

注 CO₂ 井筒温度压力预测模型及影响因素研究

窦亮彬¹, 李根生¹, 沈忠厚¹, 吴春方², 毕 刚¹

(1. 油气资源与探测国家重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京 102249; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘 要: 为了提高注 CO₂ 驱替效率及驱替成功率, 开展了影响驱替效率的井筒压力温度分布及影响因素研究。针对 CO₂ 特殊的物理性质, 选用基于赫姆霍兹自由能的 Span-Wagner 状态方程, 将井筒传热、压力与 CO₂ 物性参数耦合迭代计算, 建立了注 CO₂ 井筒温度压力分布的数学预测模型。该模型能够预测井筒温度压力及其他物性参数, 应用该模型预测井筒各点温度压力, 并与江苏草舍油田草 8 井现场 2 次实测结果对比, 其温度误差均小于 1%, 压力最大误差不超过 1.6%, 表明该模型能够满足现场应用要求。利用该模型可以研究注入温度、注入压力、注入速度及注入时间等工艺参数对井底压力温度的影响规律, 实现系统敏感性分析。研究表明, 建立的模型具有很高的精度, 对提高 CO₂ 驱替效率具有指导作用, 并适用于(超临界)CO₂ 钻井、压裂过程中井筒温度压力预测及影响因素分析。

关键词: 注二氧化碳 状态方程 井筒流动 压力 温度

中图分类号: TE28 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2013)01-0076-06

Wellbore Pressure and Temperature Prediction Model and Its Affecting Factors for CO₂ Injection Wells

Dou Liangbin¹, Li Gensheng¹, Shen Zhonghou¹, Wu Chunfang², Bi Gang¹

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting (China University of Petroleum (Beijing)), Beijing, 102249, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: In order to improve the displacement efficiency and success rate of CO₂ flooding, research has been carried out to predict the pressure and temperature distribution in the wellbore, which affects the displacement efficiency. In view of the special physical properties of CO₂, Span-Wagner equation of state, based on the dimensionless Helmholtz energy, has been adopted to establish a model to predict the distribution of temperature and pressure while injecting CO₂, calculated by iterative coupling with CO₂ physical parameter and pressure as well as heat. The model can predict the bottomhole temperature and pressure accurately. Compared with the well site data of Well Cao 8 in Jiangsu Oilfield, the error of predicted temperature less than 1%, and the maximum error of pressure less than 1.6%, it can meet the requirements of field application. Moreover, the sensitivity analysis can be done through the research of effecting regularity on the bottomhole pressure and temperature produced by injection temperature, injection pressure, injection rate and time, etc. Study shows that model is very accurate, and it can guide CO₂ flooding, fit for prediction and analysis of wellbore temperature, pressure and related affecting factors in supercritical CO₂ drilling and fracturing.

Key words: CO₂ injection; state equation; well bore flow; pressure; temperature

CO₂ 在油藏流体中的溶解度很高, 能降低原油黏度与界面张力, 克服注水驱油存在的不完全面积驱扫以及水驱残油等问题, 对原油开采和提高采收率十分有利, 在稠油油藏、低渗油藏、高含水油藏以及深层油藏都有良好的应用前景^[1-3]。

前人注 CO₂ 驱研究集中在驱替效率及埋藏量方面, 对注入过程中井筒压力温度的研究较少, 特别是工艺参数对井底温度和井底压力影响的研究更少。已开展的注 CO₂ 井筒温度压力预测研究, 在

收稿日期: 2012-07-30; **改回日期:** 2012-11-28。

作者简介: 窦亮彬(1986—), 男, 山东潍坊人, 2008 年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业, 在读博士研究生, 主要从事井筒复杂流动与控制、井控安全方面的研究。

联系方式: (010)89733988, 77129dou@163.com。

通讯作者: 李根生, 教授, 博士生导师, ligs@cup.edu.cn。

基金项目: 国家自然科学基金项目“超临界二氧化碳在非常规油气藏中应用的基础研究”(编号: 51034007); 国家重点基础研究发展计划(“973”计划)项目“深井复杂地层安全高效钻井基础研究”(编号: 2010CB226700)部分研究内容。

CO₂ 状态方程选择时,不同 CO₂ 物性(热容、导热系数、黏度和焦耳-汤姆逊系数等)计算模型的误差较大^[4-7];部分学者将传热对井筒温度压力影响简单处理,没有与压力及 CO₂ 物性耦合计算,误差较大^[7-8];此外,对于注 CO₂ 井筒温度压力的影响因素缺乏系统研究;而实测压力温度费工费时。因此,有必要开展注 CO₂ 井筒温度压力精确预测模型及影响因素研究。

为了精确预测井底温度和压力,笔者根据传热学、热力学和垂直管流理论优选 CO₂ 状态方程,考虑到 CO₂ 物理和热物理性质对温度压力的敏感性,将井筒流动、传热和井筒内 CO₂ 物性耦合迭代计算,既符合现场实际情况,又提高了计算精度。

1 井筒流动与传热数学模型

1.1 基本假设

考虑流体在井筒流动传热的复杂性,对井筒流体流动和传热作部分简化,假设如下:1)CO₂ 在井筒内的流动为一维流动,同一截面上各点的温度、压力相等;2)井筒中的传热为径向稳态传热,井筒周围地层传热为非稳态传热;3)井筒和周围地层的热损失是径向的,不考虑井深方向的纵向传热;4)在热量传递过程中,忽略套管和油管热阻。

1.2 传热模型

以井口中心为坐标原点,竖直向下为正方向,在井筒上任意取段长为 dz 微元段(见图 1),水泥环外缘到流体的热流量为 dQ ,根据能量守恒方程得到微元体能量方程^[9]:

$$\frac{dT_t}{dz} = J \frac{dp}{dz} + \frac{1}{C_p} \frac{dH}{dz} = J \frac{dp}{dz} + \frac{1}{C_p} \left[\frac{dQ}{dz} - g \cos \theta - v \frac{dv}{dz} \right] \quad (1)$$

$$\text{其中} \quad \frac{dQ}{dz} = \frac{2\pi r_{to} U (T_h - T_t)}{W} \quad (2)$$

式中: T_t 为微元段流体温度, K; z 为微元段井筒深度, m; J 为焦耳-汤姆逊系数, K/MPa; p 为微元段压力, MPa; C_p 为流体定压比热容, J/(kg · K); H 为流体比焓, kJ/kg; Q 为交换热量, kJ; g 为重力加速度, m/s²; θ 为井斜角, (°); v 为流体速度, m/s; W 为流体质量流量, kg/s; r_{to} 为油管外半径, m; U 为总传热系数, W/(m² · K); T_h 为水泥环外缘温度, K。

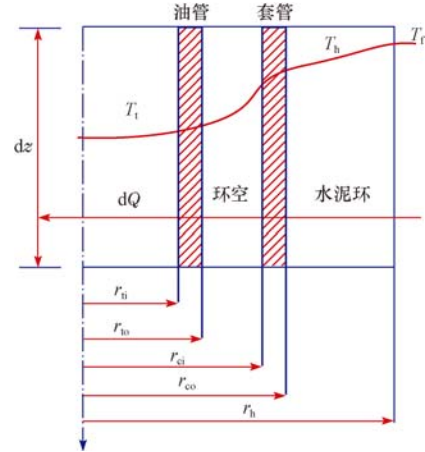


图 1 井筒流动及传热模型

Fig. 1 Model of wellbore flow and heat transfer

从地层到水泥环外缘的径向传热为非稳态传热,其热流量为 dQ ,根据能量守恒原理可得:

$$\frac{dQ}{dz} = \frac{2\pi k_e (T_f - T_h)}{W f(t)} \quad (3)$$

式中: T_f 为地层温度, K; k_e 为地层导热系数, W/(m · K); $f(t)$ 为瞬态传热函数。

联立式(1)、(2)和(3),消去 T_h 得:

$$\frac{dT_t}{dz} = J \frac{dp}{dz} + \frac{T_f - T_t}{A} - \frac{g \cos \theta}{C_p} - \frac{v dv}{C_p dz} \quad (4)$$

$$\text{其中} \quad A = \frac{C_p W}{2\pi} \left[\frac{k_e + f(t) r_{to} U}{r_{to} U k_e} \right] \quad (5)$$

1.3 质量守恒和压降模型

由于温度和压力对 CO₂ 密度影响较大,相应的 CO₂ 流速随温度和压力变化,需考虑其压缩性,质量守恒方程为:

$$\rho \frac{dv}{dz} + v \frac{d\rho}{dz} = 0 \quad (6)$$

式中: ρ 为流体密度, kg/m³。

由质量守恒定律和动量定理,可得油管内 CO₂ 流动压降计算公式为:

$$-\frac{dp}{dz} = \rho v \frac{dv}{dz} + \rho g \cos \theta + \frac{f \rho v^2}{4 r_{ti}} \quad (7)$$

式中: r_{ti} 为油管内半径, m; f 为管内摩擦系数。

摩阻系数采用 Chen 在 1979^[10] 年提出的摩阻系数的显式计算式,其适用于所有雷诺数和粗糙度:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2.0 \log \left[\frac{\frac{\epsilon}{D}}{3.7065} - \right]$$

$$\frac{5.0452}{\text{Re}} \lg \left[\frac{\left(\frac{\epsilon}{D} \right)^{1.1098}}{2.8257} + \frac{5.8506}{\text{Re}^{0.8981}} \right] \quad (8)$$

式中: ϵ 为管道平均粗糙度, m; Re 为流体雷诺数; D 为管内径, m。

CO_2 状态方程选用 Span-Wagner 计算模型, Span-Wagner 状态方程^[11-12]是采用亥姆霍兹自由能来计算 CO_2 流体状态, 当温度和压力为 500 K、30 MPa 时, 密度误差能够控制在 0.03%~0.05%, 在其他温度和压力下也能控制在 1.5%~3.0%。

亥姆霍兹自由能可以用 2 个相对独立的变量密度和温度来表示, 亥姆霍兹自由能可以分为理想部分和残余部分 2 部分, 其表达式为:

$$\Phi(\delta, \tau) = \Phi^0(\delta, \tau) + \Phi^r(\delta, \tau) \quad (9)$$

$$\text{其中} \quad \tau = T_c / T_i \quad (10)$$

$$\delta = \rho / \rho_c \quad (11)$$

式中: Φ 为亥姆霍兹自由能; Φ^0 为理想部分亥姆霍兹

兹自由能; Φ^r 为残余部分亥姆霍兹自由能; τ 为对比温度; δ 为对比密度; T_c 为临界温度, K; ρ_c 为临界密度, kg/m^3 。

2 物性计算模型

2.1 定压热容方程

定压热容求解方程为:

$$C_p(\delta, \tau) = \left[-\tau^2(\Phi_{\tau\tau}^0 + \Phi_{\tau\tau}^r) + \frac{(1 + \delta\Phi_{\delta}^r - \delta\tau\Phi_{\delta\tau}^r)^2}{1 + 2\delta\Phi_{\delta}^r + \delta^2\Phi_{\delta\delta}^r} \right] R \quad (12)$$

式中: R 为通用气体常数, 取值 $8.3145 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; 下标 τ 和 δ 分别为对 Φ^0 或 Φ^r 的一次或者二次偏导。

2.2 焦耳-汤姆逊系数

焦耳-汤姆逊系数求解方程如下所示:

$$J(\delta, \tau) = \frac{1}{R\rho} \left[\frac{-(\delta\Phi_{\delta}^r + \delta^2\Phi_{\delta\delta}^r + \delta\tau\Phi_{\delta\tau}^r)}{(1 + \delta\Phi_{\delta}^r - \delta\tau\Phi_{\delta\tau}^r)^2 - \tau^2(\Phi_{\tau\tau}^0 + \Phi_{\tau\tau}^r)(1 + 2\delta\Phi_{\delta}^r + \delta^2\Phi_{\delta\delta}^r)} \right] \quad (13)$$

式中: h_c 、 h_r 分别为环空流体的对流换热系数和热辐射传热系数, $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ 。

h_c 和 h_r 在所对应的井深处需要分别迭代计算。

3 算例分析

3.1 模型验证

已知江苏草舍油田草 8 井的井口注入温度和压力数据, 将井筒自上而下划分成多个微元段, 对于每一段压力、温度和 CO_2 物性参数耦合迭代计算, 收敛后进入下个微元段计算, 计算至井底。草 8 井基本计算参数见表 1^[8]。

在注 CO_2 之前, 用 MPS97 电子压力计对井底温度和静液压力进行测试, 其中井底温度为 381.15 K, 静压为 40.18 MPa。按表 1 中参数, 试注 CO_2 13 h 后, 实测井底压力 52.02 MPa, 实测井底温度为 374.15 K。通过模型计算得到井底压力和温度分别为 52.49 MPa 和 372.72 K, 其相对误差分别为 0.90% 和 0.38%。

注入一段时间后, 再进行一次井筒温度压力测试(见表 2), 其注入温度为 293.15 K, 注入压力 30 MPa, 注入速度为 21.17 t/d, 注入时间为 26.58 d。

2.3 黏度、导热系数

CO_2 气体的黏度和导热系数分别采用 Feng-hour 和 Vesovic 等人^[13-14]的计算方法, 常温常压下误差在 0.3% 以内, 高压时能控制在 5% 以内, 满足工程计算要求。 CO_2 气体的黏度和导热系数可以分为独立的 3 部分来表达:

$$\eta(\rho, T) = \eta_0(T) + \Delta\eta(\rho, T) + \Delta\eta_c(\rho, T) \quad (14)$$

式中: η 为黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; η_0 为零密度点黏度极限值, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; $\Delta\eta$ 为黏度的密度增量影响值, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; $\Delta\eta_c$ 为临界点黏度增加值, $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

$$\lambda(\rho, T) = \lambda_0(T) + \Delta\lambda(\rho) + \Delta\lambda_c(\rho, T) \quad (15)$$

式中: λ 为导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$; λ_0 为零密度点极限导热系数值, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$; $\Delta\lambda$ 为导热系统的密度增量影响值, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$; $\Delta\lambda_c$ 为临界点导热系数增加值, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ 。

2.4 总传热系数 U

由于油管和套管的导热系数很大, 且壁厚较薄, 可以忽略油套管造成的温降, U 的计算式可简化为:

$$U = \left[\frac{1}{h_c + h_r} + \frac{r_{io} \ln \left(\frac{r_h}{r_{co}} \right)}{k_{cem}} \right]^{-1} \quad (16)$$

表 1 基本计算参数

Table 1 Basic calculating parameters

钻井参数	数值	钻井参数	数值
井深/m	3 100	注气量/(t·d ⁻¹)	55.4
油管内径/mm	62	循环时间/h	0.54
油管外径/mm	73	地层热容/(J·kg ⁻¹ ·K ⁻¹)	837.279
套管内径/mm	124.37	地层导热系数/(W·m ⁻¹ ·K ⁻¹)	2.09
套管外径/mm	137	水泥环导热系数/(W·m ⁻¹ ·K ⁻¹)	0.52
井筒直径/mm	215.9	地层热扩散系数/(m ² ·s ⁻¹)	0.003 7
注入压力/MPa	24.5		
注入温度/K	253.15		
地表温度/K	288.15		
地温梯度/(K·m ⁻¹)	0.03		

从表 2 可以看出,计算数据与现场数据十分吻合,井筒中 9 个测试点与计算点压力、温度总的平均相对误差分别为 0.98%和 0.36%。

3.2 井筒温度压力因素分析

实现注 CO₂ 井筒温度压力准确预测不仅需要准确的模型,也需开展工艺参数的敏感性分析。利用所建模型和草舍油田草 8 井现场数据,进行工艺参数对井筒温度和压力的影响规律分析。

3.2.1 注入温度

利用表 1 现场基础数据,注入温度从 233.15 K

表 2 草 8 井注 CO₂ 井筒压力温度分布

Table 2 Distribution of wellbore pressure and temperature in the Well Cao 8 during CO₂ injection

井深/m	压力/MPa		相对误差, %	温度/K		相对误差, %
	测量值	计算值		测量值	计算值	
0	30.000	30.000	0	293.150	293.150	0
100	30.890	30.936	0.15	291.370	292.374	0.34
650	35.800	36.087	0.80	303.990	302.460	0.50
700	36.240	36.549	0.85	305.490	303.844	0.54
1 000	38.860	39.292	1.17	314.490	312.543	0.62
1 950	46.930	47.639	1.51	343.020	341.190	0.53
2 000	47.350	48.065	1.51	344.520	342.704	0.53
3 000	55.540	56.334	1.43	373.290	372.976	0.08
3 100	56.350	57.136	1.39	376.290	376.001	0.08

至 310.15 K,每次相差 20 K,分析其对井筒温度压力的影响规律,计算结果见图 2 和图 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,但随着井深增大影响程度减小,当井深达到 1 350 m 左右,井口注入温度对井筒温度几乎没有影响。

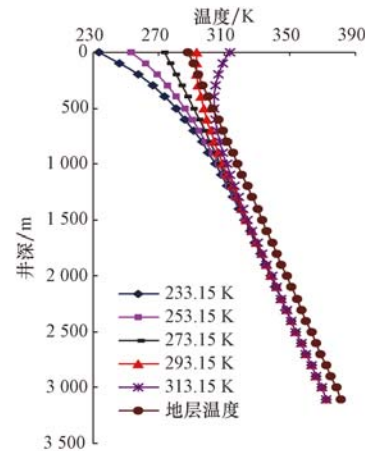


图 2 不同注入温度下井筒温度剖面
Fig. 2 Wellbore temperature profiles at different injection temperatures

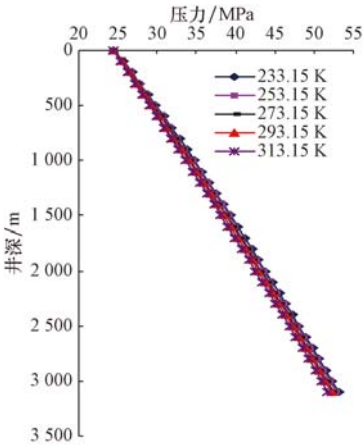


图 3 不同注入温度下井筒压力剖面
Fig. 3 Wellbore pressure profiles at different injection temperatures

从图 3 可以看出,随井口注入温度增大,井底压力降低。注入温度增大,CO₂ 密度减小,井底压力降低,因此可以通过降低注入温度提高井底压力。

从图 2 和图 3 可知,不同注入温度下,较深井段的井筒温度几乎相同,但压力差却逐渐增大,这是因

为:传热是径向传热,随着井深增加井口注入温度的影响逐渐耗散,较深井段主要受地层温度影响,因此到达一定井深时温度几乎不变。而井筒压力是每一段压力累计,井深1 350 m以浅井段注入温度升高, CO_2 密度小,压力梯度小,故累计至1 350 m有压力差。井深1 350 m以深井段压力差继续增大,因为井深1 350 m处有压力差,将井筒分段计算,井深1 350 m以深井段 CO_2 对温度压力敏感,井深1 350 m以深压力越来越大, CO_2 密度越来越高,造成较深井段压力差逐渐增大。

3.2.2 注入压力

利用表1现场基础数据,注入压力分别为15.0,20.0,24.5(现场原始数据),30.0,35.0 MPa,研究其对井筒温度和压力的影响规律,计算结果见图4和图5。从图4可以看出,注入压力变化对井筒温度几乎没有影响。从图5可看出,随井口注入压力增大,环空压力增大,且井底压力增幅略大于井口注入温度增幅。由此可见,通过井口注入压力调节井底压力是最有效的方法。

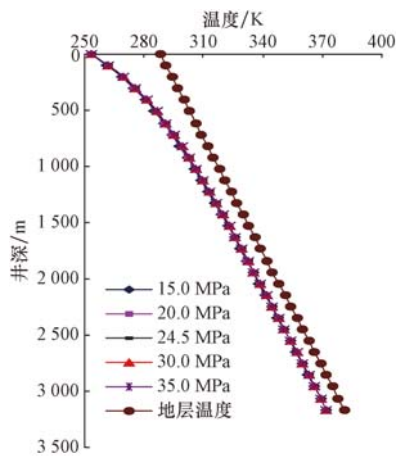


图4 不同注入压力下井筒温度剖面

Fig. 4 Wellbore temperature profiles at different injection pressure

3.2.3 注入速度

利用表1现场基础数据,注入速度从0.2 kg/s至1.0 kg/s,每次注入速度相差0.2 kg/s,研究其对井筒温度和压力的影响规律,计算结果见图6和图7。从图6可知,随井口注入速度增大,井筒温度降低。原因是注入速度增大,与地层热交换量减小。但从图7可知,随注入速度增大,井筒压力增大。这是因为是注入速度越大,井筒温度越低,井筒中 CO_2 密度越大,导致井筒压力变大。

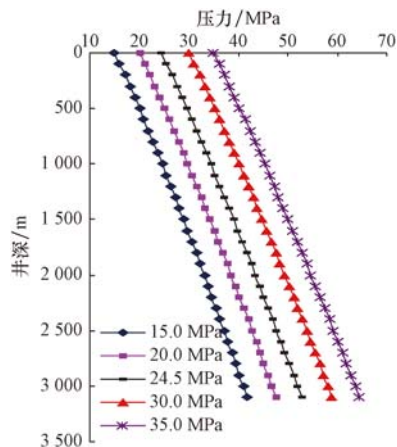


图5 不同注入压力下井筒压力剖面

Fig. 5 Wellbore pressure profiles at different injection pressure

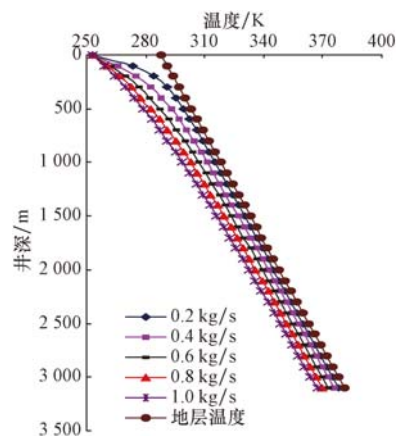


图6 不同注入速度下井筒温度剖面

Fig. 6 Wellbore temperature profiles at different injection velocity

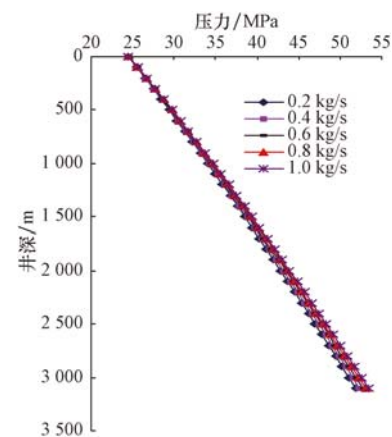


图7 不同注入速度下井筒压力剖面

Fig. 7 Wellbore pressure profiles at different injection velocity

3.2.4 注入时间

利用表1基础数据,注入时间分别为0.54(现

场原始数据), 2, 5, 20, 40, 80, 150, 300 d, 分析其对井底温度和压力的影响规律。从图 8 中可以看出, 起初随井口注入时间增加, 井底温度下降幅度较大; 随着注入时间继续增加, 井底温度降幅较小。当注入时间大于 50 d 时, 注入时间对井底温度影响很小。而随注入时间增大, 井底压力与温度变化呈相反趋势。因此, 在实际注入过程中, 要充分考虑井底压力和温度随注入时间的变化规律, 及时调整工艺参数, 保持井底压力和温度稳定。

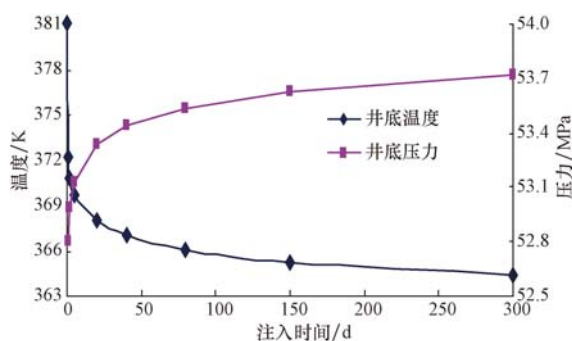


图 8 井底温度压力随注入时间变化曲线

Fig. 8 Curve of BHP and BHT with injection time

4 结 论

1) 采用基于赫姆霍兹自由能计算 CO₂ 物性的 Span-Wagner 状态方程, 将井筒传热、压力及 CO₂ 物性进行耦合计算, 建立了注 CO₂ 井井筒温度压力分布预测模型。

2) 利用所建预测模型预测的井筒中各点温度和压力的误差均小于 2%, 能满足现场工程计算需要。

3) 井口注入压力对井底压力影响最大; 井底压力随注入温度增大而减小, 随注入速度和时间增大而降低; 井底温度随注入速度和时间增大而减小, 但井口注入温度和注入压力对井底温度几乎没有影响。

4) 在注 CO₂ 现场进行井底压力和温度预测时, 特别要注意注入时间和注入温度对井底温度压力的影响, 提高注入效率。

参 考 文 献

References

- [1] Abdassah D, Siregar S. The potential of carbon dioxide gas injection application in improving oil recovery[R]. SPE 64730, 2000.
- [2] 何应付, 高慧梅, 周锡生. 改善特低渗透油藏注二氧化碳驱油效果的方法[J]. 断块油气田, 2011, 18(4): 512-515.
He Yingfu, Gao Huimei, Zhou Xisheng. Study on method for improving displacement effect of CO₂ drive in extra-low permeability reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18(4): 512-515.
- [3] 国殿斌, 房倩, 聂法健. 水驱废弃油藏 CO₂ 驱提高采收率技术研究[J]. 断块油气田, 2012, 19(2): 187-190.
Guo Dianbin, Fang Qian, Nie Fajian. Study on EOR of injection CO₂ for waterflooding abandoned reservoir[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2012, 19(2): 187-190.
- [4] 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.
- [5] 王庆, 吴晓东. CO₂ 注入井井筒温度压力剖面计算及影响因素研究[J]. 科学技术与工程, 2009, 9(18): 5330-5334.
Wang Qing, Wu Xiaodong. Study on temperature and pressure profiles and its influencing factors in CO₂ injection wellbore[J]. Science Technology and Engineering, 2009, 9(18): 5330-5334.
- [6] Paterson L, Lu M, Connell L, et al. Numerical modeling of pressure and temperature profiles including phase transitions in carbon dioxide wells[R]. SPE 115946, 2008.
- [7] Yasunami T, Sasaki K, Sugai Y. CO₂ temperature prediction in injection tubing considering supercritical condition at Yubari ECBM pilot-test[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2010, 49(4): 44-50.
- [8] 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.
Zhang Yong, Tang Renxuan. Study of distribution of wellbore pressure and temperature of CO₂ injection well[J]. Offshore Oil, 2007, 27(2): 59-64.
- [9] Hasan A, Kabir C. Aspects of wellbore heat transfer during two phase flow[R]. SPE 22948, 1994.
- [10] Chen N. An explicit equation for friction factor in pipe[J]. Industrial and Engineering Chemistry Research Fundamentals, 1979, 18(3): 296-297.
- [11] Span R, Wagner W. A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from the triple-point temperature to 1100 K at pressures up to 800 MPa[J]. Journal of Physical and Chemical Reference Data, 1996, 25(6): 1509-1596.
- [12] 邱正松, 谢彬强, 王在明, 等. 超临界二氧化碳钻井流体关键技术研究[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(2): 1-7.
Qiu Zhengsong, Xie Binqiang, Wang Zaiming, et al. Key technology on drilling fluid of super critical carbon dioxide[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(2): 1-7.
- [13] Fenghour A, Wakeham W. The viscosity of carbon dioxide[J]. Journal of Physical and Chemical Reference Data, 1998, 27(1): 31-43.
- [14] Vesovic V, Wakeham W, Olchoway G, et al. The transport properties of carbon dioxide[J]. Journal of Physical and Chemical Reference Data, 1990, 19(3): 763-808.