

沿井筒方向变化的 CO₂ 分压对油管服役时间的影响规律研究

翟晓鹏¹ 谢志涛² 楼一珊¹ 张艳¹ 蔡利华¹ 柳耀泉³

1. 长江大学油气钻井技术国家工程实验室防漏堵漏技术研究室 2. 中国石油新疆油田公司工程技术研究院
3. 中国石油渤海钻探工程公司

摘 要 开展沿井筒方向变化的 CO₂ 分压下油管服役时间规律研究, 有助于最大限度地延长油管使用年限。为此, 将 CO₂ 分压引入 Q/HS14015 标准腐蚀速率模型中, 结合坐封、生产和开发过程中油管服役工况, 建立了以油气产量和腐蚀环境为参数的井筒 CO₂ 分压耦合计算模型。应用该模型的计算结果表明: ①沿井深方向 CO₂ 分压呈多项式分布, 同一井深处, 产量越大, CO₂ 分压越小; ②与实测井筒 CO₂ 分压相比, 井底段 CO₂ 分压计算值吻合度高, 井口段 CO₂ 分压受温度、井筒压力和 CO₂ 摩尔含量降低影响, 计算值误差较大; ③相同 CO₂ 分压下, 腐蚀速率随温度的增加先增大后减小; ④ CO₂ 分压与服役时间内油管强度呈反比; ⑤一定井深下, 相对于温度, CO₂ 分压对腐蚀后油管强度影响更明显。结论认为: 以井筒 CO₂ 分压为基础, 结合腐蚀速率和油管坐封、生产和开发过程中所受外挤、内压、拉力服役工况预测油管服役时间的方法, 能够进一步优化 CO₂ 腐蚀环境下的油管选材, 节约油气井建井成本, 在生产中的应用效果也证明了该方法的可行性。

关键词 腐蚀 二氧化碳 CO₂ 分压 油套管 寿命 钻井工程 井筒温度场 安全评价

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2017.04.013

Tubing service time reducing laws under CO₂ partial pressure of wellbore

Zhai Xiaopeng¹, Xie Zhitao², Lou Yishan¹, Zhang Yan¹, Cai Lihua¹ & Liu Yaoquan³

(1. Lost Circulation Control Division, National Engineering Laboratory of Oil and Gas Drilling Technology, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China; 2. Research Institute of Engineering Technology, PetroChina Xinjiang Oil-field Company, Karamay, Xinjiang 834003, China; 3. CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Tianjin 300280, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 37, ISSUE 4, pp.109-115, 4/25/2017. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: To exert the tubing performance to the utmost, it is necessary to analyze the service time laws of tubings under CO₂ partial pressure which changes along the wellbore. In this paper, CO₂ partial pressure was introduced into the Q/HS14015 standard corrosion rate model. A coupled calculation model of CO₂ partial pressure with oil and gas production rate and corrosion environment as parameters was established based on the service performance of tubings in the process of setting, production and development. The calculation results by this model indicate that: (1) CO₂ partial pressure along the wellbore direction is distributed in a multinomial pattern. In the same depth, the higher the production rate, the lower the CO₂ partial pressure. (2) The calculated CO₂ partial pressure of the bottom hole is highly coincident with the measured value while that of the wellhead section is more deviated from the measured value due to the decrease of temperature, pressure and CO₂ mole content. (3) Under the same CO₂ partial pressure, the corrosion rate increases and then decreases with the increase of temperature. (4) CO₂ partial pressure is inversely proportional to the tubing strength during its lifetime. (5) In a certain depth, CO₂ partial pressure is more influential than temperature to tubing strength after the corrosion. It is concluded that the method to predict tubing service time based on the CO₂ partial pressure of wellbore, combined with the corrosion rate in the working conditions with the internal, external and tension force in the process of tubing setting, production and development can optimize the tubing material selection under the CO₂ corrosion environment and reduce the construction cost of oil and gas wells. It is actually proved to be feasible in production application.

Keywords: Corrosion; CO₂; CO₂ partial pressure; Casing and tubing; Service time; Drilling engineering; Wellbore temperature field; Safety evaluation

基金项目: 国家自然科学基金项目“腐蚀—冲蚀耦合作用下套管柱可靠性研究”(编号: 51274047)、国家科技重大专项“海上油气井完整性及寿命评估技术研究”(编号: 2011ZX05024-003-04)、国家科技重大专项“砂泥岩互层开发井防砂优化技术”(编号: 2016ZX05025-002-003)。

作者简介: 翟晓鹏, 1980年生, 博士; 主要从事井下防腐与压裂增产方面的研究工作。地址: (430100)湖北省武汉市蔡甸区大学路111号。电话: 17762533797。ORCID: 0000-0003-3022-872X。E-mail: zhaixiaopeng2006@163.com

0 引言

CO₂酸性腐蚀引起油管失效问题在各个油气田均有发生,给油田造成了极大的经济损失和安全隐患。如何进行CO₂腐蚀环境下油管选材,防止油管失效是学者们一直研究的课题。黎洪珍等^[1]指出影响油管腐蚀的主要因素是CO₂分压、Cl⁻含量等,并模拟严重腐蚀井段腐蚀环境,根据腐蚀实验所得腐蚀速率进行油管使用年限评价。王斌等^[2]研究不同CO₂分压下油管腐蚀规律,依据腐蚀速率进行油管选材。张智等^[3]研究不同采气期温度和压力情况下套管腐蚀速率,预测剩余寿命。Gavanluei等^[4]认为CO₂分压的增加促使腐蚀率增大,分析了CO₂分压对管材腐蚀的影响。Kvarekvål等^[5]研究不同CO₂分压下碳钢腐蚀规律,并建议用最大腐蚀速率作为管材选择依据。学者们也提出从整个井筒角度进行油管选材优化,张智等^[6]提出CO₂腐蚀条件下油套管完整性设计理念,建议利用腐蚀环境信息,结合腐蚀模型进行油套管选材。许志倩等^[7]建立考虑腐蚀变化规律的全井套管柱剩余强度分析系统,分析剩余强度变化趋势与腐蚀速率的关系。邢希金等^[8]提出沿井筒CO₂分压剖面进行防腐管材优化,利用井筒CO₂分压结合腐蚀图版进行油套管选材。Choi等^[9]指明CO₂分压是腐蚀的主导因素,分析不同温度区间和CO₂分压下油管腐蚀机理和腐蚀年限。

虽然以特定CO₂腐蚀环境下的最大腐蚀速率作为油管选材依据的方法能够解决一定的油管腐蚀问题,但整个井筒采用同一最大腐蚀率,造成管材浪费。以井筒角度进行油管选材的方法尚未建立井筒CO₂分压分布剖面计算方法,没有结合油管服役期间外挤、内压和轴向拉力工况,未能达到选材优化的目的。

笔者依据油气井生产参数,建立井筒CO₂分压分布剖面,将其以参数形式引入腐蚀量计算模型,结合油管服役工况,分析沿井筒变化CO₂分压对油管服役时间的影响规律,建立不同生产年限内生产油管选材方法,为安全生产提供理论指导。

1 井筒CO₂分压计算

根据流体力学动能守恒定律,假设①井筒内流体为一维等质量流体;②传热过程为一维稳态传热;③地表(海水表面)温度不随外界影响发生周期变化;④不考虑沿井筒方向岩层热力学性质变化。得到井筒温度压力耦合模型^[10-14]:

$$\begin{cases} -\frac{dp}{dz} = g \sin \theta \rho_m + \rho_m v_m \frac{dv_m}{dz} + \frac{fv_m^2 \rho_m}{2d} \\ \frac{dT_f}{dz} = C_p \frac{dp}{dz} + \frac{(T_{ei} - T_f)}{L_R} - \frac{g \sin \theta}{c_p} \frac{v_m}{c_p} \frac{dv_m}{dz} \end{cases} \quad (1)$$

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (2)$$

$$L_R = \frac{c_p \omega (K_e + r_{tubo} U_{to} T_D)}{2\pi r_{tubo} U_{to} K_e} \quad (3)$$

式中 dp/dz 代表单位质量流体压力梯度, MPa/m; g 代表重力加速度, m/s^2 ; θ 代表管道中心线与水平面夹角, ($^\circ$); ρ_m 代表气液混合流体密度, kg/m^3 ; v_m 代表混合流体速度, m/s ; f 代表摩擦系数, 无量纲; d 代表管道内径, m ; ρ_L 代表液体密度, kg/m^3 ; ρ_g 代表气体密度, kg/m^3 ; H_L 代表持液率, 无量纲; dT_f/dz 代表单位质量流体热流梯度, $J/(kg \cdot m)$; C_p 代表焦耳-汤姆逊系数, 无量纲; T_{ei} 代表地层温度, K ; C_p 代表流体比热, $J/(kg \cdot K)$; ω 代表流体质量流量, kg/s ; K_e 代表地层导热系数, $W/(m \cdot K)$; T_D 代表时间函数, 无量纲; r_{tubo} 代表油管外半径, m ; U_{to} 代表总传热系数, $W/(m^2 \cdot K)$ 。

在确定井筒温度压力后,对于气井,可由下式计算CO₂分压^[15]:

$$f_{co_2} = p X_{co_2} / X \quad (4)$$

对于油井,当井筒压力低于泡点压力时,CO₂分压按式(4)计算,当井筒压力高于泡点压力时,CO₂分压取泡点CO₂分压和井流CO₂分压的最大值:

$$f_{co_2} = \max[f_{ppco_2}, f_{jpc_2}] \quad (5)$$

$$f_{ppco_2} = p_b X_{co_2} / X \quad (6)$$

$$f_{jpc_2} = p X_{co_2} / M \quad (7)$$

式中 f_{co_2} 代表CO₂分压, MPa; p 代表井筒压力, MPa; X_{co_2} 代表CO₂摩尔数, mol; X 代表总气体摩尔数, mol; f_{ppco_2} 代表泡点CO₂分压, mol; f_{jpc_2} 代表井流CO₂分压, MPa; p_b 代表泡点压力, MPa; M 代表井流摩尔数, mol。

公式(1)为耦合方程,可将井筒从井底到井口分段,取井底深度 z_0 、压力 p_0 和井底温度 t_0 为已知,边界条件 $p(z_0) = p_0$, $t(z_0) = t_0$,利用四阶龙泽库塔模型求取井筒温度、压力,结合公式(4)~(7)建立井筒温度和CO₂分压剖面。

假定其他参数相同,CO₂摩尔数不随温度压力变化而改变。得到不同油气产量下井筒温度和CO₂分压剖面,如图1、2所示。

从图1可以看出,沿井深方向,井筒温度梯度随井斜角增大而减小;从图2可以看出,沿井深方

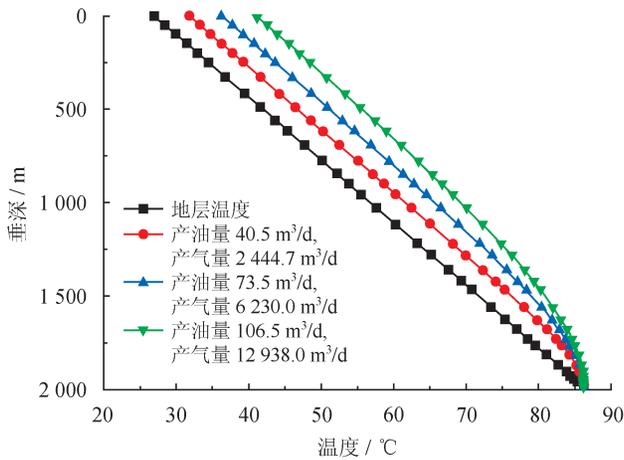


图 1 不同油气产量井筒温度分布图

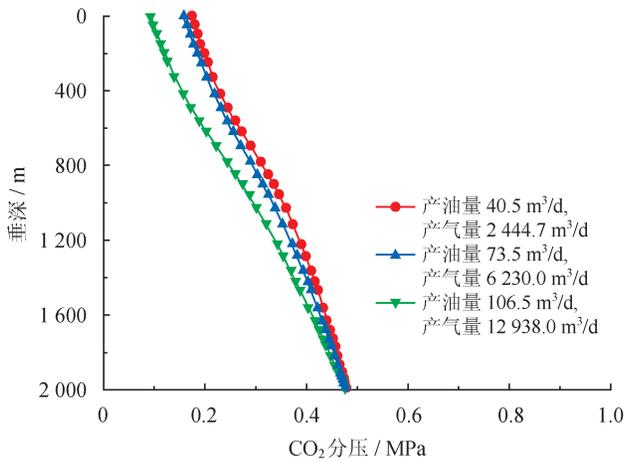


图 2 不同油气产量井筒 CO₂ 分压分布图

向, 井筒 CO₂ 分压呈多项式分布, 在井底段近似线性。在同一井深处, 产量越大, 流速越大, 热损失减少越小, 井筒温度越大, CO₂ 分压越小。

2 腐蚀速率模型

影响 CO₂ 腐蚀的因素很多, 腐蚀机理也比较复杂。因此建立具有普适性的腐蚀模型非常困难。基于 deWaard 腐蚀模型^[14], 在大量室内实验基础上, 进行多元线性回归, 分别建立以 CO₂ 分压和温度为参数的碳钢、1Cr、3Cr 材质短期腐蚀速率模型^[16]:

$$\lg(V_{\text{cor}}) = -C_1 - \frac{C_2}{T} - C_3 \lg(f_{\text{CO}_2}) + C_4 (\text{pH}_{\text{act}} - \text{pH}_{\text{CO}_2}) \quad (8)$$

式中 V_{cor} 代表管材为碳钢、1Cr、3Cr 材质时短期腐蚀速率, mm/a; T 代表绝对温度, K; 代表 CO₂ 分压, MPa; pH_{CO_2} 代表 CO₂ 分压下溶解于纯水的 pH 值, 无量纲; pH_{act} 代表 CO₂ 分压下实际 pH 值, 无量纲;

C_1 、 C_2 、 C_3 、 C_4 分别代表管材为碳钢、1Cr、3Cr 时的系数, 其值分别为 -7.55、3 359.5、2.46、5.99; -7.06、3 217.8、2.27、5.66; -9.91、3 872.8、2.82、6.95。

短期腐蚀腐蚀速率很高, 受腐蚀产物保护膜的影响, 长期腐蚀速率明显降低。以钢材长期腐蚀实验为基础, 拟合长期腐蚀速率幂指数函数; 以某特定温度和 CO₂ 分压条件下短期腐蚀速率与 90 °C、CO₂ 分压 0.6 MPa 条件下短期腐蚀速率的比值作为长期腐蚀系数, 得到该温度和 CO₂ 条件下长期腐蚀速率^[17]:

$$CR_{\text{cor}} = \frac{10^{V_{\text{cor}}}}{A_1} \times A_2 t^{A_3} \quad (9)$$

式中 CR_{cor} 代表碳钢、1Cr、3Cr 材质管材长期腐蚀速率, mm/a; t 代表腐蚀时间, d; A_1 、 A_2 、 A_3 分别代表管材为碳钢、1Cr、3Cr 时的系数, 其值分别为 3.68、14.82、-0.78; 2.85、17.11、-0.88; 2.22、9.02、-0.78。

3 CO₂ 分压缩短油管服役时间规律

3.1 CO₂ 分压缩短油管服役时间

长期腐蚀后, 油管强度降低。服役期内油管安全取决于腐蚀剩余强度与服役载荷, 当剩余强度大于服役载荷时, 油管安全。腐蚀后油管剩余强度受钢材等级、规格参数和腐蚀形态的影响。通常均匀腐蚀按照 API 5CT^[18] 计算剩余强度, 局部腐蚀按照 API 579-1/ASMEFFS-1^[19-20] 计算剩余强度。需要指明的是剩余强度计算时, 油管壁厚按照腐蚀后剩余壁厚计算。

设定某井垂深 2 700 m, 根据不同腐蚀年限, 对比温度和 CO₂ 分压对油管抗挤强度的影响 (图 3), 可以发现 CO₂ 分压增加到一定值后, 变化很小, 而油管抗挤强度减少到一定程度后, 变化很小。CO₂ 分压和温度与服役时间内油管强度成反比, 相对于温度, CO₂ 分压变化趋势对腐蚀后油管强度变化趋势影响更显著。也证明为什么目前多个油田用 CO₂ 分压值作为选定防腐管材依据的原因。抗内压强度和抗拉强度有相同结果, 不再赘述。但最终选定管材, 还要考虑油管服役载荷。

3.2 油管服役载荷

油管服役载荷可以归为 3 种: ①外挤力; ②内压力; ③拉力。外挤力认为油套环空充满压井液, 油管内部全掏空, 此时外挤力最大。

内压力计算考虑 3 种工况: ①坐封时, 需在封隔器处施加一定的内外压差, 油管最大内压为最大坐封压力; ②生产过程中, 井筒内承受流压, 流压

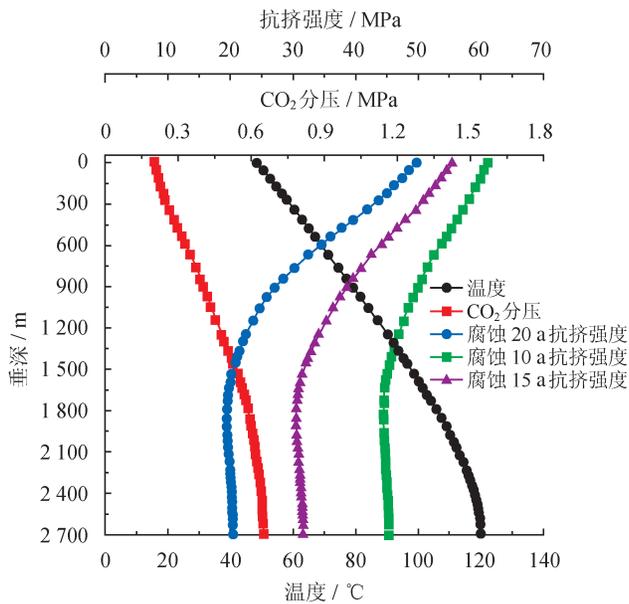


图3 CO₂分压分布对腐蚀油管强度的影响图

计算过程参考公式(1); ③开发中后期, 需要注水(补气)补充地层压力, 此时油管内部承受注水压力。为保证地层不被压裂, 要求井底最大压力小于地层破裂压力的0.85倍。此时油管内压为:

$$p_{ii} = 0.00981(g_D + \rho_f)H \times 0.85 \quad (10)$$

式中 p_{ii} 代表内压力, MPa; g_D 代表地层破裂压力当量密度, g/cm^3 ; ρ_f 代表安全余量, g/cm^3 ; H 代表油层埋深, m。

拉力主要是油管轴向拉力和附加力, 油管承受的拉力为油管重量、流体摩阻、弯曲附加拉力、解封力之和减去油管所受浮力^[21]。

4 工程实例分析与讨论

J2W-A-1H井垂深1960 m, 井深2230 m, 井斜角变化率3°/30 m。日产油量为106.5 m³, 日产气量为6230 m³, 气油比58.49 m³/m³, 原油相对密度为0.867, 天然气相对密度为0.667, 油压为4.53 MPa, CO₂饱和压力为13.48 MPa, 腐蚀主要是CO₂腐蚀。井筒传热及腐蚀环境参数如表1所示。

4.1 建立井筒CO₂分压场

在井筒内下入温度和压力测量计获得井筒的温度和压力, 对井筒分段取样, 测得每段试样的CO₂摩尔含量, 分段之间CO₂摩尔含量用差分法确定, 进而确定井筒CO₂分压。利用生产参数计算得到井筒温度与CO₂分压分布(图4), 将其与实测值对比, 温度值最大误差为1.67%。CO₂分压井底段误差较小,

表1 井筒传热及腐蚀环境参数表

计算参数	数值
油管内直径/mm	76.0
油管外直径/mm	88.9
地层导热系数/[W·(m·°C) ⁻¹]	1.73
地层热扩散系数/(m ² ·h ⁻¹)	0.00265
表面温度/°C	27
CO ₂ 含量	3.53%
水泥环导热系数/[W·(m·°C) ⁻¹]	0.8
油套管内表面黑度	0.9
地温梯度/[°C·(100m) ⁻¹]	2.98
Cl ⁻ 含量/(mg·L ⁻¹)	13500

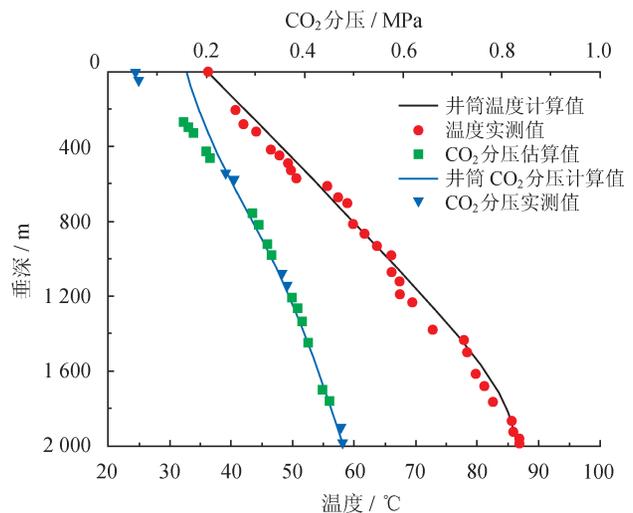


图4 井筒温度和CO₂分压计算值与实测值对比图

最大误差为1.30%。但在井口段(400 m长度)计算值明显大于实测值, 这主要是在井口段随着温度、压力降低, CO₂相态发生变化, CO₂摩尔含量降低, 但计算模型中假定CO₂摩尔含量是定值。因此计算值大于实测值。但由于油管校核采用取值较大的计算值, 油管校核反而更安全。

4.2 CO₂分压下腐蚀率模型适用性

将井筒温度场和CO₂场带入腐蚀速率模型, 就可确定生产过程不同井段腐蚀量。为了进一步验证模型与现场的吻合度, 取现场采出液作为腐蚀实验溶液, 设定CO₂分压0.12 MPa(3Cr取0.2 MPa), 腐蚀温度定为80 °C和90 °C, 腐蚀时间168 h, 试样尺寸为50 mm×20 mm×2 mm进行腐蚀实验。

实验后挂片结果显示腐蚀类型碳钢主要表现为局部腐蚀, 伴随一定点蚀, 1Cr和3Cr表面腐蚀产物

颗粒较碳钢均匀，一致性好。产物膜成分分析（图 5）显示，碳钢、1Cr、3Cr 腐蚀产物都为 $FeCO_3$ 。

将与实验相同的 CO_2 分压值作为计算参数代入腐蚀模型，如图 6 所示。

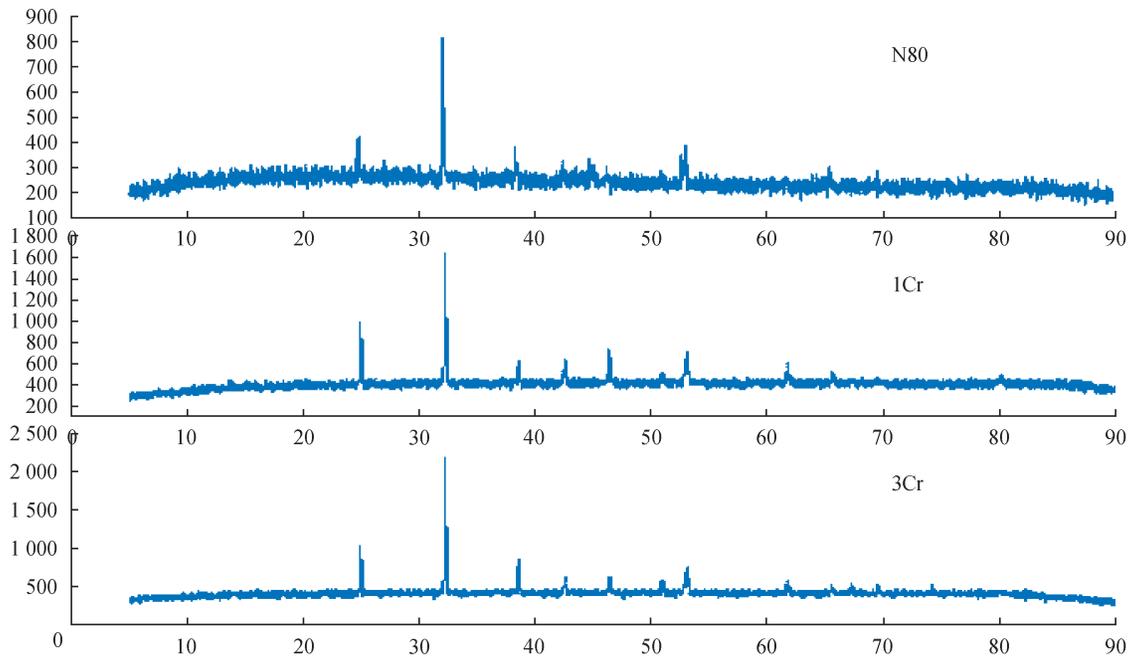


图 5 N80、1Cr 和 3Cr 腐蚀后成分分析图

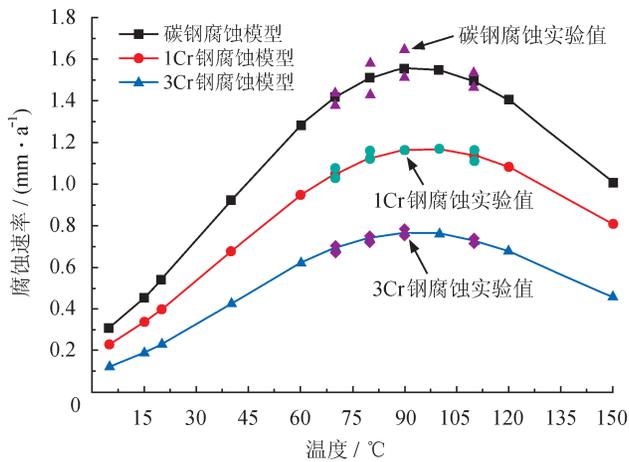


图 6 温度和 CO_2 分压管材腐蚀率理论值与实验值对比图

碳钢、1Cr、3Cr 腐蚀率随着温度的增加先增大后减小，在 $80 \sim 100\text{ }^\circ\text{C}$ 腐蚀率最大。实验值与模型计算值相比，在 $70\text{ }^\circ\text{C}$ 、 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 、 $90\text{ }^\circ\text{C}$ 、 $110\text{ }^\circ\text{C}$ ，实验值平均值与模型计算值相比，最大误差碳钢分别为 0.74%、1.56%、1.90%、0.37%，1Cr 分别为 0.29%、1.38%、1.29%、0.44%，3Cr 分别为 1.44%、1.30%、0.26%、0.34%，平均误差满足工程需要，说明模型对 J2W-A-1H 井的适用性。

4.3 油管服役时间分析

随着腐蚀时间增加，油管内壁减小（该井现场

监测表明油管为内壁腐蚀），利用油管服役年限评价方法得到腐蚀 15 年和 20 年后油管受力与剩余强度对比图，如图 7 ~ 9 所示。

腐蚀 20 年后油管抗外挤强度（图 7）安全性是碳钢 $< 1Cr < 3Cr$ 。腐蚀 20 年后，碳钢油管抗外挤强度小于考虑安全系数后的外挤力，但仍然大于油管自身外挤力，油管安全。

腐蚀 20 年后抗内压强度大于坐封压力、流动压

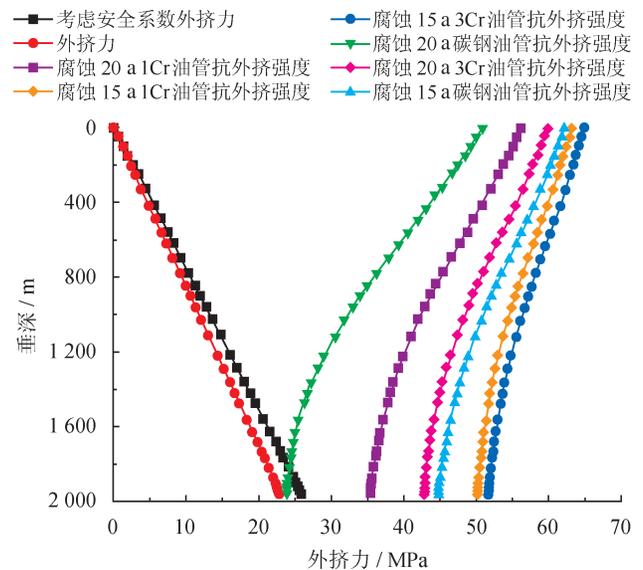


图 7 油管服役 15 a 和 20 a 后外压力与抗外挤强度对比图

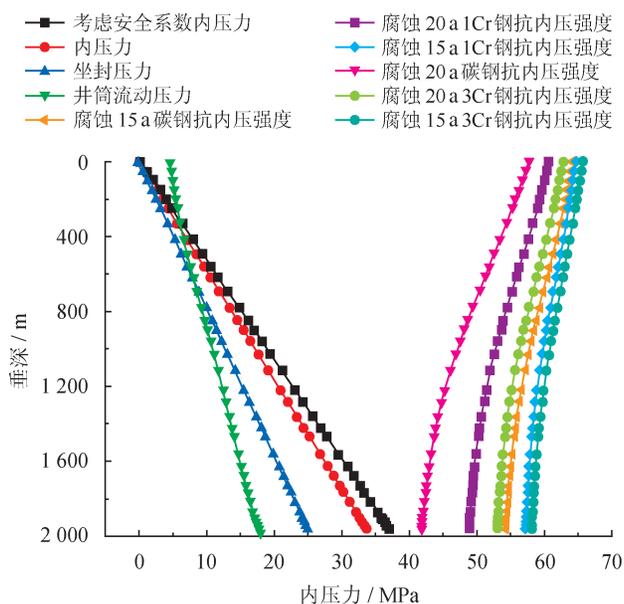


图 8 油管服役 15 a 和 20 a 后内压力与抗内压强度对比

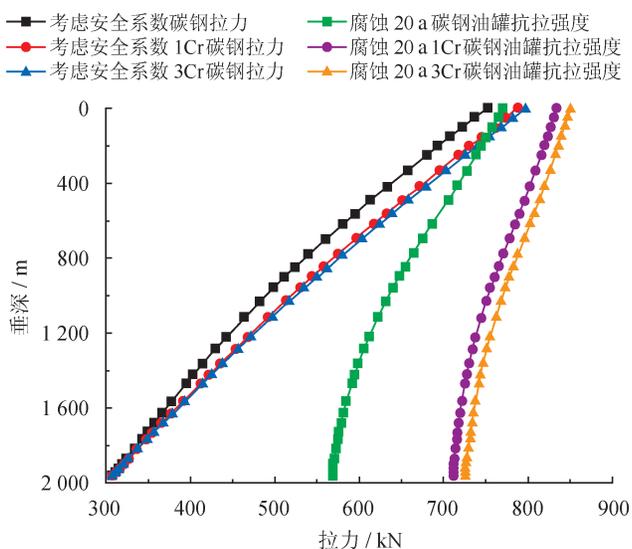


图 9 油管服役 20 a 后拉力与抗拉强度对比图

力和注水压力 3 种工况(图 8), 20 年后油管依然安全。拉力最大值在井口(图 9), 腐蚀最严重处, 抗拉强度最小。

该井原来根据最大实测 CO_2 分压 0.47 MPa, 原定选用 1Cr 合金油管, 但根据计算结果最终选用 N80 钢材 3-1/2 英寸 ($\text{Ø}88.9 \text{ mm}$) 油管。对比每吨 1Cr 钢比碳钢贵 20% 左右的价格, 单口井可节省 (60 ~ 100) 万元。该油管已经服役 9 年, 监测结果证明油管处于安全状态。

为了确保井筒安全, 对于碳钢油管, 可同时采用以下安全措施: ①在井筒中定期注入缓蚀剂, 减缓腐蚀。②对密封性要求高的井, 根据油管工况, 可

换用 L80-1Cr 管材等。

5 结论

1) 以井筒方向 CO_2 分压结合油管服役工况的油管选材方法, 克服了整个井筒采用最大腐蚀速率选材的不足, 在保障油管生产安全同时又节省管材费用, 在 J2W-A-1H 井的工程实例运用中证明该方法的合理性。该方法为 CO_2 腐蚀条件下油管合理选材提供理论依据。

2) 本文考虑的腐蚀类型主要是均匀腐蚀。进行油管评价, 还需进行局部腐蚀, 尤其是点蚀的腐蚀模型和强度理论研究。本文井口段 CO_2 分压计算值与实测值误差较大, 关于 CO_2 相态变化和 CO_2 摩尔含量降低对 CO_2 分压的影响, 还有待作深入研究。

参 考 文 献

- [1] 黎洪珍, 罗立然, 李娅, 李明国. 油管腐蚀原因分析及腐蚀评价[J]. 天然气工业, 2003, 23(增刊 1): 107-110.
Li Hongzhen, Luo Liran, Li Ya & Li Mingguo. Reasons for tubing corrosion and its evaluation[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(S1): 107-110.
- [2] 王斌, 周小虎, 李春福, 李福德, 钟水清. 钻井完井高温高压 $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ 共存条件下套管、油管腐蚀研究[J]. 天然气工业, 2007, 27(2): 67-69.
Wang Bin, Zhou Xiaohu, Li Chunfu, Li Fude & Zhong Shuiqing. Study on corrosion behavior on casing and tubing during drilling and completion operations in HTHP $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ environment[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(2): 67-69.
- [3] 王明辉, 张智, 曾德智, 施太和, 邵理云. 高含硫气田套管腐蚀情况实验研究及建议[J]. 天然气工业, 2011, 31(9): 85-87.
Wang Minghui, Zhang Zhi, Zeng Dezhi, Shi Taihe & Shao Liyun. An experimental study on casing corrosion in a high- H_2S gas field[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(9): 85-87.
- [4] Gavanluei AB, Mishra B & Olson DL. Corrosion rate measurement of a downhole tubular steel at different CO_2 partial pressures and temperatures and calculation of the activation energy of the corrosion process[C]//CORROSION/2013, 17-21 March 2013, Orlando, Florida, USA. Houston, TX: NACE International, 2013: 1-9.
- [5] Kvarekval J & Svenningsen G. Effect of high H_2S partial pressures on localized corrosion of carbon steel[C]//CORROSION/2015, 15-19 March 2015, Dallas, Texas, USA. Houston, TX: NACE International, 2015: 1-14.
- [6] 张智, 李炎军, 张超, 黄熠, 郭永宾, 罗黎敏, 等. 高温含 CO_2 气井的井筒完整性设计[J]. 天然气工业, 2013, 33(9): 79-86.
Zhang Zhi, Li Yanjun, Zhang Chao, Huang Yi, Guo Yongbin, Luo Limin, et al. Wellbore integrity design of high-temperature gas wells containing CO_2 [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(9): 79-86.

- [7] 许志倩, 闫相祯, 杨秀娟. CO₂ 腐蚀对套管强度动态影响分析[J]. 机械工程学报, 2014, 50(1): 169-177.
Xu Zhiqian, Yan Xiangzhen & Yang Xiujuan. Strength time varying analysis of casing with CO₂ corrosion defects[J]. Journal of Mechanical Engineering, 2014, 50(1): 169-177.
- [8] 邢希金, 周建良, 刘书杰, 李玉光. 中国近海油套管防腐设计方法优化与防腐新策略[J]. 中国海上油气, 2014, 26(6): 75-79.
Xing Xijin, Zhou Jianliang, Liu Shujie & Li Yuguang. Design method optimization and new strategy for tubing and casing anti-corrosion in China offshore[J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(6): 75-79.
- [9] Choi YS, Young D, Nešić S & Gray LGS. Wellbore integrity and corrosion of carbon steel in CO₂ geologic storage environments: A literature review[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2013, 16(S1): S70-S77.
- [10] 刘通, 李颖川, 钟海全. 深水油气井温度压力计算[J]. 新疆石油地质. 2010, 31(2): 181-183.
Liu Tong, Li Yingchuan & Zhong Haiquan. Calculation of wellbore temperature and pressure in deepwater oil-gas wells[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(2): 181-183.
- [11] 宋洵成, 管志川, 韦龙贵, 何连, 郭永宾. 保温油管海洋采油井筒温度压力计算耦合模型[J]. 石油学报, 2012, 33(6): 1064-1067.
Song Xuncheng, Guan Zhichuan, Wei Longgui, He Lian & Guo Yongbin. A coupled model of temperature-pressure calculation for offshore production wellbores with insulated tubing[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(6): 1064-1067.
- [12] Willhite GP. Over-all heat transfer coefficients in steam and hot water injection wells[J]. JPT, 2013, 19(5): 607-615.
- [13] 吴晓东, 王庆, 何岩峰. 考虑相态变化的注 CO₂ 井筒温度压力场耦合计算模型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版). 2009, 33(1): 73-77.
Wu Xiaodong, Wang Qing & He Yanfeng. Temperature-pressure field coupling calculation model considering phase behavior change in CO₂ injection well borehole[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2009, 33(1): 73-77.
- [14] 杨雄文, 樊洪海, 赵立新. 预测精通流动温度分布的新方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2008, 27(4): 76-81.
Yang Xiongwen, Fan Honghai & Zhao Lixin. A new way to predict borehole flowing temperature distribution[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2008, 27(4): 76-81.
- [15] 闫伟, 邓金根, 董星亮, 张春阳, 李杨, 李文良. 油气井 CO₂ 分压计算方法探讨[J]. 钻采工艺, 2011, 34(5): 19-21.
Yan Wei, Deng Jingen, Dong Xingliang, Zhang Chunyang, Li Yang & Li Wenliang. Investigation of calculation method of CO₂ partial pressure in oil and gas well[J]. Drilling & Production Technology, 2011, 34(5): 19-21.
- [16] Woollam RC & Hernandez SE. Assessment and comparison of CO₂ corrosion prediction models[C]//SPE International Oilfield Corrosion Symposium, 30 May 2006, Aberdeen, Scotland, UK. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/100673-MS>.
- [17] 中国海洋总公司企业标准. 海上油气井油管和套管防腐设计指南: Q/HS 14015[S]. 北京: 中国海洋石油总公司, 2012.
China National Offshore Oil Corporation Standard. Guideline for tubing and casing anticorrosion design of offshore oil and gas wells: Q/HS 14015[S]. Beijing: CNOOC, 2012.
- [18] American Petroleum Institute. Specification for casing and tubing: API Specification 5CT 8th Edition[S]. Washington DC: API, 2005.
- [19] American Petroleum Institute. Fitness-for-service: API RP-579/SWME FFS-1[S]. Washington DC: API, 2007.
- [20] 何东升, 郭简, 张鹏. 腐蚀管道剩余强度评价方法及其应用[J]. 石油学报, 2007, 28(6): 125-128.
He Dongsheng, Guo Jian & Zhang Peng. Assessment method for remaining strength of corroded pipeline and its application[J]. Acta Perrolei Sinica, 2007, 28(6): 125-128.
- [21] 张金良, 吴晓东, 龙小平, 刘军, 任保瑞. 定向井中油管柱优化与强度计算校核[J]. 天然气工业, 2005, 25(3): 67-70.
Zhang Jinliang, Wu Xiaodong, Long Xiaoping, Liu Jun & Ren Baorui. Optimal design and strength calculation and check-up of tubing string in direction hole[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(3): 67-70.

(修改回稿日期 2017-01-12 编辑 凌忠)