

# Analysis of Causes of Partial Wear of Directional Well Rod Tubes and Improvement of Countermeasures

Qinghui Liang Yali Meng Julong Ding Meiping Liu Li Liu Qinghong Cao

Changqing Oilfield Company Second Oil Production Plant (Liang Qinghui Oil Production Expert Innovation Studio), Qingyang, China 745100

## Abstract

With the extension of development time, the eccentric wear of directional well pipe in Huanjiang Jurassic is becoming more and more serious, and the conventional anti-wear method has poor control effect. In 2017, the process combined with various operational areas adopted active and effective prevention measures, constantly exploring and summarizing the laws of eccentric wells, adjusting ideas, optimizing design plans, improving eccentric wear tools, and introducing new process technologies. Good results have been achieved and governance strategies have gradually improved.

## Keywords

well rod pipe; rod tube partial grinding; treatment countermeasures

## 定向井杆管偏磨原因分析及治理对策完善

梁庆辉 孟亚莉 丁巨龙 刘美萍 刘莉 曹庆红

长庆油田公司第二采油厂（梁庆辉采油专家创新工作室），中国·甘肃 庆阳 745100

## 摘要

随着开发时间的延长，环江侏罗系定向井杆管偏磨现象日益严重，常规防磨手段治理效果不佳，2017年工艺所结合各作业区采取了积极有效防治措施，不断摸索和总结偏磨井的规律，调整思路，优化设计方案，改进偏磨工具，引进新工艺技术，取得了较好成效，治理对策逐渐完善。

## 关键词

井杆管；杆管偏磨；治理对策

## 1 基本概况

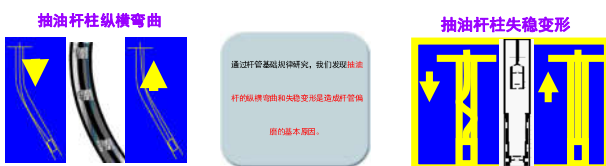
近年来侏罗系定向井杆管偏磨井数逐年增加，截止2017年底共计93口，主要分布在环75区、罗257区。

经统计，因杆管偏磨导致作业维护量逐年增加，杆管偏磨现象呈逐年增加的趋势已成为影响我厂检泵作业的主要因素之一，因此，完善环江侏罗系定向井偏磨治理工艺体系迫在眉睫。

## 2 偏磨原因分析

### 2.1 杆管偏磨原因分析

#### 2.1.1 杆管偏磨机理



#### 2.1.2 杆管偏磨特征

通过统计2015-2018年侏罗系偏磨井（平均泵挂1580米），我们发现有以下两个特征：



#### 2.1.3 影响偏磨的主要因素

分析认为影响油井杆管偏磨的主要因素有固有因素、动态因素、催化因素，通过对侏罗系定向井杆管偏磨三大因素进行统计分析，寻找偏磨规律。

##### (1) 固有因素

##### ① 杆柱组合

统计了93口偏磨井杆柱组合的三级杆比例，发现各级杆柱比例与全区基本相同。

306口侏罗系油井的杆柱组合： $(\Phi 19\text{mm} \times 15.1\% +$

$\Phi 16\text{mm} \times 59.8\% + \Phi 19\text{mm} \times 25.1\%$

93口侏罗系偏磨井杆柱组合： $(\Phi 19\text{mm} \times 15.2\% +$

$\Phi 16\text{mm} \times 60.0\% + \Phi 19\text{mm} \times 24.8\%)$

### ②防磨配套

统计了93口偏磨井防磨杆配套的杆级比例，发现使用比例与全区基本相同。

306口侏罗系油井的防磨配套组合： $(\text{防磨杆} \times 73.5\% + \text{直杆} \times 26.5\%)$

93口偏磨侏罗系油井的防磨配套组合： $(\text{防磨杆} \times 75.2\% + \text{直杆} \times 24.8\%)$

因此认为，杆柱组合、防磨配套均不是造成杆管偏磨的主要因素。

### ③井身结构

a. 井眼轨迹复杂：通过对比61口偏磨油井的偏磨位置与对应连斜数据，发现偏磨段主要集中在最大井斜位置附近，狗腿度较多。分析认为：井眼轨迹复杂是导致杆管偏磨的主要因素。

b. 井斜数据失真：通过查询32口偏磨油井的连斜数据，发现偏磨段均位于直井段或稳斜段，无狗腿度，井眼轨迹平滑。分析认为：部分井测斜数据失真，未真实反映井身轨迹，但对应井段井身轨迹复杂是造成偏磨的主要因素。

## (2) 动态因素

### ①含水

统计发现偏磨井主要集中在高含水井中，分析高含水井产出液润滑性能差，杆管间摩擦系数大，同一接触压力下的磨损会更严重。详见图1、图2。

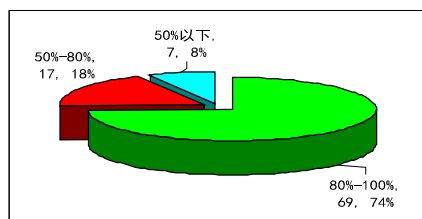


图1 侏罗系偏磨井含水分布散点图

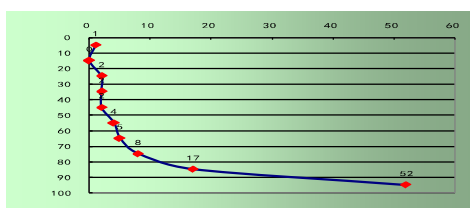


图2 侏罗系偏磨井含水分布饼状图

### ②冲次

统计发现偏磨井的冲次相对较大，分析冲次过快导致杆柱滞后于驴头的运动速度，变形弯曲造成磨损，冲次越高，相同时间内杆管磨损频率就越高。

侏罗系偏磨井冲次分级统计表 (2014年3月)

冲次(次/分钟)	2.0-3.5	3.5-5.0	5.0以上
井数(口)	27	52	14
百分比(%)	29	56	15

### (3) 催化因素

#### ①杆管结垢、腐蚀。

②环江油田水样总矿化度高，具有较强的结垢腐蚀趋势。

③现场判定36口偏磨井井筒结垢腐蚀，管破/杆断位置均在偏磨、结垢段位置之间。

④经检测，环江侏罗系井筒腐蚀主要是垢下腐蚀。

⑤结垢、腐蚀使杆管表面粗糙度增加，摩擦系数增大，加剧了杆管偏磨的程度。

综上，影响环江侏罗系定向井杆管偏磨的主要原因是固有因素，井眼轨迹复杂是导致杆管偏磨的主要因素。

固有因素：主要影响因素。井身结构复杂，杆管偏磨严重。

动态因素：油井含水、冲次高，杆管偏磨严重。

催化因素：井筒结垢腐蚀严重，加剧了杆管偏磨程度。

## 3 治理对策完善及应用效果

### 3.1 治理对策完善

在常规防磨工艺技术基础上，通过工艺优化配套逐步形成了以设计优化、工具配套、地面优化为治理内容的定向井偏磨综合治理工艺体系。<sup>1</sup>

#### 3.1.1 设计优化

(1) 优化防磨配套设计。以井身数据为依据优化防磨配套设计。

(2) 调整加重杆比例。将加重杆比例由15%增加至20-30%。

(3) 上提泵挂。避开井斜度较大的井段，缓减管杆偏磨。

#### 3.1.2 工具配套

(1) 防磨块优化。采用螺旋状扶正块。

(2) 规模应用内导流扶正器。增大偏磨面积，减少管杆偏磨。

(3) 管杆更换。更换磨破油管及断裂油杆，恢复油井正

常生产。

### 3.1.3 地面优化

(1) 配套旋转井口。避开原来偏磨位置,防止集中偏磨。

(2) 调小冲次。按照“长冲程,低冲次”原则,降低管杆偏磨次数。

## 3.2 优化防磨设计

以钻采工程方案为基础,以井身数据为依据,进一步优化防磨配套设计,加大防磨程度,统一防磨配套标准,确保防磨工艺配套到位。

- 全角变化率 $\geq 3^\circ$  /25m 井段前后各接2个扶正器;
- 造斜点处接2个扶正器;
- 拉杆以上接2个扶正器;
- 距井口25m和45m附近各接1个扶正器;
- 造斜点前25m的下部杆柱全部使用扶正杆。
- 全角变化率 $\geq 2^\circ$  /25m 井段前后各接2个扶正器;
- 狗腿度 $> 2.5^\circ$  米井段前后各加2个扶正器;
- 造斜点处接4个扶正器;
- 拉杆以上接4个扶正器;
- 距井口25m、45m、85m、165m附近各接1个扶正器;
- 造斜点前50m的下部杆柱全部使用扶正杆;
- 泵挂处的水平位移大于300米,配套旋转井口;
- 抽汲参数设定以“长冲程、低冲次”为原则。

## 3.3 增大加重杆比例

(1) 参考钻采工程方案设计标准,认为中和点集中在85%—泵挂。

(2) 从现场偏磨特征来看,偏磨段主要集中在泵挂深度的70%—泵挂之间。

(3) 中和点下移抽油杆弹性弯曲程度变小。

(4) 通过计算抽油杆受拉力极限远高于实际最大载荷(75KN)。

因此,按照现场偏磨位置现状,将加重杆比例由15增加至20—30%,使中和点下移,降低杆柱弯曲,缓解杆管偏磨。<sup>2</sup>

## 3.4 优化抽油杆防磨块

常规扶正块为柱状型,有4个直线型支筋,当一个支筋与油管接触时最大接触面积仅 $24\text{cm}^2$ ;当一个支筋被磨损

4.38mm时相邻两侧支筋会以线接触的形式“刺伤”油管。因此柱状扶正块与油管接触面积小,应力集中,加快了磨损速度。

通过工艺优化采用螺旋型抽油杆注塑扶正块,接触面积由 $96\text{cm}^2$ 到增大到 $317\text{cm}^2$ ,解决了柱状型扶正块应力集中的问题。

## 3.5 引进抽油杆内导流扶正器

2017年试验引进了抽油杆内导流扶正器,采用内导流方式,主要材质为尼龙1010和碳纤维,与钢材表面的湿磨摩擦系数仅为0.35。

### 3.5.1 导流能力

经测量,内导流扶正块有3个导流孔长、短半轴分别为10mm、4mm,有1个导流孔长、短半轴分别为8mm、4mm,防磨器的直径为56mm,油管内径为62mm,通过计算求得内导流扶正器导流面积为:

$$S=3 \times 3.14 \times 10 \times 4 + 3.14 \times 8 \times 4 + 3.14 \times (31^2 - 28^2) = 1033\text{mm}^2$$

柱状式扶正块总导流面积:

$$S=3 \times 3.14 \times (31^2 - 20^2) - 4 \times 20 \times 9 = 1042\text{mm}^2$$

内导流扶正块导流总面积与常规柱状式扶正块基本相同,能满足油井的导流需要。

### 3.5.2 技术特点

该装置具有可接触性好、防磨周期长、接触面积大、有扶正作用四大特点。

### 3.5.3 试验效果

2017年优先在28口井试验,27口井治理后一直未作业,1口井环76-4因泵漏失检泵(起出杆管偏磨轻微),治理有效率100%,检泵周期已延长95天,治理效果较好。目前抽油杆内导流扶正器在我厂已经进行大规模推广使用。

## 4 现场应用情况

### 4.1 主要做法

从技术、管理两方面提升,按照“一井一政策”的技术方法,通过历史调查、现场鉴定、问题剖析、对策制定四方面开展工作,突出“5位”技术原则,进一步降低检泵频次。

### 4.2 治理情况

针对侏罗系偏磨井,2017年共计治理58口,检泵周期由治理前的117 / 298天,延长了两倍多;53口井治理后一直未作业,治理有效率达93%。

### 4.3 典型区块——75 区块

2018 年以某 75 区定向井杆管偏磨治理研究作为厂级科研项目开展工作, 经过一年的努力, 共计治理 32 口, 29 口井治理后一直未作业, 治理有效率达 91%。该区检泵频次由 1.77 ~ 1.03 次/口·年, 检泵周期由 206 ~ 354 天。

### 4.4 典型例子: 某 03-10

某 03-10 井, 2016 年 7 月 25 日开抽, 泵挂 1600m, 泵径 32mm, 冲程 3.0m, 冲次 3.5 次/分钟。日产液 4.47m<sup>3</sup>, 日产油 3.00t, 含水 18.2%。检泵发现 1100-1600 米 (68%-泵挂) 之间油管杆偏磨严重。

从测斜数据看, 68%-泵挂段最大井斜角 5.08°, 无狗腿度, 认为该井段测斜数据失真, 没有真实反映该井段的井身轨迹。

治理思路: 由于该井井身数据失真, 因此, 以检泵现场描述作为治理依据。

### 4.5 井筒描述

上修原因: 断脱

核实原因: 第 156 根油管杆偏磨断;

偏磨情况: 1125-1600m 油管偏磨严重, 油管内壁被磨成沟槽;

结垢情况: 泵上 300 米 5mm 左右; 结蜡情况: 轻微; 其它: 无;

井筒配套情况: 旋转井口、冲次由 5.0 ~ 3.5 次, 下部加重杆比例为 20% (上一次检泵), 井口下 25、45、85、165 米处抽油杆各安装 1 个 Φ19mm 旋转扶正器; 拉杆以上接 2 个扶正器; 600 米以下使用防磨抽油杆。

### 4.6 治理对策

(1) 冲次由 3.5 ~ 2.5 次, 泵径由 32mm ~ 38mm, 理论排量保持 12.2m<sup>3</sup> 不变, 保证液量的同时, 减少摩擦次数, 延缓磨损速度。

(2) 更换为螺旋型扶正块防磨杆 912 米。

(3) 增大加重杆比例至 30%。

(4) 在拉杆以上抽油杆连续装 60 个 Φ19mm 内导流扶正器。

(5) 增下固体防垢器一套。

治理效果: 目前有效期 186 天, 与上一次检泵周期 (55 天) 相比, 延长了 131 天。目前该井仍继续有效。

### 4.7 典型例子: 某 01-10

某 01-10 井, 2017 年 7 月 23 日投产, 泵挂 1600m, 泵径 32mm, 冲程 3.0m, 冲次 2.5 次/分钟。日产液 3.84m<sup>3</sup>, 日产油 2.26t, 含水 9.1%。检泵发现 1150-1600 米 (72%-泵挂) 之间杆管偏磨严重; 从井斜数据发现 1300 米至 1600 米井斜角变化大 (21.05° → 29.2°), 易造成偏磨。

治理思路: 以井身数据为基础, 以检泵现场为依据, 重点扶正、局部强化。

## 5 下步工作方向

### 5.1 扩大偏磨井治理范围

2017 年借鉴侏罗系定向井偏磨综合治理的成功经验, 在全厂扩大推广范围, 加大治理力度。

2017 年治理目标:

治理偏磨井数: 160 口; 检泵频次: 1.35 次/口·年 ~ 0.80 次/口·年; 治理有效率: 95% 以上; 检泵周期: 270 天 ~ 400 天。

### 5.2 继续开展偏磨工具优化研究

一是将内导流扶正器材质与同曲率技术相结合, 研制新型防磨旋转扶正器; 二是将目前的手动旋转井口优化为自动旋转, 降低管理难度, 达到防磨效果。

### 5.3 开展新型防磨油管试验

针对偏磨严重油井, 开展新型防磨油管试验, 跟踪效果评价, 丰富井筒治理手段。

## 参考文献

- [1] 孙秀荣. 基于抽油杆柱屈曲构型仿真的直井杆管偏磨理论研究 [D]. 燕山大学, 2018.
- [2] 李子丰. 油气井杆管柱力学研究进展与争论 [J]. 石油学报, 2016, 37(04): 531-556.
- [3] 马木提江·阿不都克里木. 抽油机井杆管偏磨机理及防治对策 [J]. 现代商贸工业, 2012, 24(04): 265.