

引用格式: 徐凯, 王永刚, 王卫阳. CO₂注入井温压剖面算法改进及应用[J]. 世界石油工业, 2025, 32(3): 93-103.

XU Kai, WANG Yonggang, WANG Weiyang. Improvement and application of temperature and pressure profile predicting method in CO₂ injection wells[J]. World Petroleum Industry, 2025, 32(3): 93-103.

CO₂注入井温压剖面算法改进及应用

徐凯¹, 王永刚¹, 王卫阳²

(1. 中国石化胜利油田分公司纯梁采油厂, 山东 滨州 256504; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266580)

摘要: 对CO₂注入井中的温度和压力剖面进行准确计算是CO₂驱油藏工程和采油工程设计的重要内容, 为提升其计算精度, 需要对CO₂在井筒中的相态、物性参数, 以及流动和传热特征进行准确计算。建立了考虑CO₂相态变化的井筒温度、压力和物性的计算耦合模型, 确定了影响计算结果的关键物性参数; 利用文献数据对注入井中CO₂物性参数计算方法进行评价和优选, 完成了对温压剖面算法的改进, 且分别采用改进模型和PIPESIM软件对现场测试结果进行模拟, 利用该算法分析了井口注入参数对井筒温度压力剖面的影响, 并对注入参数的优化提出建议。研究结果表明: 在注入井中采用PR方程计算CO₂密度和比热容, 结果更为准确。改进模型的计算结果与胜利油田和江苏油田5次实测结果对比, 井底温度和压力的最大误差分别为-4.46%和4.81%; 与PIPESIM模拟结果对比差别很小, 两者对井底温度和压力预测的最大相对误差均小于4.0%。注入参数影响分析显示, 注入温度只对深度较浅的井筒流体温度影响较大, 而对井底流体温度和压力的影响较小, 当低温液态CO₂注入时井口附近油套环空存在冰冻的风险; 注入排量的增加使井筒流体温度有所降低, 但对压力的影响很小, 当低温液态CO₂注入时注入排量的增加会引起冰冻点深度下移; 注入压力的增加使井筒流体压力明显增加, 但对井底温度的影响很小, 注入压力过高会造成井底地层出现裂缝而引起CO₂“气窜”的风险。结论认为, 该研究成果可为CO₂注入井的参数优化和注入系统完善提供依据。

关键词: CO₂注入井; 温压剖面; 物性参数; 方法优选; 方法应用

中图分类号: TE357.7

文献标识码: A

文章编号: 1006-0030(2025)03-0093-011 DOI: 10.20114/j.issn.1006-0030.20241103001

Improvement and application of temperature and pressure profile predicting method in CO₂ injection wells

XU Kai¹, WANG Yonggang¹, WANG Weiyang²

(1.Chunliang Oil Production Plant in Shengli Oilfield Company SINOPEC, Binzhou, Shandong 256504, China;

2.School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (East China), Qindao, Shandong 266580, China)

Abstract: It is an important aspect of CO₂ flooding reservoir engineering and production engineering design to calculating the temperature and pressure profile of CO₂ injection wells accurately. To improve its computational accuracy, it is necessary to accurately calculate the phase state, physical properties, flow and heat transfer characteristics of CO₂ in the wellbore. Therefore, the coupling model of wellbore temperature, pressure and physical properties considering phase change is established, and key physical parameters affecting the results are determined. The evaluation and optimization of the calculation method for CO₂ physical property parameters in injection wells were carried out using data in literature. The improved model and PIPESIM software were used to simulate the actual well test data, and the model was used to analyze the influence of wellhead injection parameters on the wellbore temperature and pressure profile, then some suggestions were put forward to optimize injection parameters. The research results indicate that it is more accurate to use PR equation to calculate CO₂ density and specific heat capacity in injection wells. The calculation results of the improved model were compared with 5 well test results from Shengli Oilfield and Jiangsu Oilfield, and the maximum errors of bottom-hole temperature and pressure are -4.46% and 4.81% respectively. The improved model calculation results are very close to the PIPESIM simulation results, with maximum difference less than 4.0% for bottomhole temperature and pressure. Injection temperature only has great influence on the fluid temperature in shallow wellbore, but has little influence on the temperature and pressure at the bottomhole, so there is a risk of freezing in the annulus near the wellhead during the injection of low-temperature liquid CO₂. An increase in injection rate will decrease the

收稿日期: 2024-11-03

修回日期: 2025-05-05

基金项目: 国家自然科学基金项目“油气藏型储气库高强度交变注采储层失稳出砂机理与生产调控机制”(52474065)

第一作者: 徐凯(1999—), 男, 助理工程师, 主要从事注采井生产管理及工艺优化工作。E-mail: xukai516.slyt@sinopec.com

通信作者: 王卫阳(1972—), 男, 副教授, 博士, 主要从事井筒多相流理论研究与应用工作。E-mail: wangweiyang@upc.edu.cn

wellbore fluid temperature, but has little effect on the wellbore pressure, and the increase in injection rate will cause an increase of freezing point depth when injecting low-temperature liquid CO₂. The increase of injection pressure will significantly increase the wellbore fluid pressure, but has little effect on the bottomhole temperature, and excessive injection pressure may cause fractures in the bottomhole formation and lead to a risk of CO₂ gas breakthrough. The conclusion is that the research results of this paper can provide a basis for parameter optimization and system improvement of CO₂ injection wells.

Keywords: CO₂ injection wells; temperature and pressure profile; physical property; method optimization; method application

0 引言

利用CO₂驱油技术可实现提高原油采收率和地质埋存的双重目的,是中国石油行业实现碳捕集、利用与封存(CCUS)的重要发展方向^[1-5]。对CO₂驱油工程设计而言,需要对CO₂注入井的井底压力和温度进行准确计算,从而为油藏工程和采油工程方案的编制提供理论依据。CO₂注入过程中其相态会出现气、液及超临界态的变化,密度、比热容和黏度等物性参数也会发生较大变化,这导致对注入井生产动态的计算较为复杂。

前人对CO₂注入井温度场和压力场的计算方法已达成共识,大多采用考虑CO₂相态变化的温度和压力耦合模型进行计算。该模型是由吴晓东等^[6]首先提出,包含温度梯度方程、压力梯度方程和CO₂物性的计算方法;随后,陈林等^[7-10]采用这一思路。目前,一般采用状态方程和经验公式对CO₂的物性参数(如密度、比热容、黏度和焦耳-汤姆逊系数(简称焦-汤系数)等)进行计算,但并未对适合CO₂注入条件下的计算方法达成共识,如果模型选择不当,将会导致温度和压力计算结果产生较大偏差。张勇^[11]给出比热容和黏度的取值范围,并在计算中采用取值范围内的平均值。吴晓东等^[6, 12]根据注气压力和温度范围以及文献数据,优选PR方程与改进RK方程组合的方法计算密度,并推荐比热容、黏度和焦-汤系数的算法,但并未介绍其计算精度。王海柱等^[13]指出,利用Span-Wagner(简称S-W)状态方程,对CO₂在不同状态条件下的热物性参数计算结果与文献所给的实验值符合最好,误差范围在2%以内,计算精度远高于其他状态方程。Li等^[14]在温度220~300 K、压力0.5~7.7 MPa条件下,使用RK、SRK、PR、PT和3P1T等5种立方型状态方程对CO₂的物性参数进行估算,结果表明SRK方程精度最高。王珺瑶^[15]指出,虽然S-W方程计算精度较高,但是该方程也存在函数项多、计算量大等不足。曹银萍^[10]推荐密度、黏度、比热容和焦-汤系

数计算方法,但并未给出有力依据。由此可见,前人在选择CO₂物性计算方法时,并未完全依据注入井条件进行严格比选,推荐的算法仍存在分歧。

准确预测CO₂流体在注入井中的物性参数对提升温度和压力的计算精度至关重要。为此,本文从优选注入井条件下CO₂物性参数计算方法入手,对注入井温度压力剖面计算方法进行改进,并将改进算法的计算结果与现场测试数据和PIPESIM软件模拟结果进行对比;之后,开展了注入参数对井底温度和压力影响的研究,指出因注入参数选择不当可能出现的问题及对策。本文研究结果可为井口注入参数优化和注入系统改进设计提供技术支持。

1 CO₂注入井温度压力物性耦合计算模型

CO₂注入井筒过程中随着温度和压力的变化,CO₂将经历由液相或密相向超临界相的转变,同时CO₂的物性参数发生较大变化,因而计算井筒的温压剖面需考虑温度、压力及物性参数之间的耦合。

1.1 井筒温度梯度计算模型

假设CO₂在井筒中流动为一维流动,取井口为坐标原点,以竖直向下为正,建立坐标系(见图1)。图中 r_{ti} 、 r_{to} 分别为油管内、外半径; r_{ci} 、 r_{co} 、 r_h 分别为套管内、外半径和水泥环外壁面半径; T_f 、 T_h 、 T_e 分别为油管内流体温度、水泥环外壁面温度和地层温度; z 为垂直方向)。将井筒流体从油管到水泥环外缘的传热作为一维稳态传热,从水泥环外缘到井筒周围地层的传热作为一维非稳态传热,并认为井筒流体向周围地层的热传递只在径向发生,而忽略沿井身方向的纵向传热。

在井筒任取微元段 dz ,并针对单位质量流体建立能量守恒方程,即

$$\frac{dh}{dz} + g \sin \theta + v \frac{dv}{dz} - \frac{dq}{dz} = 0 \quad (1)$$

式中: h 为流体比焓, J/kg; g 为重力加速度,取值9.8 m/s²; θ 为井筒与水平方向夹角, (°); v 为流体流速, m/s; q 为单位质量流体径向热流量, J/kg。

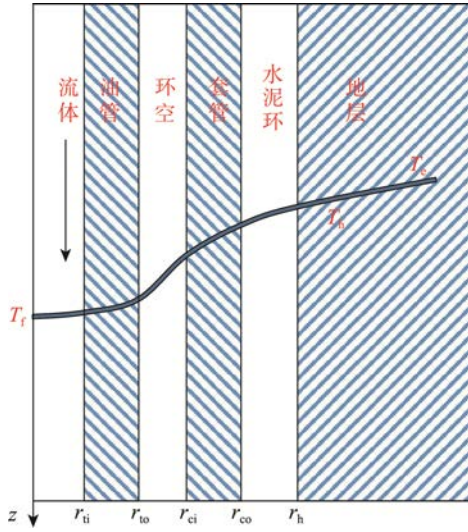


图1 注入井井筒流动及温度分布

Fig.1 Fluid flow and temperature profile in injection wells

由热力学基本方程可导出流体比焓梯度(dh/dz)计算式, 即

$$\frac{dh}{dz} = C_p \frac{dT_f}{dz} + C_p C_J \frac{dp}{dz} \quad (2)$$

式中: C_p 为流体的定压比热容, $J/(kg \cdot K)$; p 为油管内流体压力, MPa; C_J 为焦-汤系数, K/Pa 。

将式(2)代入式(1), 整理可得

$$\frac{dT_f}{dz} = \frac{1}{C_p} \left(\frac{dq}{dz} - g \sin \theta - v \frac{dv}{dz} \right) + C_p C_J \frac{dp}{dz} \quad (3)$$

假定油管与套管同心, 注入流体从油管至水泥环外壁的热流量梯度(dq/dz)为

$$\frac{dq}{dz} = -\frac{2\pi k_e}{W_m f(t_D)} (T_h - T_e) \quad (4)$$

式中: $f(t_D)$ 为无因次时间函数; W_m 为产出流体质量流量, kg/s ; k_e 为地层导热系数, $W/(m \cdot K)$ 。

应用Ramey推荐的 $f(t_D)$ ^[16], 水泥环外壁至地层的热流量梯度可表示为

$$\frac{dq}{dz} = -\frac{2\pi k_e}{W_m f(t_D)} (T_h - T_e) \quad (5)$$

采用Hasan-Kabir推荐公式^[17]计算 $f(t_D)$, 可得

$$f(t_D) = \begin{cases} 1.128 \times \sqrt{t_D} (1 - 0.3\sqrt{t_D}) & t_D \leq 1.5 \\ (0.5 \ln(t_D) + 0.4063) \left(1 + \frac{0.6}{t_D} \right) & t_D > 1.5 \end{cases} \quad (6)$$

其中,

$$t_D = \alpha t / r_h^2 \quad (7)$$

$$\alpha = k_e / (C_e \rho_e) \quad (8)$$

式中: α 为地层热扩散系数, m^2/s ; t 为油气井生产时间, s ; C_e 为地层岩石比热容, $J/(kg \cdot K)$; ρ_e 为地层岩石密度, kg/m^3 。

联立式(4)和式(5), 消除井壁温度, 可得热流梯度方程, 即

$$\frac{dq}{dz} = -\frac{2\pi r_{to} U_{to} k_e}{W_m [r_{to} U_{to} f(t_D) + k_e]} (T_f - T_e) \quad (9)$$

将式(9)代入式(3), 可得井筒温度梯度(dT_f/dz)方程, 即

$$\frac{dT_f}{dz} = -\frac{2\pi r_{to} U_{to} k_e (T_f - T_e)}{C_p W_m [r_{to} U_{to} f(t_D) + k_e]} - \frac{g \sin \theta}{C_p} - \frac{v}{C_p} \frac{dv}{dz} + C_J \frac{dp}{dz} \quad (10)$$

忽略油管、套管的导热热阻和油管内壁对流换热热阻, 根据复合多层圆筒壁热阻串联原理, 考虑环空流体导热和水泥环热阻的井筒总传热系数(U_{to})为

$$U_{to} = \left[\frac{1}{h_c} + \frac{r_{to} \ln \left(\frac{r_h}{r_{co}} \right)}{k_{cem}} \right]^{-1} \quad (11)$$

式中: k_{cem} 为水泥环导热系数, $W/(m \cdot K)$; h_c 为油套环空流体对流换热系数, $W/(m^2 \cdot K)$ 。

1.2 井筒压力梯度计算模型

由于在CO₂注入井中, CO₂由液相或密相直接转变为超临界相, 不会出现气液两相共存的状态, 因而可采用计算单相流体的方法进行压力梯度的计算。对于井筒中任意微元的流动, 根据流体动量方程可以建立其压力梯度方程, 即

$$\frac{dp}{dz} = \rho g \sin \theta + \frac{f \rho v^2}{4r_{ti}} + \rho v \frac{dv}{dz} \quad (12)$$

式中: ρ 为流体密度, kg/m^3 ; f 为摩擦系数, 可依据油管内壁相对粗糙度和流体雷诺数计算得到。其中流体雷诺数为

$$N_{Re} = \frac{\rho v d_{ti}}{\mu} \quad (13)$$

式中: N_{Re} 为流体雷诺数; d_{ti} 为油管内径, m ; μ 为流体黏度, $Pa \cdot s$ 。

1.3 影响温度压力梯度的关键物性参数

从式(10)可以看出,影响温度梯度的物性参数为流体的比热容和焦-汤系数;从式(12)可以看出,影响压力梯度的物性参数为流体的密度和黏度。在CO₂注入井条件下,流体温度为-20~120℃,压力为10~50 MPa,CO₂流体将由液相或密相转变为超临界相,其密度为650~1 100 kg/m³,黏度为2.5×10⁻²~14.0×10⁻² mPa·s,比热容为1.92~3.23 kJ/(kg·K),焦-汤系数为0.23×10⁻⁶~1.72×10⁻⁶ K/Pa。由此可见,为提升温度和压力的计算精度,有必要依据注入井温度和压力范围对物性参数的计算方法进行优选。

2 CO₂注入井关键物性参数计算方法优选

状态方程可以描述流体的压力-体积-温度关系,还可以推算流体的焓、熵、比热容和焦-汤系数等热力学性质,是预测和计算CO₂热力学性质的最常用方法。目前已发表的状态方程数量众多,且改进型方程仍不断被提出,本文总结了文献中有关计算CO₂物性最常用的3类状态方程(见表1)。

表1 用于CO₂物性计算的常用状态方程

Tab.1 Typical equations of state for calculation of CO₂ physical properties

方程类型	代表方程	发表年份
立方型	SRK方程	1972
	PR方程	1976
多参数型	BWRS方程	1970
Helmholtz自由能型	Span-Wagner (S-W) 方程	1996

不同类型的状态方程在不同计算条件下的计算精度各有优缺点。总体而言,立方型状态方程和多参数型状态方程在液相区、近临界区和超临界区域内的计算精度低于Helmholtz自由能型状态方程,但是其方程式相对简单,计算速度更优。以Span-Wagner方程为代表的Helmholtz自由能型状态方程是3类方法中计算精度最高的一种,但是该方程是压力的隐式方程,在实际工程计算中已知压力和温度求解物性的条件下需要求解其反函数,其计算需要采用数值解,因而也存在计算难度大的缺点。熊先闯等^[18]指出,Span-Wagner模型是一种专门针对CO₂建立的以实验数据标定的半经验模型,如果直接采用该模型的计算过程十分繁琐,众多的

经验参数及高阶非线性特性可导致无法直接推导出其他衍生热力参数的解析表达式。

基于以上调研认识,本文选择立方型状态方程及其改进方法对CO₂物性进行计算,从文献中获取了大量注入井温度和压力条件下的CO₂密度、黏度和比热容数据,并以之为依据,对物性计算方法进行评价和优选。

2.1 密度

SRK状态方程^[19]和PR状态方程^[20]是立方型状态方程的代表。SRK方程将偏心因子作为第3个参数引入状态方程,使得立方型状态方程的计算精度有了长足的进步,并被引入油气藏流体相平衡的计算中。PR方程是Peng和Robinson对SPR方程的改进,该方程被广泛用于各种纯物质及其混合物热力学性质的计算,且用于含有CO₂和H₂S等较强极性组分体系的气液相平衡计算能取得较为满意的结果^[21]。

SRK状态方程为

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a_c \alpha(T)}{V(V+b)} \quad (14)$$

其中,

$$a_c = 0.42748 \times \frac{R^2 T_c^2}{p_c}; b = 0.08664 \times \frac{RT_c}{p_c} \quad (15)$$

式中: p_c 为临界压力,MPa; V 为1 mol物质的体积, m³/mol; T 为绝对温度, K; b 为斥力系数, m³/mol; R 为通用气体常数,取值8.314×10⁻⁶ MPa·m³/(mol·K); T_c 为临界温度, K; $\alpha(T)$ 为温度的函数,可用于改善分子结构对物质PVT相态特征的影响,即

$$\alpha(T) = \left[1 + m(1 - T_r^{0.5}) \right]^2 \quad (16)$$

其中,

$$m = 0.480 + 1.574\omega - 0.176\omega^2 \quad (17)$$

式中: T_r 为相对温度; m 为物质偏心因子的函数; ω 为物质的偏心因子,CO₂的偏心因子取值为0.225。

PR状态方程表达式为

$$p = \frac{RT}{V-b_1} - \frac{a_{c1} \alpha_1(T)}{V(V+b_1) + b_1(V-b_1)} \quad (18)$$

其中,

$$a_{c1} = 0.45724 \times \frac{R^2 T_c^2}{p_c}; b_1 = 0.07780 \times \frac{RT_c}{p_c} \quad (19)$$

$$\alpha_1(T) = \left[1 + m_1(1 - T_r^{0.5}) \right]^2 \quad (20)$$

$$m_1 = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2 \quad (21)$$

一般利用定义平均误差 (Err_1) 和平均绝对误差 (Err_2) 对不同模型的计算结果进行评价, 则

$$Err_1 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{\rho_{\text{calc}} - \rho_{\text{meas}}}{\rho_{\text{meas}}} \right) \quad (22)$$

$$Err_2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{\rho_{\text{calc}} - \rho_{\text{meas}}}{\rho_{\text{meas}}} \right| \quad (23)$$

式中: ρ_{calc} 为密度的计算值, kg/m^3 ; ρ_{meas} 为密度的测量值, kg/m^3 ; N 为计算样本总数; i 为计算样本序号。

依据文献[22]给出的CO₂不同温度、压力下的密度数据, 在注入井流体温压条件下对密度算法进行对比可得: SRK状态方程计算结果的平均相对误差为-9.36%, 平均绝对误差为9.36%, SRK状态方程计算结果总是小于测试结果, 这导致注入井压力计算结果出现较大的负偏差; PR状态方程计算结果的平均相对误差为-0.24%, 平均绝对误差为2.96%, PR状态方程计算结果在温度较低时出现正偏差, 在温度较高时出现负偏差, 总体计算结果的精度较高。因此根据评价结果, 推荐采用PR状态方程进行注入井中CO₂的密度计算。

2.2 比热容

CO₂的比热容可采用基于状态方程的方法进行计算, 其等压比热容 (C_p) 可由理想气体等压比热容 (C_{p0}) 和剩余比热容 (ΔC_p) 计算得出, 即

$$C_p = C_{p0} + \Delta C_p \quad (24)$$

$$C_{p0} = A + BT + CT^2 + DT^3 \quad (25)$$

式中: A 、 B 、 C 为经验系数, 根据童景山[23]计算结果, $A=4.728$, $B=1.754 \times 10^{-2}$, $C=-2.388 \times 10^{-5}$, $D=4.097 \times 10^{-9}$ 。

王双成等[24]给出基于SRK状态方程导出的CO₂等压比热容计算式, 即

$$C_p = C_{p0} + \frac{T}{b} \frac{d^2 a}{dT^2} \ln \left(\frac{V+b}{V} \right) - R + \frac{T \left[\frac{R}{V-b} - \frac{da}{dT} \right]^2}{\frac{RT}{(V-b)^2} - \frac{a(2V+b)}{V^2(V+b)^2}} \quad (26)$$

其中,

$$a = a_c \alpha(T) \quad (27)$$

$$\frac{da}{dT} = -m \left(\frac{aa_c}{TT_c} \right)^{0.5} \quad (28)$$

$$\frac{d^2 a}{dT^2} = \frac{0.5ma_c}{T^{1.5}T_c^{0.5}} (1+m) \quad (29)$$

刘明明[25]给出基于PR状态方程导出的CO₂等压比热容计算式, 即

$$C_p = C_{p0} + \frac{T}{2\sqrt{2}b_1} \frac{d^2 a_1}{dT^2} \ln \left(\frac{V+b_1+\sqrt{2}b_1}{V+b_1-\sqrt{2}b_1} \right) - R + \frac{T \left[\frac{R}{V-b_1} - \frac{da_1}{dT} \right]^2}{\frac{RT}{(V-b_1)^2} - \frac{2a_1(V+b_1)}{(V^2+2b_1V-b_1^2)^2}} \quad (30)$$

依据文献[26-28]给出的CO₂不同温度、压力下的比热容数据, 在注入井流体温压条件下对比热容算法进行对比分析。SRK状态方程计算结果的平均相对误差为-15.43%, 平均绝对误差为15.56%; PR状态方程计算结果的平均误差为-7.45%, 平均绝对误差为8.20%。计算结果表明, 这2种方法所得到的比热容计算结果都要小于测量结果, 这导致CO₂注入井流体温度计算结果高于实际生产情况。两者相比, PR状态方程所得结果的精度更高。

2.3 黏度

苏静等[28]基于等温条件下的 p - V 图与等压条件下的 T - μ 图的相似性, 首次建立了基于范德华状态方程的计算烃类气、液相黏度的统一模型。郭绪强等[27]借鉴这一思路, 建立了基于PR状态方程的CO₂黏度计算模型, 即

$$T = \frac{rp}{\mu - b_2'} - \frac{a_2}{\mu(\mu + b_2) + b_2(\mu - b_2)} \quad (31)$$

其中,

$$a_2 = 0.45724 \times \frac{r_c^2 p_c^2}{T_c} \quad (32)$$

$$b_2 = 0.07780 \times \frac{r_c p_c}{T_c} \quad (33)$$

$$r_c = \frac{\mu_c T_c}{p_c Z_c} \quad (34)$$

$$\mu_c = 7.7 \times T_c^{-1/6} M^{0.5} p_c^{2/3} \quad (35)$$

式中: r 、 a_2 、 b_2 和 b_2' 为方程中的中间变量, r 和 b_2' 的具体算法可参考文献[28]; M 为摩尔质量, g/mol ; Z_c 为临界点条件下的压缩因子。

依据文献[26]给出的CO₂不同温度、压力下的黏度数据, 在注入井流体温压条件下对该算法进

行评价。采用PR状态方程计算CO₂黏度的平均相对误差为-3.01%，平均绝对误差为3.27%。对比表明，该方法计算结果要略微小于测量结果，考虑到注入井中CO₂黏度处于10⁻² mPa·s数量级，即流体在管柱中产生的摩擦压降相当小，说明PR状态方程的经验方法计算CO₂黏度既方便实用，又具有较高精度。

2.4 焦-汤系数

焦-汤系数的定义是在等焓过程中温度随时间的变化率，或降低单位压力所引起的温度变化量，即

$$C_J = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_h \quad (36)$$

由焦-汤系数的定义，根据热力学原理得

$$\left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p = \frac{(B-Z) \left(\frac{\partial A}{\partial T} \right)_p + [(6B+2)Z + A - 2B - 3B^2 - Z^2] \left(\frac{\partial B}{\partial T} \right)_p}{3Z^2 - 2(1-B)Z + A - 2B - 3B^2} \quad (39)$$

其中，

$$A = \frac{a_1 p}{R^2 T^2} \quad (40)$$

$$B = \frac{b_1 p}{RT} \quad (41)$$

$$a_1 = a_{c1} \alpha_1(T) \quad (42)$$

$$\left(\frac{\partial A}{\partial T} \right)_p = \frac{p}{R^2} \left[\frac{1}{T^2} \left(\frac{\partial a_1}{\partial T} \right) - \frac{2a_1}{T^3} \right] \quad (43)$$

$$\left(\frac{\partial B}{\partial T} \right)_p = \frac{p}{R} \left[\frac{1}{T} \left(\frac{\partial b_1}{\partial T} \right) - \frac{b_1}{T^2} \right] \quad (44)$$

$$\left(\frac{\partial a_1}{\partial T} \right)_p = - \frac{0.457 \ 235 \times m_1 R^2 T_c T_r^{-0.5}}{p_c} \sqrt{\alpha_1(T)} \quad (45)$$

$$\left(\frac{\partial b_1}{\partial T} \right)_p = 0 \quad (46)$$

3 CO₂注入井温度压力剖面算法验证及应用

3.1 温度压力剖面计算方法验证

本文将温度、压力剖面耦合模型与优选的物性参数算法相结合，形成了改进的CO₂注入井温压剖面算法，并对其进行实例验证。

首先，采用该算法对纯梁采油厂高89-5井的测

$$C_J = \frac{1}{C_p} \left[T \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_p - V \right] \quad (37)$$

将以比热容表示的状态方程 $pV=ZRT$ 代入上式，可得

$$C_J = \frac{RT^2}{C_p p} \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p \quad (38)$$

式中：Z为气体压缩因子。

目前公开文献中可获取的CO₂焦-汤系数测试数据非常有限，且由于该数值处于10⁻⁶ K/Pa数量级，对温度计算结果的影响并不大，故借鉴大多文献的建议，采用毛伟等^[29]建立的方法进行计算。

当采用PR方程计算CO₂的压缩因子时，焦-汤系数计算式为

试数据进行计算分析。高89-5井油层中部深度2 950.7 m，套管外径139.7 mm，套管内径121.36 mm，油管外径73 mm，油管内径62 mm，恒温层温度14.5 °C，地温梯度4.04 °C/100 m。该井2024年10月井口的注入压力17.74 MPa，注入温度30 °C，注入量41.8 t/d，利用电子压力计对井筒的温度和压力剖面进行测试，在井深2 800 m处流体压力为40.626 MPa，温度为118.84 °C。改进算法对井底压力的计算误差为0.43%，对井底温度的计算误差为-3.06%。

其次，采用文献中公开发表的数据对模型的计算精度进一步评价。文献[5]和[8]分别给出江苏草舍油田草8井4次CO₂注入井的测试结果。草8井的井深3 100 m，井眼直径215.9 mm，套管外径137 mm，套管内径124.37 mm，油管外径73 mm，油管内径62 mm，恒温层温度15 °C，地温梯度3.0 °C/100 m。该井2005年8月进行CO₂试注试验，分别于2005年8月和2006年8月改变注入参数并进行了压力和温度剖面的测试。

利用高89-5井和草8井共5次测试结果，进行改进算法的计算值与实测值对比（见表2）。由表2可知，该算法对井底温度的计算结果略低于实测数据，相对误差最大值为-4.46%；对井底压力的计算结果略高于实测数据，相对误差最大值为4.81%，计算结果与实测数据差别很小，改进方法表现出较高的计算精度。

表2 模型计算结果与现场测试结果对比
Tab.2 Comparison between the test data and calculation results of the improved model

井号	井口注入参数			井底温度		井底压力	
	温度/℃	压力/MPa	流量/(t·d ⁻¹)	实测值/℃	计算相对误差/%	实测值/MPa	计算相对误差/%
高89-5	30	17.74	41.80	118.84	-3.06	40.626	0.43
草8	-20	23.50	51.40	102.00	-4.51	51.500	2.72
草8	-20	24.00	50.40	102.00	-4.29	51.690	3.50
草8	-20	24.50	55.40	101.00	-4.46	52.020	4.38
草8	20	30.00	21.17	103.14	0.64	56.350	4.81

3.2 温度压力剖面算法与PIPESIM软件计算对比

PIPESIM是Schlumberger公司研发的一款多相流稳态模拟软件,该软件是油气开采行业应用广泛的商用软件,可针对油藏、井筒和地面管网进行一体化的模拟与优化设计,为整个油气生产系统分析提供了多相流模拟工具。PIPESIM软件已具备对CO₂注入井流动特征进行模拟的功能,模拟过程中采用Multiflash相态包对不同温度和压力条件下的CO₂物性参数进行计算。Multiflash相态包的内核也是采用组分模型和状态方程进行计算,在进行模拟计算时也需要对采用的状态方程和黏度计算公式进行选择,本文研究成果可为研究人员合理选择PIPESIM计算模型提供依据。

为深入了解改进模型的计算精度和适用性,采用PIPESIM对现场进行的5次测试数据进行模拟,并将软件的模拟结果与改进模型的计算结果进行了对比。PIPESIM模拟时选用PR状态方程计算密度和热物性参数,选用Pedersen模型进行黏度计算,选用Kesler-Lee方程进行临界点性质计算。PIPESIM模拟结果与改进模型计算结果对比见表3。由表可知:模型对井底温度计算结果略低于PIPESIM软件,相对偏差最大值为-3.91%;模型对井底压力的计算结果略高于PIPESIM软件,相对偏差最大值为3.08%。综合表2和表3的计算结果,PIPESIM软件预测现场测试数据的精度略高于本文改进模型,但两者计算结果的差别很小。

表3 PIPESIM模拟结果与模型计算结果对比
Tab.3 Comparison between simulation results of PIPESIM and calculation results of the improved model

井号	井底温度计算结果			井底压力计算结果		
	PIPESIM 计算值/℃	改进模型 计算值/℃	相对偏差/%	PIPESIM 计算值/MPa	改进模型 计算值/MPa	相对偏差/%
高89-5	119.89	115.20	-3.91	39.58	40.80	3.08
草8	100.37	97.40	-2.96	51.59	52.90	2.54
草8	100.54	97.62	-2.90	52.16	53.50	2.57
草8	99.76	96.50	-3.27	52.87	54.30	2.70
草8	105.04	103.8	-1.18	58.31	59.06	1.29

3.3 CO₂注入井参数对井筒温压剖面的影响分析

CO₂注入管柱的核心部件主要包括油管、封隔器和配注工具,配注工具安装在封隔器的下方^[30]。将注CO₂油管下入到注入层位后,坐封管柱封隔器,将注入层位与上部油套环空中的井液隔离开,同时在油套环空加注缓蚀剂溶液来预防套管腐蚀。注入过程中,CO₂通过油管和配注工具被注入封隔器下方的油套环空,然后再通过射孔段炮眼注入目标层位,从而完成CO₂的注入过程。目前CO₂地面注入方式有液相注入、密相注入和超临界注入3种类型。液相注入方式一般将槽车运输的液相CO₂通过柱塞

泵增压后注入,其注入温度较低,最低可达到-20℃,低温注入有可能导致井口附近油套环空中的液体产生冰冻而引起管柱损坏。目前胜利油田等单位已建成了长距离CO₂密相输送管道,密相CO₂到达注入站的温度为常温,压力不低于8 MPa,采用大排量柱塞泵将密相CO₂增压后注入。密相CO₂经过增压后的温度有可能超过其临界温度(31.1℃),从而形成了超临界CO₂的注入形式。依据CO₂的不同注入方式,从注入温度、注入排量和注入压力3个角度来分析注入参数对井筒温度和压力剖面的影响,从而为注入参数优化提供依据。

3.3.1 注入温度

采用草8井的井筒数据,在井口注入压力25 MPa、注入排量30 t/d的情况下,改变注入温度为-20、0、20、40 °C,分别计算相应的温度剖面(见图2。图中地面温度为15 °C,下同)和压力剖面(见图3)。由图2可知,注入温度在井口附近显著影响井筒温度剖面,但随着井深增大,其影响程度减小;当井深达到约1 000 m时,各注入温度下的井筒温度剖面几乎重合,都与地层温度之间出现约5 °C的差值。由图3可知,注入温度对压力剖面的影响较小,随着注入温度的增大,井底压力略有降低。其原因是,注入温度升高使得深度较浅井筒中的CO₂密度有所减小,从而引起井底压力的降低。

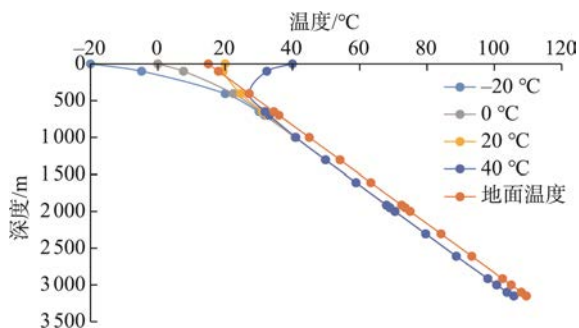


图2 注入温度对井筒温度剖面的影响
Fig.2 Effect of injection temperature on wellbore temperature profile

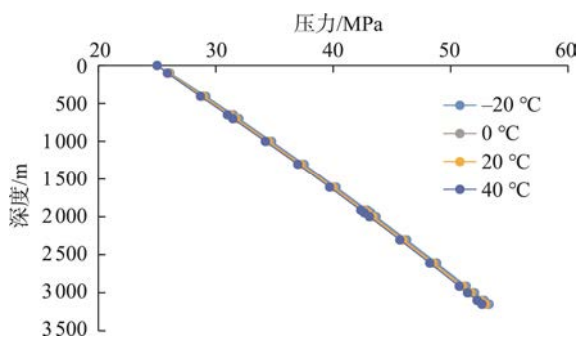


图3 注入温度对井筒压力剖面的影响
Fig.3 Effect of injection temperature on wellbore pressure profile

另外,图2计算结果还表明,当井口注入温度为-20 °C时,深度低于160 m的井筒流体将出现低于0 °C的低温。低温环境一方面会降低管材的强度,导致油管更容易发生断裂失效;另一方面,还会导致油套环空中的液体出现冰冻而导致套管和油管产生冻胀失效。为此,当注入低温液态CO₂时,需采取井口加热装置,以保证井口注入温度高于0 °C

来减少低温造成的管柱损伤。当井口不具备加热条件时,可在油套环空中加注白油以保护油套管免受冰冻伤害,白油加注段深度可依据井筒温度剖面中结冰点深度估算。

3.3.2 注入排量

在井口注入温度30 °C、注入压力25 MPa的情况下,改变注入排量分别为20、30、40、50 t/d,分别计算相应的温度剖面(见图4)和压力剖面(见图5)。由图4可知,随着井口注入排量增大,井筒温度降低。其原因是随着注入排量增大,井筒流体热容量增大,在流体从地层吸收热量相同的前提下,流体温度上升减小。由图5可知,随着注入排量增大,井筒压力略有增大,这是因为随着注入排量增大,井筒流体温度会有所降低,从而使得井筒中CO₂密度有所增大,导致井筒压力相应增大。

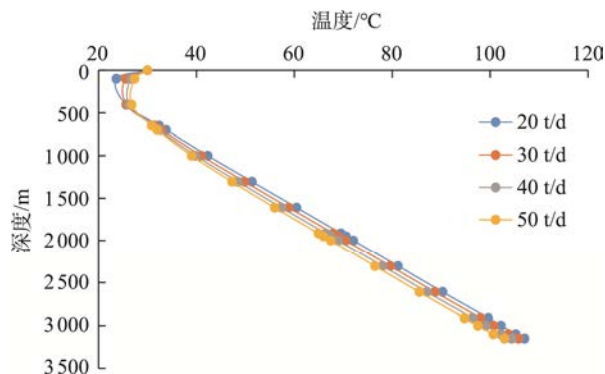


图4 注入排量对井筒温度剖面的影响
Fig.4 Effect of injection rate on wellbore temperature profile

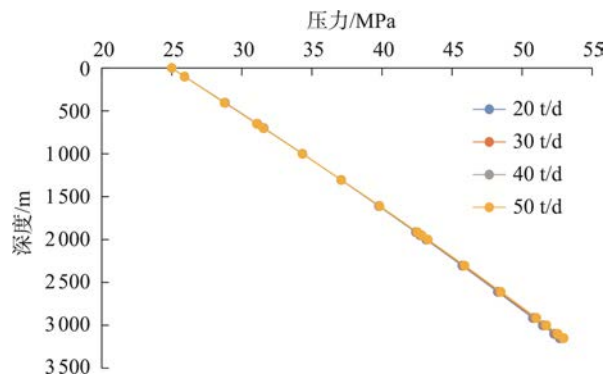


图5 注入排量对井筒压力剖面的影响
Fig.5 Effect of injection rate on wellbore pressure profile

鉴于增大排量将引起井筒温度降低的原因,在井口注入温度为-20 °C的条件下改变注入排量,分析了环空流体冰冻段深度随注入排量增大的变化。计算结果表明,当注入排量为20 t/d时环空冰冻段深

度约为96 m,而当注入排量增加至50 t/d时,冰冻段的深度增至约230 m。由此可见,当进行低温液态CO₂注入加注白油防冻措施设计时,不能忽视注入排量增加带来的影响。

3.3.3 注入压力

在井口注入温度30 °C、注入排量30 t/d的情况下,改变注入压力为20、30、40 MPa,分别计算相应的压力剖面(见图6)和温度剖面(见图7)。

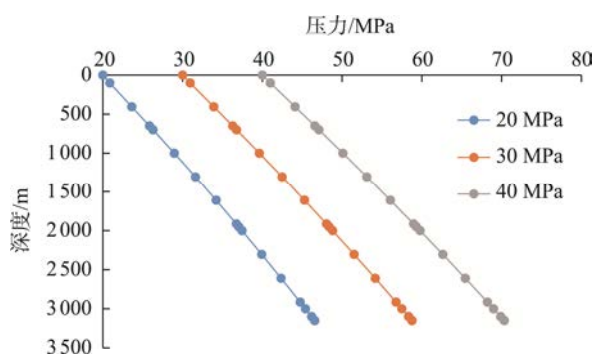


图6 注入压力对井筒压力剖面的影响

Fig.6 Effect of injection pressure on wellbore pressure profile

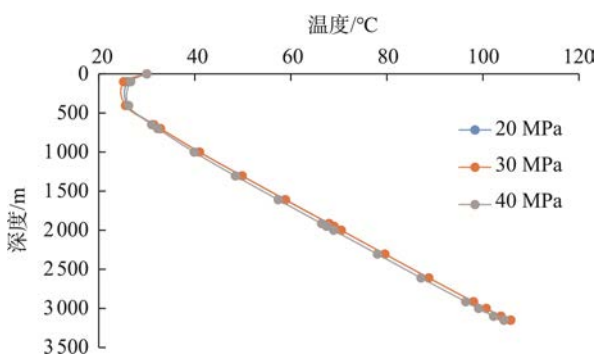


图7 注入压力对井筒温度剖面的影响

Fig.7 Effect of injection pressure on wellbore temperature profile

由图6可知,随着井口注入压力增大,井筒压力相应增大,且井底压力的增量要高于井口压力的增量。其原因是随着注入压力的增大,井筒流体的密度也增大,从而使得井底流体压力的增量要高于井口压力。由图7可知,注入压力对井筒温度的影响很小。其原因是,依据温度梯度计算公式(见式(8)),流体温度的变化对流体注入排量、温度和比热容的影响更为敏感,注入压力只是通过改变物性参数来间接影响温度剖面,其影响程度很小。图6还表明,井口注入压力将显著影响井底流体的压力。鉴于此,在进行井口注入压力设计时,需要谨慎校核井底压力与地层破裂压力之间的关系,必须保证井底压力

低于地层破裂压力,以防止流体注入过程中压开地层形成微裂缝,这会导致注入的CO₂沿裂缝形成“气窜”而严重影响CO₂的驱油和埋存效果。

4 结论

(1) 通过CO₂物性计算方法进行评价和优选,推荐基于PR状态方程计算CO₂注入井中流体的密度、比热容和黏度,从而实现了CO₂注入井温度、压力剖面算法的改进,该结果也可为PIPESIM等商业软件计算模型的选择提供依据。

(2) 本文改进算法易于编程计算,预测结果与现场测试温度和压力数据的最大误差分别为-4.46%和4.81%,与PIPESIM软件模拟结果的相对误差均小于4.0%,能够满足现场工程应用,但仍可采用精度更高、计算更复杂的Span-Wagner方程对该算法进一步改进。

(3) 井口注入温度对温度剖面的影响主要出现于深度较浅的井段,当井深超过1 000 m后,注入温度对井筒温度几乎没有影响,但在低温液态CO₂注入系统设计时要应对油套环空流体出现冰冻的风险,同时考虑注入排量增加会使冰冻深度下移的影响。

(4) 井口注入压力的增加会使井筒压力明显增加,且井底压力增量要高于井口压力,因而在CO₂注入压力的设计时,需要将井底压力控制在地层破裂压力以下,以防止注入CO₂压裂地层而发生“气窜”的风险。

参考文献:

- [1] 王国锋. 吉林油田二氧化碳捕集、驱油与埋存技术及工程实践[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 219-226.
WANG Guofeng. Carbon dioxide capture, enhanced-oil recovery and storage technology and engineering practice in Jilin Oilfield, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(1): 219-226.
- [2] 张志超, 柏明星, 杜思宇. CO₂驱油及埋存一体化技术应用研究进展[J]. 世界石油工业, 2025, 32(1): 100-107.
ZHANG Zhichao, BAI Mingxing, DU Siyu. Research progress of CO₂ displacement and storage integration technology[J]. World Petroleum Industry, 2025, 32(1): 100-107.
- [3] 计秉玉, 王锐, 何应付, 等. CO₂驱油藏工程技术研究进

- 展及展望[J]. 世界石油工业, 2025, 32(1): 87-99.
- JI Bingyu, WANG Rui, HE Yingfu, et al. Research progress and prospect of reservoir engineering for CO₂ flooding[J]. World Petroleum Industry, 2025, 32(1): 87-99.
- [4] 胡书勇, 郭学强, 张佳轶, 等. 双碳愿景下CCUS提高油气采收率技术[J]. 世界石油工业, 2024, 31(1): 81-91.
- HU Shuyong, GUO Xueqiang, ZHANG Jiayi, et al. CCUS improves oil and gas recovery technology under the vision of carbon neutral and carbon peak[J]. World Petroleum Industry, 2024, 31(1): 81-91.
- [5] 张宗耀, 吕广忠, 王杰. 胜利油田CCUS技术及应用[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(6): 812-822.
- ZHANG Zonglin, LYU Guangzhong, WANG Jie. CCUS and its application in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(6): 812-822.
- [6] 吴晓东, 王庆, 何岩峰. 考虑相态变化的注CO₂井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.
- WU Xiaodong, WANG Qing, HE Yanfeng. Temperature-pressure field coupling calculation model considering phase behavior change in CO₂ injection well borehole[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2009, 33(1): 73-77.
- [7] 陈林, 孙雷, 彭彩珍, 等. 注CO₂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 Lin, SUN Lei, PENG Caizhen, et al. Simulation of temperature field for CO₂ injection wellbore[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2009, 16(6): 82-84.
- [8] 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.
- DOU Liangbin, LI Gensheng, SHEN Zhonghou, et al. Wellbore pressure and temperature prediction model and its affecting factors for CO₂ injection wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(1): 76-81.
- [9] 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.
- ZHANG Yonggang, LUO Yi, LIU Yuelong, et al. Research and application of wellbore temperature and pressure distribution models for CO₂ injection well[J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(2): 108-113.
- [10] 曹银萍, 张祖琪, 窦益华. CO₂驱注入管柱温度压力耦合模型建立及其敏感性因素研究[J]. 中国科技论文, 2023, 18(1): 38-44.
- CAO Yinping, ZHANG Zuqi, DOU Yihua. Establishment of temperature-pressure coupling model of CO₂ flooding injection string and analysis of its sensitivity factors[J]. China Sciencepaper, 2023, 18(1): 38-44.
- [11] 张勇, 唐人选. CO₂井筒压力温度的分布[J]. 海洋石油, 2007, 27(2): 59-64, 108.
- ZHANG Yong, TANG Renxuan. Study of distribution of wellbore pressure and temperature of CO₂ injection well[J]. Offshore Oil, 2007, 27(2): 59-64, 108.
- [12] 王庆, 吴晓东. 气、液、超临界CO₂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 Qing, WU Xiaodong. Study on calculating model of gas, liquid and supercritical CO₂ phase state and its physical properties[J]. Journal of Shengli College China University of Petroleum, 2012, 26(2): 11-14.
- [13] 王海柱, 沈忠厚, 李根生, 等. CO₂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 Haizhu, SHEN Zhonghou, LI Gensheng, et al. Research on the precise calculation method of physical parameters for CO₂[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(5): 65-67.
- [14] LI H, YAN J. Evaluating cubic equations of state for calculation of vapor-liquid equilibrium of CO₂ and CO₂-mixtures for CO₂ capture and storage processes[J]. Applied Energy, 2009, 86(6): 826-836.
- [15] 王珺瑶, 张月, 邓帅, 等. CO₂混合物热物性在CCS研究中的作用: 实验数据、理论模型和典型应用[J]. 化工进展, 2019, 38(3): 1244-1258.
- WANG Junyao, ZHANG Yue, DENG Shuai, et al. Role of thermodynamic properties of CO₂ mixtures in CCS: Data, models and typical applications[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2019, 38(3): 1244-1258.
- [16] RAMEY H J, Jr. Wellbore heat transmission[J]. Journal of Petroleum Technology, 1962, 14(4): 427-435.
- [17] HASAN A R, KABIR C S. Aspects of wellbore heat transfer during two-phase flow[J]. SPE Production & Facilities, 1994, 9(3): 211-216.
- [18] 熊先闯, 刘正先, 赵明, 等. 基于BWR状态方程的超临界二氧化碳主要热力参数推算[J]. 石油化工, 2021, 50(5): 425-431.
- XIONG Xianchuang, LIU Zhengxian, ZHAO Ming, et al. Calculation of main thermodynamic parameters of supercritical carbon dioxide based on BWR equation of state[J]. Petrochemical Technology, 2021, 50(5): 425-431.
- [19] SOAVE G. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state[J]. Chemical Engineering Science, 1972, 27(6): 1197-1203.
- [20] PENG D Y, ROBINSON D B. A new two-constant equation of state[J]. Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, 1976, 15(1): 59-64.
- [21] 李士伦. 天然气工程[M]. 2版. 北京: 石油工业出版社,

- 2008: 60-65.
- LI Shilun. Natural gas engineering[M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 60-65.
- [22] 张川如, 虞绍永. 二氧化碳气井测试与评价方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999: 1-21.
- ZHANG Chuanru, YU Shaoyong. Well testing and evaluation methods in carbon dioxide gas wells[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999: 1-21.
- [23] 童景山. 流体的热物理性质[M]. 北京: 中国石化出版社, 1996: 135-139.
- TONG Jingshan. Thermophysical properties of fluids[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 1996: 135-139.
- [24] 王双成, 石玉冰, 王登科. 真实气体等压热容的关联[J]. 化肥设计, 2004, 42(4): 16-18.
- WANG Shuangcheng, SHI Yubing, WANG Dengke. Relationship of equipressure volumetric heat of real gas[J]. Chemical Fertilizer Design, 2004, 42(4): 16-18.
- [25] 刘明明. 基于CAPE-OPEN热力学计算系统开发[D]. 青岛: 青岛科技大学, 2016: 36-38.
- LIU Mingming. The development of thermodynamic calculation system based on CAPE-OPEN[D]. Qingdao: Qingdao University of Science & Technology, 2016: 36-38.
- [26] 黄建彬. 工业气体手册[M]. 北京: 化学工业出版社, 2002: 98-111.
- HUANG Jianbin. Industrial gases manual[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2002: 98-111.
- [27] 郭绪强, 荣淑霞, 杨继涛, 等. 纯组分高压流体的粘度模型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 1998, 22(6): 95-97.
- GUO Xuqiang, RONG Shuxia, YANG Jitao, et al. A model for calculating viscosity of high pressure fluids with pure substances[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 1998, 22(6): 95-97.
- [28] 苏静, 范翔宇, 陈林. CO₂黏度模型及求解[J]. 断块油气田, 2009, 16(5): 81-83.
- SU Jing, FAN Xiangyu, CHEN Lin. CO₂ viscosity model and solution[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2009, 16(5): 81-83.
- [29] 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 Wei, ZHANG Lide. A method study for calculating Joule-Thompson coefficient[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2002, 9(5): 44-46.
- [30] 苏航, 张琦, 杨道鹏, 等. 二氧化碳驱注入井管柱温度分布及影响因素研究[J]. 石油管材与仪器, 2023, 9(1): 28-33.
- SU Hang, ZHANG Qi, YANG Xiaopeng, et al. Interfering factors and temperature distribution of downhole string in the CO₂ injection wells[J]. Petroleum Tubular Goods & Instruments, 2023, 9(1): 28-33.
- (编辑: 李俐 编审: 居维清)

重质油全国重点实验室挂牌三十周年交流暨 石油分子工程前沿成果发布会在京召开

本刊讯 6月27日, 重质油全国重点实验室挂牌三十周年交流暨石油分子工程前沿成果发布会在京举办。石油石化领域的专家学者汇聚一堂, 共同回顾实验室光辉历程, 探讨产业绿色转型新动能。

中国石油大学(北京)校长金衍等嘉宾致辞, 充分肯定实验室在重质油研究的引领贡献。中国科学院院士徐春明教授回顾了实验室三十年攻关史, 强调其面向产业需求, 取得系列突破, 为产业升级筑牢根基。会上还发布了石油分子工程数据库及过程模拟平台。该平台已构建涵盖上万种石油分子结构的数据库, 通过“分子指纹”溯源与精准调控, 为智能炼厂提供核心数字底座。学术报告聚焦重质油化学研究演进、FCC催化剂的产业化路径、FCC反应器强化和离子液体技术, 展示了流程创新的潜力。

本次会议既是对三十年成就的“检阅”, 更是面向未来的“加油站”。实验室通过“产学研用”深度融合, 持续为破解重质油高效利用难题、推动产业绿色转型提供方案, 为国家能源安全和实现“双碳”目标注入强大科研动能。