

CO₂ 腐蚀对钻杆材料多冲疲劳性能的影响

林元华^a, 李冰^b, 潘杰^b

(西南石油大学 a.油气藏地质与开发国家重点实验室,
b.材料科学与工程学院, 成都 610500)

摘要: **目的** 探究 CO₂ 腐蚀对钻杆材料多冲疲劳性能的影响规律, 分析表面腐蚀产物对多冲性能是否有严重影响。**方法** 利用自主研发的多冲疲劳断裂试验机, 测试 V150 和 S135 钻杆材料在常温常压下饱和 CO₂ 溶液中浸泡腐蚀不同时间后的冲断累积能量, 利用失重法计算各试样的腐蚀速率, 并用扫描电子显微镜 (SEM) 观察腐蚀后的表面形貌及冲断后的断口形貌, 用 XRD 测试了腐蚀产物的主要成分。**结果** 两种材料在 CO₂ 腐蚀环境中的腐蚀速率均达到了 0.05 mm/a 以上, 属于中度腐蚀, 但 S135 材料的腐蚀速率略低于 V150。随着腐蚀时间的增加, 两种材料的冲断累积能量均不断下降, 但腐蚀速率稍低的 S135 材料的冲断累积能量下降率 (19.68%) 低于 V150 (22.54%)。CO₂ 腐蚀使钻杆材料表面产生了龟裂状形貌和结晶状腐蚀产物, 其主要成分为 Fe(HCO₃)₂。CO₂ 腐蚀并未对内部组织结构造成较大影响, 未造成钻杆材料的脆断。**结论** 在 CO₂ 腐蚀环境下的钻杆材料, 尽管腐蚀速率较高, 但 CO₂ 腐蚀对材料多冲疲劳性能的影响小于 H₂S 腐蚀, 腐蚀速率不是影响材料多冲性能的关键因素。

关键词: CO₂; 腐蚀; 钻杆材料; V150; S135; 多冲疲劳; 冲断累积能量

中图分类号: TG172.3 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-3660(2019)01-0249-07

DOI: 10.16490/j.cnki.issn.1001-3660.2019.01.032

Effect of CO₂ Corrosion on Repeated Impact Fatigue Properties of Drill Pipe Materials

LIN Yuan-hua^a, LI Bing^b, PAN Jie^b

(a.State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, b.School of Materials
Science and Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

ABSTRACT: The work aims to investigate the effect rules of CO₂ corrosion on the repeated impact fatigue properties of drill pipe materials and analyze whether surface corrosion products have serious impact on multiple impact properties. The cumulative impact energy of V150 and S135 after immersion in saturated CO₂ solution for different corrosion time at normal temperature and ordinary pressure was tested by the independently developed repeated impact fatigue testing machine. The corrosion rate of each sample was calculated by weight loss method. The surface morphology after corrosion and fracture morphology were observed by scanning electron microscope (SEM). The main components of corrosion products were tested by XRD. The corrosion rates of the two materials in the CO₂ corrosion environment reached more than 0.05 mm/a, which belonged to moderate corrosion, but the corrosion rate of S135 was slightly lower than that of V150. With the increase of corrosion time, the cumulative impact energy of the two materials decreased continuously, but the cumulative energy decline rate (19.68%) of S135

收稿日期: 2018-05-05; 修订日期: 2018-06-19

Received: 2018-05-05; Revised: 2018-06-19

作者简介: 林元华 (1971—), 男, 教授, 主要研究方向为油气建井工艺、油井管力学及腐蚀。邮箱: yhlin28@163.com

Biography: LIN Yuan-hua (1971—), Male, Professor, Research focus: well construction technology of oil and gas wells and the mechanics and corrosion of oil well tube. E-mail: yhlin28@163.com

with lower corrosion rate was lower than that (22.54%) of V150. The CO_2 corrosion caused the crack morphology and crystal-line corrosion products on the surface of the drill pipe materials which mainly consisted of $\text{Fe}(\text{HCO}_3)_2$. The CO_2 corrosion did not affect the internal structure obviously or cause the brittle fracture of the drill pipe materials. The corrosion rate of drill pipe materials under corrosion environment is higher, but the effect of CO_2 corrosion on the repeated impact fatigue properties is smaller than H_2S . Therefore, the corrosion rate is not the key factor affecting the repeated impact fatigue properties of drill pipe materials.

KEY WORDS: CO_2 ; corrosion; drill pipe materials; V150; S135; repeated impact fatigue; cumulative impact energy

钻井环节是石油钻采过程中的重要步骤,而符合标准的石油钻杆常在远低于屈服极限的情况下发生断裂。一些学者认为,钻杆在钻井过程中与井壁不断碰撞而承受一个周期性冲击载荷^[1],这种载荷使钻杆表面易出现局部损伤,由此产生的微裂纹不断发展,导致钻杆失效。学者们将这种载荷称为多次冲击载荷,将材料抵抗这种载荷的能力称为多冲抗力。多冲抗力既不同于冲击韧度,也不同于疲劳强度,它能够较为真实地反映材料在实际工况中承受冲击载荷的能力^[2-3]。

目前,学者们对金属材料多冲性能的研究较为成熟^[4-6],一些学者也在石油钻具方面展开了多冲性能测试。研究表明,应力水平和材料本身对多冲寿命有一定的影响^[7-9],但将钻具的多冲疲劳性能与腐蚀介质相结合的研究还相对较少。Y H Lin^[10]等学者研究了不同强度的钻杆材料在不同单次冲击能量下的多冲疲劳性能,随单次能量的增加,多冲破断次数呈指数下降,由此说明转速对钻杆的多冲疲劳寿命影响显著。王文龙等学者^[11]统计分析了钻具材料的失效规律,认为管体发生刺漏的主要影响因素是腐蚀介质和冲击疲劳,两者共同作用使微裂纹不断扩展,最终导致钻杆穿孔失效。王新虎等学者^[12]对四个厂家生产的 S135 钻杆材料进行了 3.5%NaCl 水溶液中的腐蚀疲劳试验,研究表明,成分和强度均符合 API 5D 标准的四种材料,腐蚀寿命却大有不同,影响寿命的主要因素在于四种材料的显微组织。林元华等学者^[13]研究了钻杆材料在硫化氢环境下的多冲疲劳性能,结果表明,硫化氢能够明显降低钻杆材料的多冲抗力,并且钢级越高,多冲抗力下降越快。

在实际的油井作业工况时, CO_2 常作为天然气或石油伴生气组分存在于油气中,并且二氧化碳驱替技术也将 CO_2 带入原油集输系统,因此油气工业中大量存在 CO_2 。 CO_2 对钻具材料的腐蚀特别严重^[14-15],常常使材料具有较高的腐蚀速率和造成严重的局部腐蚀^[16]。在相同 pH 值条件下, CO_2 水溶液的腐蚀性比盐酸还强,由 CO_2 腐蚀引起的事故在油田开采中时有发生。有文献报道^[17],在四川某只含 CO_2 、不含 H_2S 的气井中,由于 CO_2 的分压较高,材料的腐蚀速率达到了 3 mm/a,导致管柱材料失效,带来巨大经济损失。郑洋等学者^[18]研究了 CO_2 腐蚀对钻杆材料疲劳寿命的影响,研究表明, CO_2 腐蚀会造成材料疲劳强度的降低,并且腐蚀时间越长,疲劳强度降低得越多。因此, CO_2 腐蚀对材料的性能影响巨大,但钻具材料在 CO_2 腐蚀环境中的多冲性能尚不清楚,所以找到钻杆的多冲疲劳性能在 CO_2 腐蚀环境下的变化规律,对石油钻井工程具有重大指导意义。本文将在常温常压下对 S135 和 V150 进行饱和 CO_2 的浸泡腐蚀实验,探究不同腐蚀时间下的多冲抗力变化规律。

1 试验

1.1 试样准备

实验采用纵向截取的 S135 和 V150 钻杆管体材料,其主要化学成分见表 1。将材料加工成若干个尺寸为 50 mm×10 mm×2.5 mm 的等同试样,试样上有一个 45°预制缺口和一个 120°紧固螺栓固定缺口,缺口根部圆角半径为 0.25 mm,如图 1 所示。

表 1 两种钻杆材料的化学成分
Tab.1 Main chemical composition of two drill pipe materials

Drillpipe	Fe	C	Cr	Ni	Mo	Mn	Si	Al	Cu	P	S
V150	96.41	0.30	1.22	0.75	0.66	0.49	0.23	0.06	0.12	0.01	0.001
S135	96.33	0.30	1.31	0.02	0.70	0.78	0.30	0.03	0.01	0.01	0.01
API Spec 5D	—	—	—	—	—	—	—	—	—	≤0.03	≤0.03

将各试样除油并清洗干净,用砂纸打磨试样表面至光洁。准备若干容量为 1 L 的广口瓶,分别标号,

洗净干燥后加入去离子水,使用带有长橡胶进气管和短出气孔的活塞将瓶口塞紧。利用高纯氮通入广口瓶

中进行除氧, 通气时间为 2 h。将洗净干燥后的试样分为若干组, 每组设置 3 个平行试样 (便于对结果求取平均值以减小误差), 快速放入已除氧的容量瓶中, 塞紧橡皮塞, 并用硅胶将瓶口的所有缝隙封死, 以防止空气进入。整个实验的二氧化碳通气装置如图 2 所示。

将 S135 与 V150 试样分别在饱和 CO₂ 溶液中浸泡 24、72、120、168 h, 浸泡后将试样取出, 发现试样表面已被明显腐蚀, 腐蚀情况如图 3 所示。试样取出后, 先放入丙酮+盐酸清洗液中, 然后浸入超声波清洗机的水中进行清洗, 将表面的腐蚀产物膜清洗干净, 干燥后则可用于常温常压低载多冲实验。

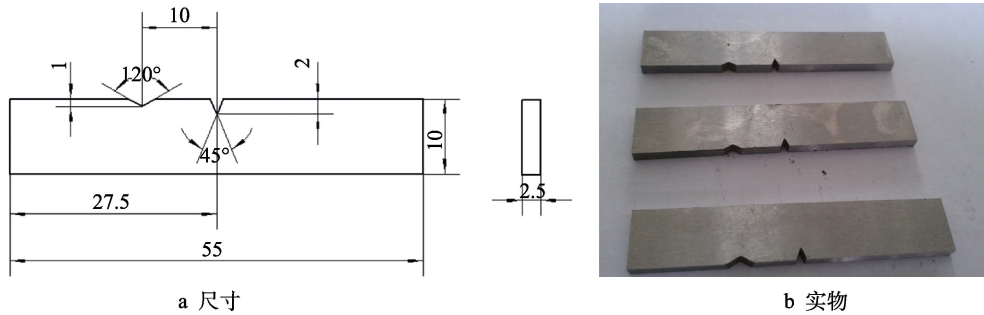
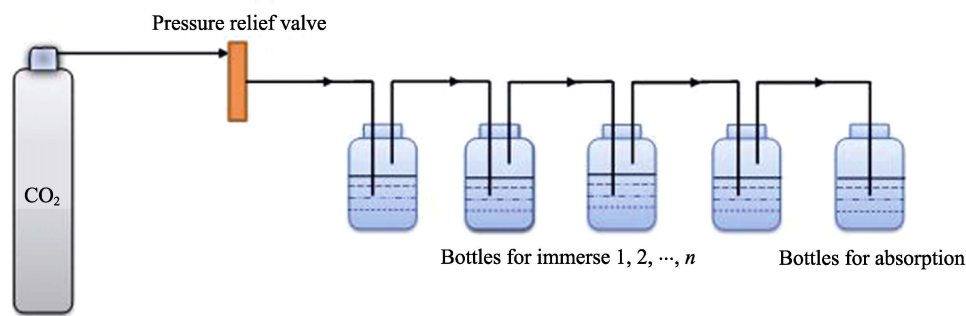


图 1 多冲试样

Fig.1 Repeated impact sample: a) size; b) physical object

图 2 CO₂ 腐蚀通气实验装置Fig.2 Experimental device of CO₂ gas entry图 3 饱和 CO₂ 溶液浸泡腐蚀后的试样Fig.3 Samples after immersion and corrosion in saturated CO₂ solution

1.2 测试仪器与方法

多冲实验采用自主研发的金属材料低载多冲疲劳断裂试验机^[10], 如图 4 所示。其中, 砧板 8 使用 CrWMn 钢制造并淬火。电动机 1 固定在底座 2 上, 大皮带轮 9 和旋转圆盘 5 固定在轴 11 上, 轴 11 安装

在轴承座 10 上, 轴承座 10 固定在底座 2 上, 两个对称的试样夹 7 通过销轴 6 固定在旋转圆盘 5 上, 橡胶块 12 位于旋转圆盘 5 和试样夹 7 的缝隙间, 临近旋转圆盘 5 的外缘面部位固定砧板 8。测试方法主要包括: 首先用紧固螺栓将试样安装在试样夹中, 然后设定转盘转速, 启动电动机与计数器, 当试样断裂后, 关闭电动机与计数器, 记录计数器读数。当转盘旋转一圈时, 每次冲击的能量 E 由动能公式计算:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1)$$

式中: m 为试样和试样座的总质量, g; v 为旋转圆盘外围边缘的瞬时线速度, m/s。

由于装置中的转速 ω 的单位为 r/min, 则:

$$v = 2\pi r \left(\frac{\omega}{60} \right) \quad (2)$$

将式 (2) 带入式 (1) 化简得单次冲击能的计算公式:

$$E = \frac{\pi^2 m \omega^2 r^2}{1800} \quad (3)$$

记录下试样的冲断次数 N , 它与单次冲击能的乘

机即为表征多冲抗力的冲断累积能量 A :

$$A = NE \quad (4)$$

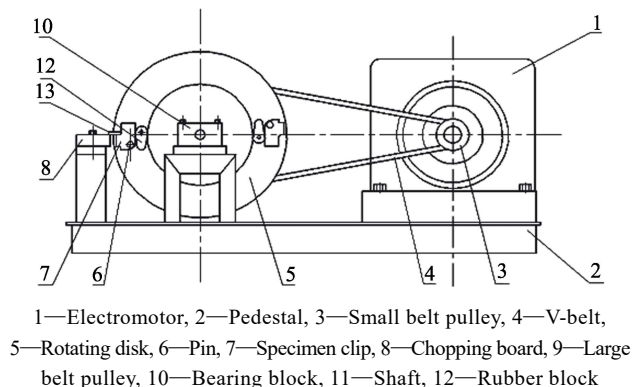


图 4 低载多冲疲劳断裂试验机

Fig.4 Schematic diagram of low-load repeated impact fatigue fracture testing machine

实验装置中的转盘半径 r 为 0.15 m, 试样与试样座总质量为 0.8 kg, 实验所采用的转速为 150 r/min。根据式 (3) 可得此转速下的单次冲击能为 2.21 J。

2 结果及分析

2.1 腐蚀速率

经过腐蚀失重法计算, 得到高强度 V150 钻杆材料和 S135 钻杆材料的腐蚀速率均值, 见表 2。根据 NACE 标准^[19](0.025~0.125 mm/a 为中度腐蚀)可知, 两种材料在常温常压下的饱和 CO_2 溶液中的腐蚀程度为中度腐蚀。从表中数据可以看出, 随着浸泡腐蚀的时间增加, 两种材料的腐蚀速率缓慢降低。总体而言, V150 材料的腐蚀速率略高于 S135 材料。两种材料的腐蚀速率缓慢降低的原因可能是, 材料表面在二氧化碳腐蚀环境中形成了具有一定保护作用的腐蚀产物膜, 从而减轻了腐蚀。

表 2 V150 和 S135 在常温常压饱和和二氧化碳溶液中浸泡的腐蚀速率

Tab.2 Corrosion rate of V150 and S135 immersed in saturated CO_2 solution at room temperature and atmospheric pressure

Material	Immersion time/h	Average corrosion rate/(mm·a ⁻¹)
V150	24	0.0594
	72	0.0558
	120	0.0535
	168	0.0526
S135	24	0.0563
	72	0.0529
	120	0.0504
	168	0.0487

2.2 冲断累积能量变化

将不同浸泡腐蚀时间下的材料分别进行多冲实验, 由于每组浸泡时间下设置了 3 个平行试样, 因此得到了 V150 和 S135 两种材料的平均冲断累积能量, 见表 3。随着浸泡腐蚀时间的延长, 两种材料的冲断累积能量不断下降。根据表中数据可以求得, 在浸泡 168 h 后, V150 材料的冲断累积能量下降了 22.54%, S135 材料下降了 19.68%。同条件下, S135 材料的冲断累积能量下降的幅度低于 V150 材料, 由此说明 S135 材料在 CO_2 腐蚀后的多冲断裂敏感性比 V150 材料低。结合表 2 中的腐蚀速率数据可以发现, 腐蚀速率较高的 V150 材料的多冲断裂敏感性也较高, 由此说明腐蚀速率可在一定程度上影响材料的多冲断裂性能。从图 5 中可以看出, 尽管被 CO_2 腐蚀后的 V150 材料对多冲断裂敏感性较高, 但它的冲断累积能量仍然远远高于 S135 材料。

表 3 不同浸泡时间下 V150 和 S135 钻杆材料多冲实验结果
Tab.3 Cumulative impact energy data of V150 and S135 for different immersion time

Material	Immersion time/h	Number of thrust	Average thrust accumulated energy/J
V150	0	510	1127.10
	24	498	1100.58
	72	448	990.08
	120	422	932.62
	168	395	872.95
S135	0	310	685.10
	24	302	667.42
	72	279	616.59
	120	266	587.86
	168	249	550.29

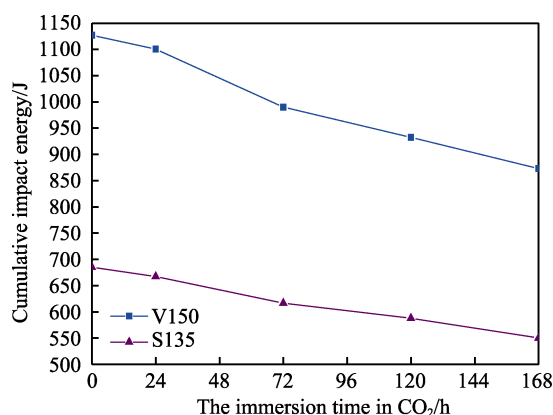


图 5 S135 和 V150 在饱和 CO_2 溶液中腐蚀后的冲断累积能量对比

Fig.5 Cumulative impact energy comparison of V150 and S135 after saturated CO_2 corrosion

根据文献[13]可知, S135 材料随着 H_2S 浸泡腐蚀时间的增加, 冲断累积能量不断下降, 这一点与本文

的 CO₂ 腐蚀后冲断累积能量的变化规律一致。同时文献[13]研究表明,当 S135 材料在 H₂S 中浸泡腐蚀 144 h 后,冲断累积能量下降了 53.1%。由于文献中并未提及材料被 H₂S 腐蚀 168 h 后的冲断累积能量下降比,因此可以根据实验结论推测:当试样被 H₂S 腐蚀 168 h 后,其冲断累积能量会下降得更多,大于 53.1%。而根据本文的实验结果, S135 在 CO₂ 中浸泡腐蚀 168 h 后,冲断累积能量仅下降了 19.02%,远远小于同等腐蚀时间下 H₂S 腐蚀环境中的下降比。由此可以说明,尽管二氧化碳环境对钻杆材料的腐蚀比较严重,但是这种环境对材料多冲性能的影响并没有硫化氢环境的影响大,因此影响钻杆材料多冲抗力性能的关键因素是腐蚀介质,而非腐蚀速率。

2.3 SEM 形貌观察与成分分析

图 6 为浸泡腐蚀 120 h 后还未进行多冲实验的 V150 试样腐蚀表面的微观形貌。从图 6a 中可以明显观察到 CO₂ 对金属材料表面造成了台面状局部腐蚀,从图 6b 还可以观察到龟裂形貌和结晶状的腐蚀产物,这种龟裂在多冲过程中会造成应力集中,这可能是腐蚀后 V150 钻杆材料多冲疲劳性能下降的重要原因之一。结晶状的腐蚀产物堆积在材料表面形成一层保护膜,从一定程度上减轻了腐蚀,因此测得的腐蚀速率随着浸泡时间的延长略有降低。

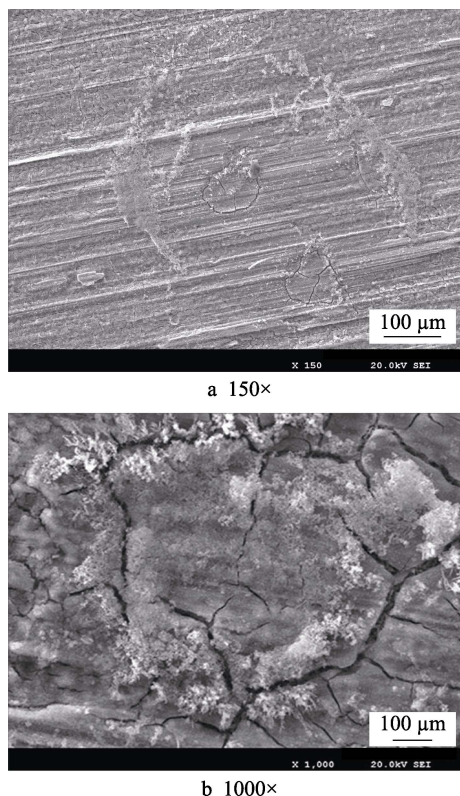


图 6 CO₂ 溶液浸泡腐蚀后 V150 钻杆材料表面腐蚀微观形貌
Fig.6 Surface corrosion morphology of V150 drill pipe after immersion in CO₂ corrosion

图 7 为断口截面的微观形貌。从图 7a 中可以看

到,预制缺口处有大量的腐蚀产物,并且可以看到具有明显次生裂纹的起裂区域。此区域主要是由于多次冲击对试样产生了累积损伤,腐蚀与损伤交互作用,使得材料在低应力水平下起裂而产生。在整个多冲断口表面,均表现为如图 7b 所示的具有韧窝状的韧性断裂形貌,尽管 CO₂ 环境腐蚀对钻杆材料的腐蚀很严重,但是并未对钻杆材料的内部组织结构造成较大影响,没有明显造成整个材料脆断。这也可以合理解释二氧化碳腐蚀环境对钻杆材料多冲疲劳性能的影响较小这一实验结论。根据多冲试样在硫化氢环境中浸泡后的断口形貌观察结果,发现断口呈现准解理的形貌特征^[13]。这种形貌特征在宏观上属于脆性断裂,造成这种情况的主要原因是氢原子渗入到金属材料的晶格内部,使得材料变脆,因此钻杆材料在硫化氢环境中的多冲寿命下降比非常大。

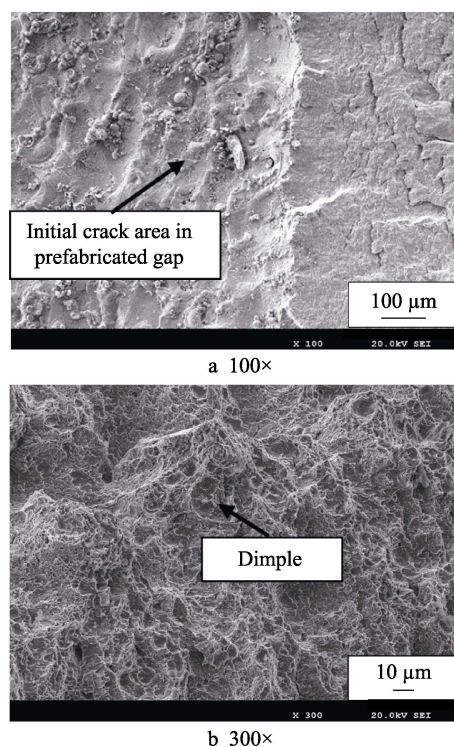


图 7 CO₂ 腐蚀后 V150 钻杆断口微观形貌
Fig.7 Fracture morphology of V150 drill pipe after corrosion by CO₂

对 V150 钻杆材料在 CO₂ 溶液中浸泡腐蚀 120 h 后的腐蚀产物进行 XRD 分析,如图 8 所示。材料表面的腐蚀产物主要为铁的化合物 Fe(HCO₃)₂,这种产物较为致密^[20],此腐蚀产物堆积在材料表面形成产物膜,在一定程度上可以减轻 CO₂ 对材料的腐蚀,这一点与腐蚀速率实验结果相符。根据大量的 CO₂ 腐蚀机理研究可知,CO₂ 主要影响的是金属界面^[21-22],它并未渗入到金属的晶格内部,不会对材料的内部结构和力学性能造成很大的影响,此实验结果同样可解释二氧化碳腐蚀对钻杆材料多冲抗力影响小这一实验结论。根据钻杆多冲试样在硫化氢环境中浸泡后的腐蚀

产物的 XRD 分析,发现腐蚀产物中形成了 Fe 和 S 的化合物,这种化合物在钻杆材料内部形成脆化相^[13],加速了材料在多次冲击载荷下的断裂。

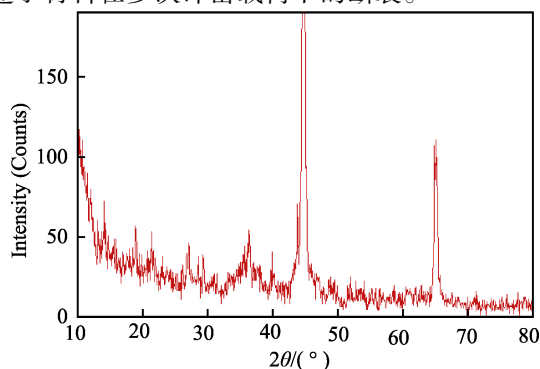


图8 饱和 CO₂ 溶液浸泡后 V150 钻杆材料表面腐蚀产物 XRD 结果

Fig.8 XRD result of surface corrosion product on V150 after immersion in CO₂

3 结论

1) 常温常压下的饱和 CO₂ 溶液对 V150 与 S135 钻杆材料的腐蚀均属于中度腐蚀。其中腐蚀速率较大的 V150 材料,其多冲抗力下降幅度较大;腐蚀速率较小的 S135 材料,其多冲抗力下降幅度较小。在腐蚀 168 h 后, V150 材料的多冲抗力下降了 22.54%, S135 材料下降了 19.68%。腐蚀后的 V150 材料的多冲断裂敏感性大于 S135。

2) 随着 CO₂ 腐蚀时间的延长,两种钻杆材料的多冲抗力均不断下降,这一结论与硫化氢环境对钻杆材料多冲抗力的影响相似,但硫化氢腐蚀环境比二氧化碳腐蚀环境对钻杆材料多冲抗力的影响要大很多。腐蚀介质是影响钻杆材料多冲抗力的重要原因。

3) 尽管 CO₂ 腐蚀使钻杆材料表面产生了龟裂状形貌和结晶状腐蚀产物,这种形貌可能会引起应力集中,从而造成多冲性能下降,但 CO₂ 腐蚀并未对钻杆材料的内部组织结构造成较大影响,因此二氧化碳腐蚀环境对钻杆材料的多冲抗力影响较小。

参考文献:

- [1] 马斐,施太和. 钻柱振动的地面检测[J]. 华南理工大学学报, 1996, 24(12): 8-9.
MA Fei, SHI Tai-he. Ground detection of drill string vibration[J]. Journal of South China University of Technology, 1996, 24(12): 8-9.
- [2] ZHAO Y X, YANG B, ZHAI Z Y. The framework for a strain-based fatigue reliability analysis[J]. International journal of fatigue, 2008, 30(3): 493-50.
- [3] 周惠久,黄明志. 在多次重复冲击载荷下钢的断裂抗

力的研究[J]. 西南交通大学学报, 1962, 1(1): 2-5.

ZHOU Hui-jiu, HUANG Ming-zhi. Study on fracture resistance of steel under repeated impact loading[J]. Journal of Southwest Jiaotong University, 1962, 1(1): 2-5.

- [4] 李会会,易丹青,刘会群,等. 硬质合金冲击疲劳行为的研究[J]. 硬质合金, 2014, 31(2): 103-108.
LI Hui-hui, YI Dan-qing, LIU Hui-qun, et al. Research on impact fatigue behaviour of cemented carbide[J]. Cemented carbide, 2014, 31(2): 103-108.
- [5] 黄道远. 热/力作用下钴基硬质合金组织性能变化及相关机理的研究[D]. 长沙: 中南大学, 2010: 13-14.
HUANG Dao-yuan. Microstructures, properties, and mechanisms of Co-based cemented carbides under external heat/load conditions[D]. Changsha: Central South University, 2010: 13-14.
- [6] DHAR S. Repeated impact on fatigue fracture of carbon spring En-42J steel[J]. Theoretical & applied fracture mechanics, 1988, 10(2): 166-168.
- [7] BA D. An experimental investigation of fatigue-crack growth in drillstring tubulars[J]. Spe drilling engineering, 1988, 3(4): 358-360.
- [8] POLETTI F, CARCIONE J M, PINNA G. Flexural waves in drill-string tubulars with variable loads[J]. Geophysical prospecting, 2013, 61(5): 955-972.
- [9] 孙永兴,林元华,张智,等. 钻柱失效的动态断裂力学探讨[J]. 物理测试, 2008, 26(2): 17-19.
SUN Yong-xing, LIN Yuan-hua, ZHANG Zhi, et al. Discussion failure of drill-string in dynamic fracture[J]. Physics examination and testing, 2008, 26(2): 17-19.
- [10] LIN Y H, LI Q, SUN Y X, et al. A repeated impact method and instrument to evaluate the impact fatigue property of drillpipe[J]. Journal of materials engineering & performance, 2013, 22(4): 1064-1071.
- [11] 王文龙,赵勤,李子丰,等. 普光气田气体钻井钻具失效原因分析及预防措施[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(5): 39-42.
WANG Wen-long, ZHAO Qin, LI Zi-feng, et al. Cause analysis and precautions of drilling tools failure during gas drilling in Puguang gas field[J]. Oil drilling & production technology, 2008, 30(5): 39-42.
- [12] 王新虎,邝献任,吕拴录,等. 材料性能对钻杆腐蚀疲劳寿命影响的试验研究[J]. 石油学报, 2009, 30(2): 313-316.
WANG Xin-hu, KUANG Xian-ren, LV Shuan-lu, et al. Experimental study on influence of material property on corrosion fatigue life of drill pipes[J]. Acta petrolei sinica, 2009, 30(2): 313-316.
- [13] 林元华,潘杰,刘婉颖,等. 硫化氢环境下 G-105 和 S-135 钻杆的低载多冲疲劳性能[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(1): 61-62.
LIN Yuan-hua, PAN Jie, LIU Wan-ying, et al. Low-load repeated impact testing of G-105 and S-135 drill pipes in H₂S environment[J]. Oil drilling & production technology, 2016, 38(1): 61-62.

- [14] VIDEM K, DUGSTAD A. Effect of flow rate, pH, Fe²⁺ concentration and steel quality on the CO₂ corrosion of carbon steels[J]. Progress in cardiovascular diseases, 1987, 29(3): 1-2.
- [15] 张学元, 王凤平, 于海燕, 等. 二氧化碳腐蚀防护对策研究[J]. 腐蚀与防护, 1997, 18(3): 8-9.
ZHANG Xue-yuan, WANG Feng-ping, YU Hai-yan, et al. Research on the protection of carbon dioxide corrosion[J]. Corrosion & protection, 1997, 18(3): 8-9.
- [16] WASKOWSKA A, GERWARD L, OLSEN S J, et al. Low-temperature and high-pressure structural behaviour of NaBi(MoO₄)₂—An X-ray diffraction study[J]. J Solid State Chem, 2005, 178: 2219-2223.
- [17] 李建忠, 王海成, 李宁. 油气田开发中二氧化碳腐蚀的危害与研究现状[J]. 广州化工, 2011, 39(21): 21-22.
LI Jian-zhong, WANG Hai-cheng, LI Ning, et al. The hazards and research status of carbon dioxide corrosion in oil and gas[J]. Guangzhou chemical industry, 2011, 39(21): 21-22.
- [18] 郑洋, 万夫, 周咏琳, 等. CO₂ 腐蚀下的钻杆应力与疲劳寿命实验研究[J]. 石油工业技术监督, 2016, 32(10): 50-52.
ZHENG Yang, WAN Fu, ZHOU Yong-lin, et al. Experimental study on stress and fatigue life of drill pipe under CO₂ corrosion[J]. Technology supervision in petroleum industry, 2016, 32(10): 50-52.
- [19] NACE Standard RP 0775—2005, Preparation, installation, analysis, and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations[S].
- [20] 朱克华, 刘云, 苏娜, 等. 油井二氧化碳腐蚀行为规律及研究进展[J]. 全面腐蚀控制, 2013, 27(10): 24-25.
ZHU Ke-hua, LIU Yun, SU Na, et al. Behavior pattern and research progress of carbon dioxide corrosion in oil well[J]. Total corrosion control, 2013, 27(10): 24-25.
- [21] 冯蓓, 杨敏, 李秉风, 等. 二氧化碳腐蚀机理及影响因素[J]. 辽宁化工, 2010, 39(9): 976-977.
FENG Bei, YANG Min, LI Bing-feng, et al. Mechanism and influence factor of CO₂ corrosion[J]. Liaoning chemical industry, 2010, 39(9): 976-977.
- [22] 李桂芝, 孙冬柏, 何业东. 碳钢二氧化碳腐蚀研究现状[J]. 油气储运, 1998, 17(8): 34-38.
LI Gui-zhi, SUN Dong-bai, HE Ye-dong. Research status of carbon steel with CO₂ corrosion[J]. Oil & Gas storage and transportation, 1998, 17(8): 34-38.