

文章编号: 1000-8241(2020)03-0284-06

考虑裂纹的 CNG 地下储气井剩余强度数值模拟

计喆¹ 何莎² 陈华燕¹ 曾祥国¹

1. 四川大学建筑与环境学院; 2. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司安全环保质量监督检测研究院

摘要: 由于天然气中存在的硫化氢等气体具有腐蚀性, 因此储气井在建设和服役过程中, 井管内表面容易在腐蚀和应力的双重作用下产生裂纹, 最终导致井管破裂失效。建立储气井井管-水泥环-地层数值模型, 采用传统基于工作应力的方法和基于断裂力学应力强度因子的方法分析了含裂纹储气井的剩余强度, 得出不同条件下许可裂纹的尺寸。结果表明: 基于断裂力学应力强度因子的分析方法可以更准确地判定危险点位置, 能够有效排除 CNG 储气井安全事故隐患。(图 7, 表 1, 参 25)

关键词: CNG 储气井; 裂纹; 应力强度因子; 有限元; 剩余强度

中图分类号: TE832

文献标识码: A

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2020.03.005

Numerical simulation of residual strength of CNG underground gas storage well considering cracks

JI Zhe¹, HE Sha², CHEN Huayan¹, ZENG Xiangguo¹

1. College of Architecture and Environment, Sichuan University; 2. CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited Safety Environment Quality Surveillance & Inspection Institute

Abstract: Since the gases such as hydrogen sulfide contained in natural gas are corrosive, cracks are likely to occur on the inner surface of the well pipe under the double effects of corrosion and stress during the construction and service of gas storage wells, and eventually lead to fracture failure of the well pipe. The numerical model of gas storage well pipe-cement sheath-stratum was established. The residual strength of gas storage wells with cracks was analyzed by the traditional methods based on the working stress and the stress intensity factor of fracture mechanics, and the allowable crack sizes under different conditions were obtained. The results show that, the location of dangerous points can be more accurately determined, and the hidden hazards that may cause safety accidents of CNG gas storage wells can be effectively eliminated by the analysis method, which is based on the fracture mechanics stress intensity factor. (7 Figures, 1 Table, 25 References)

Key words: CNG gas storage well, cracks, stress intensity factor, finite element, residual strength

CNG 地下储气井是一种将压缩天然气通过特殊工艺储存在地下 50~200 m 处的设施^[1-2]。地下储气井具有占地面积小、运行费用低、操作维护简便以及事故影响范围小等特点, 且具有恒温、抗静电等作用, 现已成为国内加气站首选储气系统并大力推行。但储气井结构简单, 井内未设置安全阀, 地面上无检测系统, 随着其使用年限的增长, 由于构件的腐蚀和磨损, 发生介质泄漏的可能性将不断上升。一旦储气井失效造成井下可燃气体泄漏, 由于无法直接观测井底, 很可能酿成重大安全事故, 如四川某加气站储气井发生爆炸后套管冲出地面的恶性事故^[3-4]。

净化后的天然气仍含有 H₂S、CO₂、溶解氧、SRBC 硫酸盐还原菌等介质, 会造成管壁损伤^[5-7]。储气井的损伤主要有套管腐蚀、气体腐蚀导致井筒均匀减薄、井筒局部腐蚀等, 此外, 裂纹也是影响储气井剩余强度的重要因素。由于韧性钢结构的应力集中不敏感性, 相比裂纹形成过程, 裂纹扩展阶段占总寿命的 90%。考虑裂纹的存在, 是分析储气井剩余强度更为合理、经济、合乎使用原则的方法^[8-10]。

传统的输气管道剩余强度分析方法多从工作应力角度, 分析服役储气井的最大 Mises 等效应力, 或第一主应力^[11-14]。祝效华等^[15]就套管失效为顶事件

的安全问题,通过故障树分析法(FTA),建立了套管失效模糊综合评判分析模型;刘颖等^[16]对比了含腐蚀缺陷管道的剩余强度评价方法,指出采用有限元法进行数值模拟更加精确和有效;骆正山等^[17]基于失效评定图(FAD)方法,使用标准给定的公式和失效评估曲线对含轴向裂纹管道进行了失效分析。考虑含裂纹的储气井,何家胜等^[18]采用1/4节点法和二维奇异单元建立含轴向裂纹管道的有限元分析模型,计算了含不同深度裂纹的管道各节点应变和裂纹前沿最深处应力强度因子;姚安林等^[19]针对高压输气管道副裂纹对主裂纹应力强度因子的影响,采用三维虚拟裂纹闭合技术(3D-VCCT),计算了裂纹表面点和最深点应力强度因子;刘卫国等^[20]采用相同方法计算了在落石不同冲击速度下的裂纹前沿各点应力强度因子。

在此,建立储气井井管-水泥环-地层组合模型,将

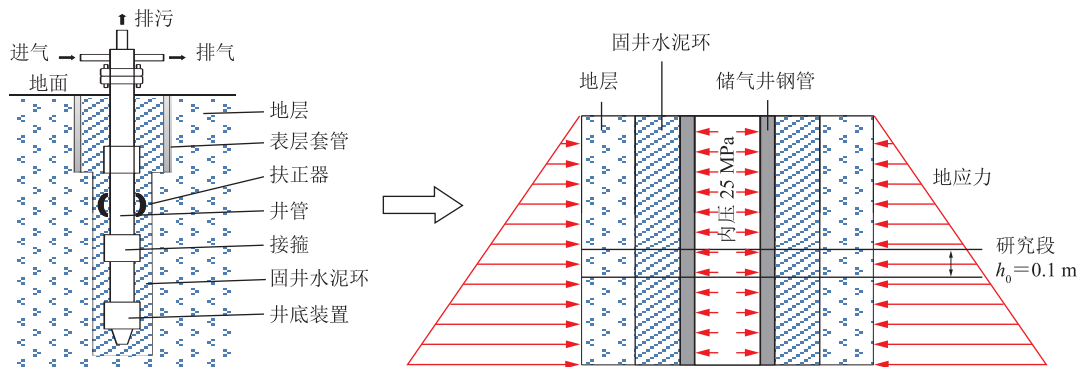


图1 储气井井管-水泥环-地层力学模型图

表1 储气井结构各部分的材料参数

结构名称	杨氏模量/GPa	泊松比	密度/(kg·m ⁻³)
钢管	206.00	0.29	7 900
水泥环	11.08	0.34	1 960
地层	7.00	0.30	1 960

考虑到计算量和网格划分的问题,建立环向全尺寸、纵向截取高度 $h_0=0.1$ m研究段的局部储气井模型。并将 h_0 研究段所受地应力简化为均布应力 p_j :

$$p_j = \frac{4h}{H} \quad (1)$$

式中: h 为研究段纵向中点处距井口的高度,m, $\frac{h_0}{2} < h < (H - \frac{h_0}{2})$ 。

就载荷而言,由于CNG储气井地下深度一般仅100~200 m,相比地层压力,内压对储气井强度的影响更大,是储气井强度理论重点考虑的载荷因素。在计

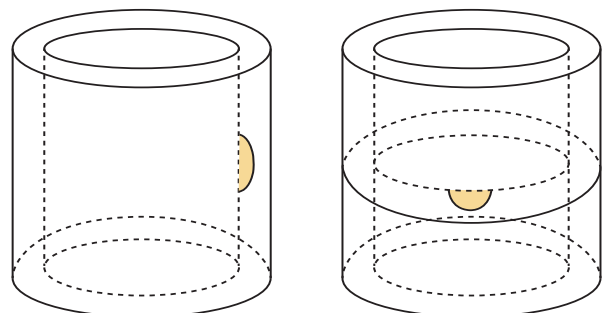
三维虚拟裂纹闭合技术运用于CNG地下储气井裂纹分析中,分别建立了轴向和环向裂纹三维有限元模型。针对裂纹的所处位置和不同尺寸,通过CAE数值仿真模拟,研究裂纹对储气井井管剩余强度的影响,精确得出不同裂纹条件下最大工作应力和裂纹前沿各节点应力强度因子。

1 CNG储气井仿真计算模型

天然气储气井结构简化为如下力学模型(图1),储气井主要承受内压与地应力,地下100 m处地应力为4 MPa,从井口到地下,呈线性变化^[21]。该井主要几何参数为:井深 $H=100$ m,储气井内径 $D_1=177.8$ mm,井筒壁厚 $t_1=10.36$ mm,水泥环厚度 $t_2=15$ mm,地层厚度 $t_3=200$ mm,内压 $p=25$ MPa。储气井结构各部分的材料参数如下(表1)。

算裂纹尺寸对剩余强度的影响时,为了简化计算,将地应力忽略。

管道内壁裂纹分别沿管道轴向分布和环向分布(图2),裂纹长度为椭圆长半轴 r_1 的2倍,裂纹深度为椭圆短半轴 r_2 的2倍。由于环向裂纹需考虑轴向应力作用,利用薄壁容器轴向应力 p_z 计算式(2),将



(a)轴向分布

(b)环向分布

图2 储气井管道内壁裂纹模型示意图

内压 p 转换为开口容器横截面的轴向拉应力 p_z :

$$p_z = \frac{pD_1}{4\pi t_1} \quad (2)$$

2 含裂纹储气井剩余强度分析

2.1 基于工作应力的方法

轴向和环向裂纹在长 20 mm、深 5 mm、内压 25 MPa 条件下,已知裂纹最大等效应力与距井口距离之间的关系(图 3)。对于轴向裂纹而言,随裂纹距井口距离的增加,最大等效应力逐渐增大。此时,由于地应力存在平行于裂纹面的分量,有弯曲作用效果,故地应力对固井是不利的,即处于井底的轴向裂纹更危险。然而对于环向裂纹,随裂纹距井口距离的增加,最大等效应力逐渐减小,与无裂纹存在的结构具有相同规律。这是因为地应力对井筒有径向的约束作用,对固井是有利的,即处于井口的环向裂纹更危险。

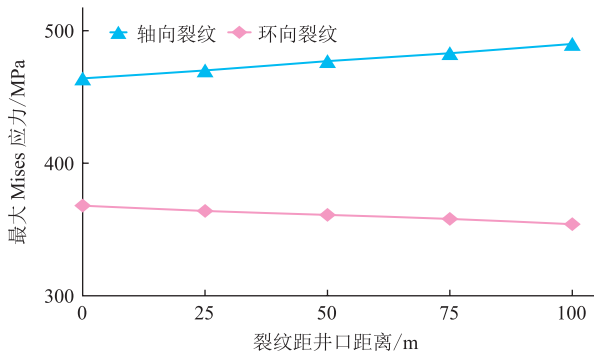


图3 含裂纹储气井最大等效应力随裂纹距井口距离的变化曲线

分别考虑轴向和环向裂纹最危险的情况:①轴向裂纹处于井底位置,研究段内压 25 MPa,地应力 4 MPa;②环向裂纹处于井口位置,研究段内压 25 MPa,地应力 0。模拟得到裂纹长 20 mm、深 5 mm 时,裂纹附近的 Mises 等效应力云图,最大等效应力位于裂纹长轴处,分别为 490 MPa、368 MPa。同等尺寸的裂纹,位于井底的轴向裂纹比位于井口的环向裂纹更危险。CNG 地下储气井井筒材料为 N80 石油套管,屈服强度 552~758 MPa,安全系数取 1.25,则许用应力为 441~606 MPa。以许用应力 441 MPa 作为强度许可条件,长 20 mm、深 5 mm 的轴向裂纹是不被允许的,环向裂纹相对安全。

分析裂纹深度一定时最大等效应力随裂纹长度的变化。得到裂纹深度为 5 mm,长度分别为 10 mm、15 mm、20 mm、25 mm、30 mm 时的含裂纹储气井最大

等效应力(图 4)。以许用应力 441 MPa 作为强度许可条件,深 5 mm、长 30 mm 以内的轴向裂纹不被允许,环向裂纹相对安全。需要注意的是,在以上工况下,等效应力最大值总出现在裂纹长轴处。轴向裂纹越长,最大等效应力越小;环向裂纹越长,最大等效应力越大。

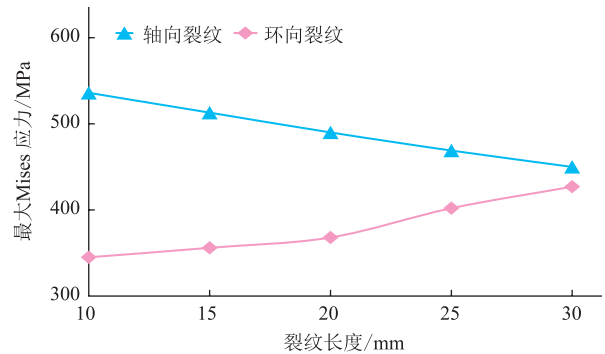


图4 含裂纹储气井最大等效应力随裂纹长度的变化曲线

分析裂纹长度一定时最大等效应力随裂纹深度变化的情况。得到裂纹长度为 30 mm 时,裂纹深度分别为 1 mm、3 mm、5 mm、7 mm、8 mm、8.5 mm、8.75 mm、9 mm 时含裂纹储气井的最大等效应力(图 5)。对于轴向裂纹,随着裂纹深度增加,最大等效应力先减少,当裂纹深度增加至一定程度后,最大等效应力将增大。对于环向裂纹,随着裂纹深度增加,最大等效应力增大。以许用应力 441 MPa 作为强度许可条件,长 30 mm 的裂纹,不允许深度大于 7 mm 的环向裂纹存在;不允许深度大于 5 mm 的轴向裂纹存在。

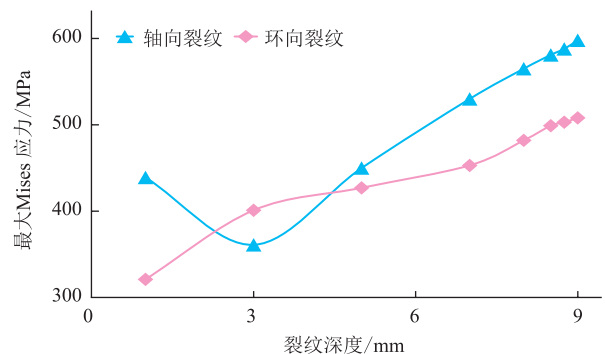


图5 含裂纹储气井最大等效应力随裂纹深度的变化曲线

环向裂纹对裂纹长度与深度都很敏感,尺寸越大的环向裂纹越危险。深度 5 mm 的轴向裂纹,最大等效应力随长度增加呈下降趋势,即裂纹在长度方向的扩展,可以释放裂纹前沿附近的应力场;当裂纹长度为 30 mm,深度发生变化时,很难以深度单参数变化描述最大等效应力的变化规律,表现出最大等效应力对裂纹形状(深长比)的依赖性。以下从断裂力学的角

度,详细讨论裂纹尺寸、裂纹形状对储气井剩余强度的影响。

2.2 基于断裂力学应力强度因子的方法

将裂纹前沿轴向位移进行约束使其无法扩展,求得各点应力即内外压的反作用力之和;释放裂纹前沿轴向位移,裂纹因内外压作用而扩展,求得位移即扩展深度。虚拟加深后的裂纹在应力作用下闭合形成扩展前裂纹,可得内外压对裂纹自由面做功之和,由此求得产生单位面积自由表面的能量释放率^[22-23]。

采用三维虚拟裂纹闭合法计算裂纹前沿应力强度因子,划分单元和节点(图6,其中 $n_1 \sim n_5$ 为裂纹前沿, i 为节点编号, b_{ni} 为单元长度, Δ 为单元宽度, δ 为节点由于开裂产生的相对位移,可近似将扩展裂纹面等效为矩形)。

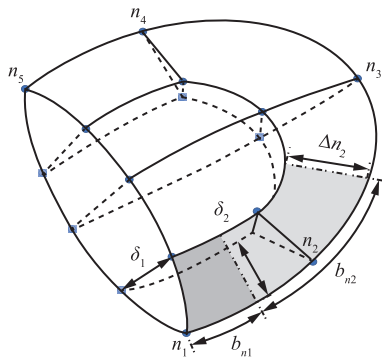


图6 基于三维虚拟裂纹闭合法的应力强度因子计算简图

I型裂纹扩展 δ 时末端节点 n_1 的单位面积自由表面能量释放率 G_{1/n_1} 为:

$$G_{1/n_1} = \frac{F_{yn1}\delta_1}{2\Delta_{n1}b_{n1}} \quad (3)$$

式中: F_{yn} 为裂纹前沿上节点力,N。

中间节点 n_2 的单位面积自由表面能量释放率为:

$$G_{1/n_2} = \frac{F_{yn2}\delta_2}{2\Delta_{n2}b_{n2}} \quad (4)$$

其中:

$$b_{n1} = \frac{b_{n1-2}}{2}, b_{n2} = \frac{b_{n1-2} + b_{n2-3}}{2} \quad (5)$$

对于平面各向同性线性弹性材料,平面应变能量释放率 G_1 和应力强度因子 K_1 关系如下:

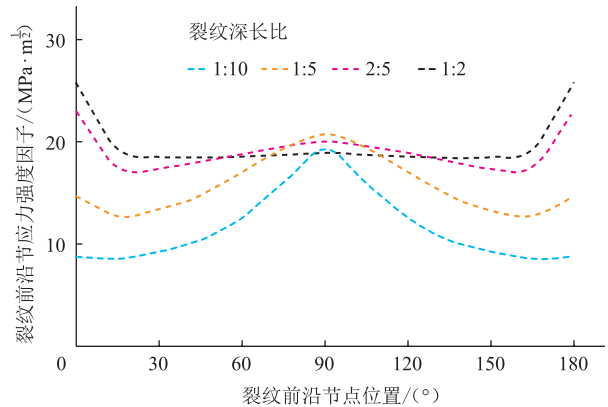
$$G_1 = \frac{K_1^2}{E}(1-\nu^2) \quad (6)$$

由上式可得应力强度因子的表达式:

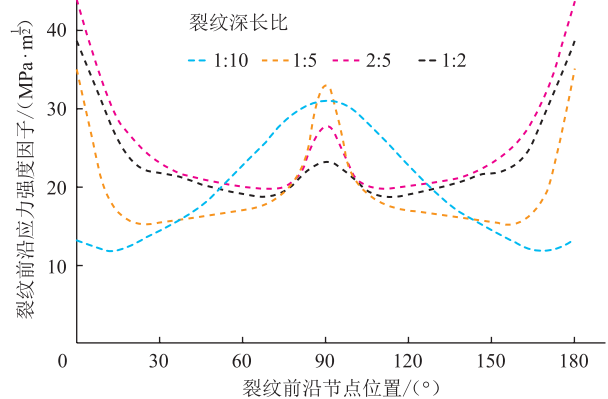
$$K_1 = \sqrt{\frac{G_1 E}{1-\nu^2}} \quad (7)$$

式中: E 为弹性模量,MPa; ν 为泊松比^[20,24-25]。

考虑轴向和环向裂纹最危险的情况:①环向裂纹处于井口位置,研究段内压25 MPa,地应力为0;②轴向裂纹处于井底位置,研究段内压25 MPa,地应力4 MPa。环向裂纹模型中的轴向拉应力 p_z 由式(2)计算得107.26 MPa。当裂纹长度为20 mm,深度分别为1 mm、2 mm、4 mm、5 mm时,计算得到轴向和环向裂纹前沿应力强度因子(图7)。



(a) 轴向裂纹



(b) 环向裂纹

图7 裂纹前沿应力强度因子随各节点位置的变化曲线

裂纹前沿应力强度因子在裂纹最深处(图7a 横坐标90°位置)出现峰值。当裂纹深长比较小时,该峰值即裂纹前沿应力强度因子的最大值。随裂纹深长比增大,该峰值应力强度因子先增后减,同时,出现峰值附近的应力强度因子变化趋势减缓。裂纹长轴处(图7a 横坐标为0°和180°位置)的应力强度因子不断增大。当深长比增大至一定程度后,裂纹长轴处应力强度因子突破裂纹最深处的峰值,成为裂纹前沿应力强度因子的最大值。由此认为,裂纹深长比较大时,在长度方向更易扩展;裂纹深长比较小时,在深度方向更易扩展,这与基于工作应力分析储气井剩余强度时,判定的

危险点不同。利用断裂力学应力强度因子,可以更准确、合理地分析储气井的剩余强度。

类似基于工作应力的强度分析方法,在获得储气井井管材料 N80 的断裂韧性 K_{IC} 的条件下,可利用基于断裂力学的方法分析储气井的剩余强度,判定许可的裂纹尺寸及形状等。

3 结论

(1) 裂纹的存在将削减储气井的剩余强度,轴向和环向裂纹的工作应力随距井口距离的增大呈线性变化。在同等裂纹尺寸条件下,位于井底的轴向裂纹,储气井工作应力更高,剩余强度更低;距离井口越近的环向裂纹,储气井工作应力越高,剩余强度越低。考虑 N80 许用应力 441 MPa,长 20 mm、深 5 mm 的轴向裂纹不允许出现,而环向裂纹相对安全。

(2) 深度为 5 mm 的裂纹,长度在 10~30 mm 变化时,轴向裂纹随裂纹长度增加,最大等效应力线性减小;环向裂纹随裂纹长度增加,最大等效应力线性增大。长度为 30 mm 的裂纹,深度在 1~9 mm 变化时,轴向裂纹随裂纹深度增加,最大等效应力先减后增;环向裂纹随裂纹深度增加,最大等效应力逐渐增加。考虑 N80 许用应力 441 MPa,不允许深 5 mm 的轴向裂纹长度小于 30 mm,不允许长 30 mm 的轴向裂纹深度大于 5 mm;不允许深 5 mm 的环向裂纹长度大于 30 mm,不允许长 30 mm 的环向裂纹深度大于 7 mm。

(3) 轴向裂纹和环向裂纹在裂纹深长比较小的情况下,裂纹最深处应力强度因子最大,为危险点,即此处裂纹更容易发生深度方向的扩展,与刘卫国等的研究结论类似;当裂纹深长比增大至一定程度后,裂纹长轴处应力强度因子最大,为危险点,裂纹更容易在长度方向发生扩展。通过对轴向和环向裂纹在最危险情况下的深长比的讨论,得出更系统、完善的含裂纹储气井剩余强度变化规律。

参考文献:

- [1] 罗龙清,夏智,史红兵,程江辉. 地下储气井超声检测系统设计[J]. 无损检测,2019,41(1):69-72.
LUO L Q, XIA Z, SHI H B, CHENG J H. Design of an ultrasonic testing system for the underground gas storage well[J]. Nondestructive Testing, 2019, 41(1): 69-72.
- [2] 林炎. 地下储气井检测系统的研制[D]. 南昌: 南昌航空大学, 2015: 1-5.
LIN Y. The development of gas storage well testing system[D]. Nanchang: Nanchang Hangkong University, 2015: 1-5.
- [3] 张梁,邓雄,田家林,张西川,梅庆钢. CNG 储气井爆炸分析[J]. 石油工程建设,2009,35(6):1-4.
ZHANG L, DENG X, TIAN J L, ZHANG X C, MEI Q G. Explosion analysis of CNG gas storage well[J]. Petroleum Engineering Construction, 2009, 35(6): 1-4.
- [4] 吕剑雄. 脱硫脱水对 CNG 加气站地下储气井腐蚀过程影响研究[D]. 舟山: 浙江海洋大学,2018:13-16.
LYU J X. Effect of desulfurization and dehydration on corrosion process of underground gas storage wells at CNG filling station[D]. Zhoushan: Zhejiang Ocean University, 2018: 13-16.
- [5] 马宁,刘徐慧,蒲远洋,汪宏伟. 高压地下储气井腐蚀与防护[J]. 石油化工腐蚀与防护,2008,25(3):23-26.
MA N, LIU X H, PU Y Y, WANG H W. Corrosion of the underground high-pressure gas-storage wells and protection[J]. Corrosion & Protection in Petrochemical Industry, 2008, 25(3): 23-26.
- [6] 赵算. 管线钢在混凝土/土壤环境中的腐蚀行为研究[D]. 天津: 天津大学,2014:2-10.
ZHAO S. The study of corrosion behavior of pipe line steel in concrete/soil environment[D]. Tianjin: Tianjin University, 2014: 2-10.
- [7] 鄢标,张广晶,高强,肖坤. 普光气田高含硫腐蚀缺陷输气管道安全评价[J]. 油气储运,2019,38(1):45-50.
YAN B, ZHANG G J, GAO Q, XIAO K. Safety evaluation on high-sulfur gas pipeline with corrosion defects in Puguang Gas Field[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2019, 38(1): 45-50.
- [8] 田家林,梁政,杨琳,邓雄,张梁. CNG 储气井套管腐蚀疲劳机理研究[J]. 石油矿场机械,2011,40(1):5-9.
TIAN J L, LIANG Z, YANG L, DENG X, ZHANG L. Study of invalidation of corrosion fatigue mechanism of CNG storage well thimble[J]. Oil Field Equipment, 2011, 40(1): 5-9.
- [9] 马廷霞,轩恒,刘维洋,郭杨柳. 残余应力对含裂纹缺陷管道疲劳寿命的影响[J]. 应用力学学报,2018,35(5):1103-1108.
MA T X, XUAN H, LIU W Y, GUO Y L. Effects of welding residual stresses on fatigue life of pipeline with crack[J]. Chinese Journal of Applied Mechanics, 2018, 35(5): 1103-1108.

- [10] 余建星,郭帅,吴朝晖,黄福祥,李妍. 含双裂纹缺陷海底管道疲劳寿命的分析[J]. 中国海洋平台, 2016, 31(4): 66-72.
YU J X, GUO S, WU Z H, HUANG F X, LI Y. Analysis of fatigue life for subsea pipelines with double cracks[J]. China Offshore Platform, 2016, 31(4): 66-72.
- [11] HOANG V T, 龙伟, 刘华国, 李金刚. 基于有限元的含均匀腐蚀缺陷油气管道剩余强度[J]. 油气储运, 2018, 37(2): 157-161.
HOANG V T, LONG W, LIU H G, LI J G. Research on residual strength of metallic oil and gas pipelines with uniform corrosion defects based on finite element method[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2018, 37(2): 157-161.
- [12] MERIEM B M, ABDUL W S A, ZAHLOUL H, BABAZIANE B, HADJ M M, PLUVINAGE G. Finite element analysis of the integrity of an API X65 pipeline with a longitudinal crack repaired with single- and double-bonded composites[J]. Composites Part B Engineering, 2015, 77: 431-439.
- [13] 臧雪瑞, 顾晓婷, 王秋妍, 王立航. 含腐蚀缺陷高钢级输气管道的失效压力模型[J]. 油气储运, 2019, 38(3): 285-290, 296.
ZANG X R, GU X T, WANG Q Y, WANG L H. A failure pressure model for high-grade gas pipelines with corrosion defects[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2019, 38(3): 285-290, 296.
- [14] 青松铸, 范小霞, 阳梓杰, 米小双, 孙明楠, 高健, 等. ASME B31G-2012 标准在含体积型缺陷管道剩余强度评价中的应用研究[J]. 天然气工业, 2016, 36(5): 115-121.
QING S Z, FAN X X, YANG Z J, MI X S, SUN M N, GAO J, et al. Application of ASME B31G-2012 to the residual strength evaluation of pipelines with volumetric defects[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(5): 115-121.
- [15] 祝效华, 童华, 刘清友, 肖辞源, 杨建忠, 陈浩. 基于故障树的套管失效模糊综合评判分析模型[J]. 石油机械, 2004, 32(2): 17-19, 60.
ZHU X H, TONG H, LIU Q Y, XIAO C Y, YANG J Z, CHEN H. Model for casing failure fuzzy integrated evaluation based on fault tree[J]. China Petroleum Machinery, 2004, 32(2): 17-19, 60.
- [16] 刘颖, 廖柯熹, 刘长林, 李进. 含腐蚀缺陷管道的剩余强度评价方法[J]. 天然气与石油, 2008, 26(2): 41-45.
LIU Y, LIAO K X, LIU C L, LI J. Estimate method for residual strength of pipeline with corrosion defects[J]. Natural Gas & Oil, 2008, 26(2): 41-45.
- [17] 骆正山, 刘华敏, 王宏超, 郟阳. 基于FAD的管道轴向裂纹失效分析[J]. 消防科学与技术, 2013, 32(1): 1-4.
LUO Z S, LIU H M, WANG H C, GAO Y. The failure analysis of pipeline axial crack based on the FAD[J]. Fire Science & Technology, 2013, 32(1): 1-4.
- [18] 何家胜, 鄢梦琪. 含纵向内裂纹管道的应力分析及应力强度因子研究[J]. 化工装备技术, 2017, 38(1): 1-4.
HE J S, YAN M Q. Stress analysis and the study of stress intensity factor for pressure pipe with longitudinal and inner crack[J]. Chemical Equipment Technology, 2017, 38(1): 1-4.
- [19] 姚安林, 胡益平, 曾祥国, 王稳, 刘卫国, 陈华燕. 高压输气管道内裂纹相互作用的有限元数值分析[J]. 压力容器, 2011, 28(3): 28-32.
YAO A L, HU Y P, ZENG X G, WANG W, LIU W G, CHEN H Y. Finite element numerical analysis of multiple interacting cracks in high pressure gas pipeline[J]. Pressure Vessel Technology, 2011, 28(3): 28-32.
- [20] 刘卫国, 姚安林, 李又绿, 陈华燕, 曾祥国. 冲击载荷作用下含裂纹高压埋地输气管道的安全性评定[C]. 绵阳: 中国计算力学大会, 2010: 109-114.
LIU W G, YAO A L, LI Y L, CHEN H Y, ZENG X G. Safety assessment of high pressure buried gas pipeline with crack under impact loading[C]. Mianyang: CCCM, 2010: 109-114.
- [21] 褚荣光, 孙华锋, 石野, 李俊, 张良, 许多. 均匀地应力下套管壁厚对储气井井筒受力的影响[J]. 石油矿场机械, 2010, 39(2): 9-13.
CHU R G, SUN H F, SHI Y, LI J, ZHANG L, XU D. Stress of gas storage wells on the wall thickness under uniform terrestrial stress[J]. Oil Field Equipment, 2010, 39(2): 9-13.
- [22] PERL M, STEINER M. The beneficial effect of full or partial autofrettage on the combined 3-d stress intensity factors for inner coplanar crack arrays and ring cracks in a spherical pressure vessel[J]. Engineering Fracture Mechanics, 2018, 191: 426-440.
- [23] FU G, YANG W, LI C Q. Stress intensity factors for mixed mode fracture induced by inclined cracks in pipes under axial tension and bending[J]. Theoretical & Applied Fracture Mechanics, 2017, 89: 100-109.
- [24] 李伟, 淡勇, 武玮, 王珂, 赵恒锐, 王利涛. 两裂纹相互作用对管道应力强度因子的影响[J]. 油气储运, 2019, 38(10): 1125-1129.

(下转第 306 页)

- acidizing results in the Daqing Field[J]. Offshore Oil, 2005, 25(1): 55-58.
- [15] 苏琳淞, 徐博娟, 罗东峰, 汪涛. 延长油田缓速酸酸化技术研究及应用[J]. 化工设计通讯, 2019, 45(10): 50, 55.
SU L S, XU B J, LUO D F, WANG T. Research and application of extended acid acidification technology in Yanchang Oilfield[J]. Chemical Engineering Design Communications, 2019, 45(10): 50, 55.
- [16] 杨其彬, 隋文, 鲜青华, 陈磊, 陈培胜, 张秀芹, 等. 低渗砂岩气藏酸化研究[J]. 内蒙古石油化工, 2009(24): 155-157.
YANG Q B, SUI W, XIAN Q H, CHEN L, CHEN P S, ZHANG X Q, et al. Research for the acidizing of low permeability gas reservoirs[J]. Inner Mongolia Petrochemical, 2009(24): 155-157.
- [17] 李进, 王昆剑, 韩耀图, 张启龙, 贾立新. 渤海油田注水井酸化效果预测评价方法[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(4): 506-511.
LI J, WANG K J, HAN Y T, ZHANG Q L, JIA L X. Methods of predicting and evaluating effect of acidizing job of water injectors in Bohai Oilfield[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019, 36(4): 506-511.
- [18] 王丹, 杨兰. 南海 A 油田储层敏感性评价及储层保护技术研究[J]. 能源化工, 2018, 39(6): 66-70.
WANG D, YANG L. Study on reservoir sensitivity evaluation and reservoir protection technology of a oilfield in South China Sea[J]. Energy Chemical Industry, 2018, 39(6): 66-70.
- [19] 徐景润, 韩晓强, 陈敏, 郎建军. 克 80 井区 58043 油井酸化效果分析[J]. 新疆石油科技, 2011, 21(1): 27-29.
XU J R, HAN X Q, CHEN M, LANG J J. Acidizing effect analysis of 58043 well in Ke 80 well area[J]. Xinjiang Petroleum Science & Technology, 2011, 21(1): 27-29.
- [20] 陆洪雷, 朱斯明. 深层低渗透油气藏酸化的效果评价及认识——以文南油田文 135 断块为例[J]. 内蒙古石油化工, 2005, 31(8): 133-134.
LU H L, ZHU S M. Evaluation and understanding of acidizing effect of deep low permeability reservoir—Taking Wen 135 fault block in south of Sichuan Oilfield as an example[J]. Inner Mongolia Petrochemical, 2005, 31(8): 133-134.
- (收稿日期: 2017-10-26; 修回日期: 2020-01-03; 编辑: 刘朝阳)

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司科技重大专项“地下储气库关键技术研究与应用”, 2015E-40。

作者简介: 闫凤林, 男, 1986 年生, 工程师, 2012 年硕士毕业于中国石油大学(北京)油气田开发工程专业, 现主要从事天然气储运及储气库地质和油藏工程相关研究工作。地址: 江苏省镇江市京口区东吴路 38 号 1-601 室, 212100。电话: 17788365995。Email: yanfenglin@petrochina.com.cn

(上接第 289 页)

- LI W, DAN Y, WU W, WANG K, ZHAO H R, WANG L T. Effect of the interaction between two surface cracks in a pipeline on the stress intensity factor[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2019, 38(10): 1125-1129.
- [25] 徐呈祥, 王伟. 受内压作用的管道表面斜裂纹尖端应力强度因子分析[J]. 辽宁石油化工大学学报, 2017, 37(4): 53-56.
XU C X, WANG W. Analysis on crack tip's stress intensity factor of pipe surface oblique crack based on the internal pressure effect[J]. Journal of Liaoning Shihua University, 2017, 37(4): 53-56.
- (收稿日期: 2018-03-02; 修回日期: 2020-01-09; 编辑: 刘朝阳)
- 基金项目:** 国家自然科学基金委员会与中国工程物理研究院联合基金资助项目“金属材料断裂的多尺度研究”, U1530140。
- 作者简介:** 计喆, 女, 1997 年生, 在读硕士生, 2019 年毕业于四川大学工程造价专业, 现主要从事输气管道安全问题方向的研究工作。地址: 成都市一环路南一段 24 号四川大学, 610065。电话: 15002823676。Email: jizhe_jz@163.com
- 通信作者:** 曾祥国, 男, 1960 年生, 教授, 1996 年博士毕业于重庆大学工程力学专业, 现主要从事力学及结构工程的科研与教学工作。地址: 成都市一环路南一段 24 号四川大学, 610065。电话: 13880558268。Email: xiangguozeng@scu.edu.cn