

吉木萨尔页岩油水平井控黏滑振动提速技术

丁红*,张瑞平,陈亮,胡晓辉,陈翔

(西部钻探定向井技术服务公司,新疆乌鲁木齐 830026)

摘要:吉木萨尔页岩油地层复杂,水平井采用旋转导向钻进过程中钻柱井下黏滑振动高、易疲劳损坏,为了提高旋转导向工具使用能力,减缓钻柱黏滑振动,通过对页岩油旋转导向工具损坏因素分析,进行了导向钻具组合设计、PDC钻头优选等技术研究,现场用于6口水平井,斜井段平均机械钻速14.71m/h,比设计提高47.1%,无复杂事故发生,对于页岩油区域等复杂地层钻井提速具有较好的借鉴作用。

关键词:吉木萨尔;页岩油;旋转导向;黏滑振动;提速

中图分类号:TE243 **文献标识码:**B **文章编号:**1004-5716(2025)07-0048-04

吉木萨尔凹陷页岩油主要发育在二叠系芦草沟组,上覆梧桐沟组,下伏将军庙组,地层厚度25~300m,埋深800~4800m。自下而上钻遇的地层为:石炭系巴塔玛依内山组;二叠系将军庙组、平地泉组、梧桐沟组;三叠系韭菜园子组、烧房沟组、克拉玛依组;侏罗系八道湾组、三工河组、西山窑组、头屯河组、齐古组;白垩系吐谷鲁群;古近系、新近系及第四系。经多期构造运动,产生四个区域性不整合,即石炭系与上覆地层之间不整合,二叠系梧桐沟组与下伏地层之间不整合,侏罗系八道湾组与下伏地层之间不整合,古近系与下伏地层之间不整合。各井钻遇地层及厚度差异较大。随着吉木萨尔页岩油的开发,二开井身结构、大井丛工厂化水平井^[1]增多,近两年旋转导向等提速工具在水平井造斜段、水平段进行了试验及推广应用,旋转导向工具入井后,地层岩性复杂变化大,施工过程中钻柱高振动和高黏滑易造成工具疲劳损伤,通过开展相关降黏滑减振技术研究,以提高旋转导向工具钻井施工效率,对于缓解旋转导向工具疲劳受损、降低旋转导向高维修成本具有十分重要的意义。

1 旋转导向工具损坏及原因分析

1.1 旋转导向工具损坏

统计2023年至2024年初在页岩油所钻两口水平井,在芦草沟组地层采用进口旋转导向钻具组合钻进情况,旋转导向损坏主要为公扣断裂工具落井、内部连接器探针断裂工具失联。其中JHW-A1井钻柱损坏为旋转导向传输接头公扣丝扣断裂、Archer落井;JHW-A2

井钻柱损坏为旋转导向延长器内公头断裂并卡在下端延长器母头内。这两口井在芦草沟组地层致钻具损伤发生具体经过如下:

JHW-A1井二开 $\varnothing 215.9\text{mm}$ 井眼,组旋转导向钻具组合自井深3315m钻进,钻压60~120kN,转盘转速90r/min,排量32L/s,泵压23MPa,钻至井深4318m旋导仪器异常,仪器出现红码,提醒井队倒泵,下放钻具至4318m扭矩10kN·m,无波动;上提钻具后泵压下降3MPa,工具数据不正常决定起钻检查工具,提钻至井口,发现Receiver与Archer连结公扣处断裂,Archer落井。第一次打捞上提过程鱼头脱落,打捞失败;第二次打捞通过5次设定扭矩、造扣、释放扭矩等操作打捞成功。车间检查发现Receiver公扣位置断裂,断裂剩余部分留在CC上端。数据显示黏滑高达6227min,峰值振动达到496G,高于325G的振动共有186次。内存数据显示,黏滑超标达到42.83h,高风险等级黏滑达到711.67min,振动大于125G达到2885次。

JHW-A2井二开 $\varnothing 215.9\text{mm}$ 井眼,组旋转导向钻具组合自井深3140m造斜点开始钻进,钻压5~90kN,转盘转速90~100r/min,排量28~32L/s,泵压26MPa,钻至井深3356m时,仪器信号突然中断,仪器逐渐出现红码,判断TELE和ARC之间出现虚连接。仪器无法正常解码,现场地面排查冲基液活动钻具,无改善,提钻更换。车间检查发现,ARC延长器内公头断裂并卡在下端TELE延长器母头内,Receiver上端延长器公头断裂并卡在ARC下端延长器母头内。分析ARC和PDCU的

* 收稿日期:2024-09-20

第一作者简介:丁红(1971-),女(汉族),四川万县人,高级工程师,现从事钻井工艺技术研究工作。

数据发现井下黏滑持续超标,本趟钻总泵时28.3h,黏滑时间17.2h,60.8%钻井时间黏滑超标。

1.2 旋转导向工具损坏因素分析

通过对旋转导向工具损坏调查分析可知,梧桐沟组硬质泥岩发育,芦苇沟组含砂岩、泥岩和白云岩等,岩性致密而复杂,钻进时的振动及复杂多夹层的地质等因素可导致钻柱的损坏。目前普遍认识钻柱的基本振动形式包括轴向振动、扭转振动和横向振动。这三种振动会单独存在也可能相互耦合形成更为复杂的振动,其中对钻柱最具破坏影响的振动形式为高频扭转振动^[2-3],而黏滑振动为扭转振动的一种表现形式,黏滑振动具有很强的破坏性,容易造成钻头以及钻柱的疲劳损坏。旋转导向钻进过程中整个钻具管柱处于全旋转状态,钻具所受到的摩阻扭矩小,一方面可以提高钻具工作能力,增强钻具位移延伸能力,另一方面可以高效控制井眼轨迹、提高钻井效率和井眼轨迹质量。但旋转导向工具所需的高转速,使得钻柱扭矩增加,会引起钻具的疲劳损坏。另外,当PDC钻头所提供的能量无法有效克服底部岩石强度,从而导致钻头动能及势能发生变化,会引发黏滑振动;PDC钻头发生黏滑振动时钻头的转速与扭矩会表现出周期性剧烈波动;岩层不均及坚硬难钻时,PDC钻头会发生黏滑振动,导致跳钻及钻柱发生振动疲劳破坏。钻柱及钻头黏滑振动给钻井作业带来的危害主要表现在:钻头持续离开和撞击井底,加速了钻头磨损,导致钻头冲击破坏;疲劳磨损钻柱,增加工具面控制困难,影响定向钻井系统的定向能力,井眼轨迹控制难度增大等。

2 黏滑振动的监测与分析

国外如斯伦贝谢公司等多个油田技术服务公司都有各自的井下振动测量工具系统,国内目前使用的随钻测量仪器中,仅斯伦贝谢公司的Telescope和Impulse这两类仪器可以准确测量黏滑值具体数值;旋导头仅能测量黏滑等级,通过黏滑等级并不能准确了解黏滑值的大小,旋转导向外接第三方仪器如恒泰仪器时仅能通过旋导头测量黏滑等级。另外,哈利伯顿公司研制的智能PDC钻头内部安装有传感器及存储芯片,在钻进过程中,可监测记录下钻头扭矩、振动和转速等数据^[4],可用于钻后黏滑特性的具体分析。常用的随钻黏滑振动分析评估方法为斯伦贝谢公司提出的量化风险等级标准,但必须是斯伦贝谢公司的旋转导向工具配置相关随钻测量仪器或者单使用其相关随钻仪器才能随钻测量分析判断黏滑振动风险情况;国内受限于其较高的服务费用以及所处地质及环境条件差异性,仍在结合实际情况进一步探讨研究中。针对吉木萨尔页

岩油水平井部分井建议采用旋转导向工具配相应的井下黏滑振动仪器,通过黏滑振动测量及分析对比选择确定适合的提速钻具组合。

3 控黏滑振动钻具工作原理及组合

3.1 工作原理

3.1.1 减振工具

以常用的水力振荡器为例,工具主要由脉冲发生总成、振荡推进总成两部分组成。其工作原理是通过自身产生的纵向振动作用来提高钻进过程中钻压传递的有效性和减少底部钻具与井眼之间的摩阻,可以在各种钻进模式中,特别是在使用动力钻具的定向钻进中改善钻压的传递,减少钻具组合粘卡的可能性,减少扭转振动,保护钻具。

3.1.2 旋转导向用钻头

吉木萨尔水平井定向钻井段地层夹层多、岩性变化频繁,结合地层岩性与岩石力学分析,三叠系以上地层可钻性级值1~5,岩石可钻性较好,地层研磨性低,较适合PDC钻头钻进;二叠系地层可钻性级值4~7,复杂岩性地层钻头选型难。岩石可钻性增大,岩石强度增大,破碎相同体积岩石钻头所需的主动扭矩越大,使扭矩波动加剧,会加剧黏滑振动。采用旋转导向工具提速,需要优化设计旋转导向用PDC钻头。结合吉木萨尔页岩油区梧桐沟组等地层可钻性特征和钻头失效模式,在确保目标参数范围内,通过钻头力平衡优化设计,从而提高钻头稳定性;钻头减震齿设计成圆球形碳化钨材质减震齿,防止钻头吃入过深,以降低扭矩波动,通过控制切削齿的切削深度来抑制黏滑振动;适当减少钻头长度,提升钻头的破岩能力,缓解井下黏滑振动,保护钻头和工具。

3.1.3 旋转导向动力工具

基于为提高旋转导向工具井下动力效能,优选低转速大扭矩螺杆钻具,主要由代用接头、马达总成、万向轴总成和传动轴总成四部分组成。低转速大扭矩螺杆钻具动力由泵排量提供,可在井下产生额外动力带动驱动头高速转动并输出能量。当旋转导向工具导向钻进时,由地面下达旋转导向专用指令,实现预设的增斜、降斜、稳斜及扭方位等作业目的;低转速大扭矩螺杆钻具可将钻井液水力动能转换为机械能,带动钻头高速旋转;旋转导向工具匹配螺杆钻具,可以降低螺杆钻具载荷波动,旋转导向工具在一定程度上可削弱螺杆钻具振动,而螺杆钻具下接钻头,有利于降低钻具的疲劳损伤^[5]。

3.2 钻具组合的优化

根据近几年吉木萨尔页岩油水平井钻井情况,定

向钻井施工中旋转导向组合、常规螺杆导向组合、振荡螺杆钻具组合等都有现场应用,通过钻具组合优化设计,以“旋转导向工具+旋导直螺杆”组合为主、螺杆钻具组合为辅、“振荡螺杆+水力振荡器”推广应用形式根据需要应用,以根据不同需要提速提效。从钻具组合形式与功能上看,“旋转导向工具+旋导直螺杆”组合形式更适宜于吉木萨尔页岩油水平井轨迹控制、“一趟钻”完成定向钻井提高钻井速度的要求。

以使用的旋转导向工具为例,根据旋转导向工具的工作原理、结构特征及参数要求,优选组配螺杆钻具组合形式,满足定向钻井轨迹控制要求的同时,缓解扭矩波动^[6-8],提速提效。有研究表明钻头的作用是对岩层产生剪切和挤压作用,钻头在运行过程中产生黏滑振动的根本原因在于和岩层的相互作用。当钻头的剪切及挤压作用无法达到底部岩层的失效强度时,容易诱发钻头的黏滑振动。与牙轮钻头相比,PDC钻头自身无活动部件,因此安全性和耐用性较高,在井下工作时间长,且在低钻压下可以承受较高的转速。因此,吉木萨尔页岩油水平井主要以优化设计的减振PDC钻头匹配“旋转导向工具+螺杆钻具”组合,有利于进一步缓解钻头以及钻柱的疲劳损坏。

4 配套技术措施

通常当工具下入井底开始正常定向钻进时,常出现扭矩施加不上和蹩跳钻的现象,需对钻压和转速进行合理匹配,以使工具性能得以完全发挥;钻进时要求送钻均匀,当发现井底蹩跳较严重时,应适当减小钻压或调整转速,待蹩跳现象消除后再逐渐增大钻压。采用旋转导向组合钻进时,若未配置随钻黏滑监测仪器,可通过观测钻柱扭矩波动以及井口转盘运转情况监测工具的工作情况,作为钻具组合黏滑振动状态定性判断分析的一种方法,即把周期性的扭矩波动作为井下黏滑振动的定性判断特征。加强钻井液性能监测,控制钻井液密度在适当范围内,并保持钻井液的润滑性,

减少钻井液摩阻、钻柱及钻头黏滑效应的发生。

5 应用效果

2024年“旋转导向工具+螺杆钻具”组合、“旋转导向工具+减振器”组合等已在吉木萨尔页岩油区域6口井试验与应用,自造斜点至水平段完钻的斜井段长平均2263.83m,平均定向工期9.75d,比设计定向工期12.92d缩短24.54%,比2023年区域平均定向工期缩短了47.01%,6口水平井未发生井下仪器、工具复杂与疲劳损坏。从6口水平井总体应用情况看,应用井段钻柱与钻头黏滑振动有所缓解,黏滑振动得到了一定程度控制。其中JHW81-12井使用“旋转导向工具+螺杆钻具+减振PDC钻头”钻具组合,实现3510.00~5551.00m段的造斜与水平段1趟钻完成,自造斜点至水平段完钻进尺2041.00m,纯钻时间117.18h,平均机械钻速17.42m/h,斜井段定向工期6.29d,刷新了页岩油井区斜井段工期最短纪录,提高了定向钻井施工效率,钻进时地面扭矩变化幅度小,较为平稳。JHW84-14井为三维轨迹水平井,造斜段、水平段分别应用“旋转导向组合”“旋转导向工具+减振器组合”“振荡螺杆+水力振荡器组合”,3000.00~6057.00m共计3趟钻完成,自造斜点至水平段完钻进尺3057.00m,纯钻时间265.82h,平均机械钻速11.50m/h,斜井段定向工期19.13d,地质导向轨迹调整多达24次,最终顺利完钻;其中“旋转导向+减振器组合”单趟钻进尺达到1255.00m,纯钻时间109.18h,与旋转导向组合使用时间87.93h相比延长了21.25h;旋导钻具组配减振器,对于缓解井底黏滑和扭矩起到了很大的作用,使用过程中4250~5505m段整体低黏滑值在50c/min左右占比高达88.23%,而仅使用旋转导向组合3106~4250m段低黏滑值50c/min左右占比不足20.00%,都无超出振动风险值,旋转导向工具组配减振器降低了旋转导向工具在井底发生粘卡几率;该井在5505~6057m水平段使用了“振荡螺杆+水力振荡器”,有效缓解了定向钻井中的“托压”现象,提高了钻井速度(见表1)。

表1 控黏滑振动水平井提速应用情况对比

序号	井号	完钻井深 (m)	造斜点井深 (m)	斜井段定向工期 (d)	斜井段趟钻 (趟)	备注
1	JHW-A11	5495	3510	6.96	1	旋转导向+螺杆钻具+LWD
2	JHW-A32	5522	3530	7.17	1	旋转导向+螺杆钻具+LWD
3	JHW-A12	5551	3510	6.29	1	旋转导向+螺杆钻具+LWD
4	JHW-A32	6023	3534	11.54	2	旋转导向+螺杆钻具+LWD 振荡螺杆+LWD+水力振荡器
6	JHW-A31	5496	3477	7.38	2	旋转导向+螺杆钻具+LWD
6	JHW-A14	6057	3000	19.13	3	旋转导向+LWD 旋转导向+LWD+减振器 振荡螺杆+LWD+水力振荡器

6 结论与认识

(1)吉木萨尔页岩油区域,研究选择适合的控黏滑减振提速技术,可以有效延长旋转导向工具在井下的使用时间,试验表明有利于提速提效。

(2)选择不同的降黏滑减振工具组配旋转导向工具组合,定向钻井段单趟钻进尺和在井下纯钻进使用时间具有明显差异性,可结合钻井设计与实际情况进行选择。

(3)根据吉木萨尔页岩油水平井定向钻井情况,需结合旋转导向工具入井条件、设计要求等,完善控黏滑振动提速技术研究,选择更多适宜的水平井进一步推广应用。

参考文献:

[1] 郭亮,邹荣,王维良,等.新疆吉木萨尔页岩油水平井钻井关键

技术[J].西部探矿工程,2023,35(11):46-48.

[2] 狄勤丰,杨赫源,王文昌,等.钻柱动力学研究进展及发展趋势[J].石油科学通报,2024,9(2):224-239.

[3] 汪海阁,高博,郑有成,等.机器学习在钻柱振动识别与预测中的研究进展[J].天然气工业,2024,44(1):149-158.

[4] 易先中,夏广坤,陈霖,等.PDC钻头恒扭矩工具工作特性分析[J].现代机械,2024(2):49-54.

[5] 王巍,恒扭矩工具与恒钻压工具对比分析[J].西部探矿工程,2020,32(3):101-104.

[6] 刘强,刘轶溟,杨春雷.匹配旋转导向的螺杆钻具钻柱动力学研究[J].应用力学学报,2021,38(3):1272-1278.

[7] 赵洪山.井下钻柱黏滑振动的识别及控制[J].西部探矿工程,2022,34(12):56-58.

[8] 李欣业,高赫远,郭晓强,等.钻柱振动的主被动控制研究进展与展望[J].天然气工业,2024,44(6):98-110.

(上接第47页)

4 结束语

钻井施工现场的风险识别及控制是确保钻井工程质量和作业安全的关键。通过系统阐述钻井工程质量的 basic 概念、特征、标准体系以及重要性,分析了当前钻井工程面临的挑战。在此基础上,详细探讨了钻井施工过程中的安全危险因素,并提出了相应的防护措施。同时,从钻井液循环体系优化、新型钻井工艺应用以及钻井参数调控三个方面,提出了具体的质量提升措施。本文的研究为钻井工程提供了一套系统的风险识别与控制方法,有助于保障钻井工程质量和作业安

全,提升油气资源开发的效益。

参考文献:

[1] 杨祖旭.海洋石油钻井工程施工质量管控分析[J].中国石油和化工标准与质量,2023,43(9):22-24.

[2] 金晶,谢鑫.钻井工程质量评价体系及其应用[J].精细石油化工进展,2023,24(2):25-30.

[3] 鹿超.提高钻井工程质量的措施分析[J].西部探矿工程,2022,34(7):42-44.

[4] 梁旭.大庆油田致密油钻井技术难点与关键技术优化[J].石油工业技术监督,2024,40(7):51-55.