

# 海上热采井套管热应力强度衰减与高温 腐蚀叠加条件下的管材优选研究

陈毅<sup>1</sup>, 许杰<sup>1</sup>, 贾立新<sup>1</sup>, 王孔阳<sup>2</sup>, 林海<sup>1</sup>, 闫伟<sup>2</sup>

(1.中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459; 2.中国石油大学(北京), 北京 102249)

**摘要:** **目的** 探究不同材质套管在高温腐蚀环境下的适用性。**方法** 采用高温高压釜, 以渤海某稠油油田岩心、地层水样为腐蚀介质, 对不同材质的套管进行模拟评价。**结果** 利用气相色谱技术分析确定了该油田的腐蚀环境:  $\text{CO}_2$  分压最高值为 0.2 MPa,  $\text{H}_2\text{S}$  分压最高值为 0.0023 MPa。用最高的腐蚀气体分压进行了腐蚀模拟实验, 测定出不同钢材在此腐蚀环境下的腐蚀速率, 并建立了长期腐蚀速率预测模型, 得到 100H、80-1Cr、110-3Cr 的长期腐蚀速率分别为 0.24、0.20、0.05 mm/a。综合腐蚀实验结果和稠油热采套管强度衰减规律, 对热采套管进行了强度设计, 80-1Cr、100H、110-3Cr 的安全寿命分别为 3.8、6.5、11.2 a。**结论** 高温会引起套管强度衰减, 且腐蚀会导致套管径厚比变化, 而多轮次注蒸汽会加速腐蚀进程, 降低套管的使用寿命。研究结果对腐蚀环境中稠油热采套管的选材具有重大指导意义。

**关键词:** 稠油; 蒸汽吞吐; 强度衰减;  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  腐蚀; 套管优选

**中图分类号:** TG172 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2018)02-0195-07

**DOI:** 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2018.02.031

## Casing Selection for Thermal Wells under Condition of Thermal Strength Attenuation and High Temperature Corrosion in Offshore Oilfield

CHEN Yi<sup>1</sup>, XU Jie<sup>1</sup>, JIA Li-xin<sup>1</sup>, WANG Kong-yang<sup>2</sup>, LIN Hai<sup>1</sup>, YAN Wei<sup>2</sup>

(1.CNOOC China Limited, Tianjin Branch, Tianjin 300459, China;

2.China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)

**ABSTRACT:** The work aims to investigate applicability of different types of casings at high temperature and corrosive environment. With rock core and formation water of LD oilfield as corrosive medium, different types of casings were simulated and evaluated with a HTHP autoclave. Corrosion environment of the oilfield was determined by adopting gas chromatographic technique:  $p_{\text{CO}_2} = 0.2$  MPa and  $p_{\text{H}_2\text{S}} = 0.0023$  MPa. Corrosion simulation experiments were conducted based on the maximum corrosion gas partial pressure, and corrosion rate of different steels in this corrosion environment was measured, then a prediction mode of long-term corrosion rate was built, long-term corrosion rate of 100H, 80-1Cr and 110-3Cr was 0.24 mm/a, 0.20 mm/a and 0.05 mm/a, respectively. According to the corrosion experiment results and strength attenuation law of heavy oil thermal well casing, strength design of thermal well casing was carried out, and safe life of 80-1Cr, 100H, 110-3Cr was 3.8 years, 6.5 years and 11.2 years, respectively. High temperature will reduce casing strength, and corrosion will change diameter-thickness ratio. Furthermore, cyclic steam injection will accelerate corrosion process, thus cut down service life of the casing. The study results are of guiding significance to material selection of thermal well casing in corrosion environment.

**KEY WORDS:** heavy oil; steam stimulation; strength attenuation;  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  corrosion; casing selection

收稿日期: 2017-07-28; 修订日期: 2017-08-24

Received: 2017-07-28; Revised: 2017-08-24

作者简介: 陈毅(1980—), 女, 工程师, 研究方向为油套管腐蚀与防护。

Biography: CHEN Yi (1980—), Female, Engineer, Research focus: casing corrosion and protection.

渤海油田矿区面积 4.5 万平方公里, 储层多样, 油层分布复杂, 稠油储量约占 60% 以上。目前, 海上稠油热采技术获得突破, 已由试验逐步转化为常规作业, 渤海稠油热采“试验田”南堡 35-2 油田产量突破千万<sup>[1-6]</sup>。在稠油热采高温蒸汽作业环境下, 有两个主要问题会影响套管强度: 第一, 高温条件下套管会发生体积膨胀, 因固井水泥环的限制, 导致套管无法伸长, 进而发生屈曲变形, 套管强度下降<sup>[7]</sup>; 第二, 当热采流体中含有腐蚀介质时, 特别是热采过程中稠油容易次生腐蚀性气体, 如 CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>S 等<sup>[8-10]</sup>, 会对套管产生腐蚀, 诱发套管破损<sup>[11]</sup>。

本文研究的稠油主要来自于渤海旅大某油田馆陶组 and 明下段。馆陶组稠油基本物性: 20 ℃ 地面原油密度 1.004~1.011 g/cm<sup>3</sup>, 50 ℃ 地面原油黏度 53 203 mPa·s, 含蜡量 0.88%~2.23%, 胶质沥青质 28.60%~44.35%, 凝固点 22~30 ℃, 含硫量 0.42%~0.44%。明下段稠油基本物性: 20 ℃ 地面原油密度 1.004 g/cm<sup>3</sup>, 50 ℃ 地面原油黏度 36 427 mPa·s, 含蜡量 0.87%~1.24%, 胶质沥青质 34.44%~35.08%, 凝固点 18~24 ℃, 含硫量 0.43%。该稠油属超重质特稠油, 胶质沥青质、凝固点高, 其含 S 特性及地层水和地层岩心中的 SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> 的存在, 配合稠油热采作业的温度环境, 易发生次生 H<sub>2</sub>S 的 TDS (热裂解) 和 TSR (热还原) 反应。次生腐蚀性气体溶于热采水蒸气和地层水的混合水溶液, 则决定了井下金属材料腐蚀的水溶液环境。

根据稠油来源和作业条件, 本文研究模拟了渤海油田旅大某油田次生腐蚀气体和井下套管材料的腐蚀环境, 并结合多轮次注热导致的强度下降, 进行了目标材料强度验证, 对特定区块结合作业环境经济选材有重要意义。

1 稠油热采次生腐蚀气体含量及分压确定

1.1 实验用稠油油样及岩心

模拟次生腐蚀气体环境需要运用目标地层稠油

和岩心样品, 调研地层水离子组分、蒸汽吞吐作业注入流体温度和成分等关键控制因素。目标地层稠油主要来自馆陶组和明下段, 如图 1 所示, 将目标地层的岩心置于反应釜内, 加温模拟稠油热采次生腐蚀气体环境, 如图 2 所示。



图 1 目标地层稠油图  
Fig.1 Heavy oil in target formation

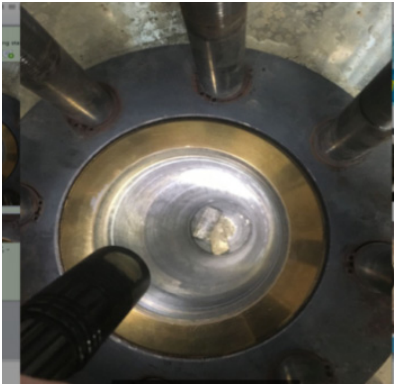


图 2 目标地层岩心图  
Fig.2 Rock core in target formation

1.2 地层水离子组分

实验用稠油主要来自馆陶组和明下段, 其地层水样特性为: 氯离子含量 5752.2 mg/L, 总矿化度 10 249.1 mg/L, pH=7.01, 水型 CaCl<sub>2</sub>。但由于该区块的开采方式是注蒸汽稠油热采, 所以实际近井段高温部分地层水总矿化度低于实际地层水总矿化度, 故采用回采地层水总矿化度模拟受热水环境。水常规分析如表 1。

表 1 地层水离子浓度  
Tab.1 Ion concentration in formation water

Iron name	Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>
mg/L	1310.72	125.86	62.78	303.65	2489.43	213.13	344.82	0.00

1.3 实验温度压力

储层明下段和馆陶组深度均为 1000 m 左右, 估算井底压力约为 10~15 MPa, 水蒸气由油管注入, 注入压力为 14~18 MPa。注热过程中, 井口温度为 350 ℃

左右。

1.4 实验方案

综合考虑温度、含水率 (研究指出 20% 含水产出腐蚀气体最多<sup>[12]</sup>)、矿化度以及地质条件对次生腐蚀

气体反应的影响，制定对比实验方案如表 2 所示。

表 2 含硫稠油产生腐蚀气体初步试验方案  
Tab.2 Preliminary test program of sulfurous heavy oil produced corrosion gas

Experiment type	Temperature/℃	Water cut/%	Period/h
Heavy oil ( 1 )	350	0	48
Heavy oil+ formation water ( 2 )	350	20	48
Heavy oil+ formation water +rock core ( 3 )	280	20	48
Heavy oil+ formation water +rock core ( 4 )	350	20	48

1.5 实验结果分析

实验用稠油质量均为 200 g 左右，地层岩心质量 100 g 左右，实验条件分别为含水率 20%和纯稠油条件，在选定地层水离子矿化度的条件下，分别在 350 ℃和 280 ℃温度下加热 48 h。反应过程中，高压釜内压力增长趋势如图 3 所示，15 h 以后，釜内反应基本稳定，釜内压力的增长速度随时间增加而逐渐放缓，说明经过 48 h 反应后，釜内样品基本反应完全。纯稠油反应后，稳定压力为 18 MPa，含水 20%的反应则稳定在 25 MPa，结合反应后釜内残余物并未发现明显水分残余，初步判断水促进了釜内生成气体反应并参与了反应过程。

四组实验的次生气体分析结果如图 4，实验 1、2 显示水的存在会促进 CO<sub>2</sub> 的生成，实验 3、4 显示温度对腐蚀气体次生反应的影响巨大。2、4 组实验对

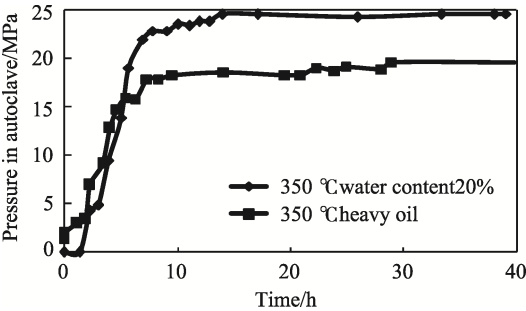


图 3 反应釜内压力随时间变化  
Fig.3 Pressure-time variation in autoclave

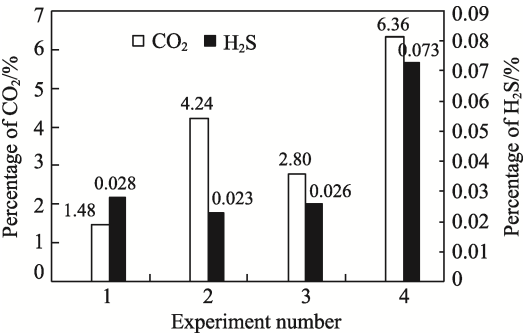


图 4 不同条件下 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>S 的体积分数  
Fig.4 Molar volume fraction of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S under different conditions

比可发现，由于热还原反应的存在，岩心对 H<sub>2</sub>S 的生成有促进作用，所以含 CaSO<sub>4</sub> 地层或地层水中含较多 SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> 的地层更需注意 H<sub>2</sub>S 次生问题。

1.6 腐蚀气体分压计算

腐蚀环境对材料的腐蚀仅和腐蚀气体的单独分压有关，环境总压实际并不影响腐蚀速率<sup>[13]</sup>。实验用饱和压力作为腐蚀气体析出的环境总压，再用 H<sub>2</sub>S 和 CO<sub>2</sub> 的体积分数便可计算出此时的腐蚀气体分压<sup>[13]</sup>：

$$p_{H_2S} = p_b \times \varphi(H_2S)$$
(1)

$$p_{CO_2} = p_b \times \varphi(CO_2)$$
(2)

式中： $p_{H_2S}$  为 H<sub>2</sub>S 分压，MPa； $p_{CO_2}$  为 CO<sub>2</sub> 分压，MPa； $p_b$  为饱和压力，MPa； $\varphi(H_2S)$  和  $\varphi(CO_2)$  分别为 H<sub>2</sub>S、CO<sub>2</sub> 的体积分数。

因此计算饱和压力是分压计算的关键，有研究对渤海秦皇岛 33-1 区块的稠油进行了 PVT 模拟实验，得出了油气比与饱和压力的关系曲线（图 5）<sup>[14]</sup>。

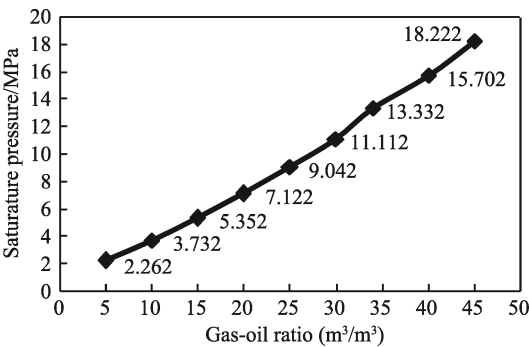


图 5 油气比与饱和压力关系曲线  
Fig.5 Relationship between gas/oil ratio and saturation pressure

建立的饱和压力与油气比的相关关系为<sup>[14]</sup>：

$$p_b = 0.003G^2 + 0.249G + 0.942$$
(3)

式中： $G$  为油气比。

按照现场数据最高油气比 8 计算，带入饱和压力计算公式，得出旅大该区块稠油的饱和压力  $p_b=3.126$  MPa。

基于气体分压计算公式以及热解实验获得的 H<sub>2</sub>S 和 CO<sub>2</sub> 气体的体积分数，CO<sub>2</sub> 分压最高值为 0.2 MPa，H<sub>2</sub>S 分压最高值为 0.0023 MPa。

2 不同材质套管腐蚀速率实验

根据次生腐蚀气体实验和现场资料确定套管的腐蚀环境：饱和 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>S 的地层水模拟液（氯离子含量 2500 mg/L），温度按照回采井底温度 80 ℃设计（60~110 ℃温度范围内，碳钢和低 Cr 钢的腐蚀速率较高）<sup>[15-16]</sup>，流速为 1.5 m/s（根据采液流量和高压釜的最佳转速确定）。

2.1 实验用套管选择

室内模拟实验主要针对某套管生产厂 100H 的腐蚀速率进行腐蚀模拟实验研究,不同 Cr 含量套管材质主要为: N80、100H、80-1Cr、110-3Cr、80-13Cr。

2.2 腐蚀模拟实验方法

腐蚀测试采用失重法,腐蚀介质为油田水模拟采出液。从高压釜内通入腐蚀气体并升温开始计时,达到预定时间后,将釜内腐蚀一定时间的挂片取出,采用 NACE Standard RP0775.2005 标准规定的计算方法计算腐蚀速率。

2.3 实验测试结果

根据次生腐蚀气体的实验结果,按照最高腐蚀环境  $p_{\text{CO}_2}=0.2\text{ MPa}$ 、 $p_{\text{H}_2\text{S}}=0.0023\text{ MPa}$ 、测试温度  $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、模拟流速  $1.5\text{ m/s}$  进行腐蚀测试。

本实验分别测试了不同周期对腐蚀速率的影响和动态-静态对腐蚀速率的影响。动静态腐蚀对比可以评估焖井阶段的腐蚀特征和腐蚀速率,为最终评价管柱的长期强度提供数据支撑。长周期(测试时间为 10 d)的腐蚀速率与短期(4 d)腐蚀速率的对比结果如图 6 所示,长期腐蚀速率明显低于短期,说明随着时间的延长,腐蚀速率比腐蚀初期明显下降,从而降低了长期腐蚀速率。长期挂片腐蚀产物膜的电镜分析和

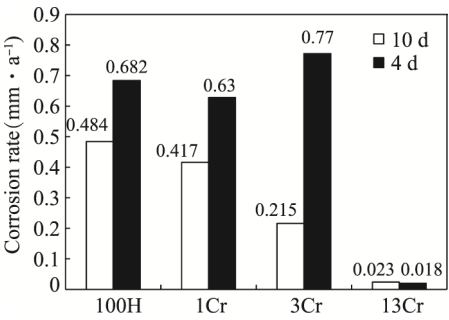



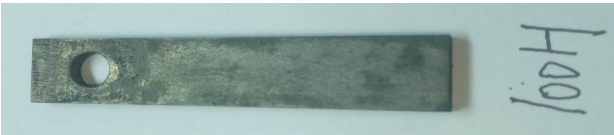

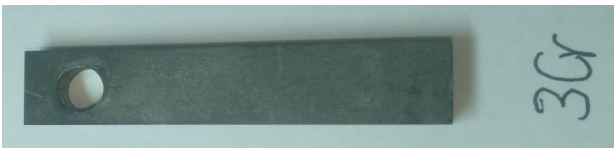

图 6 长短周期腐蚀速率对比  
Fig.6 Comparison between long and short-period corrosion rate

实体挂片表面照片如表 3 所示。

由图 7 可见,碳钢和低 Cr 钢表面有大量腐蚀产物膜堆积。13Cr 表面基本无产物膜覆盖,打磨划痕清晰可见,说明 13Cr 材料在腐蚀环境中基本未受影响,这与之前的腐蚀速率结果表现一致。

清洗产物膜后,13Cr 表现最佳,基本未发生腐蚀,也与之前的腐蚀速率计算结果一致。碳钢和低 Cr 钢表面的状况较差,腐蚀表面特征还是以均匀腐蚀为主,只是腐蚀程度各有不同,碳钢出现了不明显的点蚀倾向特征。对比碳钢和 100H 清洗产物膜后的表面 SEM 结果,如图 8—9 所示。可以看到,碳钢能观察到少量微小点蚀坑,而 100H 表面则比较均匀,属于全面均匀腐蚀。确定材料是全面腐蚀状态,是后续腐蚀速率预测的重要步骤。

表 3 腐蚀环境挂片形貌  
Tab.3 Coupon morphology in corrosion environment

材质	腐蚀后的表面照片	腐蚀情况描述
N80		表面粗糙,有点蚀倾向
100H		表面粗糙,均匀腐蚀
80-1Cr		表面粗糙,均匀腐蚀
110-3Cr		均匀腐蚀
80-13Cr		表面平整光滑



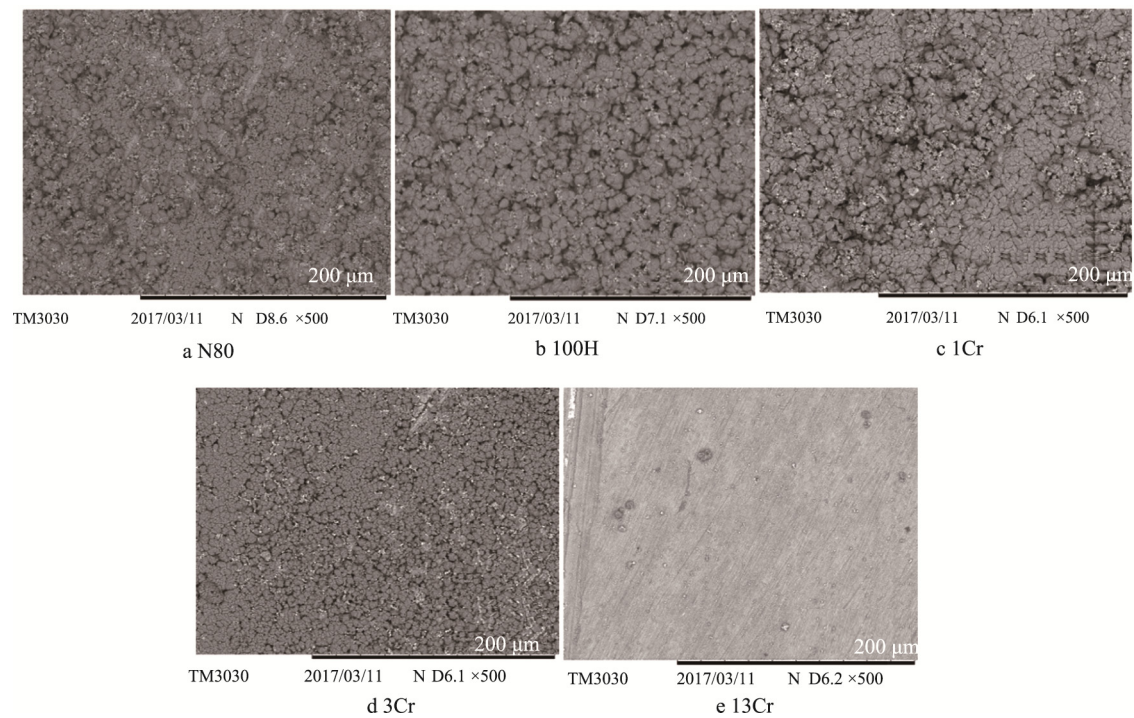


图 7 特定腐蚀环境中不同材质钢腐蚀后 SEM 微观形貌 ( $p(\text{CO}_2)=0.2\text{ MPa}$ ,  $p(\text{H}_2\text{S})=0.0023\text{ MPa}$ , 10 days,  $80\text{ }^\circ\text{C}$ , 动态)

Fig.7 SEM micro-morphology of different steel materials after corrosion in certain corrosive environments ( $p(\text{CO}_2)=0.2\text{ MPa}$ ,  $p(\text{H}_2\text{S})=0.0023\text{ MPa}$ , 10 days,  $80\text{ }^\circ\text{C}$ , dynamic)

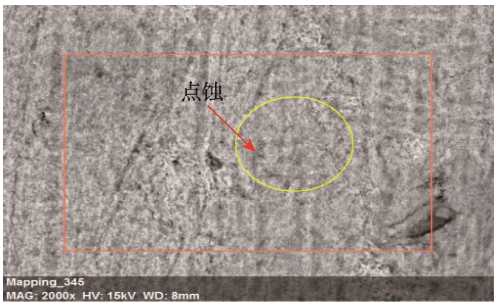


图 8 清洗产物膜后 N80 的 SEM

Fig.8 SEM of N80 with product film cleaned

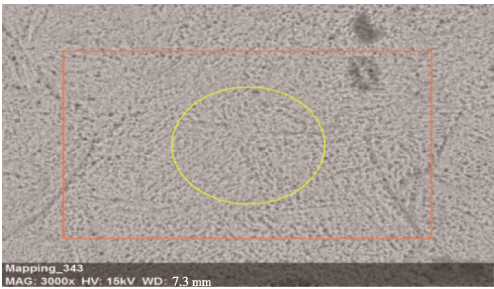


图 9 清洗产物膜后 100H 的 SEM

Fig.9 SEM of TP100H with product film cleaned

## 2.4 腐蚀速率预测

文献研究指出油套管的长期腐蚀速率可根据短期测试结果进行预测，随着测试时间的延长，腐蚀速率递减规律符合幂函数特征<sup>[17]</sup>。本文结合不同时间的挂片失重实验数据和腐蚀后表面腐蚀程度分

析，确定材料是全面腐蚀状态，则能利用幂函数公式拟合：

$$\Delta W = At^B \tag{4}$$

式中： $A$ 、 $B$  分别为根据实验数据得出的常数； $t$  为时间，d； $\Delta W$  为挂片损失质量，g。

按照美国腐蚀协会的标准 (NACE-0775—2005)，结合损失质量和腐蚀速率的关系，将 90 d 的腐蚀速率作为防腐设计的长期腐蚀速率。整体而言，在实验所得  $\text{CO}_2$  和微量  $\text{H}_2\text{S}$  的环境中，几种材料表面的腐蚀状况良好，以均匀腐蚀为主，未见明显点蚀坑，这与微量  $\text{H}_2\text{S}$  的抑制作用有关，同时可能与渤海区域较低的  $\text{Cl}^-$  含量有关。短期内，碳钢和低 Cr 钢的表现可能会超越 3Cr 以上材质，根据幂函数特征拟合长期腐蚀速率如图 10 所示，呈现  $100\text{H}>1\text{Cr}>3\text{Cr}$  的趋势，并得出 100H、80-1Cr、110-3Cr 的长期腐蚀速率分别为 0.24、0.20、0.05 mm/a。

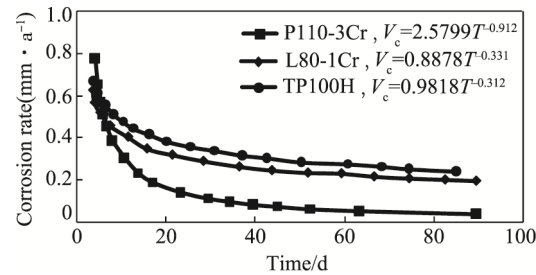


图 10 长期腐蚀速率预测

Fig.10 Long-term corrosion rate prediction

### 3 高温腐蚀环境下热采套管强度校核

#### 3.1 套管强度高温衰减

有研究表明,当温度达到 350 ℃时,套管只在首轮次加热(350 ℃)后产生较大的强度衰减,屈服强度和抗拉强度下降 15%,后续轮次不再显著增加,强度衰减小于 3%<sup>[7,18]</sup>。若是后续加载温度低于初次加载温度,套管的塑性变形和应力松弛会大幅降低,由此引起的套管强度也显著降低。

热采条件下,套管的腐蚀-强度校核思路为:(1) 计算套管的工作承载能力,分析最容易的破坏形式;(2) 考虑受反复加热影响的整体强度衰减,本次实验假设初始注热衰减 15%,后续每轮次衰减 3%;(3)

考虑材料性质和时间影响下的腐蚀环境造成的壁厚损失;(4) 结合上述所有影响计算得出结果。

#### 3.2 高温条件下套管强度计算

参考中华人民共和国石油天然气行业标准 SY/T 5724—2008 及美国石油学会标准 API TR 5C3—2008,抗外挤强度是利用规定的套管抗挤强度计算方法进行计算,API 根据不同的直径和径厚比  $D/t$ ,将套管的抗挤毁压力分为屈服强度挤毁压力、塑性挤毁压力、塑弹性挤毁压力和弹塑性挤毁压力四种类型。根据套管的钢级 100H 以及不同壁厚损失量条件下的径厚比,按照四类公式计算的抗挤强度随内壁厚减少的降低规律如表 4。

表 4 不同壁厚损失条件下 9-5/8"套管(壁厚 11.99 mm)的抗挤强度  
Tab.4 Collapsing strength of 9-5/8" casing (wall thickness 11.99 mm) under various thickness loss conditions

Thickness loss/%	Casing outer diameter/mm	Thickness/ mm	$D/t$	Collapsing strength/MPa
0	244.5	11.99	20.392	35.7
10	244.5	10.791	22.658	27.7
20	244.5	9.592	25.490	20.8
30	244.5	8.393	29.131	14.0
40	244.5	7.194	33.987	8.8
50	244.5	5.995	40.784	5.0

抗外挤强度与壁厚损失不是同比关系,而是强度降低比壁厚降低的速度更快。例如,当壁厚损失 20% 时,抗内压和抗拉强度降低约 20%,而外挤强度降低约 41.2%。所以,在考虑套管强度计算时,最容易出现问题的是抗外挤强度。

抗外挤强度的校核情况较复杂,根据已有的壁厚损失数据,确定了破坏主要发生在塑性挤毁或过渡挤毁阶段。热采条件下,需要综合考虑腐蚀引起壁厚变化、高温引起强度衰减、多轮次注热影响腐蚀进程。结合套管塑性挤毁计算公式,对热采井套管的剩余强度与套管钢级、强度衰减、腐蚀速率、注热轮次、注热间隔的关系进行计算。

#### 3.3 高温套管强度计算结果分析

抗挤强度也需要考虑强度衰减的套管寿命会因注热轮次的增加而大幅缩短。与按常规抗挤强度设计方法进行对比,结果显示壁厚为 11.99 mm 的 100H、9-5/8"套管可承受 13 轮次注热,而考虑强度损伤时,预估能进行 8 轮次注热(如图 11 所示)。

不同材料的注热间隔-使用寿命使用曲线如图 12 所示,根据不同的注热间隔,每种材质都有一定的使用范围,由于 80-1Cr 材质的钢级低且腐蚀速率较高,使用空间有限,不适合用于热采井。100H 材质能够满足一定的使用环境,110-3Cr 套管的使用区间最大。

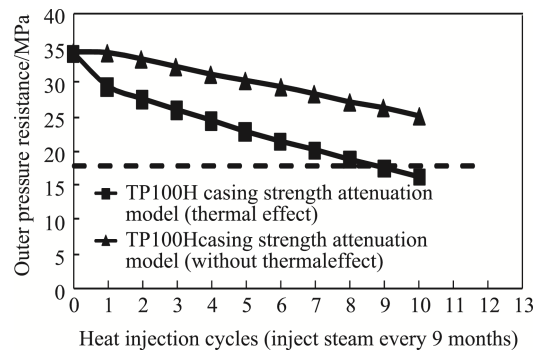


图 11 每年注热一次条件下两种计算模型对比  
Fig.11 Comparison of two calculation models provided with heat injection on a yearly basis

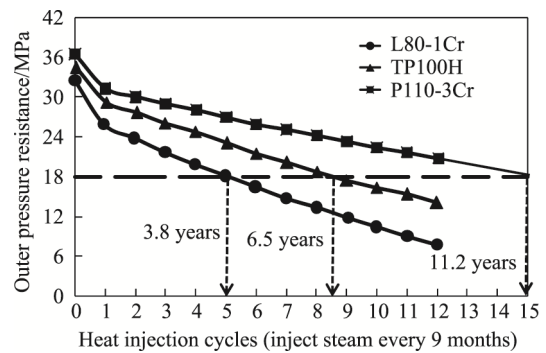


图 12 不同防腐材质对套管寿命的影响  
Fig.12 Influence of different anticorrosive materials on casing life

## 4 结论

1) 地层温度和含水率对稠油热采井的腐蚀均有影响, 含水率促进  $\text{CO}_2$  的生成, 温度加速次生  $\text{H}_2\text{S}$  的生成。

2) 基于室内实验和理论模型, 准确确定了油藏腐蚀环境参数, 并建立了长期腐蚀速率预测模型, 为该油田热采井套管腐蚀选材奠定基础。

3) 不同材质的腐蚀行为存在差异, 合金元素 Cr 能提高材质的耐腐蚀性。

4) 高温会引起套管强度衰减, 且多轮次注蒸汽会加速腐蚀进程, 降低套管的使用寿命, 应根据实际生产过程中蒸汽吞吐注热间隔和油井设计寿命, 选择相应材质的套管。

### 参考文献:

- [1] 牛嘉玉, 洪峰. 我国非常规油气资源的勘探远景[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(5): 5-7.  
NIU Jia-yu, HONG Feng. Exploratory Prospects of Unconventional Oil-Gas Resources in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(5): 5-7.
- [2] 王霞, 潘成松, 郭清, 等. 稠油水热裂解采油技术的影响因素分析[J]. 内蒙古石油化工, 2007, 33(8): 111-113.  
WANG Xia, PAN Cheng-song, GUO Qing, et al. Analysis of Factors Affecting Aquathermolytic Reactions in Heavy Oil [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2007, 33(8): 111-113.
- [3] 赵杰, 李强, 王超, 等. 注蒸汽热采技术研究进展[J]. 内蒙古石油化工, 2010, 36(9): 110-112.  
ZHAO Jie, LI Qiang, WANG Chao, et al. Research Progress of Thermal Recovery by Steam Injection [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2010, 36(9): 110-112.
- [4] 陈凤君, 张丙星, 贾胜彬, 等. 浅薄特超稠油吞吐中后期蒸汽驱可行性研究[J]. 西部探矿工程, 2003, 15(5): 39-40.  
CHEN Feng-jun, ZHANG Bing-xing, JIA Sheng-bin, et al. Feasibility Study of Steam-flooding of Shallow Thin Ultra- and Super-heavy Oil Reservoirs during Medium and Late Stages of Steam Huff and Puff[J]. West-china Exploration Engineering, 2003, 15(5): 39-40.
- [5] 白婷春. 深层特稠油油藏吞吐后期蒸汽驱试验研究[J]. 化学工程与装备, 2013(5): 37-39.  
BAI Ting-chun. Experimental Study of Steam Flooding in Deep Heavy Oil reservoir [J]. Chemical Engineering & Equipment, 2013(5): 37-39.
- [6] 李力行, 战永平, 付春丽. 稠油开采方法综述[J]. 硅谷, 2008(12): 86-87.  
LI Li-xing, ZHAN Yong-ping, FU Chun-li. Review of Heavy Oil Recovery Methods [J]. Silicon Valley, 2008(12): 86-87.
- [7] PLACIDO J C R, ADEMAR P, PAULO L A B F, et al. Stress Analysis of Casing String Submitted to Cyclic Steam Injection[J]. Society of Petroleum Engineers, 1997, 618: 20-30.
- [8] ZHU G, ZHANG S, HUANG H, et al. Induced  $\text{H}_2\text{S}$  Formation during Steam Injection Recovery Process of Heavy Oil from the Liaohe Basin, NE China[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2010, 71(1-2): 30-36.
- [9] LIN R, SONG D, WANG X, et al. Experimental Determination of In-situ Hydrogen Sulfide Production during Thermal Recovery Processes[J]. Energy & Fuels, 2016, 30(7): 5323-5329.
- [10] 王建刚. 油气管材的二氧化碳碳腐蚀行为研究[D]. 兰州: 兰州理工大学, 2004.  
WANG Jian-gang. Study on Carbon Dioxide Corrosion Behavior of Oil and Gas Pipes [D]. Lanzhou: Lanzhou University of Technology, 2004.
- [11] 陈迎峰, 石凤仙, 李慧心, 等. 碳钢在高温高  $\text{CO}_2$  分压环境中的点蚀发展机制[J]. 腐蚀与防护, 2016, 37(2): 104-107.  
CHEN Ying-feng, SHI Feng-xian, LI Hui-xin, et al. Pitting Development Mechanism of Carbon Steel at High Temperature and High Partial Pressure of  $\text{CO}_2$  [J]. Corrosion & Protection, 2016, 37(2): 104-107.
- [12] 宫俊峰, 王秋霞, 刘岩. 不同形态硫化物对稠油热采硫化氢产生的贡献分析[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(4): 93-96.  
GONG Jun-feng, WANG Qiu-xia, LIU Yan. Analysis on Contribution of Different Forms of Sulfides to Hydrogen Sulfide Produced in the Process of Heavy Oil Thermal Recovery [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4): 93-96.
- [13] 闫伟, 邓金根, 董星亮, 等. 油气井  $\text{CO}_2$  分压计算方法探讨[J]. 钻采工艺, 2011, 34(5): 19-21.  
YAN Wei, DENG Jin-gen, DONG Xin-liang, et al. Investigation of Calculation Method of  $\text{CO}_2$  Partial Pressure in Oil and Gas Well [J]. Drilling & Production Technology, 2011, 34(5): 19-21.
- [14] 张成君. 稠油与非凝析气体体系高温高压 PVT 特性研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2015.  
ZHANG Cheng-jun. Study on Characteristics of PVT of Non Condensate Gas and Heavy Oil System at High Pressures and Elevated Temperatures [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2015.
- [15] 李春福, 王斌, 张颖, 等. 油气田开发中  $\text{CO}_2$  腐蚀研究进展[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2004, 26(2): 42-46.  
LI Chun-fu, WANG Bin, ZHANG Ying, et al. Research Progress of  $\text{CO}_2$  Corrosion in Oil/Gas Field Exploitation [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2004, 26(2): 42-46.
- [16] 张忠铎, 郭金宝.  $\text{CO}_2$  对油气管材的腐蚀规律及国内外研究进展[J]. 宝钢技术, 2000(4): 54-58.  
ZHANG Zhong-hua, GUO Jin-bao. Law of  $\text{CO}_2$  Corrosion of Oil Country Tubular Goods and the Study of Its Progress at Home and Abroad [J]. Bao Steel Technology, 2000(4): 54-58.
- [17] 闫伟, 邓金根, 袁俊亮, 等. 油套管钢长周期  $\text{CO}_2$  腐蚀速率的测试及准确计算方法[J]. 材料保护, 2014, 47(8): 71-74.  
YAN Wei, DENG Jin-gen, YUAN Jun-liang, et al. Method for Accurate Calculation of Corrosion Rate of Oil Tubing Steel Induced by Long-term Carbon Dioxide Exposure[J]. Materials Protection, 2014, 47(8): 71-74.
- [18] 李静, 林承焰, 杨少春, 等. 稠油开发井套管损坏机理与强度设计问题分析[J]. 石油矿场机械, 2009, 38(1): 9-13.  
LI Jing, LIN Cheng-yan, YANG Shao-chun, et al. Analysis on Mechanism of Casing Damage and Strength Design for Heavy Oil Wells[J]. Oil Field Equipment, 2009, 38(1): 9-13.