

鲁迈拉定向井钻井设计优化与应用

杨决算, 梁 勇, 高大勇, 杨永祥, 陈绍云

(大庆钻探工程公司钻井工程研究院, 黑龙江 大庆 163413)

摘要: 为了降低定向井摩阻扭矩, 提高钻井速度, 针对地质特点和钻井难点, 建立了井眼轨道和岩石可钻性回归计算模型。通过五段制轨道剖面的优化, 最优井眼曲率为 $(2.85^{\circ} \sim 3^{\circ})/30\text{ m}$ 、最大井斜角为 30° ; 技术套管下至 Sadi 层 8 ~ 15 m, 确保了 S 型定向井安全钻进, 裸眼内摩阻系数由 0.52 降至 0.35, 套管内摩阻系数由 0.35 降至 0.28; Rus 软硬夹层优选试验 KM533 复合钻头, 解决了常规 PDC 钻头磨损快、牙轮钻头机械钻速低的问题。通过上述 3 项技术的研究与应用, 鲁迈拉 S 型定向井实际顶驱扭矩降低 30% 以上, 钻头使用数量降低 2.7 只, 钻井周期缩短 18.58 d。

关键词: S 型定向井; 井眼轨道; 摩阻扭矩; 复合钻头

中图分类号: TE243 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-7428(2016)11-0032-04

Optimization and Application of the Directional Well Drilling Procedure Design in Rumaila Oilfield/YANG Jue-su-an, LIANG Yong, GAO Da-yong, YANG Yong-xiang, CHEN Shao-yun (Drilling Engineering Technology Research Institute of Daqing Oilfield Drilling Engineering Company, Daqing Heilongjiang 163413, China)

Abstract: In order to reduce the drag and torque in directional well drilling and increase the ROP, according to the geological conditions and drilling difficulties, a regression calculation model of borehole trajectory and rock drillability was established. By the optimization of 5-section trajectory sections, the optimal hole curvature $2.85^{\circ} \sim 3^{\circ}/30\text{m}$ and maximum well angle 30° were determined, the intermediate casing was put down to Sadi layer 8 ~ 15m to ensure the completion of S-shaped directional well. As the result, the friction coefficient in the open hole is reduced from 0.52 to 0.35 and casing internal friction coefficient from 0.35 to 0.28. The quick wearing of conventional PDC bit and low ROP of cone bit are solved by optimization test on KM533 composite bit in RUS soft and hard interlayer. Based on the technical research and application, the actual top driven torque of Rumaila S-shaped directional well is lowered by more than 30%, the number of used bits is reduced by 2.7 and the drilling period is decreased by 18.58d.

Key words: S-shaped directional well; well trajectory; drag and torque; composite bit

伊拉克鲁迈拉油田受地面因素影响可选井位受限, 地下存在大段严重漏失层、含硫水层、易塌页岩层和高渗层, 可供选择定向井段不足 900 m, 导致 S 型定向井施工难度加大。尤其 Mishrif 层极易卡钻, 针对上述问题开展了钻井设计优化与应用, 从而保障了现场施工顺利高效进行。

1 地层特点和钻井难点

鲁迈拉油田地层岩性结构较为复杂, 软硬交错, 局部含硫化铁, 地质特点及工程风险如下^[1]:

(1) 发育 6 套漏失地层, 其中 Dammam 层、Hartha 为主要漏失层, 白云岩、石灰岩的裂缝、孔隙极其发育。部分井溶洞发育, 钻井过程中泥浆失返及井壁坍塌。

(2) 发育 2 套含硫水层, 段长为 260 ~ 300 m。其中, Ummer-rad 层底部 100 m 和 Tayarat 层全部均发育含硫水层, 并伴有 H_2S 气体, 井控风险增加。

(3) 发育 Rus 层、Ummer-rad 层、Tayarat 层等多个砾岩、硬石膏、硫铁矿夹层, 易造成机械钻速低、PDC 钻头崩齿、定向工具面不稳等情况。

(4) 发育 Shiranish、Mishrif、Zubair 等多套渗透层, 渗透率高达 1000 ~ 4000 mD, 部分井 Mishrif、Up-shale 层段的孔隙压力低, 增加了压差卡钻的几率。

(5) 部分老井由于战争以及管理原因, 相关资料严重缺失, 与国内外其它防碰井多为“单点”或“小段”防碰相比^[2], 鲁迈拉 S 型定向井下部井段防碰扫描段长达 1500 ~ 2000 m。

收稿日期: 2016-01-08; 修回日期: 2016-08-01

作者简介: 杨决算, 男, 汉族, 1966 年生, 教授级高级工程师, 钻井工程专业, 从事钻井工程技术研究工作, 黑龙江省大庆市红岗区八百垅, yangjuesuan@cnpc.com。

2 井眼轨道优化设计

2.1 井眼剖面类型选择

通过不同轨道类型分析计算及现场试验对比,现场实践表明,J 型井比 S 型井进尺约少 50 m,且压差随井斜增大,高渗透层越易产生压差卡钻。J 型井周期比 S 型多 10~20 d。从进尺、钻进风险、周期、成本、后期作业等方面综合分析,选用恒曲率法与变曲率法相结合的变曲率多圆弧“直-增-稳-降-直”五段制剖面。

2.2 井眼轨道设计

见图 1,首先建立二维垂直坐标系,坐标系取设计方位线上的垂直平面。已知井口坐标范围,目标点 e 处坐标,圆弧造斜段造斜率 K_1 、稳斜段井斜角为 α 、降斜段造斜率 K_2 ,建立式(1)、(2)所示的数学模型,求解井眼轨道曲线方程及各点的坐标 N 值和 E 值^[3]。

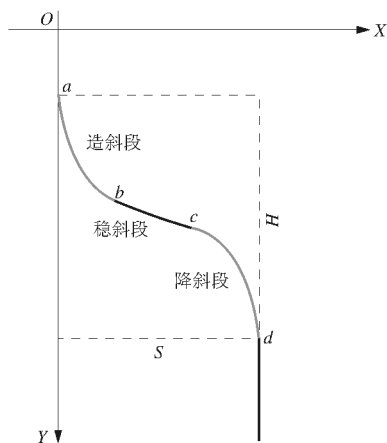


图 1 Ru-151A 井井眼轨道优化结果

$$S = \frac{5400}{\pi K_1} (1 - \cos \frac{L_1 K_1}{30}) + L_2 \sin \frac{L_1 K_1}{30} + \frac{5400}{\pi K_2} (1 - \cos \frac{L_3 K_2}{30}) \quad (1)$$

$$H = H_0 + \frac{5400}{\pi K_1} \sin \frac{L_1 K_1}{30} + L_2 \cos \frac{L_1 K_1}{30} + \frac{5400}{\pi K_2} \sin \frac{L_3 K_2}{30} + H_4 \quad (2)$$

式中: S ——水平位移,m; H ——造斜点至降斜完垂直增量,m; H_0 、 H_4 ——造斜点井深,m; K_1 、 K_2 ——分别为造斜段和降斜段造斜率, $(^\circ)/30$ m; L_1 、 L_2 ——分别为造斜段和降斜段的段长,m。

根据鲁迈拉定向井实钻情况设定边界条件:(1)造斜率 K_1 、 K_2 取值 $\leq 3^\circ/30$ m,最优范围为 $(2.85^\circ \sim 3^\circ)/30$ m;(2)由于 Rus 层比较硬,一般为进入 Umm 层 15 m(垂深 870 m);(3)自由落体式分级箍投球推荐最大井斜角为 28.5° ;(4)Hartha 层易井漏,钻入该层前降斜至 0° 。同时初始圆弧设计相对较小的造斜率,随着井斜角增加、造斜趋势的形成,稳斜段后提高造斜率,减少降斜段长,达到尽可能降低 S 型定向井摩阻、扭矩的目的,形成最优轨道设计方案^[4-6],详见表 1。

3 井身结构优化设计

3.1 套管层次和下入深度的确定

井身结构设计重点考虑防漏和保护储层、井身质量(井眼质量、固井质量)和含硫水层的控制,最终确定了如下的套管层次和下深方案:

表 1 Ru-151A 井井眼轨道优化结果

特殊点	斜深/m	段长/m	井斜角/ $(^\circ)$	方位角/ $(^\circ)$	垂深/m	北值/m	东值/m	水平位移/m	造斜率/ $[(^\circ) \cdot (30 \text{ m})^{-1}]$
转盘面	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
井口	9.28	9.28	0.00	0.00	9.28	0.00	0.00	0.00	0.00
造斜点	670.00	660.72	0.00	0.00	670.00	0.00	0.00	0.00	0.00
造斜段	955.00	285.00	28.50	19.67	943.39	65.38	23.37	69.43	3.00
稳斜段	1478.53	523.53	28.50	19.67	1403.48	300.62	107.43	319.24	0.00
降斜段	1763.53	285.00	0.00	0.00	1676.87	366.00	130.80	388.67	-3.00
靶点	3234.00	1470.47	0.00	0.00	3147.34	366.00	130.80	388.67	0.00
直井段	3450.04	216.04	0.00	0.00	3363.38	366.00	130.80	388.67	0.00

(1)一开表层进入 Dammam 层顶 6 m 稳定泥岩段,保证二开钻进时井控安全。

(2)二开技套进入 Sadi 层 8~15 m,从而实现“大漏层”与“小漏层”的分离,漏失与防塌防缩径的分离,1.05~1.10 g/cm³ 常规 KCl 钻井液与 1.13~

1.30 g/cm³ 无固相 KCl 钻井液的分离,定向井段与直井段的分离。

(3)三开钻过产层 50 m 完钻。

3.2 套管尺寸和强度校核

3.2.1 套管尺寸确定

依据《钻井甲方手册》,综合考虑后续作业管柱尺寸、固井质量、采购周期、成本等多项因素,按照如下计算原则确定井身结构。

(1)三开:根据产能、油管大小、增产措施及井下作业管柱等要求,结合行业标准,确定完井采用 Ø177.8 mm 油层套管。按 19 mm 最优固井间隙原则选用 Ø215.9 mm 钻头外径。

(2)二开:考虑套管通径问题,即 Ø215.9 mm (三开钻头外径) + 11.99 mm (套管壁厚) × 2 = 239.88 mm,推荐采用 Ø244.5 mm 技术套管,按 19

mm 最优固井间隙原则选用 Ø311.2 mm 钻头外径。

(3)一开:考虑套管通径问题,即 Ø311.2 mm (二开钻头外径) + 9.65 mm (套管壁厚) × 2 = 330.5 mm,推荐采用 Ø339.7 mm 表层套管,按 19 mm 最优固井间隙原则选用 Ø444.5 mm 钻头外径。

3.2.2 套管强度校核

运用 Landmark 软件对各开次套管进行强度计算(见表2),其结果满足石油行业标准规范,符合甲方开采需求。

表2 鲁迈拉油田各开次套管强度校核结果

套管开次	井段/m	长度/ m	钢级	壁厚/ mm	质 量			最低安全系数			
					单位质量/(lb·ft ⁻¹)	段质量/klb	累计质量/klb	内压	外挤	抗拉	三轴
一开	0~426.70	425.70	L80	9.65	54.5	76.12	76.12	3.68	1.33	5.39	4.46
二开	0~1828.00	1826.00	L80	11.99	47	281.58	281.58	1.81	1.73	2.89	2.25
三开	0~3410.90	3407.90	L80	10.36	29	324.26	324.26	1.38	1.44	1.85	1.68

3.3 管柱下入可行性分析

管柱是否能安全的下入,是关系到 S 型定向井成败的关键技术之一。通过对局部弯曲条件下,裸眼井段技术套管的下入与弯曲套管内钻柱的下入计算,从而确定合理的井眼曲率范围和管柱组合,保证施工安全。

套管允许弯曲半径计算公式:

$$R = \frac{ED}{200Y_p} K_1 K_2 \quad (3)$$

井眼曲率半径计算公式:

$$R_0 = \frac{1719}{K} \quad (4)$$

式中: R ——套管弯曲半径, m; E ——钢的弹性模量, 206×10^6 kPa; D ——套管外径, cm; K ——井眼曲率, $^\circ/30$ m; K_1 、 K_2 ——安全系数; R_0 ——井眼曲率半径, m。

当 K_1 、 K_2 取不同安全系数, L80 钢级套管允许弯曲半径和井眼最大曲率数据如表 3 所示。

表3 不同套管钢级在一定安全系数下允许井眼弯曲情况

安全系数取值	套管 钢级	套管允许弯 曲半径/m	允许井眼最大曲率/ [($^\circ$)·(30 m) ⁻¹]
$K_1 = 1.8, K_2 = 3.0$	L80	179.22	9.59
$K_1 = 1.5, K_2 = 2.5$	L80	124.46	13.81
$K_1 = 1.5, K_2 = 2.0$	L80	99.57	17.26

通过计算得知,当 K_1 、 K_2 取值较小时,套管允许弯曲半径逐渐变小,而井眼曲率随之增大。由文献^[4-6]查得 K_1 、 K_2 取值数据, Ø311.2 mm 井眼最大

曲率 $< 6^\circ/30$ m, 因此 Ø244.5 mm L80 套管可顺利下入。

4 钻头优选与试验

由于鲁迈拉地区缺少取心资料和岩石力学性能实验数据,通过钻速方程逆推和回归的方法来获得岩石的力学参数,开展针对性的钻头选型和现场试验。在泥浆性能、施工工艺、地层压力等基本条件保持不变的情况下^[7-9], 钻速预测方程具有如下表达式:

$$V = \frac{N(2.2W)a}{2.6(1.526)^{K_d}} \quad (5)$$

从中不难看出,机械钻速 V 主要与顶驱转速 N 、钻压 W 、岩石可钻性 K_d 相关, a 为不同地区不同地层的经验系数。对式(5)变形可得:

$$K_d = \log_{1.256} \frac{N(2.2W)^a}{2.6V} \quad (6)$$

根据鲁迈拉录井基础数据可以得出钻压、转速、机械钻速三者的基本数据,运用 Originpro7.5 软件进行回归计算, Rus 层岩石的可钻性差异巨大,软硬交替频繁,牙轮钻头钻速慢、常规 PDC 钻头磨损较快。

引用贝克休斯的 311.2 mm KM533 钻头,现场累计应用 9 口井(10 只),进尺 7059 m,平均单只进尺 705.90 m,平均机械钻速 6.66 m/h,同比史密斯 PDC 钻头,单只进尺提高 214.70%,机械钻速提高

29.90%,同比牙轮钻头,单只进尺提高339.99%,机械钻速降低31.92%。

5 应用效果

5.1 摩阻扭矩降低效果

定向井降摩减扭技术现场累计应用13口井,同比前期的7口定向井,实际顶驱扭矩降低30%以上,机械钻速提高37.73%(其中,二开定向段机械钻速提高13.89%,三开机械钻速提高65.75%)。

5.2 钻井提速效果

2015年13口定向井开展降摩减扭技术试验,同比2014年前期7口井,全井平均机械钻速由7.36 m/h提高至10.54 m/h,平均钻头使用数量降低2.7只,减少起下钻2.5趟,钻井周期由71.41 d缩短至52.58 d,且井身质量和定向井中靶率均达到100%。

6 结论

(1)井眼轨道是影响S型定向井施工效果的一个关键因素,通过最优靶前距和井眼轨道,用五段制剖面的最优井眼曲率为 $(2.85^{\circ} \sim 3^{\circ})/30\text{ m}$ 、最大井斜角为 30° 。

(2)在缺少取心资料和岩石力学性能的条件下,根据钻速方程回归得出的岩石可钻性,优选试验KM533钻头,同比PDC钻头单只进尺提高214.70%,

机械钻速提高29.90%,同比牙轮钻头单只进尺提高339.99%,机械钻速降低31.92%。

(3)通过井眼轨道与井身结构优化设计,以及高效复合钻头的现场试验,S型定向井扭矩降低30%以上,钻头使用数量降低2.7只,钻井周期缩短18.58 d。

参考文献:

- [1] 王建华. 油田盐膏层钻井技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2005,42(4):47-49.
- [2] 刁斌斌,高德利. 邻井定向分离系数计算方法[J]. 石油钻探技术, 2012,40(1):22-27.
- [3] 陈绍云,李媛辉,李瑞营,等. 大庆油田葡浅12区块浅层稠油水平井钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2015,43(1):126-130.
- [4] 陈鑫,陈绍云,王楚,等. 扭力冲击器在宋深9H侧钻小井眼水平井中的应用[J]. 石油钻采工艺, 2014,36(6):32-35.
- [5] 李瑞营,王峰,陈绍云,等. 大庆深层钻井提速技术[J]. 石油钻探技术, 2015,43(1):38-43.
- [6] 蒋国盛,王荣璟. 页岩气勘探开发关键技术综述[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2013,40(1):3-8.
- [7] 向军文. 定向钻进技术及其应用[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2007,28(9):28-32.
- [8] 耿书肖,张永青,奚国银,等. 水平井卡钻事故处理实践及预防措施探讨[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2010,37(2):9-13.
- [9] 邓理,李黔,高自力. 岩石可钻性评价方法研究新进展[J]. 钻采工艺, 2007,30(6):27-29.