

# 渤海凝析油气藏探井转开发井防腐技术研究

刘阳, 王啸, 许杰, 范白涛, 赵少伟, 黄焕阁

(中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300452)

**摘要:** **目的** 探究海上凝析油气藏  $\text{CO}_2$  和  $\text{H}_2\text{S}$  共存情况下, 深探井转开发井回接生产时套管的腐蚀行为, 控制井筒腐蚀风险, 指导海上油气田可转开发井的深探井防腐设计和油套管材质优选。**方法** 基于现场所取储层流体样品的组分分析, 确定储层井流物的组分以及其物化性质, 然后针对可能选用的不同防腐等级的套管材质试片, 采用室内高温高压腐蚀评价釜来进行腐蚀试验, 最后根据腐蚀速率以及腐蚀形貌微观形态 (SEM) 结果, 优选海上油气田探井转开发井生产套管的防腐材质。**结果** 同构造邻井中油气样  $\text{CO}_2$  和  $\text{H}_2\text{S}$  共存, 所含  $\text{CO}_2$  的物质的量分数为 6.57%,  $\text{H}_2\text{S}$  质量浓度为 46.31  $\text{mg/m}^3$ , 并且储层温度高达 171.9  $^{\circ}\text{C}$ , 储层测试时虽不含水, 但是探井转生产井后期不排除出水可能, 出水后油套管腐蚀风险高。现场工况下, 共进行了 3Cr 不锈钢、13Cr 不锈钢及超级 13Cr 不锈钢材质的腐蚀评价试验, 三种套管材质腐蚀速率分别为 2.8844、0.0749、0.0182  $\text{mm/a}$ 。**结论** 常规 3Cr 不锈钢套管材质的腐蚀速率超过腐蚀控制线, 综合考虑油气井后期开发出水等风险, 推荐使用 13Cr 以上的防腐材质, 能够有效降低探井转开发井后期回接生产时的生产套管腐蚀风险, 目前已应用于渤海油气田 4 口探井转开发井的 7 寸尾管选材中, 取得了良好的防腐效果。

**关键词:** 海上油田; 油套管;  $\text{CO}_2$  腐蚀;  $\text{H}_2\text{S}$  腐蚀; 探井转开发井; 材质优选

**中图分类号:** TG172 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2018)10-0249-07

**DOI:** 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2018.10.033

## Anti-corrosion Techniques for Transition from Exploration Well to Development Well in Condensate Reservoirs in Bohai Sea

LIU Yang, WANG Xiao, XU Jie, FAN Bai-tao, ZHAO Shao-wei, HUANG Huan-ge

(Tianjin Branch, CNOOC (China) Co., Ltd, Tianjin 300452, China)

**ABSTRACT:** After the process of turning exploration well into production well,  $\text{CO}_2$  and  $\text{H}_2\text{S}$  in reservoir may lead to corrosion and perforation of production casing and seriously affect safety. The work aims to explore the corrosion behavior of casing in the post-production process of deep exploration wells under the co-existence of  $\text{CO}_2$  and  $\text{H}_2\text{S}$  in offshore condensate oil and gas reservoirs, control the corrosion risk of wellbore, and guide anti-corrosion design of deep exploration wells and material selection of oil casing in offshore oil field transferable development wells. The samples taken from the field reservoir were analyzed for components to determine the composition and physical and chemical properties of the reservoir fluid. Then, the indoor dynamic high temperature and high pressure corrosion evaluation kettle was used to test the corrosion of the casing materials with different corrosion prevention grades. Based on eruption velocity and micromorphology of corrosion (SEM), the best anti-corrosion material was selected for the production casing used in the process of turning exploration well into production well. The co-existence of  $\text{CO}_2$  and  $\text{H}_2\text{S}$  was confirmed in the oil and gas samples taken from syntectonic adjacent wells.  $\text{CO}_2$

收稿日期: 2018-06-05; 修订日期: 2018-08-03

Received: 2018-06-05; Revised: 2018-08-03

作者简介: 刘阳 (1986—), 男, 硕士研究生, 工程师, 主要研究方向为海上油田油套管腐蚀与防护、海上油田钻完井。邮箱: wangxiao20@cnooc.com.cn

**Biography:** LIU Yang (1986—), Male, Master, Engineer, Research focus: tubing and casing corrosion protection of offshore oilfield, drilling and completion of offshore oilfield. E-mail: wangxiao20@cnooc.com.cn

concentration was 6.57mol%,  $H_2S$  concentration was  $46.31\text{ mg/m}^3$ , and reservoir temperature was  $171.9\text{ }^\circ\text{C}$ . The reservoir test was free from water, but in later stage of transition from exploration well to development well, there still might be water. Casing out of water could be possibly corroded. 3 groups of corrosion tests were carried out by 3Cr stainless steel, 13Cr stainless steel and super 13Cr stainless steel at field conditions and the corrosion rate of these three types of cannulas was respectively 2.8844 mm/a, 0.0749 mm/a and 0.0182 mm/a. The corrosion rate of the conventional 3Cr stainless steel exceeds the corrosion control line. In consideration of the water leakage risk at the later development of the oil and gas wells, anticorrosion material above 13Cr was recommended. The above materials can effectively reduce the corrosion risk of the production of the casing in the later recovery production of the exploration well and has been applied to 7 inch tail pipe in the transferring of 4 exploration wells to development wells in Bohai oil and gas field with good effect of anticorrosion.

**KEY WORDS:** offshore oilfield; tube and casing;  $CO_2$  corrosion;  $H_2S$  corrosion; transition from exploration well to development well; materials optimization

海上油气田开发过程中, 通过将有储量发现的探井生产套管回接至井口, 借助已有和后期配备的生产设施, 将其直接转化为开发井生产, 而不需要将探井弃置再重新钻一口新的开发井, 能够缩短开发周期 1 年以上, 极大地降低了作业周期和开发成本, 目前已经在渤海油田渤中 19-6 等深埋的凝析油气藏中使用。然而由于储层流体中存在  $CO_2$  和  $H_2S$  等腐蚀介质<sup>[1-3]</sup>, 渤海油气田现场所取得储层油气样的组分分析中,  $CO_2$  含量达 6.57% (物质的量分数),  $H_2S$  质量浓度达  $46.31\text{ mg/m}^3$ , 储层温度  $171.9\text{ }^\circ\text{C}$ , 并且在后期生产过程中可能出现出水等情况, 油套管的腐蚀风险极高, 如果常规探井生产套管的防腐等级不够, 将导致在后期转开发井生产的过程中出现腐蚀穿孔, 严重影响作业安全<sup>[4-6]</sup>。因此为了达到探井转开发井降低增效以及后期稳产的效果, 需要对作业过程中生产套管

的防腐等级开展进一步研究。

## 1 腐蚀试验

### 1.1 试验材料

选用我国海上油气田生产套管常用的 3Cr、13Cr 以及超级 13Cr 三种不锈钢材质制作腐蚀试片, 试片制备参考 JB/T 7901—2001 标准<sup>[23]</sup>, 试片大小为  $40\text{ mm}\times 13\text{ mm}\times 2\text{ mm}$ , 保证待检测试片处理后的几何尺寸和表面状态保持基本一致, 加工精度为  $\pm 0.1\text{ mm}$ 。试验材料的成分及力学性能如表 1 所示, 材料的金相组织均呈现马氏体特征, 如图 1 所示。根据现场取得的储层流体样品以及邻近同地层构造的地层水的成分, 配制试验溶液介质如表 2 所示。

表 1 试验材料成分  
Tab.1 Test material composition

Test material	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo
3Cr	0.058	0.18	0.51	0.008	0.0045	2.88		
13Cr	0.18	0.38	0.49	0.010	0.002	12.81		
S13Cr	0.018	0.26	0.38	0.013	0.0025	13.27	4.69	2.01

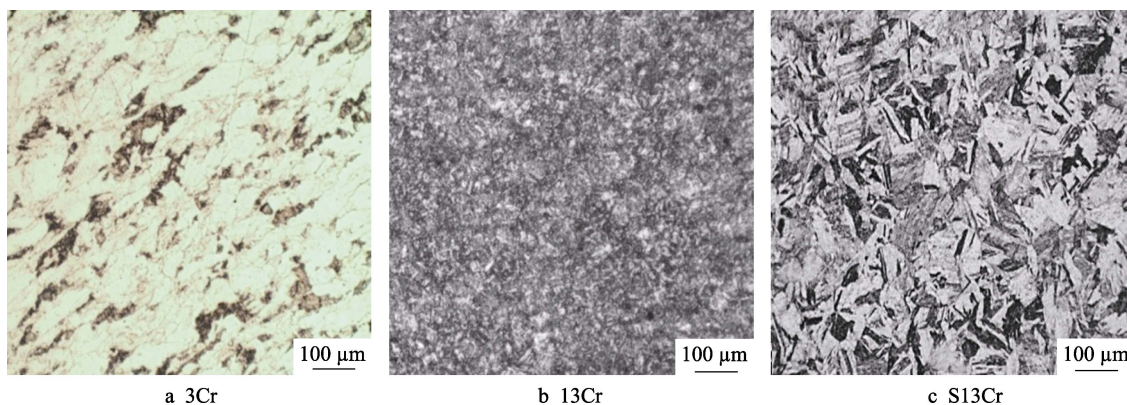


图 1 试验材料金相组织

Fig.1 Metallographic structure of experimental materials

表 2 试验溶液介质  
Tab.2 Experimental solution medium

Ion content in stratigraphic water/(mg·L <sup>-1</sup> )							Total salinity /(mg·L <sup>-1</sup> )	pH	Water type
cation			anion						
K <sup>+</sup> +Na <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>			
2421	26	81	1885	239	2360	142	7153	8.7	NaHCO <sub>3</sub>

1.2 试验设备

选用 Cortest 哈氏合金高温高压腐蚀评价釜(图 2 左)模拟该区块工况进行腐蚀试验。该评价釜对 H<sub>2</sub>S、CO<sub>2</sub> 分压最高均能满足 30 MPa,总压最高承受 60 MPa,试验温度最高 350 ℃,能够有效地模拟油田现场的高

温高压腐蚀工况,评价所选的三种不同防腐等级的套管材质在现场工况条件下的服役腐蚀情况<sup>[8]</sup>。

利用 DDC-II 点腐蚀测深仪(图 2 右)测高温高压评价釜中试验后试片产生的最大点蚀坑深度。可先用显微镜观测试验完的试片是否有点蚀,如有点蚀可用该点蚀仪器测出点蚀坑的深度。

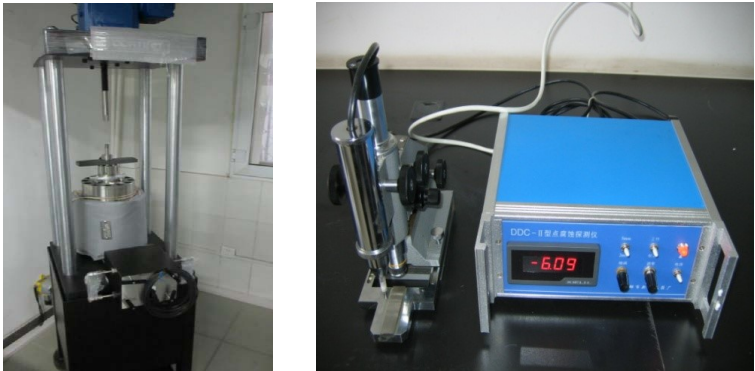


图 2 试验装置  
Fig.2Experimental apparatus

利用 XFMD-1201B 金属密度仪测试金属试片的密度,最小测量值为 0.0001 g/cm<sup>3</sup>,以便计算金属的腐蚀速率。

采用 FEI Quanta 200F 型场发射环境扫描电镜观察试片微观形貌。扫描电镜分析范围为 5B-92U,放大镜倍率 25~200 千倍。高真空下分辨率 2 nm,低真空下分辨率 3.5 nm。

1.3 试验方案

将井下取的 PVT 样品进行检查,判断取样质量良好且储运过程中无漏失后转入 PVT 分析釜,保持油气分离过程中体系总组成恒定不变,瞬间将取自储层的单相井流体闪蒸到大气条件,从而得到油气的组成成分<sup>[9]</sup>。

参照 ASTM G170—06<sup>[22]</sup>进行油套管试片的腐蚀试验研究。首先借助滤纸擦拭干净待试验试片,把待试验试片放进装有沸程 60~90 ℃石油醚的容器中,下一步继续脱水和脱脂,使用脱脂棉将待试验试片粘附的油脂擦拭干净,再浸入无水酒精 5 min<sup>[10]</sup>。最后将准备试验的试片放在滤纸上,用冷风机将其吹干,包好,在干燥容器中贮存 4 h 后,测量质量和尺寸,要求质量测量误差不超过 0.0001 g。

根据邻近同地层构造的地层水成分配制试验用

的地层模拟水溶液 1 L,将地层模拟水加入釜内;将 3Cr、13Cr、超级 13Cr 三种材质的试片,每种材质 3 个作为 1 组平行样,将试验用试片挂在特定试片支架上,装入釜中,密封釜体,用 N<sub>2</sub> 对高压试验釜进行氧气驱替,抽真空至-0.097 MPa,保持抽真空时间大于 10 min。将 H<sub>2</sub>S 从气瓶通过流量计量取试验所需 H<sub>2</sub>S 体积,通过釜内真空负压吸入高压釜,设定试验温度,开启温度、压力报警、转速。温度升至设定温度 171.9 ℃后,用 CO<sub>2</sub> 加压至所需压力,根据试验流速条件设定相应转速,来模拟生产状态下井筒内的流动。

在高温高压釜中试验 168 h 后,将试片取出,对表面的腐蚀状态及产物粘附状况进行电镜扫描并拍摄微距照片,之后用清水冲洗干净试片上粘附的试验介质,再用干净滤纸将试片擦干。将擦干的试片浸入酸清洗液 5 min,期间轻轻拭去试片在评价釜中生成的腐蚀产物。将试片取出,使用清水冲去粘附的酸后,放入 60 g/L NaOH 溶液中浸泡 30 s,用清水冲洗,再浸入无水酒精中约 10 min,再次重复清洗脱水。把清洗脱水后的试片放于干净的滤纸上,用冷风机吹干,然后包好,置于清洁干燥的容器内贮存 4 h 后,测量其质量和大小尺寸,记下每组 3 个试片因腐蚀减少的质量,要求误差小于 0.0001 g。另外观察试验后试片



外部发生腐蚀的宏观情况,假若在外表面出现点蚀现象,需要记录下单位面积内发生的点蚀坑个数,并用测深仪测量出腐蚀试验后发生的最深的点蚀坑深度<sup>[11]</sup>。

2 结果和讨论

2.1 试验主要参数的确定

该构造中太古界储层属凝析油气藏,其特点是临界压力小于原始地层压力,原始状态下是气态,且压力降至临界压力以前为气态,达到临界压力后变为液态,泡点线与露点线的相交点即为临界压力<sup>[12-13]</sup>。PVT 检测结果中,CO<sub>2</sub> 含量为井流物中的含量,分

压采用地层压力与井流物摩尔含量计算,H<sub>2</sub>S 含量为分离器含量,分压采用临界压力与分离器组分含量计算。根据分离器中 CO<sub>2</sub> 的摩尔含量和 H<sub>2</sub>S 含量(其中 CO<sub>2</sub> 含量为 6.57%,H<sub>2</sub>S 含量为 46.31 mg/m<sup>3</sup>),计算得到 CO<sub>2</sub> 分压为 3.44 MPa,H<sub>2</sub>S 分压为 1.47×10<sup>-3</sup> MPa。

2.2 试验结果

2.2.1 腐蚀速率试验结果

通过失重法测试挂片的腐蚀速率,得到表 3 所示的结果,可知 3Cr 失重最多,平均每挂片失重 0.53 g。3Cr、13Cr 和超级 13Cr 不锈钢腐蚀试验前及工况条件下腐蚀后未除锈时的宏观形貌如图 3—8 所示。

表 3 BZ19-6 区块套管腐蚀试验质量变化  
Tab.3 Test results of casing corrosion quality in BZ19-6 block

Test material	Temperature/℃	Num.	Pro-mass/g	Post-mass/g	Density/(g·cm <sup>-3</sup> )	Reduction/g
S13Cr	171.9	S13Cr-1	8.7926	8.7891	7.8369	0.0035
		S13Cr-2	8.7815	8.7781	7.8668	0.0034
		S13Cr-3	8.7993	8.7959	7.8668	0.0034
13Cr	171.9	13Cr-1	7.7937	7.7996	7.7796	0.0141
		13Cr-2	7.7992	7.7852	7.7852	0.0140
		13Cr-3	7.7957	7.7820	7.7820	0.0137
3Cr	171.9	3Cr-1	7.7661	7.2335	7.6848	0.5326
		3Cr-2	7.7551	7.2231	7.6847	0.5320
		3Cr-2	7.7644	7.2323	7.6848	0.5321



a 正面



b 反面

图 3 超级 13Cr 试片试验前  
Fig.3 Image of super 13Cr before test:  
(a) obverse side; (b) reverse side



a 正面

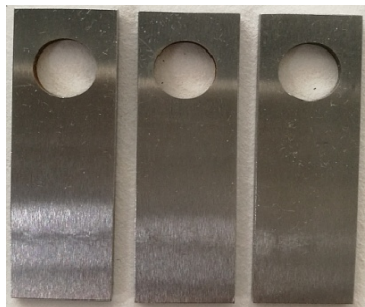


b 反面

图 4 超级 13Cr 试片试验后  
Fig.4 Image of super 13Cr after test:  
(a) obverse side; (b) reverse side



a 正面

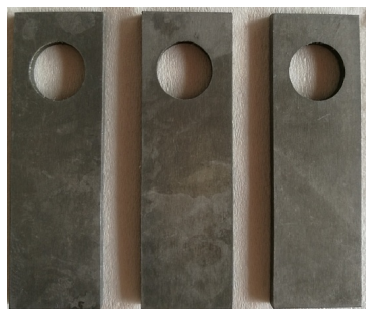


b 反面

图 5 普通 13Cr 试片试验前  
Fig.5 Image of ordinary 13Cr before test:  
(a) obverse side; (b) reverse side



a 正面



b 反面

图 6 普通 13Cr 试片试验后  
Fig.6 Image of ordinary 13Cr after test:  
(a) obverse side; (b) reverse side



a 正面

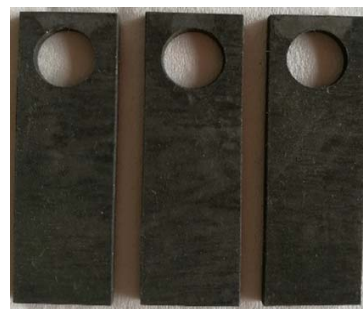


b 反面

图 7 3Cr 试片试验前  
Fig.7 Image before 3Cr before test:  
(a) obverse side; (b) reverse side



a 正面



b 反面

图 8 3Cr 试片试验后  
Fig.8 Image of 3Cr after test:  
(a) obverse side; (b) reverse side

由图 4、6、8 可知，超级 13Cr 不锈钢在工况条件下腐蚀后，表面附着物明显少于 13Cr 不锈钢和 3Cr 不锈钢，这与已有的研究相符。除锈后未发现点蚀现象或局部腐蚀现象，腐蚀类型为全面腐蚀。

### 2.2.2 微观腐蚀形貌

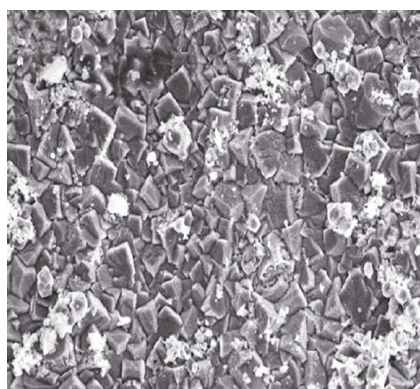
模拟工况条件下取出的 3Cr、13Cr 和超级 13Cr 不锈钢试片除锈前 SEM 微观腐蚀形貌如图 9 所示，可知 13Cr 仅有少数腐蚀产物附着，呈现晶粒状，腐蚀情况明显小于在 3Cr、13Cr 挂片表面发生的腐蚀情况，这与宏观形貌相一致。

## 2.3 试验结果分析

试验后需要取试件在模拟工况下发生的均匀腐蚀速率  $r_{\text{corr}}$ ，按下面公式计算：

$$r_{\text{corr}} = \frac{8.76 \times 10^4 \times (m - m_t)}{S_1 \cdot t \cdot \rho} \quad (1)$$

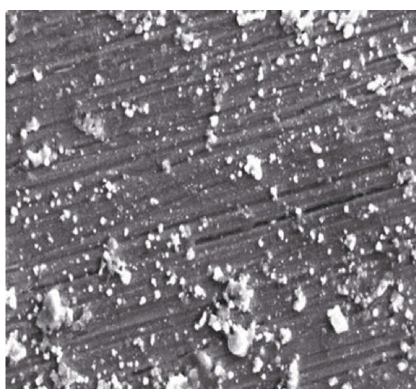
式中： $r_{\text{corr}}$  为均匀腐蚀速率 (mm/a)； $m$  为试验前的试片质量 (g)； $m_t$  为试验后的试片质量 (g)； $S_1$  为试片的总面积 ( $\text{cm}^2$ )； $\rho$  为试片材料的密度 ( $\text{g/cm}^3$ )； $t$  为试验时间 (h)。试片材料的密度由密度仪测出，结果见表 4。



20 μm

Mag=1.00KX WD=22mm EHT=20.00KV Signal A=SEI

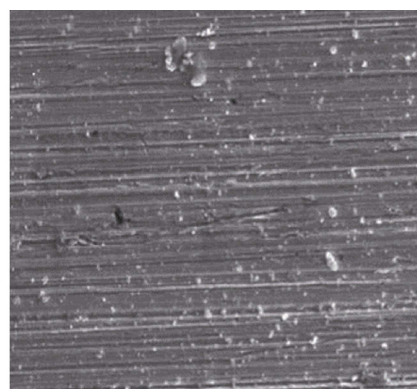
a 3Cr



20 μm

Mag=1.00KX WD=22mm EHT=20.00KV Signal A=SEI

b 13Cr



20 μm

Mag=1.00KX WD=22mm EHT=20.00KV Signal A=SEI

c S13Cr

图 9 工况条件下三种不锈钢除锈前 SEM 形貌  
Fig.9 SEM morphology of three kinds of stainless steel before derusting under working conditions

表 4 试片腐蚀速率结果  
Tab.4 Test results of sample corrosion rate

Test material	Num.	Corrosion rate /(mm·a <sup>-1</sup> )	Average corrosion rate/(mm·a <sup>-1</sup> )
S13Cr	S13Cr-1	0.0186	0.0182
	S13Cr-2	0.0180	
	S13Cr-3	0.0180	
13Cr	13Cr-1	0.0758	0.0749
	13Cr-2	0.0752	
	13Cr-3	0.0736	
3Cr	3Cr-1	2.8864	2.8844
	3Cr-2	2.8832	
	3Cr-2	2.8837	

Note: Temperature was 171.9 °C, CO<sub>2</sub> partial pressure was 3.444 504 MPa, H<sub>2</sub>S partial pressure was 0.001 466 MPa

首先考虑目标选材在模拟工况中不能发生局部腐蚀,然后考虑目标选材在模拟工况中的腐蚀速率是否在可选范围。本研究参照行业标准 SY/T 5329—94 中的腐蚀速率限定标准和美国腐蚀工程师协会标准 NACE 0775—2005 中对腐蚀速率的分级控制线标准,以 0.127 mm/a 为控制线<sup>[20-21]</sup>。根据相关选材标准及国内外相关文献,对不同材料在类似工况腐蚀环境下的腐蚀行为进行了分析:

1) 超级 13Cr 不锈钢套管材质腐蚀以均匀腐蚀为主,没有发现点蚀现象,挂片表面虽出现一定的腐蚀痕迹,但没有发现点蚀坑。计算得到模拟工况下均匀腐蚀速率为 0.0182 mm/a,远低于标准中 0.127 mm/a 的腐蚀控制线。

2) 13Cr 不锈钢套管材质腐蚀以均匀腐蚀为主,去除腐蚀产物后,试片表面均匀平整且整体较光亮,没有明显的局部腐蚀或点蚀特征(未达到点蚀检测设备精度范围,点蚀深度检测精度为 0.01 mm,换算为 7 d 的点蚀速率为 0.5214 mm/a)。计算得到模拟工况下均匀腐蚀速率为 0.0749 mm/a,不超过标准中的 0.127 mm/a 腐蚀控制线。

3) 3Cr 不锈钢套管材质腐蚀以均匀腐蚀为主,基本没有局部腐蚀的痕迹,未达到点蚀检测设备精度范围。计算得到模拟工况下均匀腐蚀速率为 2.8844 mm/a,远远高于 0.127 mm/a 的腐蚀控制线。

在试验室高温高压评价釜模拟工况下,3Cr、13Cr 和超级 13Cr 不锈钢套管材质的腐蚀速率呈依次递减趋势,与调研文献中“在 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>S 共存环境里,随着不锈钢套管材质 Cr 含量的增高,套管的腐蚀速率会相对降低”相符。3Cr 不锈钢材质试片在高温高压评价釜模拟工况下的腐蚀速率较高,超过了标准中的腐蚀控制线,因此假如用 3Cr 不锈钢材质做探井转开发井的 7 寸尾管材质,生产中见水时,腐蚀风险会非常高。试验中超级 13Cr 不锈钢在模拟工况下的腐

蚀速率明显小于腐蚀控制线,可以满足该构造探井转开发井的 7 寸尾管的防腐需求,但是现阶段该材质采办费用较高。

13Cr 不锈钢试验腐蚀速率接近腐蚀控制线,但是考虑到该油田前期并不含水,所以井筒安全生产周期将长于根据试验预测的周期,因此选 13Cr 可以满足井筒全寿命周期安全要求。另外,套管在现场应用过程中的长期腐蚀速率也会低于试验室内的短期腐蚀速率。如果想进一步验证降低材质与生产寿命之间的关系,最好的方式是模拟井筒真正的流体环境,针对预测逐年配产中的无水采油期及含水率的逐年变化情况,开展含水率与腐蚀速率之间的关系研究,如果不含水,高分压的 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>S 也构不成腐蚀环境,该情况下可以降低材质,以达到降本增效的目的。

### 3 结论与建议

1) 针对渤中油气田的腐蚀环境,选择常用的 3Cr、13Cr 和超级 13Cr 进行了室内腐蚀试验模拟以及电镜扫描,超级 13Cr 腐蚀产物成晶粒状,宏观、微观均表明其腐蚀最轻微。

2) 在渤中油气田深层探井转开发井中,在温度 171.9 °C、CO<sub>2</sub> 分压 3.44 MPa、H<sub>2</sub>S 分压 1.47×10<sup>-3</sup> MPa 的工况下,7 寸尾管选用普通 13Cr 以上材质满足开采需求年限。

3) 针对预测油田配产中的无水采油期及具体井含水率的逐年变化情况,可以预测出从开采到出水时间以及套管腐蚀失效年限,从而可得到井筒的安全生产周期,可以进一步探究具体井的套管材质能否从普通 13Cr 不锈钢降至 3Cr 不锈钢,从而促进油田开发的进一步降本增效。

### 参考文献:

- [1] 肖治国, 张敬安, 郑辉, 等. 海上油气田钢结构物腐蚀及防护技术[J]. 全面腐蚀控制, 2013, 27(1): 27-31.  
XIAO Zhi-guo, ZHANG Jing-an, ZHENG Hui, et al. Corrosion and corrosion protection techniques of the offshore oil field platform[J]. Total corrosion control, 2013, 27(1): 27-31.
- [2] 王成达, 严密林, 赵新伟, 等. 油气田开发中 H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> 腐蚀研究进展[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2005, 20(5): 66-70.  
WANG Cheng-da, YAN Mi-lin, ZHAO Xin-wei, et al. Research progress of H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> corrosion in oil and gas development[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural science edition), 2005, 20(5): 66-70.
- [3] 李淑华, 朱晏萱, 毕启玲. H<sub>2</sub>S 和 CO<sub>2</sub> 对油管的腐蚀机理及现有防腐技术的特点[J]. 石油矿场机械, 2008, 37(2): 90-93.  
LI Shu-hua, ZHU Yan-xuan, BI Qi-ling. The corrosion



- and corrosion protection of the tubing in gas wells[J]. Oil field equipment, 2008, 37(2): 90-93.
- [4] 邢希金, 周建良, 刘书杰, 等. 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 Xi-jin, ZHOU Jian-liang, LIU Shu-jie, et al. 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.
- [5] KVAREKYVAL J, NYBORG R, CHOI H. Formation of multilayer iron sulfide films during high temperature  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  corrosion of carbon steel[J]. Ann chir infant, 2003(3): 193-200.
- [6] 林海, 许杰, 幸雪松, 等. L80油管钢在  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  环境中的腐蚀行为[J]. 表面技术, 2016, 45(5): 84-90.  
LIN Hai, XU Jie, XING Xue-song, et al. Corrosion behavior of L80 tubing steel in  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  environment[J]. Surface technology, 2016, 45(5): 84-90.
- [7] 林海, 许杰, 范白涛, 等. 渤海油田井下管柱  $\text{CO}_2$  腐蚀规律与防腐选材现状[J]. 表面技术, 2016, 45(5): 97-103.  
LIN Hai, XU Jie, FAN Bai-tao, et al. Review on  $\text{CO}_2$  corrosion rule of downhole strings in bohai oilfield and current status of anti-corrosion material selection[J]. Surface technology, 2016, 45(5): 97-103.
- [8] SRINIVASAN S, KANE R. Prediction of corrosivity of  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  production environments[J]. Corrosion, 1996.
- [9] 厉嘉滨, 李敏, 高大义, 等. 海上某油田高温高压水蒸汽对热采井管柱腐蚀问题研究[J]. 全面腐蚀控制, 2014(12): 54-60.  
LI Jia-bin, LI Min, GAO Da-yi, et al. Study on corrosion of tube pipe of thermal production wells by high-temperature and high pressure vapor in a oil field[J]. Total corrosion control, 2014(12): 54-60.
- [10] 王静. 含  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  环境中油管钢的腐蚀行为及预测[D]. 西安: 西安石油大学, 2006.  
WANG Jing. Corrosion behavior and prediction of tubing steel in  $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  environment[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2006.
- [11] 余华杰.  $\text{CO}_2$  对凝析气藏相态特征及开发指标的影响[J]. 东北石油大学学报, 2014, 38(2): 86-90.  
YU Hua-jie. Effect of  $\text{CO}_2$  on phase characteristics and development index of condensate gas reservoirs[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2014, 38(2): 86-90.
- [12] 刘洁. 几种油田水用缓蚀剂的合成、评价及机理研究[D]. 桂林: 桂林理工大学, 2013.  
LIU Jie. Synthesis, evaluation and mechanism study of corrosion inhibitors for several oilfield waters[D]. Guilin: Guilin University of Technology, 2013.
- [13] 刘旋. 酸性气田缓蚀剂性能的影响因素评价及现场应用[D]. 西安: 西安石油大学, 2016.
- LIU Xuan. Influencing factors of corrosion inhibitor performance in acid gas field[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2016.
- [14] 范明霏. 渤中 19-4 地区明化镇组层序地层及沉积体系研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2012.  
FAN Ming-fei. Study on the sequence stratigraphic and sedimentary system of the Minghua formation in 19-4 area of bozhong[J]. Beijing: China University of Petroleum, 2012.
- [15] 王毓俊, 王俊兰. 渤海海域古潜山油气藏特征[J]. 复式油气田, 1997(4): 20-24.  
WANG Yu-jun, WANG Jun-lan. Characteristics of buried hill reservoirs in the bohai sea[J]. Duplex oil and gas fields, 1997(4): 20-24.
- [16] 李秀贞, 闫伟, 徐芸.  $\text{CO}_2$  腐蚀环境下油套管选材标准及思路[J]. 石油和化工设备, 2010, 13(7): 59-61.  
LI Xiu-zhen, YAN Wei, XU Yun. Selection criteria and ideas of oil casing in  $\text{CO}_2$  corrosion environment[J]. Petro-chemical equipment, 2010, 13(7): 59-61.
- [17] 牛坤. 超级 13Cr 不锈钢在油气田环境中的耐蚀性研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2012.  
NIU Kun. Study on corrosion resistance of super 13Cr stainless steel in oil and gas field environment[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2012.
- [18] 何素娟, 陈圣乾, 赵大伟. L80 油管腐蚀失效原因分析[J]. 石油矿场机械, 2011, 40(6): 21-25.  
HE Su-juan, CHEN Sheng-qian, ZHAO Da-wei. Corrosion failure analysis of L80 tubing[J]. Oil field equipment, 2011, 40(6): 21-25.
- [19] 裘智超, 熊春明, 常泽亮, 等.  $\text{CO}_2$  和  $\text{H}_2\text{S}$  共存环境下井筒腐蚀主控因素及防腐对策——以塔里木盆地塔中 I 气田为例[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 238-242.  
QIU Zhi-chao, XIONG Chun-ming, CHANG Ze-liang, et al. Major corrosion factors in the  $\text{CO}_2$  and  $\text{H}_2\text{S}$  coexistent environment and anti-corrosion method: Taking Tazhong I gas field—Tarim Basin, as an example[J]. Petroleum exploration and development, 2012, 39(2): 238-242.
- [20] SY/T 5329—2012, 碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法[S].  
SY/T 5329—2012, Water quality standard and practice for analysis of oilfield injecting waters in clastic reservoirs[S].
- [21] RP0775—2005, Standard recommend practice preparation, installation, analysis, and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations[S].
- [22] ASTM G170—06, Standard guide for evaluating and qualifying oilfield and refinery corrosion inhibitors in the laboratory[S].
- [23] JB/T 7901—2001, 金属材料实验室均匀全浸试验方法[S].  
JB/T 7901—2001, Metals materials uniform corrosion methods of laboratory immersion testing[S].