

油管磨损量的试验研究及预测*

马尚余¹ 邓宽海² 刘婉颖¹ 刘晓旭³ 曾德智¹ 林元华²

摘要: 油田现场有杆抽油井杆管偏磨日益严重, 为预防并减少井下事故, 有必要对油管磨损量进行预测。利用自主研发的摩擦磨损试验机, 模拟油田生产的实际工况开展了杆管偏磨试验, 得到了多种工况下的油管磨损量, 验证了硬质合金扶正器的防磨效果; 同时分析油管在不同工况下的磨损规律, 并结合偏磨引发的油管失效案例, 推导出了油管磨损量的预测模型, 且该模型的准确性和可靠性得到了本试验结果的验证。该研究成果可为油田采取科学有效的油管偏磨防治措施提供理论依据。

关键词: 有杆泵; 杆管偏磨; 摩擦磨损; 磨损量; 模型

Doi:10.3969/j.issn.1006-6896.2016.3.008

Experiment Research and Prediction of Tubing Wear Volume

Ma Shangyu, Deng Kuanhai, Liu Wanying, Liu Xiaoxu, Zeng Dezhi, Lin Yuanhua

Abstract: The eccentric wear of sucker rod in pumped well has become increasingly serious in oilfield, to prevent and decrease down hole accidents, it is necessary to study the prediction model of tubing wear volume. This paper utilized self-developed friction and wear test machine, the sucker rod and tubing eccentric wear experiment was carried out under the actual working condition of oilfield, the corresponding tubing wear volume were obtained under different working conditions, the effect of cemented carbide centralizer was verified. The wear law of tubing was also analyzed, combining with the tubing failure cases caused by eccentric wear, the prediction model of tubing wear volume was derived, and the accuracy and reliability of the model was verified by the results of the experiment. This research results provide theoretical basis for oilfield eccentric wear of sucker rod taking scientific and effective control measures.

Key words: sucker rod pump; sucker rod and tubing eccentric wear; riction and wear; wear volume; model

我国80%以上的陆上油田采用有杆泵采油, 偏磨造成的油井检泵作业量约占全年油井检泵作业量的50%, 杆、管的使用寿命也因偏磨而缩短了40%~60%。以濮城油田为例, 偏磨井已由1993年的88口上升到2003年的228口, 占该油田采用有杆泵采油总井数的37.6%, 杆、管的使用寿命也因偏磨而缩短, 为此年均更换油管1500 t, 更换抽油杆100 000 m, 造成经济损失2500万元^[1]。因此, 预测油管在实际工况下的磨损量, 为油管的更换维护提供依据, 对提高油田经济效益具有十分重要的意义。

目前, 国外学者针对油管磨损量预测的研究很

少, 大多专注于套管磨损量预测的相关研究。

国内学者针对油管磨损预测研究开展了少量工作, 金建华^[2]建立了油管杆状磨损缺陷的槽深与被磨损油管截面积的数学模型; 覃成锦^[3]建立了油管、抽油杆的磨损体积与磨损截面积的数学模型; 吴延强^[4]推导了抽油杆磨损深度与正压力、杆管间相对速度、循环次数的数学模型。

综上所述, 国内外均没有针对油管磨损量预测的试验研究。本文采用自制的摩擦磨损试验机, 综合模拟了现场在不同抽油杆材质、介质(不同油水比例的润滑介质)、圆盘材质(圆盘材质是指分别焊接在圆盘外表面的抽油杆试样材质与本文所提出

*基金论文: 国家自然科学基金“H₂S/CO₂溶解度测试、预测及其与油套管完整性的相关性研究”(51274170)资助。

¹西南石油大学石油管工程重点实验室 ²西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室 ³中国石油冀东油田公司

的扶正器试样材质)、正压力下的抽油杆管偏磨,得到了相应各组的磨损量,验证了扶正器的防磨效果;分析了上述各因素对油管磨损量的影响规律,再结合某油田因偏磨导致的油管失效案例,推导出针对油管磨损量预测的模型;最后,通过试验数据验证了该模型的准确性和可靠性。该研究成果对油管的维护和更换具有指导意义。

1 摩擦磨损试验

1.1 试验材料

试验选用油田常用的 J55 (硬度为 214 HB) 和 N80 (硬度为 229 HB) 两种钢级的油管,并将油管加工成长、宽分别为 65 mm 和 30 mm 的试样,如图 1 所示。将 20CrMo 构成的 D 级抽油杆 (硬度为 252 HB) 焊接在圆盘外表面,其中抽油杆试样块的长、宽分别为 40 mm 和 30 mm;将组成扶正器的硬质合金 (硬度为 757 HB) 焊接在圆盘外表面,其中,圆盘直径为 171.9 mm,硬质合金试样块的长、宽分别为 40 mm 和 30 mm,如图 2 所示。利用油井产出液配制不同比例的原油和水作为润滑介质。

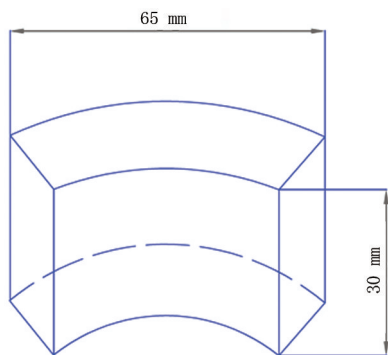


图 1 油管试样

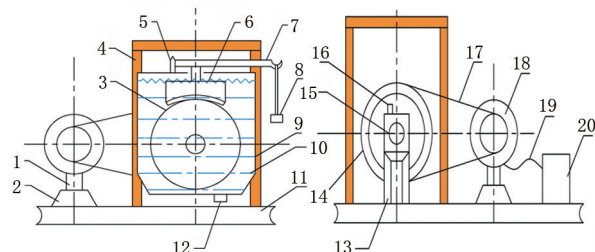


图 2 焊有试验块的圆盘

1.2 试验方法及试验装置

磨损试验在自主研发的摩擦磨损试验机 (图 3) 上进行。传动机构主要由电动机构成,它可将

电动机输出的动力转化为圆盘的旋转运动。圆盘为运动件,油管试样为静止件,摩擦副的接触方式为环环接触,使圆盘沿油管试样表面周向平稳旋转摩擦。不锈钢箱体用来存储磨损试验过程中不同含水率的润滑介质。杠杆加载机构由加重物和杠杆组成,利用杠杆原理将加重物的质量放大后稳定地施加在摩擦面表面,以模拟发生偏磨时杆管间的正压力,可实现正压力从 0~300 N 的分级变化。自动停机系统装有计数器和数字显示器,可显示圆盘转数,并在圆盘达到预设转数时自动停机。底座和机架起到固定支撑试验装置的作用。



1—电动机支架; 2—电动机底座; 3—圆盘; 4—机架; 5—销钉; 6—油管试样; 7—杠杆; 8—加重物; 9—不锈钢缸体; 10—润滑介质; 11—试验机底座; 12—漏液阀; 13—皮带轮支架; 14—皮带轮; 15—传动轴; 16—计数器; 17—皮带; 18—电动机; 19—电线; 20—自动停机控制箱

图 3 摩擦磨损试验机正视图

根据抽油杆和油管发生偏磨的线速度相等的原理,用积分法计算得出抽油杆与油管的相对运动速度,最终确定本试验的转速为 100 r/min。

油管试样在试验前后用丙酮清洗并烘干,然后用精度为 0.1 mg 的 PTX-FA210 电子天平在每 5 000 转后称重,每组试验共转动 50 000 转。在装卸的过程中要避免碰掉尖角或划伤,以免影响试验结果。通过对比试验前后油管试样的质量来确定磨损量。

相比于刘丙生^[5]、SALIES^[6]、LARSEN^[7]的摩擦磨损试验机,本文所使用的摩擦磨损试验机具有以下优点:①具有自动停机系统,能精确计量和控制摩擦行程,从而减小试验误差;②能将多级载荷稳定地施加在摩擦面表面,从而模拟作用于油管内壁上的正压力对油管磨损量的影响。因此,采用本试验机能更真实地模拟井下抽油杆管偏磨情况。

1.3 试验结果

通过自制的摩擦磨损试验机,综合模拟了现场在不同工况下的抽油杆管偏磨工况,测得试验前后各组油管试样的差值,即油管磨损量 (表 1)。图 4 为各组磨损量的变化趋势,图 5 为在各种工况下硬质合金扶正器对 J55 和 N80 油管的减磨量。

分析表 1、图 4 和图 5 可知:①油管磨损量随

油管硬度的增加而降低；②油管磨损量随油井产出液含水率的降低逐渐减小；③油管磨损量随抽油杆硬度的增加而降低；④油管磨损量随正压力的增加而增加；⑤硬质合金扶正器对油管起到一定的防磨效果；⑥N80油管与硬质合金扶正器在150 N正压力下配副时的磨损量最小。

表1 油管在不同工况下的磨损量

油管材质	含水率	圆盘材质	正压力/N	磨损量/mg	减磨量/mg
J55	1	硬质合金	200	123.6	52.2
		20CrMo		175.8	
N80	1	20CrMo	150	127.7	33.4
		硬质合金		94.3	
J55	0.8	硬质合金	200	110.2	41.6
		20CrMo		151.8	
N80	0.8	20CrMo	150	112.3	32.1
		硬质合金		80.2	
J55	0.6	硬质合金	200	86.5	39.3
		20CrMo		125.8	
N80	0.6	20CrMo	150	91.5	24.7
		硬质合金		66.8	
J55	0	硬质合金	200	37.8	14.8
		20CrMo		52.6	
N80	0	20CrMo	150	38.5	9.9
		硬质合金		28.6	

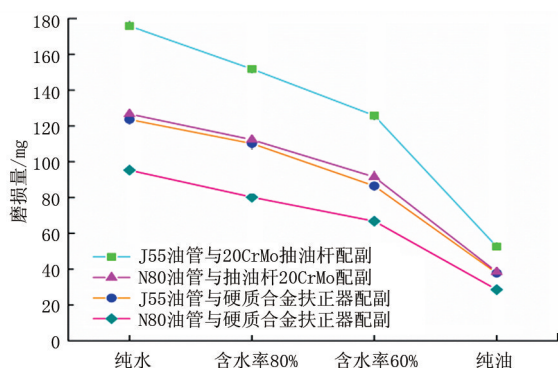


图4 各种摩擦配副下磨损量的变化趋势

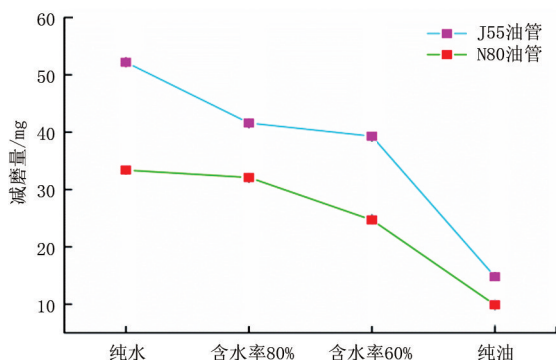


图5 硬质合金扶正器对J55油管和N80油管的减磨量

2 基础摩擦磨损模型的确定

自20世纪以来,已有许多专家学者提出了针

对不同磨损情况的磨损模型:如ARCHARD^[8]、RABINOWICZ^[9]、BAYER及RAMALHO^[10]的黏着磨损模型,FINNIE^[11]的磨粒磨损模型等;其中,ARCHARD和RABINOWICZ均认为磨损量与接触力和滑动行程的乘积成正比,与被磨损材料的硬度成反比。同样,分析本试验结果可知,油管磨损量与正压力和滑动摩擦行程成正比,与油管硬度成反比。因此,本文借鉴ARCHARD模型并以其为基础,得出磨损体积,即

$$V = \frac{KpS}{H} \quad (1)$$

式中: V 为磨损体积, m^3 ; K 为磨损系数,无量纲; p 为正压力, N ; S 为滑动摩擦行程, m ; H 为布氏硬度, MPa 。

3 摩擦磨损预测新模型

由油田实际生产情况可知,影响油管磨损量的因素众多,如抽油杆管材质、含水率、正压力等因素,因此,运用ARCHARD模型不能准确地预测油管磨损量。王优强、颜廷俊^[12-13]的研究结果表明,油管磨损量随含水率的升高而增大;WANG^[14]等人的研究结果表明,油管磨损量随抽油杆硬度的增加而减小。而本文的试验结果验证了上述学者的研究结论,由此可以确定,油管磨损量与正压力、滑动摩擦行程、含水率成正比,而与抽油杆硬度、油管硬度成反比;再结合某油田因偏磨导致的油管失效案例分析,推导出了各因素的影响系数。本文综合考虑了各影响因素对油管磨损量的影响程度^[15],在消化借鉴ARCHARD模型的基础上提出了预测摩擦磨损量的新模型,如式(2)所示。

$$m = \frac{1000Kp^{0.99}n\pi d(W+0.45)\rho}{H_{\text{油管}}^{0.26}H_{\text{抽油杆}}^{0.3}} \quad (2)$$

式中: m 为磨损质量, mg ; K 为磨损系数,无量纲; p 为正压力, N ; n 为圆盘转数, r ; d 为圆盘直径, mm ; H 为布氏硬度, MPa ; W 为含水率,无量纲; ρ 为油管密度, kg/m^3 。

在式(2)中, K 是一个与润滑剂和磨损材料相关的无穷小量,本文取 K 为 6.24×10^{-14} ; ρ 为油管密度,本文取 $7890 kg/m^3$ 。

为验证该模型预测的准确性和可靠性,用式(2)分别计算在各试验条件下的磨损量,并同本文试验测得的磨损量进行对比,得到了相应的预测误差,如表2和图6所示。

结合表2和图6可知,该模型预测值均低于试验值和现场值,主要原因在于新模型没有考虑含砂

量、机械磨损与化学腐蚀相互作用的影响，由于各组预测误差的绝对值较小，且相对误差均在10%以内，因此可以认为该模型的计算结果与试验结果一致，故该模型对油田现场的修井作业具有一定的指导意义。

表2 试验值与预测值的误差

序号	磨损量/mg	预测值/mg	误差/%
1	123.6	117.5	-4.94
2	175.8	163.4	-7.05
3	127.7	120.7	-5.48
4	94.3	86.8	-7.95
5	110.2	101.3	-8.08
6	151.8	140.9	-7.18
7	112.3	104.1	-7.30
8	80.2	74.8	-6.73
9	86.5	85.1	-1.62
10	125.8	118.4	-5.88
11	91.5	87.4	-4.48
12	66.8	62.8	-5.99
13	37.8	36.5	-3.44
14	52.6	50.7	-3.61
15	38.5	37.5	-2.60
16	28.6	26.9	-5.94

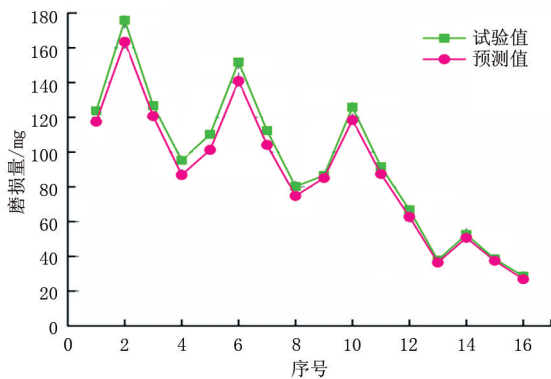


图6 试验值与预测值的对比

4 结论

(1) 油管磨损量同抽油杆、油管的硬度成反比，N80油管与硬质合金扶正器配副能减小油管磨损量。

(2) 油管磨损量随油井产出液含水率的增加而增加。因此，油田在进入中高含水期后，宜定期检修抽油杆、油管。

(3) 提出了预测油管在实际工况下摩擦磨损量的新模型，该模型的准确性和可靠性得到了试验结果的验证。

参考文献

[1] 宋威. 沈阳油田抽油机井防偏磨技术研究[D]. 大庆: 东

北石油大学, 2012.

[2] 金建华, 阙沛文, 杨叔子. 油管杆状磨损缺陷的建模与定量检测[J]. 石油机械, 2002, 30 (11): 8-10.

[3] 覃成锦, 高德利. 有杆抽油系统杆管磨损分析[C]//首届全国套损治理研讨会论文集. 西安: 中国石油天然气集团公司石油管力学和环境行为重点实验室, 2002: 247-254.

[4] 吴延强, 吴晓东, 韩国庆, 等. 基于偏磨分析的杆柱磨损寿命预测模型[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35 (1): 79-82.

[5] 刘丙生, 王优强, 宋开利. 抽油井管杆摩擦副耐磨蚀性能试验研究[J]. 润滑与密封, 2005, 30 (5): 50-51.

[6] SALIES J B, AZAR J J, SOREM J R. Experimental and mathematical modeling of helical buckling of tubulars in directional wellbores[C]. SPE 28713, 1994.

[7] LARSEN H A, REICHERT B A. Coiled tubing abrasion-an experimental study of field failures[C]//SPE/ICoTA. Coiled Tubing Conference and Exhibition, 2003, Houston, Texas, USA. SPE, 2003.

[8] ARCHARD J F, HIRST W. The wear of metals under unlubricated conditions[J]. Proceedings of the Royal Society of London A: Mathematical and Physical Sciences, 1956, 236 (16): 397-410.

[9] RABINOWICZE, TANNER R I. Friction and wear of materials[J]. Journal of Applied Mechanics, 1966, 33 (2): 479.

[10] RAMALHO A. Micro-scale abrasive wear test of thin coated cylindrical surfaces[J]. Tribology Letters, 2004, 16 (1-2): 133-141.

[11] FINNIE I. Erosion of surfaces by solid particles[J]. Wear, 1960, 3 (2): 87-103.

[12] 王优强, 刘丙生, 刘立涛, 等. 有杆泵井管杆偏磨规律试验研究[J]. 润滑与密封, 2007, 32 (2): 44-46.

[13] 颜廷俊, 王奎升, 张金中, 等. 高含水原油对油管和抽油杆摩擦磨损性能的影响研究[J]. 摩擦学报, 2004, 24 (2): 177-180.

[14] WANG Y Q. Experimental study of the corrosion behaviors on the rod and tube material in oil Pumping wells[J]. Advanced Materials Research, 2011, 239 (2): 1790-1793.

[15] 刘晓旭. 有杆抽油系统杆管偏磨机理与磨损量预测研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2007.

作者简介

马尚余: 硕士研究生, 主要从事油井管、油气钻井工艺方面的科研工作, 13551076301, zhumsy@163.com, 四川省成都市新都区西南石油大学, 610500.

收稿日期 2015-06-19

(栏目编辑 杨军)