

# 塔河油田抽油杆断脱统计分析 & 优化对策

邓淇文, 何寅, 安国良

(中国石化西北油田分公司采油一厂开发研究所, 新疆轮台 841600)

**摘要:** 近年来抽油杆断脱成为塔河油田抽油机井检泵作业的主要因素, 严重影响了油井正常生产, 造成大量经济及产量损失。通过统计分析认为, 交变载荷大造成的疲劳断以及泵挂深导致的抽油杆偏磨断是造成抽油杆断脱的主要原因。针对断脱的主要因素, 在 2015 年开始从优化设计、加强管理、引入新技术等 3 个方面进行了综合治理, 降低了杆断检泵频次, 年节约修井费用 181 万元, 年减少产量损失 439 t, 取得了较好的效益。

**关键词:** 疲劳断; 偏磨断; 抽油杆断脱; 塔河油田

中图分类号: TE358

文献标识码: A

## Statistics and optimization of pumping rod break in the Tahe oil field

Deng Qiwen, He Yin, An Guoliang

(No.1 Oil Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

**Abstract:** In recent years, sucker rod break has become a major factor influencing pumping operation in the Tahe oil field, which seriously affected the normal production of oil well and caused a lot of economic and production losses. Through statistical analysis, the fatigue caused by alternating loads and the deflection of sucker rod are the main reasons for break. Started in 2015, we carried out optimization design, strengthened management, and introduced some new technologies to reduce break frequency, hence saved costs of RMB 1.81 million per year, reduced production loss of 439 tons.

**Key words:** fatigue break; eccentric wear break; pumping rod break; Tahe oil field

截至 2014 年底, 塔河油田采油一厂管理油气井 661 井, 其中机抽井 446 井, 占比 67.5%, 平均泵挂 2 348 m, 平均液面 1 167 m, 平均检泵周期 745 d。随着油田开发进入中后期, 地层能量逐渐下降含水上升, 泵挂深度逐渐增加, 抽油杆在井下工作环境越来越恶劣, 导致抽油杆成为机械采油设备中可靠性最差的设备。2010—2014 年因抽油杆断脱检泵呈逐年上升趋势, 累计检泵 77 井次, 损失修井费用 (劳务+材料) 1 667 万元, 损失产量约为 4 043 t, 极大影响油田开发效益。

## 1 抽油杆断脱井规律

### 1.1 断脱表现形式

通过对 2010—2014 年抽油杆断脱井统计, 断脱表现形式主要为抽油杆本体疲劳断裂、抽油杆接箍处偏磨断裂、抽油杆脱扣 3 种情况, 其中疲劳断 47 井次, 偏磨断 15 井次, 脱扣 15 井次, 疲劳断是杆断主要原因。

### 1.2 断脱规律

#### 1.2.1 疲劳断裂

(1) 断点位置统计。2010—2014 年抽油杆本体疲劳断裂 47 井次, 从杆径分布看, 1" 杆 4 井次, 7/8" 杆 13 井次, 6/8" 杆 30 井次, 其中 6/8" 杆故障最多, 占比达 63.8%。因此, 采油一厂抽油杆本体断井主要集中在杆柱中下部。

为进一步分析断裂点在各级杆中所处的位置, 现定义断点位置比例为断点位置深度与该级杆顶端 (靠近井口) 之差除以该级杆长, 分别对 1", 7/8", 6/8" 杆进行断点位置统计: ① 1" 杆本体疲劳断 4 井次, 断点位置在 6.1% ~ 22.8%, 集中在杆顶部, 平均断点位置为 16.2% (图 1a); ② 7/8" 杆本体疲劳断 13 井次, 断点位置在 40% 以上的有 12 井, 主要集中在杆顶部, 平均断点位置在 16.0% (图 1b); ③ 6/8" 杆本体疲劳断 30 井次, 断点位置集中在 2 个区间: 区间一是 0~40%, 共有 20 井次, 平均断点位置 20.7%; 区间二是大于 60%, 共有 9 井次, 平均断点位置 79.6% (图 1c)。

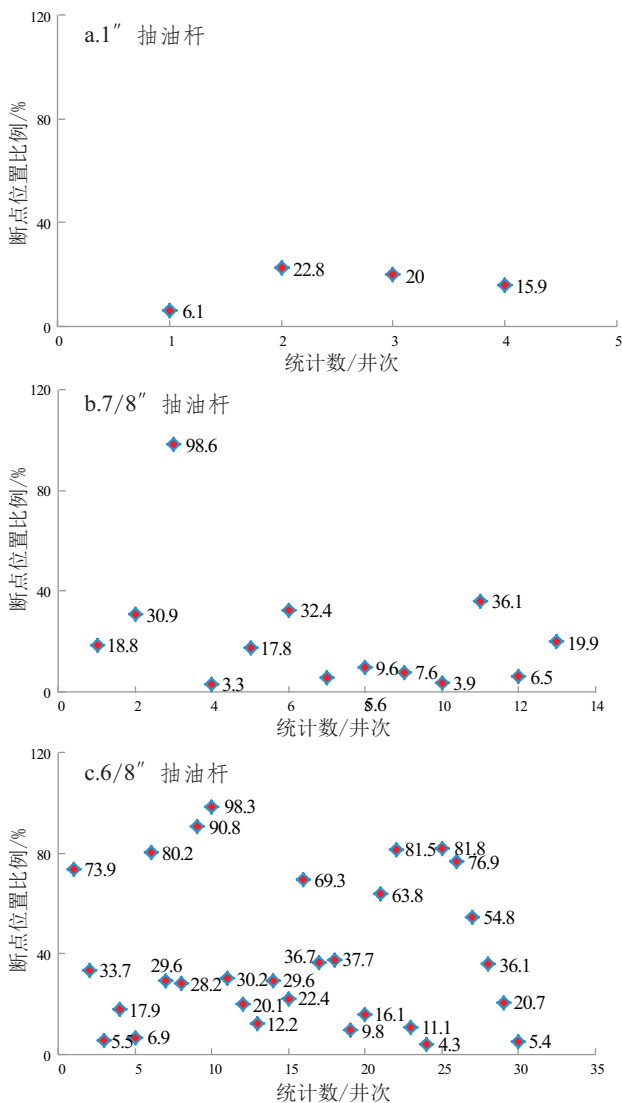


图 1 塔河油田采油一厂 2010—2014 年杆本体断点位置比例

Fig.1 Ratio of pole body break points from 2010 to 2014, No.1 Oil Production Plant, Tahe oil field

(2)悬点最大载荷与杆断关系。对本体疲劳断裂 47 井次悬点最大载荷及生产时间统计发现(图 2):  
 ①悬点载荷<100 kN 共 6 井次,占比 12.8%,100 kN ≤ 悬点载荷<140 kN 共 39 井次,占比 82.9%,悬点载荷 ≥ 140 kN 共有 2 井次,占比 4.3%,统计发现悬点载

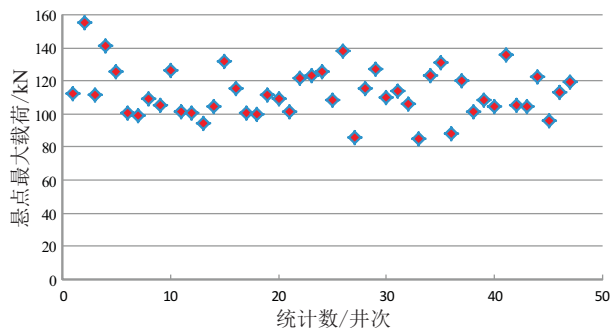


图 2 塔河油田采油一厂杆本体断与悬点最大载荷、生产时间关系

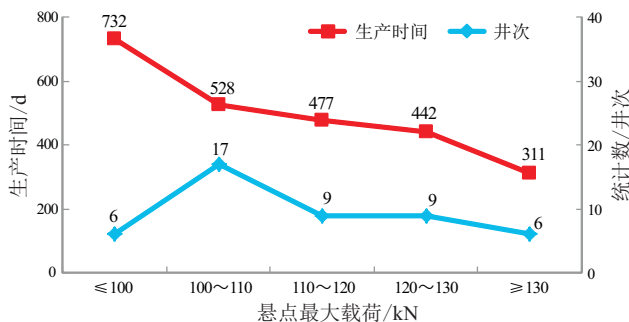
Fig.2 Maximum load, production time vs. pole body break, No.1 Oil Production Plant, Tahe oil field

荷>100 kN 出现杆断风险较高;②随着悬点载荷增加,抽油杆生产时间变短,即悬点载荷越大会加速抽油杆失效。

(3)泵挂深度与杆断关系。对本体疲劳断裂 47 井次泵挂深度及生产时间统计(图 3)发现:①泵挂<2 000 m 共有 5 井次,占比 10.6%,2 000 m ≤ 泵挂<3 000 m 共有 32 井次,占比 68.1%,泵挂 ≥ 3 000 m 共有 10 井次,占比 21.3%。统计发现泵挂大于 2 000 m 后杆断风险较高。②随着泵挂深度增加,抽油杆生产时间变短,即泵挂越深导致抽油杆更易断裂。

(4)交变载荷与杆断关系。对本体疲劳断裂 47 井次交变载荷及生产时间统计发现(图 4):①交变载荷<40 kN 杆断共有 4 井次,占比 8.5%,40 kN ≤ 交变载荷<60 kN 杆断共有 34 井次,占比 72.3%,交变载荷 >60 kN 杆断共有 9 井次,占比 19.2%;统计发现交变载荷大于 40 kN 后杆断风险较高。②随着交变载荷增加,抽油杆生产时间变短,即交变载荷越大抽油杆断风险越大。

(5)疲劳断小结。①抽油杆断井主要集中在 6/8"杆,共 30 井次,占比达 63.8%。分析认为主要受 6/8"抽油杆杆径小原因影响,通过计算在相同抗拉强度下,6/8"杆抗拉仅为 7/8"杆 73.7%,为 1"杆的 58.3%;②6/8"杆断分为 2 个区间:区域一断点位置在 0~40%,共有 20 井次,主要原因为杆顶部是同级杆中悬点载荷与交变载荷最大区,也就是断裂高风险区;区域二断点位置大于 60%,共有 9 井次,该区域位于或接近中和点以下,抽油杆承受不对称拉压循环载荷,反复拉伸导致产生裂纹疲劳断裂<sup>[1]</sup>;③疲劳断根本原因:通过统计,油井泵挂越深悬点载荷越大、交变载荷越大时抽油杆断脱风险越高。通过前人的材料疲劳极限实验<sup>[2]</sup>(图 5)得知,疲劳断裂是受交变载荷与悬点载荷 2 个应力共同影响,  $A_3d'C$  为断裂极限,在  $A_3d'C$  内部区域抽油杆不会发生疲劳断裂。



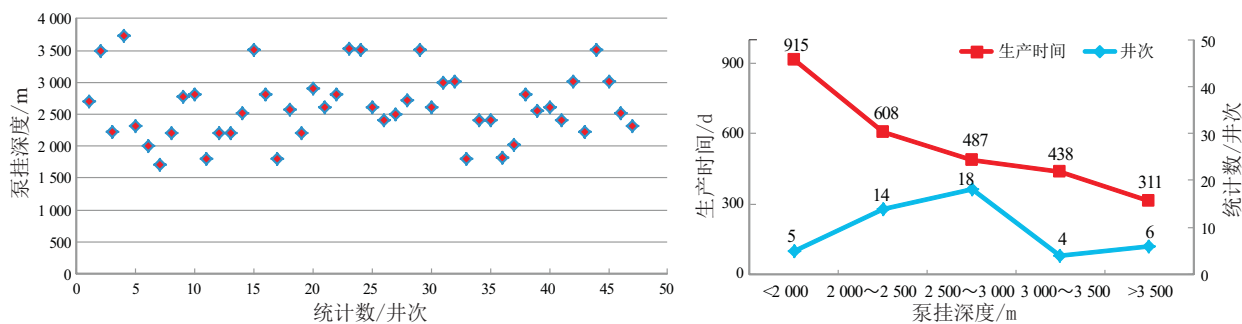


图 3 塔河油田采油一厂杆本体断与泵挂、生产时间关系

Fig.3 Pump, production time vs. pole body break, No.1 Oil Production Plant, Tahe oil field

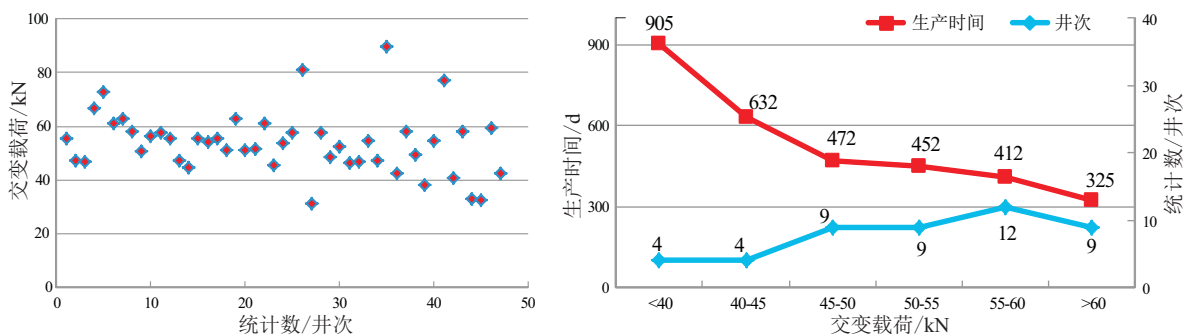


图 4 塔河油田采油一厂杆本体断与交变载荷、生产时间关系

Fig.4 Alternating load, production time vs. pole body break, No. 1 Oil Production Plant, Tahe oil field

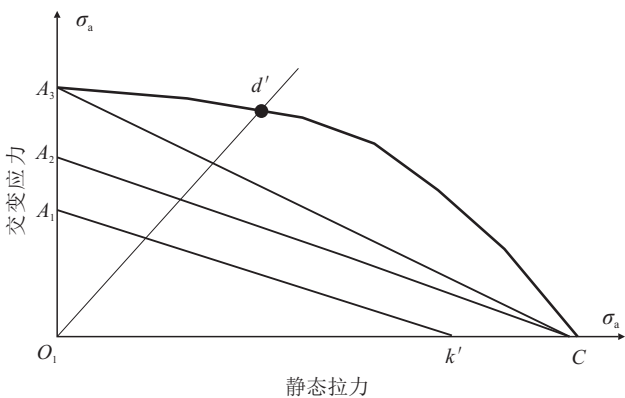


图 5 疲劳极限示意<sup>[2]</sup>

Fig.5 Fatigue limit diagram

### 1.2.2 偏磨断裂

(1) 断点位置。2010—2014 年抽油杆接箍偏磨断裂 15 井次,从断裂点所处位置看,基本在泵上 1 000 m 以内,其中主要分布在 200~600 m,共有 12 井次,占比达 80%。定义断点比例为断点位置深度与该井泵挂深度比值,通过统计发现偏磨断井断点比例在 70%~90% 左右,即偏磨断裂在泵上附近发生概率较大。

(2) 泵挂深度与偏磨断关系。从泵挂深度来看,断裂井主要集中在泵挂 2 500~3 500 m 的深抽井,按照杆柱设计原理(修正古德曼图方法和奥金格疲劳图法),随着泵挂加深,使用 6/8" 抽油杆越

长,杆屈曲度越大,杆越易偏磨。

(3) 生产数与偏磨断关系。从生产参数来看,断裂井主要以快冲次生产,其中以 5 次生产井有 10 井,占比 66.7%。主要有两方面的原因:第一冲次越快,导致杆管摩擦次数相对增多,磨损加快,易出现接箍偏磨断;第二,下冲程时,因冲次过快抽油杆下行速度滞后于驴头的运动速度,产生失稳屈曲变形,变形后的抽油杆与油管接触面增加,加剧抽油杆与油管间磨损。

(4) 含水对偏磨的影响。从产出液含水情况来看,断裂井主要集中在高含水区域,其中含水 80% 以上有 13 井,占比 86.7%。通过查阅资料,当油井含水大于 74.02% 时产出液换相,由油包水型变为水包油型,管杆表面失去了原油的润滑保护作用,使摩擦阻力增大,使管杆磨损加重加快,导致高含水偏磨断裂风险增高。

(5) 偏磨断小结。对 2010—2014 年 15 口杆偏磨断井统计,偏磨断点位置主要分布在泵上 200~600 m,分析认为杆柱在下行过程中,受到向上各种阻力,使得下部杆柱下行时受压力,出现抽油杆弯曲情况,使得抽油杆与油管之间出现摩擦,最后导致断裂,抽油杆受阻力失稳是杆管偏磨的根本原因。油井泵深、快冲次、高含水对抽油杆偏磨断仅起加速促进作用,但不是发生偏磨的根本原因<sup>[3]</sup>。

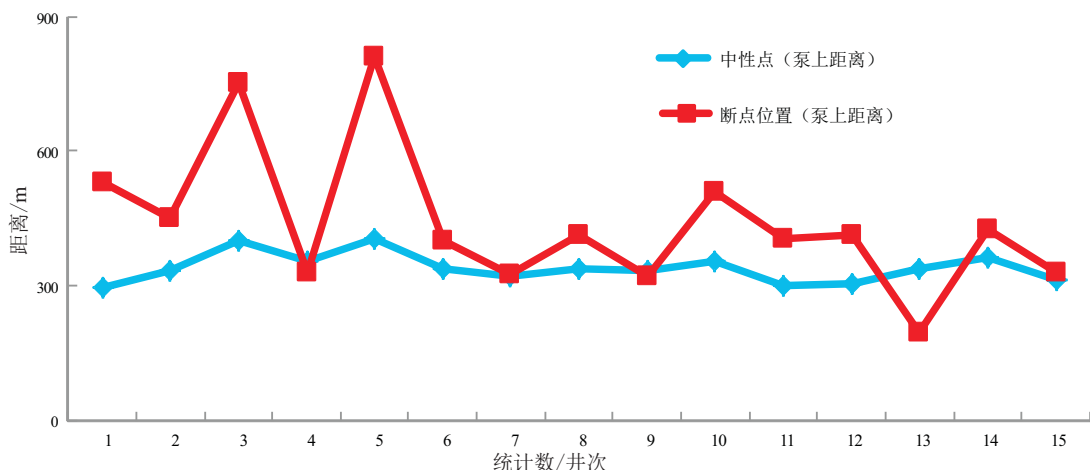


图6 中性点与断点位置关系

Fig.6 Relationship between neutral points and break points

在抽油杆下行过程中,主要受6个下行阻力,即:抽油杆柱与井筒内液体间所产生的摩擦力、液体通过游动凡尔的阻力、惯性力、抽油泵柱塞与泵筒间的摩擦力、抽油杆柱与油管间的摩擦力、液体对抽油杆柱的浮力,底部杆自重平衡这6个阻力的位置即为杆柱的中性点,即中性点之上受力为拉力,中性点之下受力为压力,中性点之下易出现抽油杆弯曲偏磨。利用文献[4]的计算方式,我们得到了偏磨断井抽油杆中性点位置,并与接箍实际断点位置进行了对比(图6):①断点位置与中性点位置相关性强,基本偏磨断井断点位置在中性点附近200 m左右,仅2口井偏差较大(分别高于计算中性点348 m和403 m);②理论上断点位置应该在计算中性点之下,通过实际检泵发现大部分井断点位置也就是偏磨段在中性点之上。分析认为我们计算的中性点为静态下的理论值,当杆管处于运动过程中杆管摩擦形态转变为螺旋屈曲,使得杆管接触面积增大,所受阻力大大增加,会导致杆柱实际中性点上移。

### 1.2.3 脱扣

(1)脱扣位置。2010—2014年抽油杆脱扣检泵15井次,定义脱扣点比例为脱扣位置深度与该井泵挂深度比值,通过统计发现脱扣比例无明显规律(图7)。

(2)脱扣与生产时间关系。从脱扣井生产时间来看,主要集中在400 d以下,共有12井次,占比80%,平均生产时间仅为91 d。分析认为油井作业后生产短期抽油杆脱扣与作业质量关系较大。

(3)杆脱扣小结。杆脱扣井中主要特征即生产时间短,主要为前次作业施工质量差,受作业过程中预紧力不够影响,修井作业过程中接箍扣的松

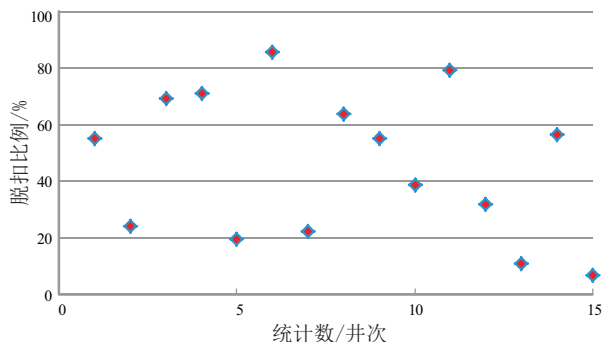


图7 塔河油田采油一厂脱扣位置统计

Fig.7 Tripping position, No.1 Oil Production Plant, Tahe oil field

紧主要受抽油杆丝扣处的清洁、上扣的斜正等影响,受人为影响因素较大,一旦任意环节出现失误,抽油杆在井下往复作用力下极易出现脱扣。

## 2 断脱治理及效果

### 2.1 强化源头设计

#### 2.1.1 建立泵径与液面需求关系

通过前面抽油杆疲劳断统计认为,疲劳断是受交变应力及悬点应力共同作用下产生,油井由于油藏类型决定了其供液能力,决定了杆柱大体下深,即优化悬点应力空间较小,这种情况下优化交变载荷可以有效延长抽油杆使用寿命。

通过对前期杆疲劳断井交变载荷与生产天数关系进行拟合,得到了油井交变载荷与生产天数的关系(函数关系式)(图8)。设计中通过要求抽油杆生产天数达到平均检泵周期750 d,可以得到满足该生产周期下的交变载荷为46.4 kN。

交变载荷为悬点最大载荷减悬点最小载荷,主要由液柱载荷、惯性载荷、摩擦载荷(杆管、柱塞泵

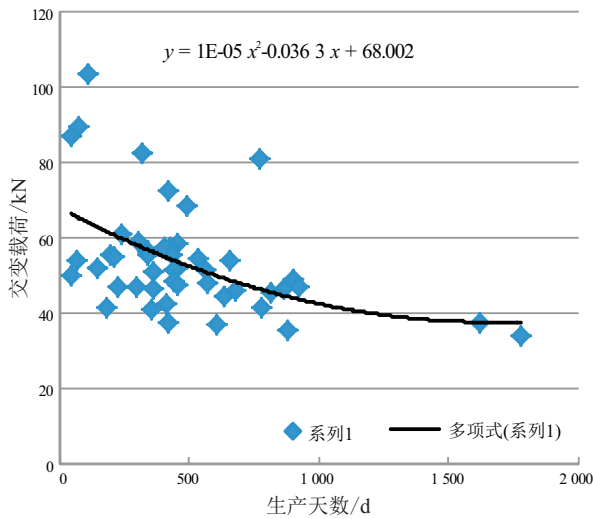


图 8 塔河油田采油一厂油井交变载荷与生产天数的关系

Fig.8 Alternating loading vs. production days, No.1 Oil Production Plant, Tahe oil field

表 1 塔河油田采油一厂不同泵径液面需求关系

Table 1 Pump diameter vs. liquid surface, No.1 Oil Production Plant, Tahe oil field

泵径/mm	生产天数/d	交变载荷/kN	柱塞泵筒摩擦/kN	惯性载荷/kN	液柱载荷/kN	液面需求/m
38	750	46.4	1.3	2.3	39.2	2 163
44	750	46.4	1.5	2.3	38.8	1 595
56	750	46.4	1.9	2.3	37.9	961
70	750	46.4	2.5	2.3	36.8	598
95	750	46.4	3.4	2.3	36.1	312
83	750	46.4	3.0	2.3	35.8	486
105	750	46.4	3.8	2.3	34.2	184
108	750	46.4	3.9	2.3	34.0	157
120	750	46.4	4.4	2.3	33.1	67

表 2 塔河油田采油一厂杆柱设计比例

Table 2 Column design ratio, No.1 Oil Production Plant, Tahe oil field

泵径/mm	冲程/m	冲次/(n · min <sup>-1</sup> )	泵挂/m	泵径/mm	冲程/m	冲次/(n · min <sup>-1</sup> )	泵挂/m
44	5	5	2 200	44	5	5	2 200
预计液面/m	含水/%	油比重/(g · cm <sup>-3</sup> )	混液比重/(g · cm <sup>-3</sup> )	预计液面/m	含水/%	油比重/(g · cm <sup>-3</sup> )	混液比重/(g · cm <sup>-3</sup> )
1 800	90	0.833 6	1.10	1 800	90	0.833 6	1.10
修正古德曼图方法(调整前)				修正古德曼图方法(调整后)			
杆规格/in	1"	7/8"	3/4"	杆规格/in	1"	7/8"	3/4"
杆比例/%	20	30	50	杆比例/%	30	50	20
级长度/m	440	660	1 100	级长度/m	660	1 100	440
级质量/kg	1 861.2	2 138.4	2 618	级质量/kg	2 791.8	3 564	1 047.2
级顶端应力最大/MPa	202.5	214.2	213.0	级顶端应力最大/MPa	218.8	210.3	155.2
级顶端应力最小/MPa	119.1	111.8	83.7	级顶端应力最小/MPa	133.2	108.3	33.5
使用系数	0.9	0.9	0.9	使用系数	0.9	0.9	0.9
最大许用应力/MPa	285.3	281.6	267.4	最大许用应力/MPa	292.4	279.9	242.0
应力范围比/%	50.2	60.4	70.4	应力范围比/%	53.8	59.5	58.4
液柱载荷/kN	杆重(空气)/kN	最大悬载/kN	最小悬载/kN	液柱载荷/kN	杆重(空气)/kN	最大悬载/kN	最小悬载/kN
31.1	64.9	102.6	60.3	31.1	72.5	110.9	67.5

筒、杆液等)等组成。通过交变载荷可以计算得到油井的液柱载荷,进而利用液柱载荷计算公式得到油井不同泵径的液面要求(表 1)。

在设计过程中,通过油井真实液面选取与其匹配的泵径,达到有效延长抽油杆使用寿命的目的。

### 2.1.2 优化杆柱比例

前期由于部分井过度追求悬点载荷最轻,使用 3/4"杆比例相对较大,导致 3/4"杆受应力较大成为断裂高风险区。后期通过数据对比发现,部分井在抽油设备满足情况下,减少 3/4"杆比例后,即使悬点最大载荷增加,但各级抽油杆所受应力范围比更加合理,且 3/4"杆应力下降明显,可以有效减少 3/4"杆风险(表 2)。

### 2.1.3 增加加重杆

针对前期抽油杆偏磨断,采取增加底部杆柱自身重力来使中性点位置下移,达到减少偏磨段长度,降低接箍偏磨断裂风险<sup>[5]</sup>。设计时考虑悬点载荷,一般底部加重杆长度约为 200 m 左右,使中性点位置平均下移约为 150 m 左右。

## 2.2 加强修井及生产管理

(1)加强修井监控,确保入井抽油杆合格无机械损伤,上扣过程确保丝扣内洁净无异物,严格满足预紧力要求;(2)加强生产监控、优化工作制度:第一可以减小惯性载荷以及液柱载荷;第二对于偏磨井,减少了摩擦次数,达到了延长抽油杆寿命的作用。

## 2.3 引入新技术

前期针对抽油杆偏磨情况,主要使用滚轮式或自旋式扶正器,主要起到两方面作用:第一约束,即

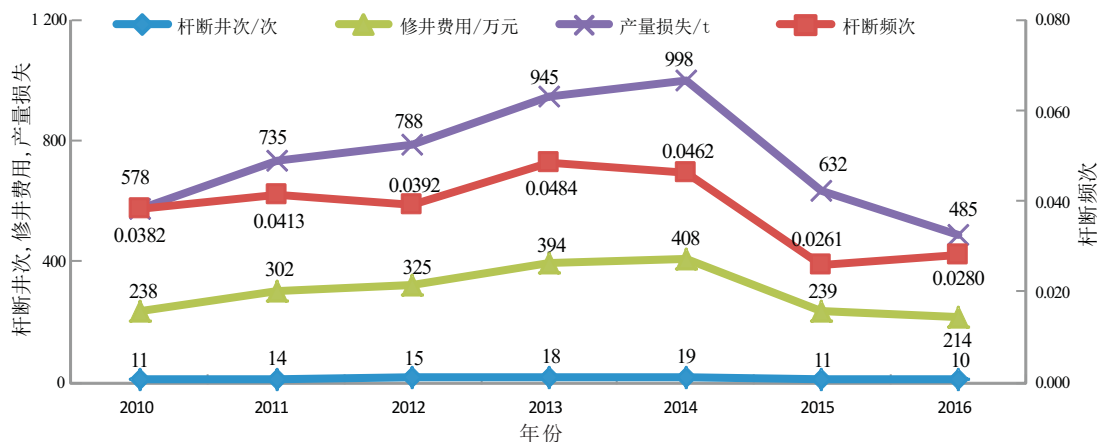


图9 塔河油田采油一厂 2010-2016 年杆断脱井趋势

Fig.9 Rod break trends from 2010 to 2016, No.1 Oil Production Plant, Tahe oil field

缩小杆与油管间隙,对抽油杆柱实现铰接约束;第二改变摩擦形式,由滑动摩擦向滚动摩擦转换,减小杆管间的摩擦系数。但该扶正器在使用过程中因结构原因易导致滚轮或滚珠落井,失去预防效果。另外因减小了流道导致部分异物不能排除,造成抽油杆柱卡或油管堵情况发生。

近两年引入了复合金属抽油杆接箍,在普通接箍上涂覆一层 MDF-1 合金功能涂层,经特殊表面处理工艺加工而成,加工好的接箍表面光亮而光滑,具有耐磨、耐蚀、减摩 3 大功能,可有效实现接箍和油管双向保护,延长油井生产时间。该工艺目前使用 10 次,目前检泵起出 1 井次,从现场应用情况看,TK140H 井加装复合金属抽油杆接箍后,抽油杆偏磨现象明显减弱,起到了防偏磨的目的。

## 2.4 效果

通过开展多方面工作,2015 年后杆断脱趋势得到遏制,杆断频次由 2014 年的 0.046 2 降至 2015 年 0.026 1 和 2016 年的 0.028 0,平均年节约修井费用 181 万元,平均年减少产量损失 439 t,取得了较好的经济效益(图 9)。

## 3 结论

(1)通过统计发现,塔河油田采油一厂抽油杆

断脱主要形式为自体疲劳断、接箍偏磨断、抽油杆脱扣。其中疲劳断主要发生在 6/8" 杆,受杆径小,抗拉强度低影响;产生疲劳断裂的主要原因为悬点载荷、交变载荷过大。接箍断主要集中在杆柱下部,位于泵上 200~600 m 的范围,主要原因为底部杆柱下行受阻力发生弯曲变形,出现杆管摩擦,导致接箍断裂。脱扣井主要特征为生产时间短,原因分析受施工质量影响较大。

(2)通过优化杆柱设计,加强管理,以及引入新技术,可有效抑制杆断脱的高频发生,实现效益开发。

## 参考文献:

- [1] 李勇,张园.塔河油田抽油机井抽油杆断脱原因分析及治理对策研究[J].价值工程,2014(16):321-322.
- [2] 吕瑞典,许明.修正的古德曼应力图及许用安全系数[J].石油学报,2001,22(6):88-90.
- [3] 范周.抽油杆偏磨机理浅析及其治理[J].中国石油和化工标准与质量,2012,32(4):190-190.
- [4] 马建杰,杨海滨,李汉周,等.抽油杆中性点的计算方法研究[J].钻采工艺,2011,34(4):63-65.
- [5] 张竞雄,黄锦滨.朝阳沟油田机抽井管杆偏磨特征规律及综合治理认识[J].钻采工艺,2005,28(3):87-90.

(编辑 徐文明)