

加密调整水平井轨迹控制技术

张晓广, 邵明仁, 傅文伟, 陈宇同

(中海油能源发展股份有限公司监督监理技术分公司, 天津 300452)

摘要:随着渤海油田部分稠油区块已经进入开发中后期,加密调整水平井将在油田稳产、增产方面占据越来越重要的地位。但此类井井眼碰撞风险高、轨迹复杂、井下摩阻大,出于安全与时效考虑,海上油田通常使用国外先进的旋转导向工具进行钻井作业,不但成本高且无法大面积实施。为此,渤海油田开展了一系列轨迹控制技术研究,实现了全井段使用常规螺杆钻具完成此类井的目的。以一口难度较大的S形加密调整水平井为例,总结了加密调整水平井轨迹控制技术,为后续此类井的推广提供了经验。

关键词:加密调整井;水平井;防碰;轨迹控制

中图分类号:TE243 文献标识码:B 文章编号:1672-7428(2013)02-0028-03

Trajectory Control Technology for Encryption Adjustment of Horizontal Well/ZHANG Xiao-guang, SHAO Ming-ren, FU Wen-wei, CHEN Yu-tong (CNOOC Energy Technology & Services Ltd. Supervision & Technology Co., Tianjin 300452, China)

Abstract: With some heavy oil blocks of Bohai oilfield having been in the afternoon of development life, encryption adjustment of horizontal well will become more important to increase and stabilize oil production. But this kind well has very big risks of penetration crossing, complex trajectory and high downhole friction. Usually advanced foreign rotary steering tools are used in offshore oilfield for its safety and time efficiency with high cost, which is difficult to popularize. By a series of researches on trajectory control technologies in Bohai oilfield, the complete well drilling by conventional mud motor has been realized. The paper summed up the trajectory control technology for encryption adjustment well with a difficult S-type encryption adjustment horizontal well to provide some experiences for the similar wells.

Key words: encryption adjustment well; horizontal well; prevention of penetration crossing; trajectory control

0 引言

就丛式井本身来说,井距 8 m,很容易相碰^[1]。海上的丛式井是以平台为中心点向四周发散的轨迹平台分布,井距只有 2 m,加密井网就要在原来平台旁边 30~40 m 的位置再布置一个井口平台,另钻一组再加密的井网,同样是向周边发散,但又不能与原井网相碰撞。这在技术上和操作上难度非常之大^[2]。而加密调整水平井不但轨迹控制要求高且存在卡钻风险。旅大 B2h 井由于油藏加密调整需要,设计轨迹上部与多口在生产井距离较近,中部井段需在底砾岩段造斜钻进,下部井段距离辽西大断层约 50 m。在随钻过程中发现水平段下部油层地层倾角较大,需增斜至 96°左右。为保证该井顺利实施,必须做好防碰监测,优选钻头及钻井参数,及时采取防卡措施,精细控制井眼轨迹。

1 井身结构与轨迹设计

旅大 B2h 井设计井身结构为:Ø444.5 mm × 252

m + Ø311.2 mm × 2028 m + Ø215.9 mm × 2142 m;套管程序为:Ø339.7 mm × 250 m + Ø244.5 mm × 2025 m。轨迹设计数据见表 1。

表 1 旅大 B2h 井井眼轨迹设计数据

井深 /m	井斜角 /(°)	方位角 /(°)	垂深 /m	全角变化率 /[(°)/(30 m) ⁻¹]	备注
133.00	0.04	145.50	133	0.22	KOP1
492.96	34.79	201.86	472.52	3.30	EOB1
787.58	34.79	201.86	714.49	4.03	KOP2
2028.65	89.50	27.24	1611.00	3	A 靶点
2142.00	89.50	27.24	1612.00	0	B 靶点

2 技术措施

2.1 浅层防碰

本井设计轨迹在 311 m 距离两口井分别为 2.72、3.37 m,在 270~600 m 与其它 4 口井也存在不同程度的井眼碰撞风险,且老井没有陀螺数据。设计轨迹防碰扫描见图 1。

收稿日期:2012-03-08;修回日期:2012-12-06

作者简介:张晓广(1983-),男(汉族),河南漯河人,中海油能源发展股份有限公司监督监理技术分公司钻井监督,石油工程专业,主要从事海洋石油钻井及钻完井技术标准工作,天津市滨海新区(塘沽)渤海石油路 688 号迎宾馆 416 室,zhangxg@cnooc.com.cn。

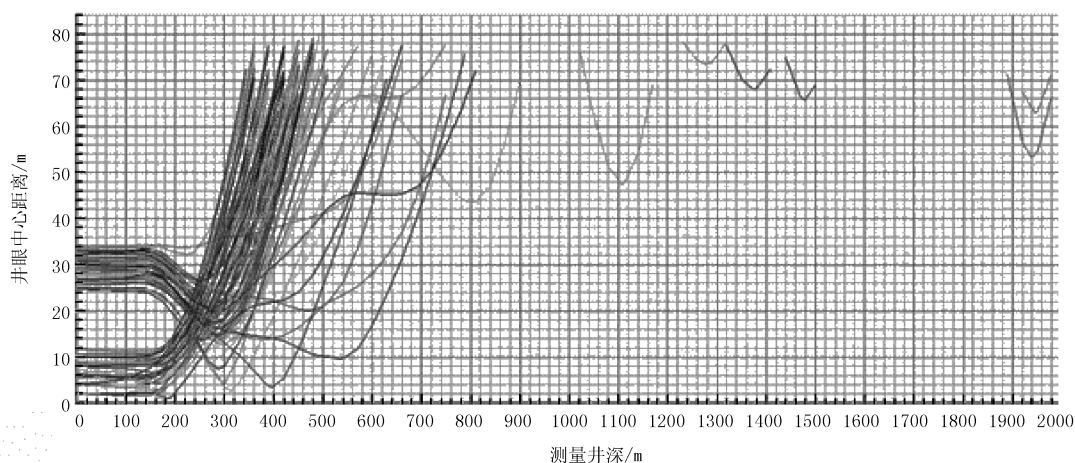


图1 旅大 B2h 井防碰扫描图

为此上部井段采用 $\text{Ø}311.15 \text{ mm}$ 牙轮钻头 + $1.5^\circ \text{Ø}244.5 \text{ mm}$ 单弯螺杆钻具, 以 $10 \sim 80 \text{ kN}$ 、 $3500 \sim 3800 \text{ L/min}$ 的钻井参数滑动钻进, 旋转钻进时的转速为 60 r/min 。在钻进过程中根据实时测斜数据及时预测井底井斜, 调整轨迹绕障设计, 同时监测 MWD 的 B_{total} 值和 Dip 值, 监测振动筛返出, 监听邻井套管。可能发生碰撞套管的征兆和现象, 主要包括: (1) MWD 测量的当地磁场强度值超出正常值 $\pm 2\%$; (2) 返出岩屑中含有水泥或铁屑; (3) 在邻井套管无水封固时, 出现钻具短暂放空; (4) 钻速突然变慢; 泵压、扭矩变化异常, 钻具憋跳严重; (5) 聆听邻井套管有敲击声音。该井段钻进顺利, 未出现上述异常变化。

2.2 优选钻头及钻井参数

旅大 5-2 油田馆陶组下部主要成分为杂色砂砾岩, 垂厚约 50 m , 地层抗压强度在 $3000 \sim 6000 \text{ psi}$ ($20.67 \sim 41.34 \text{ MPa}$), 抗冲击强度高。由于 PDC 钻头无活动零件, 具有高效切削作用, 钻头寿命长, 机械钻速和耐磨性较其它类型钻头高, 但抗冲击性能较差^[3]。传统的做法是在钻遇馆陶组底部砾岩之前使用 PDC 钻头提高作业效率, 钻遇馆陶组底部砾岩时起钻更换为牙轮钻头, 在钻穿砾岩后, 再次起钻更换为 PDC 钻头。这样, 一口井二开中 $\text{Ø}311.2 \text{ mm}$ 井眼的钻进作业一般需要 3 只钻头才能完成。使用 3 只钻头, 也就意味着要增加 2 趟起下钻的时间来更换钻头, 显然是不利于提高作业效率的^[4]。为此, 本井段采用了耐磨性较强的 6 刀翼 PDC 钻头, 该钻头冠部设计为中抛物线形, 中密度布齿, 提高了在含硬夹层的中硬地层中的使用寿命, 钻头入井、出井照片见图 2。

在钻进至底砾岩前调整钻井参数: $10 \sim 30 \text{ kN}$ 、

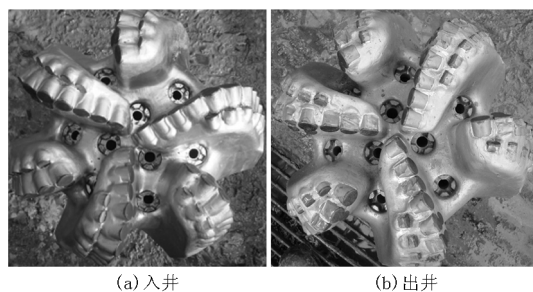


图2 旅大 B2h 井 PDC 钻头入井、出井照片

$3000 \sim 3300 \text{ L/min}$, 旋转钻进时的转速为 30 r/min 以保护钻头, 钻进期间钻井液中补充石墨、润滑油、塑料小球等材料, 以减轻螺杆钻具憋压, 顺利钻穿底砾岩。

2.3 防止粘卡

由于轨迹为 S 形, 反扭点位于东营组上部的大段粘性泥岩段中, 井下摩阻大, 滑动更加困难。该井段采用常规螺杆钻具组合: $\text{Ø}311.15 \text{ mm}$ PDC 钻头 + $1.5^\circ \text{Ø}244.5 \text{ mm}$ 单弯螺杆钻具 + $\text{Ø}203.2 \text{ mm}$ 浮阀接头 + $\text{Ø}260.4 \text{ mm}$ 扶正器 + $\text{Ø}203.2 \text{ mm}$ FEWD + H. O. C + NMDC + 196.9 mm 震击器 + X/O + $\text{Ø}127 \text{ mm}$ 加重钻杆 14 根。下钻到底后充分循环调整钻井液性能, 滑动钻进仍出现粘钻具、憋压等现象。为防止粘卡, 采用滑动 $20 \sim 30 \text{ min}$ 后活动钻具一次的措施, 多次活动钻具并未降低螺杆钻具造斜率 (螺杆钻具造斜率仍可达 $5^\circ \sim 7^\circ/30 \text{ m}$), 满足现场要求。反扭点之后井段利用定向钻进和复合钻进结合的方式控制井眼轨迹, 使实钻井眼轨迹更光滑, 更贴近设计线^[5]。

2.4 水平段轨迹控制

滑动钻进是制约长水平段水平井钻探成功的主要工况^[6]。在应用螺杆钻具进行滑动钻进时, 加大

钻压可以提高造斜工具的造斜率,因此在油层中进行定向钻进时要适当加大钻压,这样才会取得较好的增斜效果;通过降低钻井液的排量,来减小井底的水力冲刷能量,也可以提高滑动钻进效果^[7]。由于东营组油层较疏松,可钻性好,二开中完后循环、下套管等作业使井底井斜下降较大(三开钻具出管鞋后复测二开井底井斜为 85.50° ,比预计降低 4°),再加上水平段距离辽西大断层约 50 m ,因此在全力增斜的同时须降方位以避开断层,轨迹控制更加严格。为此本井段降低排量至 1200 L/min ,以 $20\sim 40\text{ kN}$ 的参数滑动增斜同时降方位,旋转转速 50 r/min 。滑动钻进至 2036 m 后预计井底井斜 91.62° ,方位 29.05° ，“狗腿”度分别为 5.19° 、 4.84° ,轨迹已追上设计,继续降方位钻进,同时根据随钻测井曲线判断下部地层倾角较大,扭方位的同时继续全力增斜,使完钻井斜接近 96° ,顺利完钻,实钻井眼轨迹见图3。

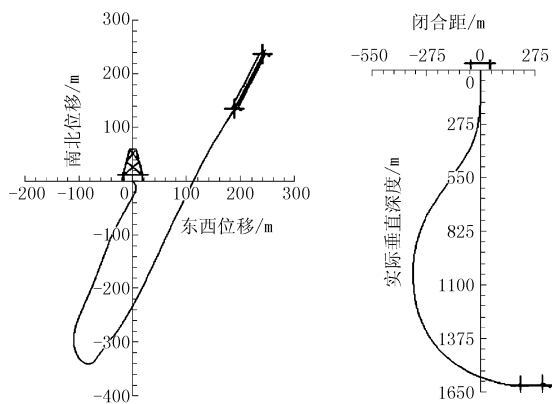


图3 旅大 B2h 井实钻井眼轨迹

后续井采取井底井斜预留 2° 并甩最后一单根

循环等措施,避免了三开水平段钻进时井斜控制的被动。

3 结语

(1)加密调整水平井碰撞风险高,在不能获得陀螺测斜数据的情况下,防碰井段一定要使用牙轮钻头钻进并盯紧各项参数变化,把好防碰作业的最后关。

(2)对于较疏松,可钻性好的油层,着陆时应考虑中完后循环、下套管等作业对井底井斜的影响,着陆时井斜比设计井斜可适当大些,以避免水平段钻进时轨迹控制的被动。

(3)本井全井段采用常规螺杆钻具钻进,与采用国外先进的旋转导向钻具相比,不但节约了成本,也有利于加密调整水平井钻井技术的全面推广。

参考文献:

- [1] 罗玉金,汪兴华,周永福.丛式井的优快钻井技术[J].重庆科技学院学报(自然科学版),2007,9(3):7-11.
- [2] 姜伟.海上密集丛式井组再加密调整井网钻井技术探索与实践[J].天然气工业,2011,31(1):69-72.
- [3] 张献振,刘宝昌,卢彬,等.尖齿状金刚石复合片钻头在油页岩矿区的钻进实验[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2011,38(3):64-67.
- [4] 刘亚军,王晓鹏,王昆剑,等.绥中36-1油田新型钻头的优化设计及应用[J].断块油气田,2011,18(5):669-671.
- [5] 邢广宇,谷玉堂,陈勇,等.提高砂岩油藏水平井钻井速度技术实践[J].西部探矿工程,2011,(5):85-97.
- [6] 窦玉玲.长水平段大位移井井眼轨道优化设计[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2011,38(7):50-52.
- [7] 杨恒昌,翟文涛,刘永旺.水平井水平段轨迹控制技术探讨[J].科学技术与工程,2011,11(35):8872-8881.

(上接第27页)

3 结语

(1)海拉尔地区井斜高发区域为乌尔逊和贝尔凹陷,南屯组和大磨拐河组地层最易发生井斜。

(2)优化设计出与海拉尔地区易斜层位地质特性相适应的防斜、纠斜钻具组合,并给出应用层段和配套钻进参数,同时应用随钻井斜预警系统,达到了提高钻井速度的目的。

(3)应用VertiTrak垂直钻井系统,取得了很好的防斜、纠斜及提速效果。

参考文献:

- [1] 王晓旭.海拉尔地区三个地层压力的预测与计算[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2010,37(8):13-17.
- [2] 李欢欢.海拉尔油田钻头选型分析[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2010,37(7):15-17.
- [3] 杨力.几种防斜技术在宣页1井的试验应用[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2011,38(5):37-38.
- [4] 李文明,陈绍云,刘永贵.优快钻井配套技术在希50-54井应用实践[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2010,37(6):4-6.
- [5] 周延军,陈明,于承朋.元坝区块提高钻井速度技术方案探析[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2010,37(5):1-4.
- [6] 刘磊,刘志坤,高晓荣.垂直钻井系统在塔里木油田应用效果及对比分析[J].西安石油大学学报(自然科学版),2007,22(1):79-81.