

连续油管在酸性环境下的疲劳寿命研究进展

鲜 宁^{1,2} 张 平³ 荣 明² 邹先雄³ 鲜林云⁴

1. 中国石油集团管力学与环境重点实验室四川分室, 四川 成都 610041;
2. 中国石油工程建设有限公司西南分公司, 四川 成都 610041;
3. 中国石油川庆钻探工程公司, 四川 成都 610051;
4. 中国石油宝鸡石油钢管有限责任公司, 陕西 宝鸡 721008

摘 要:在连续油管井下作业过程中,连续油管反复起下,产生低周弯曲疲劳,弯曲过程为塑性变形,这与常规静态管柱和输送管道弹性变形的受力特征存在明显差异。当连续油管用于酸性环境时,连续油管的 H₂S 损伤和塑性变形相互作用,会进一步增加其失效风险。针对连续油管井下作业的特点,综述了连续油管在酸性环境下使用后产生的腐蚀疲劳失效机理、失效案例,介绍了酸性环境下连续油管腐蚀疲劳的试验方法及其试验原理,以及不同试验方法下的试验研究进展。结果显示,连续油管在酸性环境下应用,由于 H₂S 引起的损伤,氢原子渗透进入管体导致材料变脆,塑性降低,使得连续油管弯曲疲劳寿命显著下降。对比分析了酸性环境下连续油管试验方法的优缺点,结合不同试验方法的试验研究成果,提出了连续油管在酸性环境下使用的注意事项和防护措施建议,以期为连续油管在酸性环境下井下作业的安全应用提供技术参考。

关键词:连续油管;失效;腐蚀;疲劳;H₂S

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2019.01.011

Progress on Research in the Fatigue Life of the Coiled Tubing in Sour Service

Xian Ning^{1,2}, Zhang Ping³, Rong Ming², Zou Xianxiong³, Xian Linyun⁴

1. Sichuan Research Division of CNPC Key Lab for Mechanical and Environment Behavior of Tubular Goods, Chengdu, Sichuan, 610041, China;
2. China Petroleum Engineering & Construction Corp. Southwest Company, Chengdu, Sichuan, 610041, China;
3. CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Chengdu, Sichuan, 610051, China;
4. CNPC Baoji Petroleum Steel Pipe Co., Ltd, Baoji, Shaanxi, 721008, China

Abstract: During coiled tubing (CT) well servicing operations performed in a well bore, the tubing string is subjected to low bend cycle fatigue for rising and descending, and the bending process is a plastic deformation, which is quite different from the elastic deformation of the static tubing string and pipeline.

收稿日期:2018-07-26

基金项目:国家 863 重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2016 ZX 05023006-005)

作者简介:鲜 宁(1980-),男,重庆人,高级工程师,硕士,从事材料的腐蚀与防护技术研究。

When CT is applied in sour service, it is subjected to higher risks of failure for interacting H₂S damage and plastic deformation. The corrosion fatigue mechanisms and the failure cases of CT used in the sour well were reviewed in this paper, and corrosion fatigue test methods of CT and their advantages and disadvantages were introduced, and research progress by those methods were reviewed too. The test results show that the fatigue life of CT exposed to sour environment was decreased observably because the plastic properties of the tubing string was degraded for permeating hydrogen atom due to damages caused by H₂S. To reduce the failure of CT and to increase the safety of CT well servicing operation, some notes and precautionary measures were proposed when CT was applied in sour service.

Keywords: Coiled tubing; Failure; Corrosion; Fatigue; H₂S

0 前言

连续油管作业技术始于20世纪末期,如今该技术已经广泛应用于钻井、完井、修井、测井、增产、气举排液、井下工具打捞等领域^[1-3]。连续油管每经历一次起下井作业,连续油管在导向拱和卷轴上都会承受6次弯一直和直一弯的塑性弯曲变形,因此,连续油管在起下井过程中遭遇了低周疲劳。随着连续油管技术的不断发展,连续油管已经逐渐在酸性气田得到应用,当连续油管在酸性井作业时,在含H₂S的井下腐蚀介质的作用下,连续油管存在氢脆(HE)、氢致开裂(HIC)、硫化物应力开裂(SSC)的风险,连续油管的塑性将会降低,导致连续油管在酸性环境下的疲劳寿命较非酸性作业环境更短^[4-12]。

2009年,宝鸡管厂研发的国产连续油管成功下井应用^[13],连续油管技术在国内油气田具有更广阔的应用前景。国内酸性气田的分布较广,特别是川渝地区,大部分天然气井都含有H₂S,属于酸性环境。为了确保连续油管在酸性环境下的安全应用,熟悉连续油管在酸性工况下的弯曲疲劳性能变化趋势十分重要。因此,本文拟通过对国外连续油管在酸性环境使用时出现的腐蚀问题及其防护措施进行综述介绍,为连续油管在酸性气田井下安全作业应用提供帮助和参考。

1 H₂S对碳钢连续油管的影响

在甜气环境下(非酸性环境),连续油管主要的腐蚀机理是电化学腐蚀,其腐蚀宏观形貌体现为点腐蚀和均匀腐蚀,点腐蚀坑和壁厚减薄会降低连续油管的低周疲劳寿命。

当连续油管在酸性环境中应用时,连续油管会遭受H₂S引起的损伤机理,诸如氢脆(HE)、氢致开裂(HIC)、硫化物应力开裂(SSC)等,其中HIC和SSC损伤是一种永久性的损伤。在酸性环境下,H₂S与油管材料发生化学反应,产生氢原子,硫化氢能“毒化”金属表面,促进氢原子渗透进入管体,从而损害油管材料性能,使连续油管脆化(塑性降低)。根据笔者前期的研究成果^[11],连

续油管试样在含H₂S环境下浸泡后,拉伸性能和弯曲性能都会下降,且H₂S损伤不会因试样离开H₂S环境而消除,即连续油管的H₂S损伤存在累加效应。

连续油管在起下井过程中,会绕导向拱和卷轴发生反复的弯一直变化,其变形超过了弹性范围,存在明显的塑性变形。当连续油管在含H₂S井下进行作业时,H₂S导致的损伤将会和起下井过程中的塑性弯曲疲劳相互影响,SSC和HIC引起的损伤均会导致材料的塑性下降,使得每次弯曲变形引起的残余塑性变形逐渐增大,弯曲疲劳寿命明显降低;同时,周期性的塑性变形又可能进一步促进SSC的发生。

随着连续油管在H₂S环境下的推广应用,国内外的实践经验显示:连续油管在H₂S环境下作业时的起下井次数小于非酸性环境的作业次数,时有连续油管提前报废的案例。下面列举3个H₂S环境下连续油管失效的典型案列。

案例1: 1.5"80钢级的渐变连续油管,在酸化作业中斜焊缝处发生了脆性断裂,该连续油管共进行5次井下作业,全部为酸性井,只使用了大约12.5%的疲劳寿命就失效,对其进行失效分析发现焊接区域晶粒粗大,导致开裂韧性较低。

案例2: 1.5"的90钢级连续油管,在一次氮气气举作业的回取过程中失效,在进行本次气举作业之前,还进行了10次作业,其中8次是酸化作业,有5次作业是在含H₂S井下进行的。在最后一次气举作业时,该井并不含H₂S,但是,倒数第二次作业是在含H₂S井下的酸化作业,在进行这次作业前并不知道该井含H₂S,因此未加注SSC缓蚀剂进行保护。该井的H₂S分压为0.04 MPa,该井的井流物的pH值未知。通过实验室内的失效分析得知,该连续油管的失效主要是SSC导致的。

案例3: Φ31.8 mm×3.18 mm国产连续油管在含H₂S井进行2次氮气气举作业后发生断裂,两次作业均未向井内加注缓蚀剂进行保护。对其进行失效分析认为断裂的主要原因是发生了应力腐蚀开裂。

实践经验表明:连续油管在酸性环境下应用时,由于 H_2S 影响,存在一种特有的失效形式—— H_2S 致脆性开裂。 H_2S 导致的损伤是一个严重的安全隐患,一是在井下作业过程中发生脆性开裂,甚至使连续油管掉入井内,造成经济损失;二是地面开裂导致 H_2S 泄漏,危及地面工作人员的人身安全。

2 酸性环境下连续油管的疲劳试验方法

在酸性环境下碳钢和低合金钢可能会遭受 H_2S 导致的损伤,如 HIC、SSC 等;此外,连续油管还会产生低周弯曲疲劳,当连续油管用于酸性环境下时, H_2S 损伤和疲劳交叉作用会导致较为复杂的腐蚀疲劳。HIC 和 SSC 试验可依据标准开展,目前国内外已经采用的试验方法包括双悬臂梁法(DCB)、慢应变拉伸法(SSRT)、应力环法(NACE Proof-Ring)、弯梁法(BB)。然而,对于连续油管在酸性环境下作业的腐蚀疲劳,由于没有可参照的试验标准,其试验为非标试验,至今还没有一个公认的方法,评价方法需要多方协调确定。国内还没有相关的研究,国外已经建立了试验方法并开展了试验研究^[7-9,11,13-22],国外针对连续油管在酸性环境下开展的疲劳试验主要分为低周腐蚀疲劳试验方法(LCCF)和弯曲腐蚀疲劳方法。

2.1 低周腐蚀疲劳试验方法(LCCF)

试验管段外壁接触酸性试验溶液,通过可往返加载的液压设备提供轴向载荷,将整管拉伸至试验要求的塑性变形量,然后卸载,而后不停地拉伸和卸载,从而实现腐蚀疲劳。

该方法要求试验浸泡装置和疲劳试验加载装置组合成一套完整的试验装置,试验设备的要求很高,该试验方法可以直接获得腐蚀工况下疲劳寿命,但是该试验疲劳并非弯曲疲劳模式。

2.2 弯曲腐蚀疲劳方法

该试验方法由腐蚀浸泡试验和弯曲疲劳试验两部分组成,先将试验管段浸泡在含 H_2S 的试验容器中开展非标 HIC 或者 SSC 试验,然后取出试验管段在整管弯曲疲劳试验机上完成弯曲疲劳试验。

该方法需要的试验浸泡装置、疲劳试验加载装置可以是两套单独的试验装置,试验设备要求比低周腐蚀疲劳试验方法低,能获得在酸性环境下浸泡某一时间后疲劳寿命的下降情况,但是,该方法不能体现 H_2S 损伤和塑性变形多次交叉作用的综合后果。

3 酸性环境下疲劳研究进展与存在的问题

将连续油管向酸性环境推广应用的过程中,逐渐发现 H_2S 引起的损伤导致连续油管经常过早失效,甚至发

生了连续油管断裂在井筒中的情况。鉴于酸性环境下腐蚀是一个急需解决的问题,埃克森美孚发展公司(ExxonMobil Development Company)、加拿大壳牌公司(Shell Canada)和 BJ 服务公司(BJ Services)联合成立了一个 JIP 项目组针对连续油管在酸性环境下进行试验研究^[14-20],拟根据研究成果来修订加拿大连续油管在酸性环境下作业的工业推荐做法。

Luft B H 等人对 70 钢级、80 钢级的低合金钢连续油管在酸性环境下低周腐蚀疲劳开展了试验研究,试验溶液采用 NACE 标准 A 溶液,pH 值调节至 3.5 和 5 两档。试验结果显示:对于 70 钢级连续油管,在 pH 值为 3.5 时,没有 H_2S 情况下的疲劳寿命为空气环境下的疲劳寿命的 74.2%,以上试验溶液加入 H_2S 至饱和,疲劳寿命只有空气环境下疲劳寿命的 14.9%,如果将 pH 值提高到 5 再加入 H_2S 至饱和,则疲劳寿命只有空气环境下疲劳寿命的 19.2%。对于 80 钢级连续油管,在 pH 值为 3.5 时,没有 H_2S 情况下疲劳寿命为空气环境下疲劳寿命的 68.4%,以上试验溶液加入 H_2S 至饱和后,疲劳寿命只有空气环境下疲劳寿命的 17.8%,如果再加入缓蚀剂,则疲劳寿命提高到空气环境下疲劳寿命的 71.3%。低周腐蚀疲劳试验结果显示:有 H_2S 存在时,没有缓蚀剂保护情况下疲劳寿命显著下降,有缓蚀剂保护时疲劳寿命增加,这与 SSC 试验结果一致;但低周腐蚀疲劳试验也有一个与 SSC 试验不一致的地方,那就是 SSC 试验结果通常是钢级越高,SSC 越敏感,而 70 钢级和 80 钢级在 H_2S 环境下的低周腐蚀疲劳试验结果相当。

Szklarz K E 和 Tomas Padron 等人对 90 钢级、100 钢级和 110 钢级的低合金钢连续油管在酸性环境下弯曲腐蚀疲劳试验开展了试验研究,试验溶液采用 NACE 标准 A 溶液,常压通入 H_2S 至饱和,pH 值和浸泡时间与 NACE 0284 标准规定的 HIC 试验相同,内压 3 000 psi(约 21 MPa)。试验结果显示:90 钢级连续油管在酸性试验条件下的弯曲腐蚀疲劳平均寿命大约为空气环境下疲劳寿命的 59.4%,100 钢级连续油管则为 64.8%,110 钢级连续油管的 52.3%;部分试验管段腐蚀试验后发现 HIC 发生,当连续油管发生 HIC 时,弯曲腐蚀疲劳寿命明显下降,大部分疲劳寿命介于空气环境下疲劳寿命的 10%~20% 之间,个别案例低于 10%,这取决于 HIC 的萌生和发展情况。为了进一步研究浸泡时间和试验温度对是否发生 HIC 的影响,Tomas Padron 等人开展了浸泡 1 d 和提高试验温度至 65℃ 下进行试验,试验结果显示:90 钢级连续油管和 100 钢级连续油管均可能在 1 d 内就发生 HIC,发生 HIC 的最短时间为 11 h,在相同试验条件下浸泡 1 d 和浸泡 4 d 相比,浸泡 1 d 的影响相对更小;此外,将温度升高到 65℃,90 钢级和 100 钢级的试验

管段出现了 HIC。当试验溶液中加入缓蚀剂,能大幅减少试验管段 HIC 发生,但不是所有的缓蚀剂都有效。Szkларz K E 等人此后还对比了内外壁接触酸性介质与仅外壁接触酸性介质的差别、外壁存在机械损伤对弯曲腐蚀疲劳的影响以及缓蚀剂对酸性环境下的弯曲腐蚀疲劳的效果,并开展了研究,结果显示:连续油管内外壁均接触酸性介质与仅有外壁接触酸性介质相比,前者弯曲腐蚀疲劳寿命下降更显著;当连续油管外壁存在机械损伤对弯曲腐蚀疲劳寿命的影响与连续油管出现 HIC 类似,均会导致弯曲腐蚀疲劳寿命显著下降;加入缓蚀剂,未能明显提高连续油管的弯曲腐蚀疲劳寿命。Szkларz K E 和 Tomas Padron 等人对 80 钢级连续油管对接焊接头的弯曲腐蚀疲劳研究结果显示,对接焊接头在 H₂S 环境腐蚀后,弯曲腐蚀疲劳寿命显著降低,最低至非酸性环境下疲劳寿命的 10.8 %。

对比低周腐蚀疲劳和弯曲腐蚀疲劳试验的结果,发现两种试验方法的结果存在一定差异,弯曲腐蚀疲劳的试验值相对更高,低周腐蚀疲劳试验的结果更保守。当试验溶液中加入防止开裂的缓蚀剂时,其试验结果也存在差异,弯曲腐蚀疲劳试验下缓蚀剂的效果明显不如低周腐蚀疲劳试验效果。尽管两种试验方法得到的试验结果存在显著差异,但通过这些试验,仍可以说明一个问题,那就是 H₂S 损伤对连续油管的弯曲疲劳影响显著。

4 认识与建议

根据国内外连续油管在酸性环境下的使用经验和试验研究,对于酸性环境下连续油管的安全使用得到以下认识:

1) 连续油管在酸性环境下使用时,由于 H₂S 引起的损伤,连续油管弯曲疲劳寿命显著下降。

2) 当连续油管发生 HIC 和存在外部机械损伤时,连续油管的弯曲疲劳寿命显著下降,横向机械损伤的影响比纵向损伤更显著。

3) 连续油管对接接头在酸性环境下仅有很低的疲劳寿命,应该避免在酸性环境中采用连续油管对接接头。

为了进一步确保连续油管在酸性环境下的安全应用,从连续油管自身特性、疲劳使用限制以及防护措施方面提出如下建议:

1) 连续油管方面,严格控制连续油管的化学成分,特别是有害元素 S 和 P;严格控制连续油管的机械性能,硬度不大于 22 HRC,焊缝应在焊后进行退火处理,冷成型的连续油钢管体应进行消应力处理。

2) 疲劳使用限制方面,根据连续油管的使用记录建立相应的使用档案,以便统计连续油管使用过程中的累

积疲劳。在没有 H₂S 缓蚀剂连续应用的情况下,连续油管在酸性环境下使用的累积疲劳不宜超过 15 % 的疲劳寿命;在有缓蚀剂连续应用的情况下,连续油管的累积疲劳不宜超过 40 % 的疲劳寿命。

3) 防护措施方面,添加 H₂S 缓蚀剂和除硫剂,这些化学试剂现场推广应用前需在实验室内进行评估;采用合适的无损检测方法检测机械损伤、点蚀、椭圆度、壁厚损失和开裂。如果能检测到局部穿透的裂纹和局部壁厚损失,对后期的工作很有价值。

连续油管在井下作业时的作业方式和工作环境复杂多变,尽管开展了大量的试验研究,并且积累了一定的应用经验,仍需要进一步总结完善,不断优化。

参考文献:

- [1] Hampson R, Moir C G, Freaney T. Working with Coiled Tubing in H₂S and CO₂ Wells: A Global Perspective [C]//Paper SPE - 121294 - MS was Presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition, 31 March-1 April, 2009, The Woodlands, Texas, USA. New York: SPE, 2009.
- [2] Crabtree A R, Gavin W. Coiled Tubing in Sour Environments-Theory and Practice [C]//Paper SPE 89614 was Presented at the 2004 SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition, 23 - 24 March, 2004, Houston, Texas, USA. New York: SPE, 2004.
- [3] 鲜宁,姜放,荣明,等.连续油管在酸性环境下的腐蚀与防护及其研究进展[J].天然气工业,2011,31(4):113 - 116.
Xian Ning, Jiang Fang, Rong Ming, et al. Research Progress in Corrosion Issues and Prevention Countermeasures of the Coiled Tubing for Downhole Sour Services [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31 (4): 113 - 116.
- [4] Crabtree A R. CT-Failure Monitoring: A Decade of Experience [C]//Paper SPE - 113676 - MS was Presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, 1 - 2 April, 2008, The Woodlands, Texas, USA. New York: SPE, 2008.
- [5] Nasr-EI-Din H A, Aramco S, Metcalf A S. Workovers in Sour Environments: How do We Avoid Coiled Tubing Failures? [C]//Paper SPE 87622 was Presented at the 2004 1st International Symposium Oilfield Corrosion, 28 May, 2004, Aberdeen, England. New York: SPE, 2004.
- [6] Smuga-Otto I, Nowinka J, Wilde G, et al. Coiled Tubing Performance Evaluation for Sour Service Under Variable Loading Conditions [C]//Paper 01080 was Presented at the NACE Annual Corrosion Meeting, 12 - 16 March, 2001, Houston, Texas, USA. Houston: NACE, 2001.

- [7] Larsen H A, Reichert B A. Coiled Tubing Abrasion—An Experimental Study of Field Failures [C]//Paper SPE - 81724 - MS was Presented at the SPE /ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition, 8 - 9 April, 2003, Houston, Texas, USA. New York: SPE, 2003.
- [8] Stanley R K. An Analysis of Failure in Coiled Tubing [C]//Paper IADC /SPE Paper 39352 was Presented at the IADC /SPE Drilling Conference, 3 - 6 March, 1998, Dallas, Texas, USA. Houston: IADC, 1998.
- [9] Adrichen W P V, Larsen H A. Coiled-Tubing Failure Statistics Used to Develop CT Performance Indicators [J]. SPE Drilling & Completion, 2002, 17 (3): 159 - 163.
- [10] 李鸿斌, 毕宗岳, 余 晗, 等. Φ 31.8 mm 连续油管断裂失效分析[J]. 焊管, 2016, 39(5): 31 - 36.
Li Hongbin, Bi Zongyue, Yu Han, et al. Fracture Failure Analysis of Φ 31.8 mm Coiled Tubing [J]. Welded Pipe and Tube, 2016, 39 (5): 31 - 36.
- [11] 鲜 宁, 姜 放, 施岱艳, 等. H_2S 环境下碳钢连续油管的 SSC 行为研究[J]. 腐蚀与防护, 2012, 33(增刊 2): 142 - 145.
Xian Ning, Jiang Fang, Shi Daiyan, et al. Sulfide Stress Corrosion Behavior of Carbon Steel Coiled Tubing Under H_2S Environment [J]. Corrosion & Protection, 2012, 33 (Suppl 2): 142 - 145.
- [12] Hampson R, Moir C G, Freeney T. Working with Coiled Tubing in H_2S and CO_2 Wells: A Global Perspective [C]//Paper SPE - 121294 - MS was Presented at the SPE /ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition, 31 March-1 April, 2009, The Woodlands, Texas, USA. New York: SPE, 2009.
- [13] 介升旗. 宝鸡钢管首根连续油管顺利下线[J]. 焊管, 2009, 32(7): 29.
Jie Shengqi. First Coiled Tubing Rolled Off Line from Baoji Petroleum Steel Pipe CO., [J]. Welded Pipe and Tube, 2009, 32 (7): 29.
- [14] Luft H B. The Low Cycle Fatigue and Plastic Strain Response of Coiled Tubing in a Sour Environment with and Without Corrosion Inhibitor Protection [C]//Paper SPE - 81723 - MS was Presented at the SPE /ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition, 8 - 9 April, 2003, Houston, Texas, USA. New York: SPE, 2003.
- [15] Padron T. Effect of External Mechanical Damage on the Fatigue Life of Coiled Tubing Exposed to Sour Environments [C]//Paper SPE - 113149 - MS was Presented at the SPE /ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, 1 - 2 April, 2008, The Woodlands, Texas, USA. New York: SPE, 2008.
- [16] Padron T, Dataham G. Effect of External Mechanical Damage on the Fatigue Life of Coiled Tubing Exposed to Sour Environments: Criteria for CT100 Grade [C]//Paper SPE - 120827 - MS was Presented at the SPE /ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition, 31 March-1 April, 2009, The Woodlands, Texas, USA. New York: SPE, 2009.
- [17] Padron T. Sour Serviceability of Higher-Strength Coiled Tubing Final Results [C]//Paper SPE - 130279 - MS was Presented at the SPE /ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, 23 - 24 March, 2010, The Woodlands, Texas, USA. New York: SPE, 2010.
- [18] Padron T, Luft B H, Kee E, et al. Fatigue Life of Coiled Tubing With External Mechanical Damage [C]//Paper SPE - 107113 - MS was Presented at the SPE /ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, 20 - 21 March, 2007, The Woodlands, Texas, USA. New York: SPE, 2007.
- [19] Newman K R. Residual Curvature and Moments in CT due to Bending [C]//Paper SPE 173641 - MS was Presented at the SPE /ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition, 24 - 25 March, 2015, The Woodlands, Texas, USA. New York: SPE, 2015.
- [20] Reichert B, Nguyen T, Rolovic R, et al. Advancements in Fatigue Testing and Analysis [C]//Paper SPE - 179064 - MS was Presented at the SPE /ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, 22 - 23 March, 2016, Houston, Texas, USA. New York: SPE, 2016.
- [21] Szklarz K E, Quigley S, Luft B H, et al. Understanding Coiled Tubing Sour Service Performance Through Full-Size Testing [C] //Paper NACE - 07102 was Presented at the Corrosion 2007, 11 - 15 March, 2007, Nashville, Tennessee, USA. Houston: NACE, 2007.
- [22] Szklarz K E, Luft B H, Padron T, et al. Limits Of Use For Coiled Tubing In Sour Service [C] //Paper NACE - 09091 was Presented at the Corrosion 2009, 22 - 26 March, 2009, Atlanta, Georgia, USA. Houston: NACE, 2009.