

元坝海相“三高”超深水平井定向关键技术

王旭东 沈建文 杨 峰 黄贵生 李 尧 杨仕伟

中石化西南石油工程有限公司钻井工程研究院

王旭东等. 元坝海相“三高”超深水平井定向关键技术. 天然气工业, 2016, 36(增刊 1): 104-110.

摘 要 水平井是元坝海相开发的主要井型, 具有井超深、高温、高压和高含硫等特征, 施工难度极大。为此, 通过理论分析和现场应用对比, 对水平井定向关键技术进行了攻关研究, 主要包括: 经济适用型仪器工具配套方案、一次性成功超深侧钻技术、高效精确轨迹控制技术、套管双效防磨技术和钻井液减摩降阻技术, 形成了元坝海相超深水平井高效定向钻井关键技术。现场应用结果表明, 采用该技术应用井与前期试采井相比, 斜井段平均机械钻速提高了 22.4%, 平均定向周期缩短了 21.2%, 节约了钻井成本, 为元坝海相气藏高效开发提供了有力技术支撑。

关键词 元坝气田 海相 超深 水平井 定向 关键技术

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2016.S1.019

元坝气田构造位于四川盆地川北坳陷与川中低缓构造带结合部, 西北与九龙山背斜构造带相接, 东北与通南巴构造带相邻, 南部与川中低缓构造带相连。整体具有埋藏超深、构造较平缓、断裂欠发育的特征^[1-7]。海相主要储层上二叠统长兴组气藏属于超深层(6 500 ~ 7 100 m)、高含硫化氢(5.32%)、中含二氧化碳(6.56%)、高温(160 ℃)、高施工井底压力(150 MPa)。为实现高效开发, 水平井为部署的主要井型, 由于井超深和“三高”特征, 施工难度极大^[8-13]。通过攻关仪器、工具配套、轨迹精确控制和防磨减阻等关键技术, 形成元坝海相超深水平井高效定向钻井技术, 提高了机械钻速, 缩短了定向周期, 降低了钻井成本。

1 测量仪器和定向工具优选

1.1 抗温和抗压性能要求

元坝气田海相主要目的储层为长兴组, 为常压低地温梯度气藏, 原始地层温度与气藏埋藏深度关系为:

$$T = 0.0205H + 16.2 \quad (R = 0.99) \quad (1)$$

式中 T 表示地层温度; H 表示井深; R 表示相关系数。

元坝水平井造斜点至完钻垂深范围为 6 300 ~ 7 000 m, 温度预测范围为 129 ~ 160 ℃。

元坝海相超深水平井设计为五开井身结构, 如表 1 所示。

表 1 井身结构设计表

开钻 程序	钻头程序		备 注
	井眼尺寸 /mm	完钻垂深 /m	
导管	914.4	32	根据需要设置
1	660.4	500 ~ 700	封上部易漏层和水层
2	444.5	2 950 ~ 3 400	技术套管封上沙溪庙组底部
3	314.1	4 850 ~ 5 400	封雷四段气层以浅地层
4	241.3	6 800	封长兴组顶界以浅地层
5	165.1	7 000	衬管完井

造斜点在下三叠统嘉陵江组或飞仙关组, 该段实钻平均钻井液密度为 1.85 g/cm³, 造斜段垂深介于 6 300 ~ 6 800 m, 静液柱压力介于 114 ~ 123 MPa, 考虑循环压耗和安全系数, 附加压力 25 MPa, 最高压力介于 139 ~ 148 MPa。长兴组实钻平均密度只有 1.20 g/cm³, 井底最高压力在四开造斜段。

基金项目: 中石化石油工程技术重点先导试验项目“元坝地区超深水平井钻井技术跟踪分析先导性试验”(编号: SG10069)。

作者简介: 王旭东, 1983 年生, 工程师, 硕士; 主要从事定向井工艺技术与优快钻井技术研究工作。地址: (618000) 四川省德阳市中石化西南石油工程有限公司钻井工程研究院。电话: (0838) 2607290, 18281036031。E-mail: 275154380@qq.com

从上分析可知,元坝海相超深水平井施工对测量仪器和定向工具的抗温要求 160 ℃ 以上,抗压 148 MPa 以上。

1.2 仪器和工具优选

调研国内外的测量仪器和定向工具。当时国内测量仪器稳定抗压能力不超过 125 MPa,螺杆和仪器成熟抗温能力不超过 150 ℃。国外贝克休斯、威德福、斯伦贝谢 3 家公司的高温 MWD、高温螺杆以及旋转导向系统抗温在 175 ℃ 以上、抗压 172.4 MPa 以上。从施工成功率考虑,优选了贝克休斯的旋转导向和威德福的“高温螺杆+MWD”在元坝首次施工的超深水平井 YB103H 和 YB121H 中进行了应用。旋转导向在 YB103H 整个定向井段进行了应用,在 YB121H 井导眼段下入 5 趟钻,因都出现设备故障,更换高温螺杆+MWD 组合钻完导眼段。

从机械钻速、摩阻扭矩、故障率和经济效益对比分析两种定向方式。机械钻速对比如图 1 和图 2 所示。

定向钻进时,旋转导向(未配模块马达)高于“高温螺杆+MWD”平均机械钻速 40%。复合钻进时,旋转导向(未配模块马达)低于“高温螺杆+MWD”平均机械钻速 40%,配模块马达后两者机械钻速相等,主要原因是 PDC 钻头对转速更敏感。摩阻、

扭矩对比如图 3 和图 4 所示。

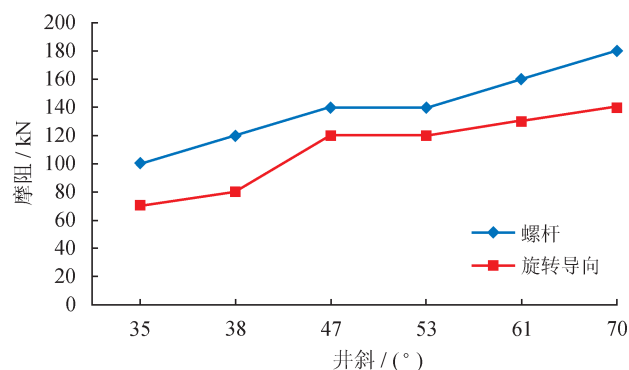


图3 实钻摩阻随井斜变化对比图

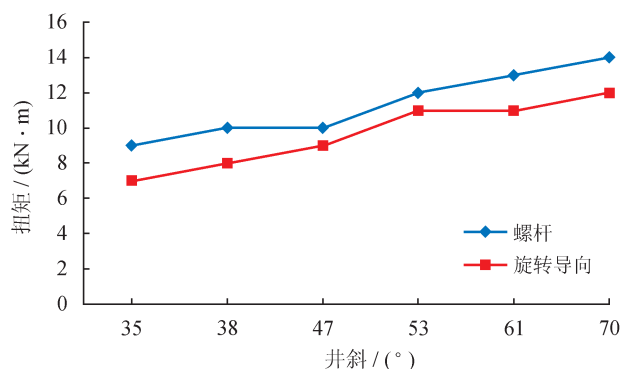


图4 实钻扭矩随井斜变化对比图

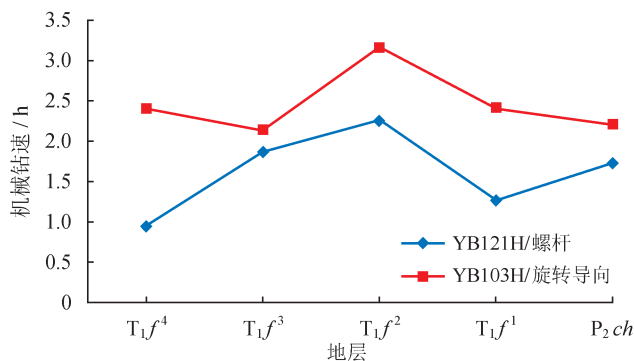


图1 定向钻进机械钻速对比图

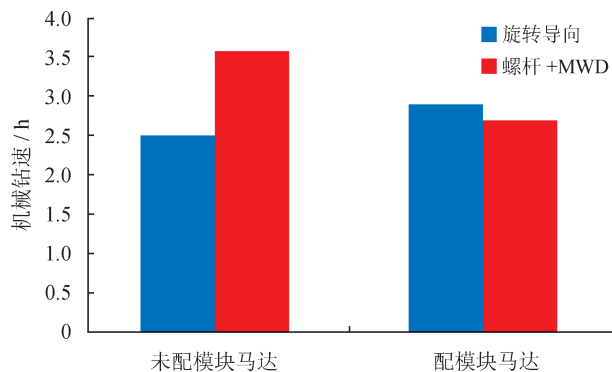


图2 复合钻进机械钻速对比图

仪器工具故障率对比如图 5 和图 6 所示。

旋转导向故障率远高于“高温螺杆+MWD”，原因是旋转导向系统结构复杂，电子精细部件多。同时高温是导致两种仪器工具故障的主要因素。经济效益对比分析如图 7 所示。

旋转导向比“高温螺杆+MWD”费用平均高出 44%。

从上面的分析可知,旋转导向具有定向机械钻速高、摩阻扭矩小等优点,但存在高温工作稳定性差

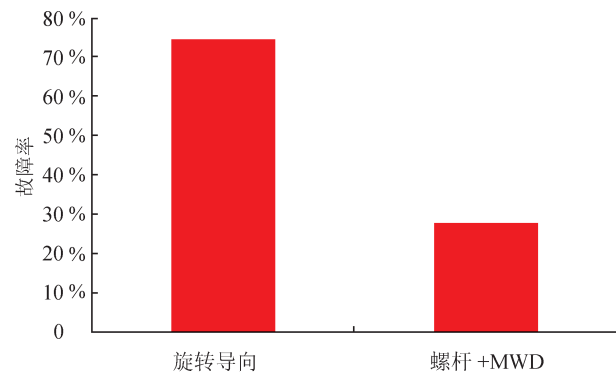


图5 仪器工具故障率对比

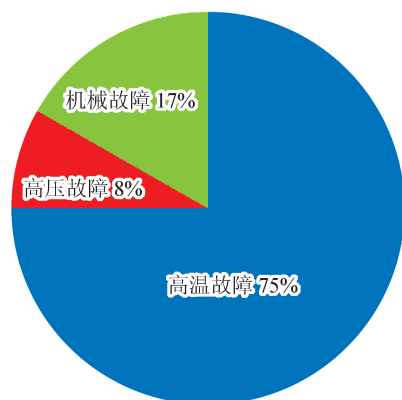


图6 故障类型和比例

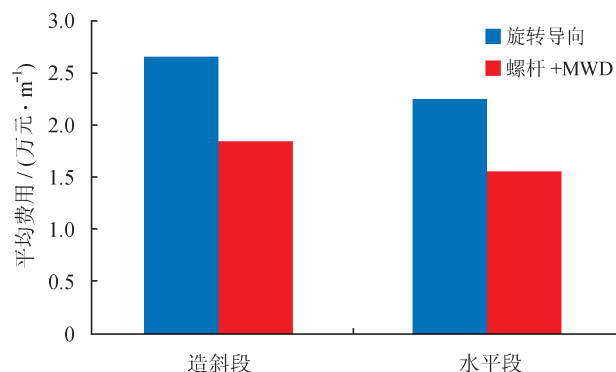


图7 经济效益对比分析图

和经济适用性较差等缺点。从综合效益考虑,优选“高温螺杆+MWD”作为后期超深水平井的定向方式。对“国际四大油服”、Boreview和APS公司的高温MWD通过现场应用进行对比优选,确定威德福和APS公司的MWD的高温、高压稳定性最好。同时为了进一步降低钻井成本,与国内知名螺杆厂家合作研制了抗150℃和180℃抗高温螺杆,并在现场进行了应用,完全能满足施工要求。元坝海相超深水平井最后确定的测量仪器和定向工具优选方案为:“高温进口MWD+国产螺杆”。

2 超深侧钻技术

2.1 侧钻工具优选

元坝海相储层在纵横向上延展均质性较差,通常会采用直导眼或斜导眼先探明储层后再填井侧钻,侧钻点在嘉陵江组或飞仙关组,垂深6 000 m以下,可钻性极值在6以上,而水泥塞可钻性极值只有2~3,侧钻难度较大。

元坝前期几口井在Ø241.3 mm裸眼侧钻施工情况如表2所示。

表2 元坝前期侧钻施工情况表

序号	井号	侧钻次数	侧钻点井斜/(°)	侧钻井段/m	侧钻时间/d	成功侧钻组合
1	YB124-侧1	5	0.70	6271~6317	20	牙轮钻头、直螺杆、2.5°弯接头
2	YB10-侧1	4	0.98	6370~6418	17	牙轮钻头、直螺杆、2.5°弯接头
4	YB103H	1	34.00	6595~6608	2.5	PDC钻头、旋转导向
5	YB121H	1	0.74	6515~6530	3	牙轮钻头、直螺杆、2.75°弯接头

从前期实钻经验来看,侧钻成功率最高的组合为牙轮钻头+直螺杆+2.5°~2.75°弯螺杆,PDC钻头+1.5°~1.75°弯螺杆侧钻成功率低,PDC钻头+旋转导向虽然侧钻成功了,但是经济效益性差,对水泥塞要求较高,不但要求足够的硬度还要有较高的强度,特别不适宜于造斜点井斜较小的情况侧钻。

结合力学进行理论分析,运用等效原理处理螺杆钻具结构弯角,对支座端面的相对附加转角进行处理,建立连续条件和上切点边界条件,最后建立力学模型如图8所示。

由单稳定器处的连续条件 $\theta_1^R = \theta_2^L$ 和上边界条件 $\theta^T = \theta_2^R$ 建立单弯单稳定器钻具组合力学方程如下:

$$A_a^R M_1 + A_b^R M_2 + A_c^R - \frac{e_2 - e_1}{L_2} + \alpha_2 = K(L + L_2) \quad (2)$$

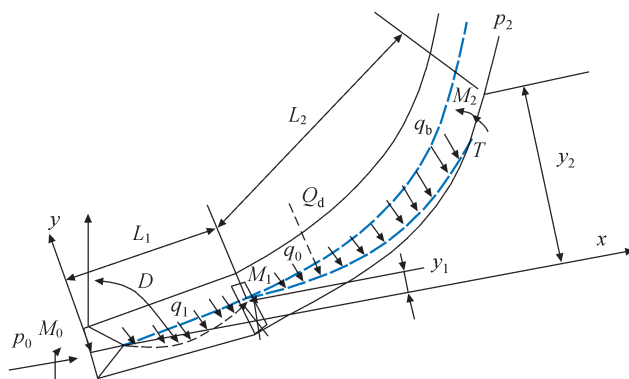


图8 螺杆钻具定向钻进力学模型图

$$\begin{aligned} & \frac{M_1 L_1}{3EI_1} Y(u) + \frac{M_0 L_1}{6EI_1} Z(u) + \frac{q_1 L_1^3}{24EI_1} X(u) = \\ & - \left(A_a^L M_1 + A_b^L M_2 + A^L \right) - \alpha_1 + \frac{e_1 - e_0}{L_1} - \frac{e_2 - e_1}{L_2} \end{aligned} \quad (3)$$

式中 e_0 、 e_1 、 e_2 分别表示钻头直径、稳定器直径和上切点钻具直径与井径差值的一半； EI_1 表示螺杆的抗弯刚度； α_1 、 α_2 表示螺杆弯角的等效角度； L_1 、 L_2 表示螺杆第一段和稳定器到切点距离。

基本计算参数：井眼尺寸 241.3 mm, 螺杆钻具外径 185 mm, 近钻头扶正器外径 238 mm, 钻压 10 kN, 井斜 30°。计算对比 1.5°、1.75° 弯螺杆和 2°、2.5°、2.75° 弯接头+直螺杆的极限造斜率如图 9 所示。

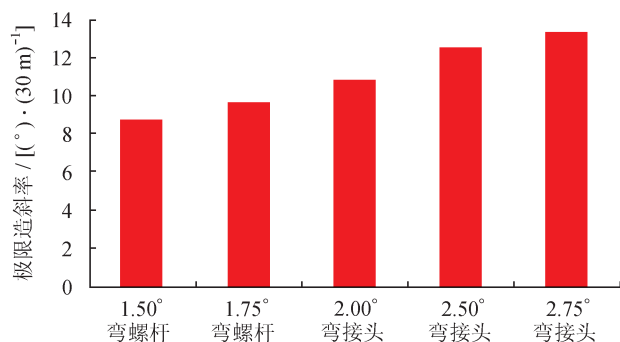


图9 极限造斜率对比分析图

从理论分析也可知,“2°~2.75°弯接头+直螺杆”造斜能力要大于1.5°~2.75°弯螺杆,最后推荐优选的侧钻钻具组合为“牙轮钻头+直螺杆+2.5°~2.75°弯接头”。应用该侧钻组合后,侧钻都是一次成功。

2.2 侧钻技术措施

根据斜导眼实钻情况确定靶点后,再选择侧钻点重新设计剖面。为了提高侧钻成功率,要严格遵守以下技术措施。

1) 侧钻点应选在岩性稳定且可钻性较好的层段,井斜或方位变化率比较大的位置。

2) 水泥塞候凝必须在 72 h 以上,侧钻前进行扫塞作业,扫塞到设计侧钻点 30~40 m 时提前作水泥塞承压试验,承压需达到 15 t 以上,方可进行侧钻施工。

3) 控时侧钻前,要进行静黏试验:10 min、20 min、30 min 各 1 次(现场可适当调整),以提供侧钻施工的防黏数据,侧钻施工注意黏卡。

4) 在侧钻点处造台肩 30~60 min 后,以该井段正常钻时的 3~5 倍控制钻时钻进。侧钻过程中,每 0.5 m 取 1 次砂样,并测定出岩屑百分含量。岩屑含量在 90% 以上后,可逐渐提高钻速,直至正常加压钻进。

5) 要求送钻均匀,操作平稳,严防溜钻,每次提钻后下放至离井底 10 cm 开始控时钻进。

3 精细轨迹控制技术

3.1 造斜段提高定向效率技术

3.1.1 造斜钻具组合优选

根据建立的螺杆钻具定向钻进力学模型,编制了“单弯螺杆钻具组合造斜率计算分析”软件,综合考虑了井眼轨迹、钻井液密度、钻压和螺杆结构参数等因素的影响,可以计算不同钻具组合的定向造斜率。分析不同因素对定向造斜率的影响规律如图 10~13 所示。

从图 10~11 可以看出井斜角和稳定器直径与定向造斜率呈正比关系,从图 12~13 可以看出稳定器和弯角对钻头距离与定向造斜率呈反比关系。根据这些规律,我们在井斜 15° 之前采用“牙轮钻头+1.5° 螺杆+高温 MWD”钻具组合提高定向初期造斜率。优选稳定器和弯角到钻头距离短的螺杆,螺杆

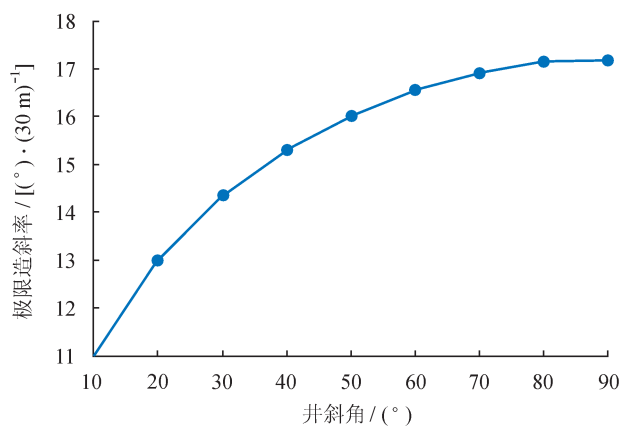


图10 井斜角对极限造斜率的影响图

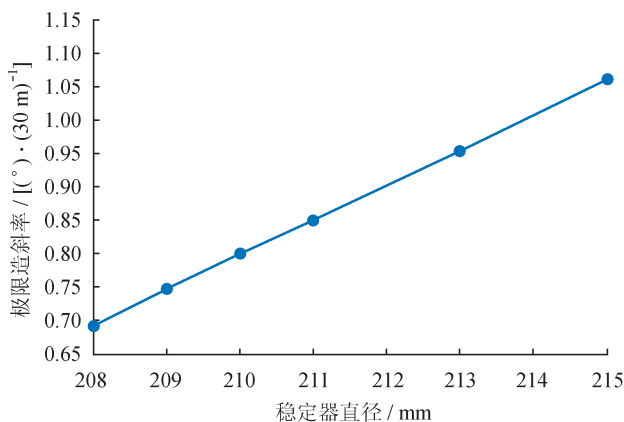


图11 稳定器直径对极限造斜率的影响图

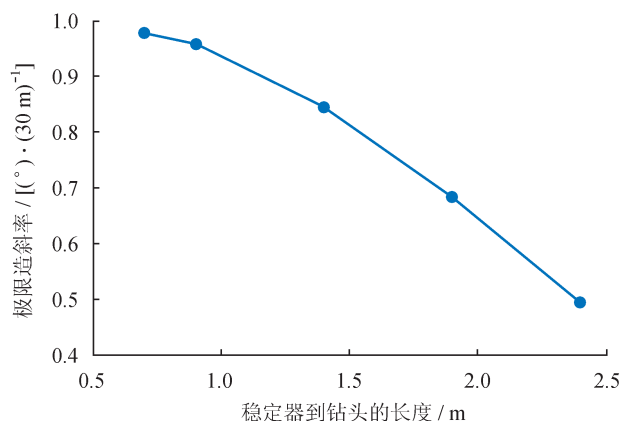


图 12 钻头到稳定器距离对极限造斜率的影响图

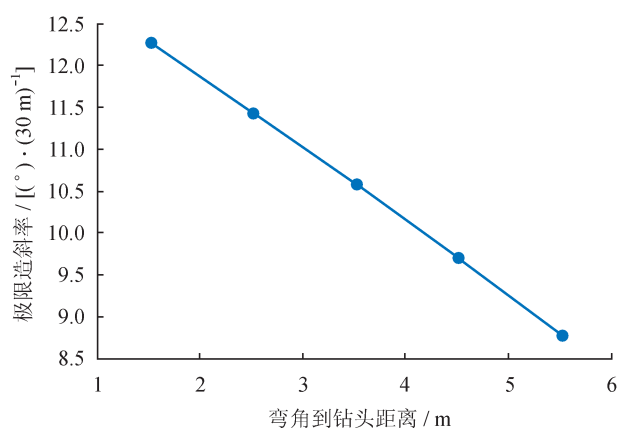


图 13 弯角到钻头距离对极限造斜率的影响图

扶正器尺寸选择比井眼尺寸小 3 ~ 4 mm, 提高螺杆自身的造斜能力, 缩短定向段长, 提高定向效率。

3.1.2 精确轨迹控制技术

施工过程中及时进行测斜, 依据实测数据, 通过“单弯螺杆钻具组合造斜率计算分析”软件修正地层因素影响系数, 再计算预测下部轨迹设计和螺杆最大造斜能力, 造斜能力满足下部施工要求, 则通过软件计算分配复合、滑动比例继续钻进, 造斜能力不能满足下部施工要求, 则通过软件计算优选更换钻具组合。轨迹控制流程如图 14 所示。

3.2 水平段高效钻进技术

3.2.1 矢量入靶技术

根据水平段设计井斜角和地层方位漂移规律, 以有利于复合钻进为目的, 确定入靶的垂深、坐标、井斜和方位。储层为长方体区域, 在竖直平面的投影如图 15 所示, 储层厚度为 GC , 储层 BE 倾角为 α , 入靶点的 A 的井斜角 θ , 造斜率变化范围 ($K_{\min 1}$, $K_{\max 1}$), 要求确定 A 的井斜角和位置, 使得靶点 A 到储层底面

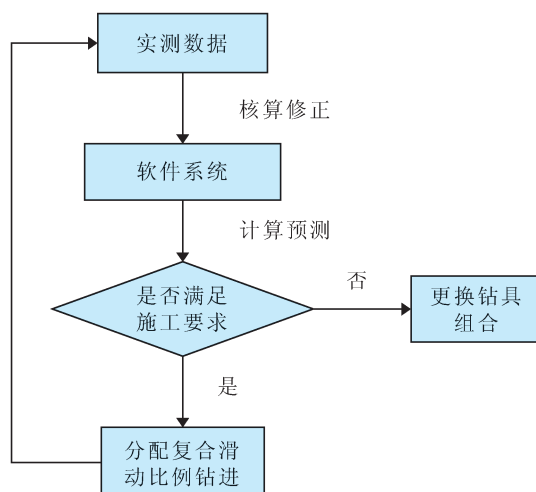


图 14 轨迹控制流程图

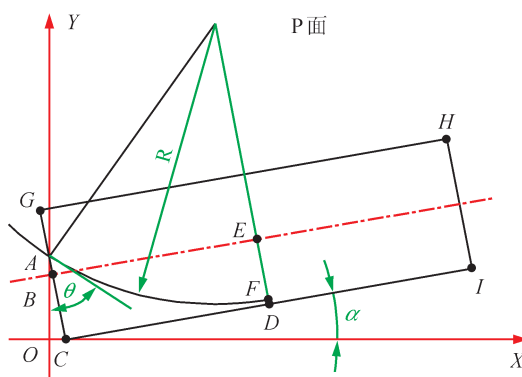


图 15 入靶点优化示意图

的轨迹 AD 在储层的中线投影 BE 上长度最大。

根据目标函数建立数学模型求解可以确定入靶的井斜、方位和位置, 使入靶后复合钻进有效段长达到最长。建立的目标函数为寻找待钻井轨道长度 S 的最大值, 即

$$\max S_{BE} = \max \widehat{BE} \quad (4)$$

根据上面的设计思路, 矢量入靶的最优化数学模型 (记为 W):

$$(W) \min S(h_{AC}, \theta, K_{\alpha}, S_{BE}) = \begin{cases} 0 \leq h_{AC} \leq H_0, 0 \leq h_{FD} \leq H_0 \\ 0 \leq \theta \leq \pi/2 \\ K_{\alpha \min 1} \leq K_{\alpha 1} \leq K_{\alpha \max 1} \\ 0 \leq S_{AF}, \theta_F = \alpha \end{cases} \quad (5)$$

式中 H_0 为储层高度, m; $K_{\alpha \min 1}$ 和 $K_{\alpha \max 1}$ 为工具造斜能力的上限和下限, ($^{\circ}$)/30 m; θ_F 为 F 点的切线的倾角, ($^{\circ}$); α 为储层的倾角, ($^{\circ}$)。

3.2.2 “稳斜钻具”优选

在水平段钻进中, 一个重要指标就是复合钻进率, 复合钻进率越高, 水平段轨迹越平滑, 钻进效

率也越高。因此找寻出适应该地层、效果好的“稳斜”钻具尤为重要。

将螺杆钻具组合在钻进过程中的运动看作连续体转子动力学问题,下端的端边界条件在建模时视为零位移约束。整个螺杆钻具组合的运动可以用质量—阻尼模型来描述。利用该模型,可以方便地将螺杆钻具组合实体在时间和空间上进行有限分割,将无限自由度的问题转化为有限自由度的问题来求解,同时还可以多方面的考虑井壁对稳定器的边界约束、下端边界对钻头约束条件。用有限元法对钻具组合进行有限元离散化之后,这些有限个单元组成了一个多自由度系统,该系统的动力学基本方程^[1]可以表示为下列的形式:

$$[M]\{\ddot{U}\} + [C]\{\dot{U}\} + [K]\{U\} = \{F\} \quad (6)$$

其中 $[M]$ 、 $[C]$ 、 $[K]$ 分别表示空间直梁单元的质量矩阵、阻尼矩阵和刚度矩阵; $\{F\}$ 表示与位移无关的载荷力向量。

结合三维钻速方程^[2]编制出计算程序求解该模型,可以分析钻井参数和结构参数等因数对螺杆钻具复合造斜率的影响(图16、17)。

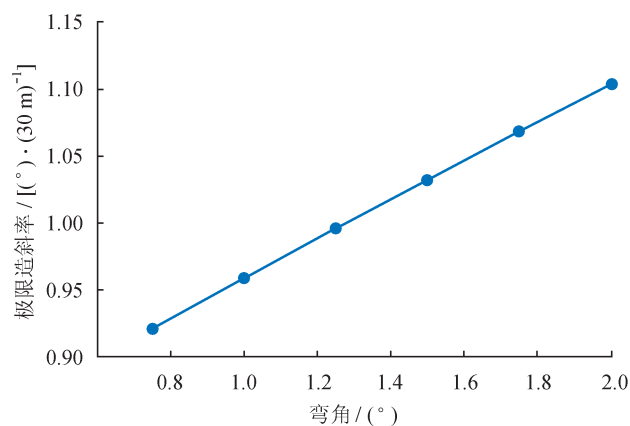


图16 螺杆弯角对复合极限造斜率的影响图

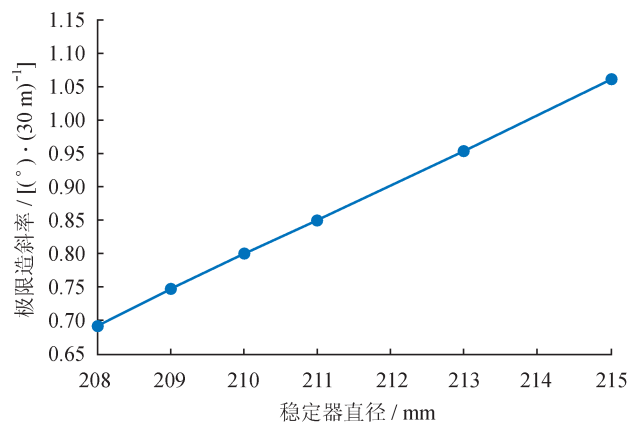


图17 稳定器直径对复合极限造斜率的影响图

从图15~16可以看出,螺杆弯角和稳定器直径与螺杆复合造斜率成正比关系。通过理论计算和现场验证,优选五开水平段钻具组合为:“ $\varnothing 165.1$ mm 钻头+ $\varnothing 127$ mm $\times 1.25^\circ$ 单弯螺杆($\varnothing 148$ mm扶正器)/ 1.5° 单弯无扶螺杆+ $\varnothing 127$ mm无磁承压钻杆”,复合钻进造斜率为 $-1^\circ/100$ m $\sim 3^\circ/100$ m,水平段复合钻进段长比例达92%以上。

4 防磨减阻技术

4.1 套管双效防磨技术

在超深井的水平段施工时,套管磨损是个突出矛盾,采用套管双效防磨技术,即使用金属防磨接头(机械防磨)配合钻井液用减磨剂AFC7101(化学防磨)实施的套管防磨技术。防磨套采用非金属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(AFC7101)由多种抗磨材料在高温下合成,其耐温性可超过 200°C ,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,起到保护套管的目的。

防磨接头从五开前扫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位置处每单根安放1只。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,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切稀释,减磨剂对钻井液性能的影响越来越小,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。

使用双效防磨技术以来,没有出现于套管磨损相关复杂情况。通过在过流槽中使用强磁铁,对吸附的铁屑称重的实际情况来看,判断套管磨损较小。

4.2 减摩降阻技术

元坝区块定向段及水平段钻遇地层为嘉陵江组、飞仙关组、长兴组,井下温度高达 150°C ,高含硫,深井斜井段及水平段易形成岩屑床^[14-15]。对于高温、高压、高含硫状态下的元坝超深水平井,钻井液减摩降阻技术对井下安全至关重要,笔者在优质的抗高温高压钻井液体系的基础上进行了钻井液减摩降阻技术的室内研究及现场应用,形成了元坝“三高”水平井钻井液减摩降阻关键技术。

现场采用金属离子聚磺防塌防卡钻井液体系,在定向前对钻井液性能进行调整,达到表3所示钻井液关键指标要求。采用“固液协同降阻”技术,配合

表 3 钻井液体系性能减摩降阻关键指标表

低密度固相含量 / (g · L ⁻¹)	膨润土含量 / (g · L ⁻¹)	含油量	含砂量	K_{API} /mm	FL_{API} /mL	K_{HTHP} /mm	FL_{HTHP} /mL
< 200	< 35	> 3%	< 0.2%	< 0.5	< 4.0	< 2.0	< 10.0

聚合醇的“浊点效应”对钻井液减摩降阻配方进行了优化设计,确定了现场减摩降阻配方为:井浆+3%极压润滑剂+2%固体润滑剂+2%聚合醇,该配方性能稳定,较好地降低了元坝超深井定向段及水平段的摩阻,与贝克休斯的 HTHP/TERRA-MAX 技术相当,大大降低了钻井液成本,该技术被广泛应用于元坝地区超深水平井,现场应用效果如图 18 所示。

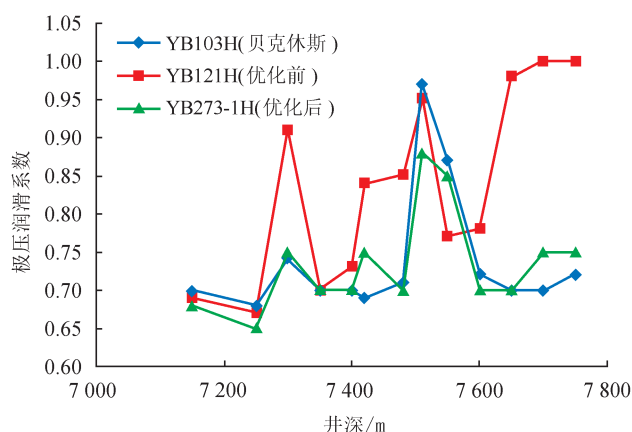


图 18 各井水平段极压润滑系数图

5 现场应用效果

在元坝 9 口滚动试采井中采用了定向关键技术,相比前期 9 口试采井,造斜段平均机械钻速提高了 23.5%,水平段平均机械钻速提高了 21.2%;斜井段平均机械钻速提高了 22.4%;平均定向周期缩短了 21.2%,节约了钻井成本。具体对比数据如表 4 所示。

表 4 实钻效果表

对比井	造斜段 平均机械钻速 /(m · h ⁻¹)	水平段 平均机械钻速 /(m · h ⁻¹)	定向周期 /d
9 口试采井	1.7	3.3	48.5
9 口滚动试采井	2.1	4	38.2

6 结论

1) “高温进口 MWD+ 国产螺杆”满足元坝海相超深水平井施工,大幅降低了定向钻井成本。

2) 元坝超深井侧钻钻具组合采用“牙轮钻头+直螺杆+2.5°~2.75°弯接头”,实现了一次侧钻成功。

3) 结合力学理论分析和现场应用规律,通过优选定向钻具组合和实时轨迹优化调整,实现了轨迹精确控制和提高定向效率。

4) 双效防磨技术有效解决了超深水平井钻井过程中套管磨损严重问题。

5) 通过对钻井液体系润滑性能的优化设计实现了降低元坝超深井定向段及水平段的摩阻的目的。

参 考 文 献

- [1] 闫光庆,张金成. 中国石化超深井钻井技术现状与发展建议[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 1-6.
- [2] 郭彤楼. 元坝深层礁滩气田基本特征与成藏主控因素[J]. 天然气工业, 2011, 31(10): 12-16.
- [3] 马永生,蔡勋育,赵培荣. 元坝气田长兴组一飞仙关组礁滩相储层特征和形成机理[J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1001-1011.
- [4] 胡永章. 影响元坝气田超深井钻井提速的工程地质因素及技术对策[J]. 中外能源, 2012, 17(4): 53-58.
- [5] 杨玉坤,翟建明. 四川盆地元坝气田超深水平井井身结构优化与应用技术[J]. 天然气工业, 2015, 35(5): 79-84.
- [6] 张克勤. 元坝地区钻井难题分析与技术对策探讨[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(3): 27-32.
- [7] 高航献,瞿佳,曾鹏琰. 元坝地区钻井提速探索与实践[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(4): 26-29.
- [8] 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.
- [9] 王旭东,罗朝东,贺阳,向燕,李波罗. 元坝超深水平井轨迹控制技术[J]. 石油地质与工程, 2014, 28(2): 107-109.
- [10] 罗朝东,王旭东,龙开雄,龚德章. 元坝超深水平井井身结构优化设计[J]. 石油地质与工程, 2012, 26(4): 98-100.
- [11] 罗朝东,王旭东,龙开雄,石锁政,夏雪涛. 元坝超深水平井直井段优快钻井技术[J]. 钻采工艺, 2015, 38(3): 105-107.
- [12] 罗朝东,王旭东,龙开雄,贺阳. 元坝超深水平井钻井技术[J]. 钻采工艺, 2014, 37(2): 31-35.
- [13] 龙刚,刘伟,管志川,唐洪卫,江波. 元坝地区陆相地层钻井提速配套技术[J]. 天然气工业, 2013, 33(7): 80-84.
- [14] 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.
- [15] 宋兆辉,李舟军,薛玉志,杨庆叙. 元坝 103H 超深井水平段钻井液技术[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(6): 28-32.

(收稿日期 2016-07-05 编辑 凌 忠)