

# 塔河油田新三级结构井侧钻工艺技术探讨

于洋, 郑江莉, 刘晓民, 李光乔, 周伟

(中国石油化工股份有限公司西北油田分公司工程技术研究院, 乌鲁木齐 830011)

**摘要:**塔河油田自2011年8月试验并推广新三级优化结构井,目前已完钻67口。考虑到该类井侧钻需求,该文提出了侧钻技术方案,即一开采用165.1 mm钻头钻穿泥岩,下入139.7 mm套管固井;二开采用118 mm钻头钻至设计井深;同时分析了139.7 mm套管固井可行性和侧钻二开小井眼定向钻井技术配套。通过分析论证,表明优选的侧钻技术方案可行,能够满足塔河油田新三级结构井侧钻需求。

**关键词:**泥岩封隔;侧钻;窄间隙固井;小井眼钻井;新三级结构井;塔河油田

**中图分类号:**TE24

**文献标识码:**A

## Sidetracking technology of new three-stage well structure in Tahe Oilfield

Yu Yang, Zheng Jiangli, Liu Xiaomin, Li Guangqiao, Zhou Wei

(Research Institute of Engineering Technology, SINOPEC Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

**Abstract:** 67 wells have been drilled since a new three-stage well structure was tested and promoted in the Tahe Oilfield in August of 2011. Considering the sidetracking needs of these wells, a sidetracking technology program is presented in this paper. First, mudstone is drilled with 165.1 mm bit and cemented with 139.7 mm casing. Second, to reach design depth with 118 mm bit. Meanwhile, the feasibility of 139.7 mm casing cementing and the directed drilling technique support of sidetracking slim hole are discussed. The optimized sidetracking technique program is proved feasible, and can meet the sidetracking requirements of new three-stage well structure in the Tahe Oilfield.

**Key words:** mudstone packer; sidetracking; tiny gap cementing; slim hole drilling; new three-stage well structure; Tahe Oilfield

利用长停井、低产低效井进行侧钻,可以有效地沟通周边储集体,提高储量的动用程度<sup>[1]</sup>。为了加快分公司勘探开发步伐和满足后期老井侧钻需求,于2011年8月在塔河油田TH12356、TH10119等井试验新三级优化结构井,取得良好效果后,进行了推广应用,目前已完钻67口井,平均完钻井深5 899.6 m,平均钻井周期76.22 d,较2011年四级常规井身结构井平均钻井周期缩短了25.64%。随着开发不断深入,针对新三级优化结构井后期侧钻需求,本文以新三级结构井为例进行侧钻工艺技术分析。

入139.7 mm套管固井,实现对巴楚组、桑塔木组不稳定泥岩“机械封隔”。(2)139.7 mm套管通径为118.18 mm,因此,二开采用118 mm钻头钻至设计井深6 008.74 m(图1)。

## 1 侧钻方案及井眼轨迹优化设计

### 1.1 侧钻方案

(1)一开采用165.1 mm钻头钻进,按地质要求结束(进入哈尔巴克或距奥陶系顶界),井深5 572 m,下

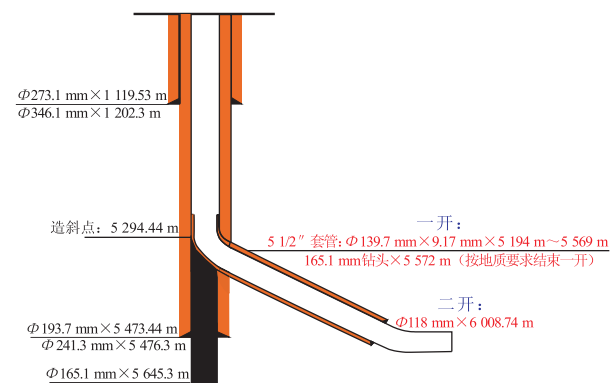


图1 开窗侧钻井井身结构优化方案

Fig. 1 Optimization program of sidetracking hole structure

## 1.2 井眼轨迹优化设计

剖面类型设计成“直—稳—增—平”，中间为稳斜调整段，以弥补第一和第二造斜井段实际造斜率与设计造斜率的偏差，减少井眼轨迹控制的难度。为使造斜点尽量深，避开上部水层和减少一开钻进长度，在满足 139.7 mm 套管安全下入的情况下，设计第 1 段造斜率尽量大；井眼轨迹需满足地质避水要求。井眼轨迹优化设计如表 1。

## 2 139.7 mm 套管固井可行性分析

### 2.1 139.7 mm 套管选择

为降低环空摩阻，同时满足套管抗外挤和抗拉强度要求，通过对 139.7 mm 套管调研，优选 139.7 mm×9.17 mm×TP140V 薄接箍套管（接箍外径 144 mm）<sup>[2]</sup>，套管厂家推荐该套管的连接长度小于等于 1 000 m。按全掏空设计，管外取地层压力 1.24

g/cm<sup>3</sup>，套管抗外挤系数 1.32（表 2）。

### 2.2 139.7 mm 套管固井可行性

API 推荐井眼与套管间隙 9.5 ~ 12.7 mm，最好为 19 mm，两种管材固井间隙均为 12.7 mm（表 3），均未加套管扶正器，TK6-463CH 井在 165.1 mm 井眼下完成间隙 12.7 mm 膨胀管固井（图 2），从固井质量来看，实现间隙 12.7 mm 固井可行，为 139.7 mm 薄接箍套管固井提供了依据。

### 2.3 139.7 mm 套管安全下入分析

依据《钻井手册（甲方）》推荐计算公式，套管管体允许弯曲半径：

$$R = \frac{ED}{200Y_p} K_1 K_2 \quad (1)$$

式中： $R$  为允许的套管弯曲半径，m； $E$  为钢材弹性模量，206×10<sup>6</sup> kPa； $D$  为套管的外径，cm； $Y_p$  为钢材的屈服极限，kPa； $K_1$  为抗弯安全系数， $K_1 = 1.8$ ；

表 1 井眼轨迹优化设计

Table 1 Optimization of well trajectory

斜深/m	井斜/(°)	方位/(°)	垂深/m	NS/m	EW/m	投影位移/m	全角变化率(°/30 m)	靶点
5 294.44	0	0	5 294.44	0	0	0	0	
5 419.44	50	199.84	5 404.17	-48.13	-17.37	51.17	12	
5 570.11	50	199.84	5 501.02	-156.69	-56.55	166.59	0	
5 624.72	86.41	199.84	5 520.95	-203.6	-73.48	216.45	20	A
6 008.74	86.41	199.84	5 545	-564.09	-203.59	599.71	0	B

表 2 139.7 mm 套管优选表

Table 2 Optimization of 139.7 mm casing

外径/mm	壁厚/mm	通径/mm	接箍外径/mm	钢级	抗外挤/MPa	抗内压/MPa	接头连接强度/kN	139.7 mm 套管强度校核		
								抗外挤安全系数	抗内压安全系数	抗拉安全系数
139.7	9.17	118.18	144	TP140V	89	70	2 362	1.32	5.83	11.33

表 3 139.7 mm 套管和 139.7 mm 膨胀管与井眼间隙对比

Table 3 Gap of wellbore vs. 139.7 mm casing and expanding casing

管材	井眼尺寸/mm	外径/mm	壁厚/mm	间隙/mm	接箍外径/mm
膨胀套管	165.1	139.7(膨胀前)	7.72	12.7	
套管	165.1	139.7	9.17	12.7	144

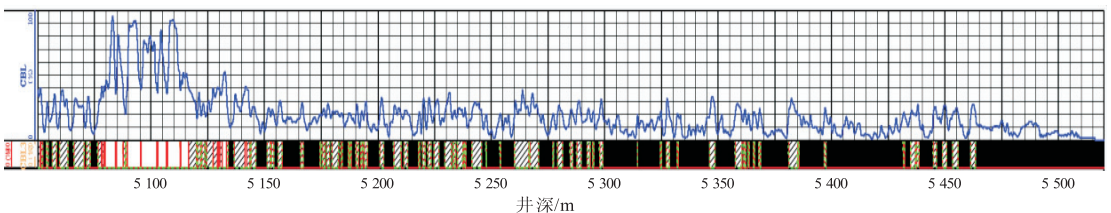


图 2 TK6-463CH 井膨胀套管固井质量

Fig. 2 Cementing quality of expanding casing in well TK6-463CH

$K_2$  为螺纹连接处的安全系数,推荐  $K_2 = 3$ 。通过上述公式计算出推荐的 139.7 mm 套管允许通过的井眼曲率为  $21.36^\circ/30\text{ m}$ ,可以安全下入。

### 2.4 139.7 mm 套管下入能力分析

利用 Landmark 软件模拟 139.7 mm 套管下入能力(图 3),取套管摩擦系数 0.25,裸眼段摩擦系数 0.5,并径扩大率取 5%。

下入到井底大钩载荷 743.5 kN,起出大钩载荷 808.7 kN。根据模拟过程,139.7 mm 套管下入余量 543.5 kN,可以顺利下至设计井深。

## 3 118 mm 小井眼定向钻井技术

### 3.1 钻井工艺配套

#### 3.1.1 测量仪器优选

118 mm 钻头定向钻井须使用非常规小尺寸 MWD,根据调研情况,推荐使用斯伦贝谢的 SLIMPULSEG4 和 GE 公司的 GE-MWD(表 4),优先选用 SLIMPULSEG4-MWD。

#### 3.1.2 螺杆钻具优选

118 mm 井眼配套动力钻具使用 95 mm 螺杆,根据螺杆性能参数和其他油田 95 mm 螺杆使用情况,优选天津立林(5LZ95×7)螺杆。

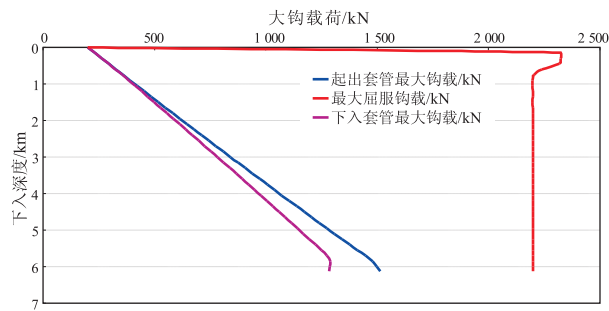


图 3 139.7 mm 套管下入过程大钩载荷

Fig. 3 Hook load of 139.7 mm casing

#### 3.1.3 钻头优选

考虑轴承的可靠性,使用单牙轮钻头居多,钻头型号为 YC437、YC517 和 YC537,对牙轮顶部镶嵌若干金刚石复合片,以加强抗磨性能,提高钻头寿命。PDC 钻头多为 6 刀翼,型号为 P4134M-118,被广泛应用于胜利和江苏油田 139.7 mm 套管开窗侧钻井中。

#### 3.1.4 特殊钻杆定制

为了减少 118 mm 钻头钻井循环压耗和降低  $2\frac{7}{8}$ " 钻具事故风险,参考 TK6-463CH 井小井眼钻井案例,定制接箍外径为 108 mm 的非标  $3\frac{1}{2}$ " 钻杆(表 5),该钻具在 TK6-463CH 井应用未发生钻具事故。

### 3.2 118 mm 小井眼钻井可行性分析

钻具组合优化设计:  $\Phi 118\text{ mm}$  钻头 +  $\Phi 95\text{ mm}$  单弯动力钻具 + 单流阀 +  $\Phi 89\text{ mm}$  无磁承压钻杆 1 根 +  $\Phi 89\text{ mm}$  MWD 无磁悬挂短节 +  $\Phi 89\text{ mm}$  无磁承压钻杆 1 根 +  $\Phi 88.9\text{ mm}$  特制斜坡钻杆 52 根 +  $88.9\text{ mm}$  加重钻杆 48 根 +  $\Phi 88.9\text{ mm}$  斜坡钻杆。

#### 3.2.1 压耗计算

图 4 已经考虑螺杆、MWD 压降,钻至井深

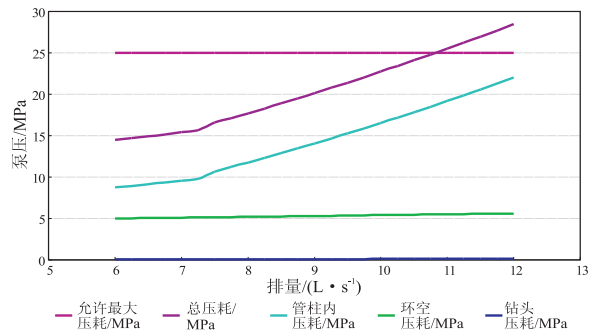


图 4 排量与泵压关系

Fig. 4 Relationship between delivery capacity and pump pressure

表 4 SLIMPULSEG4 和 GE-MWD 性能参数

Table 4 Parameters of SLIMPULSEG4 and GE-MWD

型号	尺寸/mm	井斜精度/ $(^\circ)$	方位精度/ $(^\circ)$	工作温度/ $^\circ\text{C}$	耐压/MPa	排量/ $(\text{L} \cdot \text{s}^{-1})$	适合钻铤尺寸/mm
SLIMPULSEG4	44.5	$\pm 0.1$	$\pm 1$	$\leq 150$	$\leq 155$	5 ~ 10	63.5 ~ 241.3
GE-MWD	48	$\pm 0.05$	$\pm 0.25$	$\leq 175$	$\leq 170$	8 ~ 12	88.9 ~ 241.3

表 5 88.9 mm 非标钻杆性能参数

Table 5 Parameters of non-standard 88.9 mm DP

管体规格/mm	钢级	接头型号	接头外径/mm	接头内径/mm	接头抗拉/kN	接头抗扭/ $(\text{kN} \cdot \text{m})$	管体抗拉/kN	管体抗扭/ $(\text{kN} \cdot \text{m})$	上扣扭矩/ $(\text{kN} \cdot \text{m})$	备注
88.9×9.35	S135	BGXT31	107.95	41.275	2 774.88	38.86	2 174.18	45.28	23.32	宝钢

表6 TK6-463CH 与新三级侧钻井井身结构、钻具组合、排量、泵压对比  
Table 6 Comparison of hole structure, drilling assembly, delivery capacity and pump pressure between well TK6-463CH and new three-stage well structure

井号	井身结构	井深/m	钻具组合	钻井液密度/ ( $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$ )	排量/ ( $\text{L} \cdot \text{s}^{-1}$ )	泵压/ MPa
TK6-463CH	177.8 mm 套管× 5 133 m+139.7 mm 膨胀套管 428.04 + 130 mm 井眼 230 m	5 740	Φ130 mm PDC 钻头+Φ105 mm 单弯螺杆+ Φ105 mm MWD 短节+Φ88.9 mm 无磁钻铤 1根+Φ88.9 mm 特殊钻杆 71 根+Φ88.9 mm 加重钻杆 47 根+Φ88.9 mm 钻杆	1.12	10	19
新三级	193.7 mm 套管× 5 294 m+139.7 mm 套管 375 + 118 mm 井眼 36.74 m	5 985.01	Φ118 mm 钻头+Φ95 mm 单弯螺杆+Φ89 mm 无磁承压钻杆 1 根+Φ89 mm MWD 无磁 悬挂短节+Φ89 mm 无磁承压钻杆 1 根 + Φ88.9 mm 特制斜坡钻杆 52 根+88.9 mm 加 重钻杆 48 根+Φ88.9 mm 斜坡钻杆	1.13	10	22.1

6 008.74 m, 排量 8 L/s ( $0.48 \text{ m}^3/\text{min}$ ) 至 10 L/s ( $0.6 \text{ m}^3/\text{min}$ ) 时, 泵压范围 17.38 ~ 22.1 MPa, 可以满足螺杆、测量仪器的工作排量; 当排量为 10 L/s ( $0.6 \text{ m}^3/\text{min}$ ) 时, 此时泵压为 22.1 MPa, 在泥浆泵泵压允许范围之内。

参考案例: TK6-463CH 井是一口 139.7 mm 膨胀套管试验井, 该井为两开次侧钻井, 二开使用 130 mm 钻头、88.9 mm 钻具钻进, 实际进尺 230 m, 钻井周期 13.88 d, 机械钻速 1.61 m/h (表 6)。

TK6-463CH 井二开采用 130 mm 钻头, 为 118 mm 小井眼 (139.7 mm 套管内) 循环压耗理论计算的准确性提供了检验依据, 通过模拟计算, 新三级侧钻井二开采用 118 mm 钻头钻井, 其计算压耗与 TK6-463CH 井相当 (表 6), 可以指导现场钻井施工。

TK6-463CH 井实钻表明, 通过使用接箍外径为 108 mm 的 88.9 mm 非标钻杆, 相比 73 mm 钻杆内径 (54.65 mm) 增大 15.55 mm, 可有效降低沿程压力损耗, 提高水平位移延伸能力, 小井眼钻井时推荐采用 88.9 mm 非标钻杆。

### 3.2.2 井眼净化分析

根据 Landmark 软件模拟 (图 5), 保持井眼清洁的最小排量为 7.6 L/s ( $0.46 \text{ m}^3/\text{min}$ ), 泥浆泵最大排量可以达到 11.1 L/s (泵压 25 MPa), 工区内泥浆泵可以满足 118 mm 小井眼定向钻井对泵压和排量的需求。

## 4 结论与建议

1) 针对新三级优化结构井, 侧钻一开使用

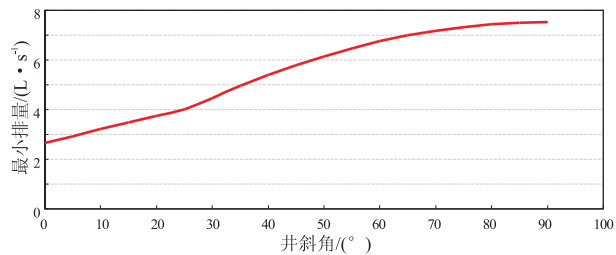


图5 最小排量与井斜角关系

Fig. 5 Correlation between minimum delivery capacity and inclination angle

165.1 mm 钻头, 该井眼下实现接箍外径为 144 mm 的 139.7 mm 套管固井具有可行性, 固井工艺推荐采用平衡法固井。

2) 通过完善小井眼钻井测量仪器、螺杆钻具、钻头、钻杆配套和分析钻压传递能力、泵压及井眼净化情况, 配套工艺和水力能力可满足 118 mm 小井眼定向钻井。

3) 建议选取合适的开窗侧钻井进行 139.7 mm 套管固井和 118 mm 小井眼定向钻井试验, 实现侧钻井降本增效, 加快开窗侧钻井部署步伐。

### 参考文献:

- [1] 周伟, 耿云鹏, 石媛媛. 塔河油田超深井侧钻工艺技术探讨[J]. 钻采工艺, 2010, 33(4): 108-111.
- [2] 李双贵, 高长斌, 方建波, 等. 塔河油田简化结构井开窗侧钻技术优化研究[J]. 石油实验地质, 2012, 34(S1): 106-108.
- [3] 陈明, 贾江鸿, 王帅, 等. 小井眼双阶梯水平井摩阻分析及降摩阻技术[J]. 中国安全生产科学技术, 2011, 7(8): 88-92.
- [4] 汪志明, 郭晓乐, 张松杰, 等. 南海流花超大位移井井眼净化技术[J]. 石油钻探技术, 1998, 26(4): 48-50.

(编辑 徐文明)