

◀特深层油气工程技术专题▶

doi:10.11911/syztjs.2022073

引用格式: 李文霞, 王居贺, 王治国, 等. 顺北油气田超深高温水平井井眼轨迹控制技术 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(4): 18-24.

LI Wenxia, WANG Juhe, WANG Zhiguo, et al. Wellbore trajectory control technologies for ultra-deep and high-temperature horizontal wells in the Shunbei Oil & Gas Field [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(4): 18-24.

## 顺北油气田超深高温水平井井眼轨迹控制技术

李文霞<sup>1,2</sup>, 王居贺<sup>1,2</sup>, 王治国<sup>3</sup>, 杨卫星<sup>1,2</sup>, 史玉才<sup>4</sup>

(1. 中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院, 新疆乌鲁木齐 830011; 2. 中国石化缝洞型油藏提高采收率重点实验室, 新疆乌鲁木齐 830011; 3. 中国石化西北油田分公司石油工程监督中心, 新疆轮台 841600; 4. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580)

**摘 要:** 顺北油气田储层埋藏深、井底温度和压力高, 导致 MWD 仪器故障率高, 超深高温水平井下部高温井段有时无 MWD 仪器可用, 井眼轨迹控制难度较大。为了降低该油气田超深高温水平井轨迹控制难度并提高钻井效率, 对水平井井眼轨道设计与井眼轨迹控制进行一体化规划, 将顺北油气田超深高温水平井井眼轨道设计成造斜率“前高后低”的多圆弧轨道, 优化钻具组合和钻进参数; 对于下部无 MWD 仪器可用的高温井段, 采用单弯单稳定器螺杆钻具组合进行复合钻进, 以控制井眼轨迹。研究和应用结果表明, 采用单弯单稳定器螺杆钻具组合进行复合钻进, 根据复合钻进井斜角变化率预测结果优化钻具组合和钻进参数, 可以解决顺北油气田超深高温水平井下部高温井段无法应用 MWD 控制井眼轨迹的问题, 降低井眼轨迹控制难度, 提高钻井效率。

**关键词:** 超深水平井; 井眼轨道设计; 井眼轨迹控制; 复合钻进; 钻具组合; 钻井参数; 顺北油气田

中图分类号: TE243<sup>+</sup>.1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2022)04-0018-07

## Wellbore Trajectory Control Technologies for Ultra-Deep and High-Temperature Horizontal Wells in the Shunbei Oil & Gas Field

LI Wenxia<sup>1,2</sup>, WANG Juhe<sup>1,2</sup>, WANG Zhiguo<sup>3</sup>, YANG Weixing<sup>1,2</sup>, SHI Yucui<sup>4</sup>

(1. Petroleum Engineering Technology Research Institute, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 830011, China; 2. Sinopec Key Laboratory for Enhanced Oil Recovery in Fractured and Vuggy Reservoirs, Urumqi, Xinjiang, 830011, China; 3. Petroleum Engineering Supervision Center, Sinopec Northwest Oilfield Company, Luntai, Xinjiang, 841600, China; 4. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong, 266580, China)

**Abstract:** The failure rate of Measure While Drilling (MWD) instruments is high in the Shunbei Oil&Gas Field due to deep buried reservoir and high bottom-hole temperature and pressure. The MWD instruments are often not available in high temperature section of horizontal wells and the wellbore trajectory is difficult to control. In order to reduce the difficulty of wellbore trajectory control and improve the drilling efficiency of ultra-deep and high-temperature horizontal wells in the Shunbei Oil&Gas Field, this study integrated wellbore trajectory design and control technology. The wellbore trajectory was designed as multiple circular arcs with higher build-up rates in upper section and lower build-up rates in lower section to optimize the bottom hole assembly (BHA) and drilling parameters. A Positive Displacement Motor (PDM) with single bend and stabilizer was applied for compound drilling and controlling the wellbore trajectory when no MWD instrument was available in the lower high-temperature section. The research and field applications demonstrated that adopting the above compound drilling and optimizing BHA and drilling parameters according to the predicted well inclination variation rates, the inability to apply MWD for wellbore trajectory control can be solved. And in this way, the difficulties in wellbore trajectory control was lowered, and the drilling efficiency is highly improved.

收稿日期: 2022-03-14; 改回日期: 2022-06-29。

作者简介: 李文霞 (1989—), 女, 2011 年毕业于中国石油大学 (华东) 石油工程专业, 工程师, 主要从事钻井工程技术方面的研究工作。E-mail: liwenx.xbsj@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目群“顺北特深层断裂破碎带区块安全成井关键技术” (编号: PE19004) 和中国石化科技攻关项目“顺北一区 5 号断裂带提质提速钻完井技术研究” (编号: PE20002) 部分研究内容。

**Key words:** ultra-deep horizontal well; wellbore trajectory design; wellbore trajectory control; compound drilling; bottom hole assembly; drilling parameters; Shunbei Oil&Gas Field

顺北油气田位于塔里木盆地北部顺托果勒低隆起,由一系列沿断裂带分布、埋深大于 7 000 m 的碳酸盐岩断溶体海相油气藏组成,主要采用超深小井眼中短半径水平井进行开发<sup>[1-6]</sup>。由于储层埋藏深(7 500~8 500 m)、井底温度高(160~200 ℃)<sup>[7]</sup>、压力高(90~160 MPa),钻进下部井段(含下部造斜段及水平段)时 MWD 仪器故障率超过 50%,个别井中 MWD 仪器无法工作<sup>[8-10]</sup>。该情况下,不仅钻具组合中不能连接 MWD 仪器,也不能用多点测斜仪和“吊测”方式监测井眼轨迹,仅能在每趟钻起钻时采用多点测斜仪和“投测”方式测量井眼轨迹,然后依据测量结果和待钻井眼轨道设计确定下一趟钻的钻具组合和钻进参数。目前,国内陆上钻水平井时主要采用“MWD+弯螺杆钻具”组成的滑动导向钻进系统,采用滑动钻进和复合钻进交替进行的方式实现井眼轨迹控制<sup>[3, 11-15]</sup>。无 MWD 仪器可用时只能采用常规钻具组合进行旋转钻进,或者弯螺杆钻具组合进行复合钻进。现有文献尚未系统探讨超深高温水平井下部井段无 MWD 仪器可用时井眼轨迹控制的技术方法。鉴于此,笔者给出了顺北油气田超深高温水平井井眼轨道设计与井眼轨迹控制一体化技术方案、复合钻进井斜角变化率预测方法,以降低顺北油气田超深高温水平井井眼轨迹控制难度,提高钻井效率。

## 1 井眼轨迹控制技术难点

顺北油气田超深高温水平井以四开井身结构为主,其中四开井段为定向井段,多采用  $\phi 149.2$  mm 井眼。由于储层埋藏深(7 500~8 500 m)、井底温度高(160~200 ℃)、地质构造复杂(碳酸盐岩断溶体)、井眼直径小(149.2 mm)、造斜率高(( $18^\circ \sim 24^\circ$ )/30 m),井眼轨迹控制存在以下技术难点<sup>[3-4, 8-10, 13]</sup>:

1) 钻柱摩阻大,滑动钻进时工具面调整困难。例如,SBP1H 井钻至井深 8 304 m 时下放摩阻达 280 kN,滑动钻进时调整工具面十分困难。顺北油气田有部分超深高温水平井滑动钻进时调整工具面平均用时 2~3 h/次,不仅影响纯钻时效,还导致造斜率难以满足设计要求。

2) 井眼轨道设计过于简单,螺杆钻具的造斜能力匹配难度大。例如,现有井眼轨道多为单一圆弧

轨道,设计造斜率( $18^\circ \sim 24^\circ$ )/30 m,需要使用大弯角螺杆钻具( $>1.75^\circ$ )进行定向造斜。由于大弯角螺杆钻具( $>1.75^\circ$ )不允许进行复合钻进,不能采用滑动钻进和复合钻进交替进行的方式调整造斜率,若滑动钻进时的实际造斜率与设计造斜率有较大偏差,就需要起钻更换钻具组合。顺北油气田超深水平井起下钻用时较长(平均约 50 h),频繁起钻更换钻具组合会造成钻井周期增长。

3) MWD 仪器故障率高,有时无 MWD 仪器可用,井眼轨迹控制难度大。例如,SHB16X 井四开  $\phi 149.2$  mm 侧钻井眼仅第 1 趟钻 MWD 仪器正常工作,第 2—第 6 趟钻均不能正常工作;从第 7 趟钻开始无 MWD 仪器可用,只能采用单弯螺杆钻具组合进行复合钻进,控制井斜角变化。为避免井眼轨迹出现较大偏差而影响中靶,每趟钻仅钻进 100 m 就需起钻,利用多点测斜仪测量井眼轨迹参数。

## 2 井眼轨迹控制技术

为降低超深高温水平井的井眼轨迹控制难度,提高钻井效率,解决无 MWD 仪器可用的问题,应对井眼轨道设计与井眼轨迹控制进行一体化规划,并在每趟钻下钻前准确预测和调控井斜角变化率。

### 2.1 超深高温水平井井眼轨道优化设计

顺北油气田超深高温水平井钻井过程中,MWD 仪器故障率比较高,造斜段第一趟钻应采用大弯角螺杆钻具和 MWD 仪器进行定向造斜,在 MWD 仪器出故障之前以较高的造斜率尽快增大井斜角,以便下部造斜段无 MWD 仪器时能够采用缓增斜钻具组合和旋转钻进方式准确入靶。该情况下最适合将超深高温水平井井眼轨道设计成造斜率“前高后低”的多圆弧轨道。

考虑到超深高温水平井井眼直径较小、靶前位移和造斜段均相对较短,设置 1 个高造斜率增斜段和 2 个缓增斜段,井眼轨道基本形式为“直—高增(造斜率( $18^\circ \sim 24^\circ$ )/30 m)—缓增 1(造斜率  $3.0^\circ$ /30 m 左右)—缓增 2(造斜率  $1.0^\circ$ /30 m 左右)—稳”。与文献[13]仅设置 1 个缓增斜段相比,设置 2 个缓增段既能弥补螺杆钻具组合滑动钻进造斜率与设计造斜率的偏差,还能弥补螺杆钻具组合复合钻进造斜率与设计造斜率的偏差,无 MWD 仪器可用时能够

显著降低超深高温水平井的中靶难度。

## 2.2 超深高温水平井钻具组合优化

### 2.2.1 定向造斜钻具组合

第一趟钻推荐采用单弯单稳定器螺杆钻具组合和 MWD 仪器进行定向造斜, 尽可能以较高造斜率尽快增大井斜角, 为下部井段换用缓增斜钻具组合和旋转钻进创造有利条件。推荐采用弯角  $2.0^\circ$  左右 ( $1.75^\circ \sim 2.5^\circ$ ) 的螺杆钻具, 全部采用滑动钻进方式钻进。与单弯无稳定器螺杆钻具组合相比, 单弯单稳定器螺杆钻具组合有助于稳定工具面, 提高定向钻进效率。与单弯双稳定器螺杆钻具组合相比, 单弯单稳定器螺杆钻具组合能够以较高的造斜率快速增斜, 有助于在 MWD 仪器出现故障前获得较大的井斜角, 降低下部井段井眼轨迹的控制难度。

### 2.2.2 缓增斜段及水平段钻具组合

第一趟钻定向造斜, 从第二趟钻开始不再使用 MWD 仪器, 原则上采用由钻柱稳定器和钻铤组成的常规钻具组合 (包括缓增斜、稳斜、缓降斜) 进行旋转钻进 (转盘或顶驱), 或采用弯螺杆钻具组合进行复合钻进。对于超深高温水平井, 采用常规钻具组合进行旋转钻进时, 转速通常较低, 不利于提高钻井速度; 稳定器数量较少时不利于稳方位, 稳定器数量较多时卡钻风险高。该情况下最适合采用弯螺杆钻具组合进行复合钻进。

通过优化钻具组合和钻进参数, 采用单弯螺杆钻具组合进行复合钻进能够获得缓增斜、稳斜、缓降斜的效果。通常情况下, 缓增斜段 1 的造斜率在  $3.0^\circ/30\text{ m}$  左右, 推荐采用单弯无稳定器螺杆钻具组合或单弯单稳定器螺杆钻具组合, 螺杆钻具弯角  $1.25^\circ \sim 1.5^\circ$ , 加较大的钻压进行复合钻进; 缓增斜段 2 的造斜率在  $1.0^\circ/30\text{ m}$  左右, 推荐采用单弯双稳定器螺杆钻具组合或单弯单稳定器螺杆钻具组合, 螺杆钻具弯角  $1.25^\circ \sim 1.5^\circ$ , 加中等钻压进行复合钻进。水平段的钻具组合可参考缓增斜段 2; 当井眼稳定、卡钻风险较低时, 推荐采用单弯双稳定器螺杆钻具组合; 当井眼不稳定、卡钻风险较高时, 推荐采用单弯单稳定器螺杆钻具组合。

## 2.3 复合钻进井斜角变化率预测分析

无 MWD 仪器可用时能否利用弯螺杆钻具组合的复合钻进控制井眼轨迹, 实现准确中靶, 关键在于下钻前准确预测复合钻进时的井斜角变化率, 根据井眼轨迹控制要求优化钻具组合和钻进参数。

### 2.3.1 井斜角变化率预测方法

目前有多种方法预测弯螺杆钻具组合滑动钻进

时的造斜率, 如“三点定圆法”<sup>[16-18]</sup>、“平衡曲率法”<sup>[19-20]</sup>、“极限曲率法”<sup>[19-20]</sup>、“平衡趋势法”<sup>[21-22]</sup>等, 但是尚无预测复合钻进井斜角变化率的方法。笔者借鉴文献 [20] 给出的钻具组合力学模型、文献 [21-22] 给出的平衡趋势造斜率预测方法, 分别预测出滑动钻进时全力增斜对应的造斜率  $K_0$  (正值)、全力降斜对应的造斜率  $K_{180}$  (负值), 然后取二者的平均值作为复合钻进时的井斜角变化率  $K_r$ 。

平衡趋势造斜率预测方法的基本原理<sup>[20]</sup>如图 1 所示 ( $x'$  为已钻井眼方向 (井眼轴线的切线方向); 单位矢量  $e_r$ ,  $e_t$  和  $e_a$  分别为待钻井眼方向 (将要钻进方向)、钻头合力方向、钻头轴线方向;  $A_r$  为待钻井眼方向与已钻井眼方向的夹角, 称为钻进趋势角<sup>[13-16]</sup>)。

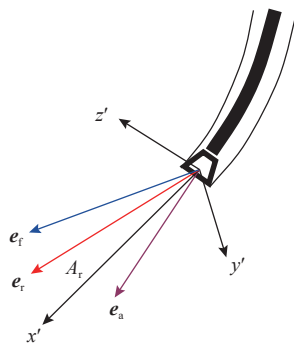


图 1 钻进趋势角示意

Fig.1 Drilling trending angle

若钻进趋势角  $A_r \neq 0$ , 则待钻井眼曲率将增大 ( $A_r > 0$ ) 或减小 ( $A_r < 0$ ); 随着待钻井眼长度增长, 钻进趋势角  $|A_r|$  将会越来越小; 当钻进趋势角  $A_r = 0$  时, 待钻井眼曲率将不再变化, 即为给定钻井条件对应的造斜率。平衡趋势造斜率预测方法集成了钻具组合力学分析模型、钻头与地层交互作用模型, 能够综合分析钻具组合、钻头、地层及钻进参数对造斜率的影响。

### 2.3.2 影响因素及影响规律分析

单弯单稳定器螺杆钻具组合为  $\phi 149.2\text{ mm}$  PDC 钻头 +  $\phi 120.7\text{ mm}$  带稳定器单弯螺杆 + 单流阀 +  $\phi 120.7\text{ mm}$  无磁钻铤。螺杆钻具型号 5LZ120 $\times$ 7.0, 本体直径  $120.7\text{ mm}$ ; 稳定器直径  $146.0\text{ mm}$ , 稳定器距离钻头中心  $0.74\text{ m}$ ; 螺杆弯角  $1.25^\circ \sim 1.5^\circ$ , 弯角中心距离螺杆稳定器中心  $0.65\text{ m}$ ; 钻压  $50\text{ kN}$ ; 钻头各向异性指数  $0.05$ 。

1) 螺杆弯角对井斜角变化率的影响规律。模拟计算采用不同弯角螺杆时的井斜角变化率, 结果如

图 2 所示。从图 2 可以看出:单弯单稳定器螺杆钻具组合滑动钻进时的造斜率(全力降斜取绝对值,下同)随弯角增大而显著增大,复合钻进时的井斜角变化率随弯角增大而减小;钻压 50 kN 条件下,1.5°螺杆钻具滑动钻进时的造斜率约 19.0°/30 m、复合钻进时的井斜角变化率约 2.4°/30 m,1.25°螺杆钻具滑动钻进时的造斜率约 17.0°/30 m、复合钻进时的井斜角变化率约 2.7°/30 m。

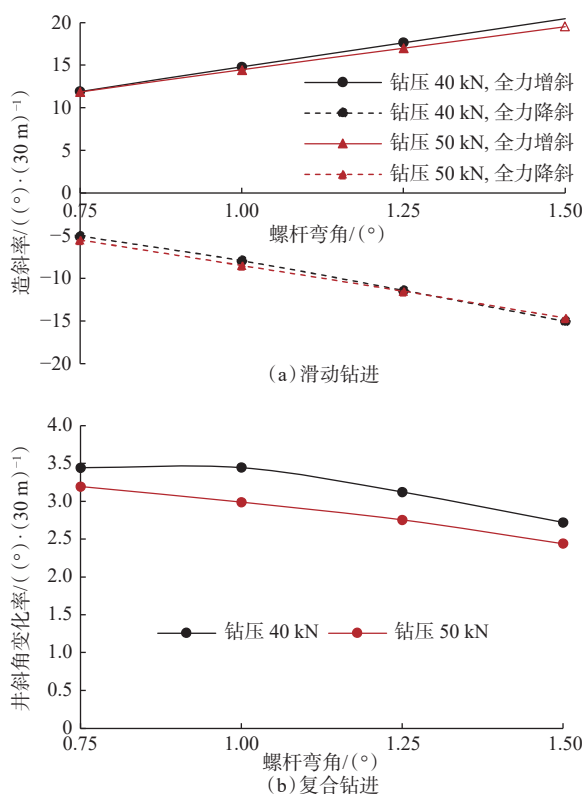


图 2 螺杆弯角对井斜角变化率的影响

Fig.2 The effect of PDM bent angle on well inclination variation rates

2) 螺杆稳定器直径对井斜角变化率的影响规律。模拟计算螺杆自带不同直径稳定器时的井斜角变化率,结果如图 3 所示。从图 3 可以看出,单弯单稳定器螺杆钻具组合滑动钻进时的造斜率随螺杆自带稳定器直径增大有所减小,复合钻进时的井斜角变化率随螺杆自带稳定器直径增大明显减小。

3) 钻压对井斜角变化率的影响规律。模拟计算不同钻压下单弯单稳定器螺杆钻具组合的井斜角变化率,结果如图 4 所示。从图 4 可以看出:单弯单稳定器螺杆钻具组合滑动钻进时的造斜率、复合钻进时的井斜角变化率均随钻压增大而增大;钻压对复合钻进时井斜角变化率的影响显著。

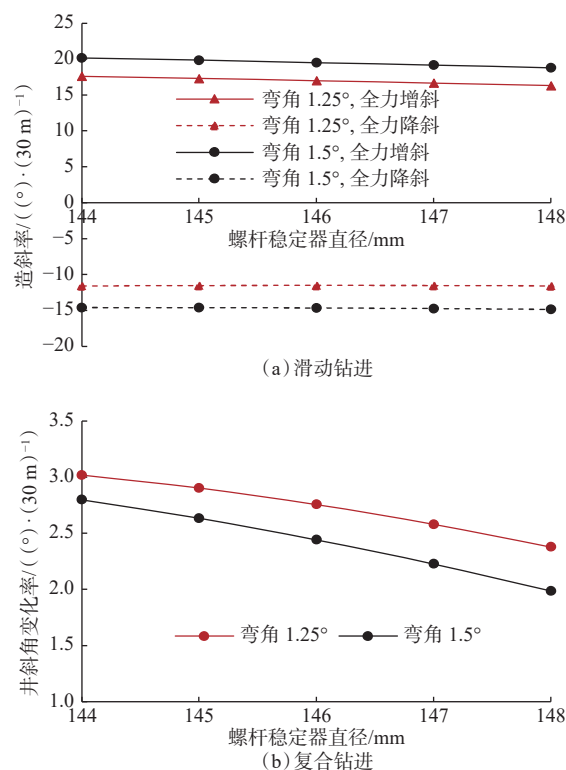


图 3 螺杆稳定器直径对井斜角变化率的影响

Fig.3 The effect of PDM stabilizer diameter on well inclination variation rates

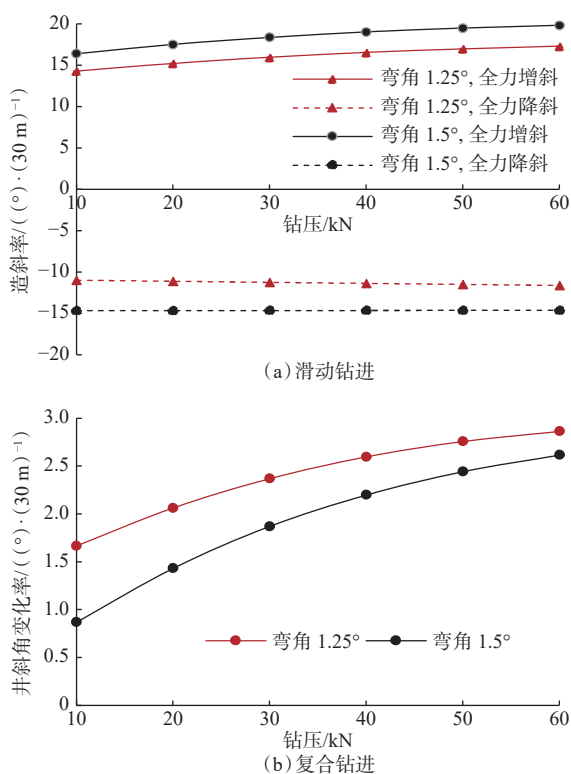


图 4 钻压对井斜角变化率的影响

Fig.4 The effect of weight on bit (WOB) on well inclination variation rates

### 3 现场应用

顺北油气田超深高温水平井因为温度高,造成MWD仪器故障率高,导致下部井段无MWD仪器可用,于是对井眼轨道进行优化设计,采用上文推荐的钻具组合和钻进参数,并准确预测和调控井斜角变化率,控制了井眼轨迹,实现了准确中靶。下面以SHB16X井 $\phi 149.2$  mm侧钻井眼为例,介绍超深高温水平井井眼轨迹控制技术的具体应用情况。

#### 3.1 钻井设计与施工概述

SHB16X井四开井眼直径为149.2 mm,原设计完钻井深6 759.41 m(垂深6 680.00 m),第一次加深

至井深6 865.00 m(垂深6 767.99 m),第二次准备加深至井深7 471.47 m(垂深7 350.00 m)。但钻至井深7 086.00 m时短起下过程中发生卡钻,处理卡钻之后井内有落鱼,根据地质要求回填侧钻。

根据上文的井眼轨道优化设计方法设计了SHB16X井侧钻井眼的轨道,结果见表1。该井从井深6 374.00 m开始,共用6种钻具组合、8趟钻钻至井深7 060.00 m完钻,各趟钻的钻进情况见表2。由表2可知,除了第1趟钻MWD仪器正常工作外,第2—第6趟钻MWD仪器均出现故障,钻井现场已经无MWD仪器可用,第7趟和第8趟钻只能采用上文推荐的单弯单稳定器螺杆钻具钻具进行复合钻进,控制井眼轨迹。

表1 SHB16X井侧钻井眼轨道设计结果

Table 1 Well SHB16X sidetrack wellbore trajectory design

| 井深/m     | 垂深/m     | 井斜角/(°) | 方位角/(°) | 闭合距/m  | 井眼曲率/((°)·(30m) <sup>-1</sup> ) | 靶点 |
|----------|----------|---------|---------|--------|---------------------------------|----|
| 6 375.00 | 6 343.97 | 32.71   | 323.1   | 103.63 | 0                               |    |
| 6 393.13 | 6 359.40 | 31.00   | 340.0   | 112.75 | 15.00                           |    |
| 6 433.61 | 6 390.89 | 47.00   | 0.13    | 133.95 | 15.00                           |    |
| 6 979.79 | 6 612.07 | 84.31   | 0.13    | 600.46 | 2.05                            |    |
| 7 009.42 | 6 615.00 | 84.31   | 0.13    | 629.68 | 0                               | A  |
| 7 111.10 | 6 625.07 | 84.31   | 0.13    | 730.12 | 0                               | B  |

表2 SHB16X井侧钻8趟钻钻进情况

Table 2 Summary of 8 runs of sidetracking in Well SHB16X

| 趟次 | 井段/m        | 钻压/kN | 井斜角变化         | 井眼曲率/((°)·(30m) <sup>-1</sup> ) | 机械钻速/(m·h <sup>-1</sup> ) | 起钻原因              |
|----|-------------|-------|---------------|---------------------------------|---------------------------|-------------------|
| 1  | 6 374~6 423 | 30    | 32.65°~47.52° | 20.00                           | 1.33                      | 定向结束,起钻更换稳斜钻具     |
| 2  | 6 423~6 462 | 30    | 47.52°~52.87° | 4.12                            | 4.08                      | MWD仪器无信号          |
|    | 6 462~6 484 | 20    | 52.87°~55.17° | 3.14                            | 3.62                      |                   |
| 3  | 6 484~6 515 | 30    | 55.17°~55.88° | 0.69                            | 3.29                      | MWD仪器无信号          |
|    | 6 515~6 544 | 50    | 55.88°~56.42° | 0.56                            | 5.27                      |                   |
|    | 6 544~6 583 | 60    | 56.42°~59.05° | 2.02                            | 5.02                      |                   |
|    | 6 583~6 650 | 50    | 59.05°~60.66° | 0.72                            | 4.69                      |                   |
| 4  | 6 650~6 654 | 50    |               |                                 | 2.82                      | MWD仪器无信号          |
| 5  | 6 654~6 695 | 50    |               |                                 | 5.52                      | MWD仪器无信号          |
| 6  | 6 695~6 795 | 50~60 | 61.55°~63.16° | 0.48                            | 4.49                      | 多点测斜仪测量           |
| 7  | 6 795~6 895 | 40~50 | 63.16°~70.55° | 2.22                            | 2.52                      | 多点测斜仪测量           |
| 8  | 6 895~7 060 | 40~0  | 70.55°~81.50° | 1.99                            | 2.19                      | 钻遇硅质地层,多点测斜仪测量后起钻 |

注:第1趟钻钻具组合为 $\phi 149.2$  mm混合钻头+ $\phi 120.7$  mm弯螺杆(弯角2°、 $\phi 143.0$  mm稳定器)+ $\phi 120.7$  mm无磁钻铤+MWD;第2趟钻钻具组合为 $\phi 149.2$  mm PDC钻头+ $\phi 120.7$  mm弯螺杆(弯角1.25°、 $\phi 146.0$  mm稳定器)+ $\phi 120.7$  mm短钻铤+单流阀+ $\phi 145.0$  mm稳定器+ $\phi 120.7$  mm无磁钻铤+MWD;第3—5趟钻钻具组合为 $\phi 149.2$  mm PDC钻头+ $\phi 120.7$  mm弯螺杆(弯角1.25°、 $\phi 143.0$  mm稳定器)+单流阀+ $\phi 145.0$  mm稳定器+ $\phi 120.7$  mm无磁钻铤+MWD;第6趟钻钻具组合为 $\phi 149.2$  mm PDC钻头+ $\phi 120.7$  mm弯螺杆(弯角1.5°)+单流阀+ $\phi 120.7$  mm无磁钻铤+MWD;第7趟钻钻具组合为 $\phi 149.2$  mm PDC钻头+ $\phi 120.7$  mm弯螺杆(弯角1.25°、 $\phi 145.0$  mm直条稳定器)+单流阀+ $\phi 120.7$  mm无磁钻铤;第8趟钻钻具组合为 $\phi 149.2$  mm PDC钻头+ $\phi 120.7$  mm弯螺杆(弯角1.5°、 $\phi 145.0$  mm直条稳定器)+单流阀+ $\phi 120.7$  mm无磁钻铤。

### 3.2 复合钻进效果分析

由于第2—第6趟钻MWD仪器均出现故障,于是从第7趟钻开始采用单弯单稳定器螺杆钻具组合进行复合钻进,继续增斜。根据复合钻进井斜角变化率预测结果优化钻具组合及钻进参数,将井斜角变化率控制在 $(2^{\circ}\sim 3^{\circ})/30\text{ m}$ ,每趟钻每钻进100 m就采用多点测斜仪测量一次井眼轨迹参数。

图5所示为第7趟钻和第8趟钻复合钻进井斜角变化率与井深对应关系。从图5可以看出:第7趟钻复合钻进增斜率最高 $2.82^{\circ}/30\text{ m}$ ,平均 $2.22^{\circ}/30\text{ m}$ ;第8趟钻复合钻进增斜率最高 $3.00^{\circ}/30\text{ m}$ ,平均 $1.99^{\circ}/30\text{ m}$ ;复合钻进增斜效果较好,达到了预期增斜目标,也与上文预测结果一致。

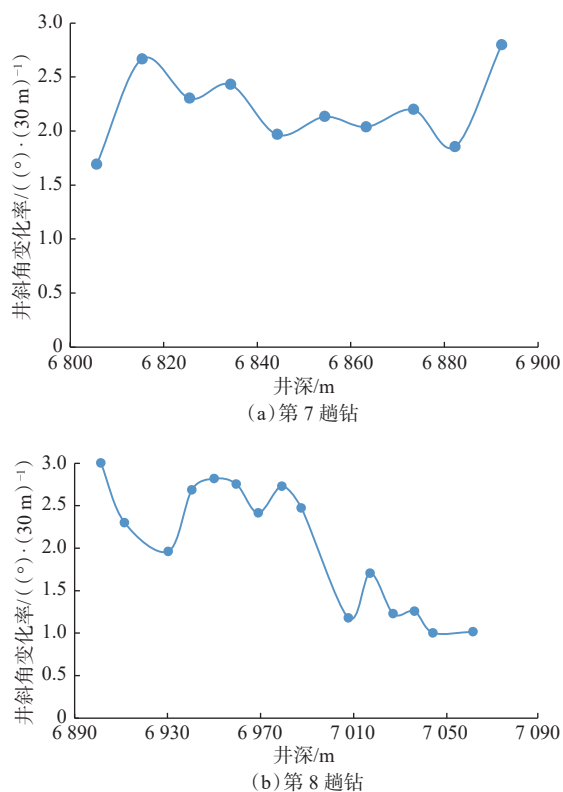


图5 复合钻进效果分析

Fig.5 Well inclination variation rates of compound drilling at different depths

此外,第8趟钻前半程复合钻进增斜较快,与上文预测结果一致;后半程复合钻进增斜较慢,与上文预测结果有较大偏差。结合SHB16X井地质资料分析,可能原因有2个:1)地层倾角、倾向、均质性发生较大变化;2)下部地层有硅质成分,钻头磨损后侧向切削力降低。

## 4 结论与认识

1)顺北油气田超深高温水平井适合采用造斜率“前高后低”的多圆弧轨道,推荐采用“直—高增—缓增1—缓增2—稳”的井眼轨道。

2)利用平衡趋势造斜率预测方法分别预测出单弯单稳定器螺杆钻具组合全力增斜和全力降斜对应的造斜率,取二者的平均值作为复合钻进井斜角变化率是可行的。

3)对于顺北油气田超深高温水平井无MWD仪器可用的下部高温井段,可采用单弯单稳定器螺杆钻具组合进行复合钻进,控制井眼轨迹,但下钻前需根据复合钻进井斜角变化率预测结果优化钻具组合和钻进参数。

## 参 考 文 献

### References

- [1] 中国石化新闻网. 亚洲最深油气田建成百万吨产能 [EB/OL]. (2021-01-25)[2022-03-05]. [http://www.sinopecnews.com.cn/xnews/content/2021-01/22/content\\_140531.html](http://www.sinopecnews.com.cn/xnews/content/2021-01/22/content_140531.html).
- [2] 焦方正. 塔里木盆地顺北特深碳酸盐岩断溶体油气藏发现意义与前景 [J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(2): 207–216.  
JIAO Fangzheng. Significance and prospect of ultra-deep carbonate fault-karst reservoirs in Shunbei Area, Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2): 207–216.
- [3] 赵志国, 白彬珍, 何世明, 等. 顺北油田超深井优快钻井技术 [J]. 石油钻探技术, 2017, 45(6): 8–13.  
ZHAO Zhiguo, BAI Binzhen, HE Shiming, et al. Optimization of fast drilling technology for ultra-deep wells in the Shunbei Oil-field [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2017, 45(6): 8–13.
- [4] 李双贵, 于洋, 樊艳芳, 等. 顺北油气田超深井井身结构优化设计 [J]. 石油钻探技术, 2020, 48(2): 6–11.  
LI Shuanggui, YU Yang, FAN Yanfang, et al. Optimal design of casing programs for ultra-deep wells in the Shunbei Oil and Gas Field [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(2): 6–11.
- [5] 宣扬, 刘珂, 郭科佑, 等. 顺北超深水平井环保耐温低摩擦阻钻井液技术 [J]. 特种油气藏, 2020, 27(3): 163–168.  
XUAN Yang, LIU Ke, GUO Keyou, et al. Environmental anti-temperature low-friction drilling fluid technology of ultra-deep horizontal well in Shunbei Oil & Gas Field [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(3): 163–168.
- [6] 于洋, 李双贵, 高德利, 等. 顺北5-5H超深 $\phi 120.65\text{ mm}$ 小井眼水平井钻井技术 [J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(3): 276–281.  
YU Yang, LI Shuanggui, GAO Deli, et al. Drilling techniques used in Well Shunbei 5-5H, an ultra-deep slimhole  $\phi 120.65\text{ mm}$  horizontal well [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(3): 276–281.
- [7] 李新勇, 纪成, 王涛, 等. 顺北油田上浮剂封堵及泵注参数实验研究 [J]. 断块油气田, 2021, 28(1): 139–144.  
LI Xinyong, JI Cheng, WANG Tao, et al. Experimental study on plugging performance and pumping parameters of floating agent in

- Shunbei Oilfield[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(1): 139-144.
- [ 8 ] 翟科军, 于洋, 刘景涛, 等. 顺北油气田火成岩侵入体覆盖区超深井优快钻井技术[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(2): 1-5.
- ZHAI Kejun, YU Yang, LIU Jingtao, et al. Ultra-deep well drilling technology in the igneous invasion coverage area of the Shunbei Oil and Gas Field[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(2): 1-5.
- [ 9 ] 刘彪, 潘丽娟, 王圣明, 等. 顺北油气田超深井井身结构系列优化及应用[J]. *石油钻采工艺*, 2019, 41(2): 130-136.
- LIU Biao, PAN Lijuan, WANG Shengming, et al. Casing program optimization and application of ultradeep wells in Shunbei Oil and Gas Field[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2019, 41(2): 130-136.
- [ 10 ] 刘彪, 张俊, 王居贺, 等. 顺北油田含侵入岩区域超深井安全高效钻井技术[J]. *石油钻采工艺*, 2020, 42(2): 138-142.
- LIU Biao, ZHANG Jun, WANG Juhe, et al. Technologies for the safe and efficient drilling of ultradeep wells in the areas with intrusive rocks in the Shunbei Oilfield[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2020, 42(2): 138-142.
- [ 11 ] 沈兆超, 霍如军, 郁燕飞, 等. 苏里格南区块小井眼二开一趟钻钻井技术[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(6): 15-20.
- SHEN Zhaochao, HUO Rujun, YU Yanfei, et al. One-trip drilling technology of the second-spud section for slim-holes in the Southern Sulige Block[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(6): 15-20.
- [ 12 ] 陈新勇, 徐明磊, 马樱, 等. 杨税务潜山油气藏大位移井钻井完井关键技术[J]. *石油钻探技术*, 2021, 49(2): 14-19.
- CHEN Xinyong, XU Minglei, MA Ying, et al. Drilling and completion technologies of extended-reach wells in the Yangshuiwu buried hill reservoir[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(2): 14-19.
- [ 13 ] 孙明光. 顺北油田超深小井眼水平井定向钻井技术[J]. *钻采工艺*, 2020, 43(2): 19-22.
- SUN Mingguang. Directional drilling technique for ultra-deep horizontal slimhole wells in Shunbei Oilfield[J]. *Drilling & Production Technology*, 2020, 43(2): 19-22.
- [ 14 ] 吴宏均, 令文学, 初永涛. 吉林油田浅层丛式水平井井眼轨迹控制技术[J]. *石油钻探技术*, 2011, 39(5): 31-34.
- WU Hongjun, LING Wenxue, CHU Yongtao. Trajectory control technology for shallow cluster horizontal wells in Jilin Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2011, 39(5): 31-34.
- [ 15 ] 宋争. 涪陵江东与平桥区块页岩气水平井井眼轨迹控制技术[J]. *石油钻探技术*, 2017, 45(6): 14-18.
- SONG Zheng. Wellbore trajectory control techniques for horizontal well in the Jiangdong and Pingqiao Blocks of the Fuling Shale Gas Field[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2017, 45(6): 14-18.
- [ 16 ] 刘修善, 何树山, 邹野. 导向钻具几何造斜率的研究[J]. *石油学报*, 2004, 25(6): 83-87.
- LIU Xiushan, HE Shushan, ZOU Ye. Study on the geometric build angle rate of steerable motor[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2004, 25(6): 83-87.
- [ 17 ] 刘修善. 导向钻具几何造斜率的实用计算方法[J]. *天然气工业*, 2005, 25(11): 50-52.
- LIU Xiushan. Practical calculation method of geometric deflection rate of guide drilling tool[J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(11): 50-52.
- [ 18 ] 侯学军, 罗发强, 钟文建, 等. 定向井单弯单稳涡轮钻具造斜率预测[J]. *石油钻采工艺*, 2021, 43(6): 705-712.
- HOU Xuejun, LUO Faqiang, ZHONG Wenjian, et al. Predicting the build-up rate of single-angle & single-stabilizer turbodrill in directional well[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2021, 43(6): 705-712.
- [ 19 ] 苏义脑. 极限曲率法及其应用[J]. *石油学报*, 1997, 18(3): 112-116.
- SU Yinao. A method of limiting curvature and its application[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1997, 18(3): 112-116.
- [ 20 ] 白家祉, 苏义脑. 井斜控制理论与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 1990.
- BAI Jiazhi, SU Yinao. Theory and practice of well deviation control[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1990.
- [ 21 ] 史玉才, 管志川, 赵洪山, 等. 底部钻具组合造斜率预测新方法[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2017, 41(1): 85-89.
- SHI Yucai, GUAN Zhichuan, ZHAO Hongshan, et al. A new method for build-up rate prediction of bottom-hole assembly in well drilling[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2017, 41(1): 85-89.
- [ 22 ] SHI Yucai, TENG Zhixiang, GUAN Zhichuan, et al. A powerful build-up rate(BUR) prediction method for the static push-the-bit rotary steerable system(RSS)[J]. *Energies*, 2020, 13(18): 4847.

[ 编辑 刘文臣 ]