

海上 $\varnothing 914.4$ mm 井槽弃井再利用实现单筒双井技术

和鹏飞¹, 侯冠中², 朱培¹, 李洪方¹, 罗曼¹

(1. 中海油能源发展有限公司工程技术分公司, 天津 300452; 2. 中海石油(中国)天津分公司, 天津 300452)

摘要:调整井作为在原有井网基础上补充的一些零散井或成批成排的加密井,对于老油田挖潜、改善注采井网关系具有重要意义。但是海上油气开发平台设计面积有限,其中给井槽专用的区域面积也随之有限,最终导致井槽数量有限。一些后续的调整井经常遇到无剩余井槽可用的情况。S平台便存在这种问题,其中一个大尺寸井槽原先所钻老井,采用全井段封固固井,水泥返高至井口附近,再利用过程中需要先进行老井弃井,需要对 $\varnothing 339.7$ 和 224.5 mm 双层套管切割、起出处理。以此为案例,介绍了大尺寸井槽的弃井再利用技术。

关键词:弃井;套管切割;全封固;单筒双井;调整井;井槽

中图分类号:TE243 文献标识码:A 文章编号:1672-7428(2016)03-0045-04

Twinhole-in-monobore Technology Completed on Abandoned $\varnothing 914.4$ mm Offshore Well Slot/HE Peng-fei¹, HOU Guan-zhong², ZHU Pei¹, LI Hong-fang¹, LUO Man¹ (1. Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300452, China; 2. CNOOC EnerTech-Drilling & Production Co., Tianjin 300452, China)

Abstract: Adjustment well is used to improve the production and change the relationship between the injection and production wells. Slot is the most important limiting factor for adjustment wells. But because of the small design area for offshore oil and gas development platform, dedicated area for well slots becomes even smaller, eventually leading to reduction of the number of well slots. Taking S platform as an example, this article presents two layers of casing of $\varnothing 339.7$ mm and $\varnothing 224.5$ mm in diameter respectively, cutting technology was used in the large-sized slot with full annular cementing, and the twinhole-in-monobore was completed in the abandoned slot.

Key words: abandoned well; casing cutting; full annular cementing; twinhole-in-monobore; adjustment well; well slots

调整井作为在原有井网基础上补充的一些零散井或成批成排的加密井,对于老油田挖潜、改善注采井网关系具有重要意义。尤其在渤海油田稳产、上产的目标下,老油田挖潜调整和综合调整井近年来一直比例较大。但是对于某些平台井槽已经完全使用,在后期进行零散调整井时,渤海油田一般优选低产、低效率的井弃井后再侧钻利用。

1 S平台调整井基本情况

S平台于2009年投产,平台设计4列3行井槽,槽口间距2 m × 2 m,其中四角井槽下入直径 $\varnothing 914.4$ mm隔水导管,其他下入 $\varnothing 609.6$ mm隔水导管。在2014年区块调整井作业时,设计3口井,但是平台仅剩1个 $\varnothing 609.6$ mm空井槽。鉴于此,综合考虑经济效益和利用率最大化,决定选择低产井A1H井所用 $\varnothing 914.4$ mm井槽弃井后进行单筒双井作业。

2 单筒双井在渤海油田的发展

国内单筒双井技术最早出现在1999年的渤西油田开发中,通过 $\varnothing 762$ mm隔水导管内钻入 $\varnothing 660$ mm井眼下入2套 $\varnothing 244.8$ mm套管。

初期的单筒双井 $\varnothing 660$ mm上部轨迹设计为直井段,通过无线陀螺和MWD工具的配合使用、利用牙轮钻头以及上部井段的防斜打直避免了2口井的上部相碰。由此开始单筒双井技术在海上油田尤其是渤海油田有了广泛应用^[1]。但是随着渤海油田的深入开发,丛式井防碰问题越来越突出,单纯的单筒双井表层井段设计为直井段不能满足作业需要。2011年在绥中油田调整井作业中首次进行了单筒双井表层预斜的尝试。渤海上部地层疏松,造斜不易,尤其在大尺寸井眼中,通过参考国外成功案例并考虑渤海实际情况,在绥中油田通过 $\varnothing 444.5$ mm井眼钻出预斜领眼然后扩眼至需要的 $\varnothing 660.4$ mm,下入2套 $\varnothing 339.7$ mm套管实现单筒双井预斜^[2-4]。

2014年渤海油田多达20余口井利用单筒双井表层预斜技术实现。

3 S平台大尺寸井槽弃井处理技术

由于原A1H井已经完钻表层 $\varnothing 339.7$ mm套管、中间 $\varnothing 244.5$ mm技术套管,均坐挂至井口,固井设计水泥返高至井口面,即近井口段两层套管之间以及与隔水导管之间环空内均存在水泥,通过现场实地查看情况确实如此,这给弃井作业增加了处理难度。

套铣技术在渤海油田主要用于低效井侧钻时小尺寸($\varnothing 177.8$ mm及以下)的处理,一般通过套铣井口至水泥面以下100~200 m间,达到井眼尺寸满足侧钻开次尺寸及造斜点深度要求即可。如果要利用该井槽再钻井,按常规处理思路,一般需要一层一层逐次套铣、切割,先套铣出 $\varnothing 244.5$ mm套管至侧钻深度,再套铣 $\varnothing 339.7$ mm套管,工期时间较长,费用较大,如图1所示。

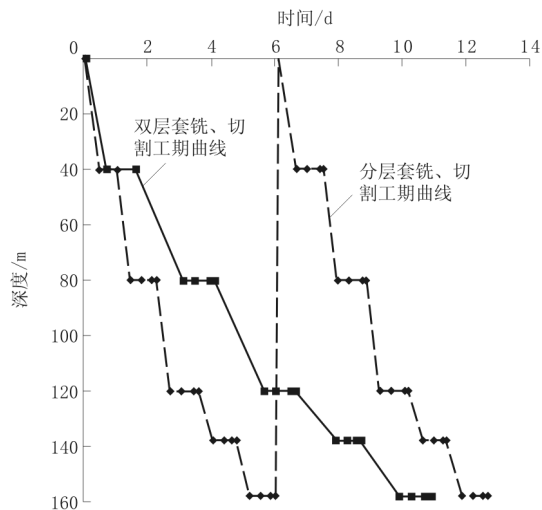


图1 套铣、切割方案对比

本次S平台A1H井占用的 $\varnothing 914.4$ mm隔水导管下深在112 m; $\varnothing 339.7$ mm表层套管下深187 m; $\varnothing 244.5$ mm套管下深2147 m。考虑到A1H井的井身结构以及2口生产井的井眼轨迹,进行弃井回填侧钻的最优化方案是:套铣、切割、打捞 $\varnothing 339.7$ mm和 $\varnothing 244.5$ mm双层套管至158 m,之后进行单筒双井作业。

3.1 套铣组合

根据渤海常规套铣的经验^[5],初期设计采用 $\varnothing 406.4$ mm套铣钻头+ $\varnothing 406.4$ mm套铣筒1~2根

+变丝接头+ $\varnothing 127$ mm短钻杆+ $\varnothing 127$ mm加重钻杆+ $\varnothing 127$ mm钻杆的组合方式进行套铣作业。考虑到套管在隔水导管内存在一定的偏心,对套铣钻头齿的磨损要求可能较高,选择密集排屑槽、攻击性较弱、耐磨损强度高的“长城齿”套铣钻头,如图2所示,其工艺原理是将钢质套铣筒本体下端切割成“长城墙体”形状,然后在齿缘表面堆焊硬质合金,设计有12个排屑槽。

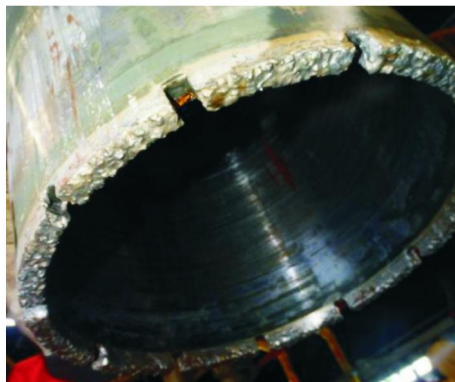


图2 “长城齿”套铣钻头

3.2 切割工具优选

渤海油田常用弃井套管切割工具为水力式内割刀,其工作原理是:泥浆泵将高压液体(钻井液或海水)泵入水力式内割刀体内,高压液体通过活塞内的喷嘴产生压力降,推动活塞压缩弹簧使活塞杆下行,活塞杆下端推动3个割刀片向外张开与套管内壁接触,张开的3个割刀片随同切割钻具顺时针旋转,3个割刀片周向同时切割套管,直到将套管割断。

一般采用 $\varnothing 206.4$ mm割刀体+15型刀片(单个刀片伸出长度150 mm)切割 $\varnothing 244.5$ mm套管、用 $\varnothing 298.5$ mm割刀体+19型刀片(单个刀片伸出长度190 mm)切割 $\varnothing 339.7$ mm套管。A1H井双层套管切割处理,考虑到 $\varnothing 244.5$ mm套管存在偏心的可能性,根据套管尺寸等数据计算,优选 $\varnothing 206.4$ mm割刀体+24型刀片(单个刀片伸出长度240 mm),即使套管完全偏心也能实现双层套管的切割而又不损伤隔水导管,如图3所示。

切割组合: $\varnothing 206.4$ mm水力割刀(240 mm刀片)+变丝接头(410×410)+ $\varnothing 127$ mm加重钻杆×15根+ $\varnothing 127$ mm钻杆若干。

打捞组合: $\varnothing 244.5$ mm可退式套管捞矛(扣型630)+变丝接头(631×410)+ $\varnothing 127$ mm加重钻杆

$\times 15$ 根 + $\varnothing 127$ mm 钻杆若干。

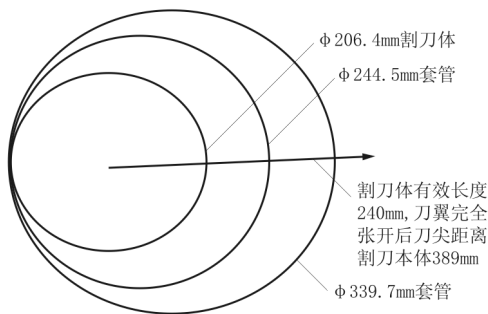


图3 割刀尺寸分析示意



图5 “PDC齿”套铣钻头

4 实施效果

4.1 套铣钻头的进一步优选

第一趟下入“长城齿”套铣钻头,使用1根套铣筒(9.5 m),采用的套铣参数为:钻压 10~30 kN,转速 30~60 r/min,排量 2000 L/min,最终套铣进尺 3 m,纯钻时间 6 h,之后套铣持续无进尺,鉴于时效太低,起钻。出井后从钻头磨损情况仔细分析发现,上部套管偏心并不严重,钻头磨损程度较低,但是由于“长城齿”攻击性较弱导致套铣速度较慢。

第二趟下入“波浪齿”套铣钻头(如图4所示),单次套铣 7 m,纯钻时间 15.5 h,套铣参数:钻压 20~80 kN,转速 40~60 r/min,排量 1000~2300 L/min。

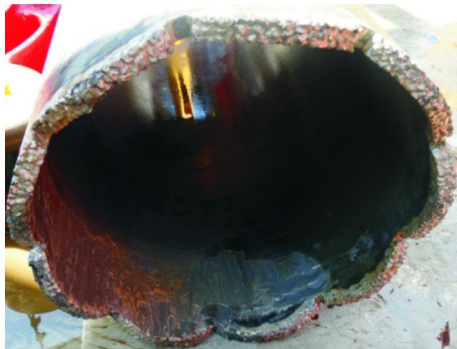


图4 “波浪齿”套铣钻头

第三趟下入“PDC齿”套铣钻头(如图5所示),单次套铣 9 m,纯钻时间 11.5 h,套铣参数:钻压 10~70 kN,转速 40~60 r/min,排量 500~2300 L/min。

通过对比发现,“PDC齿”套铣钻头具有明显的进尺优势(见图6),为此后续均采用该类型套铣钻头,最终完成作业。套铣过程中,每套铣 1 m,上下活动钻具并大排量循环,每套铣 2 m 替入 3~4 m³ 稠浆循环清扫井眼,有效保证了岩屑的返出,减小了

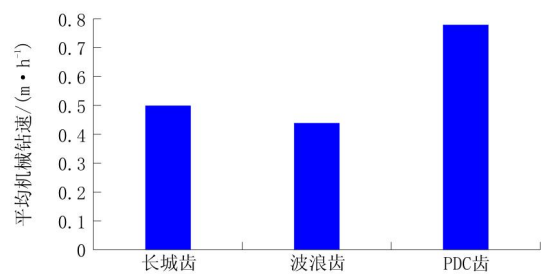


图6 3种齿型套铣钻头机械钻速对比

卡钻的风险。

4.2 割刀尺寸的优选和操作细化

第一次套铣 $\varnothing 339.7$ mm 套管共 28 m,由于担心 $\varnothing 244.5$ mm 套管偏心,双层切割时无法有效切除双层套管,第一次下入水力割刀时采用的是 240 mm 刀片(即使 $\varnothing 244.5$ mm 偏心严重,只要切割时刀片完全张开,也能有效切除双层套管),第一次切割双层套管时共计切割 16.5 h。当双层套管被捞出后,通过分析得出套管偏心并不严重,但是切割的时间确实较长,分析认为选取的刀片尺寸过长而导致一次切割双层较为困难。

第二次套铣 $\varnothing 339.7$ mm 套管共 26 m,首先下入 120 mm 刀片切割 $\varnothing 244.5$ mm 套管,之后再下入 210 mm 刀片在同一位置切割 $\varnothing 339.7$ mm 套管,2次切割共用时 12.75 h。顺利打捞出套管后,通过对刀口以及刀片的磨损分析发现,210 mm 刀片完全能够一次切开双层套管。

第三次套铣 $\varnothing 339.7$ mm 套管共 33 m,直接下入 210 mm 刀片,切割 9.5 h,顺利打捞出双层套管,如图7所示。面对这一情况,通过对切割过程中泵压和悬重的微妙关系的深入分析,提出 $\varnothing 244.5$ mm 套

管被切开后,适当尝试“点放”钻具^[9-10],增加切割时的钻压的措施,最终第四次套铣 $\varnothing 339.7$ mm 套管共 27 m,切割时间 5 h;第五次套铣 $\varnothing 339.7$ mm 套管至 158 m,切割时间仅 4.25 h。



图 7 出井双层套管切割口

5 结语

(1)通过对大尺寸井槽内部套管的弃井处理,可以实现单筒双井再利用,这为海上槽口的再利用提供了新的思路。

(2)通过实践对比,“PDC 齿”套铣钻头在 $\varnothing 339.7$ mm 套管套铣中具有机械钻速高的优势。

(上接第 44 页)

后单泵大排量充分洗井,对筛管悬挂的位置进行刮壁,确保悬挂固定可靠。下筛管过程中采取了可循环加压装置、大质量的钻铤等工具,对筛管施加下压力,保证筛管顺利下入,投球憋压,倒扣成功,FHW117I 井完井。

6 结语

(1)常规水平井实行轨迹测量开环控制,双水平井实行闭环控制。双水平井的轨迹测量技术在传统随钻测量技术的基础上,利用已钻生产井的轨迹数据,在钻进注气井的水平段时,通过跟踪、预测、反演推算注气井的井眼轨迹数据,在此基础上,再实施井眼轨迹的调整,以有效的控制两个水平井段的相对误差。双水平井轨迹测量、控制技术,是在传统井眼轨迹测量、控制技术基础上的延伸与发展。

(2)SAGD 双水平井造斜段、稳斜段和水平段施工时,要保证钻井液粘切和流型,保证排量,有效携岩,防止形成岩屑床。钻井液的润滑性能和泥饼质

(3)在对双层套管贴靠关系明确的前提下,利用 210 mm 水力割刀刀片可实现双层套管($\varnothing 339.7$ mm 和 $\varnothing 244.5$ mm)的一次性切割,即便是环空间有水泥封固也如此。

参考文献:

- [1] 姜伟.单筒双井钻井技术在渤海油田的应用[J].石油钻采工艺,2000,22(1):9-13.
- [2] 李凡,赵少伟,张海,等.单筒双井表层预斜技术及其在绥中 36-1 油田的应用[J].石油钻采工艺,2012,34(S1):12-15.
- [3] 梁奇敏,冯舒,赵铁桥,等.单筒双井表层预斜扩眼钻井技术在渤海油田定向井中的应用[J].中国海上油气,2013,(5):64-68.
- [4] 董星亮,曹式敬,唐海雄,等.海洋钻井手册(第一版)[M].北京:石油工业出版社,2011.
- [5] 刘卫坡,刘晖,韩联合,等.表层套管侧钻取生产套管技术[J].石油钻采工艺,2012,34(4):40-42.
- [6] 庞炳章,徐荣强,牟小军,等.非对称单筒双井技术在文昌 13-2 油田的应用[J].石油钻采工艺,2007,29(6):4-6.
- [7] 霍建忠,李红星.单筒双井钻井技术在 QK17-2 油田的实施[J].世界石油工业,2000,7(6):26-28.
- [8] 吕三友,李中,李龙.表层造斜技术在海上单筒双井中应用研究[J].世界华商经济年鉴·科技财经,2012,(7).
- [9] 于庆国.庄海 5 井等 8 口井弃井作业工程[J].Well Testing,2008,(3):48-49.
- [10] 阳文学,姜清兆,汪顺文,等.深水弃井套管切割技术[J].石油钻采工艺,2015,(1):132-134.

量方面选择良好的钻井液润滑剂和胶体沥青,保证套管的顺利下入,防止发生井内事故。

(3)由于 SAGD 采油要求, $\varnothing 177.8$ mm 筛管下入 $\varnothing 215.9$ mm 井眼内,除了钻井液要保持良好的润滑性外,采用可循环式加压装置和大质量的钻铤对筛管施加下压力,也是筛管顺利下入的保证。

参考文献:

- [1] 黄兵,吴宗国,杨伟,等.天东 012-H1 井长水平段安全快速钻井技术[J].钻采工艺,2010,33(6):132-133.
- [2] 杨明合,夏宏南,屈胜元,等.磁导向技术在 SAGD 双水平井轨迹精细控制中的应用[J].钻采工艺,2010,33(3):12-14.
- [3] 王志超,李树金,周明升.杜 84 断块馆陶油藏双水平井 SAGD 优化设计[J].中外能源,2008,13(2):48-51.
- [4] 王佩虎.蒸汽辅助重力泄油 SAGD 开发稠油研究[D].黑龙江大庆:东北石油大学,2006.
- [5] 张世忱.MGT 钻井新技术在杜 229 块 SAGD 水平井中的应用[J].特种油气藏,2009,16(S1):105-108.
- [6] 唐志军,等.超薄油层水平井钻井技术[J].河南石油,2003,17(3):51-53.
- [7] 林晶,宋朝晖,罗煜恒,等.SAGD 水平井钻井技术[J].新疆石油天然气,2009,5(3):56-60.
- [8] 徐云龙,马凤清,冯光通,等.磁性导向钻井技术现状及发展趋势[J].钻采工艺,2012,35(2):35-37.