

基于 EWM-GRA 的腐蚀主控因素 分析与腐蚀模型建立

陈迪, 廖柯熹, 何国玺, 赵帅

(西南石油大学 石油与天然气工程学院, 成都 610500)

摘 要: **目的** 建立含硫管道腐蚀速率预测模型, 为防腐工作的开展提供依据。**方法** 基于熵权法 (EWM) 和灰色关联分析 (GRA) 理论, 对影响含硫天然气集输管道腐蚀的 18 个影响因素进行关联度计算, 确定腐蚀主要影响因素。针对主要影响因素, 设计正交模拟实验, 基于腐蚀机理和模拟实验结果, 建立腐蚀速率预测模型。**结果** 含硫管道腐蚀影响因素关联度最大的 4 个因素为 H_2S 分压 (0.7923)、 CO_2 分压 (0.6471)、温度 (-0.6208)、液体流速 (-0.6101), 与腐蚀速率呈强相关。基于关联度分析结果, 考虑 H_2S 分压、 CO_2 分压、温度、液体流速的影响, 设计了 4 因素 3 水平共 9 组模拟实验, 根据失重法计算得到腐蚀速率。基于腐蚀机理和实验数据, 得到 H_2S/CO_2 共存条件下, 考虑温度和液体流速影响的腐蚀预测模型。与实验结果对比, 预测模型的相对误差在 5% 以内。**结论** 对于该含硫管道, 腐蚀速率的主要影响因素为 H_2S 分压、 CO_2 分压、液体流速、介质温度。基于腐蚀机理和模拟实验结果建立的腐蚀速率预测模型能较好地预测腐蚀速率, 为现场防腐工作的开展提供参考依据。

关键词: 熵权法; 灰色关联分析; 管道腐蚀; 影响因素; 权重计算; 预测模型

中图分类号: TG172.3 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2019)06-0268-06

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2019.06.032

Analysis of Corrosion Main Influencing Factors Based on EWM-GRA and Corrosion Model Establishment

CHEN Di, LIAO Ke-xi, HE Guo-xi, ZHAO Shuai

(College of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

ABSTRACT: To establish a corrosion rate prediction model for sulfur-containing pipelines and provide a basis for anti-corrosion work. Based on the Entropy Weight Method (EWM) and Grey Relational Analysis (GRA) theory, the correlation factors of 18 influencing factors affecting the corrosion of sulfur-containing natural gas gathering pipelines were calculated to determine the main influencing factors of corrosion. According to the main influencing factors, orthogonal simulation experiments were designed, and the corrosion rate prediction model was established based on the corrosion mechanism and simulation results. The four factors with the greatest correlation between the corrosion factors of sulfur-containing pipelines were: H_2S par-

收稿日期: 2018-12-10; 修订日期: 2019-01-02

Received: 2018-12-10; Revised: 2019-01-02

基金项目: 国家自然科学基金 (51674212)

Fund: Supported by the National Science Foundation of China (51674212)

作者简介: 陈迪 (1995—), 男, 硕士, 主要研究方向为油气储运安全工程。

Biography: CHEN Di (1995—), Male, Master, Research Focus: oil & gas storage and transportation safety engineering.

通讯作者: 廖柯熹 (1970—), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为油气管道完整性管理。邮箱: liaokxswpi@163.com

Corresponding author: LIAO Ke-xi (1970—), Male, Doctor, Professor, Research focus: oil and gas pipeline integrity management.
E-mail: liaokxswpi@163.com

tial pressure (0.7923), CO₂ partial pressure (0.6471), temperature (-0.6208), and liquid flow rate (-0.6101), which were strongly correlated with corrosion rate. Based on the results of correlation analysis, considering the influence of H₂S partial pressure, CO₂ partial pressure, temperature and liquid flow rate, a total of 9 simulation experiments were carried out with 4 factors and 3 levels, and the corrosion rate was calculated according to the weight loss method. Based on the corrosion mechanism and experimental data, a corrosion prediction model considering the influence of temperature and liquid flow rate under the condition of H₂S/CO₂ coexistence is obtained. Compared with the experimental results, the relative error of the prediction model is within 5%. For the sulfur-containing pipeline, the main influencing factors of corrosion rate are H₂S partial pressure, CO₂ partial pressure, liquid flow rate, and medium temperature. The corrosion rate prediction model based on the corrosion mechanism and simulation results can predict the corrosion rate well and provide a reference for the on-site anti-corrosion work.

KEY WORDS: entropy weight method; gray relative analysis method; pipe corrosion; influence factor; weight calculate; prediction model

我国含硫气藏由于存在大量的气田水, 同时伴有较高的 H₂S 和 CO₂, 面临着严重的腐蚀问题。目前含硫管道腐蚀速率预测模型较少, 研究含硫集输管道腐蚀的主要影响因素和腐蚀机理, 建立考虑主要腐蚀影响因素的腐蚀速率预测模型, 对于更有针对性地开展防腐工作具有重要意义^[1]。

影响含硫管道内腐蚀的因素众多, 可分为管道材质和表面状态、流体介质性质、管内运行参数等 3 个主要的方面^[2]。各因素之间相互影响与制约, 使得腐蚀速率与影响因素间的关系难以用简单的多元函数表达^[3]。找到影响含硫管道腐蚀的主要因素, 忽略次要影响因素, 建立只考虑主要腐蚀影响因素的腐蚀预测模型, 既可以保证腐蚀预测模型具有较高的精确度, 又能大幅度简化模型的建立过程。目前针对腐蚀影响因素的研究, 通常使用的方法有层次分析法和灰色关联分析法。层次分析法非常依赖专家的主观经验评判, 未充分利用客观信息, 导致结果的主观性和偶然性太强。原始的灰色关联分析法计算关联度是采用平均处理或专家赋权, 使权重计算结果最具有一定的主观性。腐蚀速率预测模型的建立, 目前主要从两方面开展研究, 即基于大量数据的智能预测算法以及基于少量实验数据和腐蚀机理的经验模型。文献[4-6]介绍了使用 BP 神经网络、遗传算法、粒子群算法预测腐蚀速率的方法。智能算法精度较高, 但是需要大量的样本数据, 进行复杂的训练后才能进行预测, 使用过程复杂, 且难以搜集到足够的样本数据。在建立经验模型时, 目前主要是根据经验确定腐蚀速率预测模型中的影响因素, 而不是在客观分析影响腐蚀速率的多种因素后, 根据各因素对腐蚀速率影响程度的大小, 确定预测模型中的影响因素, 在影响因素的选择上具有一定的主观性。如李全安提出的 CO₂/H₂S 共存条件下, 考虑温度和 pH 值的腐蚀速率预测经验模型^[7], 只需要少量实验数据就可确定公式中的待定系数, 需要的样本少, 使用简单。该模型并未论证只考虑 H₂S 分压、CO₂ 分压、温度、pH 对腐蚀速率的影响, 而忽略其他影响因素的合理性。

文中首先运用熵权法-灰色关联法对 18 个腐蚀影响因素进行关联度计算, 熵权法充分利用各影响因素所提供的信息来确定客观权重, 消除原始灰色关联法具有的主观性。根据关联度大小, 确定出 4 个腐蚀主控因素, 作为腐蚀速率预测模型中的自变量, 减少模型中的变量个数, 降低预测模型建立的难度, 并避免了在选择腐蚀影响因素时具有的主观性。然后在考虑主控因素条件下, 分析腐蚀机理以及每个主控因素对腐蚀的影响, 建立 H₂S/CO₂ 共存条件下, 考虑温度和液体流速影响的腐蚀速率预测模型。将模型预测结果与实验结果进行对比, 结果表明, 建立的预测模型具有较高的准确性。

1 腐蚀主控板因素分析

1.1 熵权法

熵权法是一种根据各指标所含信息量的多少来确定指标权重的客观赋权法。基于信息论基本原理, 系统的有序程度可由信息来度量, 无序程度可由熵来度量。某一评价指标的信息熵越小, 该指标的有序程度越大, 提供的信息量也越大, 在综合评价中所起的作用就越大, 权重就应该越高。反之, 则权重应该越小^[8]。

令每个腐蚀速率与其对应腐蚀影响因素的值构成一组腐蚀速率数据, 利用熵权法计算影响因素客观权重的步骤如下所述。

构建初始指标矩阵:

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & \cdots & x_{1n} \\ \vdots & & \vdots \\ x_{m1} & \cdots & x_{mn} \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中: m 为腐蚀速率数据的组数; n 为影响因素的个数; x_{ij} 为第 i 组腐蚀速率数据的第 j 个影响因素的值 ($i = 1, 2, \cdots, m; j = 1, 2, \cdots, n$)。

由于影响腐蚀速率的各个指标的量纲不同, 数值差异较大。为了使数据具有可比性, 需要对指标进行标准化 (即无量纲化) 处理:

$$z_{ij} = x_{ij} / \sum_{i=1}^m x_{ij} \quad (2)$$

式中: z_{ij} 为第 i 组腐蚀速率数据的第 j 个影响因素无量纲化后的值。

由此, 可得到标准化处理后的指标矩阵:

$$\mathbf{Z} = (z_{ij})_{m \times n} \quad (3)$$

根据信息熵的定义计算各影响因素差异度 h_j :

$$h_j = 1 - \frac{e_j}{\ln m} e_j = - \sum_{i=1}^m z_{ij} \ln z_{ij} \quad (4)$$

第 j 个影响因素的客观权重为:

$$w_j = h_j / \sum_{j=1}^n h_j \quad (5)$$

1.2 灰色关联法

灰色关联法是一种根据因素之间发展趋势的相似或相异程度来衡量因素间关联程度的方法。在系统发展过程中, 两因素变化的一致性越高, 即同步变化程度越高, 则二者的相关程度越高^[9]。

设有 m 组腐蚀速率数据, 每组数据的影响因素为 n 个, 规范化后的影响因素数据为 x_1, x_2, \dots, x_m 。 $x_i = [x_i(1), x_i(2), \dots, x_i(n)]$, $i=1, 2, \dots, m$ 。令 x_0 为每组数据对应的腐蚀速率, 灰色关联法计算 x_0 与 x_i 关于第 k 个影响因素的公式为:

$$\eta_i(k) = \frac{A_{\min} + \rho A_{\max}}{A_i(k) + \rho A_{\max}} \quad (6)$$

公式(6)中: $A_{\min} = \min_i \left[\min_k (|x_0(k) - x_i(k)|) \right]$;

$A_{\max} = \max_i \left[\max_k (|x_0(k) - x_i(k)|) \right]$; ρ 为分辨系数, 取值越小, 关联系数之间的差异越大, 分辨能力越强。

第 i 个腐蚀影响因素与腐蚀速率之间的关联度为:

$$\gamma_i = \frac{1}{m} \sum_{k=1}^m w_k \xi_i(k) \quad (7)$$

式中: w_k 为权重。在经典灰色关联法关联度计算中, 一般取专家给定的权重, 但这样影响评价结果的客观程度。文中采用熵权法赋予每个腐蚀影响因素客观权重, 去除计算结果的主观性, 保证关联度计算结果的准确度。

通常情况下, 根据关联度数值的绝对值大小, 将相关强度分为 5 个等级^[10], 见表 1。根据这一原理, 计算各腐蚀影响因素与腐蚀速率之间的关联度, 选取关联度大于 0.6 的因素为腐蚀主控因素。

表 1 相关强度等级
Tab.1 Relation level

Relation value	Relation level
0.8~1.0	Extremely strong relation
0.6~0.8	Strong relation
0.4~0.6	Medium intensity relation
0.2~0.4	Weak relation
0.0~0.2	Extremely weak or no relation

1.3 影响因素关联度计算

文中研究了某含硫管道 H_2S 分压 (P_{H_2S})、 CO_2 分压 (P_{CO_2})、流型 (ID)、气体流量 (QG)、液体流量 (QLT)、气体壁面剪切力 (TG)、液体壁面剪切力 (TT)、气体流速 (UL)、液体流速 (UG)、管道倾角 (AN)、持液率 (HOL)、pH 值 (pH)、总压 (P)、气体密度 (ROG)、表面张力 (SIG)、温度 (t)、气体黏度 (VISG)、液体黏度 (VISL) 共 18 个参数与腐蚀速率之间的关联度。

由于天然气集输管道的流动过程为气液两相流动, 其流动过程的传热、传质、动量传递等过程非常复杂, 且部分流动参数, 如壁面剪切力、流型、持液率等, 用现有技术手段无法直接测量^[11]。为得到影响因素的沿线分布, 采用世界领先的 OLGA 非稳态多相流模拟软件, 模拟得到因素沿线的分布情况。基于超声导波检测系统测量的壁厚与管道服役时间计算得到腐蚀速率。

通过对 26 组腐蚀速率的分析, 计算得到每个因素的权重如图 1 所示, 关联度如图 2 所示。计算结果显示, 关联度大于 0.6 的影响因素为: H_2S 分压 (0.7923)、

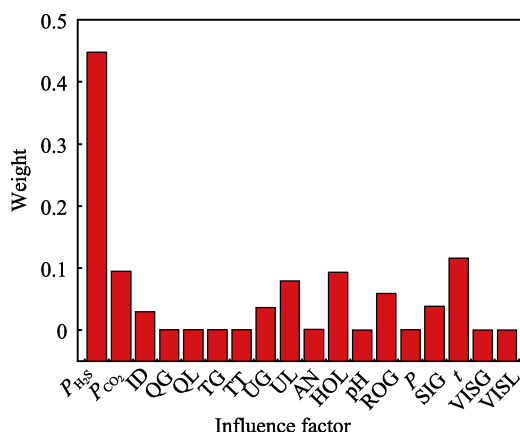


图 1 各因素权重
Fig.1 Weights of factors

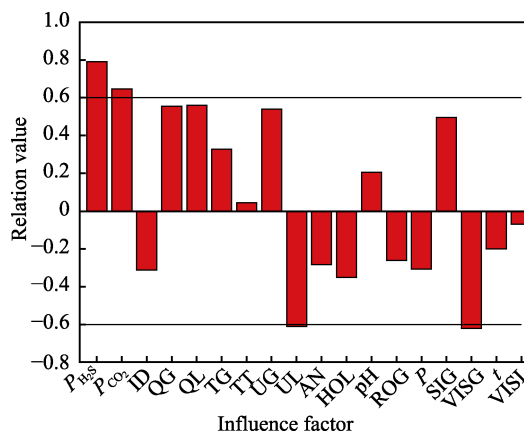


图 2 各因素关联度
Fig.2 Relation value of factors

CO₂ 分压 (0.6471)、温度 (-0.6208)、液体流速 (-0.6101)，相关强度为强相关。其余影响因素的关联度小于 0.6，与腐蚀速率的相关性较小。图 3 为腐蚀速率与对应的 H₂S 分压、CO₂ 分压、温度、液体流速的变化趋势。可以看出，H₂S 与腐蚀速率的变化趋势最为接近。从整体上看，腐蚀速率与 H₂S 分压与 CO₂ 分压呈正相关，与温度和液体流速呈负相关。根据 EWM-GRA 关联度计算结果，选择 H₂S 分压、CO₂ 分压、温度、液体流速这四个因素作为腐蚀速率预测模型中的自变量。

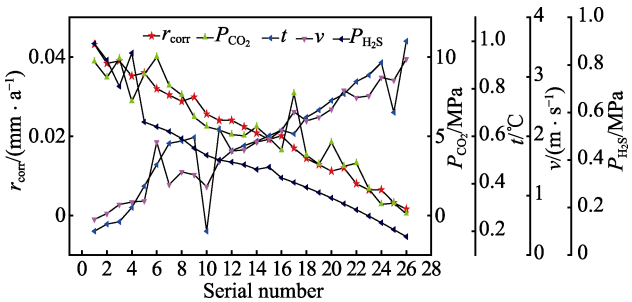


图 3 腐蚀速率与四个因素的变化趋势
Fig.3 Corrosion rate and trend of four factors

2 实验

2.1 实验条件

采用高温高压动态反应釜来模拟输送过程，采用失重法计算腐蚀速率，设计了 4 因素 3 水平共 9 组正交实验，实验材料为 L360 管线钢。选择实验介质时，含硫气藏采出水中主要含 Mg²⁺、Ca²⁺、Na⁺、HCO₃⁻、

Cl⁻等，文中是针对 H₂S、CO₂、温度和流速对钢的腐蚀研究，HCO₃⁻会影响 CO₂ 的溶解度，而存在的 Mg²⁺、Ca²⁺，会与溶解后的 CO₂ 发生反应，产生垢 (MgCO₃、CaCO₃)，从而减缓腐蚀，影响实验结果的精确度。因此在实验过程中，只考虑 Cl⁻的影响，常用的 Cl⁻溶液为 NaCl 溶液。在 Cl⁻为 3.5% 时，碳钢腐蚀速率最大，腐蚀最为严重^[12-13]，因此选择 3.5% 的 NaCl 溶液作为实验介质。腐蚀主要影响因素的取值范围：H₂S 和 CO₂ 分压范围为 0.1~0.3MPa，温度范围为 30~70 ℃，流速范围为 3~7 m/s，每组实验时长为 72 h。

2.2 实验结果与分析

实验结果见表 2。分析每个因素对腐蚀速率的影响，如图 4 所示。腐蚀速率随 P_{H2S} 和 P_{CO2} 的增大而增大，随 t 和 v 的增大而减小。

表 2 正交实验结果
Tab. 2 Orthogonal test results

Test number	P _{H₂S} / MPa	P _{CO₂} / MPa	t / ℃	v / (m·s ⁻¹)	Corrosion rate / (mm·a ⁻¹)
1	0.1	0.1	30	3	0.622
2	0.1	0.2	50	5	0.538
3	0.1	0.3	70	7	0.615
4	0.2	0.1	50	7	0.369
5	0.2	0.2	70	3	0.536
6	0.2	0.3	30	5	1.027
7	0.3	0.1	70	5	0.358
8	0.3	0.2	30	7	0.447
9	0.3	0.3	50	3	1.019

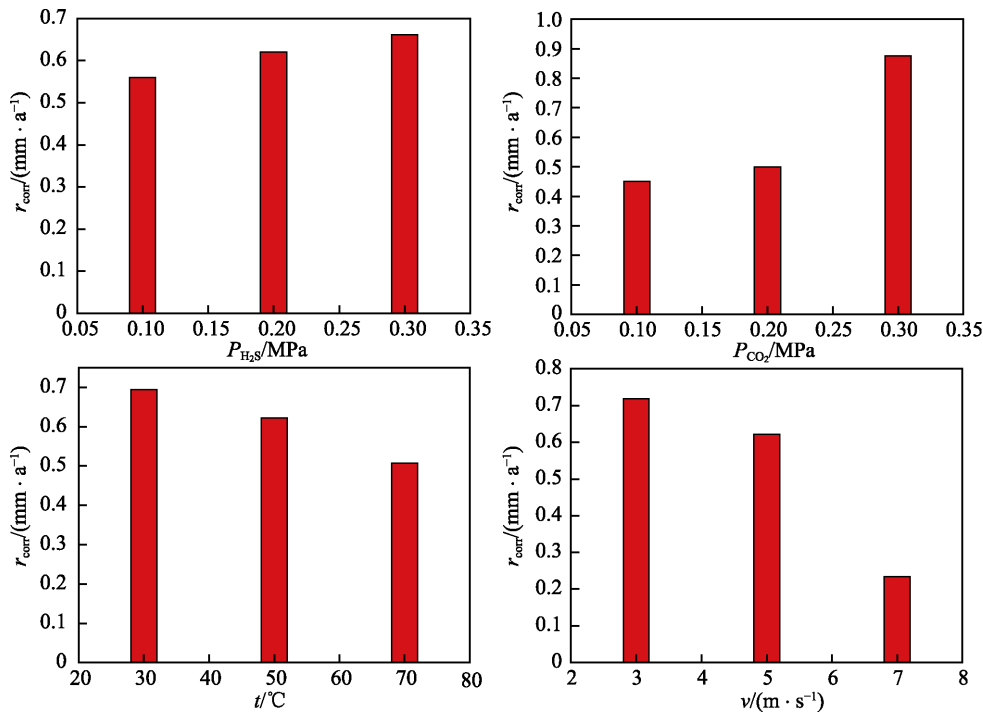


图 4 四种因素对腐蚀速率的影响
Fig.4 Effect of four factors on corrosion rate

根据分析每个因素对腐蚀速率的影响,推断腐蚀最严重的条件: H_2S 分压为 0.3 MPa, CO_2 分压为 0.3 MPa, 温度为 30 °C, 流速为 3 m/s。为验证推论,设计该条件下的验证实验。实验结果表明,其腐蚀速率最大,为 1.244 mm/a,推断得到验证。

3 建立腐蚀预测模型

3.1 腐蚀机理分析

基于熵权法-灰色关联分析腐蚀影响因素权重计算结果,在 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 共存条件下,腐蚀主控因素为 H_2S 分压 $P_{\text{H}_2\text{S}}$ 、 CO_2 分压 P_{CO_2} 、液体流速 v 、介质温度 t 。因此,可以建立 $P_{\text{H}_2\text{S}}$ 、 P_{CO_2} 、 v 、 t 为自变量,腐蚀速率 r_{corr} 为因变量的腐蚀速率预测模型,该模型可用式(8)表示:

$$r_{\text{corr}} = k \cdot f(P_{\text{H}_2\text{S}}, P_{\text{CO}_2}, v, t) \quad (8)$$

式中: k 为系数; f 是 $P_{\text{H}_2\text{S}}$ 、 P_{CO_2} 、 v 、 t 的函数。

根据化学动态平衡理论,四个影响因素可以分别独立考虑, r_{corr} 可以改写为式(9):

$$r_{\text{corr}} = k' \cdot f_{\text{H}_2\text{S}}(P_{\text{H}_2\text{S}}) \cdot f_{\text{CO}_2}(P_{\text{CO}_2}) \cdot f_v(v) \cdot f_t(t) \quad (9)$$

根据式(9),两边取对数,可得:

$$\ln r_{\text{corr}} = c + \ln f_{\text{H}_2\text{S}}(P_{\text{H}_2\text{S}}) + \ln f_{\text{CO}_2}(P_{\text{CO}_2}) + \ln f_v(v) + \ln f_t(t) \quad (10)$$

式(10)中, r_{corr} 与 $P_{\text{H}_2\text{S}}$ 、 P_{CO_2} 、 v 、 t 的关系是独立建立的,通过实验数据和多元回归即可建立函数关系式,即腐蚀速率预测模型。现分别讨论四个影响因素对腐蚀速率的影响。

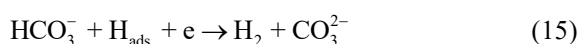
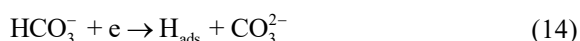
1) $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 的影响。对于 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 共存的腐蚀介质,两者均会参与腐蚀。国内外有大量关于 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 共存下的腐蚀机理,其中广为接受的是 Mishra 提出的腐蚀机理^[14]。

阳极反应

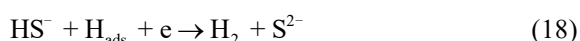


阴极反应

对于 CO_2 :



对于 H_2S :



$\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 的分压比决定了腐蚀主导因素。当

$P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}} > 500$ 时, CO_2 是腐蚀主导因素;当 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}} < 500$ 时, H_2S 是腐蚀主导因素^[15]。

当 CO_2 是主导因素时,同时考虑 H_2S 对腐蚀速率的影响,得到的腐蚀速率计算公式为:

$$\ln r_{\text{corr}} = C + 0.67 \times \left[1 - \exp\left(\frac{E}{P_{\text{H}_2\text{S}}}\right) \right] \times \ln P_{\text{CO}_2} \quad (19)$$

当 $P_{\text{CO}_2}/P_{\text{H}_2\text{S}} < 500$ 时,考虑 CO_2 对腐蚀速率的影响,得到的腐蚀速率计算公式为:

$$\ln r_{\text{corr}} = a \times (\ln P_{\text{H}_2\text{S}})^2 + b \times \ln P_{\text{H}_2\text{S}} + c \times \ln P_{\text{CO}_2} \quad (20)$$

2) 流速的影响。流速较低时,管材主要发生电化学腐蚀。较高的介质流速则会抑制管材内表面腐蚀产物膜的形成,或者将已经形成的腐蚀产物膜冲刷掉。对于输送介质为酸性气体的天然气集输管道,为保证气体具有一定的携液能力,同时避免因气体流速过高造成缓蚀剂不易粘附到管壁上,其流速一般为 6~8 m/s。在此条件下,腐蚀速率的对数与速率呈近似线性关系^[16-17],即:

$$\ln r_{\text{corr}} = a \times V + c \quad (21)$$

3) 温度的影响。对于集输管道,气体输送温度接近管道埋深处的地温。当温度低于 100 °C 时,根据阿雷尼乌斯关系式, r_{corr} 与 t 的关系为^[7]:

$$\ln r_{\text{corr}} = \frac{cEa}{Rt} \quad (22)$$

式中: R 为气体常数; Ea 为化学反应活化能, J/mol。

4) 腐蚀速率预测模型。基于上述分析,可得到 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 共存条件下,考虑温度和流速影响的腐蚀速率预测模型为:

$$\ln r_{\text{corr}} = C + \frac{aEa}{RT} + bv + 0.67 \times \left[1 - \exp\left(\frac{E}{P_{\text{H}_2\text{S}}}\right) \right] \times \ln P_{\text{CO}_2} + c \times (\ln P_{\text{H}_2\text{S}})^2 + d \times \ln P_{\text{H}_2\text{S}} + e \times \ln P_{\text{CO}_2} \quad (23)$$

式中: C 、 a 、 b 、 c 、 d 、 e 为常数; Ea 为化学反应活化能, J/mol; R 为气体常数; T 为温度, K; P_{CO_2} 为 CO_2 分压, MPa; $P_{\text{H}_2\text{S}}$ 为 H_2S 分压, MPa。根据实验数据进行多元回归拟合,即可确定式中的常数。

3.2 确定待定系数

根据正交实验数据,通过多元回归分析,求出待定系数,最终得到的腐蚀模型如式(24)。将验证实验的条件带入该模型,得到的预测腐蚀速率值为 1.198 mm/a,与实验值相比相对误差为-3.7%。

$$\ln r_{\text{corr}} = 1.532 - \frac{747.409}{T} - 0.097 \times v + 1.042 \times (\ln P_{\text{H}_2\text{S}})^2 + 4.275 \times \ln P_{\text{H}_2\text{S}} - 0.069 \times \ln P_{\text{CO}_2} \quad (24)$$

与 9 组正交实验数据对比,模型预测结果误差控制精度在 5% 以内,见表 3。

表 3 预测结果误差
Tab.3 Prediction error

Test number	Predicted corrosion rate/(mm·a ⁻¹)	Test corrosion rate/(mm·a ⁻¹)	Relative error/%
1	0.635	0.6220	-2.1
2	0.516	0.5376	4.1
3	0.640	0.6148	-4.1
4	0.353	0.3691	4.4
5	0.521	0.5358	2.7
6	0.987	1.0272	3.9
7	0.364	0.3582	-1.6
8	0.459	0.4467	-2.7
9	1.000	1.0187	1.8

4 结语

文中基于熵权法-灰色关联法，确定了某含硫管道影响腐蚀的主控因素为 H₂S 分压、CO₂ 分压、温度、液体流速，确定了建立腐蚀预测模型时应该考虑的因素。基于腐蚀机理，建立了 H₂S/CO₂ 共存条件下，考虑温度和流速影响的腐蚀速率预测模型，基于正交实验结果和多元回归理论确定了预测模型中的待定系数数值。建立的腐蚀预测模型在实验参数范围内，相对误差在 5% 以内，具有较高的精度，能满足工程应用的要求。

参考文献

[1] 艾志久, 范钰玮, 赵乾坤. H₂S 对油气管材的腐蚀及防护研究综述[J]. 表面技术, 2015, 44(9): 108-115.
AI Zhi-jiu, FAN Yu-wei, ZHAO Qian-kun. Review on H₂S corrosion of oil gas tubing and its protection[J]. Surface technology, 2015, 44(9): 108-115.

[2] 姚权珂. 磨溪气田集气管道内腐蚀预测方法研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2012.
YAO Quan-ke. Study on internal corrosion prediction method in gas gathering pipeline of Moxi gas field[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012.

[3] 谭才渊, 殷启帅, 杨进, 等. 渤海某油田 L80 油管腐蚀机理研究[J]. 表面技术, 2017, 46(3): 236-245.
TAN Cai-yuan, YIN Qi-shuai, YANG Jin, et al. Corrosion mechanism of L80 tubing in a Bohai oilfield[J]. Surface technology, 2017, 46(3): 236-245.

[4] 许宏良, 殷苏民. 基于改进 BP 神经网络优化的管道腐蚀速率预测模型研究[J]. 表面技术, 2018, 47(2): 177-180.
XU Hong-liang, YIN Su-min. Prediction model of pipeline corrosion rate based on improved BP neural network[J]. Surface technology, 2018, 47(2): 177-180.

[5] 胡松青, 石鑫, 胡建春, 等. 基于 BP 神经网络的输油管道内腐蚀速率预测模型[J]. 油气储运, 2010, 29(6): 448-450.
HU Song-qing, SHI Xin, HU Jian-chun, et al. BP neural network-based prediction model for internal corrosion rate of oil pipelines[J]. Oil & gas storage and transportation, 2010, 29(6): 448-450.

[6] LIAO Ke-xi, YAO Quan-ke, WU Xia, et al. A numerical

corrosion rate prediction method for direct assessment of wet gas gathering pipelines internal corrosion[J]. Energies, 2012(5): 3894-3907.

[7] LI Quan-an, BAI Zhen-quan, HUANG De-zhi, et al. Predictive model for corrosion rate of oil tubes in CO₂/H₂S coexistent environment part I: Building of model[J]. Journal of Southwest Jiaotong University, 2004, 12(2): 141-147.

[8] GUAN B W, CHEN S F, XIONG R, et al. Grey correlation entropy method to analyze corrosion fatigue of concrete pavement[J]. Journal of Wuhan University of Technology, 2011, 33(10): 30-29.

[9] 舒洁, 吴冠霖, 齐昌超. 川渝地区天然气管道腐蚀影响因素的灰关联分析及应用[J]. 管道技术与设备, 2018, 26(2): 45-47.
SHU Jie, WU Guan-lin, QI Chang-chao. Grey relational analysis and application of corrosion influence factors of natural gas pipeline in Sichuan and Chongqing region[J]. Pipeline technique and equipment, 2018, 26(2): 45-47.

[10] CHEN F L, OU T Y. Gray relation analysis and multilayer functional link network sales forecasting model for perishable food in convenience store[M]. [s. l.]: Pergamon press, 2009(1): 7054-7063.

[11] 潘峰, 陈双庆. 基于 OLGA 的起伏湿气集输管道水力特性研究[J]. 当代化工, 2017, 46(3): 511-513.
PAN Feng, CHEN Shuang-qing. Research on hydraulic characteristics of undulating terrian wet gas gathering and transportation pipeline based on OLGA[J]. Contemporary chemical industry, 2017, 46(3): 511-513.

[12] 胡永碧, 谷坛. 高含硫气田腐蚀特征及腐蚀控制技术[J]. 天然气工业, 2012, 32(12): 92-96.
HU Yong-bi, GU Tan. Corrosion features and corrosion control technologies in high-sulfur gas fields[J]. Natural gas industry, 2012, 32(12): 92-96.

[13] 吴明, 宗月, 谢飞, 等. 模拟海水中 Cl⁻浓度对 Q235 和 X70 管线钢腐蚀行为的影响[J]. 金属热处理, 2017, 42(2): 62-66.
WU Ming, ZONG Yue, XIE Fei, et al. Effect of chloridion concentration on corrosion behavior of Q235 and X70 pipeline steel in simulated seawater[J]. Heat treatment of metals, 2017, 42(2): 62-66.

[14] MISHRA B, HASSAAN S A, OLSON D L, et al. Development of a predictive model for activation-controlled corrosion of steel in solutions containing carbon dioxide[J]. Corrosion, 1997, 53(11): 852-859.

[15] 刘智勇. 典型材料油气田腐蚀实验评价方法[M]. 北京: 科学出版社, 2016.
LIU Zhi-yong. Evaluation method for corrosion test of typical materials in oil and gas fields[M]. Beijing: Science Press, 2016.

[16] 王霞, 唐佳, 陈玉祥, 等. 流速对 L360 管线钢在 H₂S/CO₂ 环境中腐蚀行为的影响[J]. 表面技术, 2018, 47(2): 158-163.
WANG Xia, TANG Jia, CHEN Yu-xiang, et al. Effect of flow velocity on corrosion behavior of L360 pipeline steel in H₂S/CO₂ enviroment[J]. Surface technology, 2018, 47(2): 158-163.

[17] HARA T, ASAH I H, SUEHIRO Y, et al. Effect of flow velocity on carbon dioxide corrosion behavior in oil and gas environments [J]. Corrosion engineering, 2000, 56(8): 860-866.