

◀ 四川地区钻井提速提效专题 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2010.04.006

川西深井井下复杂情况及故障预防与处理

徐进 胡大梁 任茂 廖忠会 黎昌华

(中国石化西南油气分公司,四川成都 610016)

摘要:川西地区具有井深、地层温度和压力高、压力系统多等特征,钻井过程中存在一系列技术难题:地层裂缝发育,裂缝分布难以预测,井控风险很大,尤其是又喷又漏的复杂井控问题突出;地层岩性纵向上砂泥岩、页岩、碳质页岩、薄煤岩互层频繁,井眼稳定性差;深层岩石致密、可钻性差,钻井周期长。这严重影响了川西深层的勘探开发进程。为此,西南油气分公司开展了深井钻井提速活动,针对川西地区地质构造复杂、喷漏故障发生概率高的情况,坚持“以防漏为主,堵漏为辅”的原则,根据地层和钻具等情况,采取相应的技术措施;针对钻具失效故障频发的情况,制定了保证下井钻具质量、优化钻具组合和钻井参数等技术措施;针对套管磨损,制定了优化井身结构设计和套管选型、提高钻井液润滑性能、使用非金属防磨套、保证井身质量等措施。川西地区采取以上技术措施后,井下复杂情况及故障显著减少,故障预防和处理水平得到了提高。

关键词:深井;钻井事故;事故处理;川西地区

中图分类号:TE28 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2010)04-0022-04

Prevention and Treatment of Complicated Downhole Conditions and Accidents of Deep Wells in Western Sichuan

Xu Jin Hu Daliang Ren Mao Liao Zhonghui Li Changhua

(Southwest Oil & Gas Branch, Sinopec, Chengdu, Sichuan, 610016, China)

Abstract: The wells in Western Sichuan are deep with high temperature and pressure, and the formation pressure system is complicated. The fracture is developed and its distribution is hard to describe. Well control is risky, especially with leak and blowout in same section. Sand, shale, carbonaceous shale and thin coal petrology are inter-bedded frequently, which causes poor borehole stability. The formation is tight with poor drillability. The long drill circle delays the exploration and exploitation of Chuanxi deep reservoir. In order to accelerate the exploitation, the research to improve ROP was conducted. Many technical measures were made to solve the blowout and leak. The problems of drilling tools failure and casing worn out were controlled. The measures include preventing and sealing leakage, optimizing BHA and drilling parameters to prevent BHA failure, optimizing casing program and casing type, lubricating mud, using non-metal wearing bush, enhancing wellbore quality etc.

Key words: deep well; drilling accident; accident treatment; Western Sichuan Area

川西新场气田的主要目的层为须家河组须2段,地层埋深超过4 500 m,具有高温、多压力系统、高压等特征。地层岩性纵向上砂泥岩、页岩、碳质页岩、薄煤岩互层频繁,井眼稳定性差。侏罗系下统—上三叠统地层压实和挤压程度高,岩石致密,可钻性差,砂岩石英含量高,研磨性强,钻井速度慢,钻井周期长。侏罗系上统—上三叠统地层钻遇多层气藏,井深1 800 m以深出现高压、超高压,1.70 kg/L以上高密度钻井液钻进井段长达3 000 m。地层裂缝

收稿日期:2010-05-25;改回日期:2010-06-18

基金项目:中国石油化工股份有限公司项目“川西深井提高钻井速度配套技术应用研究”(编号:P08030)部分研究内容

作者简介:徐进(1960—),男,四川人,1982年毕业于西南石油学院钻井工程专业,1999年获西南石油学院油气井工程专业硕士学位,2005年获西南石油大学油气井工程专业博士学位,教授级高级工程师,国家注册安全工程师,西南油气田博士后工作站副组长,中国石化学术带头人,中国石化西南石油局副局长,主管生产、技术及装备工作。系本刊编委。

联系方式:(028)86741199,xujin@xnyqt.com

发育,裂缝分布难以预测,井控风险很大,尤其是又喷又漏的复杂井控问题突出^[1-3]。川西深井复杂的钻井工程地质条件,导致钻井周期较长,影响了川西深层的勘探开发进程。为此,西南油气分公司从2007年开始开展了深井钻井提速活动,通过应用推广成熟配套技术,引进试验新技术、新工艺、新工具,使井下复杂情况及故障有了明显减少,故障预防和处理水平得到了提高。

1 井下复杂情况及故障

1.1 喷漏复杂情况

川西地质构造复杂,有破裂压力高的致密地层和低漏失压力的破碎地层或裂缝发育地层,同时存在高压气层,造成钻井液密度窗口很窄,常发生较为严重的井漏或喷漏同存等复杂情况。通过成像测井和岩心分析发现:地层裂缝尺度变化大,缝宽2~2 000 μm;可见层间水平缝、低角度缝、高角度缝、诱导缝、孤立缝、网状缝、低角度与高角度混合缝等;裂缝形态、缝宽等发育不均衡^[4-5]。在钻井时漏失强度差异大:有的井只是发生微小漏失,采用简单的防漏堵漏措施很快见到效果;有的井发生失返性漏失或出现喷漏同存,漏失钻井液量可达150~787 m³,处理时间8~39 d,处理难度大。

1.2 大邑地区频繁断钻具问题

大邑地区13口井在井深3 000 m以浅的井段总共发生了42次钻具失效故障^[6],其中钻铤失效20次,钻杆失效13次,加重钻杆失效4次,稳定器失效2次,接头失效1次,震击器失效1次,减震器失效1次。从失效类型看,有12次钻具断裂,30次

钻具刺裂。从失效位置看,母扣根部24次,公扣根部9次,4次在加厚过渡端,5次在钻杆本体,且发生在中和点200 m范围内的失效有33次,占失效总数的78.79%。分析发现,83%的钻具失效发生在转速大于70 r/min之时,71%的钻具失效发生在转速大于80 r/min之时。在发生钻具失效最严重的DY2井和DY101井,分别发生了10次和12次钻具失效故障,占总失效数的53%,其平均转速分别为88和113 r/min。

大邑地区上部地层的地层压力虽然比新场地区低,但地层可钻性明显比新场地区差。天马山组—沙溪庙组地层表现为砂岩和泥岩交错,局部夹杂砾石层,采用高转速钻进时,钻具承受的交变应力大,易发生低周应力疲劳破坏。钻具断面较光滑平整,是典型的疲劳破坏特征^[7]。大邑地区钻具失效的客观原因是由于地层软硬交错引起的大应力疲劳破坏所致,同时因为主观上没有加强钻井参数的控制和现场没有进行钻具探伤,从而造成钻具失效故障频繁发生。

1.3 套管损坏问题

2007—2008年,西南油气分公司在川西地区所钻13口深井中,DY101井、DY4井、X11井、X101井和X202井等5口重点深井出现了不同程度的套管损坏,严重影响了钻井进度和开发进程。

表1为川西地区套损井情况统计。从表1可以看出,出现套管损坏问题的5口井中,80%的井存在不同程度的套管磨损,60%的井承压强度达不到要求(主要是难以满足完井及后期储层改造的需要),漏点处40%的固井质量不合格且井斜角和全角变化率大,40%的井套管质量出现问题^[7]。分析认为主要有以下原因:

表1 川西地区套管损坏情况统计

井号	事故类型	发现过程
DY101井	φ193.7 mm套管磨损	全井眼清水试压至16 MPa,井内泄漏,经检测发现φ193.7 mm套管在2 386.4~2 388.7 m井段变形、磨损较严重
DY4井	φ177.8 mm套管磨损	试压不合格,分段找漏发现15.72~67.12 m井段处套管存在两个或两个以上漏点,后检测发现井口套管呈椭圆形偏磨
X11井	φ193.7 mm套管短路循环	固井时注完水泥浆井口即返出水泥浆及水泥浆混浆,经检测在2 650.00~2 700.00 m套管段发现漏点
X101井	φ177.8 mm套管磨损	采用清水压裂施工,压力为67.6 MPa时,发现井口段套管破损。检测发现3 788.62~3 790.91和4 265.46~4 266.38 m井段及井深3 663 m处套管变形
X202井	φ193.7 mm套管刺漏	全井筒试压至70 MPa,稳压25 min,突然降至26 MPa。经检测,发现井深2 539 m处存在漏点

1) 小尺寸井眼段过长,钻井复杂情况和事故出现率高,起下钻次数多;定向钻进过程中易出现较大狗腿严重度,空气钻井井径扩大率较大,井眼轨迹控制难度大,井身质量较差等,这些均加剧了套管磨损。

2) 由于钻井提速的需要,目前所钻井钻井周期缩短,迫使制造套管的时间缩短,造成套管质量下降。新 11 井 $\phi 193.7$ mm 套管在刚入井,固井时发生固井短路,通过扫塞、测声幅及成像测井证实了刺漏发生在套管本体上,明显表现为套管质量问题。

3) 出现套管损坏情况的几口井,事故井段固井质量均为“差”,分析原因,认为是固井质量差,导致试压时固压较固井质量好的井段低,且在钻井过程中,套管发生磨损,抗内压强度降低,更易于发生试压失败情况。

2 故障预防及处理技术

2.1 喷漏复杂情况技术对策

喷漏复杂情况虽然发生在多个地区多个层位,但根据特征或处理方式,主要归纳为 3 种情况:喷漏同存、局部地层高渗透性漏失引起的阻卡、下套管过程中的井漏。

2.1.1 喷漏同存治理

处理“喷漏同存”井的原则为:控制溢流,快速堵漏,提高地层承压能力,压稳气层保持正压差。具体处理措施分以下 4 步进行:

1) 提高钻井液密度,允许地层微漏,建立液面,压稳地层流体,不允许溢流出现,争取暂时的稳定;

2) 起钻,更换钻具组合,使其满足堵漏的要求,然后下钻到漏层顶部;

3) 使用桥浆或高滤失堵漏浆对漏层进行处理,压井、堵漏同时进行,提高地层承压能力,或降低漏速、缓解险情;

4) 下钻至漏层顶部,循环排出井内堵漏浆,验证地层能否满足钻井承压要求;如堵漏成功后,则钻井液保持该密度恢复钻进,压稳气层,并保持正压差,防止堵漏带返吐。

X301 井、XC12 井、X10-1H 井均在须 4 段发生过类似的又喷又漏复杂情况,采取针对“喷漏同存”“四步走”的处理措施,使用高酸溶性堵漏浆均在短

时间内堵漏成功,缩短了处理复杂情况的时间,保证了井控安全。

2.1.2 局部地层高渗透性漏失引起阻卡的处理

针对川西地区局部地层存在高渗透层,进行承压堵漏。选择粒径小于 2 mm 的堵漏材料,并以细颗粒为主。堵漏施工中,采用高承压、间歇关挤堵的方法,以有效提高地层承压能力,消除阻卡隐患。具体处理措施为:

1) 调整钻井液性能,使其保持较好的流变性和润滑性,配制堵漏浆,为承压堵漏做好准备;

2) 更换钻具组合,使用光钻杆进行承压堵漏;

3) 提高地层承压能力,促进形成致密的、渗透率低的泥饼,降低摩阻。

高渗透地层引起的阻卡问题在 DY301 井、DY201 井出现过,均采用高承压堵漏的方式对复杂情况进行处理,效果明显,有效提高了地层承压能力,消除了阻卡隐患。

2.1.3 下套管时井漏的处理

1) 正确分析漏失原因;

2) 根据漏失大小和漏速,确定合理的堵漏浆配方,实施堵漏;

3) 采取“先反后正”,先由环空注入堵漏浆,替浆到漏层后再由正向挤堵;

4) 钻井液密度实施“先降后升”,确保井内压力平衡,防止诱发井控问题。

“环空反挤”法处理下套管过程发生的漏失在 XC22 井的应用效果表明,这种建立循环后再堵漏的措施非常成功。

2.1.4 随钻防漏技术

为减少堵漏增加的辅助时间,降低钻井总成本,并增强钻井液的防漏能力,根据须家河组地质特征,开发利用 0.2~1.0 mm 随钻堵漏浆:井浆 +2%~3% LF-2+2% FD-2。利用刚性、柔性、粒径不规则的复合堵漏材料,对 1 mm 以下裂缝、孔洞进行有效封堵,降低发生井漏的概率,减少处理井漏的时间。该技术应用简单,不用添加新的设备。选用粒径小的堵漏材料,这样不会堵塞井下工具的水眼,不影响正常钻进。现场使用时,将堵漏材料按防漏浆配方直接加入到钻井液中,搅拌均匀后注入井内,钻进中维持堵漏材料达到配方要求含量。

应用该技术后,川西深井漏失次数比未应用该技术时降低54%~78%。

2.2 钻具故障预防及处理

1) 认真做好钻具无损探伤工作。严格按照钻具检测、修理及探伤的相关标准对钻具进行检测、修理和探伤,保证下井钻具质量,尤其是在发生一次钻具故障后,必须对全井钻具进行无损探伤,以避免发生钻具失效故障。

2) 转盘转速不宜过高,控制在70 r/min以内。特别是在钻进砾石层或发生井下复杂情况时,要进一步调整转速,以减轻井下蹩跳钻。

3) 钻进大邑地区上部地层时钻铤数量不宜过多。国外统计表明,当钻铤数量超过15根以后,钻具失效故障会急剧增加。因此,在中和点以上尽量减少钻铤数量,以保持一柱为宜。

4) 钻井过程中司钻对钻井参数的合理控制和判断很重要,遇到复杂情况,提前控制钻井参数可以有效减少钻具失效故障的发生。

2.3 套管防磨减磨措施

1) 井型选择和井身结构设计是关系深井套管安全的关键,对于定向井段和小尺寸井段较长的井,应尽量控制水平位移和井斜角,降低全角变化率,缩短小尺寸井段长度,缩短施工周期,以降低套管磨损程度。

2) 优化钻井液体系,在钻井液中加入高效抗磨减阻剂,提高其润滑性,减少钻杆与套管间的摩擦,降低套管的磨损程度^[8-9]。

3) 使用非金属防磨套,并根据井身质量设计合理的安放位置。钻杆使用不敷焊耐磨带的接头,严禁使用合金材质的减磨接头,避免磨坏套管^[10]。

4) 套管选型和下入长度、深度是关系套管安全的关键。针对川西地区须2段气藏含CO₂的特点,选用抗CO₂腐蚀的套管。由于13Cr套管受制造工艺的限制,其抗挤强度相对较低,其下入深度和长度应与套管安全相结合。

5) 套管磨损井段基本都在井眼轨迹不好、井径扩大率较大或固井质量不好的井段。提高井身质量和固井质量,可降低套管磨损程度。另外值得注意的是,在提速的同时,应加强井身质量控制。

6) 考虑采用厚壁套管,增加套管强度,以保证其在经过磨损后仍能在地层压力环境下具有较高抗外挤能力。

3 结论及建议

1) 针对川西地区地质构造复杂、喷漏发生概率较高的情况,要坚持“以防漏为主,堵漏为辅”的原则,在发生喷漏复杂情况时,结合录井资料,根据井下地层裂缝、钻具组合等情况,采取合理的技术措施,同时做好人员、物资和应急保障。

2) 建议工区各钻井队都配备钻具无损探伤设备,以便在起下钻过程中做好钻具探伤工作,避免因钻具自身问题造成井下钻具失效。

3) 钻井设备和工具的快速发展,为提速技术实施提供了强有力的保障。在钻头满足高转速的条件下,钻具组合也应进一步简化。在设备高动力的情况下钻柱在井筒内的运动状态更加复杂,如钻柱弯曲幅度增大、横振加剧、钻柱与套管碰撞概率增大等,造成套管磨损程度较以前加剧,急需开展套管防磨减磨合理钻井参数研究。

参 考 文 献

- [1] 王希勇,朱礼平,李群生,等.川西新场气田深井钻井配套技术及其应用[J].天然气工业,2009,29(3):65-67.
- [2] 钟卫,赵怀德,李建山.提高川西地区中深井及深井钻井效率探讨[J].石油钻探技术,2004,32(6):16-18.
- [3] 孙海芳,韩烈祥,张治发,等.提高四川深井超深井钻井速度的技术途径[J].天然气工业,2007,27(6):57-60.
- [4] 刘兴刚,谢冰,金燕.川西地区南部须家河组测井储层评价研究[J].天然气勘探与开发,2007,30(1):32-37.
- [5] 夏家祥.川西马井构造钻井问题及对策探讨[J].石油钻探技术,1998,26(4):10-12.
- [6] 房舟,胡大梁,李丽,等.大邑构造浅部井段钻具失效与预防[J].天然气技术,2010,4(1):33-35.
- [7] 严焱诚,廖忠会,薛丽娜,等.川西深井超深井套管损坏问题探析[J].天然气技术,2010,4(1):50-51.
- [8] 谢桂芳,高翔.深井套管防磨技术研究与应用[J].石油矿场机械,2008,37(2):69-74.
- [9] 张红生,郭永宾.套管防磨保护措施[J].石油钻采工艺,2007,29(6):116-118.
- [10] 裴建忠,刘天科,孙启忠,等.胜科1井钻井事故的预防与处理[J].石油钻探技术,2007,35(6):18-21.