

抗硫钻杆在毛坝 8 井应用中的失效分析

孙浩玉^{1,2}, 温林荣², 孙旭³, 吴仲华², 鹿胜楠¹

(1. 中国石油大学(华东)机电工程学院, 山东东营 257061; 2. 中国石化胜利石油管理局钻井工艺研究院, 山东东营 257017; 3. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘 要: 在高含硫地区钻井时, 普通钻杆除磨损、挤压失效外, 更具风险性的是, 很容易受到 H_2S 腐蚀而发生氢脆和钻杆断裂事故, 给钻井带来很大的经济损失。因此, 在高含硫地区必然推广应用抗硫钻杆。但抗硫钻杆在现场应用中也出现了卡瓦挤坏钻杆、钻杆上出现卡瓦牙痕或大钳牙痕、钻杆接头偏磨、钻杆耐磨带轻微磨损, 以及轻微粘扣等问题, 这些问题在高含硫地区会进一步恶化, 并可能导致钻杆失效。所以, 有必要对抗硫钻杆在油田现场的应用情况进行深入、细致的分析与研究。介绍了毛坝 8 井的概况和抗硫钻杆在毛坝 8 井的详细应用情况。对毛坝 8 井应用抗硫钻杆过程中出现的各种问题进行了详细分析, 分析认为, 各种磨损和失效主要是现场使用方式不规范所致。针对抗硫钻杆使用当中出现的问题, 提出了预防措施, 并给出了相应的建议。

关键词: 抗硫钻杆 牙痕 磨损 硫化氢腐蚀 毛坝 8 井

中图分类号: TE921⁺. 2 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2011)06-0108-04

Failure Analysis of Sulfur Resistant Drillpipe in Well Maoba 8

Sun Haoyu^{1,2}, Wen Linrong², Sun Xu³, Wu Zhonghua², Lu Shengnan¹

(1. College of Mechanical and Electronic Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Dongying, Shandong, 257061, China; 2. Drilling Technology Research Institute, Shengli Petroleum Administration, Sinopec, Dongying, Shandong, 257107, China; 3. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: When drilling regions with high-sulfur content, drillpipe may wear and collapse. More importantly, H_2S corrosion may cause hydrogen embrittlement and drill pipe rupture accidents which impact drilling and cause economic losses. Application of sulfur resistant drill pipes in regions with high-sulfur content is a natural selection. While, problems such as pipes crushing by slip, slip mark, tong mark, drill pipe joint wear and slight thread gluing occurred and all these problems deteriorated in regions with high sulfur content. The drill pipe may fail. Therefore, it is necessary to analyze and investigate the application of sulfur resistant drill pipes. The application of sulfur resistant drill pipes in Well Maoba 8 was introduced. Problems related to using sulfur resistant drill pipes in this well were analyzed in detail. All kinds of wear and failure were mainly caused by improper use. Preventive measures and corresponding suggestion were provided.

Key words: sulfur resistant drill pipe; slip; wear; hydrogen sulfide corrosion; Well Maoba 8

随着全球对油气资源需求的不断增长, 油气勘探开发已经或正在进入先前认为的“禁区”, 如沙漠地区、深水超深水海域等, 高含硫区域也是原来的“禁区”之一^[1]。 H_2S 具有极强的腐蚀作用, 很容易造成氢脆、钻具断裂故障^[2], 因此在高含硫地区钻井, 对钻杆的结构形式、材质、机械性能等方面都提出了更高的要求, 从而使在含硫地区应用抗硫钻杆成为必然。国内川东北地区是推广应

收稿日期: 2011-03-09; **改回日期:** 2011-10-18。

作者简介: 孙浩玉(1978—), 男, 山东陵县人, 2000 年毕业于石油大学(华东)自动化仪表及应用专业, 2006 年获中国石油大学(华东)机械电子工程专业硕士学位, 工程师, 机械设计及理论专业在读博士研究生, 主要从事石油钻井机械装备及仪器方面的研究。

联系方式: (0546)8554188, sunhaoyu7909@163.com。

基金项目: 中国石化集团川气东送指挥部工程先导项目“抗硫钻杆现场跟踪及试验评价研究”(编号: 2009-G04CQ-08-ZS-0071)部分研究成果。

用抗硫钻杆规模最大、经验最为丰富的地区,但在使用中也遇到了钻杆磨损、失效等问题。为此,笔者对抗硫钻杆在毛坝 8 井使用情况进行了统计分析,对该类钻杆的使用环境、作业参数、运转时间、下井状况和起出状态等进行了研究,找出了钻杆失效的直接原因和间接原因,提出了有关技术方案和预防措施。

1 毛坝 8 井概况

毛坝 8 井位于四川省宣汉县毛坝镇,是中国石化部署在毛坝场构造西翼断下盘高点上的一口预探井,设计井深(垂深)5 764.00 m,主要目的层为上二叠统长兴组和下三叠统飞仙关组。

毛坝 8 井的井身结构为:导管, $\phi 508.0$ mm 导管下深 56.40 m,水泥浆返至地面;一开,井眼直径 444.5 mm,钻深 708.00 m, $\phi 339.7$ mm 套管下深 707.04 m,水泥浆返至地面;二开,井眼直径 316.0 mm,钻深 4 018.00 m, $\phi 273.1$ mm 套管下深 4 015.49 m,水泥浆返至地面;三开,井眼直径 241.3 mm,钻深 5 857.21 m, $\phi 193.7$ mm + $\phi 203.1$ mm 套管下深 5 857.21 m,4 267.36~4 507.41 m 井段用 $\phi 203.1$ mm 套管固井,水泥浆返至地面;定向造斜点井深 4 018.00 m。

该井于 2008 年 4 月 1 日至 2009 年 3 月 19 日钻至井深 5 857.21 m 完钻,钻井周期共计 332.21 d。2009 年 5 月 12 日完井,建井周期 407.33 d。

2 抗硫钻杆在毛坝 8 井的应用

2.1 应用概况

毛坝 8 井全井共使用 $\phi 139.7$ mm 抗硫钻杆 450 根,钢级 C105SS,壁厚 10.54 mm。抗硫钻杆工作井段 4 043.00~5 857.21 m,自 2008 年 9 月启用到 2009 年 3 月结束,在井内连续工作 150 d,累计旋转 2 200 h。钻进地层的岩性为灰岩,地温梯度为 1.96 $^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,使用井段最大井斜角为 9.7 $^{\circ}$,最大全角变化率为 2.5 $^{\circ}/30\text{m}$,每 15 柱钻杆中加入 1 个防磨接头。钻井参数:钻压 50~160 kN,转速 50~150 r/min,泵压 18 MPa,排量 28 L/s,最大扭矩 28 kN·m,最大拉伸负荷 2 950 kN,最高泵压 20 MPa,钻进过程中监测到的 H_2S 质量浓度 15 mg/m³。

2.2 主要失效方式

毛坝 8 井虽然是一口定向井,但其摩阻最大达到了 600 kN,加上几次井下故障处理,抗硫钻杆承受了极限载荷的考验。该井所用抗硫钻杆的主要磨损和失效方式包括卡瓦挤毁钻杆、钻杆上出现卡瓦和大钳牙痕、钻杆接头偏磨、钻杆耐磨带轻微磨损、轻微粘扣等。

3 抗硫钻杆失效分析及预防措施

3.1 失效分析

3.1.1 卡瓦挤毁

毛坝 8 井使用的 450 根 $\phi 139.7$ mm 抗硫钻杆中,有 31 根被卡瓦挤扁,且均达到报废程度,报废率达 6.89%。

在深井、超深井钻井作业中,因钻柱质量大,钻杆坐于卡瓦中将受到很大的箍紧力,如其合成应力接近或达到材料的最小屈服强度时,卡瓦会将钻杆挤毁^[3]。为防止此种情况发生,要求钻杆屈服强度 σ_s 与拉伸应力 σ_t 的比值不能小于一定数值。该比值是按钻柱的抗挤毁条件计算的:

$$\frac{\sigma_s}{\sigma_t} = \sqrt{1 + \frac{D_c K}{2L} + \left(\frac{D_c K}{2L}\right)^2} \quad (1)$$

$$K = 1/\tan(\alpha + \theta) \quad (2)$$

式中: σ_s 为材料的屈服强度,MPa; σ_t 为悬吊在卡瓦下边钻柱的拉伸应力,MPa; D_c 为钻杆外径,mm; L 为卡瓦与钻杆的接触长度,m; K 为卡瓦的横向负荷系数(正常润滑情况计算时, $K=4$); α 为卡瓦锥角,一般为 9 $^{\circ}27'45''$; θ 为摩擦角, $(^{\circ})$ 。

K 值和 σ_s/σ_t 比值的计算结果见表 1^[4]。

由表 1 可知,为了防止卡瓦挤毁钻杆,钻杆拉伸负荷应受到限制,即屈服强度与拉伸应力的比值不能小于表 1 中的数值,并以此作为设计系数。

毛坝 8 井所用抗硫钻杆的管体性能参数见表 2。

由表 2 知,BHK C105SS 管体最小屈服强度为 724 MPa,而表 1 中 σ_s/σ_t 的最小许可比值为 1.47(摩擦系数取 0.08),因此可计算出悬吊在卡瓦之下的钻柱的最高许可拉应力为 492.52 MPa。用该值乘以钻杆截面积,可得到卡瓦下悬吊的最大许可钻柱质量为 214.69 t。

表 1 σ_s/σ_t 最小许可比值计算结果

Table 1 Minimum allowable σ_s/σ_t calculation results

卡瓦长度/ mm	摩擦系数 μ	横向负荷 系数 K	(σ_s/σ_t) 最小值						
			60.3 mm ^①	73.0 mm	88.9 mm	101.6 mm	114.3 mm	127.0 mm	139.7 mm
304.8	0.06	4.36	1.27	1.34	1.43	1.50	1.58	1.66	1.73
	0.08 ^②	4.00	1.25	1.31	1.39	1.45	1.52	1.59	1.66
	0.10	3.68	1.22	1.28	1.35	1.41	1.47	1.54	1.60
	0.12	3.42	1.21	1.26	1.32	1.38	1.43	1.49	1.55
	0.14	3.18	1.19	1.24	1.30	1.34	1.40	1.45	1.50
406.4	0.06	4.36	1.20	1.24	1.30	1.36	1.41	1.47	1.52
	0.08 ^②	4.00	1.18	1.22	1.28	1.32	1.37	1.42	1.47
	0.10	3.68	1.16	1.20	1.25	1.29	1.34	1.38	1.43
	0.12	3.42	1.15	1.18	1.23	1.27	1.31	1.35	1.39
	0.14	3.18	1.14	1.17	1.21	1.25	1.28	1.32	1.36

注：① 为钻杆的尺寸，其他同；② 摩擦系数 0.08 用于正常润滑情况。

表 2 毛坝 8 井抗硫钻杆管体性能参数
Table 2 Properties of pipe body manufactured

钢级	最小屈服 强度/MPa	最大屈服 强度/MPa	最小抗拉 强度/MPa
BHK C95SS	655	758	724
BHK C105SS	724	827	793

毛坝 8 井前后共发生 8 次井漏、1 次刺断钻具和 2 次严重卡钻事故，在处理这些故障的过程中，位于钻柱上部（井口以下）的抗硫钻杆经历了特殊的作业环境考验。其中，最为严重的一次是 2009 年 2 月 2 日发生的卡钻事故，在该次事故处理期间，抗硫钻杆不仅承受了 3 450 kN（减去顶驱重量 400 kN，实际承受载荷 3 050 kN）的上提拉力和顶驱憋停（28 kN·m）的极端工作条件，还受到了震击、下砸等影响。

毛坝 8 井出现卡瓦挤毁的最低悬吊钻柱重量大约为 2 000 kN，这与上述理论计算结果基本吻合；另外，该井在井深 4 043.00 m 发生第一次卡钻事故时，正常悬重已经达到了 2 000 kN，在井深 5 827.89 m 取心割心时（也是发生第二次卡钻的位置）悬重达到了 2 580 kN，去掉空游车悬重 400 kN，钻柱在井眼钻井液中的最大重量为 2 200 kN。结合上面的算法，约有重要 60 kN 的井口抗硫钻杆会被卡瓦挤毁，相当于 26 根钻杆，与该井实际挤坏 31 根钻杆也基本吻合。从一根被卡瓦挤毁的钻杆挤扁部位下端截取了 1.5 m 的样品，对其进行金相分析，结果表明，钻杆材料本身符合设计要求，原因在于卡瓦下部悬吊的钻柱重量太大。

3.1.2 卡瓦牙痕

毛坝 8 井下井钻杆的牙痕深度一般为 3~5 mm（见图 1），形成的主要原因为：抗硫钻杆硬度一般小于 HRC22，低于普通钻杆，在外载作用下容易发生塑性变形；卡瓦牙与钻杆本体几乎可视同于点接触，即便在下部钻柱重量较小的情况下，也会产生足够大的接触应力，从而引起接触部位钢材发生局部屈服变形。



图 1 卡瓦在钻杆本体上形成的牙痕
Fig. 1 Slip mark on pipe body

本体上形成的卡瓦牙痕尽管没有达到使钻杆报废的程度，但它会直接带来一些不利因素：由于牙痕容易存集钻井液、雨雪、尘埃及其他具有腐蚀性的物质，因而会加快它们在空气中的腐蚀速度，导致其整体寿命缩短；存在大段卡瓦牙痕的钻杆段将首先成为钻杆应力最为集中的部位，也是抗拉强度最低的部位，一旦进行大力上提，有可能从该部位将钻杆拉断。按牙痕深 2 mm 计算，其截面积为原

来的 79.77%, 将减少 20.23%, 因此其抗拉强度也要降低。牙痕造成钻杆本体表面凹凸不平, 同样会提高钻杆对 H_2S 的敏感程度, 当钻杆再次入井时, 便可能从这些部位首先发生氢脆。牙痕造成的钻杆本体表面的凹凸不平还会导致与井壁的磨损加速, 对斜井、水平井尤其如此, 另外它还会加快钻井液冲刷的速度。

3.1.3 耐磨带磨损情况

新钻杆的耐磨带高出钻杆本体约 2 mm。毛坝 8 井所用抗硫钻杆经过 1 口井的使用, 其抗硫耐磨带已不存在, 完全与接头本体齐平, 防磨带上下接头部位多数出现了轻微的锥度磨损情况。川东北地区大湾 402-2H 井和大湾 403-2H 井使用的抗硫钻杆, 其耐磨带也有轻微的磨损。

3.1.4 粘扣问题

毛坝 8 井使用的抗硫钻杆在前后 5 个月的时间内, 丝扣没有明显的磨损, 有两根钻杆发生了轻微的粘扣。防 H_2S 、 CO_2 腐蚀的油井管材质较软, 当螺纹加工精度达不到要求时容易发生粘扣现象。分析认为, 该井所用抗硫钻杆之所以粘扣是由丝扣磨合或者丝扣清洁方面的问题引起的。

3.2 预防措施

1) 需要使用钻杆卡瓦的抗硫钻杆, 应进行抗卡瓦挤毁的安全校核, 要给出许可的最大使用深度(即最大许可下部钻柱重量)。另外, 井口操作人员在司钻提起钻柱时, 对卡瓦夹持情况进行快速检查, 一旦出现卡瓦牙痕, 应立刻停止使用卡瓦。应尽量避免用卡瓦转动钻柱, 可考虑使用加长卡瓦。司钻在下放钻柱坐卡瓦时, 应力求平稳, 避免因突然坐挂引发过高的坐入动载荷。

2) 钻杆卡瓦夹持不能太靠下, 卡瓦位置偏下容易造成以下方面的问题: 如果用 B 型大钳上卸扣, 很容易把钻杆拉弯; 如果使用液压大钳上卸扣, 若操作不当, 液压大钳在移往井口的过程中, 会快速猛烈地撞击位于井口的钻杆, 造成抗硫钻杆弯曲, 同时会在钻杆外表面与卡瓦接触受力部位形成更深的卡瓦牙痕。因此, 当大钳位置不合适时, 司钻应首先准确控制坐卡瓦的位置; 卡瓦牙磨损后应及时更换, 避免反复改变位置试坐。

3) 调研发现, 几乎所有抗硫钻杆的接头部位都

留下了深浅不一的大钳牙痕, 其严重程度超过了卡瓦牙痕(见图 2)。尽管接头部位不存在强度问题, 但同样会因牙痕容易存集腐蚀性物质而引起、加速 H_2S 腐蚀或其他腐蚀问题, 因此建议使用无牙痕钳牙。



图 2 在钻杆接头部位形成的大钳牙痕

Fig. 2 Tong mark on pipe joints

4 结论与建议

1) 毛坝 8 井所用抗硫钻杆能满足使用要求, 且抗硫钻杆的主要失效形式为卡瓦挤毁。理论分析计算及金相分析表明, 钻杆失效与现场使用不规范有关。

2) 在川东北含硫地区钻井时, 建议在钻达含 H_2S 地层前, 全部换用抗硫钻杆, 直至完井。

3) 建议尽快开展抗硫钻杆耐磨带的专项技术研究(包括材料选取、耐磨带敷焊等), 早日形成抗硫钻杆使用规范或行业、企业技术标准。

参 考 文 献

References

- [1] 周延军, 李斌. 含硫化氢条件下深井钻柱设计问题探讨[J]. 钻采工艺, 2008, 31(2): 24-26.
Zhou Yanjun, Li Bin. Drilling string design for deep well in H_2S environment [J]. Drilling & Production Technology, 2008, 31(2): 24-26.
- [2] 侯立中, 吴俊霞. 腐蚀引起钻柱刺漏的机理分析及预防措施[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(2): 26-28.
Hou Lizhong, Wu Junxia. Mechanism analysis and preventive measures of drill string washout caused by corrosion [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(2): 26-28.
- [3] 赵鹏, 黄子阳, 朱世忠. 宝钢钻杆技术的最新发展[J]. 钢管, 2009, 38(6): 9-14.
Zhao Peng, Huang Ziyang, Zhu Shizhong. Latest development of drill pipe technology in Baosteel [J]. Steel Pipe, 2009, 38(6): 9-14.
- [4] API Recommended Practice 7G Recommended practice for drill stem design and operating limits[S].