

油套管的缺陷及其在建井期的典型失效案例

——《油套管标准研究、油套管失效分析及典型案例》(5-3)

摘要:介绍了油气田在建井期间发现的油套管缺陷及典型失效案例。分析了油套管缺陷及失效类型以及产生的原因。所述案例和分析为减少或预防油套管失效提供了参考。

关键词:油套管; 缺陷; 失效案例; 机械损伤失效; 螺纹连接失效; 腐蚀失效

2.6 腐蚀失效

腐蚀失效是十分普遍而且对油、套管寿命影响重大的失效型式, 本文收集了少量的案例仅为大家认识和预防油、套管腐蚀失效提供参考。

(1) H_2S 应力腐蚀开裂

关基井位于四川盆地西北部梓县境内老关庙, 1977年7月钻至7 058 m。该井油气层所用套管为日本S工厂生产的 $\Phi 177.8$ mm P110钢级梯形扣套管, 下入深度为7 053 m。油气层套管的固井采用了分级固井的新工艺。在顺利完成该井的下段固井并继续上段固井时, 发现泥浆短路循环, 当日固井中断。次日早上管串突然发生断裂事故, 坐在井口的水泥头瞬间起跳4次, 高达0.5 m。起出套管后发现距井口603 m处接箍从中部横向断裂。打捞下部套管时, 又发现距井口977 m处接箍穿孔。在距井口603 m接箍断裂源处发现与主断口相通的二次裂纹为沿奥氏体晶界开裂的沿晶裂纹。对断口表面腐蚀产物进行了X射线能谱分析, 发现有一定数量的硫, 表明有 FeS_x 的存在, 是硫化物腐蚀的证据。该井含硫气层在下层7 154 m处, 分析表明, 距井口603 m处 H_2S 源自铁铬盐泥浆的热分解。关基井泥浆为含木质碳酸盐2%~5%的水基泥浆, 其pH为8~11, 密度为 2.02 g/cm³。检测试验结果表明: 泥浆中的铁铬盐在常温常压下不会分解出 H_2S , 加热至沸腾也无硫化物。但铁铬盐泥浆在一定压力及(155±5) °C条件下开始分解出 H_2S , 温度达到(175±5) °C时 H_2S 的量增加。

对距井口603 m处接箍断裂原因分析表明: 未见明显的冶金缺陷; P110钢级套管材质是对硫化物应力腐蚀开裂敏感的材料, 抗硫化物应力开裂性能差(恒定拉伸载荷应力试验和简支梁法应力试验, 加载应力为 $80\% \sigma_s$, pH为8.0~11.5, 硫离子为 $1\ 460\sim 6\ 060$ mg/L的条件下断裂时间为46~168 h; 远低于720 h不裂的要求; 简支梁试验加载 S_c :

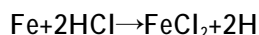
10~12 h, 只1天就开裂, 远低于30天不裂的要求); 木质碳酸盐泥浆在井底温度下发生热分解, 析出 H_2S , 在上部常温区造成P110钢级套管的硫化物应力开裂。

(2) 应力诱导氢致开裂

某油田在酸化作业过程中, $\Phi 73.0$ mm×5.51 mm P105钢级外加厚油管发生断裂。酸化管柱(由井口往井下) $\Phi 88.9$ mm×9.64 mm 钻杆+ $\Phi 73.0$ mm 外加厚 P105 钢级油管×4 992.26 m+177.8 mm 川式水力锚和川 774 型封隔器, 油管鞋位置在5 005.5 m处。施工程序简述如下: ①冷却液排量 0.44 m³/min, 泵压3 MPa, 用液量 17.27 m³, 泵注时间39 min; ②前置液排量 0.83 m³/min, 泵压51 MPa, 用液量 24.89 m³, 泵注时间30 min; ③酸液排量 0.99 m³/min, 泵压45 MPa, 用液量 56.61 m³, 泵注时间57 min; ④前置液排量 0.54 m³/min, 泵压29 MPa, 用液量 13.02 m³, 泵注时间24 min; ⑤酸液量 1.1 m³/min, 泵压41 MPa, 用液量 29.75 m³, 泵注时间27 min。其水酸液配方为: 20% HCl+2%CH₃COOH+1%AS+1.5%SD-F。按施工程序, 在第5项酸液尚未注完时, 发生油管断裂事故, 造成井口管体蹩断, 酸液外喷, 施工作业停止。2号样品靠螺纹侧有一平区, 微观形貌为沿晶断裂, 螺纹根部有轻微变形及窄的韧窝带, 宏观平断面向管内壁扩展一段距离后, 断面向内呈45°斜断面向上倾斜, 其微观形貌为韧窝撕裂。从金相分析及力学性能试验结果可以看出, 该油管金相组织正常, 具有良好的塑韧性, 从而可以排除油管因材质不良而引起的脆性断裂的可能性。

从断口的色泽来看, 初始断裂区与最后瞬断区色泽一致, 覆盖在断口面上的锈迹连续而均匀。因此, 初始断裂区并非油管使用前就存在原始裂纹。

油井酸化压裂过程中, 酸与金属的反应, 会在油管表面生成氢原子, 其反应式为:



氢具有最小的原子半径，所以易于进入金属。随后在静应力的作用下，氢易向拉应力高的部位扩散、聚集，由原子变形成分子，在氢聚集的部位会产生巨大的体积膨胀效应，导致氢脆。

油管位于井口附近，下部管柱拉力很大，螺纹根部的应力集中也较高，P105 钢级油管为高强度油管，对氢脆比较敏感，故断裂始于螺纹根部的应力集中处。

从断口的宏观和微观分析可知，油管宏观断口初始断裂区呈细结晶颗粒状，断面齐平并与油管轴向垂直，即与油管拉应力方向垂直，瞬断区为倾斜断面；初始断裂区的微观形貌为沿晶断裂，而瞬断区微观形貌为韧窝撕裂，属应力诱导氢致开裂。

(3) 库存腐蚀

重庆地区的主要能源是煤炭(含硫量极高)和含硫天然气。钢铁厂、发电厂、化工厂等用煤大户一般安装的除尘、脱硫装置都较落后，有的甚至没有安装，排放出的烟尘、废气给大气造成了严重的污染。1990 年 6 月对中国石油天然气总公司重庆公司 1989 年 4 月入库的 $\Phi 244.5 \text{ mm} \times 11.99 \text{ mm}$ NT-95SS 钢级套管用日本 UTM-20B 型超声波测厚仪进行测厚，平均管壁减薄 1.2 mm，其腐蚀速度达到 1.1 mm/a。1990 年 10 月进行的超声波测厚表明，1988 年 8 月入库的日本住友公司产 $\Phi 177.8 \text{ mm} \times 9.19 \text{ mm}$ SM-110T 钢级套管，腐蚀坑深达 0.59 mm；1988 年 12 月入库的日本新日铁产 $\Phi 177.8 \text{ mm} \times 10.36 \text{ mm}$ NT-90SS 钢级套管，腐蚀坑深达 0.76 mm；1989 年 4 月入库的日本住友公司产 $\Phi 177.8 \text{ mm} \times 11.5 \text{ mm}$ ISM-110T 钢级套管，腐蚀坑深达 0.91 mm；1988 年 12 月入库的日本 NKK 公司产 $\Phi 244.5 \text{ mm} \times 11.99 \text{ mm}$ NK-110T 钢级套管，腐蚀坑深达 0.79 mm。

(4) 报废井套管腐蚀情况

对从某油田报废井中拔出的套管进行分析。其拉伸试样断口的外壁侧的微观形貌为沿晶断裂，仔细清洗的断口表面仍残留较大的化学腐蚀产物；经表面能谱仪成分分析，腐蚀产物的化学成分为 Si、S、Ca 及大量 Fe 元素。断口中部的微观形貌以沿晶断裂为主，间或出现少量准解理形貌，此处的腐蚀产物明显减少，且到纤维区内完全消失。根据断口形貌分析和表面能谱成分分析，断口上明显存在两个区域。靠内侧管壁的纤维状断口为拉伸时产生

的塑性断裂断口，属正常拉伸应力下的断裂；靠外侧管壁黑棕色断口区属原始裂纹缺陷，是由于应力腐蚀引起的。黑棕色断口区具有的特征为：①黑棕色断口为原始裂纹断口，且与套管轴线即套管的受力方向垂直；②原始裂纹断口表面存在着腐蚀产物，成分为 S、Si、Ca 等元素；③原始裂纹断口呈现明显的多源台阶特征，裂纹扩展的弧形前沿线亦明显可见；④原始裂纹断口区微观形貌为沿晶断裂。

(5) 油管冲刷腐蚀

某井在 1996 年 6 月下入的 $\Phi 114.3 \text{ mm}$ ($4\frac{1}{2} \text{ in} \times 12.60 \text{ lb/ft}$) 新油管，在 2000 年 7 月起出检查时发现，大部分油管内壁靠近外螺纹接头端部的位置腐蚀损坏比较严重，且油管现场连接端外螺纹接头内壁比工厂连接端外螺纹接头内壁腐蚀严重。该井为电潜泵采油井，每天产出液为 20 000 桶 (bbls)，产出液在油管里的流速为 274 m/min (900 ft/min)。产出液组成为 80% 水 + 20% API 27.3% 原油。产出液温度为 66~99 °C (150~210 °F)，压力为 0.689 5 MPa (100 psi)。分析结果表明，油管内壁腐蚀属于冲刷腐蚀。冲刷腐蚀是流体，或者流体与腐蚀介质和固体颗粒(磨粒)共同作用的结果。金属冲刷腐蚀机理是流体及其夹带的硬质颗粒杂质连续不断地冲刷、锤击和沟犁金属表面，最终使表面局部区域的金属薄片断裂剥离。影响冲刷腐蚀的关键是磨粒的破碎能力和形状。金属冲刷腐蚀的严重程度及分布与管道本身的几何形状有关，在结构突变部位紊流严重，磨粒集中，冲刷腐蚀加剧。腐蚀介质的存在会导致金属表面腐蚀，一旦金属表面形成的腐蚀产物被流体及杂质冲刷剥离之后，露出的新金属表面更易腐蚀。如此循环，腐蚀速度加剧。

油管冲刷腐蚀的位置全集中在油管接头部位的内壁。该部位由于两外螺纹接头与接箍连接之后，接箍在两外螺纹接头之间留下了宽度为 25.4 mm (2J) 的凹槽，故该部位成了油管内壁结构突变处。由于产出液是沿油管内部从下而上地流动，其在结构突变处形成的冲刷腐蚀坑的严重程度也不同。同一接箍上端(现场端)连接的外螺纹接头内壁，其腐蚀程度明显比下端(工厂端)腐蚀程度严重。流体力学计算分析结果表明，油管内壁严重腐蚀的部位正好是紊流和剪切应力峰值出现的位置。该井产出液含有 80% 水 + 20% API 27.3% 原油，产出液流速达 274 m/min。多相流产出液以极高的速度流过油管，

必然会在油管结构突变部位产生严重的冲刷腐蚀。要防止或减轻油管内壁腐蚀,应采用内平接头的油管。

1999年5月4日,某油田井下作业公司试油队在某井试油时发现异常,怀疑管柱有漏失。起出油管发现距第180根外加厚油管的接箍6.75m处有一直径约1cm的孔洞,致使该施工工序失败造成返工。该井在试油作业过程中油管柱承受的内压在3~18MPa范围内。穿孔的油管从1月29日下井到5月4日起出发现孔洞,其间起、下油管18次,抽子在油管抽汲276次。抽吸前油管液面高度范围为600~1500m,抽子下入深度为800~1600m。宏观分析结果表明,油管是在外压作用下液体从外壁流向内壁冲刷而形成的孔洞(图16,17)。



图16 冲蚀孔洞从外壁开始的形貌

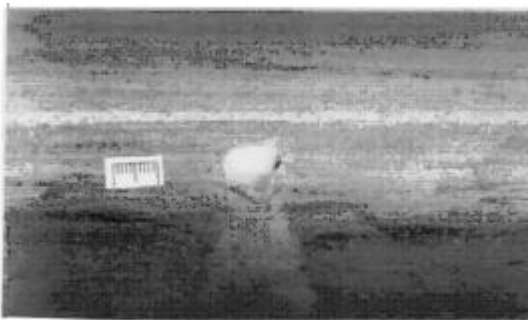


图17 从外壁向内壁冲刷而成的冲蚀孔洞管内壁表面形貌

在试油期间,油管与套管环空里充满了液体,在抽吸作业下轴子之前油管柱里液面高度变化范围为600~1500m,在抽吸过程中油管柱里的液面高度还会下降,也就是说油管与套管环空里的液柱压力始终高于油管的压力,在封隔器上段的油管柱承受的是负压,其最大值为封隔器位置液柱压力。按井深1781.88m、液体密度1.15g/cm³计算,封隔器位置液柱压力为20.5MPa。API Bull 5C2规定,该种油管抗挤强度为76.9MPa(11160psi),实际油管承受的最大外压只有API Bull 5C2规定值的26.7%。如果油管不存在原始缺陷,在20.5MPa外压作用下油管绝不会穿孔破坏。原始缺陷在使用中一旦扩展穿透油管壁厚,油、套管环空里的试油间隙液体会在外压作用下穿过缺陷部位,最终冲蚀缺陷,形成较大的孔洞。

3 结 语

油套管在建井期间发现的缺陷或发生失效不仅会造成巨大的经济损失,而且对建井工程(钻井、固井、完井、试压等)作业质量、作业周期及其管柱在开发期的预定功能的发挥会造成不可估量的影响。

油套管在建井期间发现的缺陷或发生的失效类型多样,其产生的原因是多方面的,大体可包括制造因素、作业因素、环境因素。其中制造缺陷漏检造成的重大失效事故占有相当大的比例。但对于操作失误、误用、不合理操作等造成的失效事故也应引起足够的重视。

本文所列举的油套管缺陷及其在建井期失效的案例大都来源于中国石油天然气总公司管材研究所失效分析报告或相关的调查资料,特此向有关人员深表谢意。

(续 完)

李平全撰稿

● 信 息

2007年上半年俄罗斯钢管冶金公司钢管发运量同比增长8%

2007年上半年俄罗斯钢管冶金公司的钢管发运量达到157.59万t,比上年同期增长了8%。其中:无缝钢管的发运量为104.73万t,比上年同期增长了8.1%;焊管的发运量为52.86万t,比上年同期增长了8%。

(攀钢集团成都钢铁有限责任公司 杜厚益)