

# CO<sub>2</sub> 注入管柱多场耦合附加应力计算方法研究

杨振<sup>1,2</sup>, 闫伟<sup>1,2\*</sup>, 吕伟<sup>3</sup>, 李楷<sup>3</sup>, 刘琬晴<sup>1,2</sup>, 雷鸣<sup>4</sup>, 李光聪<sup>1,2</sup>, 刘婷婷<sup>1,2</sup>

1 中国石油大学(北京)安全与海洋工程学院, 北京 102249

2 油气生产安全与应急技术应急管理部重点实验室, 北京 102249

3 中石油长庆油田公司油气工艺研究院, 西安 710018

4 长庆油田第六采气厂, 西安 710018

\* 通信作者, yanwei@cup.edu.cn

收稿日期: 2025-03-28; 修回日期: 2025-05-09

国家自然科学基金面上项目“页岩储层多级压裂诱导应力累积对套管变形的影响机制研究”(52274015)和中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“二氧化碳规模化捕集、驱油与埋存全产业链关键技术研究及示范”(2021ZZ01-03)联合资助

**摘要** 在 CO<sub>2</sub> 捕集、利用与封存(CCUS)工程中, 环空带压现象常被归因于封隔器密封失效, 但试压验证表明其密封性完好。本文提出该现象源于 CO<sub>2</sub> 注入过程中温压相态耦合诱发的附加应力累积, 导致封隔器等效轴向载荷超过解封极限。基于流体力学中的质量守恒定律、能量守恒定律和动量定理, 结合 EXP-RK 相态方程, 构建了温压—相态—应力多场耦合模型, 系统量化了注入温度、注入压力、注入量及注入时间对井筒应力场的协同影响。通过长庆油田某注入井实测数据验证, 模型预测井底压力误差为 2.83%、温度误差为 1.75%, 显著优于传统单场模型。研究表明: (1)注入温度与注入量是相态演化主控因素, 液态—超临界态转化界面随注入温度降低和注入量的增加显著下降; (2)注入温度、注入压力与注入量通过温度效应、鼓胀效应和摩阻效应主导封隔器应力累积。临界阈值分析表明: 在其余两个参数保持恒定的条件下, 当目标区块注入温度  $\leq 6.5$  °C、注入压力  $\geq 18.06$  MPa 或注入量  $\geq 2.61$  t/h 时, 等效载荷超过解封极限(60 kN), 触发解封行为。

**关键词** CCUS; CO<sub>2</sub> 注入; 环空带压; 相态分析; 温压剖面; 管柱应力; 封隔器解封

**中图分类号:** TE983

## Calculation method of coupled multi-field additional stress in CO<sub>2</sub> injection string

YANG Zhen<sup>1,2</sup>, YAN Wei<sup>1,2</sup>, LV Wei<sup>3</sup>, LI Kai<sup>3</sup>, LIU Wanqing<sup>1,2</sup>, LEI Ming<sup>4</sup>, LI Guangcong<sup>1,2</sup>, LIU Tingting<sup>1,2</sup>

1 College of Safety and Ocean Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

2 Key Laboratory of Oil and Gas Safety and Emergency Technology, Ministry of Emergency Management, Beijing 102249, China

3 PetroChina Changqing Oilfield Co Institute of Oil and Gas Technology, Xi'an 710018, China

4 No.6 Gas Production Plant of Changqing Oilfield, Xi'an 710018, China

引用格式: 杨振, 闫伟, 吕伟, 李楷, 刘琬晴, 雷鸣, 李光聪, 刘婷婷. CO<sub>2</sub> 注入管柱多场耦合附加应力计算方法研究. 石油科学通报, 2025, 10(03): 527–539

YANG Zhen, YAN Wei, LV Wei, LI Kai, LIU Wanqing, LEI Ming, LI Guangcong, LIU Tingting. Calculation method of coupled multi-field additional stress in CO<sub>2</sub> injection string. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(03): 527-539. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.014

Received: 2025-03-28; Revised: 2025-05-09

**Abstract** In carbon dioxide enhanced oil recovery and storage (CCUS) projects, sustained annular pressure is commonly attributed to packer sealing failure; however, pressure testing confirms the integrity of packer seals. This study proposes that this phenomenon arises from additional stress accumulation induced by temperature-pressure-phase coupling during  $\text{CO}_2$  injection, leading to equivalent loads exceeding the packer's sealing limit. By integrating the conservation laws of mass, energy, and momentum in fluid mechanics with the EXP-RK equation for phase behavior analysis, a coupled temperature-pressure-phase-stress multi-field model was developed to systematically quantify the synergistic effects of injection temperature, pressure, volume, and duration on wellbore stress fields. Validation using field data from a  $\text{CO}_2$  injection well in the Changqing Oilfield demonstrated model accuracy, with a bottomhole pressure prediction error of 2.83% and temperature error of 1.75%, significantly outperforming conventional single-field models. Key findings include: (1) The injection temperature and injection volume are the main controlling factors for phase state evolution. The liquid-supercritical phase transition interface decreases significantly with the reduction of injection temperature and the increase of injection volume. (2) The injection temperature, pressure, and volume govern stress accumulation in the packer through thermal expansion, ballooning effects, and fluid friction. Critical threshold analysis revealed that equivalent loads exceed the unsealing limit (60 kN) when the target block meets any one of the following critical conditions: injection temperature  $\leq 6.5^\circ\text{C}$ , pressure  $\geq 18.06 \text{ MPa}$ , or volume  $\geq 2.61 \text{ t/h}$ , causing packer unsealing.

**Keywords** CCUS;  $\text{CO}_2$  injection; sustained annular pressure; phase analysis; temperature-pressure profile; string stress; packer unsealing

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.03.014

## 0 引言

$\text{CO}_2$  作为一种高效驱油介质, 在提高原油采收率 (EOR) 方面展现出显著潜力。基于驱油目标的碳捕集、利用与封存(CCUS) 技术, 实现了碳减排与油气资源开发的有效协同, 目前已在国内外多个主力油田开展先导试验。然而, 我国  $\text{CO}_2$  驱技术主要应用于低渗透油藏, 采收率提升幅度为 3%~17% (均值约 10%)<sup>[1-2]</sup>, 仍面临技术瓶颈与规模化应用挑战。 $\text{CO}_2$  驱油技术的高效实施依赖井管柱的长期密封性与力学完整性, 注入过程中特有的低温高压工况会诱发一系列井筒完整性问题: 如  $\text{CO}_2$  对管材的腐蚀损伤、环空压力异常累积等, 此类安全隐患不仅直接影响注入工艺稳定性, 更对驱油效率提升形成制约, 而当前其失效机制与防控方法仍不明确。以长庆油田某试验区为例,  $\text{CO}_2$  注入过程中频繁出现环空带压现象, 表现为 A 环空压力持续上升至与油压持平, 甚至短时间内超过油压<sup>[3-5]</sup>。工程上普遍将其归因于封隔器密封失效, 但试压验证表明其密封性能完好且无泄漏。本研究提出假设: 低温高压的  $\text{CO}_2$  注入工况会诱发管柱附加应力累积, 当井底管柱所受拉应力超过封隔器解封极限时, 将触发封隔器自动解封。为验证该机制, 需系统量化  $\text{CO}_2$  注入过程中温度—压力场、相态分布及应力场的耦合作用, 进而构建  $\text{CO}_2$  注入管柱多物理场耦合附加应力计算模型。

目前常用的井筒和地层传热模型是“Ramey 模型”<sup>[6]</sup>, 它能进行单相理想气体在井筒流动时的温度

计算; 为提高非稳态地层传热计算精度, Hasan 等<sup>[7]</sup>通过引入两相流模型并对无因次时间函数进行分段迭代求解, 优化了井筒—地层耦合传热理论框架; 为了增加在短时间条件下的模型计算精度, 郭肖等<sup>[8]</sup>将整个油管壁至水泥环外边界区域考虑为单一热阻构成的传热介质, 并考虑热量在油管壁至地层均为非稳态传热, 则可以更精确地模拟出了热量在井筒和地层中传热的实际情况; 在此基础上, 刘金璐、李军等<sup>[9]</sup>综合环空流体分布特征及排量参数, 构建了基于 Crank–Nicolson 隐式格式的温压场数值模型, 确保了计算过程的无条件稳定性; 张弘等<sup>[10]</sup>通过整合气体 Joule–Thomson 效应及温压—物性参数耦合关系, 完善了井筒温度预测模型的理论体系; 王建军<sup>[11]</sup>等根据流体力学中质量守恒定律、能量守恒定律和动量定理建立了井筒温度预测模型, 利用显式四阶 Runge–Kutta 数值求解方法, 计算油管内气体不同深度的流动参数, 并对影响油管内气体温度的敏感性因素进行分析。然而, 上述研究主要聚焦于井筒温度场与压力场的独立预测, 对温压耦合作用引发的相态演化及管柱应力响应的多物理场耦合机制尚未充分探讨。

在  $\text{CO}_2$  注入过程中, 低温、高压及高速流动特性导致井筒纵向温压场梯度显著, 伴随液态至超临界态的相态转变。针对此类复杂工况, 赵华鹤等<sup>[12]</sup>构建了注  $\text{CO}_2$  井筒相态分布预测模型, 验证了井下相态演化的可预测性; 陈林等<sup>[13]</sup>基于传热学与流体力学理论, 建立了井筒多物理场耦合数学模型, 实现了沿井深方向的流体温度、压力及相态—物性参数的协同解

析；王海柱、沈忠厚等<sup>[14]</sup>研究表明，在临界区域附近，温压条件对CO<sub>2</sub>物性参数的敏感性显著增强，并通过Span-Wagner状态方程量化了其非线性响应特征；王庆等<sup>[15]</sup>系统对比了气态、液态及超临界态CO<sub>2</sub>的相态特性，提出PR-EXP混合计算方法以提升物性预测精度；李园园<sup>[16]</sup>考虑了CO<sub>2</sub>的物性随温压变化和CO<sub>2</sub>的相态转变，研究了CO<sub>2</sub>封存注入井内的相态变化规律。尽管上述研究在温压—相态耦合预测方面取得重要进展，但针对温压梯度诱发的管柱力学响应仍缺乏系统性探究，制约了CCUS工程安全评估体系的完善。

石宇等<sup>[17]</sup>通过实验与数值模拟揭示了CO<sub>2</sub>物性参数(密度、黏度、热容等)随温压条件同步变化，且井筒内CO<sub>2</sub>膨胀做功会引发显著的温度效应；闫行<sup>[18]</sup>基于管柱动力学理论，构建了密闭环空—摩阻效应—轴向载荷耦合的力学模型，量化了注入工况下管柱振动特性与受力分布规律；石臻<sup>[19]</sup>通过疲劳寿命实例计算，系统解析了日注气量、注入压力及裂纹尺寸对管柱疲劳失效阈值的非线性影响机制；林敏<sup>[20]</sup>进一步提出多参数驱动的管柱载荷预测框架，明确了运行参数对管柱力学响应的敏感性权重；马建杰<sup>[21]</sup>等针对由于预应变和循环载荷作用下的管柱受力问题展开了研究；牛步青，郑振兴<sup>[22]</sup>等分析了温度、压力、局部套管应力水平、敏感材料等对管柱力学行为的影响；然而，上述研究聚焦于管柱基础力学行为表征，对温压耦合与相态演化诱发的附加应力累积机制尚未充分揭示。

为此，本研究在前期工作的基础上<sup>[23]</sup>，基于温压—相态多场耦合的CO<sub>2</sub>注入模型，考虑了温度效应、内外压引起的鼓胀效应、流体摩阻效应等对管柱附加应力开展计算，系统的分析了注入温度、注入压力及注入量对CO<sub>2</sub>相态分布、温度场梯度、压力场演化及应力场累积的协同影响，并与现场实测数据进行对比。进一步地，通过对井下封隔器等效轴向载荷计算，阐明了温压—相态耦合作用对井筒多物理场的影响，计算结果更符合现场的实际情况，为CCUS工程安全调控提供理论支撑。

## 1 CO<sub>2</sub>注入温度场和应力场计算模型

### 1.1 基础假设

在CO<sub>2</sub>注入过程中，假设其在油管内沿流动方向的热传导和摩擦热损失可以忽略，则流体在井筒内的流动可以看作是一维定常流动<sup>[6-8,11]</sup>，即流体在垂直于流动方向的同一截面上，流动参数都均匀一致，不随

时间变化，只在流动方向上发生变化。以井口为原点，向下建立坐标系，取微元井段dz为研究对象，如图1所示。

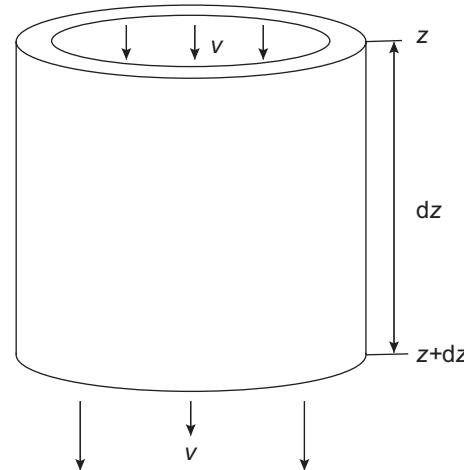


图1 井筒微元示意图

Fig. 1 Schematic diagram of wellbore micro elements

因此，在这一假设下，油管内地层到气体的传热过程为地层到水泥环、套管传热、环空中辐射传热与对流传热、油管传热和油管表面与CO<sub>2</sub>的对流传热，其径向传热模型如图2所示。

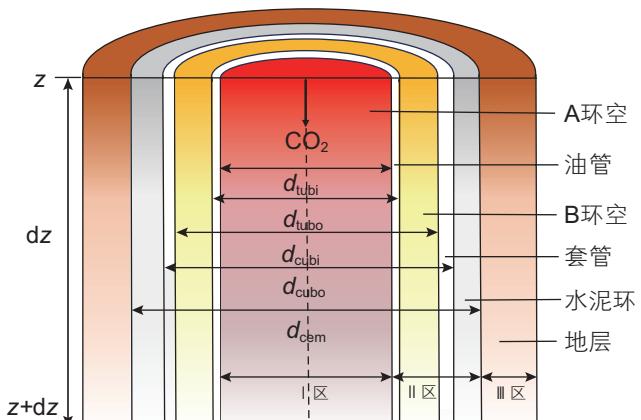


图2 CO<sub>2</sub>注入过程中微元井段径向传热示意图

Fig. 2 Schematic diagram of radial heat transfer in the micro-element well section during CO<sub>2</sub> injection

其中， $d_{\text{tubi}}$ 为油管内半径，m； $d_{\text{tubo}}$ 为油管外半径，m； $d_{\text{casi}}$ 为套管内半径，m； $d_{\text{caso}}$ 为套管外半径，m； $d_{\text{cem}}$ 为水泥环半径，m。

模型中，将热量在井筒和地层的传热过程中分为三个部分<sup>[8]</sup>：(1)热量在油管内部(井筒)的热对流，井筒内称为I区；(2)热量在油管壁至水泥环外边界之间的热传导、热对流和热辐射，井筒到水泥环外边界之间的区域称为II区；(3)热量在地层中的热传导，地层内称为III区。

假设热量在 I、II 区内做稳定传热，在 III 区内做非稳定传热。热量在 II 区做稳定传热，通过引入系统总传热系数 “ $U_{\text{to}}$ ” 来表征热量在 II 区内的传导。热量在 III 区做非稳定传热，将 III 区热阻考虑为与时间的函数关系，引入无因次时间函数  $f(t_d)$  来表征热阻随时间的变化，以此简化热量在 III 区内的非稳态传热。

其中，总传热系数  $U_{\text{to}}$  为：

$$U_{\text{to}} = \left[ \frac{d_{\text{tubi}}}{k_{\text{tub}} d_{\text{bubi}}} + \frac{1}{h_r + h_c} + \frac{d_{\text{tubo}}}{2k_{\text{cas}}} \ln \frac{d_{\text{caso}}}{d_{\text{cas}}} + \frac{d_{\text{tubo}} \ln \frac{d_{\text{cem}}}{d_{\text{caso}}}}{2k_{\text{cem}}} \right]^{-1} \quad (1)$$

式中， $k_{\text{tub}}$  为油管导热系数， $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{°C})$ ； $h_r$  为环空辐射传热系数， $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{°C})$ ； $h_c$  为环空对流传热系数  $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{°C})$ ； $k_{\text{cas}}$  为套管导热系数， $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{°C})$ ； $k_{\text{cem}}$  为水泥环导热系数， $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{°C})$ 。

地层非稳态无因次时间函数  $f(t_d)$  为：

$$f(t_d) = (0.4063 + 0.5 \ln t_d) \left(1 + \frac{0.6}{t_d}\right), t_d > 1.5 \quad (2)$$

$$f(t_d) = 1.1281 \sqrt{t_d} (1 - 0.3 \sqrt{t_d}), 10^{-10} \leq t_d \leq 1.5 \\ t_d = \frac{4\alpha t}{d_h^2} \quad (3)$$

式中， $t_d$  为无因次时间； $\alpha$  为地层热扩散系数， $\text{m}^2/\text{s}$ ； $t$  为注气时间， $\text{s}$ ； $d_h$  为井眼直径， $\text{m}$ 。

## 1.2 CO<sub>2</sub> 温度场计算模型

微元井筒长度  $dz$ ，根据基础假设和质量守恒定律，微分形式的质量平衡方程为<sup>[24]</sup>：

$$\frac{d(\rho v A)}{dz} = 0 \quad \frac{dv}{dz} = -\frac{v}{\rho} \frac{d\rho}{dz} \quad (4)$$

式中， $\rho$  为流体密度， $\text{kg}/\text{cm}^3$ ； $v$  为流体流速， $\text{m}/\text{s}$ ； $A$  为流动截面积， $\text{m}^2$ 。

其中，油管内任意温度和压力条件下，流体密度为<sup>[25-26]</sup>：

$$\rho = \frac{pM}{ZRT} \quad (5)$$

式中， $p$  为流体沿井筒压力分布， $\text{Pa}$ ； $Z$  为气体压缩因子，无因次； $R$  为气体常数， $R=8.314 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$ ； $T$  为温度， $\text{K}$ 。

根据动量定理，单位质量气体受重力、压力和摩擦力作用，压力梯度为<sup>[11]</sup>：

$$\frac{dp}{dz} = \rho g \cos \theta - \rho v \frac{dv}{dz} - \frac{f \rho v^2}{2d_{\text{tubi}}} \quad (6)$$

将(4)代入(6)，得：

$$\frac{dp}{dz} = \rho g \cos \theta + v^2 \frac{d\rho}{dz} - \frac{f \rho v^2}{2d_{\text{tubi}}} \quad (7)$$

式中， $g$  为重力加速度， $\text{m}/\text{s}^2$ ； $\theta$  为油管中线与铅锤线的夹角， $^\circ$ ； $f$  为  $\text{CO}_2$  与管壁的摩擦系数，无量纲，其计算公式为：

$$f = \frac{1}{\left(1.14 - 2 \lg \left(\frac{\varepsilon}{d_{\text{tubi}}} + \frac{21.25}{Re^{0.9}}\right)\right)^2} \quad (8)$$

式中， $\varepsilon$  为管壁的绝对粗糙度，取  $0.03 \text{ mm}$ ； $Re$  为雷诺数，无量纲。

根据能量守恒定律，将式予以焓变的形式表达微分方程为<sup>[8]</sup>：

$$\frac{dq}{dz} = -\frac{dh}{dz} - v \frac{dv}{dz} + g \cos \theta \quad (9)$$

式中， $h$  为气体比焓； $q$  为单位控制体在代为时间内的热量损失， $\text{J}/(\text{m} \cdot \text{s})$ 。

根据假设，地层与  $\text{CO}_2$  的传热可表示为地层内的非稳态传热与水泥—地层界面到  $\text{CO}_2$  的稳态传热，图 2 中  $dq_1$ 、 $dq_2$  的值分别为<sup>[27]</sup>：

$$dq_1 = \frac{2\pi k_e}{w f(t_d)} (T_{\text{cem}} - T_e) dz \quad (10)$$

$$dq_2 = \frac{\pi d_{\text{tubi}} U_{\text{to}}}{w} (T_{\text{CO}_2} - T_{\text{cem}}) dz \quad (11)$$

式中， $T_{\text{cem}}$  为水泥环内表面温度， $\text{°C}$ ； $T_e$  为地层原始温度， $\text{°C}$ ； $T_{\text{CO}_2}$  为油管内流体温度， $\text{°C}$ ； $w$  为质量流体， $\text{kg}/\text{s}$ 。

由于地层内的非稳态传热  $dq_1$  和水泥—地层界面到的  $\text{CO}_2$  稳态传热  $dq_2$  的值相等，因此：

$$T_{\text{cem}} = \frac{d_{\text{tubi}} U_{\text{to}} f(t_d) T + 2k_e T_e}{2k_e + d_{\text{tubi}} U_{\text{to}} f(t_d)} \quad (12)$$

将(12)代入到(11)中，可以得到：

$$\frac{dq}{dz} = \lambda (T_{\text{CO}_2} - T_e) \quad (13)$$

其中：

$$\lambda = \frac{2\pi d_{\text{tubi}} U_{\text{to}} k_e}{w [d_{\text{tubi}} U_{\text{to}} f(t_d) + 2k_e]} \quad (14)$$

引入 Joule–Thomson 系数<sup>[28]</sup>流体比焓可表示为：

$$\frac{dh}{dz} = -C_J C_p \frac{dp}{dz} + C_p \frac{dT}{dz} \quad (15)$$

式中， $C_J$  为 Joule–Thomson 系数， $\text{K}/\text{Pa}$ ； $C_p$  为气体定压比热容， $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ 。

其中，Joule–Thomson 系数可以采用立方状态方程计算<sup>[29]</sup>：

$$C_J = \frac{R}{C_p} \frac{(2r_a - r_b T - 2k_b r_b T)Z - (2k_b r_a + k_a r_b T)}{(3Z^2 - 3Z + k_a - k_b - k_b^2)T} \quad (16)$$

其中,  $k_a = \frac{r_a p}{T}$ ;  $k_b = \frac{r_b p}{T}$ ;  $r_a = \frac{0.42747 \beta T_c^2}{p_c}$ ;  $\gamma = 0.48 + 1.574\omega - 0.176\omega^2$ ;  $r_b = \frac{0.08664 C_p T_c}{p_c}$ ;  $\beta = [1 + \gamma(1 - T_r^{0.5})]^2$ 。

式中,  $T_c$  为 CO<sub>2</sub> 临界温度, K;  $P_c$  为 CO<sub>2</sub> 临界压力, Pa;  $T_r$  为气体对比温度  $T_r = T/T_c$ , 无因次;  $\omega$  为气体偏心因子, 无因次, CO<sub>2</sub> 取 0.225。

定压比热容  $C_p$  为:

$$C_p = (A + BT + CT^2 + DT^3) \times \frac{4.1868}{M_i} \quad (17)$$

式中,  $T = T_{ij} + 273.15$  K,  $T_{ij}$  为第  $i$  层套管第  $j$  段当前温度值, °C;  $A$ 、 $B$ 、 $C$ 、 $D$  为成分比热容方程常数, 相对分子质量  $M_i$ , 具体数值见表 1<sup>[30]</sup>:

将式(13)、(15)代入式(9)中:

$$\frac{dT}{dz} = \frac{\lambda}{C_p} (T_e - T_{CO_2}) + C_j \frac{dp}{dz} + \frac{v^2}{\rho C_p} \frac{d\rho}{dz} + \frac{g \cos \theta}{C_p} \quad (18)$$

将流体密度状态方程对深度取微分可以得到:

$$T \frac{d\rho}{dz} + \rho \frac{dT}{dz} = \frac{M}{RZ} \frac{dp}{dz} \quad (19)$$

式中,  $M$  为气体的摩尔质量 kg/mol。

将式(4)、(7)、(18)代入到(19)中可以得到密度:

$$\frac{d\rho}{dz} = \frac{\rho \left[ \left( \rho C_j - \frac{M}{RZ} \right) \left( g \cos \theta + \frac{f v^2}{2d_{tub}} \right) + \frac{\lambda (T_{CO_2} - T_e) - g \cos \theta}{C_p} \right]}{T + v^2 \left( \frac{1}{C_p} + \rho C_j - \frac{M}{RZ} \right)} \quad (20)$$

故而得到了沿井筒的气体流速、压力、温度和密度( $v$ ,  $p$ ,  $T$ ,  $\rho$ )分布的微分方程组:

$$\begin{cases} \frac{dv}{dz} = -\frac{v}{\rho} \frac{d\rho}{dz} \\ \frac{dp}{dz} = \rho g \cos \theta + v^2 \frac{d\rho}{dz} - \frac{f \rho v^2}{2d_{tub}} \\ \frac{dT}{dz} = \frac{\lambda}{C_p} (T_e - T_{CO_2}) + C_j \frac{dp}{dz} + \frac{v^2}{\rho C_p} \frac{d\rho}{dz} + \frac{g \cos \theta}{C_p} \\ \frac{d\rho}{dz} = \frac{\rho \left[ \left( \rho C_j - \frac{M}{RZ} \right) \left( g \cos \theta + \frac{f v^2}{2d_{tub}} \right) + \frac{\lambda (T_{CO_2} - T_e) - g \cos \theta}{C_p} \right]}{T + v^2 \left( \frac{1}{C_p} + \rho C_j - \frac{M}{RZ} \right)} \end{cases} \quad (21)$$

### 1.3 CO<sub>2</sub> 相态计算模型

CO<sub>2</sub> 流体的相态变化主要取决于温度和压力这两个参数, CO<sub>2</sub> 的临界温度为 31.04 °C、临界点压力为

7.38 MPa, 当温度和压力超过该临界点, CO<sub>2</sub> 就进入了超临界状态。

目前, 对流体相态计算主要使用几种典型转态方程<sup>[31]</sup>: RK 方程、SPK 方程<sup>[31]</sup>、Peng-Pobinson 方程以及 EXP-PK 方程。注入 CO<sub>2</sub> 过程中存在超临界态环境, EXP-RK 方程在高于临界温度时计算精度较高, 因此使用 EXP-RK 方程进行相态的判断:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V(V + m_c b)} \quad (22)$$

式中,  $a = a_c (RT_c)^2 / \beta$ ;  $b = b_c RT_c / P_c$ ;  $a_c = \xi_c^2 / \beta$ ;  $m_c = 15.55 - 50Z$ ;  $b_c = \beta_c \xi_c$ ;  $\xi_c = [3 + (m-1)\beta_c]^{-1}$ ;  $\beta_c = \frac{(m+1)^3}{m}$ 。

令  $Z_c = M_i / V$ , 则方程可转化为:

$$\begin{aligned} abZ_c^3 + (RTM_i m_c b + pm_c b^2 - aM_i)Z_c^2 \\ + (RTM_i^2 + bpM_i - m_c p M_i b)Z_c - pM_i^3 = 0 \end{aligned} \quad (23)$$

式中,  $M_i$  为相对分子质量。

式(23)为  $Z_c$  的三次方程, 通过求解可得到  $Z_c$  的三个根, 即可对给定温度、压力下的 CO<sub>2</sub> 相态进行判断: (1)  $Z_c$  为一实根两虚根, 表示流体为单一气相或单一液相; (2)  $Z_c$  为三个不同实根, 表示流体为气液两相共存; (3)  $Z_c$  为三个相等实根, 表示流体为超临界状态。

### 1.4 CO<sub>2</sub> 注入过程管柱应力计算模型

图 3 是 CO<sub>2</sub> 注入井的结构简图, 环空 A 是生产套管与油管之间的环空, 环空 B 是技术套管与生产套管之间的环空, 环空 C 是技术套管与表层套管之间的环空。在 CO<sub>2</sub> 注入工况下, 井下管柱轴向应力状态呈现复杂的多因素耦合特征。除管柱自重及温度效应引发的轴向应力外, CO<sub>2</sub> 注入过程中的膨胀效应与流体摩阻效应产生的轴向附加应力, 在管柱力学行为分析中同样不可忽视<sup>[18]</sup>。受管柱自身重力分布特性影响, 其轴向拉应力沿井深方向呈现梯度变化, 近井口区域因承受下部管柱自重累积的轴向应力, 拉应力水平显著高于其他井段, 具体的计算方法如下:

$$\sigma_{add} = \sigma_T + \sigma_{BE} + \sigma_{FE} + \sigma_g \quad (24)$$

式中,  $\sigma_T$  为温度效应引起的轴向应力;  $\sigma_{BE}$  为鼓胀效应在注入管柱上引起的轴向应力;  $\sigma_{FE}$  为流体摩阻效应引起的轴向应力;  $\sigma_g$  为管柱自重引起的轴向应力。

表 1 CO<sub>2</sub> 比热容方程常数

Table 1 CO<sub>2</sub> specific heat capacity equation constants

成分	$A$	$B \times 10^{-3}$	$C \times 10^{-6}$	$D \times 10^{-9}$	$M_i$
CO <sub>2</sub>	4.728	17.54	23.38	4.097	1302.5

在  $\text{CO}_2$  注入过程中, 井筒的温度场随着生产产量改变, 各层套管的轴向热应变为:

$$\varepsilon_{Ti} = \frac{\int \Delta T_{ij} \alpha_i dL_{ij}}{L_i} \quad (25)$$

式中,  $\varepsilon_{Ti}$  为第  $i$  层套管热膨胀系数, 无因次;  $\alpha_i$  为第  $i$  层套管线性热膨胀系数,  $1/\text{°C}$ ;  $\Delta T_{ij}$  为第  $i$  层套管第  $j$  段温度变化值,  $\text{°C}$ ;  $L_{ij}$  为第  $i$  层套管第  $j$  段长度,  $\text{m}$ ;  $L_i$  为第  $i$  层套管长度,  $\text{m}$ 。

公式中已经给出了各层套管的轴向热应变的计算方法, 因此温度造成的轴向应力为:

$$\sigma_{Ti} = E \varepsilon_{Ti} \quad (26)$$

鼓胀效应在注采管柱上所引起的轴向应力:

$$\sigma_{BE} = k_{BE} (P_{in} A_{in} - P_{out} A_{out}) / A_i \quad (27)$$

式中,  $k_{BE}$  为鼓胀效应参数, 取 0.6;  $P_{in}$  为内压,  $\text{MPa}$ ;  $A_{in}$  为内面积,  $\text{m}^2$ ;  $P_{out}$  为外压,  $\text{MPa}$ ;  $A_{out}$  为外面积,  $\text{m}^2$ ;  $A_i$  为第  $i$  段油管截面积,  $\text{m}^2$ 。

$$A_i = \frac{\pi[(d_{tubo})^2 - (d_{tubi})^2]}{4} \quad (28)$$

流体摩阻效应作用在注入管柱上的轴向应力:

$$\sigma_{FE} = \frac{fL_q \rho V^2}{2d_{tubi}} \left(1 + \frac{T_i}{273.15}\right) \frac{2P_{stand}}{(P_i + P_{i+1})} \quad (29)$$

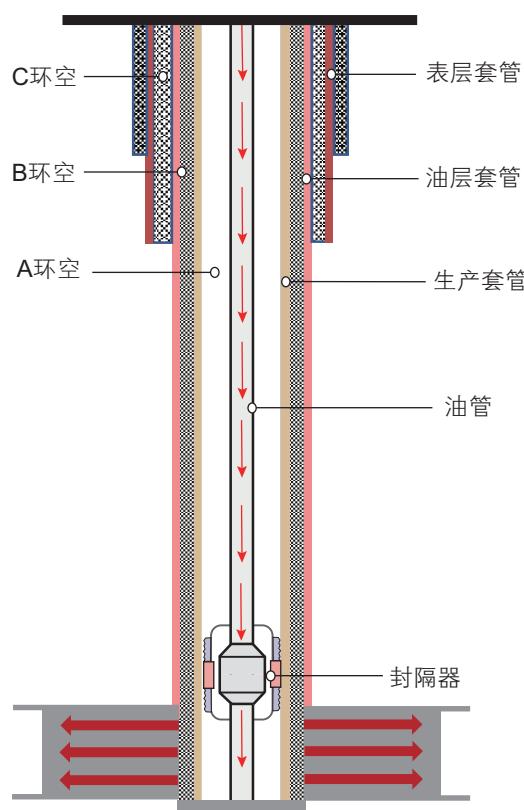


图 3  $\text{CO}_2$  注入井结构简图

Fig. 3 schematic diagram of the  $\text{CO}_2$  injection well structure

式中,  $P_{stand}$  为标准大气压,  $0.101325 \text{ MPa}$ ;  $L_q$  为流体通过的管柱长度,  $\text{m}$ 。

由第  $i$  段油管下部油管的重量造成的轴向应力:

$$\sigma_{gi} = \frac{\rho_g g L_{down}}{A_i} \quad (30)$$

式中,  $\rho_g$  为油管名义重量,  $\text{kg/m}$ ;  $L_{down}$  为第  $i$  段油管下部油管长度,  $\text{m}$ 。

因此, 第  $i$  段油管承受的力为:

$$F = \sigma_{add} A_i \quad (31)$$

## 2 算例分析

以长庆油田试验区块某注入井为例, 计算该井在注  $\text{CO}_2$  过程中的油管内流体的温度、压力、相态与油管应力的分布情况。其中, 注入时间为 30 d, 注入井的参数如表 2 所示。

基于上述参数, 使用 MATLAB 进行了编程计算。如图 4 所示, 模型生成的温度剖面预测结果与实测数据对比表明, 井底温度误差为 1.75%, 模型生成的压力剖面预测结果与实测数据对比显示, 井底压力预测

表 2 长庆油田试验区块某注入井地层参数表

Table 2 Formation parameter table of an injection well in the experimental block of Changqing Oilfield

参数	符号	数值
井深/m	$H$	2280
井口温度/°C	$T_e$	12.91
地温梯度/(°C/m)	$e_0$	0.0357
地层导热系数/(W/(m·°C))	$K_c$	2.06
地层热扩散系数/(m <sup>2</sup> /h)	$\alpha$	0.0037
油管外径/mm	$d_{tubo}$	73
油管内径/mm	$d_{tubi}$	62
套管外径/mm	$d_{caso}$	139.7
套管内径/mm	$d_{caso}$	124.3
水泥环直径/mm	$d_{cem}$	234.5
水泥环导热系数/(W/(m·°C))	$k_{cem}$	0.35
油管导热系数/(W/(m·°C))	$k_{tub}$	44
环空内辐射传热系数/(W/(m <sup>2</sup> ·°C))	$h_r$	5.17
环空内对流传热系数/(W/(m <sup>2</sup> ·°C))	$h_c$	6.25
套管导热系数/(W/(m·°C))	$k_{cas}$	44
油管弹性模量/Pa	$E$	$2.1 \times 10^{11}$
油管名义重量/(kg/m)	$\rho_g$	9.53
注入温度/°C	$T$	-20
注入压力/MPa	$p$	11
注入量/(t/h)	$Q$	3

误差为2.83%。压力与温度预测误差均控制在3%以内,验证了模型的可靠性与计算精度,表明多场耦合模型能够有效表征井筒温压场的演化规律。

### 3 注入井筒CO<sub>2</sub>相态与温压分布规律分析

以长庆地区某口CO<sub>2</sub>注入井为例,预测其在CO<sub>2</sub>注入过程中油管内气体的相态、温度、压力、流速和密度分布情况,计算油管从井口到井底所受的等效应力,并对不同注入温度、注入压力、注入量、注入时间等敏感性因素进行单因素分析,其基础数据如表3。

#### 3.1 不同注入温度下CO<sub>2</sub>相态、温压与应力分布

当注入时间为30 d,注入压力19.74 MPa,注入量3 t/h时,分别计算了注入温度为-10 ℃、-5 ℃、0 ℃、5 ℃、10 ℃时井筒内流体的相态、温度、压力以及井筒应力的分布情况如图5所示。

在给定注入温度与压力条件下,CO<sub>2</sub>相态为液态,随井深增加逐渐过渡至超临界态。图5a表明,注入温度升高会显著提前相态转化界面;图5b显示,油管内

流体温度随井深呈递增趋势,但注入温度与地层温度差异越小,温度增幅越微弱。此现象归因于注入温度与地层温度的温差主导井口附近热交换强度,而随井深增加或注入温度升高,温差减小导致热交换速率降低;图5c进一步揭示,井筒压力随井深线性上升,但注入温度升高会降低井底压力,其机理为高温条件下CO<sub>2</sub>密度减小,流体静压贡献减弱;图5d中,管柱拉应力沿井深递减,且井口处应力峰值由以下因素共同作用:(1)井口处流体与管柱温差最大,引发显著热膨胀效应;(2)井口流体流速最高,流体摩阻效应主导轴向应力分布。此外,注入温度升高通过降低温差削弱温度效应引起的轴向应力,导致管柱拉应力整体下降。

#### 3.2 不同注入压力下CO<sub>2</sub>相态、温压与应力分布

当注入时间为30 d,注入温度为6.5 ℃,注入量3 t/h时,分别计算了注入压力为5 MPa、10 MPa、15 MPa、20 MPa、25 MPa时井筒内流体的相态、温度、压力以及井筒应力的分布情况如图6所示。

图6a表明,注入压力对相态转化界面位置具有显著影响,其机理与CO<sub>2</sub>临界压力(7.38 MPa)密切相关:

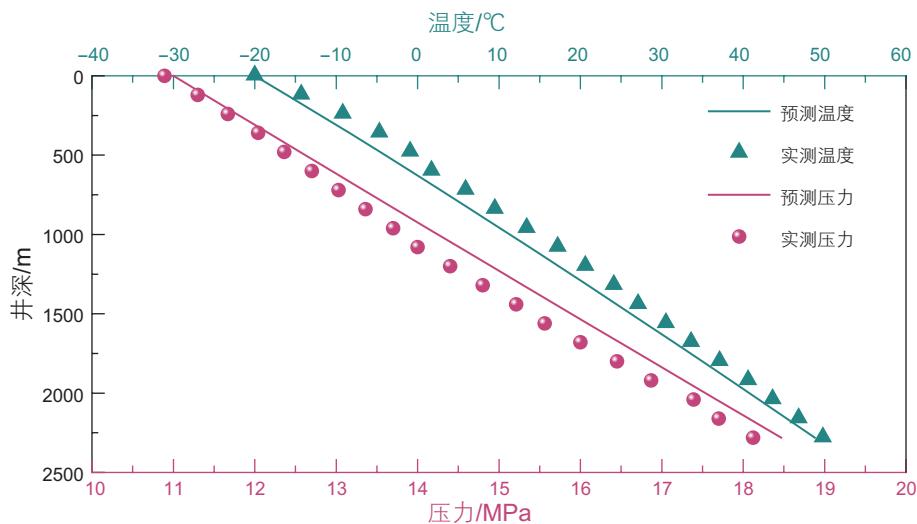


图4 温压剖面图

Fig. 4 Temperature-pressure profile

表3 长庆地区某口CO<sub>2</sub>注入井参数表

Table 3 Parameter table of a CO<sub>2</sub> injection well in the Changqing Area

参数	符号	数值
井深/m	$H$	2660
井口温度/℃	$T_e$	12.91
注入温度/℃	$T$	6.5
注入压力/MPa	$p$	19.74
注入量/(t/h)	$Q$	3

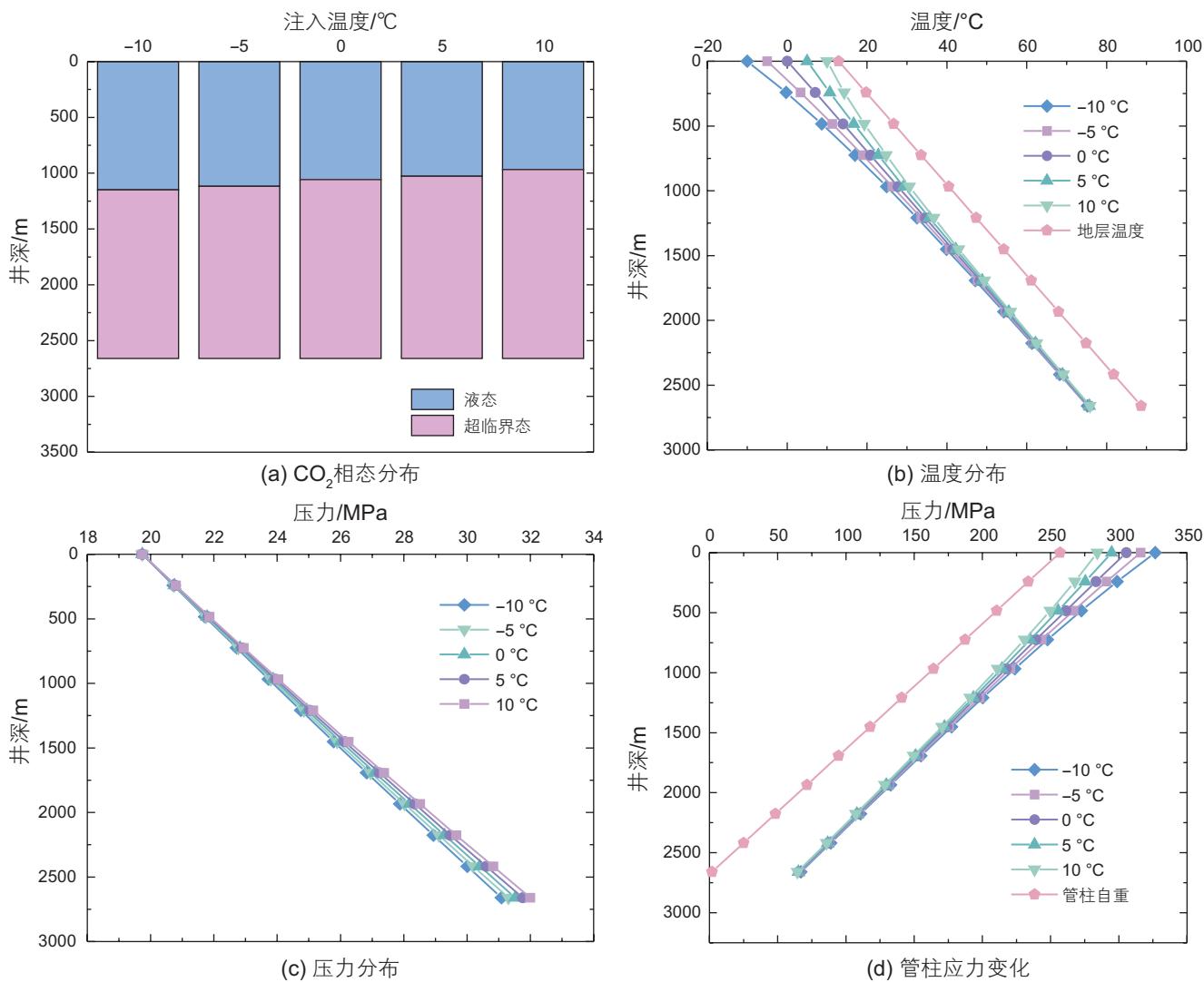


图 5 不同注入温度下  $\text{CO}_2$  流动参数与管柱应力参数分布

Fig. 5 Distribution of  $\text{CO}_2$  flow parameters and tubing stress parameters under different injection temperatures

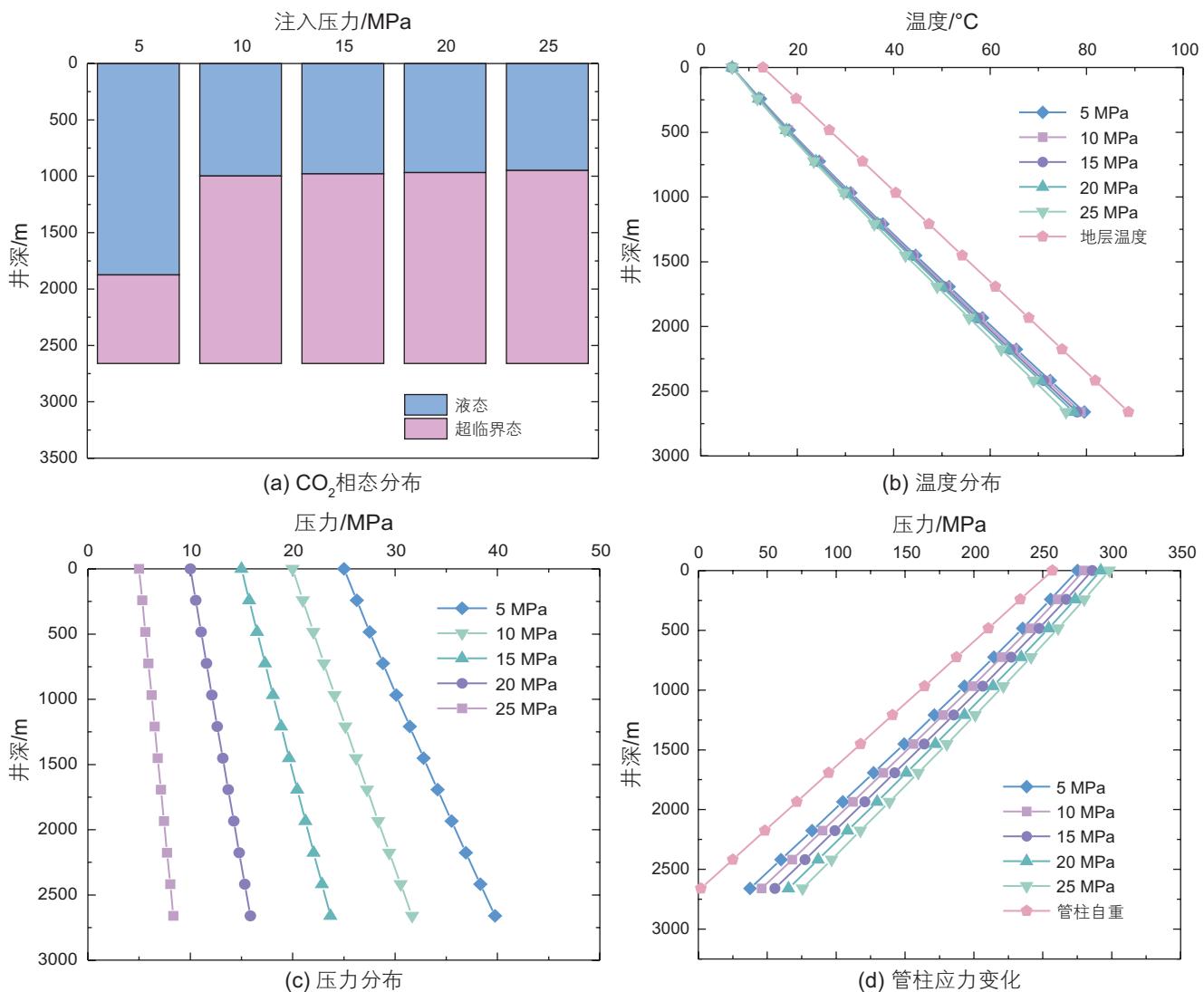
当注入压力低于  $\text{CO}_2$  临界压力时, 相态转化界面深度显著下移; 而当注入压力超过临界压力后, 相态转化界面相对稳定, 虽随注入压力升高逐渐滞后, 但相较于注入温度变化, 注入压力对相态分布的影响相对有限。图 6b 显示, 油管内流体温度随井深递增, 而注入压力升高导致井底温度略微下降, 其机理为高压条件下流体流速加快, 热交换时间缩短, 抑制了温度变化, 这一现象间接解释了图 6a 中高压工况下相态转化滞后的特征; 图 6c 进一步揭示, 井筒压力分布随注入压力升高显著增强, 且压力增幅呈非线性趋势, 主要归因于高压条件下  $\text{CO}_2$  密度增大导致的静压累积效应, 表明调节注入压力是控制井底压力的关键手段; 图 6d 中, 油管拉应力沿井深递减, 但注入压力升高通过以下机制改变应力分布: (1) 鼓胀效应引起的轴向应力随内压增加而增强; (2) 流体密度与流速同步增大, 加剧

摩阻效应, 最终导致井底应力显著上升。

### 3.3 不同注入量下 $\text{CO}_2$ 相态、温压与应力分布

当注入时间为 30 d, 注入压力 19.74 MPa, 注入温度 6.5 °C 时, 分别计算了注入量 1 t/h、3 t/h、5 t/h、7 t/h、9 t/h 时井筒内流体的相态、温度、压力以及井筒应力的分布情况, 如图 7 所示。

图 7a 表明, 注入量升高显著延缓了井筒内相态转化的进程; 图 7b 显示, 油管内流体温度随井深递增, 但注入量增大会降低整体温度分布, 其机理为高注入量条件下流速提升缩短了流体与地层的热交换时间, 间接导致图 7a 中相态转化的滞后现象; 图 7c 进一步揭示, 井筒压力随井深与注入量的增加同步增加, 且压力增幅与注入量呈正相关, 主要归因于低温条件下  $\text{CO}_2$  密度增大导致的静压贡献增强; 图 7d 中, 注入量

图6 不同注入压力下CO<sub>2</sub>流动参数与管柱应力参数分布Fig. 6 Distribution of CO<sub>2</sub> flow parameters and tubing stress parameters under different injection pressures

升高通过以下机制加剧管柱应力：(1)流体温度降低增大了管柱与流体的温差，强化温度效应引起的轴向应力；(2)流速与压力同步升高，摩阻效应与鼓胀效应共同作用，导致井口与井底处拉应力显著上升。

#### 4 注入井筒CO<sub>2</sub>对封隔器受力的影响

前文中，本研究提出以下假设：在CO<sub>2</sub>注入过程中，附加应力累积可能导致井底封隔器等效轴向载荷超过其解封极限。为此，以长庆区块某CO<sub>2</sub>注入井为研究对象，其封隔器解封载荷为60 kN，基于公式(24)–(29)建立等效载荷计算模型，通过对比仅考虑温度效应和自重时封隔器所受的等效轴向载荷，考虑温度、膨胀流体摩阻效应及自重时封隔器所受的等效轴

向载荷与解封极限，验证附加应力对封隔器失效的驱动机制。进一步地，采用单因素分析方法，分别量化注入温度、注入压力、注入量及注入时间对封隔器等效轴向载荷的影响规律，确定各参数在固定其他条件下的临界阈值，为工程安全调控提供理论依据。

##### 4.1 不同注入温度下CO<sub>2</sub>注入过程中封隔器所受拉力

在注入时间为30 d、注入压力为19.74 MPa、注入量为3 t/h的条件下，以0.01 °C为步长进行温度参数迭代分析。模拟结果(图8)表明，仅考虑温度效应和自重时当注入温度降低到2.91 °C时，封隔器解封；而考虑温度、膨胀、流体摩阻效应及自重时，当注入温度降低至6.57 °C时，封隔器等效轴向载荷已超过其解封极限，

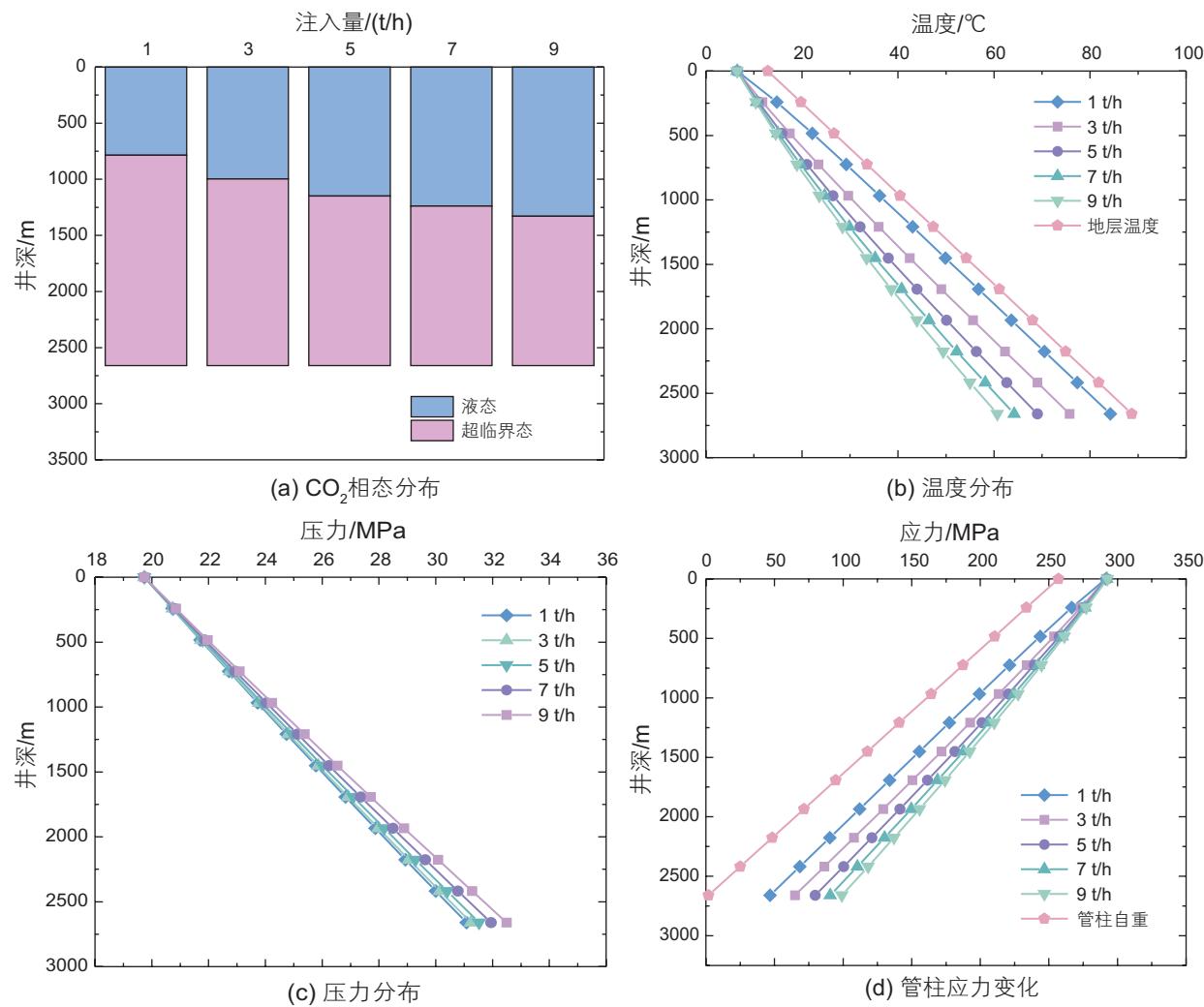


图 7 不同注入量下  $\text{CO}_2$  流动参数与管柱应力参数分布

Fig. 7 Distribution of  $\text{CO}_2$  flow parameters and tubing stress parameters under different injection volumes

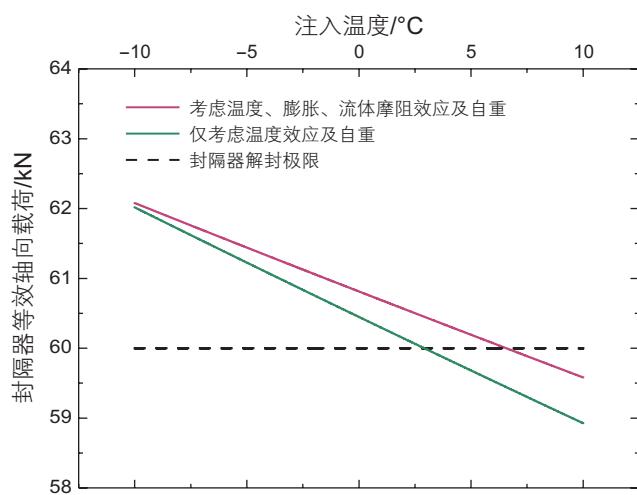


图 8 不同注入温度下封隔器受力参数

Fig. 8 The distribution of packer force parameters under different injection temperatures

封隔器解封。

#### 4.2 不同注入压力下 $\text{CO}_2$ 注入过程中封隔器所受拉力

在注入时间为 30 d、注入温度为 6.5 °C、注入量为 3 t/h 的条件下, 以 0.01 MPa 为步长进行压力参数迭代分析。模拟结果(图 9)表明, 当仅考虑温度效应和自重时当注入压力增至 19.3 MPa 时, 封隔器等效轴向载荷超过其解封极限, 封隔器解封; 而考虑温度、膨胀、流体摩阻效应及自重时, 当注入压力增至 18.06 MPa 时, 封隔器等效轴向载荷已超过其解封极限, 封隔器解封。

#### 4.3 不同注入量下 $\text{CO}_2$ 注入过程中封隔器所受拉力

在注入时间为 30 d、注入温度为 6.5 °C、注入压力为 19.74 MPa 的条件下, 以 0.01 t/h 为步长进行参数

迭代计算。模拟结果(图 10)表明,当仅考虑温度效应和自重时当注入量增至 2.86 t/h 时,封隔器等效轴向载荷超过其解封极限,封隔器解封;而考虑温度、膨胀、流体摩阻效应及自重时,当注入量增至 2.61 t/h 时,封隔器等效轴向载荷已超过其解封极限,封隔器解封。

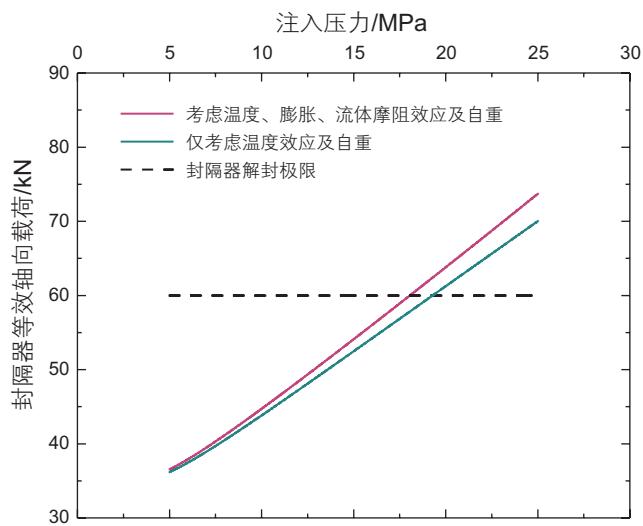


图 9 不同注入压力下封隔器受力参数

Fig. 9 The distribution of packer force parameters under different injection pressures

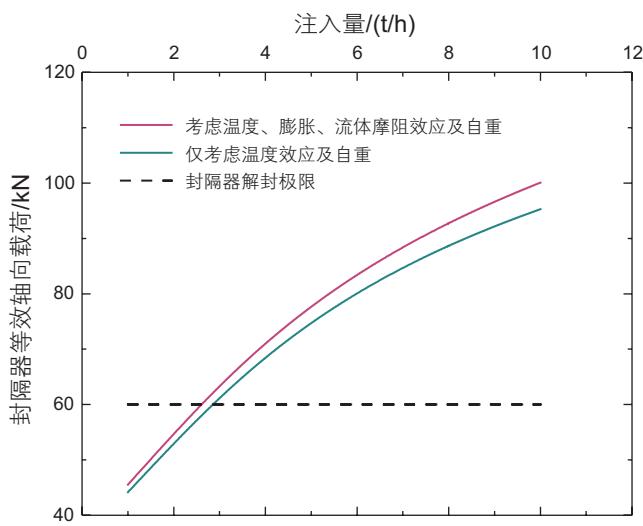


图 10 不同注入量下封隔器受力参数分布

Fig. 10 The distribution of packer force parameters under different injection volumes

## 5 结论

1) 通过建立温压—相态—应力多场耦合模型,结合 EXP-RK 相态方程及流体力学守恒定律,实现了井

### 4.4 不同注入时间下 CO<sub>2</sub>注入过程中封隔器所受拉力

在注入温度为 6.5 °C、注入压力为 19.74 MPa 条件下,当注入量达到 3 t/h 时,以 0.1 d 为步长进行迭代计算,模拟结果表明(图 11),当仅考虑温度效应和自重时,当注入时间达到 30.1 d 时,封隔器等效轴向载荷超过其解封极限,封隔器解封;而考虑温度、膨胀、流体摩阻效应及自重时,当注入时间达到 29.7 d 时,封隔器等效轴向载荷已超过其解封极限,封隔器解封。

基于长庆油田试验区封隔器受力参数的计算分析表明,井底处温度效应对封隔器轴向载荷仍起主导作用,同时,膨胀效应与流体摩阻效应的影响亦不容忽视,其对注入温度、压力及流量参数的精确计算与工程判断具有显著影响。根据现场实际情况,当注入周期为 30 d、注入温度为 6.5 °C、注入压力 19.74 MPa、注入量为 3 t/h 时,井筒内出现了环空带压现象。模型预测结果显示,在该工况下,封隔器等效轴向载荷峰值超过其解封极限,触发解封行为,与现场实测数据一致。这一结果证实了本研究构建的温压—相态—应力多场耦合模型在井下封隔器应力场重构及失效预警中的工程适用性,可为 CCUS 注入井安全调控提供理论依据。

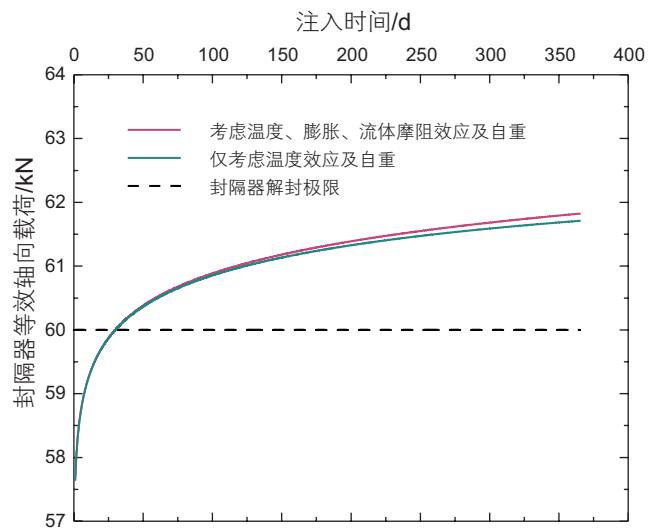


图 11 不同注入时间下封隔器受力参数分布

Fig. 11 The distribution of packer force parameters under different injection time

筒附加应力的精准预测。与长庆油田实测数据对比显示,井底压力误差为 2.83%、温度误差为 1.75%,验证了模型的计算精度与工程适用性。

2) 注入温度与注入量是 CO<sub>2</sub>相态变化的主控因素。注入温度升高显著提前液态—超临界态转化界面,

而注入量增加通过流速提升缩短热交换时间, 间接延缓相态演化进程。

3) 注入温度、注入压力与注入量通过温度效应、鼓胀效应和摩阻效应主导封隔器附加载荷累积, 当注入温度低于 6.57 °C、注入压力高于 18.06 MPa 或注入量超过 2.61 t/h 时, 等效载荷超过封隔器解封极限(60 kN), 触发解封行为。

4) 基于单因素敏感性分析, 确定长庆地区某口

CO<sub>2</sub> 注入井临界注入参数阈值为: 注入温度 6.57 °C、注入压力 18.06 MPa、注入量 2.61 t/h。建议现场设置注入参数动态监测系统, 实时评估等效载荷以规避解封风险。

5) 模型通过量化温压—相态—应力的协同作用, 揭示了封隔器失效的多物理场驱动机制, 为 CCUS 注入井的工艺参数优化与安全调控提供了理论依据, 为后续相关研究提供了理论和工程基础。

## 参考文献

- [1] 王高峰, 祝孝华, 潘若生, 等. 注 CCUS-EOR 实用技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2022. [WANG G F, ZHU X H, PAN R S, et al. CCUS-EOR practical technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press. 2022.]
- [2] 李文豪. 注 CO<sub>2</sub> 驱井筒温压预测及传感器设计 [D]. 大庆: 东北石油大学, 2024. [LI W H. Temperature and pressure prediction and sensor design for CO<sub>2</sub> injection driven wellbore[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2024.]
- [3] 王发清, 秦德友, 王鹏, 等. 液态二氧化碳注入井环空带压规律研究 [J]. 石油化工应用, 2022, 41(7): 29–33. [WANG F Q, QIN D Y, WANG P, et al. Performance study on sustained annular pressure in liquid CO<sub>2</sub> injector[J]. Petrochemical Industry Application, 2022, 41(7): 29–33.]
- [4] 张智, 赵苑瑾, 郑钰山, 等. 储气库井环空带压预测与影响因素分析 [J]. 科学技术与工程, 2023, 23(34): 14574–14580. [ZHANG Z, ZHAO Y J, ZHENG Y S, et al. Prediction and analysis of influencing factors of annular pressure in gas storage wells[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(34): 14574–14580.]
- [5] 赵萌. 井下管柱渗漏导致注采气井 A 环空带压模拟分析研究 [J]. 钻采工艺, 2024, 47(5): 81–87. [ZHAO M. Simulation and analysis of sustained “A” annulus pressure of gas injection-production wells caused by downhole string leakage[J]. Drilling & Production Technology Petroleum University, 2024, 47(5): 81–87.]
- [6] RAMEY H. Wellbore heat transmission[J]. Journal of Petroleum Technology, 1962, 14(4): 427–435.
- [7] HASAN A, KABIR C, SAYARPOUR M. Simplified two-phase flow modeling in wellbores[J]. J Pet Sci Eng, 2010, 72: 42–49.
- [8] 郭肖, 宋戈. 气井井筒温度压力预测 [M]. 北京: 科学出版社, 2016. [GUO X, SONG Y. Prediction of wellbore temperature and pressure in gas wells[M]. Beijing: Science Press, 2016.]
- [9] 刘金璐, 李军, 柳贡慧, 等. 控压固井分段降密度环节井筒温压场预测模型研究 [J]. 石油科学通报, 2025, 10(1): 107–119. [LIU J L, LI J, LIU G H, et al. Predictive modeling of wellbore pressure during the managed pressure cementing segmented density reduction step[J]. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(1): 107–119.]
- [10] 张弘, 申瑞臣, 梁奇敏, 等. 地下储气库注采井温度压力耦合分析 [J]. 科学技术与工程, 2017, 17(31): 66–73. [ZHANG H, SHEN R C, LIANG Q M, et al. Coupling analysis of temperature and pressure distribution of underground gas storage injection production wellbore[J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(31): 66–73.]
- [11] 王建军, 曾祥俊, 贾善坡, 等. 储气库注采井井筒温度场预测与影响因素分析 [J]. 科学技术与工程, 2022, 22(18): 7890–7902. [WANG J J, ZENG X J, JIA S P, et al. Wellbore temperature field prediction and influencing factors analysis of gas storage injection production wells[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(18): 7890–7902.]
- [12] 赵华鹤, 徐宁, 管坐辇, 等. 注 CO<sub>2</sub> 井筒相态分布模型的建立 [J]. 电子测量技术, 2015, 38(9): 25–30. [ZHAO H H, XU N, GUAN Z N, et al. Establishment of phase distribution model for CO<sub>2</sub> injection wellbore[J]. Electronic Measurement Technology, 2015, 38(9): 25–30.]
- [13] 陈林, 孙雷, 彭彩珍, 等. 注 CO<sub>2</sub> 井筒温度场分布规律模拟研究 [J]. 断块油气田, 2009, 16(6): 82–84. [CHEN L, SUN L, PENG C Z, et al. Simulation of temperature field for CO<sub>2</sub> injection wellbore[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2009, 16(6): 82–84.]
- [14] 王海柱, 沈忠厚, 李根生, 等. CO<sub>2</sub> 气体物性参数精确计算方法研究 [J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(5): 65–67. [WANG H Z, SHEN Z H, LI G S, et al. Research on the precise calculation method of physical parameters for CO<sub>2</sub>[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(5): 65–67.]
- [15] 王庆, 吴晓东. 气、液、超临界 CO<sub>2</sub> 相态及物性计算模型研究 [J]. 中国石油大学胜利学院学报, 2012, 26(2): 11–14. [WANG Q, WU X D. Research on phase states and physical property calculation models of gas, liquid, and supercritical CO<sub>2</sub>[J]. Journal of Shengli College China University of Petroleum, 2012, 26(2): 11–14.]
- [16] 李园园. 二氧化碳注入井筒内相态分析 [D]. 大庆: 东北石油大学, 2019. [LI Y Y. Phase analysis in CO<sub>2</sub> injection well[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2019.]

- Northeast Petroleum University, 2019.]
- [17] 石宇, 宋先知, 李根生, 等. 多分支井地热系统CO<sub>2</sub>与水的取热效果对比[J]. 天然气工业, 2021, 41(11): 179–190. [SHI Y, SONG X Z, LI G S, et al. Comparison of heat extraction performance between CO<sub>2</sub> and water in a multilateral-well geothermal system[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(11): 179–190.]
- [18] 闫行. 储气库井注采管柱振动特性研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2016. [YAN X. Characteristic research of vibration of injection-production string for gas storage[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2016.]
- [19] 石臻. 储气库注采管柱力学分析及风险评估[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2021. [SHI Z. Mechanical analysis and risk assessment of injection production string in gas storage[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2021.]
- [20] 林敏. 呼图壁储气库注采管柱受力分析及井屏障修复技术研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023. [LIN M. Study on stress analysis of injection-production pipe string and well barrier repair in Hutubi underground gas storage[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2023.]
- [21] 马建杰, 姚峰, 郑昕, 等. 注CO<sub>2</sub>管柱预应变和循环加载力学性能实验研究[J]. 复杂油气藏, 2023, 16(4): 484–486. [MA J J, YAO F, ZHENG X, et al. Experimental study on mechanical properties of pre-strain and cyclic loading of CO<sub>2</sub>-injected string[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(4): 484–486.]
- [22] 牛步青, 郑振兴, 李丹杰, 等. CCUS注CO<sub>2</sub>井管柱失效原因分析[J]. 石油管材与仪器, 2025, 11(1): 70–76. [NIU B Q, ZHENG Z X, LI D J, et al. Failure analysis of pipe string in CCUS carbon dioxide injection well[J]. Petroluem Tubular Goods & Instruments, 2025, 11(1): 70–76.]
- [23] ZHEN Y, YAN W, LV W, et al. Study on the phase state and temperature-pressure distribution of CO<sub>2</sub> injection wellbore and its effect on tubing stress conditions[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2024, 241: 213155.
- [24] 朱良松. 二氧化碳注入过程井筒力学完整性研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020. [ZHU L S. Research on wellbore mechanical integrity during carbon dioxide injection[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2020.]
- [25] YASUNAMI T, SASAKI K, SUGAI Y. CO<sub>2</sub> temperature prediction in injection tubing considering supercritical condition at Yubari ECBM pilot-test[J]. J Can Pet Technol, 2010, 49: 44–50.
- [26] 李勇, 纪宏飞, 邢鹏举, 等. 气井井筒温度场及温度应力场的理论解[J]. 石油学报, 2021, 42(1): 84–94. [LI Y, JI H F, XING P J, et al. Theoretical solutions of temperature field and thermal stress field in wellbore of a gas well[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(1): 84–94.]
- [27] MORADI B, AYOUB M, BATAEE M, et al. Calculation of temperature profile in injection wells[J]. J Petrol Explore Prod Technol, 2020, 10, 687–697.
- [28] 毛伟, 张立德. 焦耳—汤姆逊系数计算方法研究[J]. 特种油气藏, 2002, 9(5): 44–46. [MAO W, ZHANG L D. A method study for calculating Joule-Thompson coefficient[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2002, 9(5): 44–46.]
- [29] 童景山. 流体的热物理性质[M]. 北京: 中国石化出版社, 1996: 27. [TONG J S. Thermophysical properties of the fluid[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 1996: 27.]
- [30] 张乃文, 陈嘉宾, 于志家. 化工热力学[M]. 大连: 大连理工大学出版社, 2006, 299–300. [ZHANG N W, CHEN J B, YU Z J. Chemical thermodynamics[M]. Dalian: Dalian University of Technology Press, 2006, 299–300.]
- [31] 梁燕波, 童景山. 对立方型状态方程的分析和改进及对超临界工质的计算[J]. 工程热物理学报, 1997, 18(3): 274–276. [LIAN Y B, TONG J S. Analysis and improvement for the cubic equation of state and calculation of supercritical working substance[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 1997, 18(3): 274–276.]
- [32] 杨枚洁, 董澳, 占涛涛, 等. 利用跨接SRK状态方程计算CO<sub>2</sub>的热力学性质[J]. 热科学与技术, 2023, 22(5): 467–473. [YANG M J, DONG A, ZHAN T T, et al. Calculation of the thermodynamic properties of CO<sub>2</sub> using the crossover SRK state equation[J]. Journal of Thermal Science and Technology, 2023, 22(5): 467–473.]

(编辑 杨雅露)

第一作者: 杨振(1998年—), 博士研究生, 主要研究方向为井筒完整性, 1968507675@qq.com。

通信作者: 闫伟(1982年—), 博士, 教授, 主要从事井筒腐蚀与力学完整性方面的研究, yanwei@cup.edu.cn。