

# 低成本清防蜡技术在SD油田的应用及效果分析

张磊

(中国石化华东油气分公司泰州采油厂, 江苏 泰州 225300)

**摘要:**SD油田油井结蜡严重,影响正常生产。前期采用的空心杆电加热、水溶性清蜡、超导自循环热洗等清防蜡工艺,起到了一定的作用,但存在运行成本高、效果不佳等问题。为此,应用了轻便型油井自洗装置、智能加药车、微生物清防蜡剂等低成本清防蜡工艺,并总结了结蜡躺井油井自救方法。经现场验证,低成本清防蜡工艺应用效果良好,运行成本大幅降低。

**关键词:**SD油田 低成本 清防蜡

**中图分类号:**TE35 **文献标志码:**A

## Application of low – cost paraffin removal technology in SD Oilfield and its effect analysis

ZHANG Lei

(Taizhou Oil Production Plant of Huadong Oil & Gas Company, SINOPEC, Taizhou 225300, China)

**Abstract:** In SD Oilfield, wax deposition has seriously affected normal production. In the early stage, hollow rod electric heating, water – soluble wax removal, superconducting self – circulation heat washing and other paraffin removal technologies have played a certain role in wax removal. However, with the exploitation of oil reservoirs, there are many problems such as high operating cost and wax deposition hard to be eliminated. As a result, it was applied low – cost paraffin removal technologies such as portable oil well self – cleaning device, intelligent medicine adding vehicle, microbial cleaning and paraffin inhibitor. And then it was summarized the self – rescue method of waxing failed wells. The results of field application showed that the application effect of low – cost paraffin removal technology is good, and the operation cost can be largely reduced.

**Key words:** SD Oilfield; low cost; paraffin removal

SD油田位于QT凹陷的北部斜坡,是一个被多条断层复杂化了的断块、断鼻构造。油田于2011年底投入开发,主力油层为戴南组一段。油田含油面积 $5.53\text{ km}^2$ ,地质储量 $280 \times 10^4\text{ t}$ ,原油具有凝固点高、含蜡量高、含胶质沥青质高的特点。油井结蜡造成抽油机载荷增加、泵效降低、产量下降、生产时率降低、作业成本增加等问题<sup>[1-3]</sup>。

通过几年的开发实践,SD油田形成了以空心杆电加热、加水溶性清蜡剂、超导自循环热洗等相结合的清防蜡工艺,现场应用取得了较好的效果,基本满足了油井生产的需要,结蜡井作业井次由2012年的24井次,下降至2014年的13井次,但仍然表现出两方面的问题,一是现有清防蜡工艺运行费用高;二是随着油田综合含水上升,油井结蜡带来了新的问

题,比如固定凡尔结蜡影响油井出液、油套环空内结蜡难以清理等。迫切需要探索低成本的清防蜡工艺。

## 1 清防蜡工艺现状及问题

### 1.1 工艺现状

#### 1.1.1 空心杆电加热工艺

SD油田应用空心杆电加热工艺15井次,占总井数的21%。空心杆电加热工艺参数如表1。

收稿日期:2018-03-26;改回日期:2018-06-07。

作者简介:张磊(1986—),工程师,从事采油现场管理及采油工艺研究。E-mail:289790080@qq.com。

表 1 空心杆电加热工艺参数

项目	参数
空心杆尺寸	Φ36 × 5.5 mm
电缆下深	700 ~ 900 m
电加热柜功率	0 ~ 100 kW, 变频可调
日耗电量	400 ~ 600 kW · h

1.1.2 水溶性清蜡剂

将清防蜡剂从油套环空加入油井中,经抽油泵吸入油管内起到清防蜡的作用<sup>[4]</sup>。根据油田套管气量小,地层压力系数小于 1 的特点,油井普遍采用灌加水溶性清蜡剂的方式进行加药,部分动液面高的井采用泵加的方式。优选的水溶性清蜡剂的溶蜡速率为 0.039 71 g/min。SD 油田平均每月清蜡剂用量为 2.5 t。

1.1.3 超导自循环热洗工艺

超导装置以抽油泵抽汲形成的泵压为系统循环动力,以井下液体为循环介质,介质由循环管路被超导加热器快速加热后,进入油套环空,使油管和井内液体温度升高,采出液体又被超导加热器继续快速加热,再进入油套环空,如此往复循环,使井筒温度不断升高,达到溶蜡的目的。SD 油田平均每月自循环热洗 8 井次。

1.2 存在的问题

1.2.1 现有清防蜡工艺运行成本高

空心杆电加热工艺单井日运行用电量 400 ~ 600 kW · h,15 口井平均用电量为 7 800 kW · h。超导热洗自循环热洗平均每井次费用 5 000 元,SD 油田平均每月热洗 8 井次。空心杆电加热和超导自循环热洗每月的运行费用在 21 万元以上。

1.2.2 清防蜡剂加药效果不理想

优选的清防蜡剂虽然溶蜡速度快,但现场应用中受人为因素等影响,加药效果不理想。同时,每年蜡卡检泵井次在 13 井次以上,维护费用达 80 余万元。

1.2.3 结蜡造成固定凡尔失灵

部分油井地层能量充足,动液面高,泵挂浅,随着生产周期的延长,固定凡尔因结蜡造成失灵的现象增多。当出现固定凡尔失灵时,采用热洗车热水循环洗井的方法,一是影响油井产量;二是容易造成地层污染;三是洗井不当容易造成油套环空的蜡进入油管造成蜡卡。

1.2.4 泵挂以下结蜡增加作业成本

作业过程中发现油井泵挂以下存在结蜡,出现

通井遇阻甚至卡管柱的现象,严重影响通井、射孔等作业。分析认为现有的清蜡工艺无法清除泵挂以下的结蜡。

2 低成本清防蜡工艺的应用

针对上述问题,研制了轻便型油井自洗装置及智能加药车,引进了微生物清防蜡剂,总结了结蜡躺井油井自救方法,现场应用取得了良好效果。

2.1 轻便型油井自洗装置

轻便型油井自洗装置由机车、壳体、加热管、控制系统、进液口、出液口组成,工作时,液体自进液口进入加热管加热,后由出口压入油井。压力是油井自身压力,经循环,清洗液可反复使用。控制系统可以采集进出口压力、温度,通过设定压力、温度阈值实现电加热管的启停及报警,并可实现数据及运行状态的远程传输,实现无人值守。此装置结构简单,操作方便,效率高,成本低,安全可靠。

电加热管功率的选择:

为保证加热功率,以油井全水计算加热功率,如式(1)。

$$P = K \frac{C_w Q_1 (T_1 - T_0)}{3.6 \times 24 \times 10^3 \eta} \quad (1)$$

$P$  为电加热管功率,kW; $K$  为设计系数,一般取 1.2; $C_w$  为水的比热容,J/(kg · °C); $Q_1$  为油井产液量,t/d; $T_1$  为洗井时产液温度,°C; $T_0$  为正常生产时产液温度,°C; $\eta$  为洗井装置热效率,%,一般取 80%。

2.2 智能加药车

智能加药车由机车、储药罐、加药泵、控制系统、流量计组成。通过控制系统检测和控制加药量,自动向特定井加注药剂。此装置操作方便,提高了劳动效率,减少了药剂浪费以及加药过程中对人员的伤害。

2.3 微生物清防蜡剂

微生物清防蜡剂是由包含梭状芽孢杆菌、芽孢杆菌、棒状杆菌等多种好氧及兼性厌氧菌组成的石油烃降解菌混合菌<sup>[5]</sup>。这些混合菌分离自高含蜡油井采出液,以原油中的蜡质成分( $C_{15} - C_{70}$ )为生长繁殖的唯一碳源。将菌制剂注入油井,混合菌将以原油中的蜡质组成为碳源进行新陈代谢,使长链烃转化为短链烃,并产生脂肪酸、糖脂、类脂体等多种生物表面活性剂,并改变金属或粘土矿物表面的润湿性,从而阻止蜡结晶的析出、长大和沉积。微生物清蜡剂技术指标见表 2。

表 2 微生物清蜡剂技术参数

选井条件			技术性能		
含水/%	沉没度/ m	矿化度/ ( $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$ )	密度/ ( $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$ )	清蜡率/ %	防蜡率/ %
5~98	>100	<360 000	1.05~1.20	34.5	83.3

## 2.4 油井躺井自救技术

### 2.4.1 蜡卡躺井的自救

原油从地层流入井底上升至井口的过程中,温度逐渐降低,当油温降低至析蜡温度以下时,原油中高碳数蜡逐渐结晶、析出,如不能及时清理,则造成蜡卡躺井。蜡卡躺井后采用热洗的方式进行清蜡是常用的方式,但部分油井因蜡的熔点高、无法建立热洗循环等原因,无法达到解卡的目的<sup>[6]</sup>。

热洗无法解卡时,利用抽油杆接箍的刮带作用可起到机械清蜡的目的,因抽油机冲程较抽油杆长度小,无法充分利用接箍刮蜡,需借助起重设备。具体实施步骤为,首先对蜡卡井进行套管热洗,无法解卡时,利用起重设备(吊车或修井车)上下活动抽油杆,以辅助建立热水循环通道,提高解卡成功率。

### 2.4.2 结蜡造成固定凡尔失灵的自救

表 3 S1 井电热杆间送费用对比

项目	电热杆		清蜡剂		费用合计,元/月
	运行制度	月电费/元	月用量/kg	月费用/元	
优化前	连续运行	12 600	0	0	12 600
优化后	每 7 天运行 12 h	150	100	1 500	1 650

## 3.2 降低了结蜡井次

2015~2017 年,SD 油田结蜡遇卡井分别为 15 井次、12 井次和 8 井次,其中因蜡卡检泵井次分别为 10 井次、6 井次和 0 井次,自 2016 年 9 月运用油井蜡卡躺井自救方法以来,未因蜡卡检泵,年可节约检

当泵挂位于结蜡段时,固定凡尔结蜡造成失灵。通过对比分析,总结出自救方法:调整防冲距至上冲程活塞出泵筒,拆除井口单流阀,利用井筒及流程液体在重力作用下对固定凡尔的冲刷作用,使固定凡尔启闭动作恢复正常。

## 3 应用效果分析

### 3.1 降低了清防蜡运行成本

轻便型油井自洗装置洗井时平均工作功率为 20 kW,以一口井洗 10 h、电费为 0.7 元/(kW·h) 计算,洗井费用仅为 140 元,较超导热洗节约 4 760 元,节约率为 97%。以平均每月 8 井次计算,SD 油田每年可节约洗井费用约 46 万元。

智能加药车的应用强化了对现场加药的管理,改善了加药效果,节约了成本,平均每月可节约药剂 0.2 t,以 16 800 元/t 计算,每年可节约药剂费用约 4 万元。通过加药和电热杆间送的优化组合,单井可节约费用 9 000~11 000 元/月,SD 油田共有空心杆电加热井 15 口,年可节约费用约 15 万元。以 S1 井为例,优化前后费用对比如表 3 所示。

泵费用 30 余万元,避免产量损失 300 t。

2017 年出现 7 次固定凡尔因结蜡失灵的问题,通过调整防冲距快速恢复正常,节省洗井费用 3 万元,避免产量损失 50 t。图 1 为 S8~12 井固定凡尔漏失自救前后的功图。

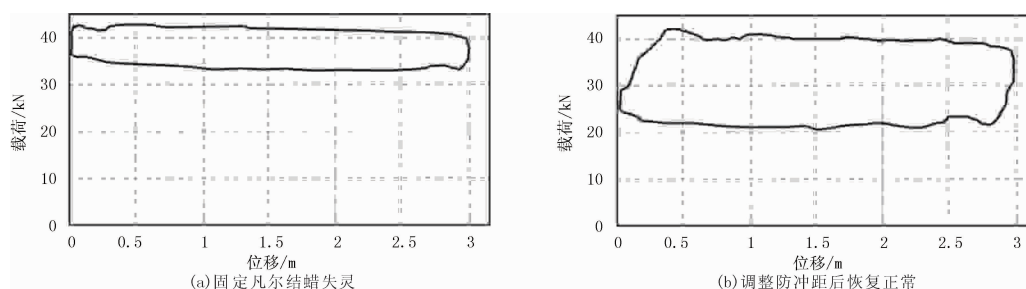


图 1 S8~12 固定凡尔结蜡自救前后功图

## 3.3 微生物清蜡效果显著

SD 油田优选 4 口井开始微生物清蜡剂试验,在使用微生物清蜡剂之前,平均洗井周期为 3 个月,加入微生物清蜡剂试验后可维持 8 个月以上不热洗。

从示功图、电流和产量看,微生物防蜡效果好,结蜡较轻,达到 SD 油田清防蜡要求。微生物清蜡剂加药间隔周期长,每月 2 次,较常规清蜡剂 3~5 天加(下转至第 86 页)

表 1 渤海油田部分油井临界出砂压差与有效作用压差的关系

井号	渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	井深/m	上覆岩层压力/MPa	油藏压力/MPa	临界出砂压差/MPa	有效作用压差/MPa	极限压差/MPa
E13	1 200.8	1 200	29.40	12.0	4.01	4.64	6.01
E14	842.2	1 285	31.48	10.56	2.19	2.31	6.19
E24	735.1	1 304	31.95	10.42	1.88	2.09	4.27
E29	831.9	1 220	29.89	12.40	4.00	4.46	5.78
E32	737.2	1 305	31.97	12.42	3.00	3.19	4.54
E44	1 258.3	1 310	32.10	12.44	2.95	3.11	5.85
E45	1 000.5	1 230	30.14	12.47	3.92	4.17	5.74
E47	746.4	1 290	31.61	10.27	1.97	2.11	4.64
E48	1 033.9	1 292	31.65	10.28	1.95	2.06	4.19

## 5 主要认识

(1)海上高速开采状态下,井筒摩阻和附加阻力对油井的产能影响很大。井筒摩阻和产液速度呈正相关关系,附加阻力受压差的影响很大。考虑井筒摩阻后的合理工作制度的确定方法,更加适用于海上油田。

(2)有效作用压差略大于临界出砂压差时,适度出砂有利于油井产量提高;当压差大于极限压差时,地层大量出砂,油井产量迅速降低。油井合理生产压差应保持在有效作用压差和极限压差范围内。

### 参考文献:

- [1] 王敏,陈民锋,刘广为,等.主成分分析法确定海上油田水驱效果评价关键指标[J].油气地质与采收率,2015,22(02):112-116.
- [2] 曾祥林,孙福街,王星,等.渤海疏松砂岩常规稠油提高单井产能对策研究[J].钻采工艺,2005,28(06):47-50.
- [3] 刘洪杰,戴卫华,康凯.渤海 PL 油田合理生产压差研究[J].石油地质与工程,2014,28(01):65-67.

- [4] 喻西崇,冯叔初.多相管流中沿程摩阻系数分析[J].油气田地面工程,2001,20(02):3-4.
- [5] 居迎军,刘晓光,高永亮,等.多相管流摩阻计算方法综述[J].中国石油和化工,2008,(10):55-58.
- [6] 陈家琅.石油气液两相管流[M].北京:石油工业出版社,2002.
- [7] 陈家琅.油、气、水混合物垂直管流的压降计算——阻力系数法[J].石油勘探与开发,1979,6(06):57-64.
- [8] 蒋世全,邱大洪,张振国,等.油井多相垂直管流压降计算方法的研究进展[J].中国海上油气(工程),2000,12(02):1-7.
- [9] 高鹏,张劲军.幂律流体管内紊流摩阻系数计算式评价[J].油气储运,2005,24(09):13-19.
- [10] 王勤田,赵彦超,杨晶,等.油井出砂临界井底流压计算模型及应用[J].江汉石油学院学报,2002,24(2):75-76.
- [11] 陈民锋,姜汉桥.渤中 25-1 南油田不同井型油井合理生产压差研究[J].中国海上油气,2006,18(06):399-402.
- [12] 李天太,张益,张宁生,等.地层力学特性参数求解及其在苏里格地区的应用[J].西安石油大学学报(自然科学版),2005,20(5):22-24.

(编辑 韩枫)

(上接第 76 页)

药周期,可显著提高劳动效率,可在 SD 油田进一步推广应用。

## 4 结论

(1)SD 油田低成本清防蜡技术的应用取得了良好效果。轻便型油井自洗装置和智能加药车的应用,以及结蜡躺井油井自救方法的实施,每年可节约清防蜡运行费用 95 万元,其中节约自循环热洗费用 46 万元,药剂费用 4 万元,空心杆电加热费用 15 万元,蜡卡检泵费用 30 万元。

(2)微生物清蜡剂清防蜡效果好,加药效率高,减少清防蜡作业的工作量,有效延长了生产周期,明显降低了生产成本。

### 参考文献:

- [1] 辛辉,辛宾.油井结蜡问题原因分析与管理探讨[J].中国石油和化工标准与质量,2011,8(3):25-26.
- [2] 冯耀忠,李宗乾.采油生产中的结蜡问题[J].国外油田工程,1992,2(7):34-36.
- [3] 卫明.采油工程中油井的防蜡与清蜡方法[J].能源与节能,2013,3(90):15-16.
- [4] 康宜恩,黄海,孙杰.帅垛油田油井蜡卡规律研究及治理对策[J].油气藏评价与开发,2012,4(6):53-56.
- [5] 赵贵,邓志英.微生物与生物表面活性剂复配体系在清防蜡中的应用研究[J].钻采工艺,2008,8(14):94-96.
- [6] 尚玉良.油井结蜡机理及处理对策分析[J].化工管理,2016,18(9):20-22.

(编辑 韩枫)