

肯基亚克 H8101 定向水平井钻井技术

董孟坤¹, 刘永贵²

(1. 大庆石油管理局钻探集团钻井一公司 黑龙江 大庆 163453; 2. 大庆石油管理局钻探集团钻井工程技术研究院, 黑龙江 大庆 163413)

摘要 H8101 大斜度定向水平井是为进一步对哈萨克斯坦共和国肯基亚克盐下油藏水平井控制经济可采储量进行评价而部署的。介绍了施工中采用的井眼轨迹控制技术及钻井液体系、钻头的使用情况等。

关键词 肯基亚克 大斜度 水平井 钻井技术 事故

中图分类号 TE243 **文献标识码** B **文章编号** 1672-7428(2006)04-0050-03

肯基亚克油田位于哈萨克斯坦共和国境内,隶属阿克纠宾油气股份公司,该公司是中国石油天然气集团在境外的最大的油公司之一。H8101 井是肯基亚克盐下油田难度较大的一口定向水平井,其目的层为肯基亚克盐下石炭系油藏。该井油层较薄,造斜点深,进入油层水平稳斜段长,对实钻要求十分严格。

肯基亚克盐下油田自 2000 年开始钻井工作以来,已完钻了 10 口井,穿越大段盐层的钻井难题已得到解决,钻井速度有了较大的提高。为了进一步对肯基亚克盐下油藏水平井控制经济可采储量进行评价,部署了 H8101 大斜度定向水平井。

该井原设计井深 5049 m,根据录井结果落实地层后,进行了调整,完钻井深 4830.55 m,完钻垂深 4350.03 m,斜井段长 745.55 m,最大井斜 88.7°,井底位移 584.50 m,水平段长 342.98 m,井眼轨迹在油层中穿行 520.55 m。

定向钻井周期为 105 天。

该井的成功完成,为肯基亚克盐下大斜度定向水平井钻井积累了宝贵的经验。

1 定向井设计概况

1.1 地质概况

肯基亚克油田位于滨里海盆地的东缘构造带,油田地表为丘陵平原,地面海拔 170~210 m。油田范围内,季节温差大(-45~40℃),冬季通常为大雪覆盖,积雪厚度 20~30 cm,夏季干旱炎热,给钻井施工带来难度。同时该区块地质复杂、地层可钻

性差,机械钻速低,容易出现复杂情况,上、下二叠系存在盐岩并夹有硬石膏,盐岩为白色透明的不等长结晶体。下部地层夹灰岩粘土及灰色致密不等粒砂岩,厚层状的砂岩、粉砂岩,夹杂着局部砾岩和砂质砾岩。地层倾角较大,中石炭系岩性为砂泥岩与薄层石灰岩和砂砾岩互层组成,胶结致密,并存在生物碎屑灰岩,鲕粒灰岩,局部见白云化灰岩。

1.2 井眼轨迹设计

根据 235 井区油层发育特点及肯基亚克盐下油藏水平井控制经济可采储量的要求,H8101 井的设计遵循以下原则:主要目的层针对顶部 35 m 地层;水平段油层有效厚度 >15 m;水平井段的平均距离 >800 m。该井井眼轨迹设计剖面为:直—增—增—稳—增—稳,造斜点为 4085 m,最大井斜角 88.7°,方位角 297°,在实钻中,进入石炭系后,根据录井结果落实地层后,对 A、B 点坐标进行了调整,调整后的轨迹设计数据见表 1。

2 施工简述

该井钻至井深 4085 m 开始造斜、定向钻进。钻至井深 4295.90 m 时,发生第一次断钻具,下入卡瓦打捞筒捞出。钻至井深 4307.45 m,再次发生螺旋钻铤自母扣处折断事故,下入卡瓦打捞筒捞出。钻至井深 4520.21 m,井斜 88.3°,方位 295.7°,垂深 4339 m,顺利中设计第一靶点。

中 A 靶后改变了钻具结构,下入单弯螺杆带 Ø208 mm 欠尺寸扶正器的稳斜钻具结构,开始水平段的稳斜钻进,钻至井深 4654.88 m 时,井斜为

收稿日期 2005-10-25

作者简介 董孟坤(1973-)男(汉族)黑龙江大庆人,大庆石油管理局钻探集团钻井一公司工程师,石油工程(钻井)专业,目前在哈萨克斯坦阿克纠宾油气公司从事钻井监督工作,黑龙江省大庆市;刘永贵(1973-)男(汉族)黑龙江大庆人,大庆石油管理局钻探集团钻井工程技术研究院工程师,石油工程(钻井)专业,大庆石油学院在读硕士,黑龙江省大庆市。

表 1 H8101 井设计数据表

站点	测深/m	井斜/(°)	方位/(°)	垂深/m	视平移/m	东/m	北/m	闭合距/m	闭合方位/(°)	狗腿度/(°)
造斜点	4085.00	0.00	0.00	4082.50	-22.98	20.99	-9.40	23.00	114.12	0.00
	4220.00	36.45	301.60	4208.58	18.35	-14.37	12.35	18.95	310.69	8.10
	4315.75	46.00	296.20	4280.53	81.28	-69.64	42.54	81.61	301.42	3.19
第一靶点	4466.70	88.00	296.30	4338.20	217.14	-191.48	102.65	217.26	298.19	8.35
第二靶点	5049.92	88.00	296.30	4358.55	800.00	-714.01	360.90	800.04	296.81	0.00

88.6°,方位 296.8°,预测实钻轨迹垂深将为 4343.53 m,小于设计垂深 4344.48 m,为严格执行设计,在 4654.88~4661.90 m 井段降斜钻进,井斜降至 87.8°后继续用该钻具钻进至井深 4702.86 m。

为保证 B 靶(第二靶点)的精确中靶,以后采用常规微降斜钻具结构,钻至井深 4830.55 m 时完钻,井底井斜 87.2°,方位 296.5°,垂深 4350.03 m,井底位移 584.50 m。

至此,H8101 水平井定向施工任务完成。

3 主要钻井技术

3.1 井眼轨迹控制技术

H8101 井自井深 4085 m 开始定向钻进,在 4310 m 进入石炭系,石炭系顶界垂深 4278.13 m 根据实时录井结果,比对落实地层后,该井调整完钻井深为 4830 m,井眼轨迹在油层中穿行 520.55 m。

3.1.1 定向井段钻具组合及使用效果分析

H8101 井定向井段共下钻 30 趟,其中 3 趟为打捞“落鱼”,2 趟为通井,2 趟为划眼未进尺。由于 H8101 井地层可钻性差,机械钻速低,是造成 H8101 井定向周期相对较长的主要原因。现分别将钻具组合及使用效果分析如下。

3.1.1.1 定向段

钻具结构 $\varnothing 215.9$ mm 钻头 + $\varnothing 172$ mm 单弯螺杆 + 431 × 410 接头 + $\varnothing 178$ mm 无磁钻铤 1 根 + 411 × 410 悬挂接头 + 411 × NC460 接头 + $\varnothing 159$ mm 钻铤 3 根 + NC461 × 410 接头 + $\varnothing 127$ mm 加重钻杆 30 根 + $\varnothing 127$ mm 钻杆。

效果分析:该钻具组合为定向造斜组合,第一趟钻进尺 16 m,井斜由 0.1°增至 6°,方位由 317°降至 305°,造斜率为 9°/30 m。由于定向钻进时钻具粘卡,多次上提钻具遇卡,泥浆性能不好,造成 MWD 仪器信号失真,纯钻时间 19.5 h 起钻。第二趟钻中复合导向段 9.63 m,井斜由 6°增至 17.3°,方位降至 302.2°,平均增斜率 8.3°/30 m,因钻头使用时间到而起钻。该钻具使用效果较好,达到了预期目的。

3.1.1.2 稳斜段

钻具结构 $\varnothing 215.9$ mm 钻头 + 430 × 410 接头 + $\varnothing 178$ mm 短钻铤(3 m) + $\varnothing 214$ mm 扶正器 + 431 × 410 接头 + $\varnothing 178$ mm 无磁钻铤 1 根 + 411 × 410 悬挂接头 + 411 × NC460 接头 + $\varnothing 159$ mm 钻铤 6 根 + NC461 × 410 接头 + $\varnothing 127$ mm 加重钻杆 30 根 + $\varnothing 127$ mm 钻杆。

效果分析:根据设计在井斜 50°时稳斜钻进揭开石炭系的要求,该趟钻换用常规微增斜钻具组合,目的为微增斜钻进,控制井斜在 $50 \pm 5^\circ$ 范围内进入石炭系。该钻具使用良好,但因钻具折断起钻打捞。

3.1.1.3 打捞处理事故

钻具结构 $\varnothing 215.9$ mm 钻头 + 430 × 410 接头 + 短钻铤(3 m) + 411 × NC460 接头 + $\varnothing 214$ mm 扶正器 + NC461 × 410 接头 + $\varnothing 178$ mm 无磁钻铤 1 根 + 411 × 410 悬挂接头 + $\varnothing 127$ mm 钻杆 75 根 + $\varnothing 127$ mm 加重钻杆 30 根 + $\varnothing 127$ mm 钻杆。

效果分析:该趟钻下钻至井深 4374.68 m 遇阻,划眼至井深 4417 m 钻具折断起钻打捞。

3.1.1.4 水平段

钻具结构 $\varnothing 215.9$ mm 钻头 + $\varnothing 172$ mm 螺杆 + 431 × 410 接头 + 单流阀 + $\varnothing 208$ mm 扶正器 + $\varnothing 178$ mm 无磁钻铤 1 根 + 411 × 410 悬挂接头 + $\varnothing 127$ mm 钻杆 75 根 + $\varnothing 127$ mm 加重钻杆 30 根 + $\varnothing 127$ mm 钻杆。

效果分析:该钻具稳斜效果良好,井斜 87.9°增至 88.1°,平均井斜变化率 0.156°/30 m。实钻轨迹线基本与设计轨迹线重合。

3.1.2 实钻井眼轨迹

图 1、图 2 分别为 H8101 水平井水平投影图和垂直剖面图,从图 1、图 2 可以看出,实钻与设计吻合较好(图中虚线为设计线,实线为实钻线)。

3.2 钻井液体系

三开定向钻井采用两性离子聚合物体系 + 聚磺盐水体体系。

该泥浆体系性能稳定,保证了定向钻进的安全进行。

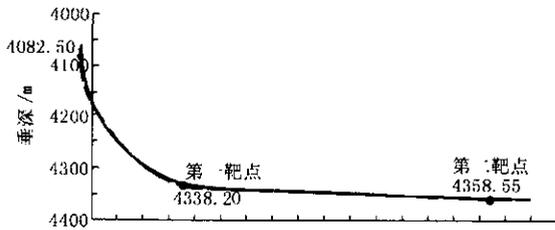


图1 H8101井设计与实钻井眼轨迹垂直剖面图

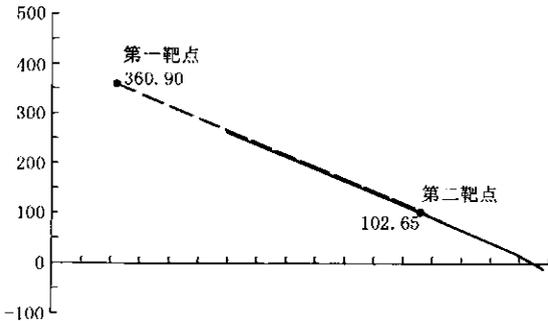


图2 H8101井设计与实钻井眼轨迹水平投影图

4 钻具事故与复杂情况

H8101井定向钻进期间共发生3次断钻具事故,累计损失时间31h,事故发生的原因是由于下井工具探伤条件不具备,不能满足现场要求,且地层较硬,钻头憋跳严重,在交变应力作用下,导致钻具在接头处产生疲劳破坏。

5 钻井指标分析

5.1 钻头使用情况

H8101井定向段共使用钻头22只,累计进尺744.55m,累计纯钻进时间1061.72h,平均机械钻速为0.702m/h。

22只钻头均为江汉HJ系列钻头,其中在二叠系钻进时所用钻头均为HJT517GL钻头,使用钻头9只,钻进井段4085.00~4295.90m,累计进尺210.9m,累积纯钻时间410.42h,平均机械钻速0.513m/h。该种型号钻头在井深超过4140m、垂深超过4120m后机械钻速很低,不适宜该地层,特别是进入含硅质的泥岩地层,转盘钻进机械钻速只有0.265m/h。进入石炭系后除使用2只HJT517G钻头外,其余均为HJ517G钻头,平均机械钻速0.8m/h。

5.2 定向钻井时效分析

H8101井定向段钻头整体使用效果不理想,钻头型号较单一、不适应地层,而且部分牙轮钻头质量

存在一定问题,造成机械钻速低、单只钻头进尺少、起下钻换钻头频繁,使得定向钻井周期较长。

H8101井定向段共起下钻30趟,占总定向施工周期的35.36%。

在定向段施工中,纯钻进和起下钻所占时间是总定向施工时间的78.02%,而起下钻时间和纯钻进时间基本相当。

定向段机械钻速低,牙轮钻头使用寿命短,使用螺杆钻具时每钻进50h左右就需起钻换钻头,起下钻多,同时起下钻速度慢,效率低。

该井辅助时间也较长。H8101井定向施工期间,排大绳、试压、等指令,约占总定向施工时间的11%,其中进入石炭系前封井器试压,两次试压不合格。排大绳占用时间平均在8h以上。

6 结语与建议

(1)定向水平井钻井作为一门特殊的钻井工艺,存在一定的难度,有一定的风险,任何环节出现问题都将给整个钻井带来影响。进行职责分工,作好各相关部门的协调和合作是顺利钻进的重要保证。

(2)使用无线随钻测斜仪进行随钻监测,可及时进行轨迹调整,保证井眼轨迹平滑,减少了轨迹调整时间。钻进过程中,采用井下动力钻进和转盘钻进的随时变换、组合,有效提高了机械钻速。

(3)合理的钻具组合、钻井参数可以确保水平井钻井成功。采用倒装钻具组合,合理确定加重钻杆的数量和安放位置,降低摩阻,保证钻进的正常加压和水平段的延伸钻进;水平段钻进时在单弯螺杆上加接一欠尺寸扶正器,钻进时稳斜效果较好。

(4)针对H8101井多次出现断钻具事故,螺杆动力钻具带牙轮钻头定向钻进,牙轮钻头使用寿命短,需频繁起钻换钻头,生产时效低,建议在肯基亚克试验PDC钻头,优选适应肯基亚克油田地层的PDC钻头,以提高生产时效,缩短钻井周期,并加强钻具管理,严格钻具探伤检查,减少断钻具事故的发生。

参考文献:

- [1] 刘月军,李克付,刘顺良,等. 华北油田第一口砂岩油藏中曲率水平井钻井技术[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(6): 9-12.
- [2] 孙海芳,贺兆顺,等. 超薄油藏水平井钻井技术[J]. 石油钻采技术, 2002, 30(4): 15-17.