

文章编号:1001-6112(2012)S1-0106-03

# 塔河油田简化结构井开窗侧钻技术优化研究

李双贵<sup>1</sup>,高长斌<sup>2</sup>,方建波<sup>1</sup>,王沫<sup>1</sup>

(1. 中国石化西北油田分公司,乌鲁木齐 830011; 2. 中国石化华东西部钻井公司,新疆轮台 830011)

**摘要:**塔河油田自1997年勘探开发以来,截止2010年底已完成1552口井钻完井施工,部署了近400口三级简化井身结构井。奥陶系碳酸盐岩油藏需通过老井侧钻工艺定向沟通原井筒附近的有利储集体,侧钻技术是塔河油田高效开发手段之一。针对底水锥进引起的泥岩钻完井难题,开展塔河油田开窗侧钻井小井眼井身结构、井眼轨迹优化、水力参数、钻具组合等侧钻井关键技术优化研究,解决该类侧钻井钻完井技术难题。

**关键词:**复杂泥岩段;超深小井眼钻井;碳酸盐岩储集体;钻完井技术

**中图分类号:**TE24

**文献标识码:**A

## Improvement of sidetracking technique in simplified structure well, Tahe Oil Field

Li Shuanggui<sup>1</sup>, Gao Changbing<sup>2</sup>, Fang Jianbo<sup>1</sup>, Wang Mo<sup>1</sup>

(1. SINOPEC Northwest Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China;

2. Western Branch of East China Drilling Company, SINOPEC, Luntai, Xinjiang 830011, China)

**Abstract:** From 1997 to the end of 2010, 1 552 wells have been drilled and completed in the Tahe Oil Field. Nearly 400 wells with simplified structure of three parts have been arranged. In the Ordovician carbonate reservoirs, sidetracking technique is required to communicate the favorable reservoirs near to the original wellbores. Lateral drilling technique is one of the efficient exploration measurements in the Tahe Oil Field. In order to solve the problems of mudstone well drilling and completion caused by bottom water coning, the studies of slim hole well structure in sidetracking, well trajectory optimization, hydraulic parameters and drilling assembly have been carried out.

**Key words:** complex mudstone; deep slim hole drilling; carbonate rock reservoir; drilling and completion technology

塔河油田钻遇地层纵向上主要分为2类,奥陶系之上主要为砂泥岩互层,奥陶系主要为灰岩地层,上覆地层最高孔隙压力 $1.24\text{ g/cm}^3$ (石炭系),破裂压力 $1.88\sim 1.98\text{ g/cm}^3$ ,目的层孔隙压力 $1.08\sim 1.10\text{ g/cm}^3$ (奥陶系),破裂压力 $1.65\sim 1.85\text{ g/cm}^3$ 。目的层以上砂岩地层易渗漏,泥岩地层易坍塌。奥陶系目的层碳酸盐岩储层溶蚀孔洞、裂缝发育,常出现放空、井漏、井涌等复杂情况,须严格控制好钻井液密度及钻井工艺措施。奥陶系碳酸盐岩目的层顶界为地质必封点。

### 1 侧钻井技术现状

塔河油田侧钻井分裸眼侧钻和套管开窗侧钻2类。其中,套管开窗侧钻又分177.8 mm套管开窗和244.5 mm套管开窗。

裸眼侧钻工艺在塔河油田实践应用多年,较成

熟,主要适用于无避水要求的侧钻井。该工艺从177.8 mm套管管鞋下( $\geq 9\text{ m}$ )奥陶系地层侧钻,利用中短半径水平井的高造斜率、小曲率半径在50 m左右垂距范围内逼平井眼轨迹,以水平井眼的不断延伸实现老井眼与邻近缝洞储集体的定向沟通。

由于底水锥进,2007年出现垂距限制导致裸眼侧钻不能有效避开老井筒水体,被迫进行套管开窗侧钻的情况。该工艺通过上提造斜点增加侧钻点与着陆点垂距,增加着陆点水平位移实现避水目的。目前套管开窗侧钻井呈逐年增长趋势。

### 2 侧钻井技术难题

三级结构井177.8 mm套管从井口直下至油气层顶部,通径149.3 mm,超深,常规侧钻工艺只能针对同一压力系统的同一地层施工一个开次。

由于底水锥进,侧钻井井眼轨迹需在油藏顶部

远离原井筒 100 ~ 150 m, 须上提开窗点至复杂泥岩段, 钻至地质靶点必须穿越 2 套压力系统, 常规钻井工艺难以解决钻井, 尤其是完井及采油过程中的上覆泥岩坍塌问题。近年虽调研出膨胀管工艺可缓解该难题, 但膨胀管成本高、强度低, 不能从根本上解决该难题, 一定程度上限制了该工艺的现场实施。

### 3 侧钻井优化技术

针对塔河油田钻井地质情况及老井井身结构, 为实现避水目的, 三级结构井侧钻作业属小井眼定向钻井工艺, 该钻完井工艺研究成果如下。

#### 3.1 井身结构优化设计

常规侧钻井采用 149.2 mm 钻头定向延伸至目标靶点, 钻达地质靶点后易漏、易涌, 钻遇油气层后只能采用裸眼完井工艺。该钻、完井工艺要求较好的地层稳定性, 从侧钻到完钻的井眼轨迹只能在奥陶系灰质较纯、地层较稳定的碳酸盐岩地层穿行。伴随底水锥进, 为实现地质避水目的的侧钻井必须将造斜点上提到上覆不稳定的泥岩地层, 面临 2 套压力系统, 常规的一开侧钻工艺无法满足钻完井安全施工要求。通过对钻遇地层岩石力学特征研究及跟踪最新的套管研发前沿技术, 针对该复杂情况研究配套较合理的井身结构及配套的钻完井工艺。

侧钻一开采用偏心钻头钻过易塌泥岩段 3 ~ 5 m 中完, 钻达设计中完井深下 139.7 × 9.17 × TP140V 薄接箍尾管封隔复杂泥岩段, 推荐平衡法固井。侧钻一开优选的套管性能如表 1。

套管厂家推荐该套管的最大狗腿度 ≤ 16°/30 m,

连接长度 ≤ 1 000 m。其中, 139.7 mm × 9.17 mm × P110 × TP-NF 套管(接箍外径 146 mm) 已通过 20°/30 m 的室内试验。

#### 3.2 井眼轨迹优化设计

根据 Compass 模拟, 相同造斜率条件下, 从 0° 井斜定向造斜到 30° 及 30° 造斜到 90° 井斜所需垂距空间几乎一致。

计算表明, 造斜率 25°/30 m 条件下, 从 30° 井斜定向增至 90° 井斜需要的垂距空间仅 34.38 m。因此, 可在 30° 井斜范围内定向延伸井眼轨迹, 以较小井斜的轨迹延伸实现避水目的并确保下套管封隔复杂泥岩地层。

为确保井眼轨迹的有效延伸, 设计侧钻一开狗腿度 4° ~ 6°/30 m, 中完前最大井斜 ≤ 30°, 设计侧钻二开水平段长 ≤ 200 m。针对靶点水平位移 600 m, 避水位移 ≥ 150 m 的井眼轨迹优化设计如表 2。

#### 3.3 钻具组合优化设计

侧钻一开钻具组合: 5-7/8" × 6-3/4" E1169-A1 随钻扩孔钻头 + 4 3/4" 单弯螺杆 (1.75°) + 5 3/8" 扶正器 + 浮阀 + MWD 悬挂短节 + 无磁钻杆 × 1 根 + 6" 扶正器 + 88.9 mm 斜坡钻杆 + 88.9 mm 加重钻杆 × 30 根 + 121 mm 随钻震击器 + 88.9 mm 加重钻杆 × 15 根 + 88.9 mm 钻杆。

侧钻二开钻具组合 1: 118 mm PDC 钻头 + 95 mm 螺杆 × (1.25 ~ 1.75°) + 105 mm 浮阀 + 105 mm MWD 接头 + 89 mm 无磁承压钻杆 × 1 根 + 73 mm 钻杆 × 95 根 + 88.9 mm 加重钻杆 × 30 根 + 121 mm 随钻震击器 + 88.9 mm 加重钻杆 × 15 根 + 88.9 mm 钻杆。

侧钻二开钻具组合 2: 118 mm PDC 钻头 + 100 mm 螺杆 × (1.25 ~ 1.75°) + 105 mm 浮阀 + 105 mm MWD

表 1 塔河油田简化结构井复杂泥岩段开窗侧钻井推荐套管方案

Table 1 Recommended program for sidetracking in complicated mudstone sections in wells with simplified structures, Tahe Oil Field

| 外径/mm  | 壁厚/mm | 通径/mm | 接箍外径/mm | 钢级     | 抗外挤/MPa | 管体抗内压/MPa | 接头抗内压/MPa | 管体最小屈服/kN | 接头连接强度/kN |
|--------|-------|-------|---------|--------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 139.72 | 9.17  | 118.2 | 144     | TP140V | 89      | 110       | 70        | 3 634     | 2 362     |

表 2 优化井眼轨迹推荐表

Table 2 Recommendation for optimized well trajectory

| 序号 | 测深/m      | 段长/m   | 井斜/(°) | 垂深/m     | 南北/m   | 东西/m   | 水平位移/m | 狗腿/(°/30m) | 备注                     |
|----|-----------|--------|--------|----------|--------|--------|--------|------------|------------------------|
| 1  | 5 794.520 |        |        | 5 794.52 | 0      | 0      | 0      | 0          | 149.2 mm 井             |
| 2  | 6 019.52  | 225    | 30     | 6 009.38 | 24.34  | 52.17  | 57.57  | 4          | 眼随钻扩孔段                 |
| 3  | 6 208.18  | 188.66 | 30     | 6 172.76 | 64.22  | 137.66 | 151.9  | 0          | 长 413.66 m             |
| 4  | 6 508.18  | 300    | 90     | 6316     | 169.11 | 362.49 | 400    | 6          | 118 mm 井眼              |
| 5  | 6 708.18  | 200    | 90     | 6316     | 253.67 | 543.74 | 600    | 0          | 进尺 500 m<br>水平段长 200 m |

注: 水平位移 600 m。

表 3 塔河油田简化结构井侧钻优化方案二开水力参数模拟

Table 3 Hydraulic parameters of secondary open in sidetracking optimization in wells with simplified structures, Tahe Oil Field, Tarim Basin

| 排量/(L·s <sup>-1</sup> ) | 立压/MPa | 钻头压降/MPa | 钻头冲击力/N | 钻头水马力/kW | 比水功率/(kW/cm <sup>2</sup> ) | 喷射速度/(m·s <sup>-1</sup> ) |
|-------------------------|--------|----------|---------|----------|----------------------------|---------------------------|
| 11.69                   | 18.34  | 0.67     | 443.7   | 7.79     | 0.07                       | 31.69                     |

注:计算结果未考虑井下动力钻具及 MWD 压耗,考虑后实际需在计算结果基础上附加 3~4 MPa。

接头+88.9 mm 无磁承压钻杆×1 根+88.9 mm 非标钻杆×95 根+88.9 mm 加重钻杆×30 根+121 mm 随钻震击器+88.9 mm 加重钻杆×15 根+88.9 mm 常规钻杆。

侧钻二开钻具组合 2 在 139.7 mm 套管及裸眼井段下入的 88.9 mm 钻杆为宝钢非标钻杆。

侧钻二开定向钻进过程中,105 mm 无磁钻铤内组入的 MWD 探管外径 47.625 mm,最小可组入 88.9 mm NMDC,复合钻进最大允许狗腿度 50°/30 m,滑动钻进最大允许狗腿度 100°/30 m。

据 LM 软件模拟分析,采用推荐的井身结构及井眼轨迹,侧钻二开采用 73 mm×G105+88.9 mm×S135 复合钻具钻至 6 708 m 安全系数为 1.43,拉力余量 74.71 t。

### 3.4 优化设计方案论证

本方案施工难点主要为 2 方面,分别为侧钻一开的扩孔问题和侧钻二开水力携砂问题。

#### 3.4.1 扩孔论证

优化技术方案须进行扩孔作业,扩孔分随钻扩孔和钻后扩孔 2 种工艺。

据调研:国民油井公司已在现场应用针对 177.8 mm 套管开窗侧钻的随钻定向扩孔工艺;国内扩孔公司可对 149.2 mm 井眼井斜≤30°的井段实施钻后扩孔作业,Smith 公司扩孔工具虽可对大斜度井段扩孔作业,但费用较高。

国民油井公司型号为 5 3/4"×6 1/2" CSDX4213 随钻扩孔工具在科威特 South Umm Ghudair 油田 SUG-17 井硬质泥岩、碳酸盐岩地层从 14°井斜随钻扩孔增斜至 82.14°。该工具实钻第一趟钻平均造斜率 14.28°/30 m(2.12°弯螺杆,100%滑动钻进,进尺 50.60 m,井斜 14°↑28.95°),后续增斜至 82.14°井斜的井段采用 1.83°弯螺杆定向钻进,实钻造斜率 7.09~9.35°/30 m,采用该工具共施工三趟钻,总进尺 296.88 m,平均机械钻速 1.73 m/h。

#### 3.4.2 水力参数论证

以优化的井身结构采用 118 mm 钻头钻达 6 708 m(水平段 200 m),通过 Landmark 软件模拟表明,现有机泵条件可满足井眼清洁需要。算例钻

井液密度 1.20 g/cm<sup>3</sup>, $\varnothing 600 = 56$ , $\varnothing 300 = 37$ ,模拟水力参数计算如表 3<sup>[2]</sup>。

根据 Landmark 软件 WELLPLAN 模拟分析,算例工况下侧钻二开全井段均不会形成岩屑床。计算结果表明,下完 139.7 mm 尾管后,全井的水力参数危险井段在 139.7 mm 套管悬挂器顶部的 177.8 mm 套管内,该井段使用 73 mm 钻杆过渡,环空截面积大,钻井液返速低,但岩屑能被有效举升,不会形成堆积<sup>[1]</sup>。保持井眼清洁的最低排量为 9.52 L/s(0.57 m<sup>3</sup>/min),实际可达 11.69 L/s(0.7 m<sup>3</sup>/min)。

## 4 结论及建议

1)针对有避水要求的 177.8 mm×12.65 mm×P110 套管开窗侧钻作业优化设计为两开施工,侧钻一开采用 5-7/8"×6-3/4" E1169-A1 钻头随钻定向扩孔钻过复杂泥岩段,下 139.7 mm 薄接箍套管固井施工,侧钻二开采用 118 mm 钻头定向钻达靶点。可有效解决底水锥进引起的复杂泥岩段井壁坍塌问题。

2)侧钻二开 118 mm 钻头定向延伸至 6 708 m 的钻具强度和水利参数可满足井下施工安全需要。

3)据调研,101.6 mm 以上井眼均可采用 67.73 mm 油管进行分段储层改造作业。

4)下 139.7 mm 尾管后井眼尺寸小,井深,73 mm 钻杆钻具强度低,需加强小钻具检测,加强钻具管理避免钻具事故。

5)侧钻二开属深井小井眼钻井施工,事故处理手段有限,为提高该井段的钻具安全性能,推荐引进宝钢研发生产的 88.9 mm×9.35 mm×BGXT31 特殊钻具替代 73 mm 常规钻具。

6)推荐方案仅底部 1 000 m 为小井眼、小钻具,顶部为 88.9 mm 常规钻具,推荐方案施工难度较东部油田浅井施工难度低。

### 参考文献:

- [1] Deluiche R A. Slimhole drilling hydraulics [J]. SPE 24596, 1992:527-541.
- [2] Reed T D. A new model for laminar, transitional and turbulent flow of drilling muds[J]. SPE 25456,1993.