

莫 116 井区水平井钻井设计优化与应用

杨 琳^{1,2}, 张 斌^{1,2}, 肖 林^{1,2}

(1. 川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院, 四川 广汉 618300; 2. 中国石油天然气集团公司钻井工程技术试验基地, 四川 广汉 618300)

摘要:莫 116 井区在水平井钻井施工过程中, 面临着“缩、卡、塌、漏、喷、硬”等难题, 为避免井下复杂事故、缩减钻井周期、降低作业风险, 在该区开展了水平井优化设计与轨迹优化控制技术研究工作。通过对井区已完钻井资料论证分析, 针对性地对井身结构和井眼轨迹控制提出了优化方案; 根据前期实钻情况和钻柱力学分析, 优化了水平井钻井钻具组合和钻井参数; 通过优化钻井液体系, 解决了定向作业井段井壁稳定性差、定向施工摩阻大、粘附卡钻几率高等问题。通过对上述研究成果的现场应用, 实现了水平井优快钻井目标, 二开定向段和三开井段平均机械钻速相比优化前水平分别提高 27%、30%, 其中 M614 等井实现了“一趟钻”完成水平段钻进目标。

关键词:莫北油田; 水平井; 轨迹控制; 优化设计; 钻具组合

中图分类号: P634; TE243+.1 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-7428(2018)02-0007-05

Design Optimization of Horizontal Well Drilling and the Application in Mo116 Well Area/YANG Lin^{1,2}, ZHANG Bin^{1,2}, XIAO Lin^{1,2} (1. CCDC Drilling & Production Engineering Technology Research Institute, Guanghan Sichuan 618300, China; 2. CNPC Drilling Engineering Technology Test Base, Guanghan Sichuan 618300, China)

Abstract: In the horizontal well drilling construction in Mo116 well area, which is located in the south of Mobei oil-field, there are the challenges of undergauge, drilling tool jamming, borehole collapse, mud loss, blowout and hard rocks. The optimization of horizontal well design and technical study on drilling trajectory control are carried out in this area to avoid complex downhole accidents, shorten drilling cycle and reduce operating risk. According to the analysis on drilling data of this area, the optimization schemes of wellbore structure and well trajectory control are put forward; based on the analysis on previous drilling data and drill string mechanics, the horizontal drilling BHA and drilling parameters are optimized; through the drilling fluid system optimization, the poor borehole wall stability, high friction and sticking probability in directional drilling sections are improved. By the application results, optimal and fast drilling in horizontal wells is realized, the average ROP of the second directional interval and the third interval are increased by 27% and 30% respectively than those before optimization, and one trip is realized in M614 and other wells for horizontal sections drilling.

Key words: Mobei oilfield; horizontal well; wellbore trajectory control; optimization design; BHA

莫 116 井区三工河组油藏被发现后陆续开展了多口探井和评价井, 并在三工河组获得了工业油气流, 自 2011 年起该区成为油田最大的稀油产能目标建设区块。该区自上而下为白垩系艾里克湖组、吐谷鲁群, 侏罗系西山窑组、三工河组, 钻井地质情况较为复杂, 在前期的钻探作业过程中体现出了钻井周期长、井下复杂情况多等情况, 其中 M62、M69 等井因缩径造成划眼通井 20 余天恢复正常钻进, M69 等井因煤层垮塌卡钻造成井眼报废侧钻, 前期水平井平均定向钻井周期达 71 d, 严重制约油田的高效开发。

1 地质特点与钻井难点^[1-2]

(1) 表层为风成散沙和砾岩, 岩层稳定性差, 裂缝发育, 容易漏失和发生窜槽, M13、M15 井表层漏失严重, 西山窑组下部有一定厚度的煤层, 易井塌卡钻, M11 和 M34 井等都在西山窑组发生过的卡钻事故, 最终导致回填侧钻。

(2) 二开井段长, 一般在 3000~4000 m。定向段位于白垩系叶谷鲁组群为红色膏质泥岩, 膏泥岩吸水膨胀造成井眼缩径, 井眼极不规则, 易引发滑动钻进中托压、粘卡等问题, 严重影响定向效果及机械钻速, 并且有卡钻的风险。116 区块水平井二开

311.2 mm 井眼平均机械钻速仅为 0.91 m/h,定向段平均钻井周期为 33 d。

(3)目的层位三工河组,该地层主要岩性为长石岩屑砂岩,砂岩中平均石英含量为 25%,平均长石含量为 21%,平均岩屑含量为 46%,钻井过程中钻井液含砂量高,易形成虚厚泥饼,井下摩阻大。局部井段存在异常高压含水、气层,且高压水层的压力系数和深度不好确定,易发生溢流、卡钻事故。

2 水平井井身结构与轨迹优化

针对莫 116 井区水平钻井地质特点和难点,需

要对水平井井身结构进行优化。以安全、优快钻井为优化根本出发点,采用三开制井身结构优化套管下入位置^[3-6]:(1)一开必须封隔浅表易漏层;(2)二开需封隔三工河主力产层以上不稳定地层及西山窑组煤层;(3)完井方式采用筛管完井,降低对储层的污染。即一开采用 $\varnothing 441.5$ mm 钻头钻至井深 500 m 左右,下入 $\varnothing 339.7$ mm 套管封隔浅表易漏层,二开采用 $\varnothing 311.2$ mm 钻头钻至 4200~4500 m,下入 $\varnothing 339.7$ mm 封隔三工河组主力产层以上不稳定地层及西山窑组煤层,三开完成一定长度水平段后完钻,采取筛管完井方式。

表 1 莫 116 井区水平井井身结构优化

开次	井眼尺寸/mm	套管程序优化前		套管程序优化后		备注
		套管尺寸/mm	套管下入位置	套管尺寸/mm	套管下入位置	
一	441.5	339.7	500 m 左右	339.7	500 m 左右	封隔浅表易漏层
二	311.2	244.5	下至三工河组 A 点	244.5	下至西山窑煤层	封隔三工河组主力产层以上不稳定地层及西山窑煤层
三	215.9	177.8、139.7	至完钻井深	177.8、139.7	至完钻井深	采取筛管完井方式完井

根据实际钻井地质特点,以规避井下可能发生的钻井事故风险为原则,对井眼轨迹进行优化设计,优化方向主要为以下几点^[7-8]:(1)煤层滑动钻进具有风险,在煤层段以复合钻进为主,轨迹设计中应为该井段留有余地;(2)头屯河组定向效果差,应降低初始造斜段造斜率,提高复合钻进比例,以增强该井段井眼轨迹质量、提高机械钻速;(3)二开完到三开开钻应留 10 m 左右空间,为钻塞提供空间,避免三开出现局部“大狗腿”;(4)全井造斜率应保持 $6^\circ/30$ m 的范围,降低井下摩阻和扭矩,提高机械钻速。采取“直—增—稳—增—平”五段制剖面,根据已钻井资料并结合造斜工具造斜能力、地层可钻性选择造斜点,优化设计轨迹数据见表 2 所示,轨迹设计剖面图如图 1 所示。

表 2 莫 116 井区井眼轨迹优化设计

描述	测深/m	井斜/°	网格方位/°	垂深/m	“狗腿”度/[(°)·(30 m) ⁻¹]	闭合距/m	闭合方位/°
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
KOP	3880.00	0.00	240.00	3880.00	0.00	0.00	240.00
煤层顶界	4033.00	27.00	240.00	4027.40	5.29	35.39	240.00
煤层井段	4043.00	28.00	240.00	4036.27	3.00	40.01	240.00
二开完钻	4266.60	72.00	240.00	4176.49	5.90	207.11	240.00
复合井段	4276.00	73.00	240.00	4179.32	3.19	216.08	240.00
着陆井段	4383.29	87.80	240.00	4197.16	4.14	321.57	240.00
入靶点 A	4389.00	88.90	240.00	4197.33	5.78	327.28	240.00
出靶点 B	4683.82	88.90	240.00	4202.73	0.00	622.05	240.00

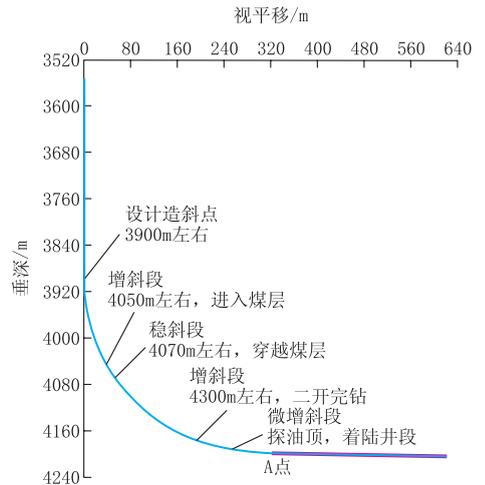


图 1 莫 116 井区井眼轨迹剖面优化图

3 钻具组合优化与力学分析

在定向钻具组合设计过程中,钻柱在井眼内的屈曲状态是影响钻进的重要因素。钻柱屈曲状态分为稳定状态、正弦屈曲状态以及螺旋屈曲状态^[9-10]。钻柱屈曲状态由井眼轨迹、钻具组合、钻压、钻进液的密度与流变性、转盘的扭矩、钻柱与井壁的摩阻等多方面因素确定,通过屈曲载荷模型计算出正弦屈曲、螺旋屈曲的临界载荷和有效轴向力,即可判断出钻柱在钻进中的状态,以指导钻具组合设计和优化^[11-12]。

在二开定向钻具组合设计过程中,根据前期施

工情况主要从 3 个方面开展组合设计和优化:(1) $\text{O}311.2\text{ mm}$ 井眼造斜段存在大段泥岩,工具造斜能力偏弱,定向钻井时主要采用 1.75° 、 1.5° 两种弯度的螺杆钻具;(2)泥岩段摩阻较大的情况,使用加重钻杆代替钻铤;(3)根据力学分析结果合理倒装加重钻。结合如图 2 所示的力学分析结果,二开定向段

钻具组合设计为: $\text{O}311.2\text{ mm}$ 钻头 + $\text{O}210\text{ mm}$ 弯螺杆 + $\text{O}220\text{ mm}$ 回压阀 + $\text{O}203.2\text{ mm}$ 无磁钻铤 1 根 + $\text{O}203.2\text{ mm}$ 无磁 MWD 短节 + 631×410 接头 + $\text{O}127\text{ mm}$ 加重钻杆 51 根 + 411×520 接头 + $\text{O}139.7\text{ mm}$ 钻杆 258 根 + 521×410 接头 + $\text{O}127\text{ mm}$ 钻杆。

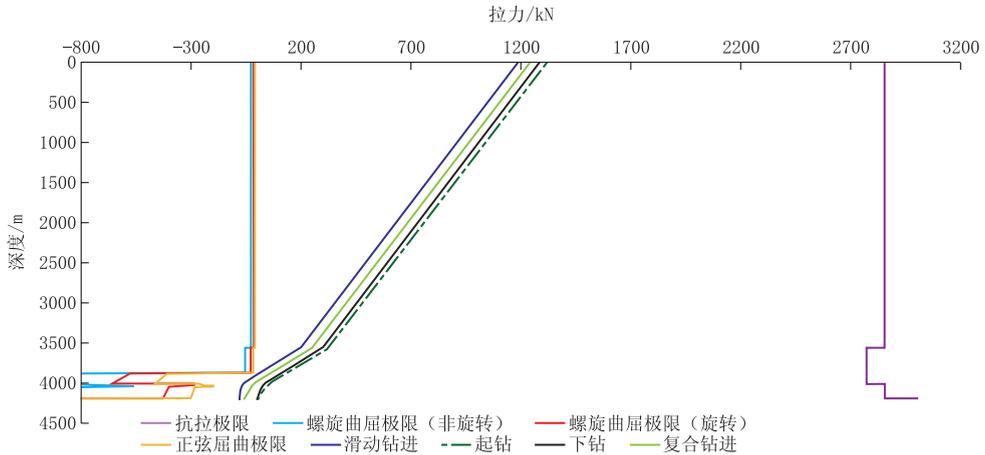


图 2 二开钻具组合各种工况下钻柱受力分析图

三开水平段采用 LWD 地质导向组合为储层跟踪提出的轨迹调整方案,提高油层钻遇率。根据三开实际钻井地质特点,按照以下几个原则设计三开水平段钻具组合^[13-14]:(1)选择稳斜效果好的 PDC 钻头 + 1.5° 弯螺杆的组合;(2)采用不带稳定器的弯螺杆钻具;(3)使用加重钻杆代替钻铤;(4)根据力学

分析结果合理倒装加重钻。结合力学分析结果(见图 3),三开钻具组合设计为: $\text{O}215.9\text{ mm}$ PDC 钻头 + $\text{O}172\text{ mm} \times 1.5^\circ$ 单弯螺杆 + $\text{O}165\text{ mm}$ 回压凡尔 + $\text{O}165\text{ mm}$ 无磁钻铤 1 根 + $\text{O}165\text{ mm}$ LWD 悬挂短节 + $\text{O}127\text{ mm}$ 钻杆 75 根 + $\text{O}127\text{ mm}$ 加重钻杆 49 根 + $\text{O}127\text{ mm}$ 钻杆。

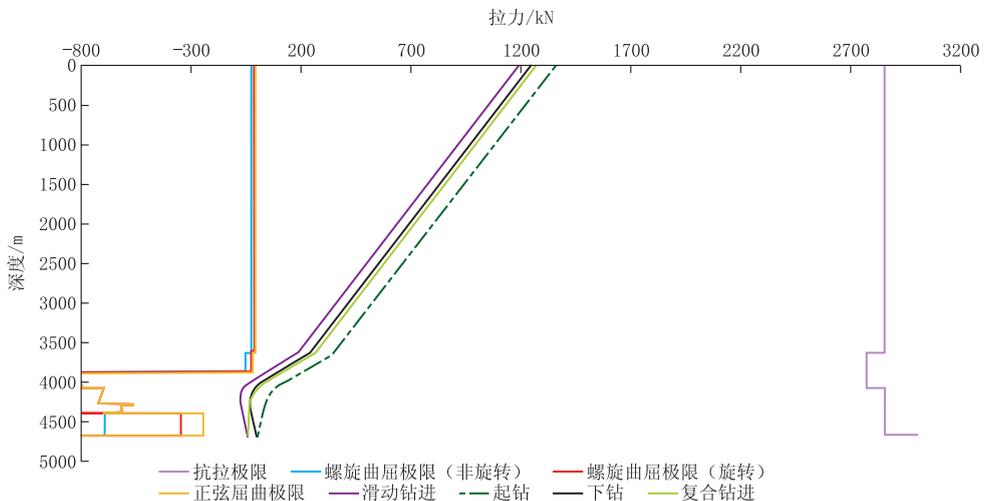


图 3 三开钻具组合各种工况下钻柱受力分析图

分别对二开、三开钻具组合进行如图 2、图 3 所示的钻柱力学理论分析,在下钻、滑动钻进、复合钻进等各种工况下,钻具均不会发生屈曲,在起钻等各种工况下钻具受到的拉力均在安全范围内,满足快

速钻进和安全钻井要求。通过对各种工况下钻柱受力情况的试算和分析,结合地层可钻性和井眼清洁情况,可以得到定向造斜段和水平段滑动钻进与复合钻进情况下的最佳钻进参数,以指导现场施工作

业。在现场作业过程中,结合实际钻井情况和井眼轨迹数据按照上述方法对钻具组合进行微调,并按照如表3所示的钻压控制方案,能够实现轨迹的有效控制和预防因钻具屈曲导致的附加摩阻和井下复杂。

表3 定向作业井段钻压优选数据

井段	钻进方式	推荐钻压/ kN	正弦屈曲临 界钻压/kN
造斜段	滑动钻进	60~80	119
	复合钻进(转速 50 r/min)	80~100	144
水平段	滑动钻进	50~60	94
	复合钻进(转速 50 r/min)	60~100	171

4 钻井液优化

该井区二开定向段和水平段前期主要采用钾钙基聚磺钻井液体系,虽然该体系具备良好的防塌性能和流变性,但在膏泥岩段仍然出现缩径现象和井壁不稳定的情况。将钻井液体系调整为钾钙基有机盐钻井液体系,利用聚合物包被剂、有机盐和 KCl 加强包被、抑制泥页岩水化膨胀、分散,以聚合物降滤失剂、复配胺盐、CMC 降低滤失量,以磺化酚醛树脂、SPNH、沥青类防塌封堵剂改善滤饼质量、强化封堵、增加钻井液的润滑性^[15-16]。泥岩段地层钻井适量加入快钻剂、润滑剂,防止泥包钻头,配合工程措施快速钻进。

钻井液配方:4%膨润土+0.2%Na₂CO₃+0.3%KOH+0.6%~0.8%SP-8+7%KCl+0.6%~0.7%GJD-4+0.5%~0.6%NPAN+3%~5%阳离子乳化沥青+2%~3%SMP+2%~3%SPNH+0.2%~0.4%CMC+0.2%~0.5%CaO+2%~3%磺化沥青粉+8%~15%OS100+0.3%~0.5%KSZJ-1+1%~2%QCX-1+2%~3%润滑剂+重晶石。

钻井液性能:密度 1.19~1.40 g/cm³,漏斗粘度 45~85 s,API 失水量 ≤5 mL,泥饼厚度 ≤0.5 mm,pH 值 8~11,含砂量 ≤0.5%,高温高压失水量 ≤12 mL,静切力(初切)2~8 Pa,静切力(终切)3~9 Pa,动切力 5~15 Pa,塑性粘度 14~36 mPa·s。

进入油层前加入足够的降失水剂和抑制剂,防止井壁坍塌,保证井眼规则和井壁稳定。加入屏蔽暂堵材料,防止钻井液对产层造成伤害。加入足量的润滑剂,减小井下摩阻,防止水平段钻井过程中可能出现的卡钻风险。

5 现场应用情况

116 区块水平井前期二开 Ø311.2 mm 井眼平均机械钻速为 0.91 m/h,平均定向钻井周期 33 d。前期三开 Ø215.9 mm 水平段平均机械钻速 3.15 m/h,平均钻井周期为 38 d。

水平井优快钻井技术现场应用于 M68、M69 等 4 口井,取得了安全优快钻井的成果,平均定向钻井周期缩短 26.9 d。其中二开定向段长实际控制在 440~523 m,造斜率控制在 4.8~5.37°/30 m,实现轨迹有效控制和安全穿越高风险井段,平均机械钻速提升 27%,钻井周期缩短 32%(见图 4)。三开通过优化设计钻具组合及钻进参数,实现了水平井的平稳着陆和水平段的快速钻进,平均机械钻速达到 4.11 m/h,相比优化前水平提高 30%,钻井周期缩短 43%(见图 5)。其中 M614 井实现了“一趟钻”完成了水平段钻进,三开平均机械钻速达到 4.52 m/h,创造了该井区最快水平井记录。

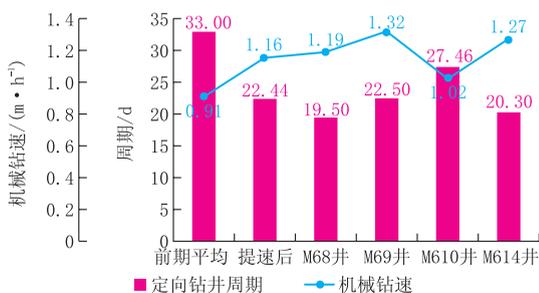


图4 二开定向段钻井周期及机械钻速对比

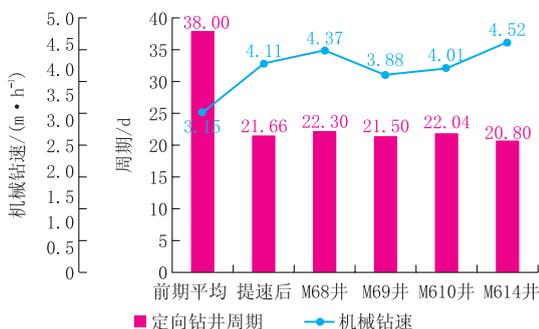


图5 三开定向段钻井周期及机械钻速对比

6 结论与建议

(1)现场实际应用情况表明,优化后的井身结构剖面和井眼轨迹设计方法能够满足井区的安全、快速钻井需求。

(2)定向作业井段采用的钻具组合设计合理,优选的滑动和复合钻进钻压能够有效指导现场定向施工作业。定向作业井段采用的钾钙基有机盐钻井液

体系能够有效保障井下安全,满足快速钻进的要求。

(3)建议根据油田整体开发情况优化井位布局,进一步降低 $\phi 311.2$ mm 井眼定向段造斜率,提高井眼质量和机械钻速,降低井眼整体摩阻和扭矩,提高钻井的安全性。

参考文献:

- [1] 吴义成.莫北油气田 MBHW610 水平井钻井液技术[J].石油天然气学报(江汉石油学院报),2014,36(6):100-103.
- [2] 夏会平,马世昌,杨玉良,等.莫北油田 MBHW02 井水平井钻井液技术[J].钻井液与完井液,2002,19(12):48-50.
- [3] 曾勇,郑双进,吴俊成,等.井身结构优化设计研究[J].长江大学学报(自然科学版),2011,8(9):60-62.
- [4] 候喜茹,柳贡慧,仲文旭.井身结构设计必封点综合确定方法研究[J].中国石油大学学报(自然科学版),2005,29(4):52-55.
- [5] 张向前,王军平,太金鱼.莫 116 井区优化井身结构安全提速钻井技术[J].新疆石油科技,2012,22(4):1-5.
- [6] 高飞,杨志毅,陆军,等.莫 116 井区不下技术套管钻井技术[J].石油钻采工艺,2011,33(6):110-113.
- [7] 薛豪,董志辉.长水平段水平井井眼轨道优化设计方法[J].石油机械,2016,44(2):29-33.
- [8] 张焱,李骥,刘坤芳,等.定向井井眼轨迹最优化设计方法研究[J].天然气工业,2000,20(1):57-60.
- [9] Lubinski A.A Study of the Buckling of Rotary Drilling Strings[C]//API/Drilling and Production Practice,1950:178-213.
- [10] Salies J B, Azar J J, Sorem J R. Experimental and mathematical modeling of helical buckling of pipes in horizontal wellbores[C]//SPE/International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico,1994:433-443.
- [11] 王俊良,陈洪亮,刘永峰.大位移井钻具组合设计及摩阻扭矩分析[J].钻采工艺,2012,35(1):24-26.
- [12] 高德利,高宝奎.水平井段管柱屈曲与摩阻分析[J].中国石油大学学报(自然科学版),2000,24(2):1-3.
- [13] 管志川.底部钻具组合参数设计的评价方法[J].中国石油大学学报(自然科学版),2005,29(4):48-51.
- [14] 沙林秀.钻井参数优化技术的研究现状与发展趋势[J].石油机械,2016,44(2):29-33.
- [15] 吕军,钟水清,刘若冰,等.钻井液对井壁稳定性地影响研究[J].钻采工艺,2006,29(3):74-81.
- [16] 戎克生,杨志毅,周红灯,等.有机盐钻井液在准噶尔盆地东部三台地区的应用[J].石油钻探技术,2009,37(4):54-56.
- [17] 戎克生,李建国,徐生江,等.准格尔盆地砂砾岩气层钻井中的储层保护技术[J].天然气工业,2012,32(2):63-66.