

◀ 现场交流 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2013.06.023

垣平 1 井长水平段水平井设计与施工

陈琳琳, 王永吉, 李瑞营

(中国石油大庆钻探工程公司钻井工程技术研究院, 黑龙江大庆 163413)

摘要:为确保大庆油田第一口长水平段水平井垣平 1 井的安全顺利钻进, 开展了该井钻井工程设计方案研究。针对该井水平段较长, 钻井过程中存在钻柱易屈曲、摩阻/扭矩大、井眼净化难、套管难以入等技术难点, 运用 Landmark 软件对不同设计剖面、不同靶前距和井眼曲率下的摩阻/扭矩及钻柱屈曲情况进行了模拟, 以模拟结果为基础, 设计了该井的井眼轨迹; 根据 Landmark 软件模拟钻柱滑动钻进与旋转钻进时的钻柱屈曲情况, 对三开水平段钻具组合进行了优化设计; 根据钻井参数对岩屑床厚度影响的模拟结果, 优化了三开水平段的钻井参数; 模拟计算结果表明, 采用漂浮接箍下套管工艺能降低下套管时的摩阻和屈曲程度, 因此该井三开采用漂浮接箍下套管工艺。该井钻井过程中没有出现井下故障, 完井、电测及下套管安全顺利, 说明该井工程设计合理, 有效克服了钻井过程存在的技术难题。

关键词:水平井 钻井设计 井身结构 钻具组合 垣平 1 井

中图分类号: TE243⁺.1 文献标识码: A 文章编号: 1001-0890(2013)06-0115-05

Design and Drilling of Horizontal Well Yuanping 1 with Long Lateral Section

Chen Linlin, Wang Yongji, Li Ruiying

(Drilling Engineering and Technology Research Institute, CNPC Daqing Drilling and Exploration Engineering Company, Daqing, Heilongjiang, 163413, China)

Abstract: In order to ensure the safe and smooth drilling of Well Yuanping 1, the first horizontal well with long lateral section, the drilling engineering design of the well was studied. In view of the tricky issues associated with long lateral section such as buckling of drill string, big drag/torque, difficult borehole cleaning and casing running, etc, Landmark software was used to calculate drag/torque and drill string buckling at different design profiles, different target distances and borehole curvatures, and the borehole trajectory was designed based on the simulation results, BHA of the horizontal section on the third spud was optimized based on the drill string buckling in sliding drilling and rotary drilling simulated by Landmark software, and drilling parameters of the horizontal section was optimized based on the simulated effect of drilling parameters on cuttings bed thickness. The simulation results show that running casing with floating sub can reduce friction and buckling, so the technique was adopted in running casing in this well. There were no complexities or accidents in drilling, completion, wireline logging and casing running, indicating that the engineering design is proper, and the technical difficulties in drilling long horizontal section can be overcome.

Key words: horizontal well; drilling design; casing program; BHA; Well Yuanping 1

大庆长垣区块油源条件较优越, 横向上位于齐家-古龙和三肇两大生油凹陷之间, 有利于油气的侧向运移; 纵向上青山口组地层的生油岩也具有一定的生烃能力。因此, 为了实现长垣区块中浅层勘探

收稿日期: 2012-12-28; 改回日期: 2013-11-05。

作者简介: 陈琳琳(1982—), 女, 黑龙江大庆人, 2007 年毕业于中山大学流体力学专业, 主要从事钻井工程设计及相关科研工作。

联系方式: (0459)4893529, chenlinlin1@cncpc.com.cn。

上的突破,在长垣区块部署了第一口长水平段水平井—垣平 1 井。

垣平 1 井位于松辽盆地中央坳陷区大庆长垣葡萄花构造,处于构造高部位,钻探目的层为泉 4 段,设计完钻井深 4 693.75 m,垂深 1 546.40 m,水平位移 3 370.03 m,位垂比 2.18,水平段长 3 017.04 m。预测目的层地层压力为正常压力体系,孔隙压力系数为 1.06,平均破裂压力系数为 1.80,地温梯度为 5.39 °C/100m。为了确保该井的安全高效施工,进行了钻井工程方案设计。

1 工程设计

垣 1 平井设计水平段较长,超过 3 000.00 m,钻井施工中存在钻柱易屈曲、摩阻和扭矩大、井眼净化难、套管难以下入等问题。针对以上钻井难点,利用 Landmark 软件进行了详细的模拟计算,在设计方案中重点对井身结构、井眼轨道、钻具组合、井眼净化、套管下入等方面进行优化,达到降低施工难度与风险,指导现场安全高效施工的目的^[1]。

1.1 井眼轨道

1.1.1 优选设计剖面

大位移井井眼轨道设计主要采用恒曲率法和变曲率法 2 种方法:恒曲率法的造斜率为常量,变曲率法的造斜率为变量。变曲率法又可分为悬链线、准悬链线等方法^[2]。

设计井眼轨道时,首先,常规导向钻具组合的造斜率与套管柱和井眼曲率半径要相适应;其次,井眼曲率要适中,最大井斜角小于 90°;再次,设计井眼长度要相对较短,以保证摩阻/扭矩相对较小。

针对地质设计提供的 6 个靶点进行了多圆弧三

增剖面、悬链线剖面及准悬链线剖面设计,其中多圆弧三增剖面井眼轨道相对圆滑,井眼曲率最大为 5.00°/30m,设计最大井斜角为 89.66°,水平段井眼曲率最大不超过 0.50°/30m;而悬链线剖面和准悬链线剖面最大井眼曲率分别为 6.66°/30m 和 7.80°/30m,设计最大井斜角均超过 90°,水平段井眼曲率达到 0.58°/30m。同时,结合不同剖面井眼轨道进行摩阻/扭矩模拟计算,结果表明,多圆弧三增剖面平均摩阻最小。所以综合考虑井眼曲率和平均摩阻,该井选用多圆弧三增剖面。

1.1.2 优化靶前距和井眼曲率

考虑到该井水平段段长 3 000.00 m 左右,需要对靶前距、井眼曲率进行优化,以降低钻柱屈曲程度、摩阻和扭矩,同时尽可能缩短井眼长度,提高钻井时效^[3]。因此,计算了水平段长 3 000.00 m 时不同靶前距、不同井眼曲率的摩阻、扭矩和屈曲长度,结果见表 1。

通过分析表 1 中的数据,综合考虑靶前距、井眼曲率、钻柱受力以及钻具屈曲程度等多种因素,选择靶前距 353.91 m,进行井眼轨道优化设计,结果见表 2。

1.2 井身结构

根据大庆长垣葡萄花构造的地质特性,兼顾 3 017.04 m 长水平段,以安全高效钻进为目的,该井采用三开井身结构:一开采用 φ444.5 mm 钻头钻至井深 200.00 m,φ339.7 mm 表层套管下至嫩 4 段稳定泥岩处,封固地表疏松地层和保护地表水;二开采用 φ311.1 mm 钻头钻至井深 1 676.71 m,φ244.5 mm 技术套管封固易坍塌掉块的青山口组地层及整个二开造斜段,以减小三开钻进时的摩阻和扭矩,利于生产

表 1 不同靶前距、不同井眼曲率下的摩阻、扭矩和屈曲长度

Table 1 Drag, torque and buckling length at different target distances and borehole curvatures

| 靶前距/m | 井眼曲率/ (°) • (30m) ⁻¹ | 设计井深/ m | 起钻摩阻/ kN | 下钻摩阻/ kN | 平均摩阻/ kN | 空转扭矩/ (kN · m) | 滑动钻进 屈曲长度/m | 屈曲 类型 |
|-------|------------------------------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------------|------------------|----------|
| 240 | 7.5-8.0-3.0 | 4 631.73 | 452.8 | 376.8 | 414.8 | 26.49 | 262.27 140.27 | 正弦 螺旋 |
| 300 | 5.5-6.0-3.0 | 4 664.52 | 446.7 | 381.8 | 414.3 | 26.19 | 262.88 70.15 | 正弦 螺旋 |
| 350 | 4.8-5.0-3.0 | 4 692.25 | 447.2 | 383.8 | 415.5 | 26.19 | 271.59 | 正弦 |
| 400 | 4.0-4.4-3.0 | 4 717.23 | 449.6 | 387.5 | 418.6 | 26.19 | 245.25 | 正弦 |
| 450 | 3.7-3.8-3.0 | 4 746.11 | 446.5 | 389.4 | 418.0 | 26.46 | 210.36 | 正弦 |
| 500 | 3.2-3.5-3.0 | 4 769.63 | 441.6 | 396.3 | 419.0 | 27.00 | 210.36 | 正弦 |

表2 井眼轨道设计结果
Table 2 Designed borehole trajectory

| 关键点 | 井深/m | 井斜角/(°) | 方位角/(°) | 垂深/m | 北南坐标/m | 东西坐标/m | 视平移/m | 造斜率/ (/(°) • (30m) ⁻¹) |
|-------|----------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|---------------------------------------|
| 造斜点 | 1 116.63 | 0 | 0 | 1 116.63 | 0 | | 0 | 0 |
| 第一造斜段 | 1 379.13 | 42.00 | 36.85 | 1 356.24 | 73.60 | 55.16 | 91.98 | 4.80 |
| 稳斜段 | 1 388.53 | 42.00 | 36.85 | 1 363.23 | 78.64 | 58.94 | 98.27 | 0 |
| 第二造斜段 | 1 649.71 | 85.53 | 36.85 | 1 475.93 | 261.63 | 196.08 | 326.95 | 5.00 |
| 靶点A | 1 676.71 | 88.23 | 36.85 | 1 477.40 | 283.20 | 212.25 | 353.91 | 3.00 |
| 靶点B | 2 718.00 | 88.59 | 36.85 | 1 509.40 | 1 116.04 | 836.45 | 1 394.70 | 0.50 |
| 靶点C | 3 529.48 | 88.54 | 36.85 | 1 529.40 | 1 765.17 | 1 323.00 | 2 205.94 | -0.50 |
| 靶点D | 3 959.85 | 89.65 | 36.85 | 1 540.40 | 2 109.44 | 1 581.02 | 2 636.16 | 0.50 |
| 靶点E | 4 457.44 | 89.27 | 36.85 | 1 543.40 | 2 507.62 | 1 879.42 | 3 133.75 | -0.50 |
| 靶点F | 4 693.75 | 89.27 | 36.85 | 1 546.40 | 2 696.70 | 2 021.12 | 3 370.03 | 0 |

套管安全下入;三开采用Φ215.9 mm 钻头钻至井深4 693.75 m,下入Φ139.7 mm生产套管。

1.3 钻具组合

由于垣平1井设计水平段长度大于3 000.00 m,重点对三开水平段钻具组合进行优化设计。利用Landmark软件模拟不同靶前距、不同井眼曲率条件下,钻柱在滑动钻进与旋转钻进时的受力状态(见表3),尽可能降低钻柱屈曲程度,确保钻具组合强度满足施工要求^[4-5]。

由表3可以看出:1)随着靶前距增加和井眼曲率的降低,下钻时钻柱由螺旋屈曲过渡到正弦屈曲,直至不发生屈曲;2)随着靶前距的增加和井眼曲率的降低,滑动钻进时钻柱发生正弦与螺旋屈曲的长度缩短,最终达到一个临界值后保持不变;3)旋转钻进钻柱不发生屈曲,因此使用旋转导向钻具组合进

行长水平段施工,可避免滑动钻进时钻柱屈曲产生的托压现象,有利于提高机械钻速;4)钻柱容易在造斜点和着陆点的井段处发生屈曲,可通过提高钻柱刚度来降低钻柱屈曲程度。

根据模拟结果,优化设计水平段钻具组合,结果为:Φ215.9 mm 钻头+Φ172.0 mm 旋转地质导向工具+Φ127.0 mm 无磁加重钻杆×1根+Φ127.0 mm 加重钻杆×(3~6)根+Φ127.0 mm 斜坡钻杆×若干根(根据进尺调整斜坡钻杆长度,使加重钻杆处于井斜角30°以上)+Φ127.0 mm 加重钻杆×(24~30)根(或Φ178.0 mm/Φ159.0 mm 钻铤×(3~9)根)+Φ127.0 mm 斜坡钻杆至井口。

1.4 井眼清洁

二开造斜段长560.08 m,三开水平段长3 017.04 m,井斜角45°~65°井段容易形成岩屑床。

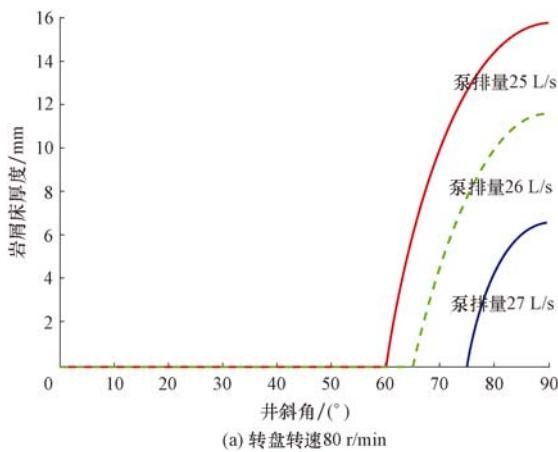
表3 钻柱屈曲情况模拟结果
Table 3 Simulation results of drilling string buckling

| 靶前距/m | 井眼曲率/ (/(°) • (30m) ⁻¹) | 下钻 | | 滑动钻进 | | 旋转钻进 |
|-------|--|-------------------|------|-------------------|------|------|
| | | 屈曲井段/m | 屈曲类型 | 屈曲井段/m | 屈曲类型 | |
| 240 | 7.5~8.0~3.0 | 1 051.61~1 104.21 | 螺旋 | 1 001.86~1 045.69 | 正弦 | |
| | | | | 1 051.61~1 191.88 | 螺旋 | 不屈曲 |
| | | 1 479.54~1 697.98 | | | 正弦 | |
| 300 | 5.5~6.0~3.0 | 1 037.19~1 081.02 | 正弦 | 993.35~1 037.19 | 正弦 | |
| | | | | 1 043.67~1 113.81 | 螺旋 | 不屈曲 |
| | | 1 087.51~1 113.81 | 螺旋 | 1 503.64~1 722.68 | 正弦 | |
| 350 | 4.8~5.0~3.0 | 1 023.27~1 049.57 | 正弦 | 1 010.95~1 063.55 | 正弦 | |
| | | | | 1 522.29~1 741.28 | | 不屈曲 |
| 400 | 4.0~4.4~3.0 | 不屈曲 | | 998.92~1 025.22 | 正弦 | 不屈曲 |
| 450 | 3.7~3.8~3.0 | 不屈曲 | | 1 561.70~1 772.06 | 正弦 | 不屈曲 |
| 500 | 3.2~3.5~3.0 | 不屈曲 | | 1 579.11~1 789.47 | 正弦 | 不屈曲 |

为最大限度地提高井眼净化程度,减小钻进过程的摩阻和扭矩,确保安全施工,模拟计算排量、转速和岩屑颗粒半径对岩屑床厚度的影响。

1.4.1 转速对岩屑床厚度的影响

在机械钻速 6 m/h,钻井液塑性黏度 27 mPa·s、动切力 10 Pa,岩屑颗粒半径 7 mm,排量 25~32 L/s 的条件下,模拟转盘转速对岩屑床厚度的影响,结果见图 1。由图 1 可以看出:在同一排量下,岩屑床的最大厚度随着转盘转速增加而减小;当转速为 100 r/min、泵排量大于 27 L/s 时形不成岩屑床。因此,设计钻井参数时,要求转速大于 100 r/min,排量大于 27 L/s。



(a) 转盘转速 80 r/min

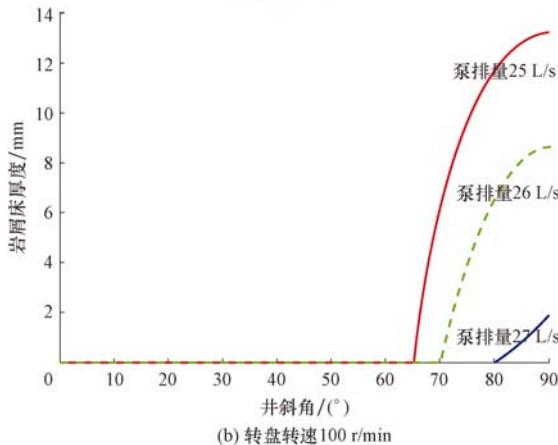
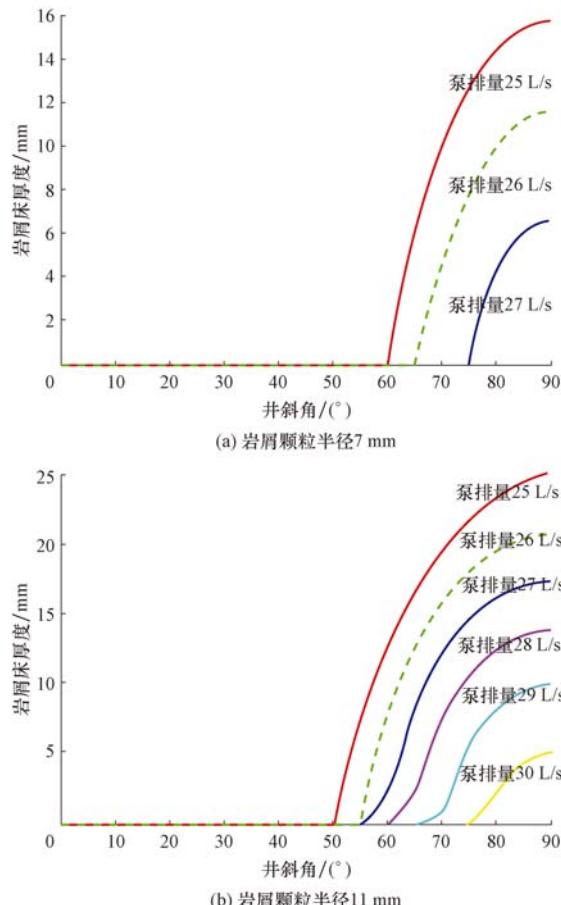


图 1 转速对岩屑床厚度的影响

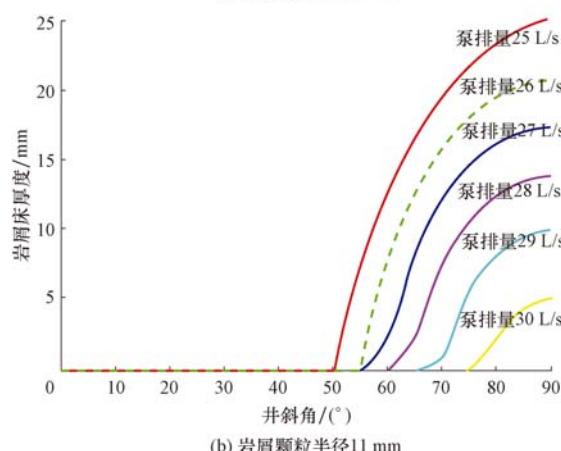
Fig. 1 Effect of rotary speed on cuttings bed thickness

1.4.2 岩屑颗粒粒径对岩屑床厚度的影响

在机械钻速 6 m/h,钻井液塑性黏度 27 mPa·s、动切力 10 Pa,转速 80 r/min,排量 25~32 L/s 的条件下,模拟岩屑颗粒半径对岩屑床厚度的影响,结果见图 2。由图 2 可以看出,在同一排量下,岩屑床的厚度随着岩屑颗粒半径增大而增厚。假设在现场施工过程中存在半径 11 mm 的岩屑颗粒,则泵排



(a) 岩屑颗粒半径 7 mm



(b) 岩屑颗粒半径 11 mm

图 2 岩屑颗粒半径对岩屑床厚度的影响

Fig. 2 Effect of cutting radius on cuttings bed thickness

量要大于 30 L/s。理论计算表明,为了保证井眼净化,应适当提高排量和转速来减小岩屑床的厚度,达到降低摩阻和扭矩的目的。因此,三开水平段设计转速 100~140 r/min,排量 30~34 L/s。

1.5 生产套管安全下入分析计算

由于水平段长达 3 017.04 m,下套管过程中摩阻较大。为降低下套管过程中的摩阻,确保生产套管安全顺利下入,利用软件计算了套管内摩擦系数 0.2,裸眼内摩擦系数 0.3 情况下,采用漂浮接箍和不采用漂浮接箍下套管时的摩阻、屈曲情况和大钩载荷,结果见表 4。

由表 4 可以看出,采用带漂浮接箍下套管工艺可降低摩阻和套管柱弯曲程度,有利于套管安全顺利下入。因此,油层套管采用带漂浮接箍下套管工艺下入。

2 现场施工

2.1 造斜段

该井造斜段采用 1.5° 单弯螺杆常规导向钻具

表4 三开水平段下套管时摩阻、屈曲情况和大钩载荷

Table 4 Friction, buckling and hook data when running casing in the horizontal section on the third spud in

| 下套管 工艺 | 摩阻/kN | | 屈曲长度/ m | 屈曲 类型 | 大钩载荷/ kN |
|------------|-------|-------|-----------------|----------|-------------|
| | 起出 | 下入 | | | |
| 不带漂浮 接箍 | 265.8 | 293.3 | 48.41 665.58 | 正弦 螺旋 | 228 |
| 带漂浮 接箍 | 149.7 | 168.6 | 48.41 169.42 | 正弦 螺旋 | 334 |

注:油层套管为 $\phi 139.7\text{ mm} \times 9.17\text{ mm}$ P110套管;漂浮接箍下至靶点A以下(井深1 700.00 m)。

组合,使用携屑性好、抑制性强的硅基阳离子钻井液进行钻进。该井段六趟钻完成,进尺525 m,平均造斜率 $5.15^\circ/30\text{m}$,平均机械钻速为3.72 m/h。

2.2 水平段

该井水平段采用旋转导向钻具组合,使用润滑性好的油包水钻井液进行钻进,钻井参数:排量32~34 L/s,钻压50~60 kN,转速130~140 r/min。该井段两趟钻完成,进尺2 660 m,纯钻时间151.23 h,平均机械钻速17.59 m/h,砂岩钻遇率55.2%。

水平段套管串组合:旋转自导式浮鞋+ $\phi 139.7\text{ mm}$ 套管1根+1#双阀浮箍+ $\phi 139.7\text{ mm}$ 套管1根+2#浮箍+ $\phi 139.7\text{ mm}$ 套管串+1#漂浮接箍(1 625.00~1 630.00 m)+ $\phi 139.7\text{ mm}$ 套管串×725.00 m+2#漂浮接箍(900.00~905.00 m)+ $\phi 139.7\text{ mm}$ 套管串。漂浮接箍下深1 625.00 m,漂浮段长2 672.00 m。技术套管内钻井液密度1.26 kg/L,裸眼井段钻井液密度1.50 kg/L,套管内注入密度1.50 kg/L的钻井液,套管串下至井深4 297.00 m时,大钩载荷336.61 kN,与模拟计算结果相符。为保证套管的安全顺利下入,采取了以下技术措施:1)下套管前,先采用带 $\phi 210.0\text{ mm}$ 螺旋稳定器的原钻具组合进行通井,结束后,再采用双西瓜皮磨鞋模拟套管串进行模拟通井;2)起钻前井底注入70 m³密度1.50 kg/L的钻井液,以提高套管在水平段的浮力;3)采用双漂浮接箍下套管工艺,确保套管顺利下入;4)采用刚性滚轮扶正器及半刚性扶正器,降低套管下入摩阻;5)提高钻井液润滑性能,降低下套管摩阻。

该井实际完钻井深4 300.00 m,垂深1 538.23 m,水平位移2 977.86 m,位垂比1.94,水平段长2 660.00 m,最大井斜角89.57°,方位角36.85°,钻井周期57.31 d。钻井施工过程中没有出现井下故障,

完井、电测及下套管安全顺利完成。

3 结论与建议

1) 通过优化设计剖面、选择合理的靶前距和井眼曲率、优选钻井参数及采用漂浮接箍下套管工艺,克服了垣平1井钻柱易屈曲、摩阻和扭矩大、井眼净化难、套管难以下入等钻井技术难点。

2) 选择合理的靶前距与井眼曲率,可以降低钻柱的摩阻、扭矩和屈曲程度,提高钻井效率。

3) 旋转导向工具与PDC钻头配合进行水平段钻进,可避免滑动钻进时钻柱屈曲产生的托压等现象,井眼轨迹平滑且有利于提高机械钻速。

4) 建议进行长水平段水平井设计时,利用钻井设计软件模拟计算不同设计方案的摩阻、扭矩和钻柱屈曲情况,以选择摩阻和扭矩小、钻柱屈曲程度低的设计方案。

参 考 文 献

References

- [1] 赵金洲,韩来聚,唐志军.高平1井大位移水平井钻井设计与施工[J].石油钻探技术,2010,38(6):29~32.
Zhao Jinzhou, Han Laiju, Tang Zhijun. Design and drilling of Gaoping 1 ERD horizontal well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(6): 29~32.
- [2] 宋执武,高德利,李瑞营.大位移井轨道设计方法综述及曲线优选[J].石油钻探技术,2006,34(5):24~27.
Song Zhiwu, Gao Deli, Li Ruiying. Summary and optimization of extended-reach-well trajectory design methods[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(5): 24~27.
- [3] 董德仁,齐月魁,何卫滨,等.大位移井钻井摩阻预测及井眼轨道优选[J].石油钻采工艺,2005,27(增刊1):14~16.
Dong Deren, Qi Yuekui, He Weibin, et al. Friction prediction and borehole trajectory optimization of extended reach well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2005, 27(supplement 1): 14~16.
- [4] 王俊良,陈洪亮,刘永峰.大位移井钻具组合设计及摩阻扭矩分析[J].钻采工艺,2012,35(1):24~26,68.
Wang Junliang, Chen Hongliang, Liu Yongfeng. ERD BHA and its drag and torque analysis technology[J]. Drilling & Production Technology, 2012, 35(1): 24~26, 68.
- [5] 裴建忠,刘天科,周飞,等.金平1浅层大位移水平井钻井技术[J].石油钻探技术,2009,37(1):87~90.
Pei Jianzhong, Liu Tianke, Zhou Fei, et al. Horizontal drilling techniques to penetrate shallow formations in Well Jinping 1 [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(1): 87~90.

[编辑 刘文臣]