

TP131HCH 超深五段制侧钻水平井优快钻井技术

徐云龙, 王 锐, 王文斐, 刘建刚

(胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院, 山东 东营 257017)

摘要: TP131H 井完钻测试为水层, 为提高该井周边区域储量动用程度及充分利用老井直井段降低钻井成本, 在分析地震资料的基础上, 设计了五段制侧钻水平井 TP131HCH 井。五段制水平井由于稳斜段的存在, 有效延伸了井眼轨迹的水平位移, 满足地质避水要求。针对 TP131HCH 裸眼侧钻水平井超深、高温给钻井施工带来的困难, 介绍了该井钻井过程中井眼轨道优化设计、侧钻、井身轨迹控制、钻井液等方面所采取的技术措施。TP131HCH 井的成功实施, 对该区块同类型井的钻井设计和施工具有一定的指导和借鉴意义。

关键词: 裸眼侧钻; 水平井; 超深; 井身轨迹控制; 优快钻井; 塔河油田

中图分类号: TE243 **文献标识码:** A **文章编号:** 1627-7428(2014)10-0022-04

High Quality and High Speed Drilling Technology for Ultra-deep Five-section Sidetracking Horizontal Well TP131HCH/XU Yun-long, WANG Rui, WANG Wen-fei, LIU Jian-gang (Shengli Drilling Technology Research Institute, Dongying Shandong 257017, China)

Abstract: By testing TP131H well, it is known that the target layer is water layer. The five-section sidetracking horizontal well TP131HCH was designed based on the analysis on seismic data in order to improve the producing degree of reserves around the well and reduce drilling cost by making full use of the old well in vertical well section. Due to the steady inclined section, the horizontal displacement of wellbore trajectory is effectively extended by five-section horizontal well, which meets the requirements of geological water avoidance. According to the difficulties caused by ultra depth and high temperature of openhole sidetracking horizontal well TP131HCH, the paper introduces the relevant methods such as optimization design of borehole trajectory, sidetracking, well track control and drilling fluid in drilling process.

Key words: openhole sidetracking; horizontal well; ultra-deep; wellbore trajectory control; high quality and high speed drilling; Tahe oilfield

1 概述

塔河油田奥陶系油藏以碳酸盐岩为主, 储集空间主要为溶蚀缝洞, 空间分布具有相当的随机性, 表现为不规则形态和不均匀分布, 导致部分生产井投入开发以后, 出现生产时间短、产量低, 出水严重等情况^[1-4]。TP131H 井完钻酸压完井, 测试结论为水层, 含水超过 98%, 综合该井各项资料分析, 已无转层的余地。地震储层预测资料显示, 该井南西方向 702.49 m 处 T74 地震反射波以下发育具“串珠状”反射特征, 且平均振幅变化率较强, 预测缝洞型储层发育, 因此设计了五段制侧钻水平井——TP131HCH 井。五段制侧钻水平井由于稳斜段的存在, 有效延伸了井眼轨迹的水平位移, 满足地质避水要求^[5,6]。该井的成功实施, 对该区块同类型井的钻井设计、施工具有一定的指导和借鉴意义。

2 地质设计要求

老井 TP131H 井实钻方位 7.51°, 侧钻点深度 6315 m, 水平位移 524.32 m。新侧钻井 TP131HCH, 地质要求向老井反方向 199.22°方位侧钻, 完钻层位于奥陶系中统一间房组, 轨迹进入一间房组顶面距井口水平位移大于 182.47 m, B 点垂深 6453 m, B 点水平位移 702.49 m, 靶半高 < 5 m, 靶半宽 < 10 m。要求在老井 Ø149.2 mm 的裸眼直井段进行侧钻, 钻至设计井深, 如果未钻遇放空、漏失, 则加深钻进 100 m 完钻。

3 井身结构及井眼轨道设计

3.1 井身结构设计

TP131H 井井身结构为: 一开 Ø444.5 mm × 801 m + Ø339.7 mm 表层套管 × 800.5 m; 二开 Ø311.15 mm × 4958 m + Ø244.5 mm 技术套管 × 4956 m; 三开 Ø215.9 mm × 6267 m + Ø177.8 mm 技术套管 × 6265

收稿日期: 2014-04-23

作者简介: 徐云龙(1975-), 男(汉族), 山东青州人, 胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院高级工程师, 油气井工程专业, 硕士, 从事钻井新工艺研究和新技术推广工作, 山东省东营市北一路 827 号钻井院钻井所, xuyunlong.slyt@sinopec.com。

m;四开 Ø149.2 mm × 6933 m,裸眼完井。TP131HCH 采用裸眼侧钻方式,开窗点位置选择在 6280 m,完钻井深 7029.82 m,使用 Ø149.2 mm 钻头钻至完钻井深,裸眼完井。

3.2 井眼轨道优化设计

为了满足地质避水要求,侧钻点尽量上提,由于老井套管下深 6265 m,因此侧钻点选择为 6280 m,井眼轨道设计为五段制(直—增—稳—增—平)。井眼轨道设计数据见表 1。

表 1 井眼轨道设计数据

井深 /m	井斜 /(^o)	方位 /(^o)	垂深 /m	南北 /m	东西 /m	视位移 /m	闭合方位 /(^o)	闭合距 /m	全角变化率 /[(^o) / (30 m) ⁻¹]	靶点
6280.00	1.32	94.510	6279.25	-35.97	30.35	23.97	139.844	47.06	0	
6289.00	3	202.640	6288.25	-36.19	30.36	24.18	140.009	47.24	12.11	
6354.99	60.193	202.643	6342.15	-66.79	17.60	57.28	165.242	69.07	26	
6499.53	60.19	202.640	6414.00	-182.54	-30.69	182.47	189.540	185.10	0	避水点
6555.11	60.193	202.643	6441.63	-227.06	-49.26	230.62	192.240	232.34	0	
6599.82	90	202.643	6453.00	-266.48	-65.70	273.26	193.850	274.46	20	
7029.82	90	202.643	6453.00	-663.34	-231.24	702.49	199.219	702.49	0	B

在施工过程中,为了提高钻井效率,减少起下钻次数,对井眼轨道进一步进行优化设计,主要是第二增斜段的全角变化率从 20°/30 m 优化为

10°/30 m,这样在保证避水点的水平位移满足地质要求的情况下,现场施工可以减少 2 趟钻,从而提高钻井效率。优化后井眼轨道数据见表 2。

表 2 优化后井眼轨道数据

井深 /m	井斜 /(^o)	方位 /(^o)	垂深 /m	南北 /m	东西 /m	视位移 /m	闭合方位 /(^o)	闭合距 /m	全角变化率 /[(^o) / (30 m) ⁻¹]	靶点
6280.00	1.32	94.51	6279.23	-36.69	30.31	24.67	140.44	47.59	0.00	
6289.00	3.00	202.70	6288.23	-36.91	30.32	24.88	140.60	47.77	12.12	
6354.97	60.09	202.70	6342.15	-67.45	17.54	57.92	165.42	69.70	25.96	
6499.06	60.09	202.70	6414.00	-182.68	-30.66	182.59	189.53	185.23	0.00	避水点
6531.36	60.09	202.70	6430.11	-208.51	-41.46	210.53	191.25	212.59	0.00	
6621.09	90.00	202.64	6453.00	-287.60	-74.49	296.09	194.52	297.09	10.00	
7028.22	90.00	202.65	6453.00	-663.34	-231.25	702.49	199.22	702.49	0.00	B

4 施工难点

(1)侧钻点较深,地层硬,侧钻困难。裸眼侧钻,下部为水泥塞,如果水泥塞固结不好,侧钻不易成功。与老井造斜点近,如果一次侧钻不成功,没有回旋余地,只能重新打水泥塞。

(2)侧钻点离套管鞋近,仪器受干扰大。侧钻点离套管鞋只有 15 m,MWD 仪器的测斜零长一般在 13m 左右,受磁干扰较大,方位不准确。

(3)井深、温度高,需要抗高温的螺杆钻具和测斜仪器,同时对钻井液体系及性能提出更高要求。

(4)井眼曲率大,钻具摩擦扭矩大,钻压传递困难。大斜度井段容易形成岩屑床,易发生井下复杂和卡钻事故。

5 优快钻井技术

5.1 裸眼侧钻

5.1.1 钻具组合

Ø149.2 mm 牙轮钻头 + Ø120 mm 单弯螺杆(3°) + 单流阀 + MWD 短节 + Ø88.9 mm 无磁承压钻杆 + Ø88.9 mm 斜坡钻杆 + 旁通阀 + Ø88.9 mm 加重钻杆 + Ø88.9 mm 斜坡钻杆 + 转换接头 + Ø127 mm 钻杆。

5.1.2 钻井参数

钻压 0 ~ 30 kN,泵压 18 MPa,排量 15 L/s。

5.1.3 技术措施

(1)侧钻前探水泥塞,常规钻具扫至侧钻点,并做承压试验,水泥塞强度必须能承受 160 kN 钻压以上,水泥塞候凝 48 h 后,开始侧钻。

(2)为保证在有限的裸眼井段内侧钻一次成功,使用牙轮钻头 + 3°单弯螺杆进行侧钻。由于 MWD 测斜零长为 13 m,离套管鞋只有 2 m,侧钻时磁性工具面受到套管磁干扰,现场将磁性工具面摆到设计方位,待不受磁干扰时再调整方位。

(3)侧钻前首先划眼造台阶 2 h,然后控制钻时 3 h/m,直至侧钻成功。根据钻屑中地层岩屑含量,

及时调整钻进参数,待地层岩屑含量 >70% 后,逐渐加大钻压,提高钻进速度。侧钻时每米捞岩屑 1 包,以便分析侧钻效果。钻至 6300 m 时,岩屑含量 >80%,判断已侧钻成功,正常钻压钻进。

5.2 井身轨迹控制

根据井眼轨道优化设计,可用 2 趟钻来完成施工。第一趟钻为侧钻与第一增斜段施工,使用牙轮钻头 + 3° 单弯螺杆,在侧钻成功后,继续使用该钻具组合进行第一增斜段施工。第二趟钻为后续稳斜段、第二增斜段及水平段施工,使用 PDC + 1.5° 单弯螺杆施工。

5.2.1 第一趟钻

5.2.1.1 钻具组合

Ø149.2 mm 牙轮钻头 + Ø120 mm 单弯螺杆 (3°) + 单流阀 + MWD 短节 + Ø88.9 mm 无磁承压钻杆 + Ø88.9 mm 斜坡钻杆 + 旁通阀 + Ø88.9 mm 加重钻杆 + Ø88.9 mm 斜坡钻杆 + 转换接头 + Ø127 mm 钻杆(同裸眼侧钻钻具组合)。

5.2.1.2 钻井参数

钻压 30 ~ 50 kN; 泵压 18 MPa; 排量 15 L/s。

5.2.1.3 技术措施

(1) 由于下入 3° 单弯,严禁开转盘钻进,只能滑动钻进。

(2) 及时测斜,提高井眼轨迹与轨道设计符合率。正常情况下每 5 m 测斜,如果造斜率发生异常,每 3 m 测斜,及时发现问题及时解决。施工中,该钻具组合造斜率为 (22° ~ 27°)/30 m,符合设计要求。钻进至 6351 m,井斜 54.74°,方位 205.93°,完成第一增斜段施工,起钻换钻头和螺杆。

5.2.2 第二趟钻

5.2.2.1 钻具组合

Ø149.2 mm PDC + Ø120 mm 单弯螺杆 (1.5°) + 单流阀 + MWD 座键接头 + Ø88.9 mm 无磁承压钻杆 + Ø88.9 mm 斜坡钻杆 + Ø88.9 mm 加重钻杆 + 旁通阀 + Ø88.9 mm 斜坡钻杆 + 转换接头 + Ø127 mm 钻杆。

5.2.2.2 钻井参数

钻压 20 ~ 60 kN; 泵压 18 MPa; 排量 15 L/s。

5.2.2.3 技术措施

(1) 稳斜段以复合钻进为主,要求小钻压,多划眼,保证井眼轨迹稳斜钻进。每 50 ~ 100 m 短程起下钻一次。

(2) 第二增斜段以滑动钻进和复合钻进相结合的方式钻进,该钻具组合在滑动钻进中的造斜率为

10°/30 m 左右,符合设计要求。控制造斜率,按地质要求准确着陆。

(3) 水平段以复合钻进为主,要求小钻压,多划眼,保证井眼轨迹圆滑。钻至井深 6906.00 m 遇含油裂缝发生井漏而完钻。完钻垂深 6443.15 m,投影位移 586.07 m,闭合方位 198.29°,钻井进尺 626.00 m,全井最大井斜角 90.60°,最高造斜率 26.59°/30 m,钻井周期 18.38 天,比设计周期提前 12 天。

5.3 钻井液技术

小井眼窄环空间隙使钻具粘附卡钻的机会增多,所以在现场要加强对摩阻、扭矩的观察,如果摩阻扭矩过大,要及时处理钻井液,防止井下复杂事故的发生。因此,全井段使用抗高温低固相混油聚磺钻井液体系,保证钻井液性能良好。钻井液应具有一定的含油量,斜井段混油 6% ~ 10%,以提高钻井液的润滑性,除砂器、离心机 24 h 运转,并保证除屑效果^[7,8]。钻井液性能参数见表 3。

表 3 钻井液性能参数

井段/m	前期准备	6280 ~ 7029.82
密度/(g·m ⁻³)	1.10 ~ 1.14	1.12 ~ 1.17
漏斗粘度/s	40 ~ 60	45 ~ 60
PV/(mPa·s)	10 ~ 30	10 ~ 25
YP/Pa	5 ~ 15	5 ~ 15
静切力 10"/10'/Pa		2 ~ 5/4 ~ 10
API 失水量/[mL·(30 min) ⁻¹]		≤5
API 泥饼厚度/mm		≤0.5
HTHP 失水量/mL		≤10
HTHP 泥饼厚度/mm		≤1.0
pH 值	9 ~ 10	9.5 ~ 11
膨润土含量/(kg·m ⁻³)		25 ~ 35
固相含量/%		≤8
含砂量/%		≤0.1
泥饼粘滞系数		≤0.08

5.4 安全钻井配套技术

(1) 使用一级钻具,接头扣型统一,减少中间配合接头。钻具下井前必须经过探伤检测,严禁带伤钻具入井,防止断钻具事故的发生。

(2) 优选钻头类型,保证钻头寿命。在侧钻时选用牙轮钻头,保证寿命在 60 h 左右,该井选用牙轮钻头型号为 MD517,很好地完成了侧钻及第一增斜段的施工。第二趟钻选用 PDC 钻头,型号为 M1365D,增斜段工具面稳定有利于增斜钻进,稳斜段 (1° ~ 3°)/100 m 微增。

(3) 使用抗高温长寿命螺杆,减少起下钻次数。该井最高循环温度 145 °C,静止最高温度 150 °C,因

此应选用 175 ℃ 的抗高温螺杆,普通螺杆易脱胶。

(4) 选用 175 ℃ 的抗高温 MWD。该井由于温度高导致出现 3 次仪器故障,损失钻井工期 6.38 天,如果该井除去仪器故障损失时间,实际钻井周期为 12 天。

(5) 套管以上井段使用 $\varnothing 127$ mm 钻杆,下部井段使用 $\varnothing 88.9$ mm 钻杆,增加水力性能,有利于携岩,减少井下复杂事故的发生。

6 结语

(1) 五段制侧钻水平井由于稳斜段的存在,有效延伸了井眼轨迹的水平位移,实现了地质避水的目标,适合于因出水严重而报废的老井进行二次开发。

(2) 通过井眼轨道优化设计,可以减少钻井起下钻次数,提高钻井时效,降低钻井成本。

(3) 在塔河油田高温区块,抗高温螺杆、抗高温 MWD 仪器及抗高温钻井液体系是保证超深侧钻水平井优快钻井的基础。

(上接第 12 页)

低渗透油气藏必须打水平井、多段压裂等技术偏见,改变了储层改造理念,降低了工程风险,为全面推进低渗透油气的产业化,提供了一种施工简单,对技术设备要求低,不大量依赖水源,占地面积小,应用面广的新方法。具有原理性、原型性、原创性的特征。

(3) 应开展页岩气新井型优化设计、药量设计与实施工艺技术、改造裂缝监测与评估技术等研究。优先在储层埋深较浅的地区实施小面积整体改造工程实验,最终建立匹配客观条件的高效低成本开发技术体系,实现跨越式发展。

参考文献:

- [1] 邹才能,董大忠,王社教,等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发,2010,37(6):641-653.
- [2] 胡文瑞,鲍敬伟. 探索中国式的页岩气发展之路[J]. 天然气工业,2011,33(5):1-7.

参考文献:

- [1] 余福春. 塔河油田超深侧钻水平井钻井技术研究与应用[J]. 石油天然气学报,2009,31(5):312-317.
- [2] 马朝俊,王鸿新,范学礼,等. 塔河油田超深井小井眼短半径侧钻水平井钻井技术[J]. 石油地质与工程,2007,21(1):66-68.
- [3] 周伟,耿云鹏,石媛媛. 塔河油田超深井侧钻技术探讨[J]. 钻采工艺,2010,33(4):108-111.
- [4] 刘仕银,王龙,毛鑫. 塔河油田 6 区小井眼侧钻短半径水平井钻井技术探讨[J]. 钻采工艺,2013,36(3):21-23.
- [5] 符俊昌,刘匡晓,刘明国,等. 侧钻水平井钻井技术在塔河油田的应用研究[J]. 石油天然气学报,2005,27(4):622-623.
- [6] 夏宏南,王小建,杨明合,等. 加快侧钻中短半径水平井技术的研究与应用[J]. 西部探矿工程,2005,(4):82-84.
- [7] 郭建国. 塔河油田托普台地区钻井液技术[J]. 山东化工,2010,39(2):35-37.
- [8] 陈涛,乔东宇,郑义平. 塔河油田小井眼侧钻水平井钻井液技术[J]. 钻井液与完井液,2011,28(4):44-46.
- [9] 孟祥波,陈春雷,孙长青. 徐深 21-平 1 井轨迹控制技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2014,41(1):30-32.
- [10] 陈小元,王绪鹏,刘波,等. TP4CH 超深侧钻水平井钻探技术[J]. 复杂油气藏,2011,4(2):72-75.

- [3] 王道富,高世葵,董大忠,等. 中国页岩气资源勘探开发挑战初论[J]. 天然气工业,2013,33(1):1-10.
- [4] 王兰生,廖仕孟,陈更生,等. 中国页岩气勘探开发面临的问题与对策[J]. 天然气工业,2011,31(12):1-4.
- [5] 杜金虎,杨华,徐春春,等. 关于中国页岩气勘探开发工作的思考[J]. 天然气工业,2011,31(5):1-3.
- [6] 蒋国盛,王荣璟. 页岩气勘探开发关键技术综述[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),2013,40(1):3-8.
- [7] 李北陵. 波兰页岩气开发失利的警示[N]. 中国煤炭报,2012-2-17(3).
- [8] 李佳,王驰,田慧颖. 页岩气开发中应关注的环境问题[J]. 油气田环境保护,2012,22(6):42-43,68.
- [9] 吴奇,胥云,王腾飞,等. 增产改造理念的重大变革——体积改造技术概论[J]. 天然气工业,2011,31(4):1-7.
- [10] 陈作,薛承瑾,蒋廷学,等. 页岩气井体积压裂技术在我国的应用建议[J]. 天然气工业,2010,30(10):1-3.
- [11] 雷群,胥云,蒋廷学,等. 用于提高低-特低渗透油气藏改造效果的缝网压裂技术[J]. 石油学报,2009,30(2):1-7.
- [12] 崔思华,班凡生,袁光杰. 页岩气钻完井技术现状及难点分析[J]. 天然气工业,2011,31(4):1-4.