

文章编号:1001-6112(2012)S1-0153-04

# 杆式泵封隔器一体化 保护套管深抽技术研究与应用

邓波, 谭辉, 郭靖

(中国石化西北油田分公司, 新疆轮台 841600)

**摘要:**塔河油田油藏埋藏深度深,随着油田开发的进行,部分地层能量较弱的油藏机抽开采,机抽井泵挂和油套环空液面逐步加深,套管内外压差进一步增大,深抽井套管存在挤毁变形隐患。在分析研究套管内外压差随液面变化关系的基础上,提出了杆式泵配套封隔器保护套管深抽工艺,并进行了矿场试验与应用,成功实现了薄壁套管机抽井保护套管深抽。

**关键词:**杆式泵;薄壁套管;深抽;套管保护;塔河油田

中图分类号:TE35

文献标识码:A

## Investigation and application of casing protection in deep pumping with rod pump and packer

Deng Bo, Tan Hui, Guo Jing

(SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

**Abstract:** The oil reservoirs in the Tahe Oil Field are deep buried. In oil field development, some reservoirs with weak energy turn to mechanical oil production. The pumping depth and liquid level between casing and tubing gradually deepen, and the pressure difference inside and outside the casing increases further. Collapse or deformation may occur in the casing of deep pumping wells. Based on the analysis of the pressure difference inside and outside the casing which changes with the liquid level, it was put forward in this paper the technology of casing protection in deep pumping with rod pump and packer. It has been successfully conducted in field tests, and has popularization and application prospects.

**Key words:** rod pump; thin-wall casing; deep pumping; casing protection; Tahe Oil Field

随着油田的深入开发,塔河油田采油一厂部分油藏的地层压力逐渐下降,表现为油井地层供液能力逐渐变差,机抽井的泵挂和液面逐步加深。油井油套环空液面的下降使得套管内外的压差也在增大,一些油井因7"或5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"套管未回接至井口,地层压力与套管内压力的压差直接作用在9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管上,超深液面的出现使得这个压差可以接近甚至超过薄壁9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管的抗挤毁强度,导致这些油井的9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管存在挤毁变形失效的隐患,阻碍了弱能量油藏油井深抽挖潜的实施。针对这一问题,我们开展了保护套管深抽技术研究。

### 1 套管组合及机抽井深抽存在的问题

#### 1.1 油井套管组合及套管失效风险分析

塔河油田油井井下套管组合大多采用13<sup>3</sup>/<sub>8</sub>"×

9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"×7",13<sup>3</sup>/<sub>8</sub>"×9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"×5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>",10<sup>6</sup>/<sub>8</sub>"×7"等3种形式,其中13<sup>3</sup>/<sub>8</sub>"×9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"×7",13<sup>3</sup>/<sub>8</sub>"×9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"×5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"2种组合形式按7"或5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"是否回接至井口,又可分别分成2种形式:一种是7"或5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"套管回接至井口,另一种是7"或5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"套管未回接至井口。本文所研究的套管保护工艺主要是针对7"或5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"套管未回接至井口的油井,下文简称该类井为“未回接井”。

“未回接井”的7"或5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"套管未回接至井口,机抽生产时油套环空液面一般位于9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管范围内,相比7"或5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"套管已回接至井口的油井,套管内外所承受的压差主要作用在9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管上,而9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管的抗外挤强度远低于7"或5<sup>1</sup>/<sub>2</sub>"套管,所以理论上,在同等液面的情况下“未回接井”的9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管存在着较大挤毁失效风险。

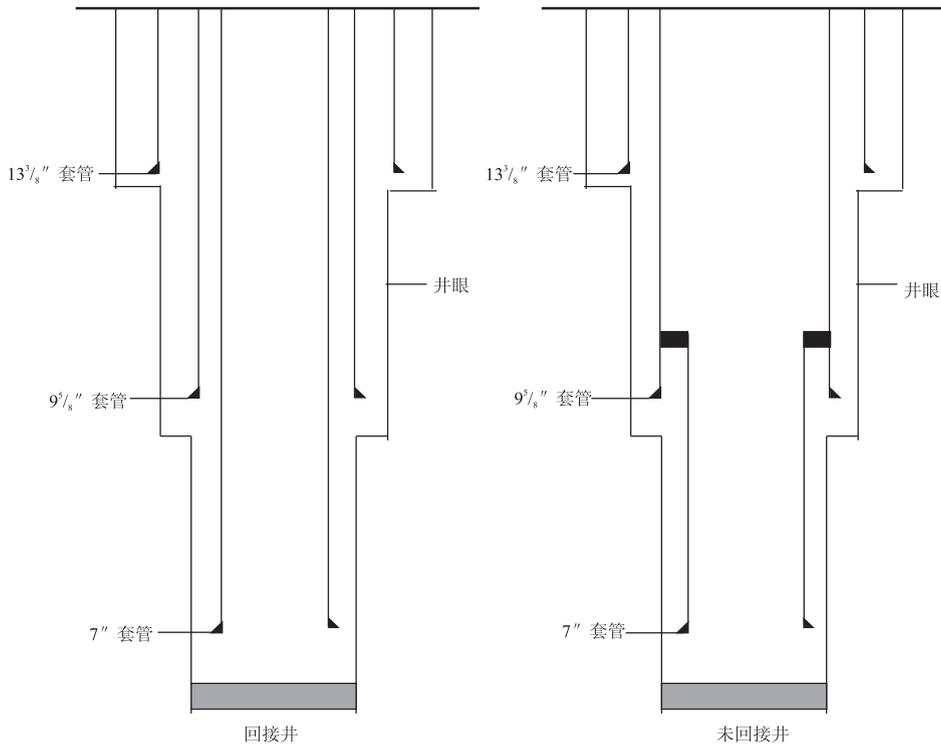


图1 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub>"×9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"×7"套管组合示意

Fig. 1 Casing combination with 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub>"×9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"×7"

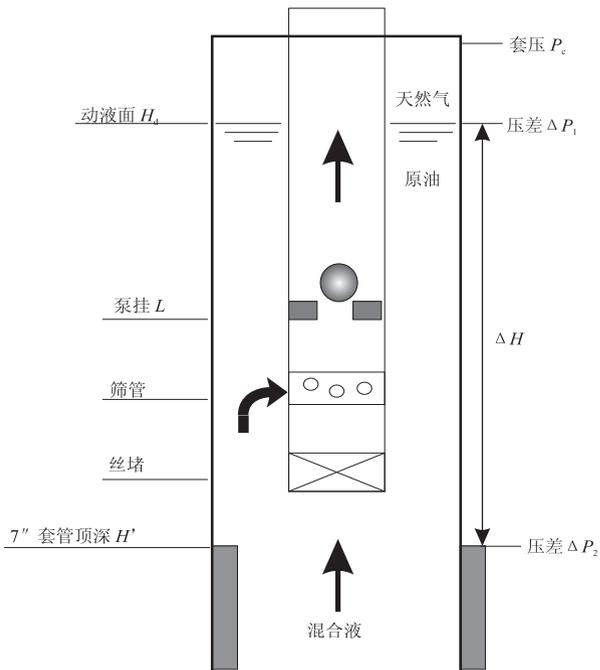


图2 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管受力分析示意

Fig. 2 Stress analysis of casing in 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"

### 1.2 套管保护理论计算

为了分析“未回接井”的9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管随着液面变化套管抗外挤的薄弱点,对9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管在液面处及液面以下某点的套管内外压差进行计算<sup>[1]</sup>(图2):

(1)液面处9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管内外的压差 ΔP<sub>1</sub>:

$$\Delta P_1 = 0.001 \gamma_1 g H_d - P_c$$

(2)液面以下9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管内外的压差 ΔP<sub>2</sub>:

$$\Delta P_2 = 0.001 \gamma_2 g H' - 0.001 \gamma_0 g \Delta H - P_c$$

式中:g为重力加速度,9.8 m<sup>2</sup>/s;H<sub>d</sub>为液面,m;P<sub>c</sub>为套压,MPa;γ<sub>1</sub>为液面处地层压力当量比重,无量纲;H'为液面以下9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管上的某个深度,m;ΔH为H'与H<sub>d</sub>的差值,m;γ<sub>2</sub>为液面以下9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管外某点对应的地层压力当量比重,无量纲;γ<sub>0</sub>为原油比重,无量纲(注:井筒内实际混液比重随含水升高而增大,随气体占容增大而减小,本处直接取值原油比重)。

对比这2个压差:

$$\begin{aligned} \Delta P_2 - \Delta P_1 &= 0.001 (\gamma_2 g H' - \gamma_1 g H_d - \gamma_0 g \Delta H) \\ &= 0.001 g [ (\gamma_2 - \gamma_1) H_d + (\gamma_2 - \gamma_0) \Delta H ] \end{aligned}$$

一般而言,(γ<sub>2</sub>-γ<sub>0</sub>)>0,(γ<sub>2</sub>-γ<sub>1</sub>)>0,所以ΔP<sub>2</sub>-ΔP<sub>1</sub>>0。

由此可知,随着液面的下降,未回接井9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管的薄弱点不是在液面处,而在液面以下。

如果令9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管的抗外挤强度P<sub>抗</sub>=ΔP<sub>2</sub>-ΔP<sub>1</sub>,则可推导出未回接井9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>"套管所能允许的极限液面深度H<sub>极</sub>:

$$H_{\text{极}} = (1\ 000P_c + 1\ 000P_{\text{抗}} + \gamma_0 g H' - \gamma_2 g H') / (\gamma_0 g)$$

$$= \frac{1\ 000(P_c + P_{\text{抗}})}{\gamma_0 g} - \left( \frac{\gamma_2}{\gamma_0} - 1 \right) H'$$

因此,如果用由液面变化造成的 $9\frac{5}{8}$ "套管内外压差是否达到套管对应的抗外挤强度来评估套管挤毁失效风险<sup>[2]</sup>,在未考虑异常地层压力梯度、工程因素等对套管损伤的影响的情况下,要保证未回接井 $9\frac{5}{8}$ "套管的安全至少应使机抽井的液面保持在极限液面深度 $H_{\text{极}}$ 之上。

### 1.3 机抽井深抽存在的问题

随着油田开发的不断深入,塔河采油一厂的机抽井逐年增加,其泵挂也在逐步加深,截止2011年5月泵挂超过2 500 m的机抽井已达124口。

前期统计资料表明,塔河采油一厂“未回接井”井有161口,其中机采井有65口,存在供液不足的油井占21口。部分井仍有较大的深抽增油潜力,但因其 $9\frac{5}{8}$ "套管为薄壁套管(10.03 mm),目前动液面已接近套管安全允许的极限液面深度,为保证套管的安全,这些井的深抽措施无法进一步实施。常规的深抽工艺已无法满足生产需要,新的保护套管深抽工艺研究试验势在必行。

## 2 技术研究与应用

为攻关“未回接井”的深抽及套管保护难题,塔河采油一厂工艺技术人员在分析研究套管内外压差随液面变化关系的基础上,设计出了杆式泵+封隔器组合的深抽工艺技术(图3),同时可实现套管保护。

### 2.1 工艺设计及技术特点

#### 2.1.1 工艺设计

(1)机抽管柱中设计有封隔器,座封于“未回接井”的7"套管上,座封后对封隔器之上油套环空补液至井口<sup>[3]</sup>;(2)封隔器之下机抽管柱用筛管进液;(3)抽油泵采用杆式泵。

#### 2.1.2 技术特点

(1)双向锚定封隔器安装于7"套管内、筛管上部,将井筒上部油套环空与地层流体隔离,通过油套环空补液以达到维持井筒稳定<sup>[4]</sup>、保护 $9\frac{5}{8}$ "套管的目的;双向锚定可有效实现油管锚定效果,杜绝油管蠕动,减小冲程损失,保护封隔器胶筒,延长封隔器使用寿命;(2)杆式泵位于封隔器上部油管内,可整体随抽油杆下入油管中,座封于支撑接头内;检泵作业时只需提出抽油杆和杆式泵进行更换,可不动油管和封隔器,施工操作简单,节约成本。

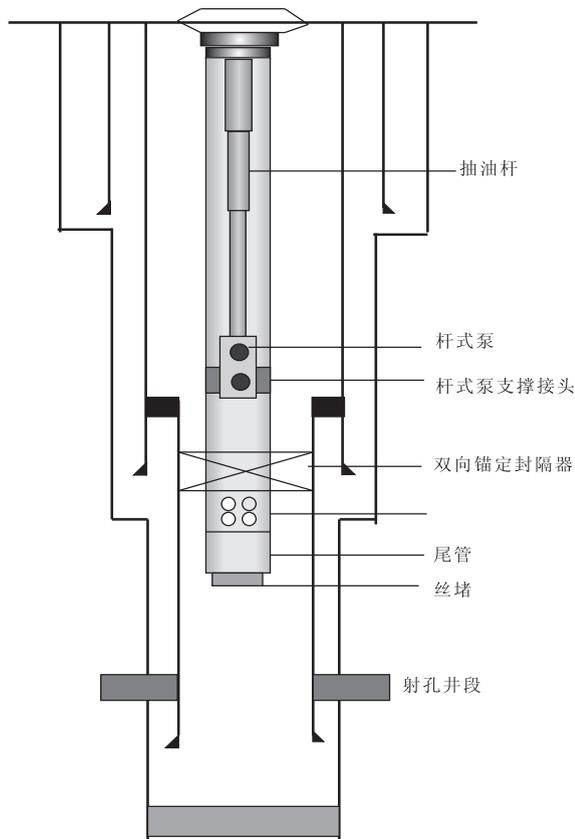


图3 保护套管深抽技术工艺设计示意

Fig. 3 Sketch map of process design of casing protection in deep pumping

### 2.2 现场应用效果

该技术自2009年在GK9X井试验成功投入现场应用以来,已先后在T208, YT2-3H, TK434等10口井成功应用,在保护套管安全的情况下,深抽挖潜取得了较好的增油效果(表1)。

例如,TK247H井于2010年9月实施杆式泵封隔器保护套管深抽工艺。深抽前 $44 \times 3010 \times 7.3 \times 2.5$ 生产,日产液3.8 t,日产油0.9 t,含水76.5%,泵效9.2%,液面2 869 m,功图带供液不足。考虑该井7"套管未回接至井口, $9\frac{5}{8}$ "套管参数为全井P110 \* 11.05 mm,抗外挤强度为30.5 MPa,计算允许理论极限液面为2 805 m。深抽必须考虑套管保护,深抽后泵挂深度加深至3 514 m, $38 \times 7.3 \times 2.1$ 生产,日产液16.8 t,日产油15.6 t,含水7.1%,泵效80.6%,深抽措施当年累增油1 274.1 t,取得良好的应用效果。

## 3 结论

1)为确保 $9\frac{5}{8}$ "套管安全,7"或 $5\frac{1}{2}$ "套管未回接至井口的油井机抽生产时液面应保持在 $9\frac{5}{8}$ "套管允许的极限液面深度之上。

表1 杆式泵封隔器深抽工艺应用情况统计

Table 1 Application of casing protection in deep pumping with rod pump and packer

井号	实施时间	工作制度	深抽后产状				当年累增油/t
			日产液/t	日产油/t	含水/t	泵效/%	
T208	2010-03-26	38 * 3013 * 5 * 4	13.6	12.0	12.0	48.1	1 067.6
YT2-3H	2010-05-30	38 * 3212 * 4.2 * 3	7.6	1.9	74.5	35.1	18.5
TK434	2010-06-07	38 * 3221 * 3.4 * 3	8	7.2	9.6	49.6	763.2
AK2	2010-08-05	38 * 3494 * 5.5 * 3	28.3	2.3	91.7	94.0	198.6
DK2	2010-09-12	38 * 3029 * 5 * 4	15.6	8.6	45.1	47.3	612.0
TK247H	2010-09-15	38 * 3514 * 7.3 * 2.1	16.8	15.6	7.1	80.6	1 274.1
S40	2010-09-22	38 * 2997 * 5 * 3	3.3	1.3	58.9	12.2	90.9
S100	2010-10-03	38 * 3013 * 5 * 3	14	3.5	75.3	52.5	93.8
TK244H	2010-12-11	38 * 35613 * 7.3 * 2.1	15.7	15.5	1.4	76.7	37.2
TK216	2011-01-17	38 * 2811 * 5 * 3	15.5	8.7	43.7	46.0	40.7
合计			138.4	76.6	44.7	54.2	4 196.4

2) 杆式泵配套封隔器深抽工艺可以满足塔河油田下泵深度 3 500 m 左右深抽正常生产要求。

3) 应用杆式泵配套封隔器深抽工艺, 采用油套环空补液的方式, 可维持 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>”套管内外的压力稳定, 达到保护“未回接井”9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>”套管的目的。

参考文献:

[1] 李钦道, 乔雨, 张娟. 油层套管内压力变化与水泥石压力变化的相关性[J]. 钻采工艺, 2008, 31(4): 16-19.

[2] 刘晓艳, 边培明, 赵锦栋, 等. 深井套管保护技术及应用实践[J]. 钢管, 2010, 39(S1): 39-42.

[3] 张全胜. 油田套管损伤的治理技术研究[J]. 石油矿场机械, 2008, 37(6): 20-23.

[4] 唐志军. 套管损坏分析与技术对策[J]. 中外能源, 2007, 12(2): 50-52.

(编辑 叶德燎)

(上接第 152 页)

为 20.9 mg/kg, 2010 年为 15.6 mg/kg, 基本控制在设计指标内。

2) 影响塔河油田三号联脱硫效率的主要因素为气提气来气中 H<sub>2</sub>S 含量较高, 进塔原油含水较高。

3) 建议将气提气量提高至 3 000 m<sup>3</sup>/h 以上。

4) 模拟计算可知, 降低含水可很大程度提高脱硫效率, 因此, 可对塔河油田三号联原油进塔工

艺进行简单改造, 进塔原油均改为净化油。

5) 节能工艺改造较简单, 无需置换和吹扫脱硫塔, 具有节能降耗的优点, 可以实施。

参考文献:

[1] 王智, 闫广宏, 卓海波. 塔河油田三号联合站原油脱硫工艺的优化[J]. 石油工程建设, 2009, 22(6): 22-24.

(编辑 叶德燎)