双腐蚀缺陷管道剩余强度计算方法

崔铭伟[1]，魏登峰[2]，高嘉喜[3]，封子艳[1]，易冬蕊[1]，
张书勤[1]，张月明[1]，曹学文[4]

（1.陕西延长石油（集团）有限责任公司研究院，西安 710075；
2.延长油田股份有限公司吴起采油厂，延安 716000；
3.延长油田股份有限公司，陕西 延安 716000；4.中国石油大学（华东），山东 青岛 266580）

摘 要：目的 建立低保守性双腐蚀缺陷管道剩余强度的计算方法。**方法** 利用非线性有限元分析的数值仿真方法，对含有双腐蚀缺陷管道剩余强度进行分析，并验证了分析方法的可靠性。计算了轴向间距对带有相同腐蚀缺陷深度、长度，不同腐蚀缺陷深度、长度，以及具有不同环向间距或不同轴向间距的交叉位置双腐蚀缺陷管道失效压力的影响，首次提出了双腐蚀缺陷相互作用系数的概念，并将其应用到双腐蚀缺陷管道失效压力的计算中。**结果** 当轴向间距超过一定数值时，双腐蚀缺陷因相互作用而消失，只有在轴向间距非常小或两轴向腐蚀接触时，双腐蚀缺陷才有可能达到或接近完全相互作用。在相互作用范围内，双腐蚀缺陷的相互作用随轴向间距呈对数关系变化。当双腐蚀轴向投影完全重合时，腐蚀环向间距对双腐蚀缺陷相互作用的影响不大；当双腐蚀轴向投影未完全重合时，环向间距对双腐蚀缺陷相互作用的影响不可忽略。当双腐蚀缺陷之间存在一定环向间距时，双腐蚀缺陷的相互作用随轴向间距先增大后减小。**结论** 提出的相互作用系数概念能够解决交互影响双腐蚀缺陷管道失效压力的计算问题。

关键词：双腐蚀缺陷；剩余强度；非线性有限元法；完全相互作用；相互作用系数；计算方法
中图分类号：TG172 **文献标识码：**A **文章编号：**1001-3660(2016)08-0050-06
DOI：10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2016.08.009

Calculation Method for Residual Strength of Pipeline with Double Corrosion Defects

CUI Ming-wei[1], *WEI Deng-feng*[2], *GAO Jia-xi*[3], *FENG Zi-yan*[1], *YI Dong-rui*[1], *ZHANG Shu-qin*[1], *ZHANG Yue-ming*[1], *CAO Xue-wen*[4]

(1.Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Company Limited, Xi'an 710075, China; 2.Wuqi Oil Production Plant, Yanchang Oil Field Co., Ltd, Yan'an 716000, China; 3.Yanchang Oil Field Co., Ltd, Yan'an 716000, China; 4.China University of Petroleum (Eastern China), Qingdao 266580, China)

ABSTRACT: Objective To establish a method for the calculation of the residual strength of the pipeline with low conservation and double corrosion defects. **Methods** The residual strength of the pipeline with double corrosion defects was analyzed by nonlinear finite element analysis method. The reliability of the method was verified by experiments. The influence of the axial distance on the failure pressure of double corrosion defects in the pipeline with the same corrosion depth and length and the different corrosion depth and length at the cross position with different ring spacing or axial distance were calculated. The concept of the interaction coefficient of double corrosion defects was proposed for the first time, and it was applied to the calculation of

收稿日期：2016-02-25；修订日期：2016-05-30
Received：2016-02-25；**Revised**：2016-05-30
基金项目：延长石油项目（ycsy2016ky-A-17）
Fund：Supported by the Yanchang oil filed Fund Project (ycsy2016ky-A-17)
作者简介：崔铭伟（1983—），男，博士，工程师，研究方向为油气田地面集输。
Biography：CUI Ming-wei (1983—), Male, Doctor, Engineer, Research focus: oil and gas field surface gathering.

the failure pressure of the double corrosion defects. **Results** The results showed that when the axial spacing exceeded a certain value, the interaction of double corrosion defects disappeared. Double corrosion defects were likely to reach or close to the full interaction only when the axial distance was very small or the two axial corrosion contacted. In the range of interaction, the interaction of double corrosion defects changed with the axial distance. When the axial projection of double corrosion was completely coincident, the corrosion ring spacing had little effect on the two corrosion defects. When the axial projection of double corrosion was not completely coincident, the effect of the ring spacing on the double corrosion defects was not negligible. When there was a certain ring spacing between two corrosion defects, the interaction of two corrosion defects increased first with the axial distance and then decreased. **Conclusion** The proposed concept of the interaction coefficient can solve the calculation of the failure pressure of the pipeline with double corrosion defects.

KEY WORDS: double corrosion defects; residual strength; nonlinear finite element method; complete interaction; interaction coefficient; calculation method

油气集输管道中的腐蚀缺陷一般由多个腐蚀缺陷构成，各个腐蚀缺陷之间或者互相叠加，或者相邻，这两种存在方式均会影响真实腐蚀缺陷管道的极限内压荷载。当前，主要腐蚀评价规范 ASME-B31G[1—5]、DNV RP-F101[6]和 PCORRC[7]方法等，大都以单腐蚀缺陷管道为研究对象而发展并完善，往往忽略了多腐蚀缺陷之间的相互作用以及对腐蚀管道极限内压荷载的影响，将多腐蚀缺陷近似成单腐蚀缺陷进行计算，导致采用上述腐蚀评价方法得出的管道极限内压荷载非常保守，由此导致腐蚀管道不必要的维修和更换，造成重大的经济损失。

早在 1992 年，O'Grady 等[8—9]就提出了多点腐蚀缺陷管道相互作用准则，认为点蚀间距如果大于 25.4 mm，或环向距离大于 6 倍壁厚时，点蚀之间不发生相互作用，该研究成果得到了 ASME-B31G 标准的认可，并应用到了该方法中。而 2001 年，Coulson、Hopkins[10—11]给出了不同的相互作用准则，即点蚀轴向间距大于 3 倍壁厚时，点蚀之间不发生相互作用，该研究成果得到了 ASME B31G—2009，ASME B31G—2012 标准的认可，并应用到了最新的 ASME B31G 标准中。但是 Benjamin、Andrade 等人[12—15]于 2006、2007 年针对多点群腐蚀缺陷管道开展的实验和数值仿真研究成果证实，依据仅考虑腐蚀间距为相互作用准则的 ASME-B31G 及其改进版本对相互作用腐蚀缺陷管道的评价过于保守。许多科研工作者提出了不同的双腐蚀缺陷相互作用准则，但大多为定性研究，许多研究结论甚至相互矛盾，可靠性有待进一步的工程或实验验证，因此开展双腐蚀缺陷管道剩余强度评价工作显得十分必要。

1　数值仿真可靠性验证

针对文献[16]中的实验数据，用数值仿真计算失效压力，计算结果与误差结果见图 1。从图 1 可以看出，计算误差均较小，在 4%以内，绝大部分误差在 1%以内，说明应用非线性有限元法研究群腐蚀管道失效压力的计算方法是可行的。

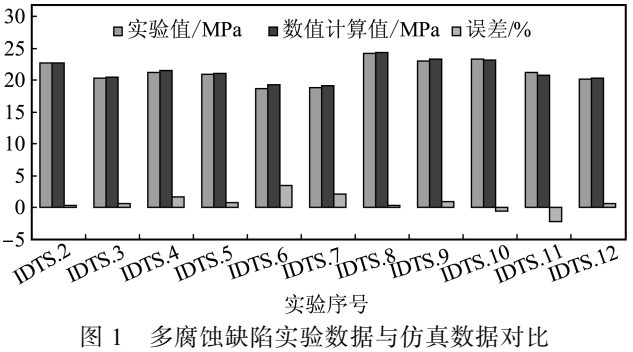


图 1　多腐蚀缺陷实验数据与仿真数据对比

Fig.1 Comparison between experimental data and simulation data in complex corrosion pipeline

2　管道数据

研究以 X65 管线钢管道为对象。X65 管线钢的性能参数如表 1 所示，表 2 列出了数值仿真的 100 例数据，包括双腐蚀缺陷参数和数值仿真得到的失效压力。表 2 中 k_1 表示腐蚀缺陷深度系数，k_2 表示腐蚀缺陷长度系数，轴向间距系数=l_d/l_s，l_d 为轴向间距（mm），k_1、k_2、l_s 由（1）—（3）式计算：

$$l_s = \sqrt{Dt} \tag{1}$$

$$k_1 = \frac{d}{t} \tag{2}$$

$$k_2 = \frac{l}{\left(50Dt\right)^{1/2}} \tag{3}$$

式中：l_s 为单位长度(mm)；l 为腐蚀缺陷的轴向长度(mm)；D 为管道外径(mm)；t 为管壁厚度(mm)；d 为腐蚀缺陷深度(mm)。

表 1　X65 管线钢性能参数

Table 1 Performance parameters of X65 steel

钢级	屈服强度 σ_s/MPa	抗拉强度 σ_b/MPa	弹性模量 E/MPa	泊松比 v	管道外直径 D/mm	管道壁厚 t/mm
X65	450	695	206 000	0.3	355.6	15.9

表 2　双腐蚀缺陷相互作用分析案例

Table 2 Analysis case of interaction of double corrosion defects

序号	k_2	k_1	轴向间距系数	失效压力/MPa	序号	k_2		k_1		轴向间距系数	失效压力/MPa
						1	2	1	2		
1	1.42	0.25	0.00	51.13	51	1.42	0.47	0.45	0.45	0.00	51.65
2	1.42	0.25	0.10	51.23	52	1.42	0.47	0.45	0.45	0.05	51.71
3	1.42	0.25	1.00	52.58	53	1.42	0.47	0.45	0.45	0.10	51.90
4	1.42	0.25	2.00	52.95	54	1.42	0.47	0.45	0.45	0.20	52.01
5	1.42	0.25	2.50	52.95	55	1.42	0.47	0.45	0.45	0.40	52.58
6	1.42	0.25	3.00	52.95	56	1.42	0.47	0.45	0.45	0.60	52.95
7	1.42	0.25	4.00	52.95	57	1.42	0.47	0.45	0.45	1.00	53.63
8	1.42	0.35	0.00	47.27	58	1.42	0.47	0.45	0.45	2.00	54.23
9	1.42	0.35	0.05	47.36	59	1.42	0.47	0.45	0.45	2.50	54.23
10	1.42	0.35	0.10	47.63	60	1.42	0.47	0.45	0.45	3.00	54.23
11	1.42	0.35	0.20	48.10	61	1.42	0.47	0.45	0.45	4.00	54.23
12	1.42	0.35	0.40	48.90	62	1.42	1.42	0.45	0.45	0.00	42.90
13	1.42	0.35	0.60	49.24	63	1.42	1.42	0.45	0.45	0.10	43.58
14	1.42	0.35	1.00	49.95	64	1.42	1.42	0.45	0.45	1.00	46.95
15	1.42	0.35	2.00	50.77	65	1.42	1.42	0.45	0.45	2.00	48.10
16	1.42	0.35	2.50	50.88	66	1.42	1.42	0.45	0.45	2.50	48.48
17	1.42	0.35	3.00	51.10	67	1.42	1.42	0.45	0.45	3.00	48.48
18	1.42	0.35	4.00	51.10	68	1.42	1.42	0.45	0.45	4.00	48.48
19	1.42	0.45	0.00	42.90	69	1.42	3.55	0.45	0.45	0.00	36.53
20	1.42	0.45	0.10	43.58	70	1.42	3.55	0.45	0.45	0.05	36.90
21	1.42	0.45	1.00	46.95	71	1.42	3.55	0.45	0.45	0.10	37.23
22	1.42	0.45	2.00	48.10	72	1.42	3.55	0.45	0.45	0.20	37.75
23	1.42	0.45	2.50	48.48	73	1.42	3.55	0.45	0.45	0.40	38.83
24	1.42	0.45	3.00	48.48	74	1.42	3.55	0.45	0.45	0.60	39.13
25	1.42	0.45	4.00	48.48	75	1.42	3.55	0.45	0.45	1.00	39.70
26	1.42	0.55	0.00	38.06	76	1.42	3.55	0.45	0.45	2.00	40.48
27	1.42	0.55	0.10	39.10	77	1.42	3.55	0.45	0.45	2.50	40.48
28	1.42	0.55	1.00	43.58	78	1.42	3.55	0.45	0.45	3.00	40.48
29	1.42	0.55	2.00	45.23	79	1.42	3.55	0.45	0.45	4.00	40.48
30	1.42	0.55	2.50	45.23	80	1.42	0.47	0.45	0.45	0.01	45.90
31	1.42	0.55	3.00	45.23	81	1.42	0.47	0.45	0.45	0.05	46.95
32	1.42	0.55	4.00	45.53	82	1.42	0.47	0.45	0.45	0.10	46.95
33	1.42	0.65	0.00	33.23	83	1.42	0.47	0.45	0.45	0.20	47.27
34	1.42	0.65	0.05	33.53	84	1.42	0.47	0.45	0.45	0.40	47.63
35	1.42	0.65	0.10	34.01	85	1.42	0.47	0.45	0.45	0.60	48.10
36	1.42	0.65	0.20	35.06	86	1.42	0.47	0.45	0.45	1.00	48.23
37	1.42	0.65	0.40	37.58	87	1.42	0.47	0.45	0.45	2.00	48.48
38	1.42	0.65	0.60	38.32	88	1.42	0.47	0.45	0.45	2.50	48.48
39	1.42	0.65	1.00	39.90	89	1.42	0.47	0.45	0.45	3.00	48.55
40	1.42	0.65	2.00	42.19	90	1.42	0.47	0.45	0.45	4.00	48.55
41	1.42	0.65	2.50	42.23	91	1.42	1.42	0.35	0.65	0.05	39.55
42	1.42	0.65	3.00	42.23	92	1.42	1.42	0.35	0.65	0.10	39.90
43	1.42	0.65	4.00	42.23	93	1.42	1.42	0.35	0.65	0.20	40.01
44	1.42	0.75	0.00	27.90	94	1.42	1.42	0.35	0.65	0.40	40.58
45	1.42	0.75	0.10	29.06	95	1.42	1.42	0.35	0.65	0.60	41.32
46	1.42	0.75	1.00	36.10	96	1.42	1.42	0.35	0.65	1.00	41.63
47	1.42	0.75	2.00	38.64	97	1.42	1.42	0.35	0.65	2.00	42.23
48	1.42	0.75	2.50	38.84	98	1.42	1.42	0.35	0.65	2.50	42.23
49	1.42	0.75	3.00	38.84	99	1.42	1.42	0.35	0.65	3.00	42.23
50	1.42	0.75	4.00	38.84	100	1.42	1.42	0.35	0.65	4.00	42.23

3　结果分析

3.1　深度及长度相同双腐蚀缺陷管道剩余强度分析

图 2—3 中的数据源自表 2 中的 1—50 号数据。图 2 横坐标轴向间距系数“–1”所对应的失效压力表示双腐蚀缺陷达到完全相互作用时的值，即失效压力等于长度相加、深度不变的单腐蚀缺陷管道失效压力。从图可以看出，不管轴向间距系数如何变化，双腐蚀完全相互作用是其所能达到的最大值。当 l_d<0.1l_s 时，管道双腐蚀缺陷接近完全相互作用，随着双腐蚀轴向间距的不断增加，双腐蚀相互作用变弱，双腐蚀缺陷管道的失效压力亦相应变大。这个结果与 ASME B31G 系列标准、DNV RP-F101 标准的规定，尤其是 DNV RP-F101[6]中的规定（当双腐蚀间距在交互影响间距范围内，随着腐蚀缺陷间距的增加，DNV RP-F101 计算得到的腐蚀管道失效压力减小）相悖，存在极大的保守性，造成管材的严重浪费。当 l_d>2.5l_s 后，双腐蚀相互作用已经不明显，因此可将 0<l_d<2.5l_s 作为双腐蚀相互作用区间。在此区间内，双腐蚀管道失效压力随轴向间距系数呈对数关系变化趋势。

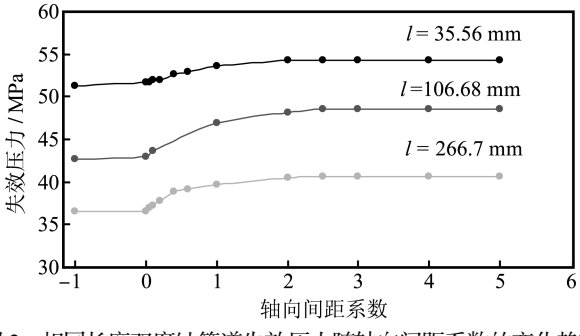


图 2　相同长度双腐蚀管道失效压力随轴向间距系数的变化趋势
Fig.2 Changes of failure pressure in the same-length double corrosion pipeline with axial spacing

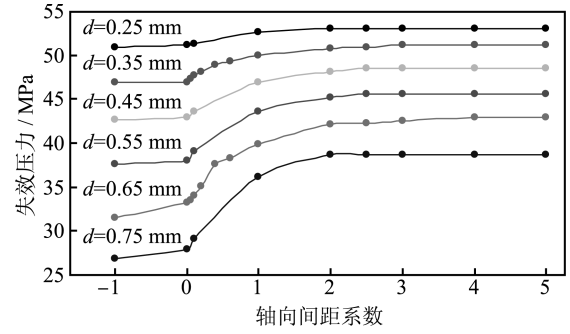


图 3　相同深度双腐蚀管道失效压力随轴向间距系数的变化趋势
Fig.3 Changes of failure pressure in the same-depth double corrosion pipeline with axial spacing

图 3 与图 2 的变化趋势相似，当轴向间距系数<0.1 时，双腐蚀存在明显的完全相互作用，且随着腐蚀深度的增加，双腐蚀管道失效压力变化的幅度明显增加，失效压力随轴向间距系数呈对数关系变化趋势更加明显，说明腐蚀深度对双腐蚀相互作用的影响要大于腐蚀长度。

3.2　长度及深度不同双腐蚀缺陷管道剩余强度分析

图 4—5 中的数据源自表 2 中的 51—100 号数据。图 4 与上述图 2、图 3 的变化趋势类似，当轴向间距系数较小时，双腐蚀存在明显的完全相互作用。因此可以将不同长度和相同长度双腐蚀缺陷管道失效压力的结果整合分析。

图 5 与图 4、图 3、图 2 曲线的变化趋势有一定区别，主要表现在轴向间距系数较小时，双腐蚀缺陷不存在完全相互作用，文献[17]对其原因做了详细的分析，可以将文献[17]中的研究结果应用到不同深度双腐蚀缺陷管道剩余强度的分析中。

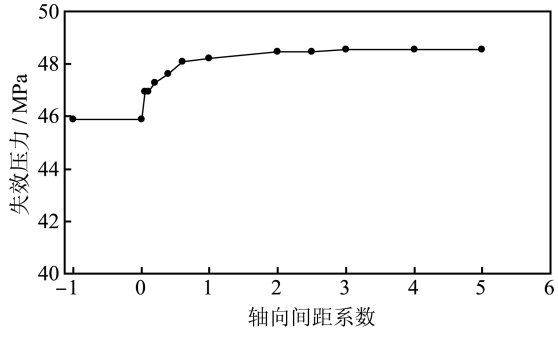


图 4　不同长度双腐蚀管道失效压力随轴向间距的变化趋势
Fig.4 Changes of failure pressure in the different-length double corrosion pipeline with axial spacing

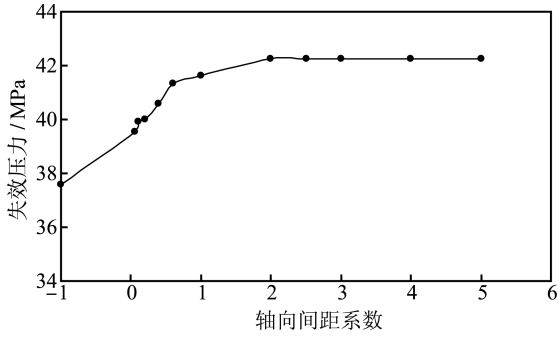


图 5　不同深度双腐蚀缺陷管道失效压力随轴向间距的变化
Fig.5 Changes of failure pressure in the different-depth double corrosion pipeline with axial spacing

3.3　交叉双腐蚀缺陷管道剩余强度分析

从图 6 可以看出，环向间距不变时，不同轴向

间距交叉双腐蚀缺陷管道失效压力随轴向间距的增加呈现先变小、后变大（忽略第一个数据点）的两部分，两部分的分界点为 l_d=0。当轴向间距为负值，即双腐蚀在轴向投影上存在叠合区域时，管道失效压力随着交叉双腐蚀缺陷投影长度（双腐蚀长度之和–双腐蚀叠合区域长度）的增大而减小；当轴向间距为正值时，管道失效压力变化趋势与相同长度双腐蚀缺陷管道失效压力变化曲线一致，呈现明显的对数函数变化趋势。图 7 与图 2、图 3、图 4 等的变化趋势相似，可采用相同的相互作用准则。

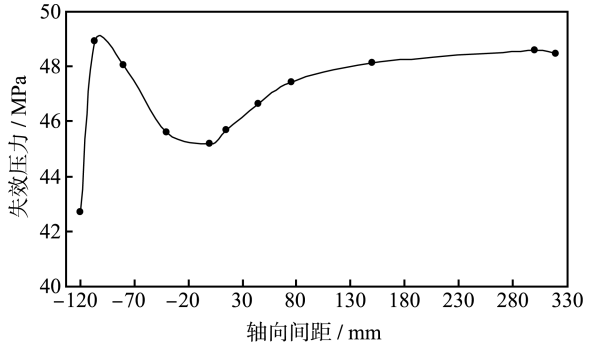


图 6 环向间距不变时不同轴向间距双腐蚀缺陷管道失效压力随轴向间距的变化趋势

Fig.6 Changes of failure pressure in double corrosion pipeline of same hoop spacing but different axial spacing with axial spacing

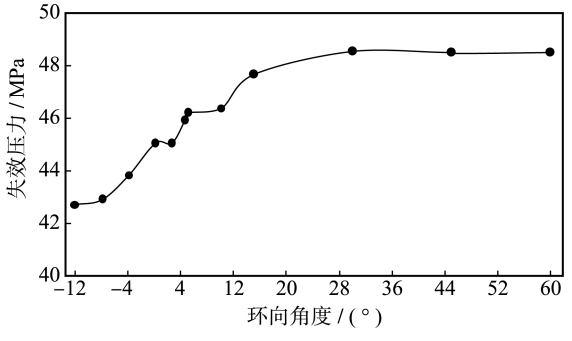


图 7 轴向间距不变时不同环向间距双腐蚀缺陷管道失效压力随轴向间距的变化趋势

Fig.7 Changes of failure pressure in double corrosion pipeline of same axial spacing but different hoop spacing with axial spacing

4 计算方法

采用数值仿真分析双轴向腐蚀相互作用准则，共研究了 100 例双腐蚀缺陷管道失效压力，如表 2 所示。表 2 也给出了根据计算得到的双腐蚀缺陷管道失效压力以及双腐蚀缺陷相互作用系数的计算值。综合第 3 节分析，得到双腐蚀缺陷相互作用系数公式如下：

$$\beta = p_1 \cdot l_1^{p_2} \cdot l_2^{p_3} \cdot d_1^{p_4} \cdot d_2^{p_5} \cdot [\ln(l_d + p_6) + p_7]^2 \quad (4)$$

式中：p_1—p_7 为待定系数；l_1、l_2 为腐蚀长度系数；d_1、d_2 为腐蚀深度；l_d 为双腐蚀缺陷轴向间距；β 为双腐蚀缺陷相互作用系数，规定 β 的取值范围为 0~1（当双轴向腐蚀完全相互作用时，β=1；当双轴向腐蚀没有相互作用时，β=0）。虽然分析中部分双轴向腐蚀之间不存在或未达到完全相互作用，但考虑到计算方法的安全性，将 l_d<0.1l_s 时的相互作用系数定义为 1，将 l_d>2.5l_s 时的相互作用系数定义为 0，在 0.1l_s<l_d<2.5l_s 范围内的相互作用系数 β 的计算方式为：

$$\beta_x = \frac{p_{f\text{-}s} - p_f}{p_{f\text{-}s} - p_{f\text{-}i}} \quad (5)$$

式中：$p_{f\text{-}s}$ 为双轴向腐蚀不存在相互作用时，失效压力小的单腐蚀管道失效压力（MPa）；p_f 为双轴向腐蚀存在相互作用时的管道失效压力（MPa）；$p_{f\text{-}i}$ 为双腐蚀缺陷完全相互作用时的管道失效压力（MPa）。计算得到 β_x 后，可根据式（6）计算管道失效压力 p_f，即：

$$p_f = p_{f\text{-}s} - (p_{f\text{-}s} - p_{f\text{-}i}) \cdot \beta_x \quad (6)$$

将表 2 中的分析数据代入式（4）拟合得到：p_1=0.78，p_2=0.23，p_3=–0.15，p_4=–0.0125，p_5=0.03，p_6=1.18，p_7=–1.128。

从图 8 可以看出，拟合公式的拟合效果非常好，只有当双腐蚀缺陷的轴向间距较大时，腐蚀相互作用系数 β 才会出现与模拟结果相差较大的现象，此时，腐蚀相互作用系数的模拟结果是 0。由此可见，分析拟合得到的相互作用系数 β 的公式可以较好地描述双腐蚀缺陷相互作用准则，能够满足工程计算的要求。

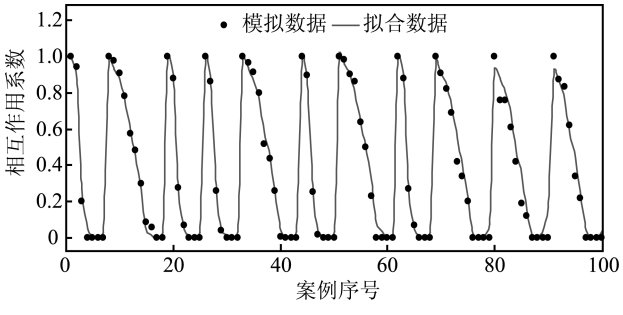


图 8 双腐蚀缺陷相互作用系数

Fig.8 Interaction coefficient of double corrosion defects

5 结论

1）在轴向方向，双腐蚀缺陷相互作用存在一

个作用区间，且随着轴向腐蚀长度、腐蚀深度的变化而变化。

2）当轴向间距超过一定数值时，双腐蚀缺陷相互作用消失，双腐蚀缺陷管道的失效压力等于腐蚀失效压力较小的单腐蚀管道失效压力。只有当轴向间距非常小或两轴向腐蚀接触时，双腐蚀缺陷才有可能达到或接近完全相互作用，即双腐蚀缺陷相互作用所能达到的最大值。双腐蚀缺陷相互作用随轴向间距呈对数关系变化。

3）当双腐蚀轴向投影完全重合时，腐蚀环向间距对双腐蚀缺陷相互作用的影响不大；当双腐蚀轴向投影未完全重合时，环向间距对双腐蚀缺陷相互作用的影响不可忽略。

4）当双腐蚀缺陷之间存在一定环向间距时，双腐蚀缺陷相互作用随轴向间距由负值到正值先增大后减小。

5）提出的双腐蚀缺陷相互作用系数能够解决相互影响双腐蚀管道失效压力的计算。

参考文献

[1] ASME B31G—1984, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipeline[S].

[2] JOHN F, KIEFNER, PAUL H V. A Modified Criterion for Evaluating the Remaining Strength of Corroded Pipe[J]. Material Science, 1989,12: 7181509.

[3] ASME B31G—1991, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipeline[S].

[4] ASME B31G—2009, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipeline[S].

[5] ASME B31G—2012, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipeline[S].

[6] DNV OS-F101—2007, Submarine Pipeline Systems[S].

[7] STEPHENS D R, LEIS B N, KURRE M D, et al. Development of Alternative Criterion for Residual Strength of Corrosion Defects in Moderate to High Toughness Pipe [R]. London: Catalog, 1999: 51794.

[8] O'GRADY T J, HISEY D T, KIEFNER J F. A Systematic Method for the Evaluation of Corroded Pipelines[J]. Pipeline Engineering, 1992, 46: 27—35.

[9] O'GRADY T J, HISEY D T, KIEFNER J F. Method for Evaluation Cowoded Pipe Addresses Variety of Patterns[J]. Oil and Gas Journal, 1990, 90(41): 77—82.

[10] BJSRNEY O H, MARLEY M J.Assessment of Corroded Pipelines: Past, Present and Future[C]// International Offshore and Polar Engineering Conference. Norway: ISOPE, 2001: 93—100.

[11] BJSRNEY O H, SIGURDSSON G, MARLEY M J. Background and Development of DNV-RP-F101 "Corroded Pipeline"[C]// International Offshore and Polar Engineering Conference. Norway: ISOPE, 2001: 102—109.

[12] BENJAMIN A C, CUNHA D J S. New Method for Prediction of The Failure Pressure of Interacting Corrosion Defect[C]// International Offshore and Polar Engineering Conference. Portugal: ISOPE, 2007: 3456—3465.

[13] BENJAMIN A C, ANDRADE E Q, JACOB B P, et al. Failure Behavior of Colonies of Corrosion Defects Composed of Symmetrically Arranged Defects[C]// International Pipeline Conference. Alberta: ASME, 2006: 793—799.

[14] BENJAMIN A C, FREIRE J L F, VIEIRA R D. Burst Test on Pipeline Containing Closely Spaced Corrosion Defects[C]// International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering. Germany: OMAE, 2006: 103—116.

[15] BENJAMIN A C, FREIRE J L F, VIEIRA R D. Part 6: Analysis of Pipeline Containing Interacting Corrosion Defects[J]. Experimental Techniques, 2007, 31(3): 74—82.

[16] FREIRE J L F, VIEIRA R D, BENJAMIN A C,et al. Part 1: Experimental Techniques in the Field of Pipeline Integrity[J]. Experimental Techniques, 2003(5): 47—50.

[17] 崔铭伟, 曹学文. 腐蚀坑形貌对油气管道失效压力的影响[J]. 船舶力学, 2014,18(1/2): 124—131.
CUI Ming-wei, CAO Xue-wen. Corrosion Pit Morphology on the Impact of Oil Gas Pipeline Failure Pressure[J]. Journal of Ship Mechanics, 2014,18(1/2): 124—131.

[18] 何少杰, 杨文玉, 郭步鹏, 等. 机加工表面残余应力及其疲劳寿命评价的研究进展[J]. 表面技术, 2015, 44(6): 120—127.
HE Shao-jie, YANG Wen-yu, GUO Bu-peng, et al. Research Progress on Evaluation of Surface Residual Stress and Fatigue Life of Machined Products[J]. Surface Technology, 2015, 44(6): 120—127.