

大庆油田葡浅 12 区块浅层稠油水平井钻井技术

陈绍云¹, 李璠辉², 李瑞营¹, 王 楚³, 刘金玮¹

(1. 大庆钻探工程公司钻井工程技术研究院, 黑龙江大庆 163413; 2. 大庆油田有限责任公司采油二厂, 黑龙江大庆 163357; 3. 大庆油田有限责任公司采油一厂, 黑龙江大庆 163001)

摘 要:为提高大庆油田葡浅 12 区块浅层稠油油藏的开发效益,降低钻井成本,开展了浅层稠油水平井钻井技术研究。在分析主要钻井技术难点的基础上,根据地层特点优选了地质靶点,采用了 7 段制井眼轨道设计,并根据管柱下入能力分析结果,考虑必封点确定了井身结构和各开次的钻具组合,并制定了钻进技术措施,形成适合葡浅 12 区块的浅层稠油水平井钻井技术。该技术在 3 口浅层稠油水平井进行了成功应用,与国内其他浅层稠油水平井相比,钻井周期缩短 5 d 以上。这表明,超浅稠油水平井钻井技术能解决葡浅 12 区块浅层稠油水平井造斜点浅、流沙层不易造斜、管柱下入难度大等问题,为利用水平井开发浅层稠油油藏、提高采收率和开发效益提供了技术支持。

关键词:浅层稠油油藏 水平井 钻井设计 井身结构 钻具组合 大庆油田

中图分类号:TE243⁺.1 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2015)01-0126-05

Horizontal Well Drilling Technology in Shallow Heavy Oil Recovery in Block Puqian 12 of the Daqing Oilfield

Chen Shaoyun¹, Li Aihui², Li Ruiying¹, Wang Chu³, Liu Jinwei¹

(1. Drilling Engineering and Technology Research Institute, CNPC Daqing Drilling and Exploration Engineering Company, Daqing, Heilongjiang, 163413, China; 2. No. 2 Oil Production Plant, Daqing Oilfield Co. Ltd., PetroChina, Daqing, Heilongjiang, 163357, China; 3. No. 1 Oil Production Plant, Daqing Oilfield Co. Ltd., PetroChina, Daqing, Heilongjiang, 163001, China)

Abstract: In order to improve the development of heavy oil in the shallow formations of the Daqing Oilfield and to reduce drilling costs, research on horizontal well drilling techniques for recovering heavy oil from shallow formations was carried out. A seven-section constant curvature design method was adopted and the optimum wellbore trajectory was determined. The technical measures during drilling were made. Casing programs and BHAs of different spuds were designed reasonably based on capability analysis through the string and necessary sealing point. These techniques have been applied in 3 wells of Block Puqian 12. Drilling time was reduced by 5 days compared with similar shallow formation heavy oil horizontal wells in the country. The result showed that horizontal well drilling techniques for ultra-shallow heavy oil reservoirs can solve the problems of shallow kick off points, sand running and casing running. This provided some technical measures in improving the development and the recovery rate of shallow heavy oil reservoirs with horizontal wells.

Key words: shallow formation; heavy oil reservoir; horizontal well; drilling design; casing program; bottom hole assembly; Daqing Oilfield

黑帝庙油田葡浅 12 区块是大庆油田稠油热采的重点区块,井网密度大,3.0 km² 范围内现有生产井 193 口,且区块内发育 2 条大断层及一些小断层。由于该区块油藏埋藏浅,原油在成岩作用前进入地层,从而导致地层胶结疏松,基本未成岩。原油平均密度 9.203 kg/L,凝固点平均 19 ℃。其黏度对温度具有很强的敏感性,当温度为 50 和 100 ℃时,黏

度分别为 282.7 和 31.6 mPa·s(地下原油黏度为 3 306.2 mPa·s)。常规直井或斜井储层泄油面积相对较小,在原油黏度高的条件下,无法有效驱替。

收稿日期:2014-06-24;**改回日期:**2014-10-11。

作者简介:陈绍云(1982—),男,四川广安人,2007 年毕业于大庆石油学院石油工程专业,工程师,主要从事钻井设计及其相关科研工作。

联系方式:(0459)4893596, chenshaoyun@cnpc.com.cn。

根据国内其他浅层水平井施工经验^[1-4],为了保证有足够的钻压和造斜率,需要采用井口加压装置、双弯螺杆等特殊工具,这样既增加了钻井成本,又影响了该技术的推广。因此,需要开展密井网浅层稠油水平井钻井配套技术研究,以减少特殊工具的应用、降低钻井成本,为大庆油田浅层稠油热采提供技术保障。

1 地层特点

葡浅 12 区块 HI 组油层发育于嫩 4 段地层。嫩 4 段地层的沉积时期属于松辽盆地抬升、大规模湖退前期,葡萄花地区由于处于湖盆沉积中心东侧,因此沉积相对稳定。嫩 4 段与下伏嫩 3 段地层呈整合接触,总体划分为 6 个旋回,各个旋回具有以下特点:

1) 旋回厚度分布较为稳定,可对比性强。HI 组地层厚度平均 248.2 m,厚度变化 23.5 m,其中 HI2 层厚度变化 3.5 m,HI6 层厚度变化 5.5 m,沉积单元地层厚度发育稳定。

2) 各沉积单元反旋回特征明显。旋回底部稳定分布泥岩,向上为粉泥岩、泥粉岩、粉砂岩和细砂岩,有时可见中砂岩,而且底部深色泥岩段自下而上逐步变薄。

3) 地层成岩性差,胶结松散,55~120 m 井段是流沙层。

2 主要技术难点

1) 井网密度大(64.33 口/km²),靶点、井口选择难度大,井眼需要进行防碰扫描。

2) 目的层垂深 270 m,比较浅,松散流沙层大尺寸井眼不易造斜,存在进入目的层而井斜角未能达到设计井要求的风险。

3) 断层较发育,且邻井为高压注热蒸汽井,施工过程中存在漏、涌同时发生的可能。

4) 直井段浅,钻具加压及套管下入难度大。

3 钻井关键技术

3.1 钻井设计优化

3.1.1 地质靶点优选

葡浅 12 区块内已钻直井中 7-6 井、7-更 6 井、7-

61 井、7-62 井、7-63 井、6-62 井、7-7 井等产量相对较高,而一般浅层水平井水平段长设计为 200 m^[5-6],从而基本确定葡浅 12-平 X 井的靶区位于图 1 中 ABB'A'' 区间之内。同时,根据该区地面设施情况(联合站、高压线、公路及油井等),并按照“大庆油田钻井井控实施细则”中油气井井口之间距离不小于 7 m 以及距高压线不小于 75 m 等相关要求开展井眼防碰扫描,最终确定水平段为 A'B',方位角为 214.61°。

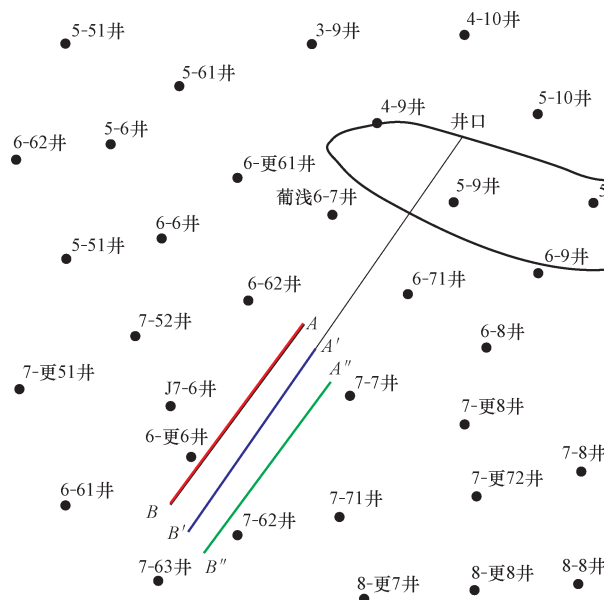


图 1 葡浅 12-平 X 井的靶点、方位与邻井位置关系

Fig. 1 Targets, orientation and offset well location

图 2 为葡浅 12-平 X 井油层走向预测结果。由图 2 可知,靶区前半段下倾 1.33°,后半段上倾 1.65°,中间为一个平滑过渡段。因此,在保证油层钻遇率的前提下,为了降低摩阻和扭矩,根据水平段钻具加压自然增斜原理和浅层松软地层井眼轨道适于在油层中上部钻进的施工经验,设计 A、B 靶点。

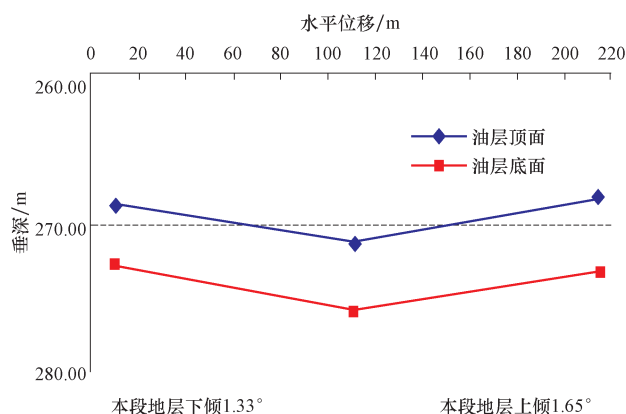


图 2 葡浅 12-平 X 井油层走向

Fig. 2 Reservoir trend of Well Puqian 12-ping X

3.1.2 井眼轨道设计

由文献[5-6]可知,浅层水平井(垂深<500 m)为了实现快速造斜(一般要求造斜率 $\geq 15.0^\circ/30\text{m}$,有的甚至高达 $58.2^\circ/30\text{m}$),需要借助双弯螺杆、柔性钻杆、套管井口加压装置等特殊工具,但这样增加了钻井成本,限制了浅层水平井技术的大规模应用。因此,为了实现常规钻具造斜以及方便套管正常下入,借鉴大庆浅层水平井施工经验,采用中靶率较高的7段制井眼轨道(见图3)。

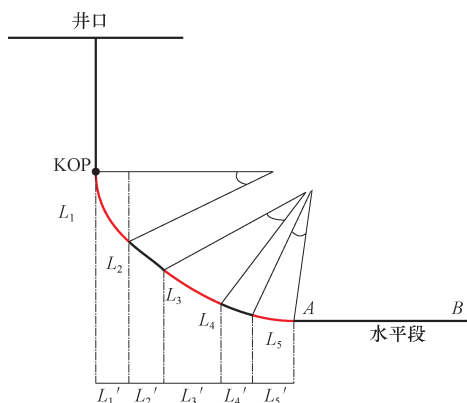


图3 7段制井眼轨道示意

Fig. 3 Schematic diagram of seven section wellbore trajectory

如图4所示,任意造斜井段XY长为L,造斜率为K,井斜角由 α_1 增至 α_2 ,则由三角函数关系可得:

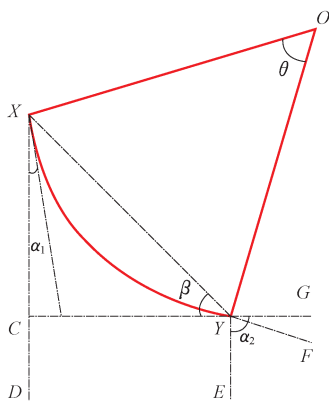


图4 任意造斜井段XY的几何关系

Fig. 4 XY geometric diagram of buildup sections

$$\beta = \frac{180^\circ - 2\alpha_1 - \frac{LK}{30}}{2} \quad (1)$$

XY弦长的计算公式为:

$$XY = \sqrt{2 \frac{5400^2}{\pi K} - 2 \frac{5400^2}{\pi K} \cos \theta} \quad (2)$$

联立式(1)和式(2),可得造斜段XY的水平位移S和垂直增量H:

$$S = \cos \left[\frac{180 - 2\alpha_1 - \frac{LK}{30}}{2} \right] \sqrt{2 \frac{5400^2}{\pi K} - 2 \frac{5400^2}{\pi K} \cos \frac{LK}{30}} \quad (3)$$

$$H = \sin \left[\frac{180 - 2\alpha_1 - \frac{LK}{30}}{2} \right] \sqrt{2 \frac{5400^2}{\pi K} - 2 \frac{5400^2}{\pi K} \cos \frac{LK}{30}} \quad (4)$$

靶点A的水平位移S'和造斜后垂直增量H'分别为:

$$\begin{aligned} S' &= \frac{5400}{\pi K_1} \left(1 - \cos \frac{L_1 K_1}{30} \right) + \\ &L_2 \sin \frac{L_1 K_1}{30} + \cos \left[\frac{180 - 2\delta_1 - \frac{L_3 K_2}{30}}{2} \right] \cdot \\ &\sqrt{2 \frac{5400^2}{\pi K_2} - 2 \frac{5400^2}{\pi K_2} \cos \frac{L_3 K_2}{30}} + \\ &L_4 \sin \left(\frac{L_1 K_1}{30} + \frac{L_3 K_2}{30} \right) + \frac{5400}{\pi K_3} \sin \frac{L_5 K_3}{30} \quad (5) \\ H' &= \frac{5400}{\pi K_1} \sin \frac{L_1 K_1}{30} + L_2 \cos \frac{L_1 K_1}{30} + \\ &\sin \left[\frac{180 - 2\delta_1 - \frac{L_3 K_2}{30}}{2} \right] \sqrt{2 \frac{5400^2}{\pi K_2} - 2 \frac{5400^2}{\pi K_2} \cos \frac{L_3 K_2}{30}} + \\ &L_4 \cos \left(\frac{L_1 K_1}{30} + \frac{L_3 K_2}{30} \right) + \frac{5400}{\pi K_3} \left(1 - \cos \frac{L_5 K_3}{30} \right) \quad (6) \end{aligned}$$

式中: L_1 为第一造斜段的长度,m; L_2 为第一稳斜段的长度,m; L_3 为第二造斜段的长度,m; L_4 为稳斜段的长度,m; L_5 为探油顶段的长度,m; K_1 为第一造斜段的造斜率, $(^\circ)/30\text{m}$; K_2 为第二造斜段的造斜率, $(^\circ)/30\text{m}$; K_3 为探油顶段的造斜率, $(^\circ)/30\text{m}$; δ_1 为第一稳斜段的稳斜角, $(^\circ)$ 。

根据大庆油田实钻情况设定以下边界条件:

1)根据大庆油田中浅层水平井造斜规律确定 K_1 , K_2 和 K_3 的取值分别为 $5.0^\circ/30\text{m}$, $8.5^\circ/30\text{m}$ 和 $2.5^\circ/30\text{m}$;2)为封固垂深55.00~120.00 m的流沙层,并考虑地层可能出现的提前和滞后情况,第一造斜段 L_1 取120.00 m,同时预留20.00 m隔水导管;3)探油顶井斜角 $\frac{L_1 K_1}{30} + \frac{L_3 K_2}{30}$ 一般为 88° ;4)垂直增量 $H' < 250\text{ m}$ 。对式(5)和式(6)求解可得 $S' = 223.56\text{ m}$,并运用Compass软件设计出葡浅12-平X井的井眼轨道(见表1)。

3.2 井身结构及管柱下入能力分析

3.2.1 井身结构设计

1)钻20.00 m导管段下入隔水导管封隔浅水层

表 1 葡浅 12-平 X 井的井眼轨道设计

Table 1 Well trajectory design for Well Puqian 12-Ping X

井深/m	段长/m	井斜角/(°)	方位角/(°)	垂深/m	南北坐标/m	东西坐标/m	视位移/m	造斜率/ (°)·(30m) ⁻¹	靶点
0	0	0	0	0	0	0	0	0	井口
20.00	20.00	0	0	20.00	0	0	0	0	
140.00	120.00	20.00	214.61	137.58	-17.06	-11.78	20.73	5.000	
378.32	238.32	88.00	214.61	269.58	-166.60	-114.97	202.42	8.560	
399.47	21.15	89.72	214.61	270.00	-184.00	-126.98	223.56	2.444	A
599.48	200.01	90.28	214.61	270.00	-348.61	-240.58	423.57	0.080	B

和上部疏松地层,并建立表层钻进时的循环通道;

2) 一开采用 $\phi 311.1$ mm 钻头钻至井深 140.00 m 下入 $\phi 273.1$ mm 套管封固流沙层,降低二开定向井段施工风险;

3) 二开采用 $\phi 228.6$ mm 钻头钻至井深 345.00 m 探油顶着陆点,下入 $\phi 177.8$ mm 套管;

4) 三开采用 $\phi 152.4$ mm 钻头钻水平段,下入 $\phi 127.0$ mm 筛管完井。

3.2.2 $\phi 152.4$ mm 钻头通过 $\phi 177.8$ mm 套管分析

运用 Landmark 软件计算发现,为满足强度载荷的要求,必须采用壁厚 10.36 mm 的 $\phi 177.8$ mm P110 套管。借鉴文献[7]计算出 $\phi 152.4$ mm 钻头(钻具组合)在不同井眼曲率条件下通过壁厚 10.36 mm 的 $\phi 177.8$ mm P110 套管的最大间隙与最小间隙(见表 2)。

表 2 $\phi 152.4$ mm 钻头通过 $\phi 177.8$ mm P110 套管的能力分析

Table 2 Throughput capacity of $\phi 152.4$ mm bit through $\phi 177.8$ mm P110 casing

套管外径/mm	套管壁厚/mm	套管内径/mm	套管通径/mm	钻头直径/mm	井眼曲率/ (°)·(30m) ⁻¹	最大间隙/mm	最小间隙/mm
177.8	10.36	157.1	153.9	152.4	0	4.70	1.50
					5	4.30	1.10
					6	4.20	1.00
					7	4.10	0.90
					8	3.99	0.79
					9	3.87	0.67
					10	3.75	0.55
					11	3.62	0.43

由表 2 可知,该井设计最大造斜率 $8.56^{\circ}/30\text{m}$,满足“钻头尺寸应小于上层套管通径”的要求,钻具能够安全下入。

3.2.3 $\phi 152.4$ mm 井眼下入 $\phi 127.0$ mm 筛管分析

根据定向井/水平井中套管管体允许弯曲半径计算公式^[8],计算 $\phi 127.0$ mm 套管允许弯曲半径。利用 Landmark 软件计算 $\phi 127.0$ mm 筛管在不同工况下是否发生弯曲,结果发现,筛管均未发生屈曲,其强度满足下入要求。实钻过程中, $\phi 127.0$ mm 筛管串下放摩阻 11.6 kN,上提摩阻 10.9 kN,在安全施工范围内。

3.3 钻具组合

1) 一开钻具组合为 $\phi 311.1$ mm GA114 型钻头+ $\phi 196.9$ mm 1.75°单弯螺杆(带 $\phi 306.0$ mm 螺旋稳定器)+ $\phi 196.9$ mm 单流阀+ $\phi 171.5$ mm MWD+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆×13 根。

2) 二开钻具组合为 $\phi 228.6$ mm HJ527G 型钻头+ $\phi 171.5$ mm 1.50°单弯螺杆(带 $\phi 224.0$ mm 螺旋

稳定器)+ $\phi 171.5$ mm 单流阀+ $\phi 171.5$ mm MWD+ $\phi 127.0$ mm 无磁加重钻杆×1 根+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆×35 根。

3) 三开用了 2 套钻具组合,探油顶段钻具组合和水平段钻具组合。探油顶段钻具组合为 $\phi 152.4$ mm R3556 型钻头+ $\phi 120.7$ mm 1.0°单弯螺杆+ $\phi 120.7$ mm 浮阀+ $\phi 120.7$ mm LWD+ $\phi 88.9$ mm 无磁加重钻杆×1 根+ $\phi 88.9$ mm 加重钻杆×6 根+ $\phi 88.9$ mm 18°斜坡钻杆×36 根+ $\phi 88.9$ mm 加重钻杆×30 根+ $\phi 88.9$ mm 18°斜坡钻杆。水平段钻具组合为 $\phi 152.4$ mm R3556 型钻头+ $\phi 120.7$ mm 1.0°单弯螺杆(带 $\phi 146.1$ mm 螺旋稳定器)+ $\phi 146.1$ mm 螺旋稳定器+ $\phi 120.7$ mm 浮阀+ $\phi 120.7$ mm LWD+ $\phi 88.9$ mm 无磁加重钻杆×1 根+ $\phi 88.9$ mm 加重钻杆×6 根+ $\phi 88.9$ mm 18°斜坡钻杆×36 根+ $\phi 88.9$ mm 加重钻杆×30 根。

3.4 关键技术措施

1) 造斜点浅,直井段钻柱重量轻,造斜段和水平段加钻压困难。增大加重钻杆使用比例,一开、二

开全部使用加重钻杆,三开井斜角大于 45° 的井段全部使用加重钻杆。

2) 在垂深为50.00~110.00 m的流沙层,排量控制在15~16 L/s,在满足携岩要求的前提下,达到造斜和提速的双重目的。其余造斜井段排量提高至20~25 L/s,利于携砂,防止钻头泥包。

3) 运用地面测斜定向技术,不使用陀螺测斜仪在套管内进行造斜,提高井斜角和方位角测量精度,降低单井钻井成本。

4) 一开使用 1.75° 螺杆+牙轮钻头,以满足上部造斜要求;二开使用 1.5° 螺杆+牙轮钻头的钻具组合,以达到设计的造斜要求,避免用 1.75° 螺杆造斜产生局部狗腿角大的情况;三开小井眼使用 1.0° 螺杆+PDC钻头,以满足造斜段着陆要求。

5) 针对油层内存在薄泥岩夹层、小钻具稳斜效果差、规律不易掌握等施工难点,采用钻速与录井岩屑对比法来预判地层情况,设计复合/定向钻进比例,探索松散稠油油层复合钻进条件下井斜角变化规律,以保证井眼轨迹平滑。

4 现场应用

葡浅12区块采用上述优化设计方法,利用常规钻井技术(无井口加压装置、双弯螺杆、柔性钻杆等特殊工具)已钻成3口浅层稠油水平井,平均完钻井深602.31 m(垂深270.52 m),平均定向进尺582.31 m,周期仅5.26 d,全井平均机械钻速14.58 m/h。同比国内其他浅层稠油水平井,减少了井口加压装置等特殊工具的应用,钻井周期缩短5 d以上。

葡浅12-平X井是已完钻3口浅层稠油水平井之一,该井钻井周期25.47 d,定向周期仅5.13 d。其中:1)一开 $\phi 311.1$ mm井眼造斜段总进尺106.66 m,平均造斜率为 $5.2^{\circ}/30$ m,纯钻时6.09 h,平均机械钻速17.51 m/h,穿越流沙层60.00 m,纯钻时2.00 h,平均机械钻速30.00 m/h;2)二开 $\phi 228.6$ mm井眼造斜段总进尺240.34 m,纯钻时20.83 h,平均机械钻速11.53 m/h,最大井眼曲率 $9.38^{\circ}/30$ m;3)三开 $\phi 152.4$ mm井眼探油顶段和水平段总进尺242.00 m,纯钻时12.00 h,平均机械钻速20.17 m/h,最大井眼曲率 $6.88^{\circ}/30$ m。

5 结论与建议

1) 大庆油田葡浅12区块3口浅层稠油热采水

平井的成功完钻,为利用水平井开发该油田超浅稠油藏、提高采收率提供了一条新途径。

2) 针对该区块稠油热采井存在的井网密、大尺寸井眼造斜、地层松散等地质特点和钻井难点,通过采取优化井眼轨道与井身结构、优选钻具组合等技术措施,实现了270.00 m浅层水平井常规定向技术钻进,降低了浅层水平井钻井成本。

3) 为了保证钻压、满足携岩需求、提高机械钻速,井斜角大于 45° 的造斜井段全部使用加重钻杆,流沙层井段排量控制在15~16 L/s,其余二开造斜段则采用20~25 L/s排量,以防止钻头泥包。

参考文献

References

- [1] 石晓兵,施太和,许树谦,等.浅层稠油油藏水平井井眼稳定性分析[J].石油钻采工艺,1999,21(5):14-18.
Shi Xiaobing, Shi Taihe, Xu Shuqian, et al. Analysis on stability of horizontal wellbore in shallow viscous oil reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1999, 21(5): 14-18.
- [2] 奚广春,刘永贵,王迎成,等.大庆朝阳沟油田浅层水平井钻井技术[J].探矿工程:岩土钻掘工程,2009,36(6):21-23.
Xi Guangchun, Liu Yonggui, Wang Yingcheng, et al. Drilling technology for shallow horizontal well in Chaoyanggou Oilfield of Daqing[J]. Exploration Engineering, Rock & Soil Drilling and Tunneling, 2009, 36(6): 21-23.
- [3] 牛洪波,刘建刚,左卫青.弱胶结地层水平井钻井技术探讨[J].石油钻探技术,2007,35(5):61-64.
Niu Hongbo, Liu Jiangang, Zuo Weiqing. Horizontal well drilling technology for weekly consolidated formations[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(5): 61-64.
- [4] 王兆会,胡国强.浅层超稠油水平井完井技术[J].石油钻探技术,2002,30(1):28-30.
Wang Zhaohui, Hu Guoqiang. Horizontal completion technology of super viscous crude reservoirs in shallow formations[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2002, 30(1): 28-30.
- [5] 程存志,罗慧洪,吴志坚.苏丹FNE油田浅层水平井FNE-H1井钻井技术[J].石油钻探技术,2009,37(4):43-45.
Cheng Cunzhi, Luo Huihong, Wu Zhijian. Drilling techniques used in Well FNE H1 in Sudan FNE Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(4): 43-45.
- [6] 张和茂,赵子仁,伊明.浅层水平井井眼轨迹控制技术[J].石油钻采工艺,1998,20(5):1-5.
Zhang Hemaio, Zhao Ziren, Yi Ming. Well trajectory control technology for shallow horizontal well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 1998, 20(5): 1-5.
- [7] 韩福彬,李瑞营,李国华,等.庆深气田致密砂砾岩气藏小井眼水平井钻井技术[J].石油钻探技术,2013,41(5):56-61.
Han Fubin, Li Ruiying, Li Guohua, et al. Horizontal slim-hole drilling technology for deep tight glutenite gas reservoir in Qingshen Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 56-61.
- [8] 范志国,尹国栋,鱼永云,等.浅层稠油水平井轨迹控制及套管柱下入技术[J].石油钻采工艺,2006,28(4):14-16.
Fan Zhiguo, Yin Guodong, Yu Yongyun, et al. Shallow horizontal well technology of trajectory control and casing string running for heavy oil field[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2006, 28(4): 14-16.

[编辑 刘文臣]