

渤海油田中深层低含 H₂S 气井油套管选材研究

幸雪松¹, 邢希金¹, 张俊莹², 范白涛¹, 耿亚楠¹, 陈长风²

(1.中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028; 2.中国石油大学(北京), 北京 102249)

摘要: **目的** 解决渤海油田中深层低含 H₂S 井下环境的油套管安全选材问题。**方法** 利用高压釜模拟气井的腐蚀环境, 对不同材质的备选油套管钢在不同井深模拟工况条件下的腐蚀速率和应力腐蚀开裂行为进行研究, 采用电子扫描显微镜 (SEM) 及其能谱仪 (EDS) 和 X 射线衍射分析仪 (XRD), 分析或检测腐蚀形貌、腐蚀产物的组成, 综合考虑均匀腐蚀和开裂, 提出该气田的油套管选材方案。**结果** 碳钢在气田工况下均未发生应力腐蚀开裂, 但腐蚀速率高, 为 0.242~0.6003 mm/a。S13Cr 在气田工况下均未发生应力腐蚀开裂, 中层开发井工况下的最大腐蚀速率为 0.0399 mm/a, 深层开发井工况为 0.1633 mm/a。超级双相不锈钢 2507、镍基合金 2535 在该气田工况下应力腐蚀开裂敏感性低, 腐蚀速率分别为 0.0122 mm/a 及 0.0083 mm/a。**结论** 超级 13Cr 马氏体不锈钢 (S13Cr) 材质适用于地层温度低于 180 °C 的中层开发井全井段使用, 2507 超级双相不锈钢及 2535 镍基合金材质适于温度高于 180 °C 的深层开发井, 为节约深层开发井的投资, 可以考虑采取组合管柱防腐方案。

关键词: 中深层, 井下管柱; 选材; 高温高压; 腐蚀速率; 应力腐蚀

中图分类号: TG174.2

文献标识码: A

文章编号: 1672-9242(2021)01-0050-07

DOI: 10.7643/issn.1672-9242.2021.01.008

Study on Tubing and Casing Material Selected for Low H₂S Gas Well in Middle-deep Layers of Bohai Oilfield

XING Xue-song¹, XING Xi-jin¹, ZHANG Jun-ying², FAN Bai-tao¹, GENG Ya-nan¹, CHEN Chang-feng²

(1. CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, China;

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

ABSTRACT: To achieve the safe material selection of tubing and casing in the downhole environment with low H₂S content in the middle and deep layers of the Bohai Oilfield, this paper simulates the corrosion environment of gas wells through the auto-clave, analyzes the corrosion rate and stress corrosion cracking behavior of alternative casing and tubing steels with different materials under simulated working conditions for different well depths, discusses and tests the corrosion morphology and chemical composition of corrosion products by SEM, EDS and XRD, as well as proposes the selection scheme of casing and tubing in this gas field with consideration of uniform corrosion and cracking. There was no stress corrosion cracking of carbon steel under gas field conditions, but the corrosion rate was 0.242 mm/a to 0.6003 mm/a. No stress corrosion cracking occurred in S13Cr un-

收稿日期: 2020-04-10; 修订日期: 2020-10-06

Received: 2020-04-10; Revised: 2020-10-06

基金项目: 渤中 19-6 凝析气田开发钻完井关键技术研究及应用-I 期 (YXKY-2020-TJ-03)

Fund: Research and Application of Key Drilling and Completion Technologies in BZ19-6 Gas Condensate Gas Well Development (Phase I) (YXKY-2020-TJ-03)

作者简介: 幸雪松 (1978—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为海上油气田钻完井技术。

Biography: XING Xue-song (1978—), Male, Master, Senior engineer, Research focus: drilling and completion technology of offshore oil and gas fields.

通讯作者: 邢希金 (1981—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为油田化学。

Corresponding author: XING Xi-jin (1981—), Male, Master, senior engineer, Research focus: oilfield chemistry.

S13Cr under gas field conditions. The maximum corrosion rate of wells at middle layer is 0.0399 mm/a and that of wells at deep layer is 0.1633 mm/a. 2507 super duplex stainless steel and 2535 nickel-based alloy have low susceptibility to stress corrosion cracking in simulated environments, and the corrosion rates were 0.0122 mm/a and 0.0083 mm/a, respectively. According to experimental research results, S13Cr is suggested to be used in whole wells at middle layer with temperature lower than 180 °C, and 2507 super duplex stainless steel and 2535 nickel-based alloy are suitable for wells at deep layer with temperature higher than 180 °C. In order to save the investment of wells at deep layer, the anti-corrosion scheme of combined string can be considered.

KEY WORDS: middle-deep layer; downhole string; material selection; HTHP; corrosion rate; stress corrosion

目前, 油气资源开发的难度逐渐增大, 高温、高压、高矿化度以及含有 H₂S 和 CO₂ 的开发工况越来越多, 井下油套管的腐蚀问题给安全经济选材带来了极大困难^[1-4]。对于 H₂S 含量较低的酸性油田, 使用镍基合金会造成品质过剩, 而不锈钢依然有应力腐蚀开裂的风险^[5-8], 且随着温度的变化, 还将面临不同类型的开裂^[9-11]。目前对于低合金钢的应力腐蚀研究比较成熟, 抗硫性能满足 NACE TM0177^[12]即可避免开裂, 但在高含 CO₂ 环境会造成较高的腐蚀质量损失^[13-14], 腐蚀行为与其表面的腐蚀产物密切相关^[15-16]。虽然在纯 CO₂ 环境中高温时形成的腐蚀产物对基体有保护能力, 但即使微量硫化氢的加入, 也使腐蚀过程变得复杂^[17-19]。

目前对低分压下硫化氢腐蚀的认识还不够充分。超级 13Cr 马氏体不锈钢由于价格较低, 同时兼具一定的耐蚀性能, 因此在低分压 H₂S 条件下的适用性就备受关注。根据 ISO 15156 标准, 超级 13Cr 可以在超过 10 kPa 的硫化氢浓度下使用^[5,20], 但是高含 CO₂ 会造成较高的腐蚀质量损失, 而 H₂S 含量虽然较少, 但也使得材料面临腐蚀开裂的威胁, 因此, 超级 13Cr 能否抵抗应力腐蚀开裂还需要研究。ISO 15156 推荐双相不锈钢在 H₂S 分压小于 2 kPa 下使用, 超级双相不锈钢在 H₂S 分压小于 10 kPa 下使用。这一规定相对比较严格^[20], 在一些低含硫的油气井环境, 是否能使用双相不锈钢或超级双相不锈钢仍然是人们关注的问题。由于氢脆机制容易发生在低温, 阳极溶解机制容易出现在高温, 因此, 在 24、90 °C 以及最高使用温度下进行 SSC/SCC 实验, 以此来确定其开裂的敏感性以及开裂机制。

渤中某气田中深层属于高温、高压、低矿化度、低含 H₂S、高含 CO₂ 的工况条件, 这是个高腐蚀质量损失、开裂敏感性相对较小的工况环境。中层开发井埋深为 4760 m, 气层温度为 180 °C, 压力为 55.7 MPa; 深层开发井埋深为 5500 m, 气层温度为 204 °C, 压力为 63.4 MPa, 其中, H₂S 的质量浓度为 30.44 mg/L, CO₂ 的体积分数为 10.49%。因此, 针对渤中某气田的井下选材, 既要考虑高 CO₂ 分压导致的腐蚀质量损失, 又要考虑 H₂S 应力腐蚀开裂。文中对不同材质的备选油套管钢在不同井深模拟工况条件下的腐蚀速

率和应力腐蚀开裂行为进行研究, 给出井下管柱选材方案建议。

1 试验

1.1 材料及试样预处理

试验材料为 P110SS、S13Cr、2507、2535 四种备选的油套管钢材料, P110SS 为抗硫钢, S13Cr 为超级 13 铬马氏体不锈钢, 2507 为超级双相不锈钢, 2535 为镍基合金。腐蚀质量损失试样尺寸为 50 mm×10 mm×3 mm, 顶端为 $\phi 6$ mm 的孔, 对试样进行标记。用 400#、800#砂纸逐级研磨试样表面, 无水乙醇清洗干燥后, 用游标卡尺测量几何尺寸, 用精度为 0.1 mg 的电子天平称取试样试验前的质量。应力腐蚀试验采用四点弯曲加载, 试样尺寸为 67.3 mm×4.57 mm×1.52 mm。将试样表面打磨至 2000#, 并抛光, 用游标卡尺测量几何尺寸, 根据加载应力计算试样加载挠度。单轴拉伸加载试样标距段尺寸为 $\phi 6.35$ mm×25.4 mm 和 $\phi 3.81$ mm×25.4 mm 两种, 标距段抛光处理。

1.2 高温高压腐蚀试验

采用美国 Corrtest 公司的高温高压反应釜进行不同井深模拟工况条件下的腐蚀质量损失试验和应力腐蚀试验。腐蚀质量损失试验时将试样安装于聚四氟乙烯制作的圆盘夹具上, 应力腐蚀试验时将试样安装于哈氏合金制作的四点弯曲夹具上, 并用玻璃棒作为四个支点。

高温高压腐蚀试验时, 将试样安装后和夹具一并放入高温高压反应釜内, 倒入预先配置的溶液完全没过试样, 用高纯氮气对高压釜进行气密性检查, 溶液除氧 1 h, 高压釜升温到试验温度, 分别通入 H₂S 和 CO₂ 气体至预定压力, 试验开始计时。实验结束后, 降温排出试验气体, 打开高压釜取出试样, 用自来水冲洗试样表面, 无水乙醇清洗干燥。腐蚀质量损失试验预留一个试样进行腐蚀产物分析, 剩余试样数码相机拍照后用盐酸酸洗液清洗表面腐蚀产物。用自来水冲洗, 无水乙醇干燥后, 用精度为 0.1 mg 的电子天

平称取试样试验后的质量,计算腐蚀速率。应力腐蚀试验采用毛刷清除试样表面腐蚀产物,用体视显微镜

观察试样表面裂纹情况。腐蚀质量损失与应力腐蚀试验条件见表1及表2。

表1 腐蚀质量损失试验条件
Tab.1 Corrosion loss test conditions

Position	Temperature/°C	CO ₂ partial pressure/MPa	H ₂ S partial pressure/kPa	Time/d	Solution
Wellhead	107	2.82	0.82	14	Simulated formation water
Middle section	145	4.33	1.26	14	
Middle bottom hole	180	5.81	1.69	14	
Deep well bottom	204	6.65	1.93	14	

表2 应力腐蚀试验条件
Tab.2 Stress corrosion test conditions

Temperature/°C	CO ₂ partial pressure/MPa	H ₂ S partial pressure/kPa	Loading/MPa	Solution	Material	Loading mode	Time/d
24	3.36	1.00	80%AYS	Simulated formation water	P110SS	Four points bending	30
107	2.82	0.82	80%AYS		S13Cr		30
180	5.81	1.69	80%AYS		2507		30
24	0	1.00	80%AYS	NACE C solution	P110SS、S13Cr	Uniaxial tension	30
60	0	1.00	80%AYS	1 g/L NaCl	P110SS、S13Cr	Uniaxial tension	30

2 结果与讨论

2.1 应力腐蚀试验结果

对于含 H₂S 环境的井下管柱,应力腐蚀是必须要重点考虑的因素。因为在 H₂S 环境下,材料的应力腐蚀开裂敏感性以及由此带来的风险会大大增加。如前所述,P110SS 为合金钢,S13Cr 为马氏体不锈钢,2507 为双相不锈钢,2535 为镍基合金。四种材料属于完全不同类型的钢种,对于 P110SS,其应力腐蚀机制主要为氢致开裂型,一般通过材料本身的冶炼控制就能达到抗应力腐蚀的要求。而 S13Cr 为马氏体不锈钢,其应力腐蚀敏感性本身就很高,根据 NACE MR0175 选材建议,其在含 H₂S 环境中的应用范围极其有限,因此需要结合选材标准和实际工况条件严格判定其应力腐蚀敏感性。对于 2507 双相不锈钢,井口温度低时,容易因氢脆导致开裂;温度升高,应力腐蚀敏感性降低,但在井底高温工况下,可能会因为阳极溶解导致开裂风险增加。2535

为镍基合金,试验条件中 H₂S 含量又很低,因此不必考虑其应力腐蚀敏感性。应力腐蚀试验条件见表2,主要考虑不同材质在全井段不同受力状态下的应力腐蚀开裂机制。

图1为四点弯曲试样去除腐蚀产物后表面宏观形貌,图2和图3分别为24℃和60℃条件下单轴拉伸试样去除腐蚀产物后表面宏观形貌。由图1可以看出,三种试验材料四点弯曲加载的试样表面腐蚀轻微,且均未出现裂纹。由图2和图3可以看出,两种条件下,单轴拉伸试样表面也均未出现裂纹,说明在本研究的全井段条件下,三种材料不会发生应力腐蚀开裂。对于镍基合金,根据 ISO 15156 及 Q/HS 14015—2018^[21],镍基合金耐高温高压 H₂S 腐蚀能力非常优异,可以应用于高含硫环境,完全可以满足渤海油田低 H₂S 的使用要求。因此,四种材料 P110SS、S13Cr、2507 及 2535 均满足全井况下抗应力腐蚀开裂性能的要求。

另一方面,为了定量评估 S13Cr 在工况条件下的应力腐蚀敏感性,采用慢应变速率拉伸试验(SSRT)



图1 四点弯曲试样去除腐蚀产物后表面宏观形貌

Fig.1 Surface morphology of four-point bending specimen after removing corrosion products



图 2 24 °C 条件下单轴拉伸试样去除腐蚀产物后表面宏观形貌
Fig.2 Surface morphology of uniaxial tensile specimen after removing corrosion products at 24 °C



图 3 60 °C 条件下单轴拉伸试样去除腐蚀产物后表面宏观形貌
Fig.3 Surface morphology of uniaxial tensile specimen after removing corrosion products at 60 °C

进行评价，试验条件为：1 g/L NaCl，24 °C，1 kPa H₂S+3.36 MPa CO₂，拉伸速率为 4.0×10⁻⁶ s⁻¹。结果见图 4。结果表明，在空气和腐蚀环境中，S13Cr 的力学性能未出现损失，腐蚀条件下的抗拉强度甚至高于空气中试样。说明在此腐蚀环境中，S13Cr 的应力腐蚀敏感性较小，在井口工况下出现应力腐蚀开裂的风险性较低。

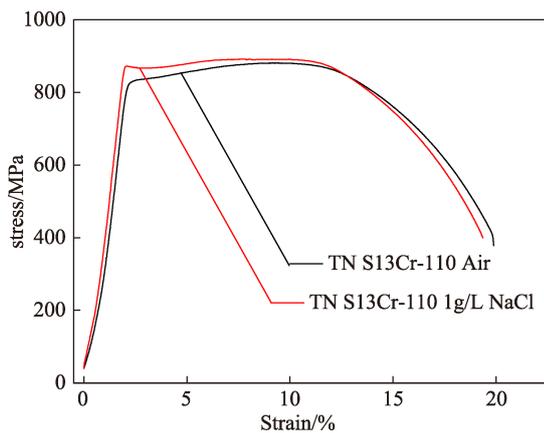


图 4 S13Cr 试样 SSRT 曲线
Fig.4 SSRT curve of S13Cr sample

2.2 腐蚀质量损失试验结果

腐蚀质量损失试验主要考虑不同井深工况下温度和气体分压的影响，所以主要研究不同井深条件下的腐蚀速率。图 5 为深层井底条件下四种材料试样腐蚀后的宏观形貌，可以看出，P110SS 试样表面颜色最深，表明腐蚀产物最重。其次为 S13Cr 试样，试样表面有腐蚀产物薄层，但仍可以看见试样表面的研磨痕迹。2507 试样和 2535 试样表面几乎没有腐蚀产物，腐蚀很轻微。同样的，在其他井深条件下，四种材料腐蚀后的试样表面宏观形貌均表现出相同的规律。四种材料在所有工况条件下均未出现点蚀。

图 6 为深层开发井井底条件下试样腐蚀后 SEM 微观形貌。由图 6 可以看出，四种材料试验后均无点蚀出现。P110SS 试样表面腐蚀产物为晶体状，S13Cr 试样表面腐蚀产物很少，仍可以看到试样预处理过程

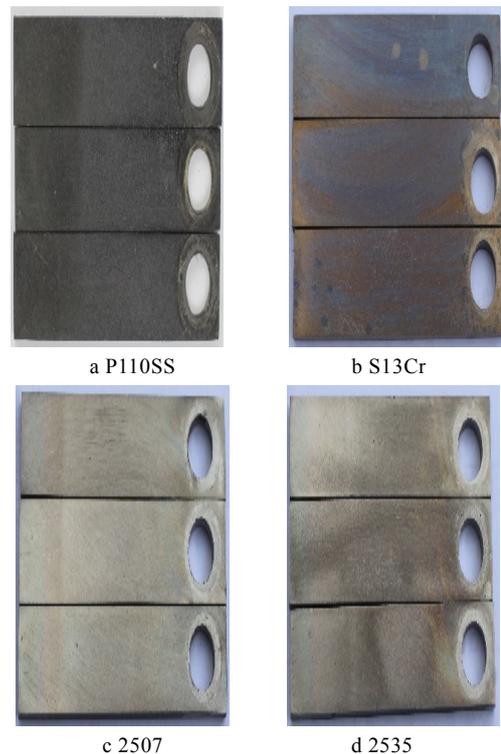


图 5 深层开发井底条件下试样腐蚀后宏观形貌
Fig.5 Macro-morphology of sample after corrosion at the bottom of deep well

中的研磨痕迹，而 2507 和 2535 试样表面没有腐蚀产物，试样表面预处理过程中的研磨痕迹清晰可见，说明这两种高含 Cr 不锈钢在试验条件下腐蚀极其轻微。与四种材料的试样表面宏观形貌结果一致，试样表面的微观形貌也呈现了相同的变化规律。

对试样表面的腐蚀产物进行 EDS 和 XRD 结果分析，发现只在 P110SS 试样表面检测到明显的腐蚀产物元素和成分，其他试样的表面基本都是材料本身的基体元素。图 7 是 P110SS 试样表面腐蚀产物的 EDS 和 XRD 分析结果，可以看出，P110SS 试样表面的腐蚀产物主要为 FeCO₃。表明在四种条件下，虽然有 H₂S 的存在，但是因为其含量比例极低，因此试样的宏观腐蚀仍然为 CO₂ 腐蚀特征，腐蚀产物也是典型的 FeCO₃。

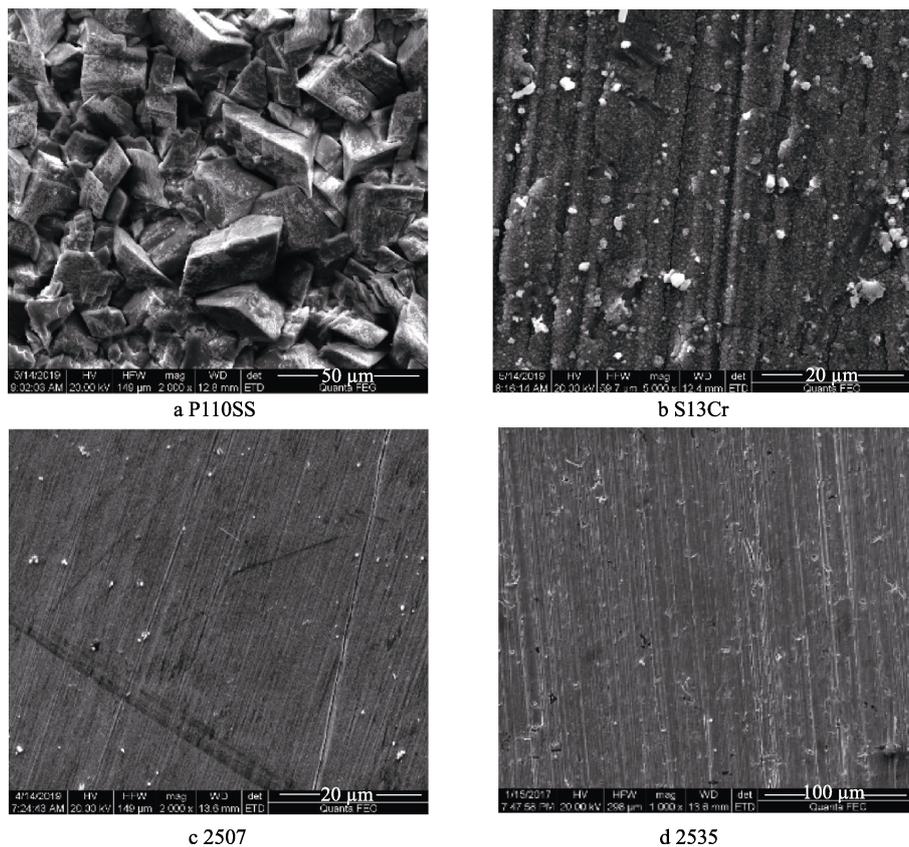


图6 深层井底条件下试样腐蚀后 SEM 微观形貌

Fig.6 SEM micrograph of sample after corrosion at the bottom of deep well

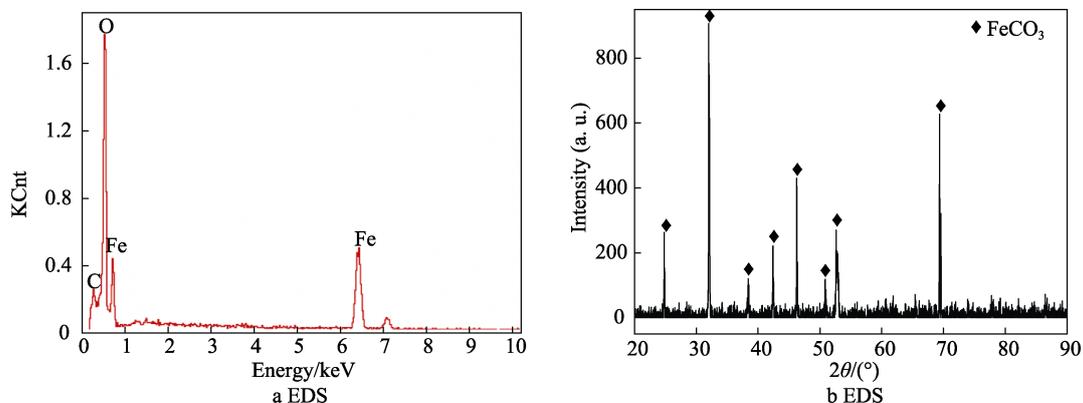


图7 P110SS 试样表面腐蚀产物 EDS 及 XRD 分析

Fig.7 EDS and XRD analysis of corrosion products on P110SS sample surface

不同井深条件下,不同材料的腐蚀速率结果见表3。在不同温度下,四种材质腐蚀速率模型的回归曲线如图8所示。根据 Q/HS 14015—2018^[21]要求,海

上油管和套管设计的均匀腐蚀速率宜低于 0.125 mm/a,最大点蚀速率宜低于 0.130 mm/a。

P110SS 在全井段条件下腐蚀速率较高,为严重

表3 不同材质的腐蚀速率结果

Tab.3 Corrosion rate results of different materials

mm/a

Position	Temperature/°C	P110SS	S13Cr	2507	2535
Wellhead	107	0.6003	0.0090	0.0007	0.0002
Middle section	145	0.6329	0.0607	0.0035	0.0013
Middle bottom hole	180	0.2420	0.0399	0.0086	0.0017
Deep well bottom	204	0.1761	0.1633	0.0122	0.0083

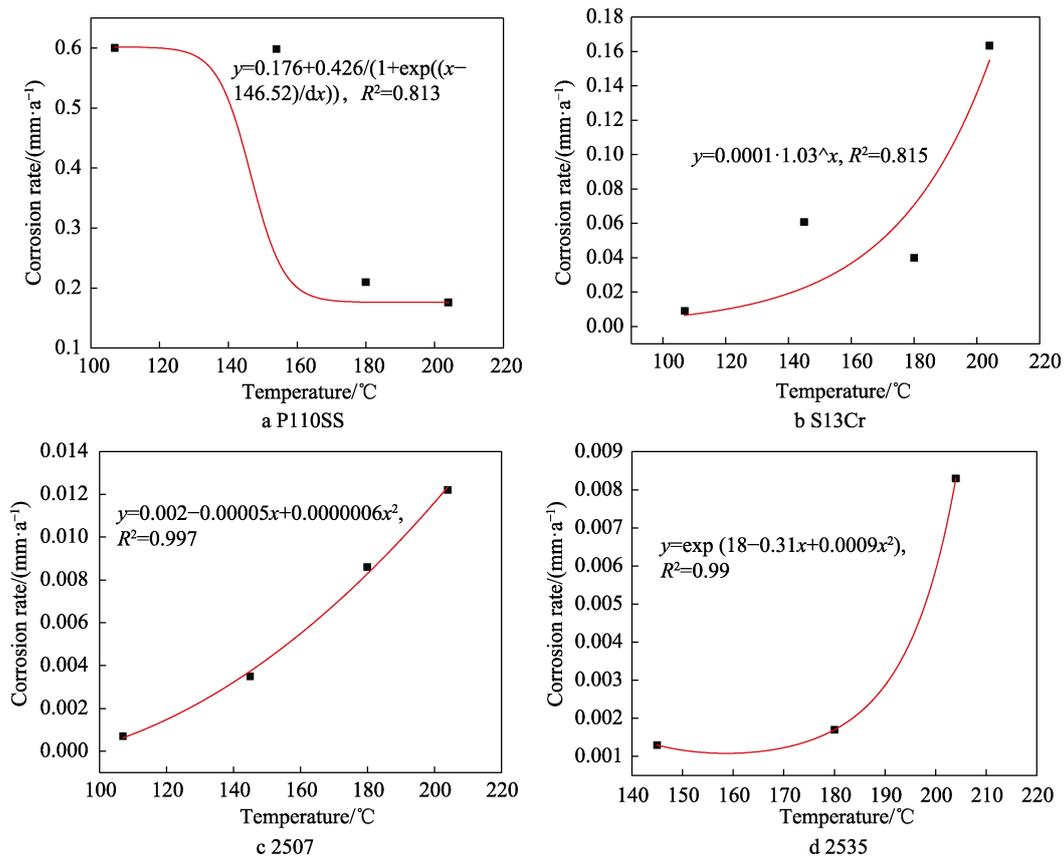


图 8 四种材质在不同温度下腐蚀速率模型回归曲线

Fig.8 Corrosion rate model regression curve of four materials at different temperatures

腐蚀，腐蚀速率随井深的增大而降低。说明随着温度的升高，表面腐蚀产物膜晶型结构发生变化，致密性增加，溶液中离子向基体扩散难度增加，从而有效地保护了基体材料，降低了腐蚀速率。另外，随着井深的增加，P110SS 腐蚀速率回归曲线从一个高腐蚀速率平台到一个低腐蚀速率平台。S13Cr、2507、2535 三种材料回归曲线的趋势大致相同，腐蚀速率随着井深的增加而增大。S13Cr 在井口温度为 107 °C 时的腐蚀速率低于 0.025 mm/a，属于轻度腐蚀，在井中及中层开发井井底属于中度腐蚀，在深层开发井井底为严重腐蚀。S13Cr 的腐蚀速率随温度的升高而升高，主要是由于在此温度范围内，不锈钢表面钝化膜中金属离子的溶解速度大于钝化膜形成速度，从而造成钝化膜的保护性能下降，加速了腐蚀。双相不锈钢 2507 和镍基合金 2535 的腐蚀速率虽然也是随着井深的增加而增大，但在所有条件下的腐蚀速率都很低，为轻度腐蚀。

根据腐蚀质量损失试验结果，P110SS 在全井段条件下均腐蚀严重，不适用渤海中深层开发井选用。S13Cr 在中层开发井井口条件下属于轻度腐蚀，在井中及中层井底属于中度腐蚀，根据海油企业标准，可以选用。S13Cr 在深层开发井井底为严重腐蚀，不符合海油企业标准，不建议选用。2507 和 2535 在全井段条件下腐蚀轻微，可以选用。

根据实验室模拟现场工况试验结果，马氏体不锈钢 S13Cr 可用于中层开发井的全井段以及深层开发井的中上部（低于 180 °C），超级双相钢 2507、铁镍基合金 2535 均可用于深层井的井底位置（高于 180 °C）。对于深层开发井，考虑成本因素与耐蚀性要求，优先选用 2507 超级双相不锈钢。由于客观条件在无法使用超级双相不锈钢时，根据实验结果及国内应用经验，可以升级为 2535 铁镍基合金材质。考虑深层开发井生产过程中温度自井底至井口沿井筒逐渐降低，依据实验结果，为节约成本，可以采取组合防腐，即 S13Cr（低于 180 °C）+2507/2535（高于 180 °C）。

基于实验结果设计的中层、深层开发井 S13Cr 材质和 2535 材质 17.78 cm（7 in）套管和 8.89 cm（3.5 in）油管已下井投入使用，目前运行状态良好。

3 结论

1) 结合应力腐蚀开裂和腐蚀质量损失试验结果，P110SS 抗硫管因腐蚀速率过高，不适用于渤海油田中深层低含 H₂S 开发井下环境。

2) 基于实验结果，超级马氏体不锈钢 S13Cr 可用于中层开发井的全井段以及深层井的中上部低于 180 °C 井段，超级双相钢 2507、铁镍基合金 2535 均

可用于深层开发井的高于 180 °C 井段。

3) 基于实验结果设计的超级马氏体不锈钢 S13Cr 材质油管和套管已经入井服役, 使用状态良好, 模拟现场工况室内选材试验研究对现场作业有重要的指导意义。

参考文献:

- [1] BOOK G, BATES M. Development of a risk-based approach for high-sour exploration wells[C]// SPE middle east health, safety, security, and environment conference and exhibition. [s. n.]: Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [2] 艾志久, 范钰伟, 赵乾坤. H₂S 对油气管材的腐蚀及防护研究综述[J]. 表面技术, 2015, 44(9): 108-115.
AI Zhi-jiu, FAN Yu-wei, ZHAO Qian-kun. Review of H₂S corrosion and protection of oil and gas pipes[J]. Surface technology, 2015, 44(9): 108-115.
- [3] 梁馨月. 高含硫气田腐蚀检控管理实践及应用[J]. 云南化工, 2018, 45(5): 117.
LIANG Xin-yue. Practice and application of corrosion inspection and control management in high sulfur gas field[J]. Yunnan chemical industry, 2018, 45(5): 117
- [4] 边云燕, 向波, 彭磊, 等. 高含硫气田开发现状及面临的挑战[J]. 天然气与石油, 2007(5): 3-7.
BIAN Yun-yan, XIANG Bo, GUO Hua-cheng, et al. Development status and challenges of high sulfur gas fields[J]. Natural gas and oil, 2007(5): 3-7
- [5] 邢希金, 刘书杰, 曹砚锋, 等. 超级 13Cr 材质高含硫环境适用性研究[J]. 内江科技, 2015, 36(2): 70-71.
XING Xi-jin, LIU Shu-jie, CAO Yan-feng, et al. Study on the applicability of super 13Cr high sulfur environment[J]. Neijiang science and technology, 2015, 36(2): 70-71.
- [6] 李国平. 高含硫气田管线泄漏 H₂S 影响区域研究[J]. 安全、健康和环境, 2013, 13(3): 22-24.
LI Guo-ping. Study on the area affected by H₂S leakage of high sulfur gas field pipeline[J]. Safety, health and environment, 2013, 13(3): 22-24
- [7] 杨光, 王亚刚, 曹成章, 等. 含硫油气田钻井腐蚀与防护对策[J]. 全面腐蚀控制, 2008(5): 16-18.
YANG Guang, WANG Ya-gang, CAO Cheng-zhang, et al. Corrosion and protection measures for drilling in sour oil and gas fields[J]. Total corrosion control, 2008(5): 16-18.
- [8] 岑芳, 赖枫鹏, 罗明高, 等. 高含硫气田开发难点及对策[J]. 内蒙古石油化工, 2007(3): 173-176.
CEN Fang, LAI Feng-peng, LUO Ming-gao, et al. Difficulties and countermeasures of high sulfur gas field development[J]. Inner Mongolia petrochemical, 2007 (3): 173-176.
- [9] WILMS M E, SMIT J, HUIZINGA S, et al. Cracking behavior of 17Cr OCTG in mildly sour production environments[C]// NACE 2014. [s. n.]: NACE International, 2014.
- [10] NGOMO V, FONLUPT S, COUDREUSE L, et al. Environmental Cracking Performance of Super Martensitic Stainless Steels 13Cr In High Chloride Reservoir Fluids Containing H₂S/CO₂[C]// Corrosion 2011. [s. n.]: NACE International, 2011.
- [11] 刘冀. 温度对 316L 奥氏体不锈钢在湿硫化氢环境中 SCC 行为的影响[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.
LIU Ji. The effect of temperature on the behavior of stress corrosion cracking of 316L stainless steel in wet H₂S environment[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017.
- [12] NACE TM0177, Laboratory testing of metals for resistance to specific forms of environmental cracking in H₂S environments[S].
- [13] 陈长风, 郑树启, 姜瑞景, 等. P110SS 钢在 H₂S/CO₂ 环境中的腐蚀特征[J]. 材料热处理学报, 2009, 10(5): 162-166.
CHEN Chang-feng, ZHENG Shu-qi, JIANG Rui-jing, et al. Corrosion characteristics of p110ss steel in H₂S/CO₂ environment [J]. Journal of material heat treatment, 2009, 10(5): 162-166.
- [14] 任永峰, 毕宗岳, 李周波. 3Cr 钢和碳钢在含 CO₂ 环境中的腐蚀速率对比[J]. 表面技术, 2013, 42(5): 29-31.
REN Yong-feng, BI Zong-yue, LI Zhou-bo. Comparison of corrosion rate of 3Cr steel and carbon steel in CO₂ environment[J]. Surface technology, 2013, 42(5): 29-31.
- [15] 白真权, 李鹤林, 刘道新, 等. 模拟油田 H₂S/CO₂ 环境中 N80 钢的腐蚀及影响因素研究[J]. 材料保护, 2003, 36(4): 32-34.
BAI Zhen-quan, LI He-lin, LIU Dao-xin, et al. Study on the corrosion of N80 steel in simulated oilfield H₂S/CO₂ environment and its influencing factors[J]. Material protection, 2003, 36(4): 32-34.
- [16] SUN Qiao, CHEN Chang-feng, ZHAO Xiong, et al. Ion-selectivity of iron sulfides and their effect on H₂S corrosion[J]. Corrosion science, 2019, 158(12): 54-66.
- [17] 周卫军, 郭瑞, 张勇. H₂S 分压对 SM80SS 套管钢在 CO₂/H₂S 共存环境中高温高压腐蚀行为的影响[J]. 腐蚀与防护, 2009, 30(11): 784-787.
ZHOU Wei-jun, GUO Rui, ZHANG Yong. Effect of H₂S partial pressure on HTHP corrosion behavior of SM80SS casing steel in co-existence environment of CO₂/H₂S[J]. Corrosion and protection, 2009, 30(11): 784-787
- [18] 褚武扬. 氢脆和应力腐蚀[M]. 北京: 科学出版社, 2013.
CHU Wu-yang. Hydrogen embrittlement and stress corrosion[M]. Beijing: Science Press, 2013.
- [19] 陆世英. 不锈钢应力腐蚀事故分析与耐应力腐蚀不锈钢[M]. 北京: 原子能出版社, 1985.
LU Shi-ying. Analysis of stress corrosion of stainless steel and stress corrosion resistant stainless steel[M]. Beijing: Atomic Energy Press, 1985.
- [20] NACE MR0175/ISO 15156-3, Petroleum and natural gas industries-materials for use in h₂s-containing environments in oil and gas production, Part 3: Cracking-resistant CRAs (corrosion-resistant alloys) and other alloys[S].
- [21] Q/HS 14015—2018, 海上油气井油管和套管防腐设计指南[S].
Q/HS 14015—2018, Guideline for tubing and casing anticorrosion design of offshore oil and gas wells[S].