

不压井腐蚀检测技术的应用与分析

刘 锐^{1,2} 刘再锋^{1,2} 王学存³ 张国庆^{1,2} 刘 乔⁴

1. 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院, 陕西 西安 710018

2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018

3. 中国石油长庆油田分公司长庆实业集团有限公司, 陕西 西安 710018

4. 中国石油长庆油田分公司第五采油厂, 陕西 西安 710201

摘 要:长庆靖边气田下古气藏腐蚀介质为 CO_2 、 H_2S 和高矿化度地层水,管柱腐蚀环境复杂,为了全面掌握管柱腐蚀状况,针对常规的井下挂片和起出油管实物分析的局限性,开展了多臂井径仪 MIT、磁测厚仪 MTT 和电磁探伤测井仪 MID-K 不压井腐蚀检测技术研究与应用,通过 61 口/72 井次大规模的腐蚀检测,明确了靖边气井管柱的腐蚀状况、分布规律和防腐重点,为后期的防腐措施调整、生产管理和修井作业提供了依据。

关键词:腐蚀检测;不压井;靖边气田

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2015.02.018

0 前言

靖边气田位于鄂尔多斯盆地,主力气层为下古生界气藏奥陶系马家沟组,气井管柱的主要腐蚀介质有 CO_2 、 H_2S 和高矿化度地层水,腐蚀环境复杂^[1]。自 1997 年规模开发至今,靖边气田已建生产井超 700 口,最早投产的气井生产时间超过 18 年。为了确保气井安全正常生产,亟需开展气井管柱腐蚀研究,掌握气井管柱腐蚀状况和规律。

通过在井筒下入腐蚀挂片及起管柱可以了解井筒的腐蚀状况,但前者一次作业只能反映局部井段的情况,后者则须压井作业,施工成本高且压井液对产层伤害大。

借助工程测井仪,可以在不压井的情况下获得全井段油管套管的内/外径或壁厚的变化,进而得到管柱的腐蚀状况,是目前气井管柱腐蚀检测的先进技术^[2]。

1 不压井腐蚀检测技术研究

不压井腐蚀检测技术的作业方法:首先将一种或几种工程测井仪器组合下入气井内,井口由防喷管、盘根和采气树保证气井密封性,仪器顶部由钢丝或电缆悬

挂,由通井机进行上提和下放作业;测井仪在井筒内缓慢移动,同时完成油管和套管管壁腐蚀情况的测试工作,待测井仪在井筒内移动一个来回后,从气井中取出,关闭采气树测试闸阀,将测井仪上的记录器取下,进行数据分析和测井解释。

目前,不压井腐蚀检测技术主要有机械触臂式和电磁测厚式两种。机械触臂式主要有英国 SONDEX 公司的多臂井径仪 (Multifinger Imaging Tool, MIT) 和 EXPRO 公司的 KINLEY 工具 (Microscopic Caliper);电磁测厚式主要有 SONDEX 公司的磁测厚仪 (Magnetic Thickness Tool, MTT) 和俄罗斯电磁探伤测井仪 MID-K。

1.1 检测工具及技术指标

1.1.1 多臂井径仪 MIT

多臂井径仪 MIT^[3-4]由井径测量探头、扶正器、电子线路和电动马达等构成,通过测量臂尖端的径向位移反映油管内径变化。

检测原理:机械触臂均布在心轴四周,通过电缆或钢丝下入井中,到达井底后,触臂如图 1 所示经电动张开,弹簧加载,沿管壁向上运行,触臂的运动传递给位置

收稿日期:2014-10-19

基金项目:中国石油天然气集团公司重大科技专项(2008 E-1307)

作者简介:刘 锐(1980-),男,甘肃镇原人,工程师,学士,现从事油田新技术推广工作。



图 1 多臂井径仪 MIT 打开后的形貌图

传感器，位移变化的结果记录到存储器或传输到地面，通过数据处理即可获得油管内径的变化，同时还可以记

表 1 多臂井径仪性能参数

井径臂数	仪器外径 / mm	测量范围 / mm	长度 /m	质量 /kg	耐压 /MPa	耐温 /℃	纵向分辨率 / mm	径向分辨率 / mm
24	43	45~114	1.14	9.1	105	150	2.54	0.076
40	70	76~190	1.66	28	105	150	2.54	0.127
60	102	114~245	1.75	45	105	150	2.54	0.178

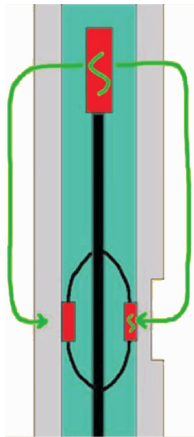


图 2 磁测厚仪 MTT 检测原理示意图

磁测厚仪 MTT 性能参数:额定温度 150 ℃,额定压力 105 MPa,仪器直径 43 mm,长度 2.179 m,重量 13.6 kg,12 个传感器 100%包角,测量范围 50.8~177.8 mm。

对缺陷的分辨率主要依赖于缺陷的尺寸,一般当裂纹缺陷超过壁厚的 10%时,容易检出。

1.1.3 电磁探伤测井仪 MID-K

电磁探伤测井仪 MID-K 是俄罗斯新一代电磁探伤测井

表 2 电磁探伤测井仪 MID-K 基本性能参数

电缆	直径 /mm	长度 /mm	管壁厚度范围 /mm	管壁厚度基本误差 /mm	可测试管直径 /mm	仪器精度
单芯	42	1 900	25	0.5	63~324	裂缝型缺陷最小长度:沿管轴方向 50 mm(2.5"单管),70 mm(5.5"单管);管轴横向 1/4 圆周长
三芯	45	2 100	25	1.5	63~324	

录井斜及仪器高端的方位等曲线。

根据管柱内径可以选择不同的臂数 (24、40 或 60 臂),性能参数见表 1。

1.1.2 磁测厚仪 MTT

磁测厚仪 MTT^[5]由扶正器、电子线路、1 个激发线圈和 12 个接收线圈等构成。

检测原理:磁测厚仪 MTT 利用电磁场的感应电动势电流相位角与油套管壁厚的关系来进行壁厚的测量。激发线圈通过交变电流产生交变磁场,磁场穿过管壁沿外壁传播,通过套管与接收线圈耦合,在接收线圈中感应信号相位滞后于激发器电流相位的大小,与套管的平均壁厚成一定比例。对直径不变的套管来说,管壁越厚,相位移越大。在套管或油管厚度减薄的部位,磁信号将早于未减薄部位,且振幅较大。检测原理示意图见图 2。

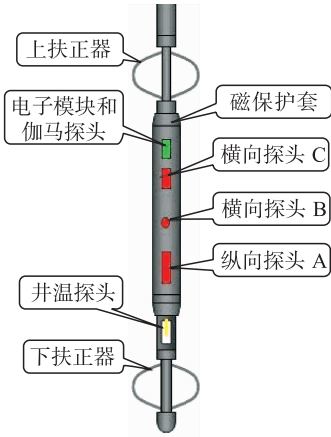


图 3 电磁探伤测井仪 MID-K 结构示意图

仪,主要由上扶正器和伽马探头、纵向探头 A、横向探头 B 和 C、井温探头及下扶正器等部件组成,结构示意图见图 3。

电磁探伤测井仪 MID-K 检测原理与磁测厚仪 MTT 相同,都是基于电磁感应原理测量油套管壁厚,其探头本身就是发射线圈和接受线圈,突出特点是在不动管柱的情况下,一次测井完成油、套管两层管柱的腐蚀检测^[6-7],基本性能参数见表 2。

纵向探头 A: 其线圈截面的法方向和管柱的轴向方向平行, 测量的是平行于管柱轴线方向管壁的感应电动势时间衰减谱, 探测 1、2 层管的管柱结构, 计算第 1 层管柱和第 2 层管柱的厚度, 探测纵向裂缝及套管断裂。

横向探头 B 和 C: 沿设备轴心成 90° 分布, 其线圈轴线方向和管柱轴线方向垂直, 测量的是垂直于管柱轴向方向管壁的感应电动势时间衰减谱, 探测横向损伤, 还可以辅助探测并确定纵向裂缝及断裂。

1.2 检测程序及要求

检测程序: 通井→仪器编程、组装→下放工具→上部(500 m)定位(深度、仪器校准、标准内径和壁厚校准)→下放→下部位置定位→达到预定位置→仪器开始工作→上提检测。为确保检测精度, 要求测速均匀, 同时控制测井速度, 下放<50 m/s, 上提<10 m/s。

采用多臂井径仪 MIT、磁测厚仪 MTT 和电磁探伤测井仪 MID-K 组合测井仪可以实现油套管内/外径或壁厚的全覆盖检测, 得到内外腐蚀和壁厚的情况, 直观、全面

地检测出气井管柱腐蚀状况, 能对油套管厚度和腐蚀程度进行定量描述, 用三维方式对管柱厚度进行成像显示, 实现简单直观地展示复杂的测井信息。

2 符合性验证及现场应用情况

为了验证不压井腐蚀检测技术与实际腐蚀情况的符合性, 对检测-01、-02、-03 等 14 口气井起油管进行了实物对比。结果表明, 油管实际腐蚀情况与检测情况基本相符, 符合率超过 90%。检测-06 气井腐蚀检测图和起出管柱实物照片见图 4。由图 4 可见, 检测-06 井在 2 225 m 处油管外壁开始出现深度约 1~2 mm 的点蚀坑, 随着井深的增加, 点蚀坑深度不断增加, 在 2 650 m 处点蚀坑深度达 3 mm 左右, 在 3 135 m 处出现壁厚严重减薄和腐蚀穿孔现象, 其井深与缺陷深度的符合率达 95% 以上。由此证明不压井腐蚀检测技术的符合性较高, 能够满足生产要求, 可以代替传统的“压井作业+起出管柱”的腐蚀检测方法, 减少压井作业对地层的伤害。



图 4 检测-06 井腐蚀检测图及油管起出后实物照片

2006 年起, 在靖边气田采用 MIT+MTT 或 MIT+MID-K 组合, 累计完成了 62 口/71 井次的压井腐蚀检测。靖边气田气井总数和检测气井统计见表 3, 检测气井涵盖了靖边气田气井的基本类型, 检测结果可以反映靖边气田气井管柱的腐蚀状况及分布规律。

表 3 靖边气田气井总数和检测气井统计表

气井分类	日产水量 / m ³	总井数 / 口	已测井数 / 口	所占比例 / (%)
高产水井	>10	20	11	55.0
中等较高产水井	5~10	9	4	44.4
中等产水井	2~5	38	14	36.8
低产水及其他井	<2	648	32	4.9

2.1 高产水气井

靖边气田有高产水井 20 口, 目前已测 11 口, 选取检测-04、-05、-06 井进行腐蚀分析, 3 口高产水气井的基本腐蚀参数见表 4, 腐蚀检测图见图 5。

检测结果表明, 3 口井油管腐蚀严重, 均匀腐蚀和局部腐蚀同时存在, 检测-04、-05、-06 井的最大局部腐蚀速率分别为 1.73、1.96 和 0.78 mm/a, 平均腐蚀速率为 0.35、0.16 和 0.21 mm/a, 局部腐蚀速率是平均腐蚀速率的 3~4 倍。

纵向分布规律上, 检测-04 井腐蚀相对严重井段为 1 387.4~2 990.8 m, 检测-05 井腐蚀相对严重井段为 1 977.6~2 729.9 m, 检测-06 井腐蚀相对严重井段为

表 4 检测-04、-05、-06 井等 3 口高产水气井基本腐蚀参数

井号	投产日期	日产水量 /m ³	H ₂ S/(mg·m ⁻³)	CO ₂ /(%)	矿化度 /(g·L ⁻¹)	Cl ⁻ /(g·L ⁻¹)	油管
检测 -04	1999-10-10	30	9	4.6	19.5	12.5	N 80
检测 -05	2003-12-18	18	17	5.9	176	111.9	KO-80 SS
检测 -06	1998-11-22	10.5	28.4	4.54	248.79	158.8	N 80

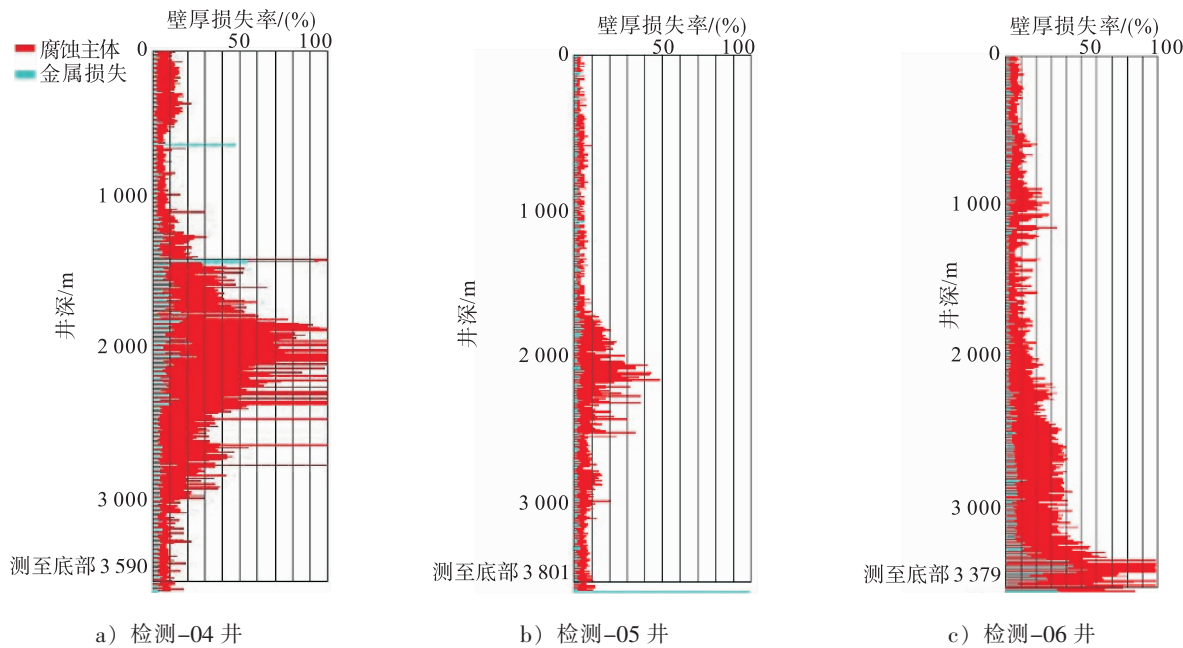


图 5 检测-04、-05、-06 等 3 口高产水气井管柱腐蚀检测图

3 250.0~3 404.0 m, 可见高产水气井管柱腐蚀严重井段集中在气井的中、下部。根据靖边气田地温梯度 3.05 ℃/100 m, 计算可知井筒温度在 42~104 ℃之间腐蚀较严重^[8]。

2.2 中等较高产水气井

靖边气田有中等较高产水气井 9 口, 已检测 4 口, 选取检测-07、-08、-09 井进行腐蚀分析, 3 口中等较高产水气井基本腐蚀参数见表 5, 腐蚀检测图见图 6。

检测结果表明, 检测-07、-08、-09 井管柱均匀腐蚀和局部腐蚀同时存在, 最大局部腐蚀速率分别为 0.64、0.79 和 0.75 mm/a, 平均腐蚀速率均为 0.25 mm/a, 局部腐蚀速率为平均腐蚀速率的 2.5~3 倍。

纵向分布规律上, 检测-07 井腐蚀相对严重井段为

900~1 270 m; 检测-08 井腐蚀相对严重井段为 1 189~1 681 m; 检测-09 井腐蚀较为严重井段为 1 515.00~2 038.00 m, 由此可见中等较高产水气井的相对腐蚀严重井段集中在气井的中部。根据靖边气田地温梯度 3.05 ℃/100 m, 计算可知井筒温度在 27~71 ℃之间腐蚀较严重。

2.3 中等产水气井

靖边气田共有中等产水气井 38 口, 已检测 14 口, 根据产出水 Cl⁻含量分布选取检测-10、-11 井进行腐蚀分析, 2 口中等产水气井基本腐蚀参数见表 6, 腐蚀检测图见图 7。

检测结果表明, 检测-10、-11 井最大腐蚀速率分别为 0.91、1.10 mm/a, 平均腐蚀速率分别为 0.30、0.49 mm/a, 最大腐蚀速率为平均腐蚀速率的 2~3 倍。

表 5 检测-07、-08、-09 等 3 口中等较高产水气井基本腐蚀参数

井号	投产日期	日产水量 /m ³	H ₂ S/(mg·m ⁻³)	CO ₂ /(%)	矿化度 /(g·L ⁻¹)	Cl ⁻ /(g·L ⁻¹)	油管
检测 -07	2003-10-09	9	855	4.8	282.4	176.9	KO-80 SS
检测 -08	2003-10-28	8.3	489.7	6.2	168.68	102.12	KO-80 SS
检测 -09	2004-10-29	7	1.42	1.1	107.5	67.2	KO-80 SS

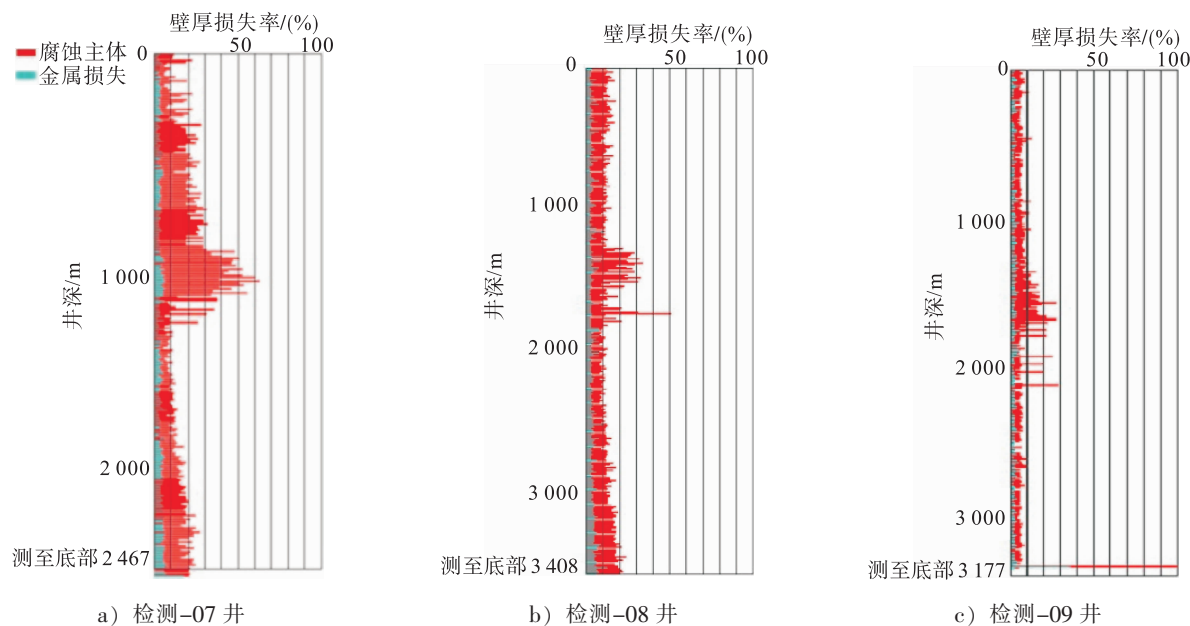


图 6 检测-07、-08、-09 等 3 口中等较高产水气井管柱腐蚀检测

表 6 检测-10、-11 等 2 口中等产水气井基本腐蚀参数

井号	投产日期	日产水量 /m ³	H ₂ S/(mg·m ⁻³)	CO ₂ /(%)	矿化度 /(g·L ⁻¹)	Cl ⁻ /(g·L ⁻¹)	油管
检测 -10	2003-10-27	3.85	3 397	5.7	135.7	85	KO-80 SS
检测 -11	2003-06-01	3.96	2 254	6.21	206.53	129.29	KO-80 SS

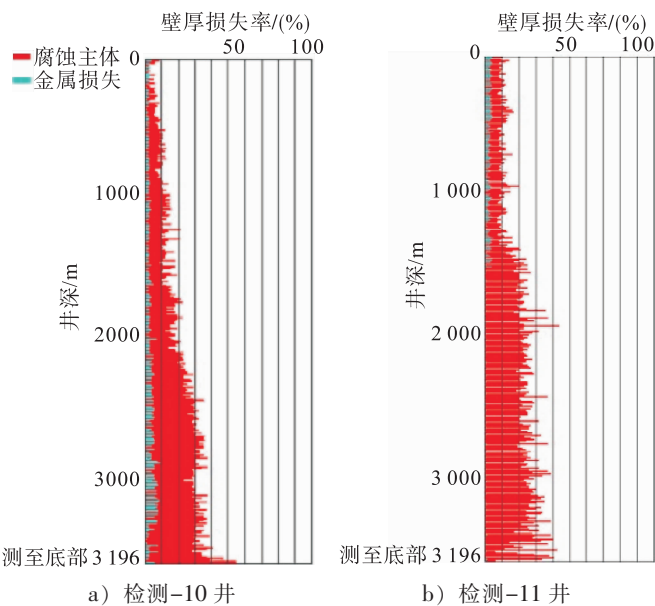


图 7 检测-10、-11 等 2 口中等产水气井管柱腐蚀检测图

纵向分布规律上，检测-10 井相对腐蚀严重井段集中在 1 920.0~3 279.0 m，检测-11 井腐蚀相对严重的井段位于 1 320~3 184 m，中等产水气井油管中、下部腐蚀相对严重。根据靖边气田地温梯度 3.05℃/100 m，计算可知井筒温度在 58~100℃之间腐蚀较严重。

2.4 低产水气井及其他气井

靖边气田低产水井、非产水井、间歇井和常关井 648 口，已检测 32 口。根据气井的类别从低产水井、间歇井和长关井选取检测-12、-13、-14 井进行腐蚀分析，3 口低产水气井的基本腐蚀参数见表 7，腐蚀检测图见图 8。

检测结果表明，检测-12、-13、-14 井油管腐蚀均轻微，最大腐蚀速率分别为 0.28、0.13 和 0.19 mm/a，平均腐蚀速率为 0.11、0.06 和 0.11 mm/a。

纵向分布规律上，检测-12、-13、-14 低产水气井均属于均匀腐蚀。

表 7 检测-12、-13、-14 等 3 口低产水气井基本腐蚀参数

井号	投产日期	日产水量 /m ³	H ₂ S/(mg·m ⁻³)	CO ₂ /(%)	矿化度 /(g·L ⁻¹)	Cl ⁻ /(g·L ⁻¹)	油管
检测 -12	2003-12-29	1	1 854.7	5.5	104.2	65.2	KO-80 SS
检测 -13	2003-09-08	6.5	4 654	5.567	129.1	79.5	N-80
检测 -14	2003-11-27	1.4	83.7	6.8	12.3	7.5	KO-80 SS

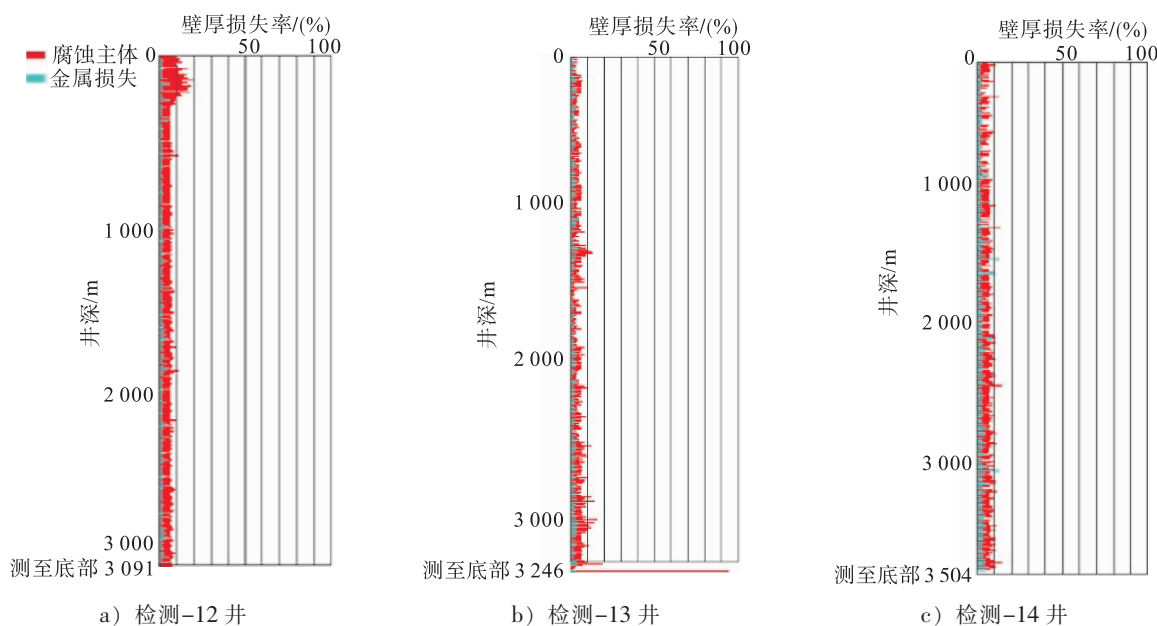


图8 检测-12、-13、-14等3口低产水气井管柱腐蚀检测图

3 结论和建议

3.1 结论

1)多臂井径仪 MIT 主要用于检测油管内壁,精度高,但无法完成检测油管外壁及过油管测套管工作;磁测厚仪 MTT 主要用于检测油管外壁,精度较高,但由于自身信号较弱,无法完成过油管测套管工作;电磁探伤测井仪 MID-K 主要用于检测套管,精度一般,自身信号强,能完成过油管测套管工作。因此,在现场应用时,应根据需测量的对象及精度要求,对以上三种仪器进行组合选取。不压井腐蚀检测技术具有检测精度高、检测时不需关井、不影响生产、不需压井、不伤害地层、施工简单安全等优点。

2)14 口气井不压井腐蚀检测结果与起油管实物对比表明,检测结果与实际腐蚀情况基本相符,符合率达 90%以上,满足现场实用要求。

3)通过靖边气田 62 口/71 井次的不压井腐蚀检测,明确了靖边气田管柱的腐蚀状况和主要影响因素,管柱腐蚀程度与气井产出水存在直接的对应关系,产水量越大,产出水的矿化度越高,管柱腐蚀越严重。

4)高产水、高矿化度气井以局部腐蚀为主,腐蚀严重井段集中在 1 000 m 以下的中、下部,井筒温度在 40~100 ℃之间时腐蚀较严重,是防腐研究的重点。

5)低产水(产水 1 m³/d)、低 Cl⁻(<50 g/L)气井和长期关井管柱腐蚀轻微,以均匀腐蚀为主,在现有防腐措施下,油管寿命可达 10 年以上。

3.2 建议

1)根据目前对腐蚀的认识,针对靖边气田管柱寿命

小于 10 年的腐蚀严重气井,需提高该类气井的检测频率,及时掌握气井管柱腐蚀程度,选择合理的修井时机,避免后期高成本修井作业。不压井腐蚀检测技术可以作为气田对气井管柱腐蚀程度掌握和跟踪的常规检测手段。

2)针对高腐蚀气井,开展管柱内外防腐技术研究,避免修井后管柱发生二次腐蚀。

参考文献:

- [1] 奚运涛,杨全安,李琼玮,等.双金属复合喷涂技术在高腐蚀气井中的应用[J].天然气与石油,2011,29(5):57-59.
Xi Yuntao, Yang Quan'an, Li Qiongwei, et al. Application of Composite Spraying Technique for Double Metal in Serious Corrosion Gas Wells[J]. Natural Gas and Oil, 2011, 29(5): 57-59.
- [2] 杨全安.实用油气井防腐技术[M].北京:石油工业出版社,2012:81-88.
Yang Quan'an. Practical Wells Corrosion Technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 81-88.
- [3] 姜岳庆,倪秀敏. MIT 多臂成像测井仪及其应用效果分析[J].石油仪器,2002,16(4):27-29.
Jiang Yueqing, Ni Xiumin. The Multifinger Imaging Logging Tool and Its Application Effect Analysis[J]. Petroleum Instruments, 2002, 16(4): 27-29.
- [4] 陈福利,柴细元,金泳,等.多臂井径测井检测套损及其评价方法[J].测井技术,2005,29(1):79-81.
Chen Fuli, Chai Xiyuan, Jin Yong, et al. Inspection and Evaluation Method of Casing Damages with Multi-arm Caliper Log

- [J]. Well Logging Technology, 2005, 29(1): 79-81.
- [5] 赵宝华, 刘文军, 闰明英, 等. Sondex MIT/MTT 成像套损检查组合仪原理及应用[J]. 国外测井技术, 2006, 21(6): 60-63.
Zhao Baohua, Liu Wenjun, Run Mingying, et al. The Principle of Sondex MIT/MTT Imaging Combination Tool for Casing Damage Detection and Its Application[J]. World Well Logging Technology, 2006, 21(6): 60-63.
- [6] 王朝华, 邓 瑞. 俄罗斯第三代电磁探伤仪的应用与推广[J]. 石油地质与工程, 2007, 21(1): 90-92.
Wang Chaohua, Deng Rui. Application and Popularization of Russia Third Generation Electromagnetic Defect Detector[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2007, 21(1): 90-92.
- [7] 谢荣华, 刘继生, 巢华庆, 等. 俄罗斯测井技术在大庆油田的应用和发展[J]. 测井技术, 2003, 27(2): 89-94.
Xie Ronghua, Liu Jisheng, Cao Huaqing, et al. Application and Development of Russian Logging Technologies in Daqing Oil-field[J]. Well Logging Technology, 2003, 27(2): 89-94.
- [8] 鲜 宁, 孙素芬, 姜 放, 等. CO₂ 气田开发的腐蚀预测与控制措施[J]. 天然气与石油, 2011, 29(2): 62-66.
Xian Ning, Sun Sufen, Jiang Fang, et al. Corrosion Prediction and Control Measure in CO₂ Gas Field Development[J]. Natural Gas and Oil, 2011, 29(2): 62-66.



(上接第 40 页)

- in Light Ends Recovery[J]. Natural Gas and Oil, 2010, 28(2): 18-26.
- [7] 王遇冬, 王 璐. 我国天然气凝液回收工艺的近况与探讨[J]. 石油与天然气化工, 2005, 34(1): 11-13.
Wang Yudong, Wang Lu. Recent Status and Its Discussion of the NGL Recovery Process at Home [J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2005, 34(1): 11-13.
- [8] 全淑月. 春晓气田陆上终端天然气轻烃回收工艺介绍[J]. 天然气技术, 2007, 1(1): 75-80.
Tong Shuyue. Introduction on Light Hydrocarbon Recovery Process in Onshore Terminal of the Chunxiao Gas Field [J]. Natural Gas Technology, 2007, 1(1): 75-80.
- [9] 汪宏伟, 蒲远洋, 钟志良, 等. 膨胀制冷轻烃回收工艺参数优化分析[J]. 天然气与石油, 2010, 28(1): 24-28.
Wang Hongwei, Pu Yuanyang, Zhong Zhiliang, et al. Analysis on Optimization of Light Ends Recovery Process Parameters in Expansion Refrigeration Process[J]. Natural Gas and Oil, 2010, 28(1): 24-28.
- [10] 韩淑怡, 王 科, 祁亚玲, 等. 天然气轻烃回收 DHX 工艺优化研究[J]. 天然气化工, 2014, 39(6): 58-62.
Han Shuyi, Wang Ke, Qi Yaling, et al. Design and Optimization of DHX Process for Light Hydrocarbon Recovery from Natural Gas [J]. Natural Gas Chemical Industry, 2014, 39(6): 58-62.



(上接第 55 页)

- L ü Mingyan, Zhang Zhe, Wang Shiyang. Preventive Measures for Element Sulfur Deposition in Gathering and Transportation Systems of High Sour Gas Field[J]. Natural Gas and Oil, 2011, 29(3): 17-20.
- [7] 夏典修, 冯 伟. 高强度钻杆在含 H₂S 介质中的应力腐蚀试验研究[J]. 天然气与石油, 1997, 15(3): 25-33.
Xia Dianxiu, Feng Wei. Stress Corrosion Test and Study of High Strength Drilling Rod in Sour Medium[J]. Natural Gas and Oil, 1997, 15(3): 25-33.
- [8] 罗光文, 李天雷, 何 明. 酸性气田腐蚀环境分析及材料选择[J]. 天然气与石油, 2011, 29(6): 3-5.
Luo Guangwen, Li Tianlei, He Ming. Analysis on Corrosion Environment in Sour Gas Field and Selection of Materials[J]. Natural Gas and Oil, 2011, 29(6): 3-5.