

文章编号: 0253-2697(2017)03-0342-06 DOI:10.7623/syxb201703011

井筒载荷-腐蚀耦合作用对碳钢套管服役寿命的影响

张智¹ 刘志伟¹ 谢玉洪² 李中³ 李炎军³ 张超³ 韦龙贵³ 段杰浩¹ 周琛洋¹

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室 四川成都 610500; 2. 中国海洋石油总公司 北京 100010;
3. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司 广东湛江 524057)

摘要:基于应力-腐蚀介质协同作用原理,结合化学力学效应理论,对高温高压超深井碳钢油、套管在使用过程中面临着CO₂、H₂S等腐蚀介质以及拉、压等复杂载荷建立了结合热应力影响套管腐蚀速率的解析模型,给出了计算应力影响管柱寿命衰减的解析公式,研究了碳钢油井管服役寿命,并对内压力、挂片实验实测腐蚀速率以及壁厚对碳钢套管服役寿命的影响进行了研究。结果表明,解析模型所得结果与文献报道的应力对腐蚀速率的影响结果相符。在井筒载荷及腐蚀工况下,增加壁厚相对于减小套管内压力,增加套管使用寿命效果不明显。初始腐蚀速率对套管的服役寿命影响较大,当管柱所受应力越大,管柱实际寿命衰减得越快。

关键词:井筒载荷;油、套管;应力腐蚀;协同作用;腐蚀速率

中图分类号:TE98

文献标识码:A

Influence of shaft load-corrosion coupling on the service life of carbon steel casing pipe

Zhang Zhi¹ Liu Zhiwei¹ Xie Yuhong² Li Zhong³ Li Yanjun³ Zhang Chao³
Wei Longgui³ Duan Jiehao¹ Zhou Chenyang¹

(1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoirs Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Sichuan Chengdu 610500, China; 2. China National Offshore Oil Corporation, Beijing 100010, China;
3. Zhanjiang Branch, CNOOC China Limited, Guangdong Zhanjiang 524057, China)

Abstract: Considering the corrosion media such as CO₂, H₂S and the complex load (e. g., pulling, pressing, etc.) suffered by carbon steel casing pipe in high temperature & pressure super-deep wells, as well as the influence of thermal stress on casing corrosion rate, an analytical model was built based on stress-corrosion medium synergy principle and mechanochemical effect, and an analytical formula was presented for calculating the influence of stress on the attenuated lifetime of tubular column so as to study the service life of carbon steel oil well pipe. Moreover, this paper studied the influence of internal pressure, corrosion rate actually measured during coupon test and wall thickness on the serve life of carbon steel casing pipe. The result from analytical model was accord well with that from experimental research on the influence of stress on corrosion rate (reported in literatures). Under the influence of shaft load and corrosion, increasing wall thickness cannot significantly prolong the service life of casing pipe compared with reducing internal pressure inside casing pipe. Furthermore, initial corrosion rate exhibits great impact on the service life of casing pipe; the larger the stress on pipe column is, the quicker the actual lifetime of pipe column will be attenuated.

Key words: shaft load; oil-casing pipe; stress corrosion; synergistic effect; corrosion rate

引用:张智,刘志伟,谢玉洪,李中,李炎军,张超,韦龙贵,段杰浩,周琛洋.井筒载荷-腐蚀耦合作用对碳钢套管服役寿命的影响[J].石油学报,2017,38(3):342-347,362.

Cite: ZHANG Zhi, LIU Zhiwei, XIE Yuhong, LI Zhong, LI Yanjun, ZHANG Chao, WEI Longgui, DUAN Jiehao, ZHOU Chenyang. Influence of shaft load-corrosion coupling on the service life of carbon steel casing pipe[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(3): 342-347, 362.

油气田开发过程中,苛刻的工况往往会使油套管腐蚀加剧,从而会给生产安全带来隐患,最终造成生命财产损失和环境污染等问题^[1-2]。受腐蚀及内压力的相互作用,生产套管服役安全面临着严峻的挑战,尤其对高温高产油气井,油套管柱还面临着高温高压的作用^[3-8]。在含CO₂、H₂S油气井套管服役过程中,CO₂、

H₂S、Cl⁻等腐蚀组分会引起套管的腐蚀,不仅造成管壁整体变薄,也会造成局部点蚀、应力腐蚀及其开裂行为。这些腐蚀行为可导致套管的有效强度降低,从而影响套管的抗挤强度和抗内压强度^[9-12]。Saito等^[13]基于力学化学效应理论,研究了在受应力作用下不锈钢在高温水介质中应力腐蚀情况,并建立了腐蚀速率

基金项目:国家重大科技专项(2016ZX05028-001-006、2016ZX05017-003)、四川省科技厅项目(2016JQ0010)和四川省省属高校科技创新团队设计划资助项目(13TD0026)资助。

第一作者及通信作者:张智,男,1976年8月生,1999年获西南石油学院学士学位,2005年获西南石油大学博士学位,现为西南石油大学教授、博士生导师,主要从事油气井工程教学和科研工作。Email: wisezh@126.com

预测模型; Bonora 等^[14]在考虑力学化学效应的情况下,研究了镁合金的应力腐蚀行为;张超等^[15]以涪洲 11-4 油田某含 CO₂ 气井为研究对象,在油管柱腐蚀形貌分析的基础上进行了管柱材料物理化学性能分析,结果表明,在流动通道变化明显区域,受 CO₂ 分压、高温和腐蚀性组分的协同作用,油管柱将会出现严重的流场诱导腐蚀现象。高德利等^[16]针对管体所受外部应力会加速腐蚀速率、严重缩短管柱服役寿命这一现象,结合化学力学效应理论,分二向应力和三向应力 2 种情况,建立了外应力影响套管腐蚀速率的解析模型,得出管柱所受应力越大,管柱实际寿命衰减得越快结论。Xu 等^[17]研究了 X100 钢塑性应变情况下在近中性碳酸盐溶液中的腐蚀行为,通过机械性能测试、电化学和微区电化学测试、有限元分析等手段,讨论了塑性应变情况下 X100 管线钢的腐蚀规律,指出材料的腐蚀因施加应变而加速。闫伟等^[18]从金属的力学—化学腐蚀原理出发,分析了应力对油套管腐蚀的影响规律,结果表明三轴应力条件下力学因素会对油套管寿命预测结果产生较大影响,不考虑应力对腐蚀的促进作用所预测的油套管寿命延长 46.7%。顾春元等^[19]结合断裂力学理论,通过慢应变拉伸等系列实验,探讨了拉应力加速油气井套管腐蚀的机理,认为存在应力时腐蚀速率比无应力时的腐蚀速率高出 13.6%~24%。Contreras 等^[20]研究了 X52 和 X70 管线钢在含 H₂S 溶液中慢应变速率的应力腐蚀特性,并用电化学方法对材料的腐蚀特性进行了评价。李党国等^[21]利用交流阻抗技术研究了拉伸、压缩和弯曲三种应力状态下 N80 油套管钢在饱和 CO₂ 地层水中的腐蚀过程,结果表明应力状态下会加剧 N80 钢的 CO₂ 腐蚀。侯铎等^[22]利用挂片实验、高温高压恒载荷应力腐蚀实验、高温高压三点弯曲应力腐蚀实验研究了 C110、P110 套管的应力腐蚀速率,结果表明套管钢承受应力作用时会发生应变老化,腐蚀速率显著增大。Li 等^[23]研究了碳钢在 H₂S 和 CO₂ 存在的条件下,指出对于评价酸性腐蚀行为试验中管壁剪切力是一个非常重要的因素,增大管壁剪切力会增大腐蚀速率的增加。以上研究结果表明,应力与腐蚀的协同作用会加剧腐蚀的进度,造成材料提前失效。

以往的腐蚀研究主要是从腐蚀电化学理论以及实验方法出发,实验方法没有给出具体的解析模型,而理论模型没有考虑热应力对腐蚀速率的影响。笔者结合力学电化学腐蚀机理出发,建立了结合热应力的腐蚀解析模型,为油套管的防腐以及设计提供参考。

1 腐蚀应力机理

物质的力学化学活度,对于反应 $A + B + C + \dots \rightarrow M^* + N + O + \dots \rightarrow X + Y + Z + \dots$,根据绝对反应速率

理论,其反应速率可写成:

$$J = k_B c_A c_B c_C \dots = \chi \frac{k_B T}{h} K^* c_A c_B c_C \dots \quad (1)$$

根据质量作用定律,真实的平衡常数为:

$$K_0^* = \frac{b_M^* b_N b_O \dots}{b_A b_B b_C \dots} = \frac{c_M^* c_N c_O \dots}{c_A c_B c_C \dots} \cdot \frac{f_M^* f_N f_O \dots}{f_A f_B f_C \dots} \quad (2)$$

根据式(1)得到:

$$J = K_0 (f_M^* f_N f_O \dots)^{-1} b_A b_B b_C \dots \quad (3)$$

数值 K_0 为气相中压力极低或溶液中稀释度较高的速率常数,即当物质行为可以近似于理想状态的速率常数:

$$K_0 = \chi \frac{k_B T}{h} K_0^* \quad (4)$$

对于非理想体系的反应速率,如果用活度代替浓度,则质量定律仍保持有效。将同由内部因素决定的标准活化自由能概念相联系,则有:

$$b_A b_B b_C \dots / b_M b_N b_O \dots = \exp\left(-\frac{\Delta F_0^*}{RT}\right) \quad (5)$$

根据化学热力学,对于溶液相中和气相中的物质,化学位与其活度和逸度的关系分别为^[20]:

$$u_1 = u^0 + RT \ln b \quad (6)$$

$$u_2 = u^0 + RT \ln f \quad (7)$$

当单位正电荷进入物质相时,实际所作的功是电学作用和化学作用的联合作用。无法只测定电学部分而不涉及化学作用的部分,因此物体内某一点的内电位虽然在物理上具有明确的意义,却是不能测量的。可以将内电位分为外电位、表面电势两部分。外电位是将单位正电荷从无穷远处的真空中移到大约离物体表面 1×10^{-4} cm 处所作的电功,由于没有化学作用或化学作用尚未开始,这一部分数值是可以测量的。但将单位正电荷从表面通过界面移到物相内部时,则涉及化学反应的问题。单位正电荷越过表面层需作的电功,称为表面电势。由电化学理论可知,电学位可以表示为:

$$\bar{u} = u^0 + RT \ln b + ZF\phi \quad (8)$$

$$\phi = \varphi + \zeta \quad (9)$$

对于金属,因其压缩性较低,使得金属的热力势与压力之间的直线关系一直较好地保持到超高压范围。在恒温恒压下,纯金属的热力势即为化学势,因此金属热力势与压力的关系就是化学位与压力的关系,可表示为:

$$\Delta u = \int_{p_1}^{p_2} V(p) dp = \int_{p_1}^{p_2} V_0 \exp(-\beta p) dp \approx V_0 \Delta p \quad (10)$$

金属承受压力时,其化学位为:

$$\bar{u} = u_{\Delta p=0} + V\Delta p = u_0 + RT\ln b + V\Delta p = u_0 + RT\ln \bar{b} \quad (11)$$

由式(11)可得力学化学活度为:

$$\bar{b} = b \exp\left(\frac{V\Delta p}{RT}\right) \quad (12)$$

对于一个阳离子系统,电和力同时作用,可得该系统的化学位:

$$\bar{u} = u^0 + RT\ln b + V\Delta p + ZF\phi \quad (13)$$

由式(8)可得电化学活度为:

$$\bar{a} = u^0 + RT\ln b + V\Delta p + ZF\phi = u^0 + RT\ln \bar{b} \quad (14)$$

$$\bar{b} = b \exp\left(\frac{ZF\phi}{RT}\right) \quad (15)$$

由式(12)、式(15)可得力学电化学活度为:

$$\bar{\bar{b}} = b \exp\left(\frac{ZF\phi + V\Delta p}{RT}\right) \quad (16)$$

当腐蚀反应达到平衡时,此时体系中 $\bar{a} \rightarrow 0$,可得:

$$RT\ln(b_b/b_0) + ZF\phi_0 + V\Delta p = 0 \quad (17)$$

由此可得平衡电势为:

$$\phi_0 = -[RT\ln(b_b/b_0) + V\Delta p]/ZF \quad (18)$$

阳离子系统平衡电极电位由于存在力学作用而降低,其降低数值为:

$$\Delta\phi_0 = -V\Delta p/ZF \quad (19)$$

上述推导从热力学角度论述了外加应力对金属阳离子体系平衡电位的影响(电位负移,腐蚀倾向增大)。为了从腐蚀动力学角度说明应力对腐蚀速率影响,在上述理论基础上,古特曼引入质量作用定律理论和电荷的平衡方程,推导出了金属溶解电流 I 与压力 Δp 的关系^[24]:

$$I = i_m \exp\left(\frac{V\Delta p}{RT}\right) - i_a \quad (20)$$

式(20)只是混合阳极体系受外力作用时阳极电流与外力之间的关系,不能等同腐蚀速率受应力的影响。当腐蚀体系的阴极反应受到活化反应控制时,腐蚀速率直接乘以外加应力影响系数可能对结果影响不大;但当腐蚀过程的阴极反应受到扩散控制时,测试腐蚀速率乘以该系数将会带来不可估计的误差。

2 模型的建立

油气田开发过程中,油套管将会受到地层流体的腐蚀以及管内流体的压力以及外部地层应力而导致失效断裂。管体在与腐蚀面相垂直的方向受到应力作用,在力学作用与化学腐蚀的协同作用下,将加速管体的腐蚀速率,提前使管体达到失效状态。为简化讨论,作如下4点假设:

(1) 管柱所受应力为静应力,不考虑管体震动对腐蚀速率的影响;

(2) 油套管腐蚀由内向外进行,管体的外部不受腐蚀的作用,即腐蚀由内向外单向进行;

(3) 忽略流体对套管的冲蚀;

(4) 假设管柱材料的力学性能不随温度变化而变化。

根据以上4点假设以及管体的实际受力状况,建立如图1所示的管体宏观和微观受力分析模型,假设套管中充满了具有腐蚀性的流体,内壁受到流体的恒定内压为 p_i 、外压为 p_o 、温度为 T ,内外直径分别为 R_i 、 R_o 。

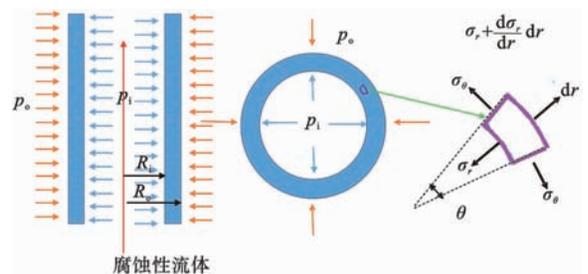


图1 管体宏观和微观受力示意

Fig. 1 Macrography and microscopic stress of the tube

3 三轴应力状态下套管服役寿命预测

假定在套管工作过程中承受恒定的、会引起均匀腐蚀的介质内压力,取 $\sigma = \Delta p$,此处为应力张量的静水压部分。实际情况下,管体受到内压,外压以及温度作用的热应力以及轴向应力,因此本模型只考虑三向应力作用下的腐蚀寿命预测,套管内壁上三向应力状态可以根据Lame公式计算,结合温度应力得出:

周向应力为:

$$\sigma_\theta = \frac{p_i(R_o^2 + R_i^2)}{R_o^2 - R_i^2} - \frac{2p_o R_o^2}{R_o^2 - R_i^2} + \frac{E\alpha\Delta t}{2(1-\mu)} \left(\frac{1}{\ln R_o - \ln R_i} - \frac{2R_o^2}{R_o^2 - R_i^2} \right) \quad (21)$$

径向应力为:

$$\sigma_r = p_i \quad (22)$$

轴向应力:

$$\sigma_z = \frac{p_i R_i^2 - p_o R_o^2}{R_o^2 - R_i^2} + \frac{E\alpha\Delta t}{2(1-\mu)} \left(\frac{1}{\ln R_o - \ln R_i} - \frac{2R_o^2}{R_o^2 - R_i^2} \right) \quad (23)$$

则应力张量中影响腐蚀的静水压部分为:

$$\sigma = \frac{\sigma_\theta + \sigma_r + \sigma_z}{3} = \frac{p_i(R_i^2 + 2R_o^2) - 3p_o R_o^2}{3(R_o^2 - R_i^2)} + \frac{E\alpha\Delta t}{(1-\mu)} \left(\frac{1}{\ln R_o - \ln R_i} - \frac{2R_o^2}{R_o^2 - R_i^2} \right) \quad (24)$$

将式(24)对 t 微分,可得静水压力的变化为:

$$\sigma_t = \frac{p_i \{2R_0^2 + [R_i + S(t)]^2\} - 3p_0 R_0^2}{3\{2R_0^2 - [R_i + S(t)]^2\}} + \frac{E\alpha \Delta t}{3(1-\mu)} \left\{ \frac{1}{\ln R_0 - \ln [R_i + S(t)]} - \frac{2R_0^2}{R_0^2 - [R_i + S(t)]^2} \right\} \quad (25)$$

壁厚减小的速率等于腐蚀的速率,而腐蚀速率则取决于因机械应力作用引起的阳极溶解加速过程^[20], t 时刻的腐蚀速率近似等于:

$$v_t \approx v_0 \exp \frac{V\sigma_t}{RT} \quad (26)$$

取微小时间增量 δ , 认为在 δ 时间内按照相同速率进行,在时间 t 从 $0, \delta, 2\delta, \dots, i\delta$ (i 为整数) 的变化过程中,从 $(i-1)$ 到 i 的过程中瞬时腐蚀速率为腐蚀的壁厚:

$$h_i = v_i \delta \quad (27)$$

$S(t)$ 为 t 时刻的壁厚损失:

$$S(t) = h_1 + h_2 + \dots + h_i \quad (28)$$

则此时的剩余壁厚为:

$$S_s = R_0 - R_i - S(t) \quad (29)$$

假设腐蚀到某一时刻 t , 管壁处的等效应力超过了许用应力 $[\sigma]$ 时计算程序停止,此时 t 则为管柱的服役寿命。一般认为,材料的破坏形式分为脆性断裂和塑性变形两类。第四强度理论是用于判断材料塑性变形破坏的基本理论之一,另外工程上抗拉屈服挤毁和抗压屈服挤毁也均建立在屈服的基础上的。考虑套管达到屈服失效状态就认为套管失效,因此引入第四强度理论,判别 t 时刻管柱是否进入屈服失效状态:

$$\frac{\sqrt{2}}{2} [(\sigma_{r,t} - \sigma_{\theta,t})^2 + (\sigma_{r,t} - \sigma_{z,t})^2 + (\sigma_{\theta,t} - \sigma_{z,t})^2]^{\frac{1}{2}} \leq [\sigma] \quad (30)$$

根据模型,可以分析在不同半径、不同壁厚的套管在应力腐蚀和化学腐蚀共同作用下,其腐蚀速率随腐蚀年限的变化情况以及在不同内压、外压及温度条件下套管失效时间。

4 算例分析与讨论

以 $\Phi 177.8$ mm 的 P110 套管为例, P110 钢级套管材料的弹性模量为 200 GPa,泊松比为 0.23,线膨胀系数为 $1.5 \times 10^{-5}/^\circ\text{C}$ 。P110 钢级套管材料屈服强度为 759 MPa,钢的摩尔体积为 $7.12 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{mol}$,气体常数 R 为 $8.314 \text{ J}/(\text{mol}\cdot\text{K})$,井下温度为 100°C ;假设管体内外温差为 5°C ;时间增量 δ 为 1 a;无应力状态下测试的均匀腐蚀速率为 $0.1 \text{ mm}/\text{a}$ 。

分析了外挤压力为 20 MPa、内压为 25~50 MPa、

挂片实验实测腐蚀速率为 $0.05 \sim 0.3 \text{ mm}/\text{a}$ 条件下管壁厚度分别为 9.19 mm、10.36 mm、11.51 mm、12.65 mm 和 13.72 mm 的腐蚀速率的变化情况。

4.1 套管内压、壁厚对其服役寿命的影响

图 2 是 $\Phi 177.8$ mm 套管在不同壁厚以及不同内压作用下力学-化学腐蚀预测结果。由图 2 可知,在井筒载荷及腐蚀工况下,随着套管内压的增大以及随着壁厚减小,使用寿命随之减小,相反则随之增大。由图 2 还可以看出,随着压力的减小,井筒或套管使用寿命的增大趋势比较明显。相比增大壁厚,通过减少压力增加套管使用寿命,效果更加明显。因此现场作业时为了减少管材的费用,尽量避免管内压力过高。

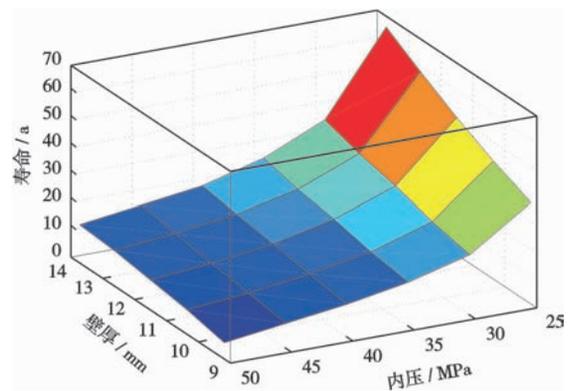


图 2 套管寿命与内压、壁厚之间的关系

Fig. 2 Relationship of casing pipe's service life with internal pressure and wall thickness

4.2 初始腐蚀速率及内压对套管服役寿命的影响

图 3 为管柱中的油气压力为 25~50 MPa,初始腐蚀速率 $0.05 \sim 0.30 \text{ mm}/\text{a}$ 下的管柱的服役寿命。由图 3 可见,在套管内压一定的情况下,初始腐蚀速率对套管的服役寿命影响较大,因此现场作业腐蚀环境一定的情况下,应利用涂层或者阴极保护等措施减小套管的腐蚀速率,达到延长套管使用寿命的目的。

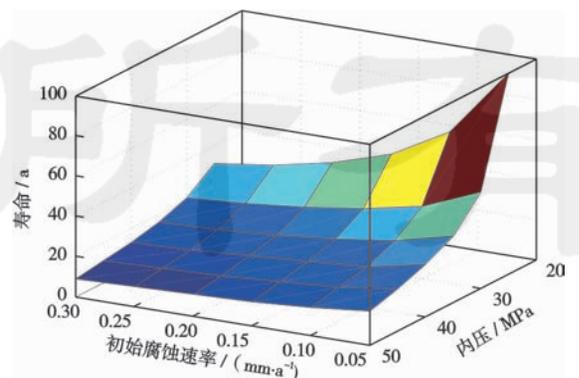


图 3 套管服役寿命与初始腐蚀速率、内压的关系

Fig. 3 Relationship of casing pipe's service life with initial corrosion rate and internal pressure

4.3 腐蚀时间、内压对腐蚀速率的影响

图4为壁厚为13.72 mm套管的腐蚀速率随内压以及腐蚀时间的变化关系。随着腐蚀时间的延长,应力对腐蚀的加速作用明显,主要体现在随着套管内压的增大即套管内应力的增大,腐蚀速率成明显加速上升的趋势。

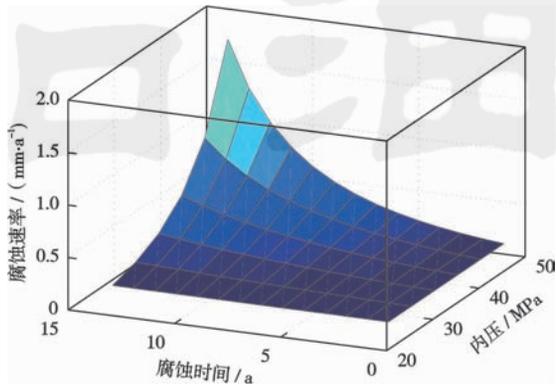


图4 腐蚀时间、内压与腐蚀速率间的关系

Fig. 4 Relationship of corrosion time and internal pressure with corrosion rate

4.4 腐蚀速率、腐蚀时间对套管内壁等效应力的影响

在内压一定的情况下不同壁厚套管的腐蚀速率与腐蚀时间的变化关系以及套管内壁处等效应力与腐蚀时间之间的关系如图5、图6所示。从图5中可以看到,随着腐蚀时间的延长,腐蚀速率加速增加,从图6中可以看到,随着腐蚀时间的增加,套管内壁处的应力也成加速增加状态。这说明,应力加速了腐蚀速率的增加。

不同内压下套管腐蚀速率与腐蚀年限的关系如图7所示。从图7中可以看出,当套管服役时间一定时,套管内压越大,腐蚀速率越大。

在实际工况下,应力状态在使用过程中甚至是在定外载条件下也会变化,受力套管由于腐蚀磨损的结果,截面发生变化导致应力也跟着变化。为避免应力

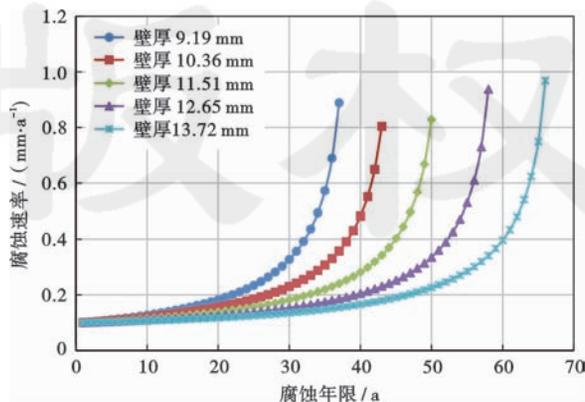


图5 腐蚀年限与腐蚀速率之间的关系

Fig. 5 Relationship of corrosion years with corrosion rate

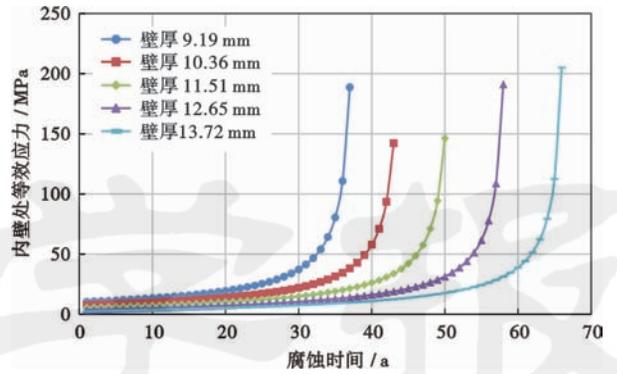


图6 腐蚀时间与套管内壁应力关系

Fig. 6 Relationship of corrosion time with casing inwall stress

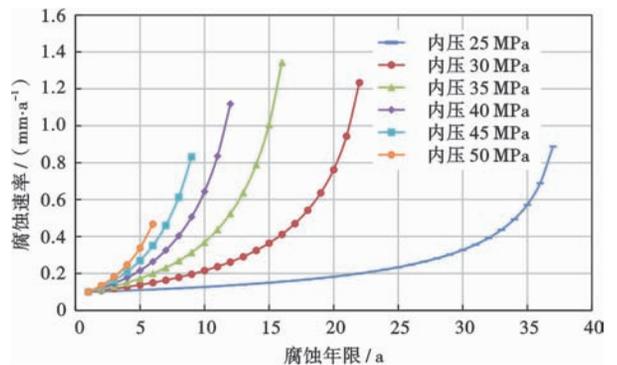


图7 腐蚀年限与腐蚀速率之间的关系

Fig. 7 Relationship of corrosion years with corrosion rate

对套管服役寿命的影响,应避免套管受到较大的应力作用。

5 结论

(1) 基于热力学-电化学理论研究了油套管在井筒载荷以及腐蚀工况下的腐蚀机理,当油套管承受载荷时,其热力学活度会改变,从而电化学反应的电位也会随之改变,最终影响腐蚀的进程。

(2) 在应力作用下,材料的腐蚀速率增加,合理地估计油套管服役寿命需要考虑应力的作用;化学腐蚀条件一定时,油套管所受应力越大,则油管管的服役寿命越短。

(3) 在井筒载荷及腐蚀工况下,初始腐蚀速率对套管的服役寿命影响较大。现场材料选择时,需要在技术经济评价的基础上优选油套管材料,同时利用加注缓蚀剂等措施降低腐蚀速率以达到延长服役寿命的目的。

符号注释: A、B、C、X、Y、Z—反应物; M*—活化络合物; N、O—中间化合物; J—反应速率; k_B—玻尔兹曼常数,无因次; χ—传递系数,无因次; h—普朗克

常数,无因次; K^* —反应物与中间产物间平衡常数的近似数,无因次; K_0^* —平衡常数,无因次; b_M^* 、 c_M^* 、 f_M^* —分别为活化络合物活度、浓度、活度系数,无因次; c_A 、 c_B 、 c_C 、 c_N 、 c_O —物质的量浓度, mol/L; b_A 、 b_B 、 b_C 、 b_M 、 b_N 、 b_O —物质活度,无因次; f_A 、 f_B 、 f_C 、 f_N 、 f_O —物质活度系数,无因次; ΔF_0^* —由外部因素引起的标准活化自由能的变化, J/mol; u_1 —液相中物质的化学位, V; u_2 —气相中物质的化学位, V; u^0 —标准状态下的化学位, V; K_0 —气相中压力极低或溶液中稀释度很高的速率常数,无因次; b —液相中物质热力学活度,无因次; f —气相中物质的逸度,无因次; R —气体常数, 8.314 J/(mol·K); T 为绝对温度, K; \tilde{a} —系统的化学位, V; \tilde{b} —电化学活度,无因次; \tilde{b} —力学电化学活度,无因次; \tilde{a} —电化学位, V; Z —金属离子的化合价,无因次; F —法拉第常数, C/mol; ϕ —体系的电位, V; ζ —表面电势, V; \tilde{b} —力学化学活度,无因次; φ —外电位, V; V_0 —为变形前金属的摩尔体积, m^3/mol ; p_1 、 p_2 —分别为金属变形前后的作用压力, MPa; Δp —剩余压力, MPa; β —压缩性系数, 约为 10^{-6} ; b_0 —平衡状态下的热力学活度,无因次; φ_0 —平衡电势, V; b_0 —标准活度,无因次; I —金属溶解电流; i_m —为未变形电极的阳极电流(混合电极体系); i_n —阴极电流; Δp —剩余压力, MPa; σ_θ —套管周向应力, MPa; σ_r —套管径向应力, MPa; σ_z —套管轴向应力, MPa; p_i —套管内压力, MPa; p_o —套管外压力, MPa; R_i —套管内半径, mm; R_o —套管外半径, mm; E —套管弹性模量, MPa; α —线膨胀系数, $1/^\circ\text{C}$; Δt —套管内外温差, $^\circ\text{C}$; μ —套管泊松比,无因次; σ —套管内壁等效应力, MPa; σ_t — t 时刻套管内壁等效应力, MPa; v_0 —初始腐蚀速率, mm/a; v_t — t 时刻腐蚀速率, mm/a; v_i — $(i-1)$ 到 i 的过程中瞬时腐蚀速率, mm/a; δ —时间增量, a; h_i — $(i-1)$ 到 i 过程中腐蚀的壁厚, mm; $S(t)$ — t 时刻的壁厚损失, mm; S_s —剩余壁厚, mm; $\sigma_{\theta,t}$ — t 时刻套管周向应力, MPa; $\sigma_{r,t}$ — t 时刻套管径向应力, MPa; $\sigma_{z,t}$ — t 时刻套管轴向应力, MPa; $[\sigma]$ —套管许用应力, MPa。

参 考 文 献

- [1] 祝效华,张智,常学军,等. 复杂结构井磨损套管连接螺纹的三维力学行为[J]. 石油学报,2015,36(6):748-753.
ZHU Xiaohua, ZHANG Zhi, CHANG Xuejun, et al. Three-dimensional mechanical behavior of worn casing connecting thread in complex structural well[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(6): 748-753.
- [2] 张鹏,彭杨. 考虑随机变量相关性的腐蚀管道失效概率[J]. 石油学报,2016,37(10):1293-1301.

ZHANG Peng, PENG Yang. Failure probability of corroded pipeline considering random variables correlation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(10): 1293-1301.

- [3] 张智,黄熠,李炎军,等. 考虑腐蚀的环空带压井生产套管安全评价[J]. 西南石油大学学报:自然科学版,2014,36(2):171-177.
ZHANG Zhi, HUANG Yi, LI Yanjun, et al. Safety evaluation of production casing considering corrosion in gas well with sustained casing pressure[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Natural Science & Technology Edition, 2014, 36(2): 171-177.
- [4] 张智,张琳琳. 高温高产气井自由套管热应力研究[J]. 安全与环境学报,2015,15(4):98-102.
ZHANG Zhi, ZHANG Linlin. Thermal stress model for the free-casing section to be used for high-temperature and high-yield gas wells[J]. Journal of Safety and Environment, 2015, 15(4): 98-102.
- [5] 张智,王汉. 多封隔器密闭环空热膨胀力学计算方法及应用[J]. 天然气工业,2016,36(4):65-72.
ZHANG Zhi, WANG Han. A calculation method for thermal expansion mechanics of sealed annulus between multiple packers and its application[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(4): 65-72.
- [6] ZHANG Zhi, WANG Han. Sealed annulus thermal expansion pressure mechanical calculation method and application among multiple packers in HPHT gas wells[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 31: 692-702.
- [7] 樊恒,闫相祯,冯耀荣,等. 基于分项系数法的套管实用可靠度设计方法[J]. 石油学报,2016,37(6):807-814.
FAN Heng, YAN Xiangzhen, FENG Yaorong, et al. Practical reliability design method of casing based on partial coefficient method[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(6): 807-814.
- [8] 祝效华,迟博. 螺杆钻具定转子热力耦合行为[J]. 石油学报,2016,37(8):1047-1052.
ZHU Xiaohua, CHI Bo. Thermal-mechanical coupling behavior for screw drill stator and rotor[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(8): 1047-1052.
- [9] 车争安,张智,陈胜宏,等. 酸性气田开发中腐蚀对套管强度的影响[J]. 石油钻采工艺,2012,34(4):114-118.
CHE Zheng'an, ZHANG Zhi, CHEN Shenghong, et al. Analysis on the influence of corrosion on casing strength in acidic gas field development[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(4): 114-118.
- [10] 刘然克,张德平,郝文魁,等. H_2S 分压对N80油套管钢 CO_2 环境下应力腐蚀开裂的影响[J]. 四川大学学报:工程科学版,2013,45(6):196-202.
LIU Ranke, ZHANG Deping, HAO Wenkui, et al. Effect of H_2S partial pressure on stress corrosion cracking behavior of N80 oil casing steel in the environment of CO_2 [J]. Journal of Sichuan University: Engineering Science Edition, 2013, 45(6): 196-202.
- [11] 孙建波,靳亚鹏,孙冲,等. H_2S - CO_2 环境下低铬钢的硫化物应力腐蚀开裂行为[J]. 表面技术,2016,45(2):1-7.
SUN Jianbo, JIN Yapeng, SUN Chong, et al. Sulfide stress corrosion cracking behavior of Low-Cr Steel in H_2S - CO_2 environment[J]. Surface Technology, 2016, 45(2): 1-7.

- 2011.
- [17] 张新生,李亚云,王小完. 腐蚀油气管道维修策略优化研究[J]. 中国安全科学学报,2015,25(11):81-86.
ZHANG Xincheng, LI Yayun, WANG Xiaowan. Study on maintenance strategy optimization of corroded oil-gas pipeline[J]. China Safety Science Journal, 2015, 25(11): 81-86.
- [18] 翟利波. 基于时间序列分析的剩余寿命预测模型[D]. 西安:西安电子科技大学,2014.
ZHAI Libo. The residual life prediction model based on time series analysis[D]. Xi'an: Xidian University, 2014.
- [19] 李明福,胡昌华,周志杰,等. 基于逆高斯过程和证据推理的退化建模方法[J]. 电光与控制,2015,22(1):92-96.
LI Mingfu, HU Changhua, ZHOU Zhijie, et al. A degradation modeling method based on inverse Gaussian process and evidential reasoning[J]. Electronics Optics & Control, 2015, 22(1): 92-96.
- [20] 徐廷学,王浩伟,张鑫. EM算法在 Wiener 过程随机参数的超参数值估计中的应用[J]. 系统工程与电子技术,2015,37(3):707-712.
XU Tingxue, WANG Haowei, ZHANG Xin. Application of EM algorithm to estimate hyper parameters of the random parameters of Wiener process[J]. Systems Engineering and Electronics, 2015, 37(3): 707-712.
- [21] ORCHARD M E, VACHTSEVANOS G J. A particle filtering approach for on-line failure prognosis in a planetary carrier plate [J]. International Journal of Fuzzy Logic and Intelligent Systems, 2007, 7(4): 221-227.
- [22] 尤明懿. 基于状态监测数据的产品寿命预测与预测维护规划方法研究[D]. 上海:上海交通大学,2012.
YOU Mingyi. Research on methods for condition based product residual life prediction and predictive maintenance scheduling [D]. Shanghai: Shanghai Jiaotong University, 2012.
- [23] 郭生武,袁鹏斌,张十金. 输送管线完整性检测、评价及修复技术 [M]. 北京:石油工业出版社,2007.
GUO Shengwu, YUAN Pengbin, ZHANG Shijin. Integrity inspection, evaluation and repairment technology of transport pipelines [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.
- [24] 罗富绪. 国外油气管道剩余使用寿命的预测和评估[J]. 油气储运, 2001, 20(1): 54-56.
LUO Fuxu. Prediction and assessment on the residual service life of foreign oil and gas pipelines translated [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2001, 20(1): 54-56.

(收稿日期 2016-06-28 改回日期 2016-12-30 编辑 宋 宁)

(上接第 347 页)

- [12] 黄洪春,沈忠厚,高德利. 三高气田套管应力腐蚀与防腐设计研究[J]. 石油机械,2015,43(3):6-11.
HUANG Hongchun, SHEN Zhonghou, GAO Deli. Stress corrosion of casing in "Three high" gas field and anti-corrosion design [J]. China Petroleum Machinery, 2015, 43(3): 6-11.
- [13] SAITO K, KUNIYA J. Mechanochemical model to predict stress corrosion crack growth of stainless steel in high temperature water [J]. Corrosion Science, 2001, 43(9): 1751-1766.
- [14] BONORA P L, ANDREI M, ELIEZER A, et al. Corrosion behaviour of stressed magnesium alloys [J]. Corrosion Science, 2002, 44(4): 729-749.
- [15] 张超,张智,曾春珉,等. 涠洲 11-4 油田含 CO₂ 气井油管柱腐蚀分析[J]. 中国海上油气,2015,27(4):122-125.
ZHANG Chao, ZHANG Zhi, ZENG Chunmin, et al. Analysis on tubing corrosion for gas wells with CO₂ in WZ 11-4 oilfield [J]. China Offshore Oil and Gas, 2015, 27(4): 122-125.
- [16] 高德利,赵增新. 外应力对套管腐蚀速率的影响[J]. 石油钻采工艺,2008,30(6):117-119.
GAO Deli, ZHAO Zengxin. Effect of external stress to casing corrosion rate [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(6): 117-119.
- [17] XU L Y, CHENG Y F. Corrosion of X100 pipeline steel under plastic strain in a neutral pH bicarbonate solution [J]. Corrosion Science, 2012, 64: 145-152.
- [18] 闫伟,邓金根,邓福成,等. 油套管力学-化学腐蚀规律分析[J]. 中国海上油气,2014,26(1):87-91.
YAN Wei, DENG Jinggen, DENG Fucheng, et al. Discussion of mechanical-chemical corrosion in OCTG anti-corrosion design [J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(1): 87-91.
- [19] 顾春元,狄勤丰,王掌洪,等. 拉应力条件下油气井套管腐蚀机理研究[J]. 钻采工艺,2007,30(1):84-86.
GU Chunyuan, DI Qinfeng, WANG Zhanghong, et al. Corrosion mechanism of casing under tensile stress in oil/gas well [J]. Drilling Process, 2007, 30(1): 84-86.
- [20] CONTRERAS A, ALBITER A, SALAZAR M, et al. Slow strain rate corrosion and fracture characteristics of X-52 and X-70 pipeline steels [J]. Materials Science and Engineering: A, 2005, 407(1/2): 45-52.
- [21] 李党国,冯耀荣,白真权,等. N80 油套管钢应力状态下的 CO₂ 腐蚀行为研究[J]. 化学学报,2007,65(17):1807-1813.
LI Dangguo, FENG Yaorong, BAI Zhenquan, et al. Investigation on CO₂ corrosion behaviors of N80 tubing steel under stress conditions [J]. Acta Chimica Sinica, 2007, 65(17): 1807-1813.
- [22] 侯铎,曾德智,陈玉祥,等. H₂S, CO₂ 酸性环境中 110ksi 钢 P110, C110 套管的应力腐蚀速率[J]. 材料保护,2014,47(10):65-67.
HOU Duo, ZENG Dezhi, CHEN Yuxiang, et al. Determination of stress-corrosion rate of 110 ksi steel casings P110 and C110 under acidic oilfield environment containing hydrogen sulfide and carbon dioxide [J]. Material Protection, 2014, 47(10): 65-67.
- [23] LI Chong, XIONG Yao, PACHECO J L, et al. Effect of wall shear stress on sour corrosion of carbon steel [R]. NACE 4051, 2014.
- [24] 古特曼 M. 金属力学化学与腐蚀防护 [M]. 金石,译. 北京:科学出版社,1989:36-40.
GUTMANN M. Механохимия металлов и защита от коррозии [M]. Jin Shi, trans. Beijing: Science Press, 1989: 36-40.

(收稿日期 2016-06-13 改回日期 2017-02-06 编辑 宋 宁)