

引用格式:王琪. 内压作用下含点腐蚀海底管道剩余强度研究[J]. 油气藏评价与开发, 2026, 16(3): 730-736.

WANG Qi. Research on residual strength of subsea pipelines with point corrosion under internal pressure[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(3): 730-736.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024530

内压作用下含点腐蚀海底管道剩余强度研究

王琪

(中国石化上海海洋油气分公司, 上海 200120)

摘要:海底管道运行期间受管内介质影响,内表面会形成不同程度的腐蚀缺陷,导致管道承压能力降低,易引发管道破裂甚至泄漏。通过海管腐蚀失效案例分析发现,点腐蚀较均匀腐蚀更为常见,但当前腐蚀评估标准及规范主要针对中低强度均匀腐蚀海管,尚未形成适用于点腐蚀的全面评价体系。采用非线性有限元分析方法建立腐蚀管道模型,与爆破实验结果进行对比验证,表明该方法计算结果较各规范更稳定,误差波动更小。以东海某X60钢制海底管道为研究对象,应用Abaqus软件分别建立单、双点腐蚀海底管道模型,分析内压作用下含点腐蚀海底管道失效的形式与过程,以及腐蚀深度、腐蚀直径、双点腐蚀间距等参数对管道剩余强度的影响。计算结果显示:含点腐蚀管道的失效形式为整体失效,腐蚀处内层节点应力变化速率最快且率先达到屈服,其等效应力显著大于中、外层节点;腐蚀深度和直径共同影响点腐蚀管道的剩余强度,随二者增大,双点腐蚀管道的失效压力逐渐减小且变化愈发明显;此外,双点腐蚀管道的失效压力与轴向间距呈正相关,间距较小时影响显著,随间距增大,管道失效压力逐渐趋于稳定。研究成果可为东海海底腐蚀管道剩余强度的精准评价提供指导,为该区域海底管道的腐蚀防护及安全评估奠定理论基础。

关键词:海底管道;点腐蚀;失效压力;剩余强度;非线性有限元分析

中图分类号:TE988.2

文献标识码:A

Research on residual strength of subsea pipelines with point corrosion under internal pressure

WANG Qi

(Sinopec Shanghai Offshore Oil and Gas Company, Shanghai 200120, China)

Abstract: During operation, subsea pipelines are affected by the internal medium, resulting in corrosion defects of varying degrees on the inner surface, which reduce the pressure-bearing capacity and may lead to pipeline rupture or even leakage. Analysis of subsea pipeline corrosion failure cases has shown that point corrosion is more common than uniform corrosion. However, current corrosion assessment standards and specifications mainly target uniformly corroded subsea pipelines of medium to low strength, and a comprehensive evaluation system for point corrosion has not yet been established. A corrosion pipeline model was established using nonlinear finite element analysis, and the results were compared with those from blasting experiments. The comparison indicated that this method produced more stable results with less variation in error than those based on standard specifications. A subsea pipeline made of X60 steel in the East China Sea was selected as the research object, and single and double point corrosion pipeline models were established using Abaqus software. The failure modes and processes under internal pressure were analyzed, along with the effects of parameters such as corrosion depth, corrosion diameter, and double point corrosion axial spacing on the residual strength of the pipeline. The calculation results showed that pipelines with point corrosion failed as a whole, with the inner layer nodes at the corrosion site showing the fastest stress variation and yielding first. The equivalent stress at these inner layer nodes was significantly higher than that at the middle and outer layer nodes. Corrosion depth and diameter jointly affected the residual strength of point corrosion pipelines. As these two factors increased, the failure pressure of double point corrosion pipelines gradually decreased, with increasingly pronounced changes. In addition, the failure pressure of double point corrosion pipelines was positively correlated with axial spacing, with a significant impact on failure pressure when the spacing was small. As the spacing increased, the failure pressure of the pipeline gradually stabilized. The research results can provide guidance for accurate evaluation of the residual strength of corroded subsea pipelines in the East China Sea, and lay a theoretical foundation for corrosion protection and safety assessment of pipelines in this region.

Keywords: subsea pipeline; point corrosion; failure pressure; residual strength; nonlinear finite element analysis

收稿日期:2025-04-03。

作者简介:王琪(1998—),女,硕士,助理工程师,从事平台及海管结构研究。地址:上海市浦东新区商城路1225号,邮政编码:200120。E-mail: wangqi.shhy@sinopec.com

基金项目:中国石化上海海洋油气分公司科研项目“西湖登陆海管结构安全评估及延寿技术研究”(KJ-2024-11)。

随着海洋油气勘探开发的持续推进,海底管道建设规模不断扩大,但随之而来的管道老化、腐蚀等问题也日益突出,保障海管服役期间的安全高效运行是海洋油气开发的关键^[1]。海底管道受管内介质影响,易形成内腐蚀缺陷,导致管道强度降低,进而引发破裂甚至泄漏^[2]。目前,国内外针对腐蚀管道破坏机理与极限承载力的研究已取得一定成果,形成了美国机械工程师学会《腐蚀管道剩余强度测定手册》(ASME B31G-2012)^[3]、挪威船级社《腐蚀管道推荐做法》(DNV-RP-F101-2021)^[4]、PCORRC^[5]等计算腐蚀管道剩余强度的规范及方法,但这些评估方法多适用于中低强度管道的均匀腐蚀评估,对实际海管腐蚀失效中更常见的点腐蚀评估存在一定局限性。近年来,国内外学者开展了大量的腐蚀管道剩余强度研究:AL-OWAISI等^[6]、刘啸奔等^[7]、黄坤等^[8]研究了平底矩形腐蚀对管道剩余强度的影响;汪宏等^[9]对比分析了单、双外腐蚀对管道的剩余强度影响的差异;谢鹏等^[10]基于深度学习理论建立了腐蚀管道剩余强度预测模型;黄云等^[11]研究了不同排列的多腐蚀干涉对管道剩余强度的影响。在此基础上,ZHU等^[12]、FREIRE等^[13]分析了中高强度钢内腐蚀管道,发现其破坏由抗拉强度控制,且腐蚀长度和深度是影响管道极限内压荷载的重要参数;冯明洋^[14]、陈严飞^[15]研究了双腐蚀相互作用的影响,得到了不同的临界作用距离。综上所述,目前国内外研究多针对陆地管道外腐蚀现象,且腐蚀尺寸较大,而对含点内腐蚀海管剩余强度的计算鲜有设计,加之管道材料、尺寸的差异,部分结论对东海海底管道缺乏适用性。

以东海某 X60 钢制海底管道为研究对象,采用非线性有限元方法,应用 Abaqus 软件分别建立单、双点腐蚀海底管道模型并开展对比分析,研究内压作用下含点腐蚀海底管道的失效形式与过程,及各腐蚀参数对管道剩余强度的影响。研究成果可为东海海底管道的腐蚀防护提供理论支撑。

1 腐蚀管道剩余强度评价方法

1.1 失效准则

根据失效形式,失效准则可分为基于弹性失效、塑性极限状态失效和塑性失效 3 种类型^[16-17],并以此作为判定管道是否失效的依据。研究表明,基于塑性失效的准则因考虑材料的应变硬化效应,在 3 种准则中最贴合实际情况,能够精准预测腐蚀管道的极限内压荷载^[18],因此,将管道达到抗拉强度时所承受的极限内压荷载定义为管道的剩余强度。

1.2 管道剩余强度评价规范及方法

目前常用于评价管道剩余强度的规范及方法包括 ASME B31G 规范、修正的 B31G 规范、DNV-RP-F101 规范和 PCORRC 方法,式(1)~式(8)分别给出了这 4 种方法的失效力计算公式。

ASME B31G 规范^[3]给出的失效力计算公式为:

$$P_{\text{cap}} = \begin{cases} \frac{2tS_{\text{flow}}}{D} \frac{1 - 2/3(d/t)}{1 - 2/3(d/t)/M}, z \leq 20 \\ \frac{2tS_{\text{flow}}}{D} \frac{1 - (d/t)}{1 - (d/t)/M}, z > 20 \end{cases} \quad (1)$$

$$z = L^2/Dt \quad (2)$$

$$M = \sqrt{1 + 0.6275z - 0.003375z^2} \quad (3)$$

式中: P_{cap} 为剩余强度,单位 MPa; S_{flow} 为流变应力,单位 MPa; $S_{\text{flow}} = 1.1A_{\text{SMYS}}, A_{\text{SMYS}}$ 为管材的最小屈服强度,单位 MPa; D 为管道外径,单位 mm; t 为壁厚,单位 mm; d 为腐蚀深度,单位 mm; M 为 Folias 系数; z 为几何系数; L 为腐蚀长度,单位 mm。

修正的 B31G 规范^[3]给出的失效力计算公式为:

$$P_{\text{cap}} = \frac{2t}{D} S_{\text{flow}} \left(\frac{1 - 0.85dt}{1 - 0.85(d/t)(1/M)} \right) \quad (4)$$

$$M = \begin{cases} (1 + 0.6275z - 0.003375z^2)^{1/2}, z \leq 50 \\ 0.032z + 3.3, z > 50 \end{cases} \quad (5)$$

式中: $S_{\text{flow}} = A_{\text{SMYS}} + 68.95$ 。

DNV-RP-F101 规范^[4]给出的失效力计算公式为:

$$P_{\text{cap}} = \frac{2t\sigma_u}{D - t} \frac{1 - d/t}{1 - d/Q} \quad (6)$$

$$Q = \sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{L}{\sqrt{Dt}} \right)^2} \quad (7)$$

式中: σ_u 为材料的抗拉强度,单位 MPa; Q 为长度校正系数。

PCORRC 方法^[5]给出的失效力计算公式为:

$$P_{\text{cap}} = \frac{2t\sigma_u}{D} \left\{ 1 - \frac{d}{t} \left[1 - \exp \left(-0.157 \frac{L}{\sqrt{R_0(t-d)}} \right) \right] \right\} \quad (8)$$

式中: R_0 为管道外半径,单位 mm。

2 数值模拟研究

2.1 模型建立

模型建立前作如下假设:外部荷载对管道内腐蚀的影响较小,计算时可忽略;考虑管道材料非线性特征,依据美国石油学会《API 5L 管线钢管规范》(API SPEC 5L-2018)^[19],输入的管道材料塑性段应力-应变关系如图 1 所示。

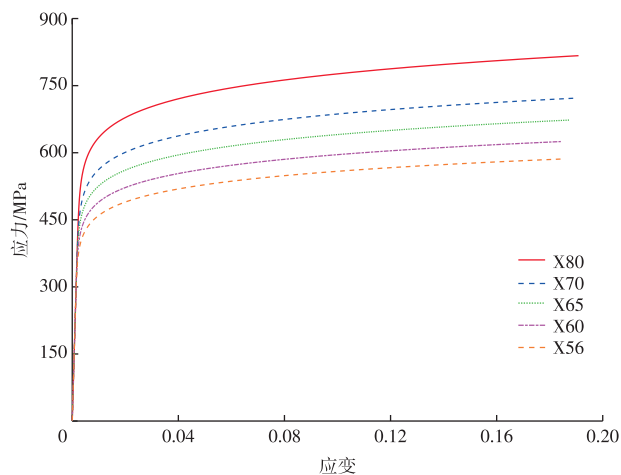


图1 各钢级管应力-应变曲线

Fig. 1 Stress-strain curves for pipelines of different steel grades

以东海某 X60 钢制海底管道为例,介绍数值模拟中腐蚀管道模型的建立过程。管道外径为 711.2 mm,壁厚为 15.9 mm,基于管线几何模型和约束条件的对称性,为提高模型计算效率,建立 1/4 腐蚀管道模型进行分析;依据圣维南原理^[20],将模型管长设为管径的 5 倍,以避免边界条件对管道缺陷处等效应力计算结果的影响。网格划分采用局部分割并插入虚拟拓扑,模型网格类型为 C3D8R 和 C3D10。鉴于所建模型为 1/4 腐蚀管道模型,需在模型轴向剖面 and 腐蚀缺陷端横截面处施加对称边界条件,在远端横截面施加位移约束,防止模型计算过程中发生移动而影响变形结果,网格划分及约束设置如图 2 所示。

2.2 方法验证

为验证该方法的准确性,收集整理了 X46 和 X80 两种钢材的 7 组含点腐蚀管道失效实验数据^[21-23]。采用非线性有限元计算方法,在 Abaqus 软件中建立相应点腐蚀管道模型进行分析计算,同时采用修正的 B31G 规范、

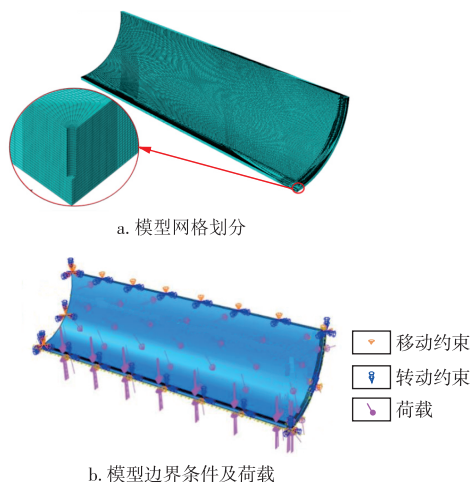


图2 单点腐蚀管道模型示意图

Fig. 2 Schematic diagram of single point corrosion pipeline model

DNV-RP-F101 规范及 PCORRC 方法计算其失效压力。4 种方法的计算结果如表 1 所示,误差对比如图 3 所示。对比可知,非线性有限元计算结果较各规范更稳定,误差波动小,最大误差为 -9.55%,平均相对误差在所有评价方法中最小,为 -5.83%,且 7 组数据中仅 1 组计算结果略高于实验结果。考虑到管道失效实验存在一定失效裕量,且非线性有限元计算结果误差处于合理范围,表明该方法准确可靠。

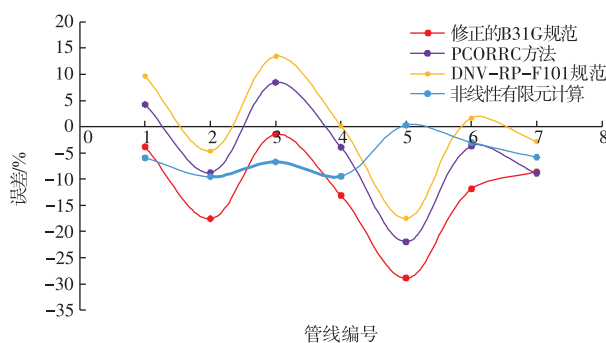


图3 失效压力计算误差对比

Fig. 3 Comparison of failure pressure calculation errors

表1 管道失效压力结果对比

Table 1 Comparison of pipeline failure pressure results

编号	钢级	屈服强度/MPa	抗拉强度/MPa	外径/mm	壁厚/mm	缺陷/mm		实验失效压力/MPa	估算值/MPa			非线性有限元计算值/MPa
						深度	长度		修正的 B31G 规范	DNV-RP-F101 规范	PCORRC 方法	
1	X46	356.4	469.3	323.09	8.59	2.97	20.30	23.11	22.22	25.34	24.09	21.74
2	X46	356.4	469.3	323.09	8.64	2.69	60.96	25.23	20.80	24.06	23.02	22.82
3	X46	356.4	469.3	323.09	8.53	2.18	50.80	21.56	21.25	24.45	23.38	20.11
4	X46	356.4	469.3	323.34	8.64	2.16	63.50	24.37	21.17	24.40	23.42	22.06
5	X46	356.4	469.3	762.00	17.50	8.80	100.00	24.30	17.28	20.05	18.97	24.37
6	X80	589.0	731.0	459.00	8.00	3.75	40.00	24.20	21.33	24.60	23.31	23.47
7	X80	601.0	684.0	457.00	8.10	5.39	39.60	22.70	20.75	22.06	20.68	21.38

3 含点腐蚀管道失效模式分析

含点腐蚀管道的局部腐蚀深度通常较深,但腐蚀长度及宽度较小^[23],因此,采用点腐蚀直径来描述点腐蚀形貌。为表征腐蚀缺陷对管道应力状态的影响,定义腐蚀深度系数为 k_1 、腐蚀间距系数为 k_2 ,其表达式见式(9)一式(10)。

$$k_1 = \frac{d}{t} \quad (9)$$

$$k_2 = \frac{L_1}{\sqrt{Dt}} \quad (10)$$

式中: k_1 为腐蚀深度系数; k_2 为腐蚀间距系数; L_1 为腐蚀轴向间距,单位mm。

为研究内压作用下点腐蚀海底管道失效的形式和过程,在腐蚀缺陷处分别选取管线内、中、外3层节点分析其应力变化情况(图4)。受管材强化效应影响,管线沿径向各节点的应力变化趋势相似,但变化速度存在差异,导致其达到屈服的时间不同。当内压荷载较小时,管道各节点处于弹性变形阶段,从内层节点到外层节点,应力变化速度依次递减;随着内压荷载增大,内层节点率先达到屈服状态。总体而言,管线内层节点的等效应力显著大于中、外层节点,且其变化规律与钢材实际变化情况更接近,因此,后续分析中选取腐蚀内层节点的失效压力作为管道的剩余强度。

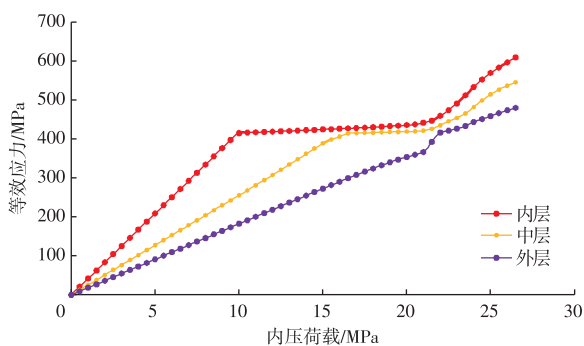


图4 腐蚀缺陷处等效应力随内压荷载变化

Fig. 4 Variation of equivalent stress with internal pressure at corrosion site

为更好表征管线轴向等效应力的变化,分别建立不同腐蚀深度系数的单点腐蚀和双点腐蚀管道模型,沿管线轴向选取一系列节点,绘制其等效应力图(图5)。由图5可见,单点腐蚀管道发生应力集中的位置位于腐蚀缺陷沿轴向的两侧内壁处;双点腐蚀管道因腐蚀间的相互作用,应力集中发生在双点腐蚀沿轴向互相靠近的一侧内壁

处,且单、双点腐蚀的应力集中位置均不随腐蚀深度变化。随腐蚀深度减小,管道整体等效应力增大;虽然与完整管道相比,腐蚀管道在腐蚀处会出现应力突变,但由于点腐蚀尺寸通常较小,其沿轴向各点的等效应力均超过管道屈服强度,因此,可定义管道的失效模式为整体失效。

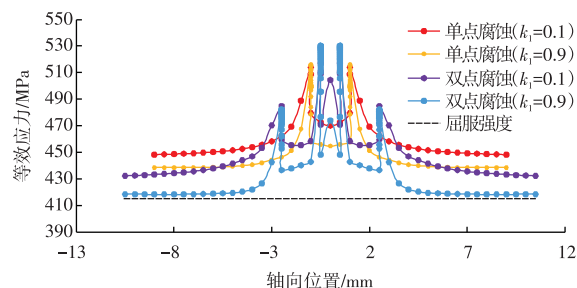


图5 等效应力随轴向位置变化

Fig. 5 Variation of equivalent stress with axial position

4 不同腐蚀参数管道剩余强度分析

4.1 腐蚀深度

图6为腐蚀直径2 mm时不同点腐蚀深度下管道应力云图,图7为不同点腐蚀直径下不同深度点腐蚀管道等效应力变化情况。由图6可知,管道应力集中现象随腐蚀深度增加变得更加显著,且应力集中主要出现在点腐蚀缺陷的轴向边缘处。从图7可见,含点腐蚀管道的失效压力随腐蚀深度增加逐渐减小,管线达到屈服点时的内压荷载也逐渐减小;对比不同点腐蚀直径下管道等效应力的变化发现,点腐蚀直径越大,管道失效压力随腐蚀深度的变化越明显,表明腐蚀深度和腐蚀直径会共同影响含点腐蚀管道的剩余强度。

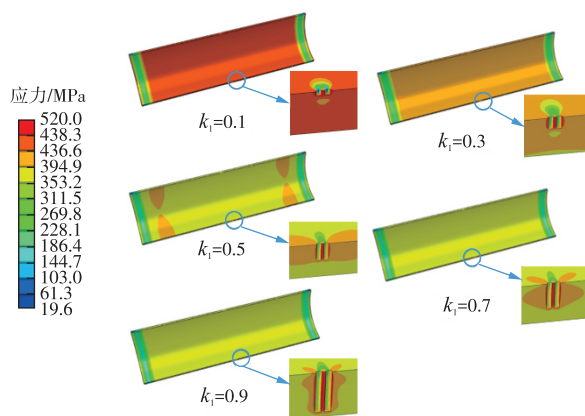
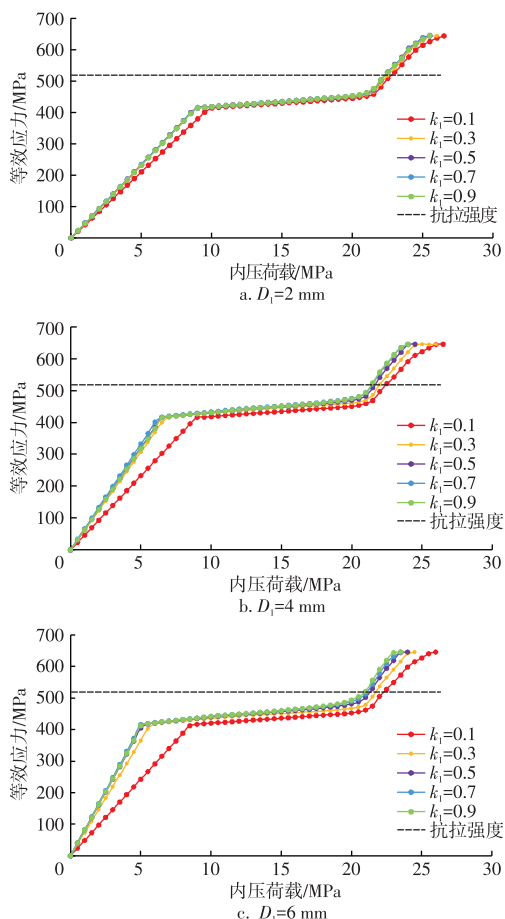


图6 不同点腐蚀深度下管道应力云图

Fig. 6 Stress cloud diagram of pipelines with different point corrosion depths



注: D_1 为腐蚀直径, 单位 mm。

图7 不同点腐蚀直径下不同深度点腐蚀管道等效应力变化
Fig. 7 Equivalent stress variations of pipelines with different point corrosion depths under different point corrosion diameters

4.2 腐蚀直径

图8为腐蚀深度系数0.5时不同点腐蚀直径下管道应力云图,由图8可知,同一腐蚀深度下,管道在腐蚀处的应力集中现象随腐蚀直径增大愈发明显,且应力集中位置基本不变。由4.1节可知,腐蚀深度和腐蚀直径会共同影响点腐蚀管道的剩余强度,因此,分别计算了不同点腐蚀深度下管道等效应力随点腐蚀直径的变化情况(图9)。当腐蚀直径由1 mm增至8 mm时,腐蚀深度系数为0.3、0.5、0.7的管道失效压力分别降低1.97、2.44、2.81 MPa,表明随腐蚀深度增加,腐蚀直径会对管道失效压力的影响更大。

4.3 双点腐蚀间距

因环向间距对双点腐蚀管道影响较小且规律不明显,实际工程问题中通常不予考虑^[24-25],因此,仅分析双点腐蚀轴向间距的影响。图10为腐蚀深度系数0.7、腐蚀直径4 mm时不同点腐蚀轴向间距下管道腐蚀缺陷处

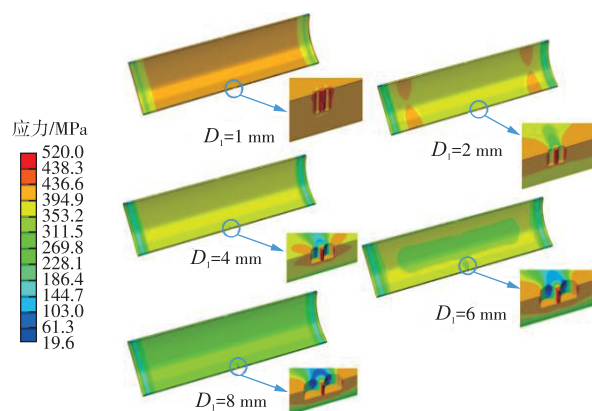


图8 不同点腐蚀直径下管道应力云图

Fig. 8 Stress cloud diagram of pipelines under different point corrosion diameters

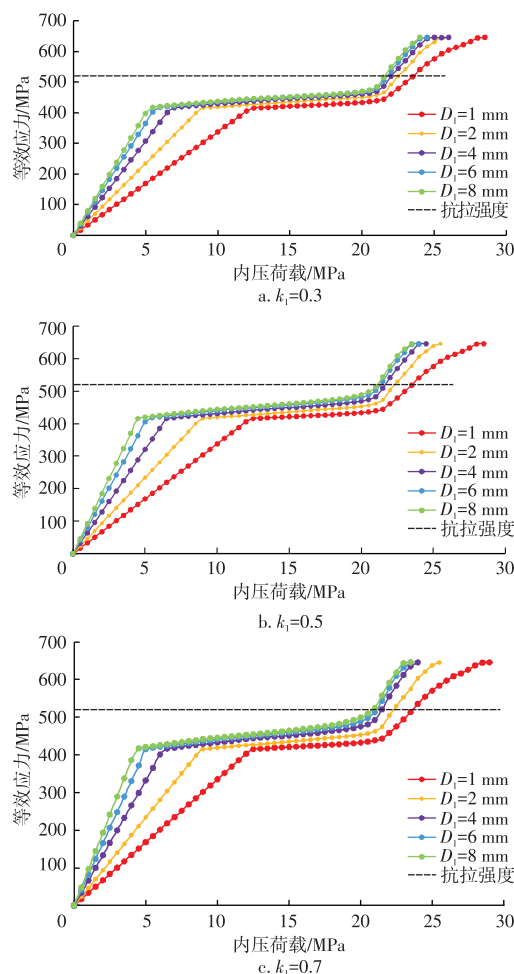


图9 不同点腐蚀深度下不同点腐蚀直径管道等效应力变化
Fig. 9 Equivalent stress variations of pipelines with different point corrosion diameters under different point corrosion depths

应力云图,由图10可知,随双点腐蚀轴向间距增加,双点腐蚀间的相互作用逐渐减弱;当腐蚀间距系数达到0.20时,双点腐蚀间的相互作用对管道等效应力几乎无影响。

图11为腐蚀深度系数0.7时不同点腐蚀直径下不同点腐蚀轴向距离管道等效应力变化情况。管道失效压力

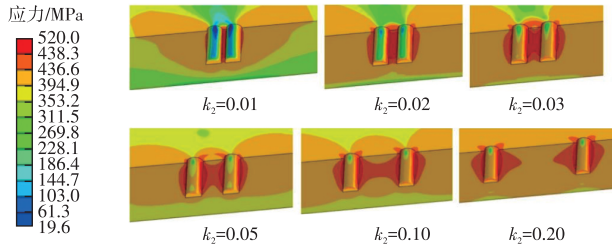


图10 不同点腐蚀轴向间距下管道腐蚀缺陷处应力云图
Fig. 10 Stress cloud diagram of pipeline corrosion defects with different point corrosion axial spacings

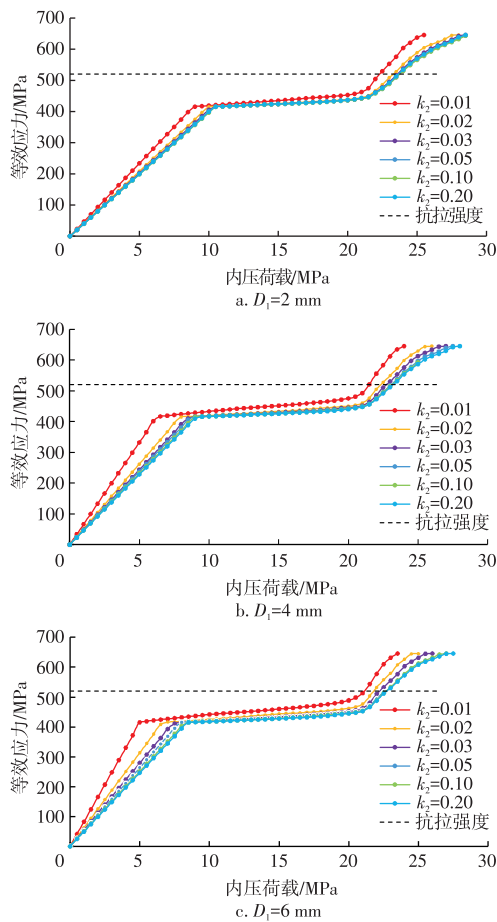


图11 不同点腐蚀直径下不同点腐蚀轴向距离管道等效应力变化

Fig. 11 Equivalent stress variations of pipelines with different axial spacings under different point corrosion diameters

与轴向间距呈正相关,即随轴向间距增大而增大;当轴向间距系数由0.01增至0.20时,腐蚀直径为2、4、6 mm的管道失效压力分别增加1.35、1.61、1.72 MPa。轴向间距较小时,其对管道的影响较大,管道失效压力随轴向间距增大逐渐上升至稳定状态。对比不同腐蚀直径下轴向间距对管道等效应力的影响可知,腐蚀直径的改变不影响等效应力的整体变化趋势,但随腐蚀直径增加,管道等效应力随轴向间距的变化更显著。

5 结论

基于 Abaqus 软件建立东海某 X60 钢制海底管道单、双点腐蚀模型,研究管道的失效形式,并分析双点腐蚀管道中腐蚀深度、直径及轴向间距对管道剩余强度的影响,结果表明:腐蚀处沿径向各节点的应力变化趋势相似但速度不同,内层节点应力变化速度最快且率先屈服,其等效应力显著大于中、外层节点;含点腐蚀管道的失效形式为整体失效,单、双点腐蚀管道的应力集中位置不同且均不随腐蚀深度变化;腐蚀深度和直径会共同影响点腐蚀管道的剩余强度,随二者增加,双点腐蚀管道的失效压力逐渐减小且变化显著;此外,双点腐蚀管道的失效压力与轴向间距呈正相关,间距较小时对管道失效压力影响较大,随间距增大逐渐趋于稳定。研究结果可指导东海海底腐蚀管道剩余强度的精准评价,未来可进一步开展含内外双腐蚀、多点腐蚀及不规则腐蚀管道剩余强度评价方法研究,为海底管道腐蚀防护提供理论支持。

参考文献

- [1] 韩文海,周晶. 腐蚀海底管道可靠性分析[J]. 石油学报, 2015, 36(4): 516-520.
HAN Wenhai, ZHOU Jing. Reliability analysis of corroded subsea pipeline[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(4): 516-520.
- [2] 崔铭伟. 多相流海管 CO₂ 内腐蚀及剩余强度研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2014.
CUI Mingwei. Study on CO₂ internal corrosion and residual strength of multiphase submarine pipeline[D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2014.
- [3] The American Society of Mechanical Engineers. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines: ASME B31G-2012[S]. New York: American Society of Mechanical Engineers, 2012.
- [4] DNV. DNV-RP-F101: Corroded pipelines[S]. Høvik: DNV, 2021.
- [5] LEIS B N, STEPHENS D R. An alternative approach to assess the integrity of corroded line pipe-Part II: Alternative criterion[C]// Paper ISOPE-I-97-490 presented at the Seventh International Offshore and Polar Engineering Conference, Honolulu, Hawaii, USA, May 25-30, 1997.
- [6] AL-OWAISI S S, BECKER A A, SUN W. Analysis of shape and location effects of closely spaced metal loss defects in pressurised pipes[J]. Engineering Failure Analysis, 2016, 68: 172-186.
- [7] 刘啸奔,张宏,李劭,等. 含腐蚀缺陷 N80 油管的剩余强度分析[J]. 腐蚀与防护, 2016, 37(11): 913-916.
LIU Xiaoben, ZHANG Hong, LI Meng, et al. Residual strength analysis of N80 oil tubes with corrosion defects[J]. Corrosion & Protection, 2016, 37(11): 913-916.
- [8] 黄坤,李沅桦,孔令圳. 基于参考应力法的海底腐蚀管道剩余强度评价[J]. 中国安全生产科学技术, 2017, 13(7): 163-167.
HUANG Kun, LI Yuanhua, KONG Lingzhen. Evaluation on residual strength of submarine corrosion pipeline based on reference stress

- method[J]. *Journal of Safety Science and Technology*, 2017, 13(7): 163-167.
- [9] 汪宏, 胡威丽. 海底管道单、双腐蚀剩余强度影响研究[J]. *舰船科学技术*, 2022, 44(14): 107-112.
WANG Hong, HU Weili. Research on influence of single and double corrosion on residual strength of submarine pipeline[J]. *Ship Science and Technology*, 2022, 44(14): 107-112.
- [10] 谢鹏, 刘昊, 龚雨晗, 等. 基于深度学习的海底管道外腐蚀剩余强度评估[J]. *油气储运*, 2021, 40(6): 651-657.
XIE Peng, LIU Hao, GONG Yuhan, et al. Evaluation of residual strength of externally-corroded submarine pipelines based on deep learning[J]. *Oil & Gas Storage and Transportation*, 2021, 40(6): 651-657.
- [11] 黄云, 伍诗豪, 易柳舟, 等. 不同排列的多重缺陷相互干涉对油气管道剩余强度的影响[J]. *兵器材料科学与工程*, 2023, 46(6): 78-86.
HUANG Yun, WU Shihao, YI Liuzhou, et al. Influence of mutual interference of multiple defects with different arrangements on residual strength of oil and gas pipelines[J]. *Ordnance Material Science and Engineering*, 2023, 46(6): 78-86.
- [12] ZHU X K, LEIS B N. Theoretical and numerical predictions of burst pressure of pipelines[J]. *Journal of Pressure Vessel Technology*, 2007, 129(4): 644-652.
- [13] FREIRE J L F, VIEIRA R D, BENJAMIN A C. Part 1: Experimental techniques in the field of pipeline integrity[J]. *Experimental Techniques*, 2006, 30(4): 44-50.
- [14] 冯明洋. 高钢级油气管道腐蚀缺陷评价研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.
FENG Mingyang. Evaluation and Research on Corrosion Defects of High Steel Grade Oil and Gas Pipelines[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [15] 陈严飞. 海底腐蚀管道破坏机理和极限承载力研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2009.
CHEN Yanfei. Study on Failure Mechanism and Ultimate Load Capacity of Corroded Submarine Pipeline[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2009.
- [16] CRONIN D S, ROBERTS K A, PICK R J. Assessment of long corrosion grooves in line pipe[C]// Paper IPC1996-1845 presented at the 1st International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, June 9-13, 1996.
- [17] 帅健, 张春娥, 陈福来. 非线性有限元法用于腐蚀管道失效压力预测[J]. *石油学报*, 2008, 29(6): 933-937.
SHUAI Jian, ZHANG Chun'e, CHEN Fulai. Prediction of failure pressure in corroded pipelines based on non-linear finite element analysis[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(6): 933-937.
- [18] 崔铭伟, 曹学文. 腐蚀缺陷对中高强度油气管道失效压力的影响[J]. *石油学报*, 2012, 33(6): 1086-1092.
CUI Mingwei, CAO Xuewen. Impact of corrosion defects on failure pressure of medium-high strength oil-gas pipelines[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(6): 1086-1092.
- [19] API. API 5L: Specification for line pipe[S]. Washington, DC: API, 2018.
- [20] 徐芝纶. 弹性力学简明教程[M]. 5版. 北京: 高等教育出版社, 2018: 26-27.
XU Zhilun. Concise course in elasticity[M]. 5th ed. Beijing: Higher Education Press, 2018: 26-27.
- [21] BENJAMIN A C, VIEIRA R D, FREIRE J L F, et al. Burst tests on pipeline with long external corrosion[C]// Paper IPC2000-193 presented at the 3rd International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, October 1-5, 2000.
- [22] FREIRE J L F, VIEIRA R D, CASTRO J T P, et al. Part 3: Burst tests of pipeline with extensive longitudinal metal loss[J]. *Experimental Techniques*, 2006, 30(6): 60-65.
- [23] 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.
- [24] 周利剑, 朱东林, 董守业, 等. 含多腐蚀缺陷油气管道的相互作用准则及剩余强度[J]. *腐蚀与防护*, 2023, 44(9): 22-31.
ZHOU Lijian, ZHU Donglin, DONG Shouye, et al. Interaction guidelines and residual strength of oil and gas pipeline with multi-corrosive defects[J]. *Corrosion & Protection*, 2023, 44(9): 22-31.
- [25] 申玉健. 含双腐蚀缺陷高钢级油气管道剩余强度研究[J]. *石油管材与仪器*, 2024, 10(1): 57-62.
SHEN Yujian. Residual strength of high grade steel oil and gas pipelines with double corrosion defects[J]. *Petroleum Tubular Goods & Instruments*, 2024, 10(1): 57-62.

(编辑 柳超超)