

相互作用腐蚀管道剩余强度评价方法对比研究

崔铭伟¹, 王媛媛², 贺杰², 由洋¹, 封子艳¹, 张月明¹, 张书勤¹

(1. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 西安 710075;

2. 延长石油集团油气勘探公司, 陕西 延安 716000)

摘要: 目的 分析现有腐蚀评价规范对相互影响腐蚀管道剩余强度计算的适应性, 筛选合适的相互影响腐蚀管道剩余强度评价规范。方法 介绍了 ASME B31G—91、修正的 B31G、ASME B31G—2009/2012、RSTRENG 方法、DNV-RP-F101 方法以及 PCORRC 方法等七种相邻腐蚀相互作用认定准则以及相互作用腐蚀评价方法, 应用实验数据分析了各评价方法的适应性。结果 ASME B31G—91、修正的 B31G、ASME B31G—2009/2012、RSTRENG 方法大多以临界轴向间距为依据, 超过临界轴向间距时, 相邻腐蚀不发生相互影响, 但未给出相邻腐蚀相互影响的评价思路或影响方式。DNV RP-F101 标准明确提出了相邻腐蚀相互影响准则, 并给出了相互影响腐蚀评价思路。PCORRC 方法未明确给出相互影响腐蚀评价思路。结论 上述七种腐蚀评价规范均以单腐蚀管道为研究基础, 更适合评价单腐蚀缺陷管道, 评价相互作用腐蚀缺陷过于保守, 并且相邻腐蚀缺陷相互作用准则过于简单, 未完全反映相邻腐蚀缺陷相互作用机理。相比而言, DNV-RP-F101 方法较其他评价方法的计算结果更准确, 保守性更低。

关键词: 相邻腐蚀; 轴向间距; 相互影响; 剩余强度; 评价规范; 适应性

中图分类号: TG172 文献标识码: A 文章编号: 1001-3660(2016)08-0056-07

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2016.08.010

Comparison Study on Assessment Methods for Residual Strength of Interaction Corroded Pipeline

CUI Ming-wei¹, WANG Yuan-yuan², HE Jie², YOU Yang¹, FENG Zi-yan¹, ZHANG Yue-ming¹,
ZHANG Shu-qin¹

(1. Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Company Limited, Xi'an 710075, China; 2. Oil and Gas Exploration Company of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group), Yan'an 716000, China)

ABSTRACT: Objective To analyze the applicability of existing corrosion evaluation specifications to the calculation of residual strength of interaction corroded pipeline and screen the suitable evaluation specification for the residual strength of interaction corroded pipeline. **Methods** Seven identification criteria for adjacent corrosion interaction like ASME B31G—91, modified B31G, ASME B31G—2009/2012, RSTRENG method, DNV-RP-F101 method and PCORRC method as well as interaction evaluation methodology were summarized. The applicability of all evaluation methods were analyzed by experimental data. **Results** ASME B31G—91, modified B31G, ASME B31G—2009/2012 and RSTRENG methods were mostly based on the crit-

收稿日期: 2016-04-04; 修订日期: 2016-06-13

Received: 2016-04-04; Revised: 2016-06-13

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.

ical axial spacing. Once over the critical axial spacing, adjacent corrosion interaction did not occur. However the evaluation ideas or way of influence for the adjacent corrosion interaction was not given out. DNV RP-F101 standard clearly put forward the criterion on interaction of adjacent corrosion and proposed the evaluation ideas for evaluation of interaction corrosion. PCORRC method did not explicitly suggest the evaluation ideas. **Conclusion** The seven corrosion evaluation criteria are all based on the single corrosion pipeline. They are more suitable for the evaluation on single corrosion defect pipeline but conservative for the evaluation on interaction corrosion defects. The interaction criterion of adjacent corrosion defects is too simple with the method of ASME B31G—91, modified B31G, ASME B31G—2009/2012, RSTRENG method, DNV-RP-F101 method and PCORRC method, and the mechanism of the interaction between adjacent corrosion defects is not completely showed. In comparison, the DNV-RP-F101 method is more accurate and less conservative than other methods.

KEY WORDS: adjacent corrosion; axial spacing; interaction; residual strength; evaluation criterion; applicability

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 标准系列^[1-5]、RSTRENG 方法^[6]、DNV RP-F101^[7-8]和 PCORRC 方法^[9]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。

随着油气管道里程大规模的增长, 因腐蚀管道评价保守性造成的管材浪费日益严重, 许多相关科研工作者陆续开展了相互作用腐蚀缺陷管道剩余强度评价方法的研究, 取得了许多有意义的科研成果, 并将这些科研成果陆续应用到各种腐蚀管道剩余强度评价规范中, 如 ASME-B31G 系列标准、RSTRENG 方法、DNV RP-F101 和 PCORRC 方法等。

1 现有相互影响腐蚀评估方法

1.1 ASME B31G—1991 标准

ASME B31G—1991 标准^[3]是美国机械工程师协会在 1984 年标准^[1]的基础上, 针对 B31G—1984 的过分保守性而修改颁布的。尽管 ASME 31G 标准是世界范围内应用较广的腐蚀评价标准, 但是该标准在 1984、1991 两个版本中均未考虑腐蚀缺陷间的相互作用。在处理相互叠加或者相邻腐蚀的时候, 把相互叠加或者相邻腐蚀当作一个连续的腐蚀缺陷进行计算, 或把它们看作孤立腐蚀缺陷进行评

估, 但没有给出作为连续腐蚀缺陷或孤立腐蚀缺陷的定量轴向或环向临界距离, 即一片相互影响的腐蚀缺陷既可以当作连续腐蚀缺陷, 又可以当作孤立腐蚀缺陷进行评估, 造成相互影响腐蚀管道剩余强度评价的随意性、保守性和不确定性增加。

1.2 修正的 B31G 准则

修正的 B31G 标准^[2]同样是为了矫正 ASME B31G—84 过分保守性而提出的。与 ASME B31G—84 和 ASME B31G—91 不同, 修正的 B31G 考虑了相互叠加或者相邻腐蚀缺陷的相互作用。这之后加拿大滑铁卢大学学者 Chouch、Pick 以及 O'Grady^[10-12]等提出的相互作用腐蚀缺陷管道相互作用准则, 即相邻腐蚀缺陷轴向间距(未腐蚀区域尺寸)相似, 如图 1 所示, L_d 小于 25.4 mm, 并且

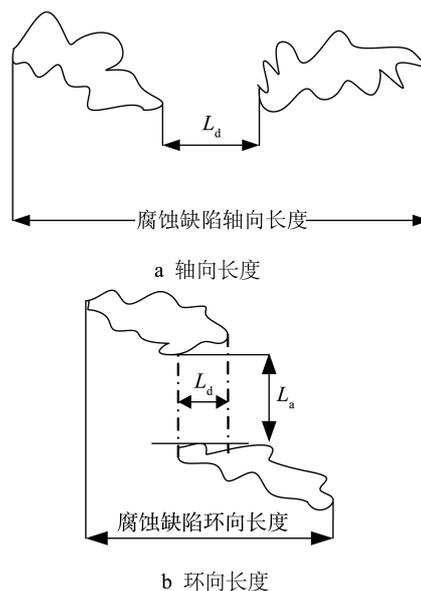


图 1 相邻腐蚀缺陷相互作用距离示意图
Fig.1 Distance map of interaction between adjacent corrosion defects: a) axial length, b) circular length

环向间距 (未腐蚀区域尺寸) L_a 小于 6 倍壁厚尺寸时, 应将相邻腐蚀缺陷视为同一单独腐蚀缺陷评价。当 $L_d > 0$ 时, 此单独腐蚀缺陷轴向长度为相邻腐蚀缺陷轴向长度与未腐蚀区域轴向长度之和, 如图 1a 所示; 当 $L_d < 0$ 时, 单独腐蚀缺陷轴向长度为相邻腐蚀缺陷轴向长度之和减去相邻腐蚀缺陷在轴向方向的叠加长度, 如图 1b 所示。但修正的 B31G 标准未给出环向间距或环向角度的取值办法。相反, 当相邻腐蚀缺陷轴向间距大于 25.4 mm, 或环向距离大于 6 倍壁厚时, 相邻腐蚀缺陷之间不发生相互作用, 应将各个腐蚀缺陷视作孤立腐蚀缺陷评价。

1.3 ASME B31G—2009/2012 标准

ASME B31G—2009/2012^[4-5] 是美国机械工程师协会于 2009 和 2012 年提出的腐蚀管道评价标准, 相比修正的 B31G 标准, 其在相邻腐蚀缺陷相互作用距离上采用了 Benjamin A. C、Andrade E. Q. 以及 Freire J. L. F^[13-17] 等最新的科研成果。他们认为: 如图 1 所示的相邻腐蚀缺陷轴向间距 L_d 或环向间距 L_a 均小于 3 倍壁厚时, 则相邻腐蚀缺陷之间相互影响; 如果相邻腐蚀缺陷轴向或环向间距大于 3 倍壁厚, 则相邻腐蚀缺陷之间互不影响。

1.4 RSTRENG 方法

RSTRENG (Remaining Strength of Corroded Pipe)^[6] 方法是 Kiefner 和 Vieth 等在 ASME B31G 方法的基础上发展而来, 主要是通过重新定义 Folias 鼓胀系数和材料流变应力, 并对腐蚀缺陷形貌进行更细致地描述, 从而降低 ASME B31G 方法的保守性。RSTRENG 方法包括 RSTRENG 0.85-面积法和 RSTRENG 有效面积法两种: RSTRENG 0.85-面积法只针对孤立腐蚀缺陷, 没有相互作用腐蚀缺陷的评价内容; 而 RSTRENG 有效面积法认为, 相邻腐蚀缺陷间的相互作用产生的破坏压力低于单个腐蚀缺陷产生的破坏压力。RSTRENG 有效面积法评估相邻腐蚀缺陷间是否有相互作用的依据与修正的 B31G 标准相同, 但其评价单腐蚀缺陷的保守性较修正的 B31G 标准低, 因此其对相互作用腐蚀缺陷管道的评价要优于修正的 B31G 标准。

1.5 DNV-RP-F101 标准

DNV-RP-F101 标准是由英国燃气公司 (BG)

和挪威船级社 (DNV) 于 1999 年合作推出的腐蚀管道评价标准^[7], 并于 2010 年推出了最新版本^[8]。DNV-RP-F101 标准提供了分项安全系数法和许用应力法两种评价方法。这两种方法均给出了相互作用腐蚀缺陷管道的评价过程。相互作用腐蚀缺陷尺寸如图 2 所示, 满足以下两个条件之一时, 腐蚀缺陷可视为单个腐蚀缺陷。

1) 相邻腐蚀缺陷的环向角度 ϕ 应满足:

$$\phi > 360 \sqrt{\frac{t}{D}} \quad (1)$$

2) 相邻缺陷的纵向间距 L_d 应满足:

$$L_d > 2\sqrt{Dt} \quad (2)$$

式中: t 为管壁厚度 (mm); D 为管道直径 (mm)。

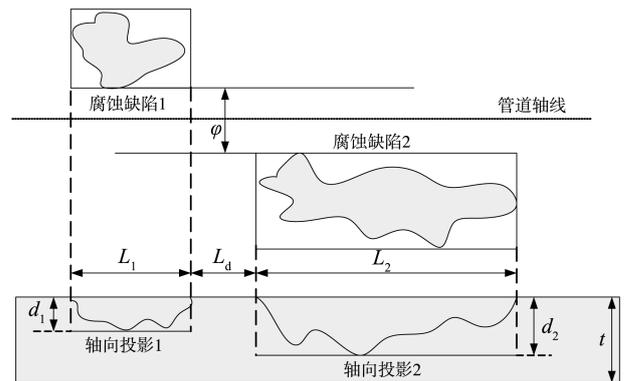


图 2 相邻腐蚀缺陷投影示意图
Fig.2 Projection diagram of adjacent corrosion defects

1.5.1 分项安全系数法

DNV-RP-F101 标准中的分项安全系数法适用于管道只承受内压载荷的情况, 在评价过程中, 需要的最少资料包括: 1) 每个腐蚀缺陷绕管道环向的角度, 以确定其满足式 (1); 2) 相邻腐蚀缺陷轴向投影之间的轴向间距 L_d , 如图 3 所示; 3) 每个独立腐蚀缺陷的长度 L_i 、深度 d_i 。其流程如下。

1) 将腐蚀管道分成多段, 每段最小长度为 $5.0\sqrt{Dt}$, 并且段与段之间需要有一个最小长度为 $2.5\sqrt{Dt}$ 的重叠, 然后重复 2) 到 10), 以便评估每一小段长度所有可能的相互作用。

2) 在最小长度为 $5.0\sqrt{Dt}$ 的腐蚀管段上, 建立满足式 (1) 的相邻腐蚀缺陷的轴向投影, 如图 3 所示。

3) 如果相邻腐蚀缺陷的轴向投影线上有重叠, 则将这些重叠的腐蚀缺陷视为一个复合腐蚀缺陷, 重叠腐蚀缺陷中的最深腐蚀缺陷的深度作为复合

腐蚀缺陷的深度, 重叠腐蚀缺陷总长度为复合腐蚀缺陷的长度, 如图 3 所示。

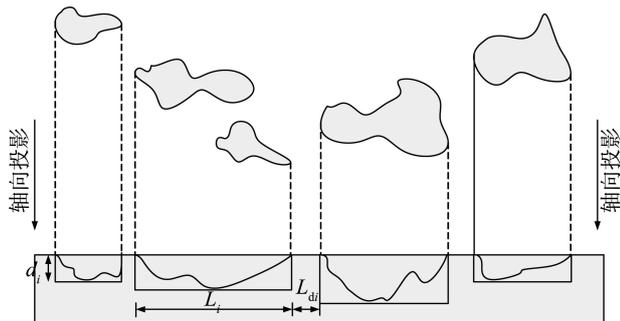


图 3 DNV 方法组合腐蚀缺陷示意图

Fig.3 Combined corrosion defects in DNV method

4) 采用分项安全系数法^[7-8]分别计算各个腐蚀缺陷的许用压力 p_i , 复杂腐蚀缺陷的深度和长度按照 3) 中选取。

5) 用式 (3) 计算所有相邻组合腐蚀缺陷的组合长度 L_{mn} :

$$L_{mn} = L_m + \sum_{i=n}^{i=m-1} (L_i + L_{di}) \quad n, m=1, \dots, N \quad (3)$$

6) 用式 (4) 计算 $n \sim m$ 所有相互作用腐蚀缺陷形成的组合腐蚀缺陷的有效深度 d_{mn} :

$$d_{mn} = \frac{\sum_{i=n}^{i=m} d_i L_i}{L_{mn}} \quad (4)$$

7) 应用分项安全系数法^[7-8]计算组合腐蚀缺陷的许用压力 P_{mn} , 组合腐蚀缺陷长度和组合腐蚀缺陷深度分别采用式 (3) 和式 (4) 的计算结果。

8) 按照式 (5) 选择评价腐蚀管段许用压力 P_{corr} :

$$P_{corr} = \min(P_1, P_2, \dots, P_N, P_{mn}) \quad (5)$$

9) 选择 P_{corr} 作为评价腐蚀管段的许用压力。

10) 重复 2) 到 9), 评估下一个腐蚀管段。

1.5.2 许用应力法

DNV-RP-F101 标准中的许用应力法的适应情况与分项安全系数法类似, 也只适应于管道只承受内压载荷的情况。评价过程中, 需要的资料也与分项安全系数法相同。许用应力法评价相互作用腐蚀缺陷的流程和分项安全系数法相同, 只是在 4) 和 7) 步计算许用压力时, 需采用许用应力法计算单个腐蚀缺陷管道剩余强度。

1.6 PCORRC 方法

PCORRC 方法(Pipeline Corrosion Criterion)^[9]

是 Stephens 采用有限元仿真得到的一种评价方法, 主要改善了 ASME B31G 等评价方法的保守性, 较符合预测中高强度钢级腐蚀管道失效压力。但该方法对长而浅的相邻腐蚀缺陷视为孤立腐蚀缺陷进行评价, 没有给出管道相互作用的评价准则或方法。

2 现有相互影响腐蚀评估方法适应性分析

ASME B31G—91、B31G、ASME B31G—2009、RSTRENG 等四种方法均以 ASME B31G—84 标准为基础而发展并完善, 其对相互影响腐蚀管道的评估主要以腐蚀缺陷轴向间距为依据, 一旦相邻腐蚀缺陷轴向间距达到规定的距离, 则将相邻腐蚀缺陷视为一个单一的组合腐蚀缺陷, 然后再应用单腐蚀评估方法进行评价。但是这四种方法没有明确给出组合腐蚀缺陷长度、组合腐蚀缺陷深度以及组合腐蚀缺陷宽度的计算方法, 说明其对相互影响腐蚀管道评估的适应性不强。

DNV-RP-F101 标准详细给出了相邻腐蚀缺陷相互影响的认定条件、评估的适应条件和范围, 明确给出了组合腐蚀缺陷长度、组合腐蚀缺陷深度的计算方法, 并具体给出了分别应用分项安全系数法和许用应力法两种评价方法的评估流程。在相互影响腐蚀评估规范中, DNV-RP-F101 标准适应条件明确, 适应性强。

PCORRC 方法虽没有明确给出相邻腐蚀缺陷相互影响的认定准则, 但该方法较适合预测中高强度钢级腐蚀管道失效压力。鉴于当前油气管道大多为中高强度钢级管道, 因此将 DNV-RP-F101 标准的相互影响认定准则应用到 PCORRC 方法中, 与 ASME B31G—91 标准、B31G 标准、ASME B31G—2009 标准、RSTRENG 方法以及 DNV-RP-F101 标准共同比较。

分别应用上述七种评估方法对文献[18—24]中相互影响腐蚀失效压力进行计算, 与实验数据对比, 分析这七种评估方法的适应性。表 1 为文献中 11 组相互影响腐蚀缺陷, 每组相邻腐蚀中, 各单个腐蚀缺陷尺寸相同, 且各个腐蚀缺陷之间的轴向间距均小于上述七种方法的相互影响间距, 因此七种方法计算得到的组合腐蚀缺陷深度、长度相同, 计算结果如表 1 所示, 表 1 中相互影响腐蚀实景如图 4 所示。

表 1 相互影响腐蚀缺陷尺寸
Table 1 Size of interaction corrosion defects

序号	屈服强度/MPa	抗拉强度/MPa	缺陷深度/mm	缺陷长度/mm	缺陷宽度/mm	缺陷轴向间距/mm	缺陷环向间距/mm	组合缺陷深度/mm	组合缺陷长度/mm
1			5.39	39.60	31.90	—	—	5.39	39.60
2			5.32	39.60	31.90	20.50	-31.90	5.32	99.70
3	601	684	5.62	39.60	32.00	-39.60	9.90	5.62	39.60
4			5.42	39.50	32.10	-9.50	10.00	5.42	69.50
5			5.39	39.60	32.20	20.50	9.60	5.39	99.70
6			5.26	39.50	31.90	20.40	10.00	5.26	99.40
7			3.75	40.05	32.00	—	—	3.75	40.05
8			3.85	40.05	32.15	-9.88	9.88	3.85	100.39
9	589	731	3.81	40.00	32.08	19.98	10.01	3.81	99.98
10			3.81	40.06	32.11	19.84	10.03	3.81	160.02
11			3.68	40.04	32.14	20.06	9.99	3.68	280.44

注：缺陷轴向间距<0表示相邻腐蚀缺陷轴向投影交叉；缺陷环向间距<0表示相邻腐蚀缺陷环向投影交叉。

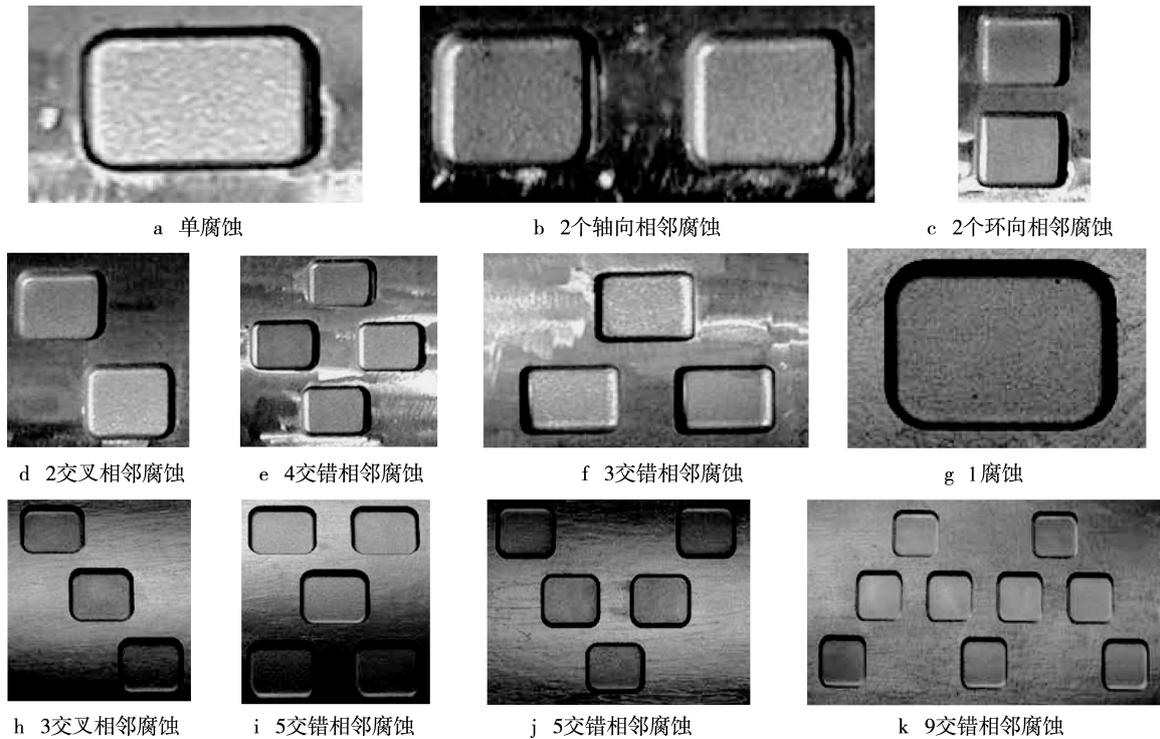


图 4 相互影响腐蚀缺陷实景
Fig.4 Map of interaction corrosion defects

表 2 为相互影响腐蚀管道失效实验与各评估方法计算数据的对比,图 5 为各相互影响腐蚀评估方法误差。图 5 显示,第 1、3、7 组实验对象的腐蚀缺陷分别为单腐蚀缺陷、轴向投影重合相邻腐蚀缺陷、单腐蚀缺陷,因七种腐蚀评估方法的计算中均未涉及相邻腐蚀缺陷环向间距,因此可视第 3 组实验对象为腐蚀缺陷长度未发生变化的组合腐蚀缺陷,即仍可视为与 1、7 相同的单腐蚀缺陷。第

2 组实验对象中的相邻腐蚀缺陷是按照上述七种腐蚀评估方法中的理想状态设计的,且相邻腐蚀缺陷位于管线的轴线上(环向投影重合)。此外,第 1、3、7 组数据的各个腐蚀评估方法计算值相比实验值的误差是最小的,而理想状态下相邻腐蚀缺陷的第 2 组误差是最大的,其他各组数据的误差介于上述两组数据之间。这说明:1)上述七种腐蚀评价方法更适合评价单腐蚀缺陷管道,评价相互作用腐

蚀缺陷过于保守；2) 上述七种腐蚀评价方法的相邻腐蚀缺陷相互作用准则过于简单，未完全反映相邻腐蚀缺陷的相互作用机理。

从图 5 和表 2 可以看出，DNV-RP-F101 方法

和 PCORRC 方法较 ASME B31G—91、修正的 B31G、ASME B31G—2009 和 RSTRENG 方法的计算结果更准确，保守性更低。

表 2 相互影响腐蚀管道失效实验与各评估方法计算数据

Table 2 Calculation data of failure experiment and evaluation methods for interaction corrosion pipeline

序号	实验值	ASME—91	B31G 改进	ASME—2009/2012	RSTRENG	DNV-RP-F101	PCORRC
1	22.68	21.07	20.68	20.48	20.31	21.98	21.53
2	20.31	17.43	15.89	16.94	15.18	16.40	18.48
3	21.14	20.91	20.41	20.32	19.98	21.66	21.31
4	20.87	18.80	17.67	18.27	17.04	18.70	19.80
5	18.66	17.33	15.74	16.84	15.00	16.19	18.35
6	18.77	17.53	16.04	17.04	15.35	16.60	18.61
7	24.20	21.22	21.31	21.62	21.16	24.58	23.86
8	23.06	18.68	18.04	19.03	17.65	20.80	21.72
9	23.23	18.74	18.12	19.09	17.74	20.90	21.79
10	21.26	17.58	16.58	17.91	16.12	18.54	20.14
11	20.16	16.86	15.66	17.17	15.18	16.79	18.07

注：第 1—6 组腐蚀管材的屈服强度是 601 MPa，抗拉强度是 684 MPa；第 7—11 组腐蚀管材的屈服强度是 589 MPa，抗拉强度是 731 MPa。

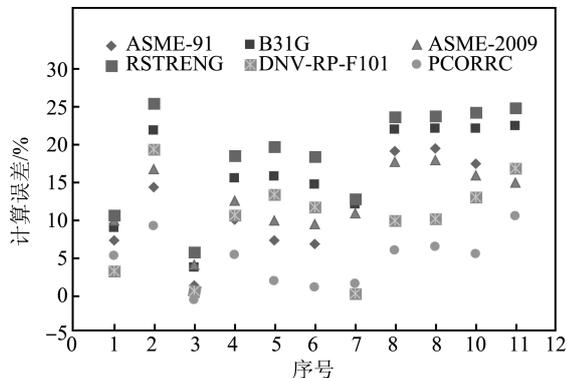


图 5 各相互影响腐蚀评估方法误差

Fig.5 Error in evaluation methods for interaction corrosion defects

3 结论

1) ASME B31G—91、修正的 B31G、ASME B31G—2009/2012、RSTRENG 方法中关于相邻腐蚀相互影响的规定大多以临界轴向间距为依据，未规定环向间距的影响，超过临界间距的相邻腐蚀不发生影响，但上述评价规范均未给出相邻腐蚀相互影响的评价思路或影响方式。DNV RP-F101 标准明确提出了相邻腐蚀相互影响准则，并给出了相互影响腐蚀评价思路。PCORRC 方法未明确给出相互影响腐蚀评价思路。

2) ASME B31G—91、修正的 B31G、ASME

B31G—2009/2012、RSTRENG 方法、DNV-RP-F101 方法和 PCORRC 方法均以单腐蚀管道为研究基础，更适合评价单腐蚀缺陷管道，评价相互作用腐蚀缺陷过于保守。并且，这几种方法中的相邻腐蚀缺陷相互作用准则过于简单，未完全反映相邻腐蚀缺陷的相互作用机理。

3) 相比而言，DNV-RP-F101 方法较其他评价方法的计算结果更准确，保守性更低。

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] 马彬,帅健,李小魁,等.新版 ASME B31G—2009 管道剩余强度评价标准先进性分析[J].天然气工业,2011,31(8): 112—115.
MA Bin, SHUAI Jian, LI Xiao-kui, et al. Advances in the Newest Version of ASME B31G—2009[J]. Natural Gas

- Industry, 2011, 31(8): 112—115.
- [7] DNV RP-F101—1999, Recommended Practice RP-F101 Corroded Pipelines[S].
- [8] DNV RP-F101—2010, Recommended Practice RP-F101 Corroded Pipelines[S].
- [9] 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.
- [10] O'GRADY T J, HISEY D T, KIEFNER J F. A Systematic Method for the Evaluation of Corroded Pipelines[J]. Pipeline Engineering, ASME, 1992, 46: 27—35.
- [11] O'GRADY T J, HISEY D T, KIEFNER J F. Method for Evaluation Corroded Pipe Addresses Variety of Patterns[J]. Oil and Gas Journal, 1990, 90(41): 77—82.
- [12] O'GRADY T J, HISEY D T, KIEFNER J F. Pressure Calculation for Corroded Pipe Developed[J]. Oil and Gas Journal, 1992, 90(42): 84—89.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 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.
- [17] 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.
- [18] 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.
- [19] FREIRE J L F, VIEIRA R D, BENJAMIN A C. PART 1: Experimental Techniques in the Field of Pipeline Integrity[J]. Experimental Techniques, 2003(5): 47—50.
- [20] FREIRE J L F, VIEIRA R D, BENJAMIN A C. Part 2: Experimental Strain Analysis of Metal Loss Defects in Pipeline[J]. Experimental Techniques, 2006, 30(5): 42—47.
- [21] FREIRE J L F, VIEIRA R D, BENJAMIN A C, et al. PART 3: Burst Tests of Pipeline with Extensive Longitudinal Metal Loss[J]. Experimental Techniques, 2006, 11: 60—65.
- [22] SOUZA R D, VIEIRA R D, BENJAMIN A C, et al. PART 4: Rupture Tests of Pipeline Segments Containing Long Real Corrosion Defects[J]. Experimental Techniques, 2007(1): 46—51.
- [23] FREIRE J L F, VIEIRA R D, BENJAMIN A C, et al. PART 5: Rupture Tests of Pipeline Containing Complex-shaped Metal Loss Defects[J]. Experimental Techniques, 2007(3): 57—62.
- [24] FREIRE J L F, VIEIRA R D, DINIZ, et al. PART 7: Effectiveness of Composite Repairs Applied to Damaged Pipeline[J]. Experimental Techniques, 2007(9): 59—66.