

管线腐蚀与防护势态的灰色评估研究

董泽华¹ 罗逸¹ 郑家桢¹ 俞敦义¹ 李铁成²

(1. 华中科技大学化学系 武汉 430074; 2. 东北输油管理局 沈阳 110030)

摘要 分析了影响输油管线防护状态的 4 项因子即管地电位、阴极保护电位、土壤中碳钢腐蚀电流密度以及防腐层电阻的统计分布特征,发现它们分别服从正态分布或对数正态分布;且新旧两条输油管线的管地电位与防腐层绝缘电阻的均值与方差具有显著性差异,而土壤腐蚀电流密度与阴极保护电位则不构成显著差异.应用灰色决策(灰靶)理论对管线综合势态和运行风险进行了分级和评估,为减少管道腐蚀事故和管道的预防性维修提供依据.

关键词 输油管线 统计分析 灰色评估 腐蚀失效

中图分类号 TG174.3 **文献标识码** A **文章编号** 1002-6495(2001)06-0355-04

GREY ASSESS AND STATISTIC ANALYSIS OF CORROSION STATUS OF LONG - DISTANCE OIL PIPELINE

DONG Zehua¹, LUO Yi¹, ZHENG Jiashen¹, YU Dunyi¹, LI Tiecheng²

(1. Chemistry Department Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074;

2. Dongbei Oil Movement Bureau, Shenyang 110030)

ABSTRACT Most underground long - distance oil pipelines have overrun the designed lifetime presently. Therefore, hazard estimation and prediction of aged pipelines is more imperative than before. In the present paper, mathematical statistical analyses and sample distribution assumption test of four factors i. e. Pipe - Earth Potential (φ_{PE}), Cathodically Protected Potential (φ_{CP}), Corrosion Current Density (i_{soil}) of steel(16Mn steel) in soil and Coating Resistance (R_{coat}) were accomplished, the results characterized good reliability and correlation between them and the protection status of pipeline. Furthermore, the i_{soil} and φ_{CP} had same distribution in either new pipeline or old pipeline. In contrast, the φ_{PE} and R_{coat} were submitted to different distribution. Then, a gray target identification model was used to assess and classify the comprehensive corrosion and protection status of the oil pipeline. The result indicated the classification is useful to the preventive repair on pipeline.

KEY WORDS oil pipeline, gray target identification, hazard assessment, corrosion invalidation

由土壤、细菌、杂散电流等引起的输油管道腐蚀失效是影响管道安全的主要因素.据东北输油管理局统计,近 30 年来,由腐蚀造成的破坏约占全部失效的 30~40%.最大限度抑制腐蚀,减少腐蚀事故发生,延长管道使用寿命,是管道运行管理的重要内容.

腐蚀调查和现场开挖表明,管道腐蚀的严重程度首先取决于防腐层的质量,同时与阴极保护的运

行参数以及土壤的腐蚀性密切相关^[1,2].为此,现场采用了 4 项非破坏性检测指标,即管地电位、土壤腐蚀性、防腐层绝缘电阻和阴极保护电位来表征管道的腐蚀与防护势态,并对管道的风险等级进行评估^[3,4].但由于输油管线防护等级的评估没有标准模式,所以评分标准也只能人为确定.本文应用统计模型对新旧管线的 4 项指标的差异显著性进行检验,然后通过灰色决策理论^[5,6]计算了这 4 项指标对输油管道系统可靠性的影响系数,并根据计算结果建立综合评估的等级标准.

1 测试方法

以变频~选频法测量输油管线防腐层绝缘电阻

基金项目:中国石油天然气总公司基金资助项目(研 99-105)

收到初稿:2000-09-19;收到修改稿:2001-03-08

作者简介:董泽华,男,1968 年生,博士,讲师.

Tel:027-87543432 E-mail:corrtest@mail.hust.edu.cn

$R_{coat}^{[1]}$;以碳钢在土壤中的腐蚀电流密度 i_{soil} 表征土壤腐蚀性,测试装置为腐蚀所 CMS-1510C 腐蚀测量仪,电极为 3 片同材质 16Mn 钢,规格为 100 mm×50 mm×5 mm,埋片水平位置距管线 1 m,深度 0.4 m.极化幅度为 ±10 mV.

管地电位 φ_{PE} 测量采用地表参比法,测量管线测试桩相对饱和硫酸铜电极(CSE)的开路电位.测试在关闭阴极保护 24 h 后进行;阴极保护电位 φ_{CP} 测试采用同样方法,但测量时不关闭阴极保护.

根据 t 检验方法,假设两正态总体分别服从 $N(\mu_1, \sigma_1^2)$ 和 $N(\mu_2, \sigma_2^2)$ 的正态分布,其样本均值分别为 $\hat{\mu}_1, \hat{\mu}_2$, 样本容量及样本方差分别为 n_1, n_2 和 s_1^2, s_2^2 .

如果

$$\hat{\mu}_1 - \hat{\mu}_2 < -t_\alpha(n_1 + n_2 - 2) s_w \sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2}},$$

$$s_w^2 = \frac{(n_1 - 1)s_1^2 + (n_2 - 1)s_2^2}{n_1 + n_2 - 2} \quad (1)$$

则认为正态总体均值在水平 α 下有 $H_1: \mu_1 < \mu_2$ 成立,两总体均值 μ_1 和 μ_2 具有显著差异.后面均采用 t 法来判断在 $\alpha = 0.05$ 水平下新老管线的四项指标均值是否具有显著性差异.而采用 F 检验来判断新老管线的方差齐次性.

2 测试结果与分析

2.1 现场数据分析

将新老管线近 800 个测试点的 $\varphi_{PE}, i_{soil}, R_{coat}$ 及 φ_{CP} 等数据,按所处位置绘于图 1.

长输油管沿线阴极保护站点大约每 50 km 一个,在两端的保护电流汇入口,电位较负,而中间部分电位理论上应接双曲函数下降^[1],但从图 1 看,由于防腐层泄流, φ_{CP} 实际呈锯齿形;而 R_{coat} 与 i_{soil} 的数值也较为分散.将图 1 中的 4 项因子进行统计分析,并绘成样本概率分布图(图 2~图 4).为简化模型,这里假定现场数据均来自同一样本空间.

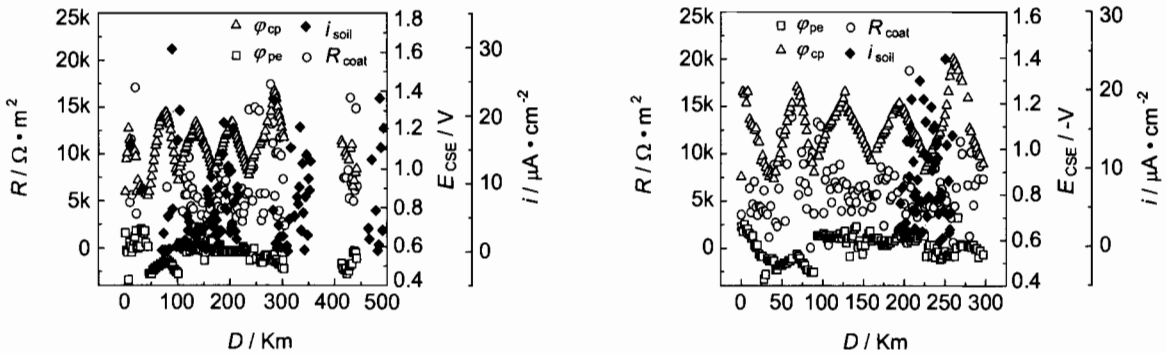


Fig. 1 Distribution of four factors of Qingtie Pipeline (left: old pipeline, right: new pipeline)

R_{coat} : Coating Resistance, i_{soil} : Corrosion Current Density in Soil, φ_{PE} : Pipe - Earth Potential, φ_{CP} : Cathodically Protected Potential

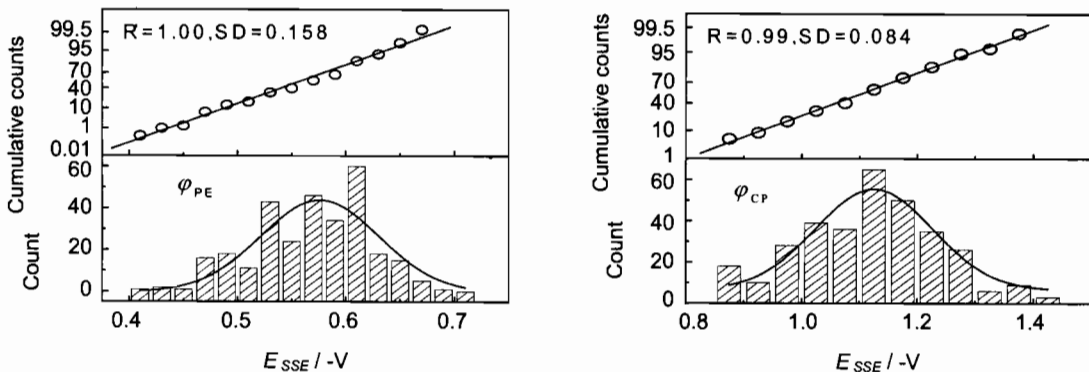


Fig. 2 Histogram and probabilities of φ_{PE} (left) and φ_{CP} (right)

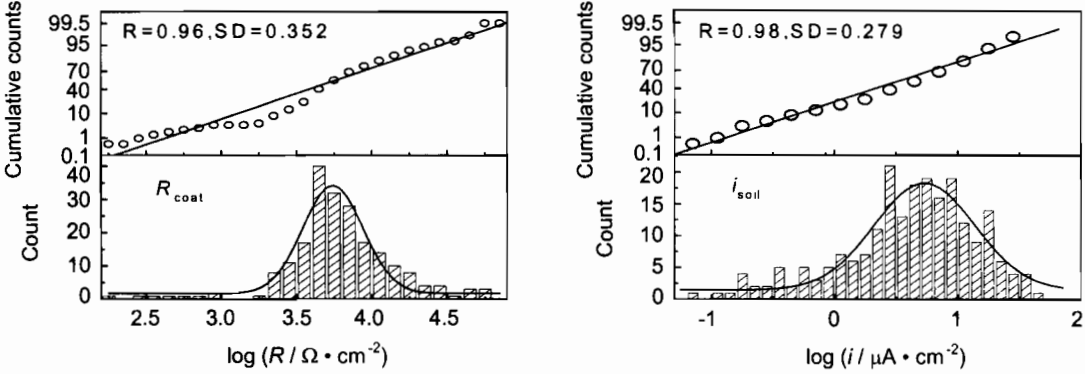


Fig. 3 Histogram and probabilities of R_{coat} (left) and i_{soil} (right)

2.1.1 统计分布曲线 图2为管地电位 φ_{PE} (左)与阴极保护电位 φ_{CP} (右)的直方图(下部)以及累积概率分布(上部)图,直方图的高斯拟合以及累积分布线性拟合的结果表明,二者均较好地符合正态分布,图中R表示回归系数,SD表示标准偏差。

图3为管线涂层电阻率(左)与腐蚀电流密度(右)统计分布图,二者均服从对数正态分布,但从线性拟合的R值来看,其线性度不及管地电位与阴极保护电位的相应值。表明用对数正态分布拟合仍有一些误差,特别是在涂层电阻率累计分布左侧已明显偏离线性。另外,涂层电阻与腐蚀电流密度服从对数正态分布表明它们具有较大离散性,即管道沿线防腐层性能与土壤腐蚀性差异均较大。

2.1.2 管道因子分析 新老两条输油管线的4项因子部分统计参数见表1。

表1中,老线管地电位 φ_{PE} 的均值要比新线负13 mV,但由于现场数据存在一小部分数据远离平均值的现象,因此采用众数 λ (对应于概率密度最大的变量 x 值)更为合理,表1中老线的 λ 比新线的 λ 要负25 mV,由于沿管线分布的宏电池效应,管地电位负的区域显然作为阳极区而受到较严重的腐蚀。

Table 1 Statistic parameters of four factors of Corrosion & protection

	Old pipeline			New pipeline		
	$\hat{\mu}$	λ	S^2	$\hat{\mu}$	λ	S^2
$\varphi_{PE} / -V_{CSE}$	0.570	0.582	0.054	0.557	0.547	0.0521
$i_{coat} / \mu A \cdot cm^{-2}$	6.53	3.98	5.92	6.68	3.74	6.62
$R_{coat} / \Omega \cdot m^2$	5675	3464	3233.	6569	4342	3731.
$\varphi_{CP} / -V_{CSE}$	1.086	1.053	0.115	1.119	1.105	0.119

$\hat{\mu}$ - mean value, λ - median, S^2 - standard deviation

采用式(1)进行新老管线正态分布的 t 检验,计算表明在 $\alpha = 0.05$ 时,新老管线总体均值 μ 具有显著差异,而 F 检验表明在 $\alpha = 0.05$ 时它们的总体方差 σ^2 无显著差异,二者具有方差齐次性。

表1中,由于老线的电流泄漏较新线大,使阴极保护电位 φ_{CP} 随保护距离下降较快,因此老线保护电位的 λ 和 $\hat{\mu}$ 均小于新线,但在 $\alpha = 0.05$ 下, t 检验表明老线与新线保护电位的均值并没有显著差异。且二者均小于 $-0.85 V_{CSE}$,表明它们处于良好保护状态。

新老管线防腐层电阻服从对数正态分布(图3),从它们的众数 λ 和均值 $\hat{\mu}$ (见表1)来看,老线防腐层电阻要小于新线。将原始数据取对数后,对均值 $\hat{\mu}$ 在 $\alpha = 0.05$ 的 t 检验表明,新线防腐层电阻的 $\hat{\mu}$ 显著大于老线,即新线防护势态要较老线好。 $\alpha = 0.05$ 水平下的 F 检验表明新线的 S^2 大于老线,即新线的数据离散性较大。

图3中碳钢在土壤中的腐蚀电流密度也具有对数正态分布特征。它们的样本方差 S^2 甚至比 $\hat{\mu}$ 大,表明数据离散性极大,即管道沿线的土壤腐蚀性差异很大, t 检验表明两条管线的土壤腐蚀性并没有显著性差异。

2.2 灰色评估

应用常规方法进行系统评估时,要求预先给出标准模式,再根据已知条件,划分出被评估对象的等级,由于输油管线防护等级的评估没有标准模式,分级难以进行。灰靶理论的优势就在于没有标准模式下完成对象分级。它先设定一个灰靶,然后应用灰靶理论在灰靶中找到靶心,并构成标准模式,最后计算各对象的靶心接近度来进行划分^[5]。

灰靶靶心采用上限测度 $r_i^{(j)} = u_i^{(j)} / r_{max}^{(j)}$ 、下限测度 $r_i^{(j)} = u_i^{(j)} / r_{min}^{(j)}$ 和适中效果测度 $r_i^{(j)} =$

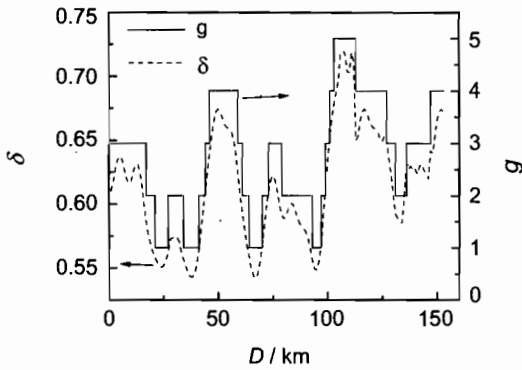


Fig. 4 Target propinquity and Grade of pipeline versus distance

$\min\{u_i^{(j)}, u\} / \max\{u_i^{(j)}, u\}$ 来构造^[5], 其中 $0 \leq r_i^{(j)} \leq 1$, $u_i^{(j)}$ 为第 i 根桩第 j 个因子的白化值; $u_{\max}^{(j)}$ 为整条管线第 j 个因子的最大白化值; $u_{\min}^{(j)}$ 为整条管线第 j 个因子的最小白化值. 根据现场阴极保护要求, 选用 $u = 0.95V_{\text{CSE}}$ 作为适中值. 对于防腐层电阻, 值越大, 则管道防腐性能越好, 采用上限测度; 对于腐蚀电流密度和管地电位绝对值, 值越小则越好, 采用下限测度; 而对于阴极保护电位, 过高过低均不好, 采用适中测度.

据此, 可以构造灰靶靶心 $\Theta = \{u_{\max}^{(1)}, u_{\min}^{(2)}, u_{\min}^{(3)}, u\}$, 其中 $u^{(1)}$ 为防腐层电阻最大白化值, $u^{(2)}$ 为碳钢腐蚀电流密度最小白化值, $u^{(3)}$ 为管地电位最小白化值, u 为阴极保护电位适中值.

定义靶心接近度 $\delta = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N u(k) W(k)$, $N = 4$, 这里 $u(k)$ 为第 k 个因子的测度, $W(k)$ 为第 k 个因子的权重, 其值根据文献确定^[4]. 另外根据现场管理的需要, 将管线防护等级 g_i 划分为 5 级, $g_i =$

$\frac{\delta_i - \min(\delta_i)}{\max(\delta_i) - \min(\delta_i)} \times 5$, i 为桩号, g_i 越大, 防护等级越高.

图 4 为老管线在 0~120 km 间所有测试点的 δ_i 和 g_i 的计算结果. 在 0~20 km 段, 管线综合防护势态 g_i 为 3 级, 45~60 km 段为 4 级, 表明此段管线运行状态良好, 而 20~40 km 段, 等级仅为 1~2 级, 即管线在此处有发生腐蚀的趋势, 在检修中应予以重点检查.

3 结论

1 管地电位、阴极保护电位服从正态分布, 而防腐层电阻与土壤腐蚀电流密度则服从对数正态分布. 反映管线潜在腐蚀性的管地电位新线要较老线正, 而反映防护性能的防腐层电阻则是新线显著大于老线. 表明新线运行状态要优于老线.

2 采用了灰色分级方法对管线综合防护能力进行分级和评估, 该方法可为管道腐蚀趋势预测以及预防性维修提供依据.

参考文献:

- [1] 俞蓉蓉, 蔡志章. 地下金属管道的腐蚀与防护. 北京: 石油工业出版社, 1998. 167
- [2] 王强. 地下金属管道的腐蚀与阴极保护. 西宁: 青海人民出版社, 1984. 235
- [3] C L Durr, J A Beavers. Techniques For Assessment of Soil Corrosivity. Corrosion '98, Houston, TX: NACE. Paper 667, 1998
- [4] W Kent Muhlbaucer. Pipeline Risk Management Manual. Gulf Publishing Company. 1992. 217
- [5] 邓聚龙. 灰色系统基本方法. 武汉: 华中理工大学出版社, 1987. 165
- [6] 易得生, 郭萍. 灰色理论与方法. 北京: 石油工业出版社, 1992. 307