https://doi.org/10.1063/1.556013>
- [7] Lai, H., Chen, P., Lv, L. and Lu, S. (2025) Construction and Application of a Coupled Temperature and Pressure Model for CO₂ Injection Wells Considering Gas Composition. *Energies*, **18**, Article No. 1238. <https://doi.org/10.3390/en18051238>
- [8] Wang, Z., Wang, D., Ren, X., Xue, M., Wang, T., Wan, M., et al. (2025) A Review of Supercritical Carbon Dioxide Heat Transfer and Flow Properties in Pipes. *Energy Technology*, **13**, Article ID: 2401461. <https://doi.org/10.1002/ente.202401461>
- [9] 刘涛, 刘伟, 郑华安, 等. CO₂ 状态方程适应性对比研究[J]. 非常规油气, 2024, 11(1): 85-93.
- [10] Karimi, M., Cochran, E.S., Massoudi, M., Walkington, N., Pozzi, M. and Dayal, K. (2025) Impact of Gas/Liquid Phase

- Change of CO₂ during Injection for Sequestration. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, **203**, Article ID: 106232. <https://doi.org/10.1016/j.jmps.2025.106232>
- [11] Li, X., Li, J. and Yin, Y. (2026) The Prediction and Safety Control of the CO₂ Phase Migration Path during the Shutdown Process of Supercritical Carbon Dioxide Pipelines. *Energies*, **19**, Article No. 531. <https://doi.org/10.3390/en19020531>
- [12] 张永刚, 罗懿, 刘岳龙, 等. 注 CO₂ 井筒温度和压力分布模型研究及现场应用[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(2): 108-113.
- [13] 孙宝江, 孙小辉, 王志远, 等. 超临界 CO₂ 钻井井筒内流动参数变化规律[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(3): 88-95.
- [14] Shangguan, Y., Liu, X., Liu, M., Mei, K., Shi, H., Shi, B., *et al.* (2025) Research on Temperature and Pressure Prediction in the Wellbore of Offshore High CO₂ Content-Associated Gas Injection Wells and Analysis of Influencing Factors. *ACS Omega*, **10**, 50031-50045. <https://doi.org/10.1021/acsomega.5c06477>
- [15] 郭建春, 曾冀. 超临界二氧化碳压裂井筒非稳态温度-压力耦合模型[J]. 石油学报, 2015, 36(2): 203-209.
- [16] 肖博. 超临界二氧化碳干法压裂温度压力场耦合计算方法[J]. 中国科技论文, 2020, 15(1): 119-124.
- [17] 李园园. 二氧化碳注入井筒内相态分析[D]: [硕士学位论文]. 大庆: 东北石油大学, 2019.
- [18] 吴晓东, 王庆, 何岩峰. 考虑相态变化的注 CO₂ 井筒温度压力场耦合计算模型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2009, 33(1): 73-77.
- [19] 窦亮彬, 李根生, 沈忠厚, 等. 注 CO₂ 井筒温度压力预测模型及影响因素研究[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(1): 76-81.
- [20] 马维臻, 管志川, 李成, 等. 海上 CO₂ 埋存井筒温度压力影响因素研究[J]. 石油机械, 2023, 51(2): 79-85.
- [21] 刘萍. 深水气井测试的温度压力分布研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2016.
- [22] Ramey, H.J. (1962) Wellbore Heat Transmission. *Journal of Petroleum Technology*, **14**, 427-435. <https://doi.org/10.2118/96-pa>
- [23] Hasan, A.R. and Kabir, C.S. (1994) Aspects of Wellbore Heat Transfer during Two-Phase Flow. *SPE Production & Facilities*, **9**, 211-216. <https://doi.org/10.2118/22948-pa>
- [24] Wang, Z., Sun, B., Wang, J. and Hou, L. (2014) Experimental Study on the Friction Coefficient of Supercritical Carbon Dioxide in Pipes. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **25**, 151-161. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.04.014>
- [25] Bell, I.H., Wronski, J., Quoilin, S. and Lemort, V. (2014) Pure and Pseudo-Pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Library CoolProp. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, **53**, 2498-2508. <https://doi.org/10.1021/ie4033999>
- [26] 王丹旭. 注 CO₂ 井筒温压预测研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.