超出海上油套管选材图版的防腐设计实验研究

张海山

（中海石油（中国）有限公司上海分公司，上海 200335）

摘 要：目的 东海 A 气田开发储层流体中 CO_2 分压约 1.85 MPa，温度在 150 ℃左右。井下腐蚀环境已超出中海油选材图版的应用范围，因此应进行防腐模拟实验研究，为优选油套管材质提供依据。**方法** 应用失重法在高温高压动态反应釜中进行高温高压动态腐蚀模拟测试，选择油气田开发中高防腐油套管常用的普通 13Cr、超级 13Cr、22-25Cr 双相不锈钢 3 种材质试样，测试不同材质油套管井下的腐蚀速率。**结果** CO_2 分压 2.0 MPa 下，130 ℃时 3 种材质均未发现局部点蚀，温度升至 150 ℃时，超级 13Cr 和 22-25Cr 双相不锈钢表现为均匀腐蚀，普通 13Cr 材质出现了点蚀，点蚀速率为 0.6413 mm/a，明显超过了腐蚀控制线；150 ℃下，随着 CO_2 分压的增加，腐蚀速率增加，但分压达到约 2.0 MPa 后，腐蚀速率增加减缓，并且出现下降趋势。**结论** 从井底开发储层到地面，温度逐步降低，根据实验结果，东海 A 气田开发设计组合油套管的方式防腐，深部温度高于 130 ℃位置的油套管应用超级 13Cr 材质，上部温度低于 130 ℃位置的油套管应用普通 13Cr 材质，以降低成本。

关键词： 腐蚀；油套管；CO_2 腐蚀；CO_2 分压；防腐设计；腐蚀速率；13Cr 钢；高温高压釜

中图分类号： TG172.3 **文献标识码：** A **文章编号：** 1001-3660(2016)05-0111-07

DOI： 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2016.05.017

Experimental Research on the Anti-corrosion Design out of the Tube and Casing Material Selection Chart in the Offshore Oilfields

ZHANG Hai-shan

(CNOOC China Limited-Shanghai, Shanghai 200335, China)

ABSTRACT: Objective The content of CO_2 partial pressure of the development reservoir fluid on the Gas Field A in the East China Sea is about 1.85 MPa, and the temperature is about 150 ℃. The parameters of downhole corrosion environment are out of the application scope of CNOOC tube and casing material selection chart, therefore, corrosive simulation experimental research should be carried out, which provides the foundation for optimization of tube and casing material. **Methods** In the experiment, weight loss method was used to dynamically test the corrosion rates of different tube and casing materials under the downhole condition by HTHP Auto Clave. The material samples were ordinary 13Cr, super 13Cr and 22-25Cr duplex stainless steel, high anticorrosive tubing and casing, which are commonly used in oil and gas field development. **Results** The results of experiment showed that localized pitting wasn't found in 3 kinds of material samples under the condition of CO_2 partial pressure at 2 MPa and 130 ℃; when the temperature rose to 150 ℃, uniform corrosion characteristic was present for super 13Cr and

收稿日期：2016-01-25；修订日期：2016-04-27

Received：2016-01-25；**Revised**：2016-04-27

作者简介：张海山（1968—），男，硕士，教授级高级工程师，主要研究海上石油工程技术。

Biography：ZHANG Hai-shan(1968—), Male, Master, Professorate senior engineer, Research focus: petroleum engineering technology in the offshore.

22-25Cr duplex stainless steel, pitting was present on ordinary 13Cr, and the pitting rate was 0.6413 mm/a, which significantly exceeded the corrosion control line. When the temperature was below 150 ℃, with the increase of CO_2 partial pressure, the corrosion rate increased, but after CO_2 partial pressure exceeded 2.0 MPa, the increase of corrosion rate became slow, and the trend of decline occurred. From the bottom of a well-developed reservoir to the ground, the temperature was gradually reduced. **Conclusion** According to the experimental results, the development of the Gas Field A in the East China Sea designs the means of combination of tube and casing in ordor to protect corrosion, super 13Cr materials should be used in the deep location at temperature higher than 130 ℃, while ordinary 13Cr should be used in the upper location at temperature below 130 ℃, which could realize the cost saving of tube and casing.

KEY WORDS: corrosion; tube and casing; CO_2 corrosion; CO_2 partial pressure; anti-corrosion design; corrosion rate; 13Cr steel; HTHP Autoclave

二氧化碳腐蚀是海上油气开发油套管腐蚀破坏的主要原因，造成的经济损失十分巨大，是油气田开发面临的严峻问题，各石油公司和油套管生产厂家十分重视[1—4]。20 世纪 90 年代，多位学者研究了钢材中铬含量对腐蚀速率的影响，加入铬元素可明显提高油套管钢抗 CO_2 的腐蚀能力[5—6]，形成了一些油套管防腐选材方法或图版，为腐蚀性油气田井下管柱材质选择提供了理论依据。针对中国海上油气开发的实际，中国海洋石油总公司完成了 CO_2 腐蚀条件下油套管材质选择图版，作为防腐选材的依据，在中海油范围内推广应用[7—8]。

东海 A 气田拟开发 P5 气层，储层流体中 CO_2 的体积分数约 5.6%，分压约 1.85 MPa，不含 H_2S，储层温度在 150 ℃左右。气井伴有地层水的产出，在 CO_2 环境下，会引发油套管的腐蚀问题[9—10]。腐蚀同温度、CO_2 分压密切相关[11]，A 气田拟开发井储层流体中的 CO_2 含量、温度都较高，井下腐蚀环境已经超出了中海油选材图版的应用范围，无法直接选材；若是选择价格昂贵的 22-25Cr 双相不锈钢，油套管成本会大幅增加，同时也缺乏依据。因此，有必要针对拟开发井的腐蚀环境，进行防腐模拟实验研究，以快捷的方式实现不同腐蚀环境的模拟测试，是油套管进行防腐选材的主要技术手段。实验测试不同材质油套管井下腐蚀速率，为优选油套管材质提供依据，保证油气井安全生产前提下，降低油套管成本。

1 实验

1.1 实验方案

实验主要用失重法进行高温高压动态腐蚀模拟测试。实验方案结合 A 气田的实际腐蚀环境特点，制定出能够涵盖拟开发 P5 气层的腐蚀气体温度、分压范围。对于同一种材质，实验方案有一定程度的温度对比、分压对比，以评价材质的腐蚀特征。实验材质选择油气田开发中高防腐油套管常用的普通 13Cr、超级 13Cr、22-25Cr 双相不锈钢 3 种材质试样。先测试 CO_2 分压不变、不同温度条件下各材质的腐蚀速率与点蚀情况，然后测试温度不变、不同 CO_2 分压条件下各材质的腐蚀情况。

1.2 设备

1）高温高压动态反应釜。腐蚀速率测试实验采用的设备为高温高压动态反应釜，技术参数：工作温度为室温 ~ 350 ℃，控温精度±1 ℃；搅拌转速为 0 ~ 1000 r/min，可调；压力变送器量程为 35 MPa，精度 0.25%FS；容积为 1000 mL。釜内置有挂片环形架，环形架上安装测试材质试样。连接外部管线通入 CO_2 等腐蚀气体，上端接电机磁力驱动搅拌桨，旋转模拟流速。

2）FEI Quanta 200F 型场发射环境扫描电镜。扫描电镜分析范围为 5B—92U，放大倍率 25~200 千倍。高真空下分辨率 2 nm，低真空下分辨率 3.5 nm。

3）MC004-MPD-2 型金相磨抛机。MC004-MPD-2 双盘台式金相磨抛机，利用不同粒度的耐水研磨金相砂纸，对各种金属及其合金试样以及岩相试样进行粗磨、精磨、干磨、湿磨等工序，同时可作抛光试样。参数：磨盘直径 230 mm，磨盘转速 320 r/min 和 500 r/min，抛盘转速 660 r/min 和 1000 r/min。

1.3 模拟条件及方案设计

根据 A 气田拟开发井的腐蚀环境，制定实验

参数方案，见表 1。模拟流速按照设备的最大流速 2.0 m/s 设计，测试周期常规 7 天、长周期 30 天。实验一共设计了 8 组，先完成 1—4 组，得出腐蚀速率极值对应的温度，然后再进行 5—8 组的实验，测试 3 种材质的腐蚀速率及腐蚀特征。P5 气层的 CO_2 分压在 1.85 MPa 左右，考虑到设计结果的安全性，以及后期开发深部储层的需要，将分压的模拟实验设定为 2.0 MPa，以极端的腐蚀情况作为油套管设计的基础。

表 1　实验参数方案

Tab.1 The plan of experimental parameters

组号	温度/℃	CO_2 分压/MPa	测试时间/d	目　的
1	110	2.0	7	温度规律
2	130	2.0	7	
3	150	2.0	7	
4	170	2.0	7	
5	150	0.8	7	分压规律
6	150	1.2	7	
7	150	2.5	7	
8	150	2.0	30	长周期腐蚀

实验模拟溶液按照 P5 气层地层水的离子组成配制，其地层水离子含量为 K^+ 160.00 mg/L，Na^+ 3214.29 mg/L，Ca^{2+} 466.94 mg/L，Mg^{2+} 4.72 mg/L，Cl^- 5516.41 mg/L，SO_4^{2-} 788.98 mg/L，HCO_3^- 464.87 mg/L。

1.4　执行的标准及流程

实验执行石油行业标准 SY/T 5329—2012《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》[12]以及美国腐蚀工程师协会标准 NACE Standard RP0775—2005《油田生产中腐蚀挂片的准备和安装以及试验数据的分析》[13]。

腐蚀速率实验流程：1）实验前打磨挂片试件，经冲洗、除油、干燥后，测量尺寸并称重；2）高温高压动态反应釜内加入模拟液后，挂片安装在固定的环形架上；3）装好试件，密封釜体，升温排出氧气，再通入高纯氮除氧 2 ~ 4 h；4）按设计流速设定电动机转速，搅拌桨模拟流速；5）通入 CO_2，调整温度、CO_2 分压等达到试验条件，开始计时，试验时间 7 天或 30 天；6）实验结束，将试样取出，用体积比 10∶1（水∶浓盐酸）盐酸清洗腐蚀产物膜，再用清水、丙酮冲洗后干燥，拍摄微距照片，记录表面腐蚀情况，最后用电子天平称重；7）测试相关的挂片，同一材质有两个平行试样，一个用于计算腐蚀速率，一个用于 SEM（电镜扫描）和 EDS（能谱）分析；8）失重法计算腐蚀速率。

测量金属挂片的尺寸、腐蚀前后的质量，并记录测试时间，然后按照 NACE RP0775—2005 中的腐蚀速率（CR）计算公式进行计算：

$$CR=\frac{3.65\times10^5\times\Delta m}{A\times t\times\delta}$$

式中：Δm 为腐蚀前后平行试样（即挂片）的平均损失质量（g）；A 为挂片的面积（mm^2）；δ 为试样的密度（g/cm^3）；t 为试验时间（d）。

2　结果与分析

2.1　CO_2 腐蚀的温度规律

根据设计的实验方案，首先对 3 种材质腐蚀的温度规律进行研究。不锈钢在低温区间（低于 100 ℃）具有很好的耐腐蚀特性，腐蚀速率极值温度高于 100 ℃[14]。因此，对于模拟实验，测试温度从 110 ℃开始，逐次递增，分别为 110、130、150 和 170 ℃，目的是测出三类材质在不同温度下的腐蚀速率，以及腐蚀速率极值温度。

图 1 是 3 种材质在不同温度下的腐蚀速率曲线。普通 13Cr 材质温度从 110 ℃增加至 150 ℃的过程中，腐蚀速率逐渐增加，当温度超过 150 ℃后，腐蚀速率下降，150 ℃是普通 13Cr 的腐蚀速率极值温度，最大腐蚀速率为 0.0382 mm/a。

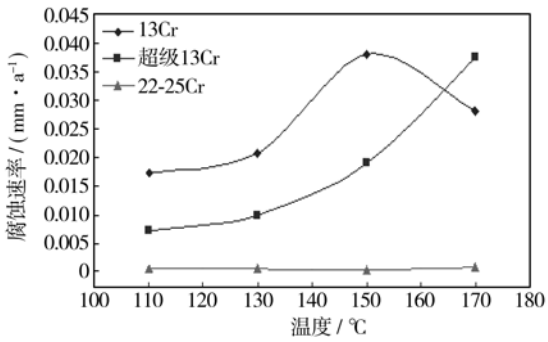


图 1　3 种材质在不同温度下的腐蚀速率

Fig.1 Corrosion rate of 3 kinds of material at different temperatures

超级 13Cr 材质与普通 13Cr 不同，温度从 110 ℃增加至 170 ℃的过程中，腐蚀速率处于递增趋势，没有出现腐蚀速率极值温度，由此可知，超级 13Cr

材质的腐蚀速率极值温度不低于 170 ℃。150 ℃温度条件下，超级 13Cr 的腐蚀速率为 0.0190 mm/a，明显低于普通 13Cr 材质在同温度下的腐蚀速率。

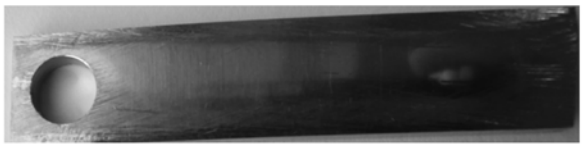
同普通 13Cr 和超级 13Cr 相比，22-25Cr 双相不锈钢表现出了极好的耐腐蚀特性，最高腐蚀速率为 0.0007 mm/a，对应温度为 170 ℃。观察 3 种材质挂片在不同温度下的照片，110 ℃和 130 ℃时，均未发现局部点蚀。温度升至 150 ℃时，普通 13Cr 材质出现了点蚀，超级 13Cr 和 22-25Cr 双相不锈钢表现为均匀腐蚀。150 ℃时腐蚀情况照片见图 2。



a　普通13Cr轻微点蚀



b　超级13Cr均匀腐蚀



c　22-25Cr均匀腐蚀

图 2　150 ℃、CO_2 分压 2.0 MPa 下 3 种材质的腐蚀照片

Fig.2 Corosion pictures of 3 kinds of materials (150 ℃, CO_2 2.0 MPa)

2.2　CO_2 腐蚀的分压规律

由上述实验结果可知，普通 13Cr 材质在 150 ℃时出现了腐蚀速率极值，并考虑所开发的储层温度，因此，将分压规律测试实验中的温度设定为 150 ℃。3 种材质 CO_2 腐蚀的分压规律实验结果见图 3 所示。

随着 CO_2 分压的增加，腐蚀速率增加，但达到一定值后，腐蚀速率增加减缓，并且出现下降趋势。分析认为，当 CO_2 分压达到一定值后，金属表面腐蚀产物膜的生成速度加快，形成了保护膜，腐蚀速率下降。金属的腐蚀速率并不是随着 CO_2 分压的增加而单调递增，在 CO_2 分压升高导致的腐蚀性增强和产物膜保护性也增强的协同作用下，分压达到一定值时，腐蚀速率反而降低[11—15]。实验中，CO_2 分压达到约 2.0 MPa 后，腐蚀速率减缓。

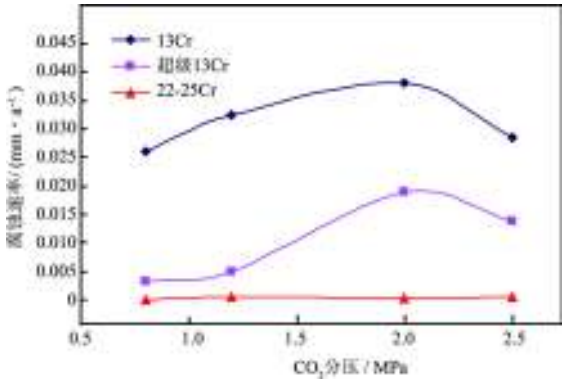


图 3　不同 CO_2 分压下 3 种材质的腐蚀速率

Fig.3 Corrosion rate of 3 kinds of materials under different CO_2 partial pressure

2.3　长周期腐蚀速率

在温度 150 ℃条件下，实验进行了常规周期和长周期的腐蚀测试，常规周期 7 天的腐蚀速率测试如表 2 所示，长周期 30 天的腐蚀速率测试结果如表 3 所示。比较两个表中的数据，30 天的平均腐蚀速率比 7 天的平均腐蚀速率低，是因为铬钢腐蚀后铬元素会在腐蚀产物膜中富积，高温所形成细致、密实的产物膜，增强了金属基体的保护性[16—18]。

30 天的腐蚀试样如图 4 所示，普通 13Cr 材质有产物膜脱离现象，而超级 13Cr 未见产物膜脱落，表现为均匀腐蚀，22-25Cr 双相不锈钢几乎没有腐蚀产物。

因 150 ℃条件下，普通 13Cr 材质的常规周期和长周期测试中均有局部腐蚀发生，呈非均匀腐蚀，因此，需要考虑腐蚀穿孔问题，进行腐蚀穿孔预测。图 5 为 150 ℃、CO_2 分压 2.0 MPa 条件下 7 天测试

表 2　7 天腐蚀速率测试结果（150 ℃, 2.0 MPa）

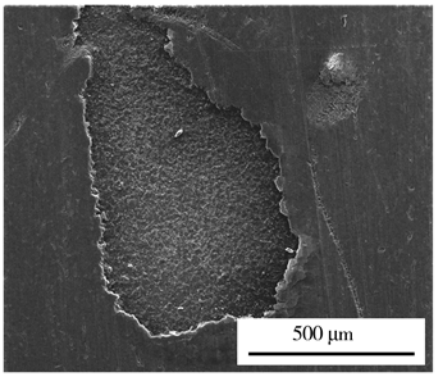
Tab.2 The results of corrosion rate after 7 d (150 ℃, 2.0 MPa)

材质类别	长度/mm	宽度/mm	厚度/mm	测试前质量/g	测试后质量/g	腐蚀速率/（mm·a^{-1}）
普通 13Cr	50.30	10.14	3.04	11.1186	11.1110	0.038 16
超级 13Cr	51.39	9.74	2.70	9.609	9.0062	0.018 96
22-25Cr	50.24	10.09	2.63	9.5772	9.5771	0.000 25

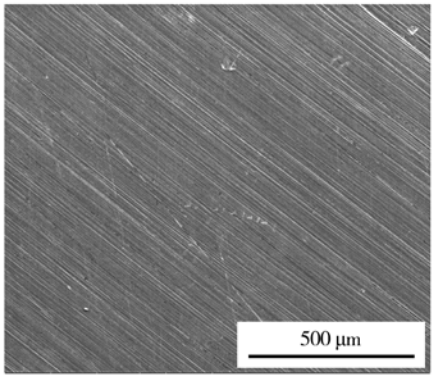
表 3　30 天腐蚀速率测试结果（150 ℃，2.0 MPa）

Tab.3 The results of corrosion rate after 30 d (150 ℃, 2.0 MPa)

材质类别	长度/mm	宽度/mm	厚度/mm	测试前质量/g	测试后质量/g	腐蚀速率/（mm·a^{-1}）
普通 13Cr	50.04	10.25	3.03	10.9852	10.9780	0.008 51
超级 13Cr	49.73	9.04	2.68	8.3924	8.3898	0.003 43
22-25Cr	50.28	10.15	2.77	10.1843	10.1842	0.000 12



a 普通13Cr



b 超级13Cr

图 4　30 天两种材质的产物膜形貌

Fig.4 Surface morphology of 2 kinds of materials after 30 d: a) ordinary 13Cr, b) super 13Cr

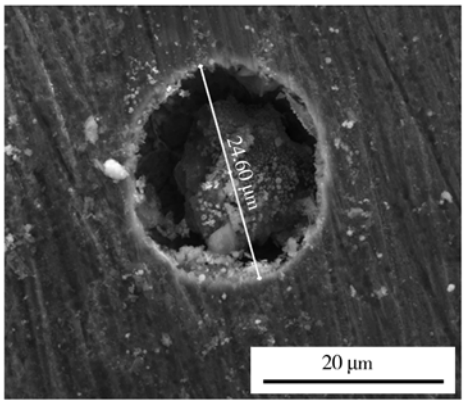


图 5　普通 13Cr 局部腐蚀图（150 ℃，2.0 MPa）

Fig.5 Localized pitting of ordinary 13Cr(150 ℃, 2.0 MPa)

时间的普通 13Cr 材质腐蚀图，材质发生了明显的局部腐蚀坑，形状近似为深半球形，直径为 24.6 μm。

按照 NACE RP 0775—2005 中的点蚀速率（PR）计算公式：

$$PR=h\times 365/t \quad (1)$$

式中：h 为最大点蚀深度（mm）；t 为时间（d）。腐蚀坑近似为半球形，直径为 24.6 μm，腐蚀坑深为 12.3 μm，计算得到的普通 13Cr 材质在 150 ℃、CO_2 分压 2.0 MPa 环境下的点蚀速率 $PR=12.3\times10^{-3}\times365/7=0.6413$ mm/a，即年点蚀速率为 0.6413 mm/a，明显超过了腐蚀控制线（依据 NACE RP0775—2005 腐蚀速率小于 0.127 mm/a）。

2.4　A 气田油套管材质选择分析

依据上述实验结果和计算分析，东海 A 气田拟开发 P5 气层 CO_2 分压约 1.85 MPa、温度 150 ℃左右的情况下，油套管防腐选材优选超级 13Cr。开发井中油套管长度从井底到海面有几千米。由于地温梯度的原因，井越深，温度越高，从下到上，地层温度逐步降低，中上部地层温度不高。由实验可知，普通 13Cr 材质在 130 ℃、CO_2 分压 2.0 MPa 的条件下未出现点蚀，可以考虑中上部温度低于 130 ℃时管柱选用普通 13Cr 材质，形成超级 13Cr 和普通 13Cr 的组合管柱。该条件下普通 13Cr 的 7 天腐蚀速率见表 4。

30 天的腐蚀速率可以近似按照 150 ℃条件下普通 13Cr 的递减函数进行计算(如图 6)，并引入初期腐蚀速率比来进行修正,则 130 ℃条件下普通 13Cr 的 30 天的腐蚀速率为 $0.0208/0.0382\times0.3073\times30^{-1.072}=0.0044$ mm/a，其中，0.0208 mm/a 和 0.0382 mm/a 分别是普通 13Cr 材质在 130 ℃和 150 ℃条件下的 7 天腐蚀速率(CO_2 分压 2.0 MPa)，其比值作为修正系数。

表 4　7 天腐蚀速率测试结果（130 ℃，2.0 MPa）

Tab.4 The results of corrosion rate after 7 d (130 ℃，2.0 MPa)

材质类别	长度/mm	宽度/mm	厚度/mm	测试前质量/g	测试后质量/g	腐蚀速率/(mm·a^{-1})
普通 13Cr	50.05	9.92	3.01	10.7454	10.7414	0.020 76
超级 13Cr	51.23	9.04	2.82	8.9955	8.9937	0.009 77
22-25Cr	50.21	9.92	2.60	9.1228	9.1227	0.000 52

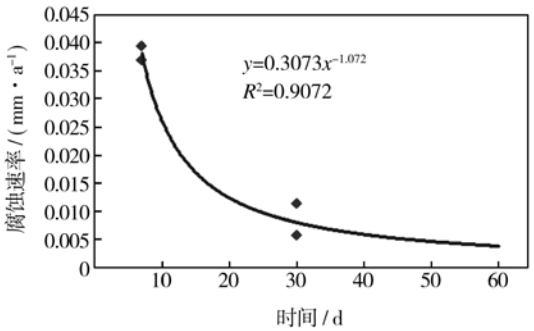


图 6　普通 13Cr 材质的腐蚀速率递减曲线（150 ℃，2.0 MPa）

Fig.6 Decline curve of corrosion rate of ordinary 13Cr (150 ℃，2.0 MPa)

3　结论

1) 针对东海 A 气田的腐蚀环境，选择普通 13Cr、超级 13Cr 和 22-25Cr 油套管材质进行了室内模拟实验、电镜扫描和能谱分析，得出了 3 种材质腐蚀速率随温度及 CO_2 分压的关系。在温度为 150 ℃时，普通 13Cr 材质出现了腐蚀速率极值。

2) 当 CO_2 分压超过 2.0 MPa 时，腐蚀速率没有出现预期的增加，3 种材质的腐蚀速率均有所降低，并且与以往研究结果进行了对比，说明实验结果的可靠性，并由此得出，按照温度 150 ℃、CO_2 分压 2.0 MPa 进行防腐设计，油套管有足够的安全性。

3) 对不同材质的腐蚀产物膜以及试样的表面状况进行了电镜扫描和能谱分析，普通 13Cr 材质在高温和高 CO_2 分压条件下发生了局部点蚀，而超级 13Cr 材质与双相不锈钢表面平整，未见点蚀。

4) 对 3 种材质的基体进行能谱分析，对比了主要合金元素的含量，发现超级 13Cr 中的 Cr 元素和 Mo 元素高于普通 13Cr 材质，这是超级 13Cr 材质比普通 13Cr 材质防腐性能有所提高的主要原因。22-25Cr 双相不锈钢的基体中的 Cr 含量达到了 23.3%，Mo 元素为 3.29%，远高于普通 13Cr 和超级 13Cr，表现出了极佳的防腐特性。

5) 普通 13Cr 材质在温度 150 ℃、CO_2 分压 2.0 MPa 环境下，会发生点蚀，可能出现腐蚀穿孔；超级 13Cr 表现为均匀腐蚀，可以根据腐蚀速率，确定材质的可用性；22-25Cr 双相不锈钢材质在该环境下腐蚀速率极低，但成本昂贵，在超级 13Cr 满足要求的前提下，不宜用该材质进行防腐。

6) 从井底开发储层到地面，温度逐步降低，根据材质在不同温度的腐蚀状况，可以采用组合油套管的方式防腐，深部温度高于 130 ℃位置的油套管应用超级 13Cr 材质，上部温度低于 130 ℃位置的油套管应用普通 13Cr 材质，以降低成本。

7) 选择 CO_2 分压 2.0 MPa 进行实验，对将来开发深井有参考意义。综合中海油的防腐选材图版以及模拟实验的结果，可以为分压不超过 2.0 MPa、温度不超过 150 ℃的腐蚀环境进行选材。

参考文献

[1] 张吴志良, 钱卫明, 钟辉高, 等.CO_2 凝析气藏气井油套管腐蚀原因分析及常用钢材腐蚀性评价[J]. 中国海上油气, 2006, 18(3): 195—197.
WU Zhi-liang, QIAN Wei-ming, ZHONG Hui-gao, et al. Cause Analysis of Corrosion on Oil Tube and Casing in Gas Well of CO_2 Condensate Reservoir and Corrosiveness Evaluation of Common Steel Materials[J].China Offshore Oil and Gas,2006, 18(3): 195—197.

[2] 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 Jin-gen, DENG Fu-cheng, et al. Discussion of Mechanical-chemical Corrosion in OCTG Anti-corrosion Design[J].China Offshore Oil and Gas,2014, 26(1): 87—91.

[3] 张学元, 邸超, 雷良才. 二氧化碳腐蚀与控制[M]. 北京 : 化学工业出版社, 2000.
ZHANG Xue-yuan, DI Chao, LEI Liang-cai. Carbon Dioxide Corrosion and Control[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2000.

[4] 杨涛, 杨桦, 王凤江, 等. 含 CO_2 气井防腐工艺技术[J]. 天然气工业, 2007, 27(11): 116—118.

YANG Tao, YANG Hua, WANG Feng-jiang, et al. Anti-corrosion Technology in Gas Wells with CO_2 [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(11): 116—118.

[5] NYBORG R, DUGSTAD A. Mesa Corrosion Attack in Carbon Steel and 0.5% Chromium Steel[C]//Corrosion. [s.l.]:NACE,1998:29.

[6] INABA H, KIMURAM M, YOKOKAWA H. An analysis of the Corrosion Resistance of Low Chromium-steel in a Wet CO_2 Environment by the Use of an Electrochemical Potential Diagram[J].Corrosion Science, 1996, 38(9):1 449—1461.

[7] Q/HS 14015—2012, 海上油气井油管和套管防腐设计指南[S].
Q/HS 14015—2012, Guideline for Tubing and Casing Anticorrosion Design of Offshore Oil and Gas Wells[S].

[8] 刑希金, 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.

[9] 姚晓, 冯玉军.气田开发中 CO_2 对井内管线的腐蚀及预防［J］.钻采工艺, 1996, 19(6): 31—37.
YAO Xiao, FENG Yu-jun. Corrosion and Prevention of CO_2 to the Borehole Pipe during the Development of Gas Field[J]. Drilling & Production Technology, 1996, 19(6): 31—37.

[10] ZHANG Y C, GAO K W, SCHMITT G. Water Effect on Steel Corrosion under Supercritical CO_2 Conditions[C]// Corrosion. Houston: Texas, 2011.

[11] 郑家燊, 吕战鹏. 二氧化碳腐蚀机理及影响因素[J]. 石油学报, 1995, 16(3): 134—139.
ZHENG Jia-shen, LYU Zhan-peng. A Study Mechanism and Influencing Factors of Carbon Dioxide Corrosion[J]. Acta Petrolei Sinica, 1995, 16(3): 134—139.

[12] 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].

[13] RP0775—2005,Standard Recommended Practice Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations[S].

[14] 李建平, 赵国仙, 郝士明.几种因素对油套管钢 CO_2 腐蚀行为影响[J].中国腐蚀与防护学报, 2005, 25(4): 241—244.
LI Jian-ping, ZHAO Guo-xian, HAO Shi-ming. Dynamic Corrosion Behaviors of N80, P105 and SM110 STEEL[J]. Journal of Chinese Society for Corrosion Protection,2005, 25(4): 241—244.

[15] 林冠发, 白真权, 赵新伟. CO_2 腐蚀产物膜形态结构与温度和压力的关系[J]. 石油机械, 2005, 33(2): 1—5.
LIN Guan-fa,BAI Zhen-quan,ZHAO Xin-wei,et al.Effect of Temperature and Pressure on Profile of CO_2 Corrosion Scales on Oil Well Steels CPM[J].China Petroleum Machinery, 2005, 33(2):1—5.

[16] 林冠发, 白真权, 赵新伟, 等. 温度对二氧化碳腐蚀产物膜形貌特征的影响[J]. 石油学报, 2004, 25(3): 101—105.
LIN Guan-fa, BAI Zhen-quan, ZHAO Xin-wei, et al. Effect of Temperature on Scales of Carbon Dioxide Corrosion Products[J]. Acta Petrolei Sinica,2004, 25(3): 101—105.

[17] BURKE P A. Synopsis: Recent Progress in the Understanding of CO_2 Corrosion[C]//Corrosion.Houston:NACE International,1993.

[18] 高纯良, 李大朋, 张雷, 等. 天然气井 CO_2 分压对油管腐蚀行为的影响[J]. 腐蚀与防护, 2012, 33(S2): 77—80.
GAO Chun-liang, LI Da-peng, ZHANG Lei, et al. Effect of CO_2 Partial Pressure on Corrosion Behavior of Tublar Steel of Natural Gas Wells[J].Corrosion & Protection, 2012, 33(S2): 77—80.