

元坝超深水平井长水平段钻井难点及对策

易世友¹ 杨磊¹ 徐华¹ 罗正林¹ 张峰¹ 胡大梁²

1. 中石化西南石油工程有限公司重庆钻井分公司 2. 中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院

易世友等. 元坝超深水平井长水平段钻井难点及对策. 天然气工业, 2016, 36(增刊 1): 116-121.

摘 要 元坝气田海相上二叠统长兴组气藏具有埋藏深、储层薄而横向变化大等特征, 采用水平井可实现气田的高效开发, 其井深通常大于等于 7 500 m, 垂深大于等于 6 500 m, 但由于水平段较长、地层复杂多变、井底高温高压并存等因素使得在钻井过程中存在诸多技术难题。为了提高元坝超深水平井钻井技术水平, 确保长水平段安全钻进, 首先对钻井施工难点进行归纳总结, 再针对钻井难点进行原因分析, 围绕长水平段的摩阻扭矩、工具配套使用和水平段延伸安全进行研究, 提出了优化井身剖面和钻具组合、摩阻扭矩监测与控制、井眼轨迹光滑控制、井眼清洁、高温高压工具应用、水平段延伸安全预测与评价等技术措施, 实现了优快钻进和水平段长穿优质储层的目标。

关键词 元坝气田 超深水平井 长水平段 扭矩摩阻 钻井难点 对策

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2016.S1.021

元坝气田是目前世界上埋藏最深的海相酸性气田, 上二叠统长兴组气藏埋深近 7 000 m, 具有埋藏深、高温、高压、高含硫、储层薄而横向变化大的特点, 常规直井和定向井难以实现经济开发的要求, 设计采用水平井或者大斜度井开发, 以提高单井控制面积, 从而实现少井高产^[1-2]。针对元坝超深水平井施工周期长、复杂情况多、钻井安全风险高等突出难题, 从安全、优质、快速钻进角度, 对长水平段摩阻扭矩、井眼轨迹控制、抗高温工具配套、井眼清洁、钻具延伸能力等方面进行研究和试验, 从而形成元坝气田海相长兴组礁滩气层的长水平段超深水平井钻井技术对策。

1 钻井技术难点分析

1.1 地层复杂, 水平段轨迹调整较多

长兴组礁滩体规模小, 水平段 (600 ~ 1 000 m) 设计穿越两个或两个以上的礁体^[1], 如元坝 27-1H 井设计穿越 4 个礁体。由于地层复杂, 实钻水平井的靶点和轨迹不明确, 需要根据礁体形态和储层展布, 并结合现场地质跟踪, 不断进行轨迹的优化调整, 通

过及时增斜和降斜达到在薄储层中蛇形长穿优质储层的目的。随着水平段的延伸和轨迹调整, 钻柱的摩阻扭矩增大, 增加轨迹控制难度和施工风险。

1.2 摩阻扭矩大, 井眼轨迹控制难度大

元坝超深水平井造斜点深度在 6 500 m 左右, 水平段长度约 1 000 m^[1], 小井眼水平段较长、钻具柔性大, 随着井斜的增加, 钻柱的轴向摩擦阻力和径向摩擦扭矩增大, 特别是井眼轨迹随储层展布优化调整, 摩阻扭矩会随着水平段的延伸迅速增大。由于摩阻扭矩大的影响, 钻压传递困难、工具面稳定性差, 导致井眼轨迹控制难度大。

1.3 地层高温高压, 对定向工具、钻井液性能要求高

元坝气田长兴组主力气藏平均埋深 6 800 m, 井底温度在 160 ℃左右, 国产定向仪器难以满足要求, 目前高温仪器主要依靠国外进口^[2]。在高温高压环境下, MWD 仪器和螺杆使用故障率高 (如元坝 272H 井入井 22 次, 螺杆故障率 18.2%, MWD 仪器故障率 29.3%), 经常出现井下仪器无信号现象, 螺杆使用寿命也受到较大的影响, Ø127 mm 螺杆平均使用时间 120 h 左右。同时对钻井液的高温稳定性和减阻

防卡要求高。

1.4 井眼清洁困难, 易形成岩屑床

元坝超深水平井通常采用五开井身结构, 五开水平段采用的钻具尺寸小, 裸眼井段长, 排量和泵压选择的矛盾突出, 排量受到制约, 岩屑易沉积在井眼低边形成岩屑床。滞留岩屑使钻具上提下放摩阻和钻进扭矩增加, 可能导致卡钻、断钻具等井下事故。

1.5 小井眼水平段较长, 钻井安全风险大

受到井身结构的限制, 水平段采用小尺寸钻杆施工, 随着水平段的生长, 钻具的抗拉安全系数低、承受扭矩大。井内稍有阻卡, 钻具拉力余量小 (如元坝 29-2H 井水平段最大上提悬重达 2 600 kN), 泵压和排量受到制约, 不利于井眼携砂和防卡。

2 技术对策

2.1 摩阻扭矩控制技术

2.1.1 摩阻扭矩的预测技术

随着位移的增加、水平段的生长, 摩阻扭矩相应增加。摩阻扭矩大小与钻柱对井壁的侧向压力、钻柱屈曲的附加接触压力、摩阻系数关系密切。施工过程中, 采用 Wellplan 软件对起下钻摩阻、钻进扭矩值进行预测, 若实钻摩阻扭矩值偏离理论值较大, 及时通过改善钻井液润滑性能、优化井身轨迹和钻具组合、改变钻进方式、短程起下钻等措施进行应对, 避免井下复杂情况发生^[3-4]。

2.1.2 井身剖面优化

目前常用的轨道类型有单增剖面、双增剖面、三增剖面 3 种, 元坝地区超深水平井井身剖面主要采用双增剖面和三增剖面, 即“直—增—稳—增—水平”剖面、“直—增—稳—增—稳—增—水平”剖面。双增剖面设计了一段较短的稳斜段以调整工具造斜率预测偏差造成的轨迹偏离, 该剖面适用于目的层顶界确定, 但工具能力不十分确定的情况。三增剖面设计了两个稳斜段, 第一稳斜段用于调整工具偏差, 第二稳斜段用于探油顶, 调整油层界面偏差。造斜点结合地层的可钻性、直井段实钻井斜和井身剖面优化情况进行选择。选择柔性钻具组合, 用加重钻杆代替钻铤并采用倒装钻具方式, 以保证钻压能有效传递到钻头, 较少钻具与井壁的接触面积, 减少黏卡机会, 降低钻具的摩擦阻力。

以元坝 272H 井为例, 设计了单增、双增、三增

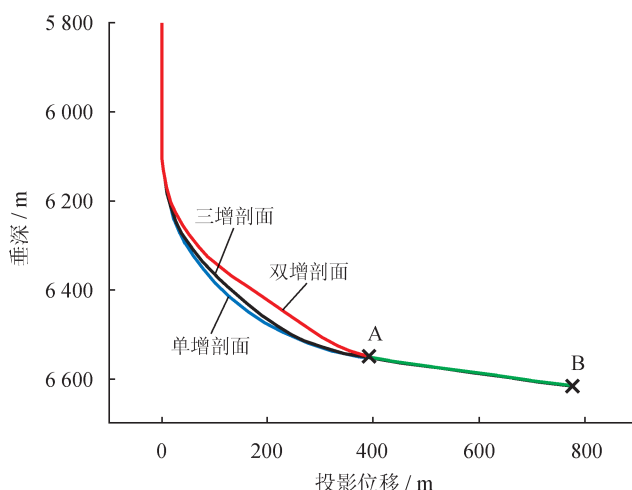


图 1 井身剖面垂直投影图

三种剖面 (图 1) 及刚性和柔性两种钻具组合进行对比分析。

钻具组合方案 1 (柔性钻具组合): $\varnothing 165.1$ mm 钻头 + $\varnothing 120$ mm 1.25° 单弯螺杆 + $\varnothing 101$ mm 无磁承压钻杆 + MWD 短接 + $\varnothing 101$ mm 无磁承压钻杆 + $\varnothing 101$ mm 斜坡钻杆 + $\varnothing 101$ mm 斜坡加重钻杆 $\times 30$ 根 + $\varnothing 101$ mm 斜坡钻杆 + $\varnothing 127$ mm 钻杆 + $\varnothing 139.7$ mm 钻杆。

钻具组合方案 2 (刚性钻具组合): $\varnothing 165.1$ mm 钻头 + $\varnothing 120$ mm 1.25° 单弯螺杆 + $\varnothing 120$ mm 无磁钻铤 + MWD 短接 + $\varnothing 120$ mm 无磁钻铤 + $\varnothing 101$ mm 斜坡钻杆 + $\varnothing 101$ mm 斜坡加重钻杆 $\times 30$ 根 + $\varnothing 101$ mm 斜坡钻杆 + $\varnothing 127$ mm 钻杆 + $\varnothing 139.7$ mm 钻杆。

从表 1 计算结果显示, 井口轴向力最大的工况为起钻, 采用刚性钻具组合平均比柔性钻具组合高 6.5%。因此, 柔性钻具组合比刚性钻具组合更安全。在其他工况下, 采用刚性钻具组合比柔性钻具组合略低, 但相差 4% 以内。采用刚性钻具组合时的扭矩比采用柔性钻具组合时的扭矩在复合钻进时平均高 53.4%, 在倒划眼条件下平均高 73.5%。根据计算结果, 双增剖面和三增剖面均比单增剖面更有利于安全施工, 柔性钻具组合比刚性钻具组合有利于降低摩阻扭矩。

2.1.3 井眼轨迹光滑控制技术

摩阻扭矩与井壁质量直接相关, 改善井壁质量是降低摩阻扭矩的有效手段。旋转导向技术形成的井眼井壁光滑, 井眼质量优于常规导向钻井技术形成的井眼, 有效降低了摩阻扭矩, 使得大位移井延伸能力大大增加^[5]。元坝地区第 1 口超深水平井 103H 井采用贝克休斯的 AutoTrak 系统进行了先导试验, 其

表 1 不同剖面、钻具组合力学分析结果表

剖面类型	钻具组合	井口轴向力 /kN					扭矩 /(kN · m ⁻¹)	
		起钻	复合钻进	下钻	倒划	滑动钻进	复合钻进	倒划
单增剖面	钻具组合 1	1 761	1 628	1 587	1 692	1 522	9.07	5.72
	钻具组合 2	1 867	1 569	1 407	1 635	1 311	13.70	10.40
双增剖面	钻具组合 1	1 792	1 624	1 586	1 689	1 520	9.00	6.10
	钻具组合 2	1 928	1 569	1 406	1 638	1 304	13.90	9.60
三增剖面	钻具组合 1	1 767	1 626	1 587	1 690	1 522	9.10	5.80
	钻具组合 2	1 869	1 569	1 485	1 643	1 315	14.10	10.51

优点为轨迹控制能力强、有效地减低了摩阻扭矩和提高了机械钻速,但是工具服务费用高、高温条件下故障率较高。考虑到经济成本,元坝超深水平井选用高温螺杆+高温 MWD 施工的滑动导向轨迹控制方案。

滑动导向轨迹光滑控制通过准确预测定向钻具组合造斜率,制订合理定向施工方案,最大限度利用复合钻进时钻具组合的造斜率,确保井眼的光滑。采用三点定圆法对不同尺寸螺杆、扶正器的钻具组合造斜能力进行了理论计算分析:①造斜率随着螺杆弯角的增大而增大;螺杆尺寸越小,造斜率越高。②近钻头扶正器尺寸越大,螺杆造斜率越低。③上扶正器尺寸的影响。上扶正器尺寸越大,螺杆造斜率越低。④在井径不扩大的理想情况下,弯螺杆造斜率随钻头到近钻头扶正器距离增加先增大后减小,钻头到近钻头扶正器的距离在 1~2 m 为最佳值,造斜率相对稳定。⑤随着井径扩大率增加,弯螺杆造斜率降低。

通过理论计算和实钻探索,掌握钻具组合的滑动钻进和复合钻进的增斜规律,采用相应的技术措施实现对井眼轨迹的光滑控制:①遵循“多复合,少滑动”的原则,多利用复合钻进的增斜效果,在增斜段复合钻进和滑动钻进交替进行,尽量减少滑动钻进的比例;②在滑动钻进井段减少划眼,减小井径扩大率的影响,不破坏造斜趋势;③稳斜段选择稳平性较高的钻具组合复合钻进,勤划眼处理,保持一定的井径扩大率,确保井斜平稳或微增;④在满足靶前位移的前提下,双增剖面稳斜段和三增剖面第一稳斜段优化为微增段,充分利用复合钻进使井眼轨迹平滑;⑤水平段钻进需要根据储层展布调整轨迹时,通过调整钻井参数、螺杆弯度、扶正器大小和位置等措施,利用复合钻进的自然增斜或降斜来满足地质要求。

2.1.4 双效防磨技术

套管双效防磨技术是使用防磨接头(机械防磨)配合钻井液用减磨剂(化学防磨)实施的套管防磨技术。防磨接头采用特种增强复合材料制造,具有表面硬度低、表面摩擦系数低、耐磨损、强度较高的特点。减磨剂由多种抗磨材料在高温下合成,其耐温性可在 200℃以上,含有多种活性基团能够迅速吸附在钻具和套管表面,形成高强度保护膜,从而降低钻进和起下钻过程中钻具对套管的磨损。

防磨接头从第五次开钻前扫水泥塞开始下入直至水平段完钻,每趟钻根据现场实钻情况预留 300 m 位置以上安放。减磨剂含量推荐 2.0%~3.0%,从水平段第一趟钻开始陆续加入减磨剂,直至完钻累计加量占 2.5%以上。通过现场实际来看,减磨剂在加入初期对钻井液的配伍性有一定影响。但随着钻进过程,钻井液性能经过不断剪释,减磨剂对钻井液性能的影响越来越小,后续施工中减磨剂与钻井液的配伍性趋于正常,稳定性好,不起泡、不增黏。

2.2 耐高温高压工具配套应用

2.2.1 高温定向工具配套方案

元坝超深水平井主要采用高温螺杆与高温 MWD 组合,井底最高温度达到 160℃,最高压力 120 MPa,目前国内应用比较成熟的定向工具未超过 150℃和 125 MPa^[2],定向工具主要选择国外进口工具。总结出一套合适的工具配套应用技术具有很强的现实意义。结合超深水平井不同井段工艺需要及技术特点,提出了技术对策。耐高温定向工具仪器配套方案如表 2 所示。

2.2.2 工具面稳定控制技术

采用常规导向钻井技术进行定向钻井施工过程中,工具面不稳定现象普遍存在,摆工具面耗时 10 h 以上的情况时有发生,而且定向过程中,工具面

表 2 元坝超深水平井定向钻具配套方案表

井段	螺杆				MWD		
	类型	尺寸 /mm	扶正器	耐温性 /℃	脉冲器	耐压性 /MPa	耐温性 /℃
第四次开钻	等壁厚 / 常规	185	单扶	150	正脉冲	150	175
第五次开钻	等壁厚 / 常规	127	单扶 / 无扶	180	正脉冲	150	175

不稳定，漂移严重。造成工具面不稳定的主要原因如下：①井超深，钻具刚度小，积蓄在钻具上的能量多，释放没有规律，工具面难以准确控制；②采用常规导向钻井技术形成的井眼轨迹相对旋转导向形成的井眼较差，钻柱与井壁间的摩阻更大，加大了工具面稳定控制难度；③井眼尺寸小，排量受限制，难以保证井眼清洁，容易形成岩屑床，定向过程中出现托压频繁，工具面调整难度大。主要采用以下技术措施：

1) 合理选择螺杆尺寸。选择满足井眼安全的最大外径的螺杆，保证足够的动力有利于工具面的稳定。Ø241.3 mm 井眼可选 Ø197 mm、Ø185 mm、Ø172 mm 螺杆。水力参数计算结果表明，现场可提供的排量在 20 L/s，无法满足 Ø197 mm 螺杆工作要求。因此 Ø241.3 mm 井眼采用 Ø185 mm 螺杆更合理，Ø165.1 mm 井眼优选 Ø127 mm 螺杆。

2) 合理匹配钻头。综合考虑钻井效率与工具面稳定性，制订了组合使用两种钻头的方案，即井斜角小于 15° 使用牙轮钻头，井斜大于 15° 使用 PDC 钻头。

3) 定向现场操作措施。渐进调整工具面，调整过程中，每隔 30° ~ 45° 暂停观察 1 次，根据工具面变化情况逐步稳定操作；提高钻井液的润滑性能，减低摩阻系数；加强钻具短起下，提高井壁光滑度和井眼清洁度，可有效提高工具面稳定性，降低“托压”发生率。

2.3 钻井液性能优化

针对水平段钻井摩阻扭矩大的难点，通过减阻防卡方面的研究，确保施工安全。对已钻井资料进行分析和总结，形成了钻井液润滑防卡的技术对策^[1-2,6-8]：

①在满足井下安全前提下，采用低密度钻井液，减少压差卡钻的风险，水平段钻井液密度控制在 1.25 ~ 1.32 g/cm³。②严格控制钻井液含砂量小于等于 0.2%，改善泥饼质量，减小钻具与泥饼摩擦系数。③采用固液润滑剂相结合的方式，控制泥饼摩阻系数，45 min 的黏附系数小于等于 0.07。④控制

高温高压滤失量和泥饼厚度，API 滤失量小于等于 4 mL，HTHP150℃滤失量小于等于 10 mL，泥饼厚度小于等于 2 mm。⑤加入 LF-1、QS-2 等强抑制封堵材料及非渗透材料，让近井壁地层形成屏蔽带，降低地层渗透率，阻止压力传递。

钻井液性能优化研究成果应用于元坝 272H 井、元坝 29-2H 井、元坝 27-1H 井等 10 余口超深水平井，均较好地实现了摩阻扭矩的减低、阻止了压力传递和润滑防卡，水平段摩阻扭矩正常，无严重托压现象和压差卡钻。

2.4 井眼清洁对策

由于井斜角、钻井液上返速度、钻井液流变性 & 流态等原因，井眼清洁效果差。据相关研究^[9]，井斜角在 40° ~ 60° 井段岩屑浓度最高，是携砂最困难的井段，60° ~ 90° 井段比 40° ~ 60° 井段岩屑浓度稍小，但较 0° ~ 30° 井段大，环空岩屑床形成的临界返速为 0.85 ~ 1.2 m/s。水平井的井眼清洁主要目的是防止岩屑床的形成，根据现场经验和岩屑运移特点，保证好钻井液上返速度和流变性能是井眼清洁的关键^[10-11]：①增大循环排量，提高环空返速，在设备安全允许下，泵压控制在 25 MPa 以上，环空返速控制在 1.2 ~ 1.5 m/s。②改善钻井液性能，提高动切力，动塑比控制在 0.6 ~ 0.8，采用层流携砂，减小岩屑的滑落速度。③加单根或短时间停泵检修设备之前，适当循环划眼，让井底岩屑上返到直井段，降低斜井段、水平段岩屑浓度。④每钻进 50 ~ 100 m 进行短程起下钻，并采用分段循环或划眼到底，主动破坏岩屑床。⑤钻进期间或起钻前，采用注入 8 ~ 10 m³ 低黏切钻井液配合高效清洁剂清扫井眼。

2.5 水平段延伸安全预测与评价

2.5.1 在额定泵压下的极限延长长度预测

图 2 是元坝水平井不同水平段延伸长度在不同排量下计算得到的立管压力^[12]。

1) 当额定泵压限制在 25 MPa 时：排量为 18 L/s，水平段的极限延伸长度远超过了 2 000 m；排量为 19

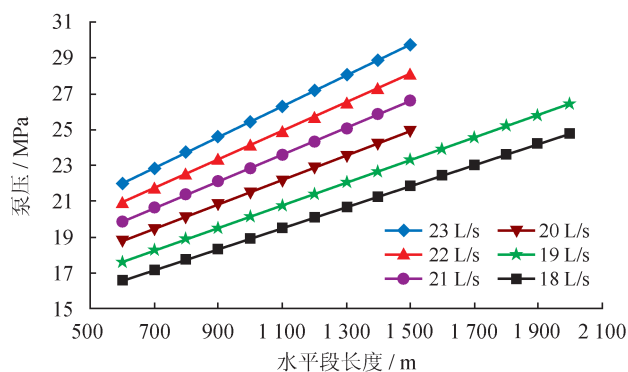


图2 元坝水平井不同水平段长度不同排量下的立管压力预测图

L/s, 最大的延伸长度为1 800 m; 排量取20 L/s, 延伸长度为1 500 m; 排量取21 L/s, 延伸长度为1 300 m; 排量取22 L/s, 水平段极限延伸长度则小于1 100 m; 排量取23 L/s, 延伸长度小于900 m。

2) 当额定泵压限制在23 MPa时: 排量为18 L/s, 水平段的极限延伸长度远超过了1 700 m; 排量为19 L/s, 最大的延伸长度为1 400 m; 排量取20 L/s, 延伸长度为1 200 m; 排量取21 L/s, 延伸长度为1 000 m; 排量取22 L/s, 水平段极限延伸长度则小于900 m; 排量取23 L/s, 延伸长度小于700 m。

2.5.2 在钻柱摩阻扭矩及钻柱强度约束下的极限延伸长度预测

在摩阻扭矩分析中, 取以下参数: 裸眼摩擦系数0.35, 套管摩擦系数0.25, 钻井液密度1.20 g/cm³, 钻头扭矩2.5 kN·m, 钻压30 kN, 大钩重量360 kN, 转速30 r/min, 旋转钻进管柱运动速度0.001 m/s, 起下钻是管柱运动速度为0.2 m/s。

图3和图4分别是 $\varnothing 165.1$ mm井眼不同工况下的大钩载荷、井口扭矩计算结果图。根据计算结果^[13], 如果井口附近的钻具采用 $\varnothing 139.7$ mm SS105抗硫钻杆, 水平段延伸长度建议不超过1 100 m, 否则, 在

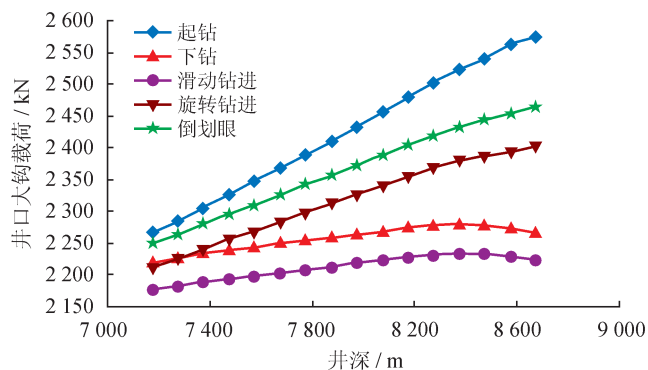


图3 元坝水平井钻柱大钩载荷随水平段长度变化图

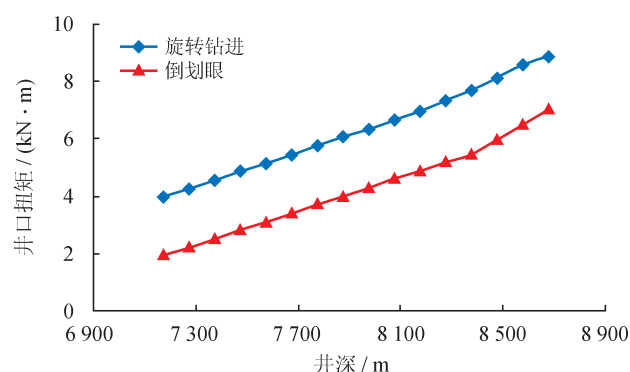


图4 元坝水平井钻柱扭矩随水平段长度变化图

起钻工况下, 井口的安全系数会小于1.5, 且建议在水平位移较长时, 通过倒划眼方式起钻, 以减少摩阻给钻柱强度带来的影响。

3 现场应用

针对元坝超深水平井技术难点, 通过研究形成的技术对策在元坝29-2H井、元坝204-1H井、元坝27-1H井等10余口井应用, 达到了安全优质钻进目的, 实现了地质目标。其中, 元坝29-2H井随储层走向进行了3次轨迹调整, 水平段井斜由 $90^{\circ} \searrow 88.4^{\circ} \nearrow 93.1^{\circ} \searrow 84^{\circ}$, 完钻井深7 686 m, 实现长穿储层650.40 m, 有效储层钻遇率高达93.9%, 是工区首口采用ZJ70D钻机完成的7 000 m以上超深水平井。元坝204-1井完钻井深7 676 m, 成为工区首口1年内完成的超深水平井; 元坝272H井完钻井深7 580 m, 完成工区首口超深台阶式水平井; 元坝27-1H井完钻井深7 468 m, 水平段成功穿越4个礁滩储层。

4 结论与建议

1) 摩阻扭矩控制是超深水平井长水平段安全钻进的关键问题, 通过优化井身剖面 and 钻具组合、井眼轨迹光滑控制、优化钻井液润滑性能、提高井眼清洁度、套管双效防磨能取得有效的降摩减阻的效果。

2) 应用进口高温MWD+国产高温螺杆进行滑动钻进能实现长水平段超深水平井轨迹有效控制, 进行轨迹的优化调整; 通过调整螺杆尺寸和弯度、扶正器位置和尺寸等措施, 尽可能多利用复合钻进的自然增斜和降斜实现轨迹光滑控制, 减小钻进安全风险。

3) 元坝气田地层复杂、储层薄而横向变化大, 推荐采用“直—增—稳—增—稳—增—水平”三增

剖面, 稳斜探油顶, 根据现场地质跟踪及时优化井身剖面, 提高井眼轨迹控制成功率。

4) 在满足靶前位移、地质目标的前提下, 建议双增剖面稳斜段和三增剖面第一稳斜段优化为微增段, 充分利用复合钻进既使井眼轨迹平滑又确保安全快速钻进。

参 考 文 献

- [1] 刘言, 王剑波, 龙开雄, 董波, 龙林. 元坝超深水平井井身结构优化与轨迹控制技术 [J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2014, 36(4): 131-136.
- [2] 何龙, 胡大梁. 元坝气田海相超深水平井钻井技术 [J]. 钻采工艺, 2014, 37(5): 28-32.
- [3] 唐洪林, 孙铭新, 冯光通, 杨春旭, 胥豪. 大位移井摩阻扭矩监测方法 [J]. 天然气工业, 2016, 36(5): 81-86.
- [4] 范光第, 黄根炉, 李绪锋, 王丽. 水平井管柱摩阻扭矩的计算模型 [J]. 钻采工艺, 2013, 36(5): 22-25.
- [5] 李梦刚. 水平井井眼轨迹控制关键技术探讨 [J]. 西部探矿工程, 2009, 21(2): 42-44.
- [6] 郭元恒, 何世明, 刘忠飞, 敬承杰. 长水平段水平井钻井技术难点及对策 [J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(1): 14-18.
- [7] 董志辉, 孙连坡, 汪海波. 长水平段超深水平井技术在元坝区块 272-1H 井的应用 [J]. 石油地质与工程, 2015, 29(2): 115-118.
- [8] 唐力, 张建, 王旭东, 赵正国. 超深水平井元坝 121H 井钻井液技术 [J]. 钻井液与完井液, 2012, 29(5): 26-29.
- [9] 张景富, 俞庆森, 严世才. 侧钻井钻井液携屑能力试验研究 [J]. 石油钻采工艺, 2000, 22(2): 12-16.
- [10] 党克军, 王增年, 简章臣, 杨英锋. 水平井岩屑床控制技术浅析 [J]. 钻采工艺, 2011, 34(5): 25-27.
- [11] 马明芳. 水平井的环空压耗及井眼净化 [J]. 西部探矿工程, 2006, 18(11): 168-170.
- [12] 徐坤吉, 熊继有, 陈军, 秦大伟, 许红林. 深井水平井水平段水力延伸能力评价与分析 [J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2012, 36(6): 101-106.
- [13] 闫铁, 张凤民, 刘维凯, 邹野, 毕雪亮. 大位移井钻井极限延伸能力的研究 [J]. 钻采工艺, 2010, 33(1): 4-7.

(收稿日期 2016-07-04 编辑 凌 忠)