

# Study on CO<sub>2</sub> Corrosion Law along the Wellbore

Tao Ma, Xiaopeng Yang, Cundong Feng, Hao Lu, Yating Zhu, Xiaoyun Li

China Petroleum Pipeline Engineering Co. Ltd. International, Langfang Hebei  
Email: cppmatao@cnpc.com.cn

Received: Mar. 20<sup>th</sup>, 2019; accepted: Apr. 18<sup>th</sup>, 2019; published: Aug. 15<sup>th</sup>, 2019

---

## Abstract

A heat transfer model for CO<sub>2</sub> injection wellbore was established to calculate temperature and pressure distribution and study the wellbore corrosion in different depths and the law CO<sub>2</sub> corrosion along wellbore was obtained. The result shows that the corrosion product film plays a protective role on steel, the N80 steel corrosion rate decreases gradually along with the wellbore depth. CO<sub>2</sub> corrosion is easy to occur in the uneven surface of steel and cracks and small pits appear in matrix after removal of the product, the main components of corrosion products are FeCO<sub>3</sub>, etc.

## Keywords

Corrosion of CO<sub>2</sub>, Wellbore Corrosion, Heat Transfer Model, Corrosion Law

---

# 沿井筒CO<sub>2</sub>腐蚀规律研究

麻涛, 杨晓鹏, 冯存栋, 陆昊, 朱雅婷, 李晓云

中国石油管道局工程有限公司国际事业部, 河北 廊坊

作者简介: 麻涛(1989-), 男, 工程师, 主要从事石油管道企业工程管理方面的工作。

Email: cppmatao@cnpc.com.cn

收稿日期: 2019年3月20日; 录用日期: 2019年4月18日; 发布日期: 2019年8月15日

## 摘要

通过建立注CO<sub>2</sub>井筒的流动传热模型, 计算了井筒温度、压力分布, 并通过试验研究不同井深参数下的井筒腐蚀, 得出沿井筒CO<sub>2</sub>腐蚀规律。研究表明, 腐蚀产物膜对钢材有保护作用, N80钢的腐蚀速率沿井筒深度方向呈逐渐减小趋势; CO<sub>2</sub>腐蚀易发生在基体表面不平整处, 清除产物后基体出现裂纹和细小坑点, 腐蚀产物成分主要为FeCO<sub>3</sub>等复盐。

## 关键词

CO<sub>2</sub>腐蚀, 井筒腐蚀, 传热模型, 腐蚀规律

Copyright © 2019 by author(s), Yangtze University and Hans Publishers Inc.

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

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



Open Access

## 1. 引言

CO<sub>2</sub>注入井底可以降低原油黏度及油水界面张力、提高地层渗透率、改善油水流动比, 从而提高原油采收率[1] [2], 尤其对稠油油藏、低渗油藏、高含水油藏以及深层油藏具有良好的应用效果[3] [4] [5]。由于注入CO<sub>2</sub>中含有少量水分, 试验过程中发现注CO<sub>2</sub>井筒的腐蚀现象严重, 不同井深的腐蚀状况也有所不同。因此, 研究沿井筒的CO<sub>2</sub>腐蚀规律, 采取相应防腐措施, 对延长设备寿命、降低生产成本、提高油田开发经济性具有重要意义。

## 2. 井筒流动传热模型

### 2.1. 井筒物理模型

注CO<sub>2</sub>井筒由油管、套管和水泥环依次嵌套构成, 建立井筒中温度场、压力场计算模型。考虑井筒中流动传热的复杂性, 做如下假设: ① CO<sub>2</sub>的注入速率、压力保持不变; ② CO<sub>2</sub>在井筒内流动为一维流动, 同一截面温度、压力相同; ③ 从油管到水泥环外缘间的热量传递为稳态传热, 水泥环外缘到地层间为不稳定传热且不考虑沿井深方向的传热; ④ 忽略地层导热系数以及地层温度梯度沿井深方向的变化; ⑤ 忽略CO<sub>2</sub>相态变化, 恒为气态。

## 2.2. 井筒传热模型

井筒传热过程分为内管中心距水泥环外缘的稳态传热和水泥环外缘至地层的非稳态导热。

1) 油管中心距水泥环外缘的稳态传热

稳定传热关系式如下：

$$dQ = \frac{T_s - T_h}{R} dz \quad (1)$$

式中： $T_s$  为 CO<sub>2</sub> 流体温度，K； $T_h$  为水泥环外缘温度，K； $R$  为总传热热阻，m·K/W； $dz$  为单位井筒长度，m； $dQ$  为单位长度  $dz$  上的热损失，W。

若以内管外半径  $r$  为基准，热阻  $R$  关系式如下：

$$R = \frac{1}{2\pi r_2} \left[ \frac{r_2}{h_1 r_1} + \frac{r_2}{\lambda_{\text{tub}}} \ln \frac{r_2}{r_1} + \frac{1}{h_c + h_r} + \frac{r_{\text{co}}}{\lambda_{\text{cas}}} \ln \frac{r_{\text{co}}}{r_{\text{ci}}} + \frac{r_h}{\lambda_{\text{cem}}} \ln \frac{r_h}{r_{\text{co}}} \right] \quad (2)$$

式中： $h_1$  为流体与内管的对流换热系数，W/(m<sup>2</sup>·K)； $r_1$  为油管内半径，m； $\lambda_{\text{tub}}$  为油管导热系数，W/(m·K)； $r_2$  为油管外半径，m； $h_c$  为环空内自然对流换热系数，W/(m<sup>2</sup>·K)； $h_r$  为环空内辐射换热系数，W/(m<sup>2</sup>·K)； $\lambda_{\text{cas}}$  为套管的导热系数，W/(m·K)； $r_{\text{co}}$  为套管外径，m； $r_{\text{ci}}$  为套管内径，m； $\lambda_{\text{cem}}$  为水泥环导热系数，W/(m·K)； $r_h$  为水泥环外缘半径，m。

2) 水泥环外缘至地层的非稳态导热

属于不稳定传热，故热损失随着时间变化而变化。

$$dQ = \frac{2\pi\lambda_e(T_h - T_e)dz}{f(t)} \quad (3)$$

式中： $T_e$  为初始地层温度，K； $T_s$  为地表温度，K； $\lambda_e$  为地层导热系数，W/(m·K)； $f(t)$  为无量纲地层导热时间函数； $t$  为注多元热流体时间，h。

## 2.3. 压力场、温度场模型

1) 压力场模型

根据质量守恒与动量守恒方程，注 CO<sub>2</sub> 过程压力分布关系式如下：

$$\frac{dp}{dz} = \rho_m g - \frac{f \rho_m v^2}{2d} \quad (4)$$

式中： $p$  为注 CO<sub>2</sub> 过程中的压力，MPa； $d$  为注气管道内径，m； $v$  为管内流速；m/s； $f$  为摩擦阻力因数，1； $\rho_m$  为混合烟气的密度，kg/m<sup>3</sup>； $Re$  为雷诺数，1； $g$  为重力加速度，9.8 m/s<sup>2</sup>。

2) 温度场模型

单位长度上垂直井筒内的能量守恒方程关系式为：

$$\frac{dh}{dz} = g - q - \frac{d\left(\frac{1}{2}v^2\right)}{dz} \quad (5)$$

式中： $q$  为单位场地井筒径向热流密度，J/s； $h$  为单位质量流体的热焓，J/s。

由式(3)算得

$$\frac{dh}{dz} = \left(\frac{dh}{dT}\right)_p \frac{dT}{dz} + \left(\frac{dh}{dp}\right)_T \frac{dp}{dz} \quad (6)$$

联合式(5)、式(6)得:

$$\frac{dT}{dz} = \frac{1}{C_p} \left( g - q - \frac{d\left(\frac{1}{2}v^2\right)}{dz} \right) + \mu_j \frac{dp}{dz} \quad (7)$$

式中:  $C_p$  为定压热容, J/K;  $\mu_j$  为焦耳-汤姆森系数, K/MPa。

根据式(7)和井口初始参数, 利用 4 阶 Runge-Kutta 公式求解不同井深  $\text{CO}_2$  的温度、压力。

## 2.4. 计算实例

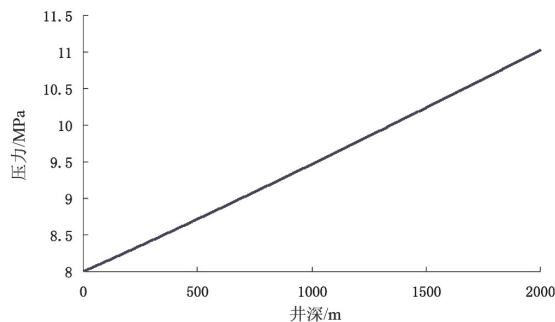
井筒采用直径  $2\frac{7}{8}$  in 标准油管 and 直径 7in 标准套管。其他具体参数见表 1。

**Table 1.** The wellbore parameters

**表 1.** 井筒参数

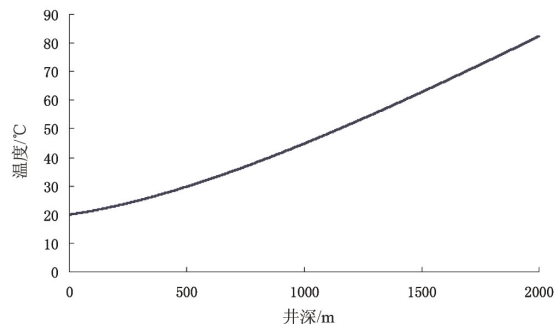
水泥环外 缘半径/m	油管导热系数 ( $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ )	油管外壁 辐射系数/1	套管外壁 辐射系数/1	套管导热系数 ( $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ )	水泥环导热系数 ( $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ )	注汽 时间/h	井口 温度/K	地层导热系数 ( $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$ )	管壁 粗糙度/1
0.12	45.7	0.9	0.9	45.7	0.35	240	293.15	1.72	$1.524 \times 10^{-5}$

当  $\text{CO}_2$  注入流量为 40 t/d, 注入温度为  $20^\circ\text{C}$ , 压力为 8 MPa 时, 沿井筒深度的温度场、压力场分布如图 1、图 2 所示。可以看出, 由于重力压降大于摩阻压降, 随着井筒深度的增加,  $\text{CO}_2$  压力呈增大趋势, 同时地层温度大于流体温度, 从地层向流体进行热传导,  $\text{CO}_2$  温度也随井深的增大而增大。



**Figure 1.** The distribution of wellbore pressure

**图 1.** 井筒压力分布



**Figure 2.** The distribution of wellbore temperature

**图 2.** 井筒温度分布

### 3. CO<sub>2</sub> 井筒腐蚀的试验研究

#### 3.1. 试验材料

选用油管常用材料 N80 钢作为试验材料；试验腐蚀介质采用油田注入的 CO<sub>2</sub> (含水量小于 8%)；试验装置采用自制的高温高压反应装置；试验处理试剂石油醚、乙醇、柠檬酸铵等采用分析纯标准试剂。

#### 3.2. 试验方法

将试验钢材加工成 50 mm × 10 mm × 3 mm 板状试样,用丝绸、棉花等去除表面油迹,再用沸程 60~90℃ 的石油醚清洗去油污后放入乙醇中进行脱水处理,干燥至恒重称重备用。将处理好的挂片放入反应容器后,选取不同井深处参数(温度、压力),注入 CO<sub>2</sub> 进行腐蚀试验,时间为 120 h。试验结束后,将试样置于 80℃ 的柠檬酸铵溶液中恒温 20 min 去除表面腐蚀产物,用蒸馏水冲洗试样,再用无水乙醇脱水烘干后即可进行测试分析。

#### 3.3. 试验结果及讨论

##### 3.3.1. 沿井筒腐蚀速率分析

从 N80 钢材在不同井筒深度下腐蚀的速率分布图(见图 3)可以看出,沿井筒深度方向腐蚀速率整体呈逐渐减小趋势。井口到 500 m 井深段,腐蚀速率变化不大,500 m 后腐蚀速率急剧减小。结合井筒温压分布认为:0~500 m 井深段流体温度较低、压力较小,试样钢材表面形成的腐蚀产物膜不能提供有效的保护作用;超过 500 m 时流体温度逐渐升高,压力较大,腐蚀产物膜致密,可以有效阻隔腐蚀介质与钢材表面的接触,腐蚀速率下降。

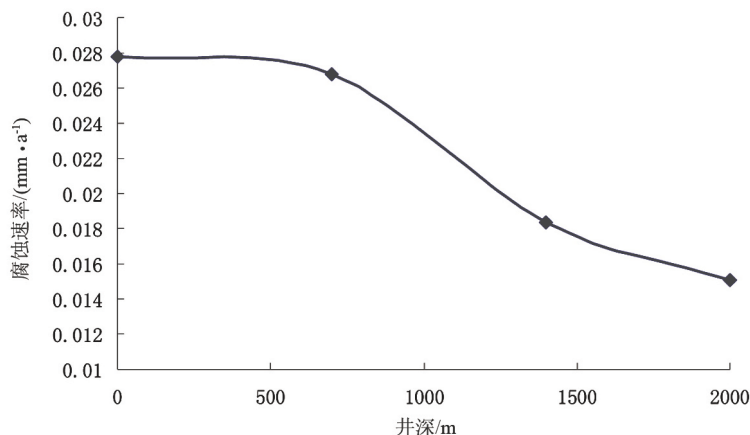


Figure 3. The distribution of N80 steel corrosion rate along the wellbore

图 3. N80 钢沿井筒深度的腐蚀速率分布

##### 3.3.2. 腐蚀产物分析

1) 形貌分析。图 4 为 N80 钢材在井筒 700 m 井深处的 SEM 电镜扫描照片。可以看出,试验后试样表面附着大量腐蚀产物,产物膜生成不均匀,易沿基体加工表面的磨痕棱处生长(见图 4(b)),经酸化去除腐蚀产物后基体表面凹凸不平,并出现大量裂纹,表面出现均匀孔隙(见图 4(c))。由此可见,CO<sub>2</sub> 腐蚀降低了 N80 钢材强度,易产生穿孔等现象,降低管道使用寿命。

2) 物相分析。图 5 为 N80 钢材在 700 m 井深处样品表面的 X 射线衍射能谱图(XRD)。分析表明,N80 钢材在注 CO<sub>2</sub> 井 700 m 井深处产生的 CO<sub>2</sub> 腐蚀产物膜由 FeCO<sub>3</sub> 等复盐构成。

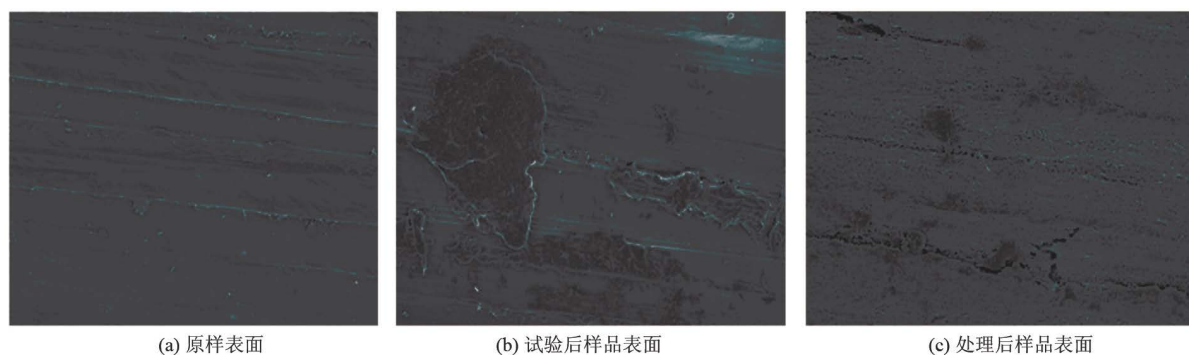


Figure 4. The SEM photos of corrosive samples

图 4. 腐蚀样品表面 SEM 照片

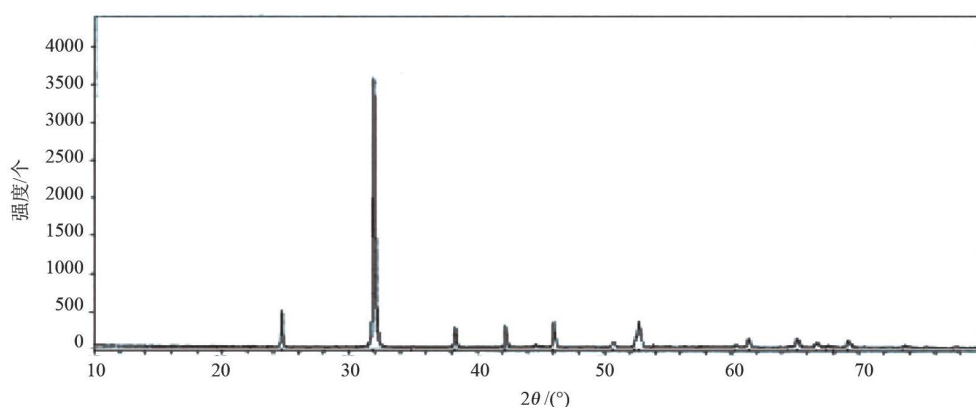


Figure 5. The XRD analysis of corrosive product

图 5. 腐蚀产物 XRD 分析

#### 4. 结论

1)  $\text{CO}_2$  对 N80 钢的腐蚀速率沿井筒深度方向呈逐渐减小趋势，低温低压段腐蚀产物膜疏松，不能起到有效的隔离保护作用，腐蚀速率较快；高温高压段腐蚀产物膜致密，腐蚀速率较慢。

2)  $\text{CO}_2$  腐蚀易发生在基体表面不平整处，清除产物后基体出现裂纹及细小坑点，腐蚀产物成分主要为  $\text{FeCO}_3$  等复盐。

#### 参考文献

- [1] 陶磊, 李兆敏, 张凯. 二氧化碳辅助蒸汽吞吐开采超稠油机理[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(1): 51-54.
- [2] 王庆, 吴晓东. 井口注入参数对  $\text{CO}_2$  注入井井底温度、压力影响研究[J]. 江汉石油职工大学学报, 2012, 25(4): 22-25.
- [3] 叶长青, 刘建仪, 胡世强, 等.  $\text{CO}_2$  气井井筒流动综合模型[J]. 天然气工业, 2007, 27(1): 95-96.
- [4] 李春福, 王斌. 超高温高压  $\text{CO}_2$  腐蚀研究理论探讨[J]. 西南石油学院学报, 2005, 27(1): 75-79.
- [5] 曾玉强, 李晓平, 王琴, 等. 注蒸汽开发稠油油藏中的井筒热损失分析[J]. 钻采工艺, 2006, 7(4): 44-46.

[编辑] 鲁大丽

### 知网检索的两种方式:

1. 打开知网首页: <http://cnki.net/>, 点击页面中“外文资源总库 CNKI SCHOLAR”, 跳转至: <http://scholar.cnki.net/new>, 搜索框内直接输入文章标题, 即可查询;  
或点击“高级检索”, 下拉列表框选择: [ISSN], 输入期刊 ISSN: 2471-7185, 即可查询。
2. 通过知网首页 <http://cnki.net/>顶部“旧版入口”进入知网旧版: <http://www.cnki.net/old/>, 左侧选择“国际文献总库”进入, 搜索框直接输入文章标题, 即可查询。

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: [jogt@hanspub.org](mailto:jogt@hanspub.org)