

# 关于中江区块 $\phi 311.2\text{mm}$ 井眼造斜率低的优化措施研究

周明<sup>1</sup> 王子龙<sup>2</sup>

1. 中国石化重庆钻井分公司; 2. 中石化西南石油工程钻井工程研究院

DOI: 10.12238/jpm.v5i10.7284

**[摘要]** 四川盆地川西坳陷东部斜坡中江构造以沙溪庙为目的层的开发水平井, 是中江区块的主要井型, 目前多采用两开制, 水平段长 500–1600m 不等, 且多为同井场丛式井, 涉及钻采同步及直井段、水平段防碰等难点, 同时为克服水平段靶前距短、减少水平段托压、减少目的层钻进粘卡风险, 优化轨迹调整自一开  $\phi 311.2\text{mm}$  井眼临井目的层 300m 左右开始造斜至 40–50° 中完, 二开后根据靶点设计及目的层砂体发育情况, 继续增斜至 85–92° 或稳斜钻井至完井, 或为增产降斜找砂; 以江沙 33–67HF 井为例, 一开便存在井眼尺寸大、裸眼段长 (2292m)、上部地层井壁易缩径、垮塌, 稳定性差, 定向造斜工具面不稳、频繁托压, 滑动钻进困难, 滑动前期造斜率低等困难, 最终通过起下钻带微扩专项通井调整泥浆性能, 更换牙轮全力增斜组合等手段达到设计增斜要求至中完, 克服了该型井眼造斜困难造斜率低的问题, 为后续施工中类似情况提供了参考借鉴。

**[关键词]** 中江水平井; 江沙 33–67 井; 大尺寸井眼; 造斜钻进

## Research on optimization measures for low inclination of the $\phi 311.2\text{mm}$ wellbore in Zhongjiang block

Zhou Ming<sup>1</sup> Wang Zilong<sup>2</sup>

1. Sinopec Chongqing Drilling Branch;

2. Sinopec Southwest Petroleum Engineering Drilling Engineering Research Institute

**[Abstract]** The development of horizontal wells in the Zhongjiang structure of the eastern slope of the western Sichuan depression in the Sichuan Basin, with Shaximiao as the target layer, is the main well type in the Zhongjiang block. Currently, a two-hole system is commonly used, with horizontal sections ranging from 500–1600m in length and mostly cluster wells in the same well site. This involves difficulties such as drilling and production synchronization, as well as collision prevention between vertical and horizontal sections. At the same time, in order to overcome the short distance between the target and the horizontal section, reduce the pressure of the horizontal section, and minimize the risk of sticking during drilling in the target layer, the trajectory is optimized and adjusted. The first hole with a diameter of 311.2mm is inclined from around 300m near the target layer to 40–50°, and after the second hole is opened, the inclination is further increased to 85° according to the target point design and the development of sand bodies in the – Drilling at 92° or stable inclination until completion, or searching for sand to increase production and reduce inclination; Taking the Jiangsha 33–67HF well as an example, there were problems such as large wellbore size, long open hole section (2292m), easy shrinkage and collapse of the upper formation wellbore wall, poor stability, unstable directional inclined tool face, frequent pressure support, difficulty in sliding drilling, and low slope in the early stage of sliding. Finally, the mud performance was adjusted by using a special well with micro expansion during the drilling and lowering process, and the combination of full force inclined roller was replaced to meet the design requirements of increasing the inclination to the middle level. This overcame the problem of difficulty and low slope in wellbore inclination and provided a reference for similar situations in subsequent construction.

**[Key words]** Zhongjiang horizontal well; Jiangsha 33–67 well; Large sized wellbore; Inclined drilling

## 1. 引言

江沙33-67HF井是西南油气分公司部署在四川盆地川西坳陷东部斜坡中江构造上的一口二开制水平开发井，位于四川省德阳市中江县东北镇洪沟村7组（江沙321HF井场）。目的层沙溪庙组，设计井深3347m，实际完钻井深3359m，一开设计井深2502m，实际中完井深2505m，一开 $\Phi 311.2\text{mm}$ 井眼设计钻井周期20.5天，实际32.58天，设计中完周期6天，实际中完周期6.52天，一开钻井周期滞后设计12.08天，滞后率48.92%，因该型经验普遍存在造斜率低、托压频繁、造斜困难，为保证施工期间进行起下钻专项通井扩划眼、处理泥浆、更换钻具组合等手段保证井眼通畅，轨迹满足设计要求。

表1 江沙33-67HF井一开设计与实钻井身结构

开钻程序	设计		实际				备注
	井眼尺寸 (mm)	起止井段 (m-m)	井眼尺寸 (mm)	起止井段 (m-m)	套管尺寸 (m)	起止井段 (m-m)	
一开	$\Phi 311.2$	212-2502	$\Phi 311.2$	210-2505	$\Phi 244.5$	0-2503.62	斜井段

### 2.2 一开钻遇地层、岩性

造斜段地层：上沙溪庙组；

造斜段岩性：含浅灰色粉砂岩、棕褐色泥岩、棕色泥岩，无油气显示。

造斜点2200m至中完井深2505m，一开造斜段长305m，泥岩段长218m，泥岩钻遇率达71.47%。

### 2.3 造斜钻具组合与钻井液性能

#### (1) 钻具组合：

1趟次，2190-2319.5m井段，定向钻具组合为： $\Phi 311.2\text{mm}$ PDC钻头+1.75°螺杆+回压阀+ $\Phi 203.2\text{mm}$ 无磁钻铤+无磁悬挂+ $\Phi 203.2\text{mm}$ 钻铤1柱+631×520+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 加重钻杆3柱+521×630+振荡器+振荡短节+631×520+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 钻杆1根+旁通阀+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 。

2、3趟次，2319.5-2505m井段，定向钻具组合为： $\Phi 311.2\text{mm}$ 牙轮钻头/PDC+1.75°螺杆+回压阀+ $\Phi 203.2\text{mm}$ 无磁钻铤+无磁悬挂+631×520+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 加重钻杆13根+521×630+振荡器+振荡短节+631×520+旁通阀+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 加重钻杆17根+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 钻杆。

#### (2) 泥浆性能

造斜前泥浆性能：类型：钾基聚磺钻井液， $\rho$ ：1.80g/cm<sup>3</sup>，FV：64s，塑粘：36mpa.s，动切力：13pa，初/终：2/12，API失水：4.0mL，泥饼：0.5mm，pH值：9，含砂：0.25%，固含Cv：25%，坂含Cb：28g/L，氯离子：36000mg/l

针对中江构造该型井眼普遍存在的井壁稳定性差，造斜钻进工具面不稳、造斜率低、滑动钻效果差等情况，一是可根据井眼轨迹针对钻具组合进行进一步优化，造斜前随钻修正上部井壁；二是在造斜钻进期间重点增强泥浆性能维护，破除习惯性思维，局限于设计性能参数，造斜期间针对地层重点提高抑制性和润滑性；三是根据地层及岩性特点，多好轨迹趋势预测，提高造斜率，减少起下钻次数等方式，同时结合对实钻中的其他情况及时分析处理，对提高 $\Phi 311.2\text{mm}$ 井眼造斜施工提速提效具有重要意义。

## 2. 基本情况

### 2.1 一开井身结构

工具面不稳，托压时泥浆性能：类型：钾基聚磺钻井液， $\rho$ ：1.80g/cm<sup>3</sup> FV：66s，塑粘：36mpa.s，动切力：13pa，初/终：2/12.5，API失水：3.6mL，泥饼：0.5mm，pH值：9.5，含砂：0.25%，固含Cv：26%，坂含Cb：28g/L，氯离子：34000mg/l。

处理后泥浆性能：类型：钾基聚磺钻井液， $\rho$ ：1.80g/cm<sup>3</sup> FV：69s，塑粘：37mpa.s，动切力：13pa，初/终：2/13.5，API失水：3.4mL，泥饼：0.5mm，pH值：9，含砂：0.25%，固含Cv：26%，坂含Cb：28g/L，氯离子：32000mg/l。

### 2.4 前期施工情况

#### (1) 造斜前钻进情况

江沙33-67HF井于3月2日18:00一开开钻，一开钻进至井深800m，开始进行滑动复合钻进增斜、走侧向位移至井深1500m（井斜0.2°↑4.5°（918-976m）↓3.7°（1500m），方位（250°↓93.8°），后复合钻进稳方位自然降斜至井深2190m（井斜3.7°↓0.8°，方位93.8°↑141.1°）。

#### (2) 更换组合起下钻情况

江沙33-67HF井钻进至2190m后起钻更换定向钻具组合（全程倒划眼起钻至210m，倒划眼期间扭矩设定最大值15KN.m，频繁憋停顶驱，累计返出8cm×5cm×3cm掉块约8m<sup>3</sup>，下钻间在蓬莱镇至遂宁组井段频繁遇阻划眼，划眼期间时常憋停顶驱现象，）下钻到底后，调整泥浆性能（密度1.74↑1.81g/cm<sup>3</sup>）。

### 2.5 造斜段施工情况

表2 江沙33-67HF井一开增斜施工情况

序号	井段 (m)	时长 (天)	机械钻速 (m/h)	组合	施工情况
1	2200-2319.5	4.42	2.47	第一趟造斜组合: PDC钻头+1.75°螺杆	井深2200m开始造斜,至井深2236m滑动期间出现托压现象(井斜3.3°); 至2276m(滑动钻时15-82min/m,时常出现工具面不稳、托压,井斜6°); 至2291m(井斜6.2°)工具面不稳、托压情况加剧,测斜造斜率偏低(设计19°,实际10.76°),增大润滑剂用量,循环2h后工具面平稳,托压缓解明显; 钻进至2319.5m,井斜12.8°,造斜率15.12°/100m,造斜率偏低,起钻更换钻具组合。
2	2319.5-2362.84	2.65	0.83	第二趟造斜组合: 牙轮钻头+1.75°短半径螺杆	井深2319.5m采用牙轮+1.75°短半径螺杆继续增斜钻进至井深2337m(井斜12.8°,造斜率23.21°/100m);至井深2362m起钻时已增斜至井斜22°,造斜率20.95-23°,高于设计19°。
3	2362.84-2505	3.54	2.26	第三趟造斜组合:PDC钻头+1.75°短半径螺杆	2362.84-2505m井段,中完最大井斜47.8°,造斜率18.6-21.44°,高于设计造斜率。

经对比显示,第一趟组合0-12.8°井斜井段托压严重与钻井液性能维护不到位有关,实验监测数据复合设计要求但并不一定能满足区块所有要求,尤其是前期进行侧向位移后井斜缓慢下降,空间方位变化不够光滑,加之蓬莱镇至遂宁组井壁稳定性差,易坍塌、缩径造成憋卡,大井眼井径不规则,井壁台阶较多等综合因素,影响初期滑动效果,使用护眼器专项通井扩眼、处理泥浆后采用牙轮+1.75°螺杆增斜组合增斜趋势明显。

## 2.6 与同类型井对比情况

### (1) 江沙312-3HF井

钻具组合:  $\Phi 311.2\text{mm}$ PDC+ $\Phi 216\text{mm}$ 单弯螺杆(1.5°螺扶306mm) $\times 1$ 根+浮阀+ $\Phi 203.2\text{mm}$ 无磁钻铤 $\times 1$ 根+ $\Phi 203.2\text{mm}$ 无磁悬挂+配合接头+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 加重钻杆 $\times 11$ 根+配合接头+ $\Phi 203.2\text{mm}$ 水力振荡器+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 加重钻杆 $\times 1$ 根+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 钻杆 $\times 3$ 根+旁通阀+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 钻杆27根+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 加重钻杆 $\times 18$ 根+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 钻杆。

施工简况:定向钻进至井深2051m,因一开 $\Phi 311.2\text{mm}$ 大尺寸井眼滑动定向普遍面临造斜率低技术难题,实际造斜率8-9°/100m,无法满足设计造斜率15°/100m需求,造斜率严重不足,无法满足下步轨迹控制需求,特申请在井深2051m提前一开中完,将剩余造斜井段调整至二开 $\Phi 215.9\text{mm}$ 井眼施工。(工具面不稳,拖压)。

### (2) 江沙317-2HF井

钻具组合:  $\Phi 311.2\text{mm}$ PDC钻头+7LZ216 $\times 1.75^\circ$ 螺杆+回压

阀+ $\Phi 203\text{mm}$ 无磁钻铤1根+MWD短节+631\*520+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 加重钻杆15根+521\*630+ $\Phi 203\text{mm}$ 水力振荡器。

施工简况:一开 $\Phi 311.2\text{mm}$ 大尺寸井眼中采用(216)1.5°短半径螺杆全程定向实际造斜率仅为12-13°/100m,当井斜增到15-20°时,实际造斜率能达到20-25/100m(工具面稳,不拖压)。

### (3) 江沙317HF井(邻井)

钻具组合:  $\Phi 311.2\text{mm}$ PDC+216mm1.5°螺杆+ $\Phi 203.2\text{mm}$ 无磁钻铤\*1根+定向悬挂+631\*410+7寸钻铤\*2根+520\*411+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 加重钻杆\*18根+521\*410+ $\Phi 127\text{mm}$ 钻杆\*24柱+411\*520+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 钻杆

施工简况:一开井段自205-2355m,造斜点2050m。下入无线随钻MWD仪器进行井眼轨迹监测,一开完钻井深2355m,井斜0.5° $\uparrow$ 36.69°,方位227.6 $\uparrow$ 248.88°,轨迹平滑,符合设计要求。

## 3 增斜困难原因分析

### (1) 地层原因影响定向施工

中江地区江沙构造蓬莱镇、遂宁组、沙溪庙组泥岩易吸水膨胀,井壁稳定性差,施工中常出现缩径、井下垮塌出现阻卡和“大肚子”井眼形成砂桥阻卡;一开 $\Phi 311.2\text{mm}$ 井眼造斜钻进时多个钻杆接头易滑入“大肚子”台阶井段导致钻压不能作用于钻头,如增大钻压易导致钻杆接头滑出“大肚子”台阶造成瞬时接触井底造成工具面错乱或憋泵,另外上部泥岩掉块硬度较低,排量不能将其带出时,滑落至钻头处亦会憋

钻导致工具面不稳, 出现错乱, 导致频繁划眼活动钻具, 造成造斜率偏低。

#### (2) 设计或上部实钻轨迹影响定向施工

因为征地和耕地保护政策等原因, 目前井场多为丛式井或老井场同井场布井, 常涉及钻采同步井下防碰风险, 因此设计井眼轨迹时常需进行防碰绕障, 或三维井提前增斜、扭方位走侧向位移避开邻井井眼, 便会导致井眼轨迹不够光滑空间拐点多, 加上部井壁不规则, 长裸眼井段缓慢降斜后增斜, 亦会导致造斜钻进初期小钻压不易有效作用于井底钻时极慢, 稍增大钻压后工具面错乱不稳; 以江沙 33-67HF 井为例方位由  $0^\circ \uparrow 60.78^\circ$  (40m)  $\uparrow 250^\circ$  (41-230m)  $\downarrow 186.9^\circ$  (231-780m)  $\downarrow 96^\circ$  (781-1980m)  $\uparrow 196^\circ$  (1980-2270m), 空间方位不够平滑, 钻具与井壁接触面积增加, 螺杆钻具起钻过程中全程倒划眼起钻, 返出大量掉块, 导致井壁不够光滑, 且地层中含大段泥岩, 导致部分钻压无法有效作用于井底, 频繁出现托压, 第一趟增斜组合出井更换扩划眼组合通井后井眼情况明显好转【1】。

#### (3) 泥浆性能影响定向施工

钻井期间泥浆粘度、失水、初总切、抑制性、润滑性等性能按设计中、下线, 实验结果从设计上对比满足要求, 但实钻中针对大尺寸、长裸眼井段井下更细微的影响因素不能清晰呈现, 如江沙 33-67HF 井至 2291m (井斜  $6.2^\circ$ ) 工具面不稳、托压情况加剧, 测斜造斜率偏低 (设计  $19^\circ$ , 实际  $10.76^\circ$ ), 钻进困难, 2h 增大润滑剂用量加入约 0.7 吨循环后试钻进工具面平稳, 托压缓解明显; 因此不应只死守设计纸面数据, 亦需根据井下情况不同复杂井段改变相应药剂用量, 做好总量控制, 亦可达到相同效果。

#### (4) 钻井工具影响定向施工

$\phi 311.2\text{mm}$  井眼造斜初期钻进时采用  $\phi 311.2\text{mm}$  牙轮钻头/混合钻头造斜钻进造斜效果更好, 如江沙 33-67HF 井井深 2200m 开始采用  $\phi 311.2\text{mmPDC}+1.75^\circ$  短半径螺杆造斜钻进, 井深 2236m 井斜  $3.3^\circ$  滑动期间出现托压现象, 井深 2276m, 井斜  $6^\circ$  时时常出现工具面不稳、托压; 井深 2291m, 井斜  $6.2^\circ$  工具面不稳、托压情况加剧, 造斜率偏低, 设计  $19^\circ$ , 实际  $10.76^\circ$ , 增大润滑剂用量, 循环 2h 后工具面平稳, 托压缓解明显; 钻进至 2319.5m, 井斜  $12.8^\circ$ , 造斜率  $15.12^\circ/100\text{m}$ , 造斜率仍偏低, 起钻更换钻具组合通井扩划眼后, 采用牙轮  $+1.75^\circ$  短半径螺杆继续增斜钻进, 至井深 2362m 起钻时已增斜至井斜  $22^\circ$ , 造斜率  $20.95-23^\circ$ , 高于设计  $19^\circ$ 。

## 4 结论及建议

### 4.1 优化好钻井液技术措施

1) 提高钻井液的抑制防塌能力, 以水解聚丙烯酰胺钾盐

作为主聚物, 以疏水抑制剂+KCL 提高钻井液抑制防塌能力, 维持钾离子含量不低于 30000ppm, 配合使用聚胺提高钻井液抑制能力。

2) 控制合理的钻井液性能, 密度  $1.80\text{g}/\text{cm}^3$ , 失水低于 4.0ml, 提高液柱压力能有效支撑井壁。

3) 定向钻进沙溪庙后若井壁稳定性、抑制性差, 则将钻井液体系转换为钾基聚磺钻井液。

4) 定向钻进加足液体润滑剂、固体润滑剂、磺化沥青粉 FT-1 和沥青胶乳提高钻井液的润滑防塌性能【2】。

5) 为了将井内掉块带出, 根据井内和振动筛返砂情况使用重稠浆配合大排量循环携砂, 重稠浆密度不低于  $2.25\text{g}/\text{cm}^3$ , 粘度不低于 300s。

6) 合理使用四级固控设备, 最大限度清除无用固相, 定期勤放沉砂罐, 确保固含不超设计高限, 含砂量不高于 0.3%。

### 4.2 定向优化措施

1) 优选高精度、高质量的定向随钻仪器, 提高解码能力, 缩短测斜辅助时间, 保持工具面稳定提高造斜率。

2) 提前准备好替换工具及定向监测, 做好井底井斜方位预测工作, 同时做好轨迹优化, 当预测无法满足下开施工要求时及时汇报。

3) 中江区块  $\phi 311.2$  井眼增斜钻进, 普遍存在设计造斜率高, 裸眼段长, 井壁稳定性差, 现场施工难度大, 常规增斜组合难以满足施工要求, 后更换牙轮钻头  $+1.75^\circ$  短半径螺杆才能满足设计要求, 建议本工区造斜段在  $\phi 215.9$  井眼造斜, 技术成熟, 施工难度较低。

### 4.3 井队优化措施

1) 如造斜前起钻上部井段轨迹趋势不够平滑, 井壁失稳、掉块多、井壁岩屑多, 起下钻摩擦大, 频繁遇阻时, 可下入专项扩划眼组合通井循环携砂、处理泥浆。

2) 螺杆钻具入井开泵后, 注意保持钻具活动, 防止钻具定点循环定点冲蚀井壁加剧“大肚子”井眼形成。

3) 滑动钻进过程中, 密切关注钻时及工具面稳定情况, 发现托压及时汇报并上提活动钻具, 防止粘卡。

4) 保持设备运转正常, 提高纯钻时效, 协助泥浆方补充润滑剂, 确保泥浆润滑性良好。

5) 若造斜率依旧无法满足要求, 则下步计划起钻更换钻具组合。

### 【参考文献】

[1]马开良, 陈小元, 王建, 等.小靶前距水平井反位移轨道设计方法[J].复杂油气藏, 2014(4): 62-64, 68.

[2]魏亚峰.淮海稠油油藏有杆泵开采及配套工艺[J].油气田地面工程, 2008, 27(1): 39-40.