

气田开发

台 H5-1 水平井钻井完井工艺技术

张玉梅

(青海油田钻采工艺研究院, 甘肃 敦煌 736202)

摘要:水平井是近年来普遍应用的一种先进钻井技术,其具有水平段泄油面积大,最大限度地裸露油气层,增加出油气厚度,提高油气井产量和采收率的作用。台 H5-1 井是柴达木盆地台南气田的第一口水平井,也是一口长井段水平井,设计水平段长 1 000 m。根据台南气田第四系(Q_{1+2})特性,分析了该气田存在的施工难点,提出台 H5-1 水平井钻井完井工艺的技术对策是:优化井身结构、钻具组合、钻井液、完井工艺、控制井眼轨迹的地质导向技术等。

关键词:疏松砂岩;水平井钻井;钻具组合;井眼轨迹;设计与施工

中图分类号:TE2

文献标识码:A

文章编号:1672-1926(2009)04-0631-05

0 引言

台南气田位于柴达木盆地东部,是一个大型的浅层第四系生物气田^[1]。其突出特点是气层埋藏浅,岩石欠压实,高孔隙度、高渗透率,胶结程度差,异常松散,含气井段长、气层多、气水界面复杂等,这些复杂地质条件导致了较高的开发成本。当前加快气田高效开发,实现气田“少井高产”目标的途径之一是钻水平井^[2-7]。水平井能充分发挥水平段泄油面积大的优势,最大限度地裸露油气层,增加出油气厚度,提高油气井产量和采收率^[8]。

1 台南气田钻井施工难点

台南气田钻井施工过程中具有以下难点:

(1) 地层泥质含量高,水敏性极强,遇水极易膨胀,井眼缩径严重,井壁稳定性差,容易井塌。

(2) 地层易出砂、出水。钻井液配方筛选难度大,维护、处理困难。

(3) 气藏埋藏浅,含气盐水层发育,表层固井后易发生气窜。

(4) 地层疏松,成岩性差,井壁稳定性差,增斜、稳斜困难,井眼轨迹控制难度大。

(5) 成岩性差,可钻性好,钻头易发生泥包,起下钻易引起抽吸和压力激动,容易造成井喷、井漏。井控安全工作难度大。

2 台 H5-1 井设计简况

2.1 钻井地质设计

2.1.1 钻井目的

提高单井产量,新建一定天然气产能,开展水平井钻探试验。

2.1.2 设计井深(垂深)

A 靶点(1 577 m),B 靶点(1 587 m);设计斜深为 2 747 m。A 点靶前位移为 300 m,B 点水平位移为 1 300 m,水平段长为 1 000 m,设计方位 283.36°。中靶要求:轨迹上下摆动不得超过 2 m,A 点半宽为 10 m,B 点半宽为 10 m,水平段前后摆动控制在 20 m 以内。

2.1.3 预计油气层位置、厚度

在 832~979 m 井段、油气层厚为 147 m;在 991~1 148 m 井段、油气层厚为 157 m;在 1 174~1 747 m(垂深 1 577 m)井段、油气层厚为 573 m。

2.1.4 完井方法

在 $\Phi 244.5$ mm 套管内井深 1 200 m 处悬挂 $\Phi 177.8$ mm 套管+ $\Phi 137.9$ mm 筛管完井。

2.2 台 H5-1 井钻井施工难点

(1) 台 H5-1 井是台南气田开展水平井先导性试验设计的第一口水平井,采用悬挂 $\Phi 177.8$ mm 套管+ $\Phi 137.9$ mm 筛管完井方式,摩阻大,完井筛

管下入难度大。

(2)该井处于构造高部位,浅部含气盐水层发育,表层固井后易发生气窜;在 1 260~1 290 m 井段存在漏失层,钻井过程中易漏、易喷。

(3) $\Phi 244.5$ mm 技术套管刚性大,按设计要求下至 A 点难度大。

(4)水平段长达 1 000 m,摩阻大,钻压传递困难,钻井液筛选和维护难度大。

(5)疏松砂岩井壁稳定性差,增斜、稳斜困难,井眼轨迹控制难度大。

2.3 钻井技术对策

(1)优化井身结构:下入 $\Phi 508$ mm 套管封固地表疏松地层, $\Phi 339.7$ mm 技术套管下至主力气层顶部封固浅部气层, $\Phi 244.5$ mm 技术套管下至 A 点

封固漏层段,为 1 000 m 水平段钻进打下安全施工的基础。

(2)选用成熟的低渗透成膜钻井液体系,保证井壁稳定,安全钻进。

(3)优化井眼轨迹设计:采用直—增—稳(平)3 段制剖面,降低摩阻。

2.4 钻井工程设计

(1)井身剖面设计(表 1)为直—增—平 3 段制中曲率半径水平井,设计造斜率为 $6.33^{\circ}/30\text{m}$ 。

(2)井身结构设计中综合考虑施工安全、固井质量、气井产量、生产后期作业及开发成本,采用悬挂 $\Phi 177.8$ mm 套管+ $\Phi 139.7$ mm 割缝筛管完井 4 层井身结构。井身结构如图 1 所示,相关数据和说明见表 2 和表 3。

表 1 台 H5-1 井设计井身剖面数据

井深(m)	井斜($^{\circ}$)	方位($^{\circ}$)	垂深(m)	水平位移(m)	南北(m)	东西(m)	造斜率($^{\circ}/\text{m}$)	靶点
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
1 274.00	0.00	283.36	1 274.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
1 747.00	89.43	283.36	1 577.00	300.00	69.32	-291.89	0.19	A
2 747.00	89.43	283.36	1 586.95	1 300.00	300.37	-1 264.78	0.00	B

表 2 台 H5-1 井井身结构数据

开钻次序	井深(m)	钻头尺寸(mm)	套管尺寸(mm)	套管下入地层层位	套管深度(m)	环空水泥浆返深(m)	备注
一开	150.00	$\Phi 660.4$	$\Phi 508.0$	Q_{1+2}	148.00	地面	
二开	800.00	$\Phi 444.5$	$\Phi 339.7$	Q_{1+2}	798.00	地面	
三开	1 747.00	$\Phi 311.2$	$\Phi 244.5$	Q_{1+2}	1 742.00	地面	
四开	2 747.00	$\Phi 215.9$	$\Phi 177.8$ 套管 + $\Phi 139.7$ 筛管	Q_{1+2}	1 200~1 747 1 747~2 742		井深 1 200 m 处悬挂

表 3 井身结构设计说明

开钻次序	套管尺寸(mm)	设计说明
园井	$\Phi 720$ 螺旋管	开钻前下入 $\Phi 720$ mm 螺旋管 18 m,要求导管垂直居中,用水泥封固良好,保证不窜不漏。 园井尺寸:直径 \times 深度= $\Phi 3\ 000$ mm \times 1.80 m,留排水沟,用砖砌好后抹水泥,以便安装套管头和井口装置。
一开	$\Phi 508$	$\Phi 660.4$ mm 钻头钻至 150 m,下入 $\Phi 508$ mm 套管封固地表松散地层,水泥返至地面,安装井口;为二开安全钻进创造条件。
二开	$\Phi 339.7$	$\Phi 444.5$ mm 钻头钻至 800 m,下入 $\Phi 339.7$ mm 套管封固浅部气层及复杂地层,水泥返至地面,安装井口;为三开减少裸眼井段,安全造斜、增斜钻进提供技术保障。
三开	$\Phi 244.5$	$\Phi 311.2$ mm 钻头钻至 1 747.00 m, $\Phi 244.5$ mm 套管下至目的层靶点 A 处,封固目的层以上气层、水层段,水泥返至地面;为四开降低摩阻,水平段安全施工提供技术保障。
四开	$\Phi 177.8$ + $\Phi 139.7$ 筛管	$\Phi 215.9$ mm 钻头钻至 2 747.00 m,用悬挂器 $\Phi 244.5$ mm \times $\Phi 177.8$ mm 在井深 1 200 m 左右座挂; $\Phi 177.8$ mm 套管 \times 540 m+ $\Phi 139.7$ mm 筛管 \times 995 m。

注:套管头规格为 $\text{TF}_2\Phi 339.7\text{ mm}\times\Phi 244.5\text{ mm}-35\text{MPa}$;计算各层套管的联入,保证套管头上端面不高出地面 300 mm。

(3)钻井液设计。①在 0~800 m 直井段:采用两性离子聚合物钻井液体系。配方: $\text{H}_2\text{O}+0.3\%$ $\text{NaOH}+0.3\%\text{Na}_2\text{CO}_3+(3\sim 4)\%$ 膨润土+ $(0.2\sim$

$0.3)\%$ $\text{K-PAM}+(0.2\sim 0.3)\%$ $\text{GD18}+(0.3\sim 0.5)\%$ $\text{LV-CMC}+(1.5\sim 2)\%$ $\text{HCOOK}+(1\sim 1.5)\%$ WYFT 。②在 800~2 747.00 m 造斜段和水

平井段:采用低渗透成膜钻井液体系。配方: $\text{H}_2\text{O} + 0.3\% \text{NaOH} + 0.3\% \text{Na}_2\text{CO}_3 + (3 \sim 4)\% \text{膨润土} + (0.2 \sim 0.3)\% \text{K-PAM} + (0.2 \sim 0.3)\% \text{GD18} + (1 \sim 1.2)\% \text{SJ-3} + (2 \sim 3)\% \text{HCOOK}^+ + (1.5 \sim 2)\% \text{WYFT} + (8 \sim 12)\% \text{JF11-5} + (1.5 \sim 2)\% \text{JHC} + (1 \sim 1.5)\% \text{CMJ-2} + (1.5 \sim 2)\% \text{JYW-2} + (0.7 \sim 1)\% \text{JYW-1}$ 。

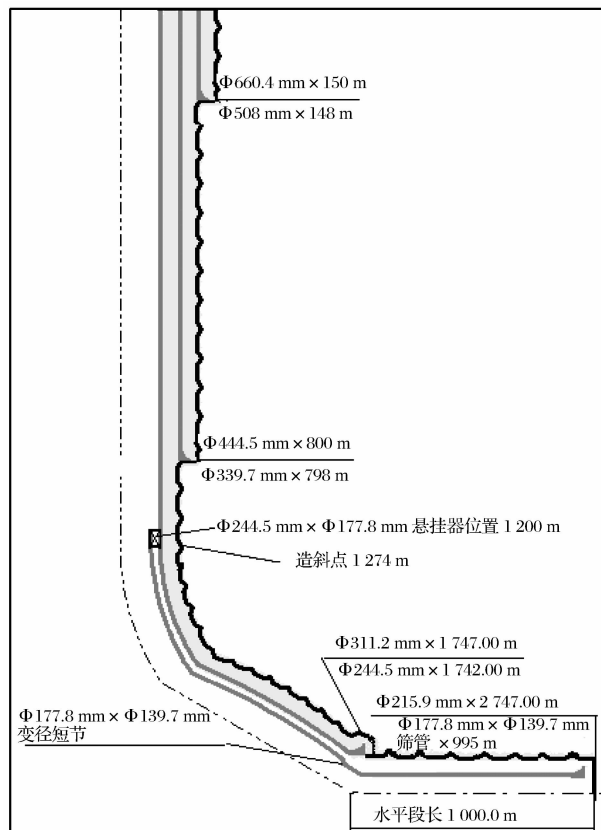


图1 台 H5-1 井设计井身结构示意图

3 井控设计

二开井口安装:FZ54-14 单闸板防喷器;三开、四开井口安装:FH35-35+2FZ35-35 防喷器及与之配套的液控系统、JYG-35 节流管汇+YG-35 压井管汇;全井储备密度为 1.60 g/cm^3 的钻井液 160 m^3 。

4 完井工艺设计

台 H5-1 井选用裸眼筛管完井方式。

设计管串结构: $\Phi 177.8$ 套管+ $\Phi 139.7$ 筛管串(悬挂气层套管,悬挂位置井深为 1200 m ,悬挂井段在 $1200 \sim 2742 \text{ m}$ 之间); $\Phi 139.7$ 浮鞋 1 只+ $\Phi 139.7$ 筛管 $\times 9.19 \text{ P110} \times 995 \text{ m} + \Phi 139.7 \times \Phi 177.8$ 变径短节+ $\Phi 177.8 \times 9.19 \text{ N80}$ 套管 $540 \text{ m} + \Phi 177.8 \times \Phi 244.5$ 悬挂器=管串下深 1542.00 m 。

5 井眼轨迹控制技术

5.1 增斜段井眼轨迹控制技术

5.1.1 $1280.00 \sim 1528.02 \text{ m}$ 增斜井段

$\Phi 311.2 \text{ mm}$ 钻头(0.35 m) + $\Phi 210 \text{ mm}$ 5LZ (1.75°) 导向马达(8.33 m) + $\Phi 203 \text{ mm}$ 无磁钻铤(8.87 m) + 203 mm MWD 短节(1.46 m) + 203 双公接头(0.32 m) + 井底阀(0.8 m) + 接头(0.61 m) + $\Phi 177.8 \text{ mm}$ 钻铤(26.45 m) + 接头(0.48 m) + $\Phi 127 \text{ mm}$ 加重钻杆 $\times 190.95 \text{ m} + \Phi 127 \text{ mm}$ 18° 斜坡钻杆 $\times 1105.97 \text{ m} + \Phi 127 \text{ mm}$ 钻杆,钻压为 $40 \sim 80 \text{ kN}$,排量为 38 L/s ,泵压为 12 MPa 。为了完全避开上部直井段的漏层,将造斜点选在 1285.65 m 处。开始造斜过程中,由于井眼大、地层软,钻具钢性强,造斜率偏低;井斜 8° 以后工具造斜能力趋于正常,最高达到 $8.8^\circ/30 \text{ m}$ 。钻进中采用滑动与复合钻进相结合的方式,井深 1528.02 m 预计井底 49.5° ,起钻换 MWD+伽马钻具组合。

5.1.2 $1528.02 \sim 1725.25 \text{ m}$ 增斜井段

$\Phi 311.2 \text{ mm}$ 钻头(0.35 m) + $\Phi 197 \text{ mm}$ 5LZ (1.75°) 导向马达(8.33 m) + $\Phi 203 \text{ mm}$ 无磁钻铤(8.87 m) + 203 mm MWD 短节(1.46 m) + 203 双公接头(0.32 m) + 井底阀(0.8 m) + 接头(0.61 m) + $\Phi 177.8$ 钻铤(8.75 m) + 接头(0.48 m) + $\Phi 127 \text{ mm}$ 加重钻杆 $\times 190.95 \text{ m} + \Phi 127 \text{ mm}$ 18° 斜坡钻杆 $\times 1105.97 \text{ m} + \Phi 127 \text{ mm}$ 钻杆,钻压为 $40 \sim 120 \text{ kN}$,排量为 38 L/s ,泵压为 12 MPa 。

使用加重钻杆替代钻铤,工具滑动造斜能力最高达到 $8.8^\circ/30 \text{ m}$,实际造斜率比设计造斜率偏高,因此在钻进中采用滑动钻进与转盘钻进相结合的方法钻进,使实钻井身轨迹在设计轨迹下方运行,以达到提前着陆的要求。由于本地区地层倾角小(邻井对比本井地层倾角为 0.31°),定向时工具面直接定到 86° 设计方位线上,从井深 1528.02 m 开始在原 MWD 仪器上增加了随钻测自然伽马的仪器,钻进至井深 1580 m 时,通过邻井测井曲线和随钻自然伽马曲线对照分析,发现目的层垂深比设计浅 3 m (设计 A 点垂深为 1577 m ,实际为 1574 m)。初始造斜率达到 $(4.4^\circ \sim 6.27^\circ)/30 \text{ m}$,连续造斜最高造斜率为 $8.8^\circ/30 \text{ m}$ 左右。

通过滑动钻进与转盘钻进的方式变换,钻至井深 1725.25 m (垂深 1574.08 m) 时井斜 87° ,实钻井眼轨迹与设计井眼轨迹欠位移 21.75 m ,气测全烃值达到 76% ,即钻至 A 靶点。钻进时保证排量控

制在马达设计排量,循环时开大排量,同时调整好钻井液性能,降低含砂量,提高钻井液的携砂能力及润滑性,每钻进一个单根转盘划眼一次,每 100 m 进行一次短起下,保证井眼畅通。

5.2 水平段井眼轨迹控制技术

水平段钻具组合: $\Phi 215.9$ mm 钻头(0.25 m) + $\Phi 172$ mm 5LZ 导向马达(1.25°) + $\Phi 208$ mm 欠尺寸稳定器(0.47 m) + LWD(3.4 m) + $\Phi 127$ mm 无磁抗压缩钻杆 + MWD(1.46 m) + 井底阀(0.59 m) + $\Phi 127$ mm(18°)斜坡钻杆(1 105.97 m) + $\Phi 127$ mm 加重钻杆(589.18 m) + $\Phi 127$ mm 钻杆,钻压为 40 ~ 120 kN,排量为 30 ~ 32 L/s,泵压为 15 ~ 18 MPa。水平井段以转盘钻配合小角度单弯马达钻具组合钻进方式,采用 MWD 进行井眼轨迹随钻监测、LWD 随钻监测自然伽马、电阻率进行气层位置分析判断。钻进中,通过综合录井的气测显示、邻井测井曲线和随钻所测自然伽马、电阻率曲线及时对照分析,根据分析结果及时调整工具面和钻井参数,实现微增、微降、调整方位,有效地使井眼轨迹沿气层钻进。在水平井段下入 1.25° 导向马达,井眼曲率控制在 2.95°/30 m 以内,确保井眼轨迹规则、平滑,钻进水平段为 1 009.00 m,达到了设计要求,完钻斜深为 2 734.25 m(垂深在 1 576.54 m)。水平段气测全烃值一直在 45% ~ 84% 之间,电阻率值为 4.53 ~ 6.81 $\Omega \cdot m$ 、自然伽马值为 61 ~ 63 API,与邻井电测值相吻合,气层钻遇率为 100%。

5.3 钻井液技术

(1)造斜井段(0° ~ 50°)。造斜开始前,一次性加入钻井液配方要求材料,降低 API 滤失量 < 5 mL,钻井液具有很强的抑制性。造斜前,加入 3% ~ 4% 液体润滑剂 JF11-5,以 CMJ-2、JYW-2 控制钻井液 API 滤失量 < 4.5 mL。配制 0.3% FA367 + 0.5% L-23 + 2.0% CMJ-2 + 1.5% JYW-2 的胶液维护处理;在维护处理钻井液时采用等浓度胶液维护,坚持以维护为主,处理为辅的原则^[9]。随井斜角的不断增大,为确保钻井液充分携带岩屑,清洗井眼,以 HV-CMC 提高钻井液粘度逐步增加液体润滑剂至 8%,再加入固体润滑剂至 3%,降低泥饼摩阻系数至 0.15,保证顺利钻进和井下安全。

(2)增斜井段(50° ~ 87°)。入靶前,钻井液性能根据实际需要做出相应调整:①以 CMJ-2、JYW-2 及 L-23 保持钻井液 API 滤失量 < 4.0 mL;②逐步增加液体润滑剂至 10%,加入 2% 固体润滑剂,降低泥饼摩阻系数至 0.105,减小钻具与井壁间的摩擦

阻力;③适当提高钻井液静切力和悬浮能力;④加大抑制性处理剂用量,增强钻井液对井眼的抑制性,提高井眼稳定性。

(3)水平段。井壁稳定和岩屑携带是水平段钻进的技术难点,而保持钻井液更好的润滑性则是该井段的技术关键。在水平段钻进前,补充抑制性材料 JHC、K-COOH 和 FA-367,使钻井液具有更强的抑制性和良好的携砂性能。调整流型达到紊流状态,保持一定强度的凝胶强度,配合短起下措施,以防止岩屑床的形成。补充液体润滑剂 JF11-5 至 12%,进一步降低泥饼粘滞系数至 0.06,使钻井液的润滑性完全满足井下安全施工。充分补充隔离膜降滤失剂 CMJ-2 及 JYW-2,控制钻井液 API 滤失量 < 3.5 mL,以较小的失水和较好的造壁性,确保井壁稳定和安全钻进,在气层段加入 QS-2、DUP-2,利用屏蔽暂堵技术,防止井漏发生,保护气层。另外,充分使用固控设备降低有害固相的含量,定期大排量循环钻井液清洗井眼,按要求进行短程起下钻,破坏钻井过程中形成的砂床,修整井壁。下 $\Phi 244.5$ mm 技术套管和筛管前循环处理钻井液,降低粘度和切力,加入塑料小球至水平段和斜井段,使下套管施工顺利进行。

6 完井工艺技术

采用裸眼筛管完井方式;筛管选用割缝筛管(表 4)。实际完井井身结构如图 2 所示。

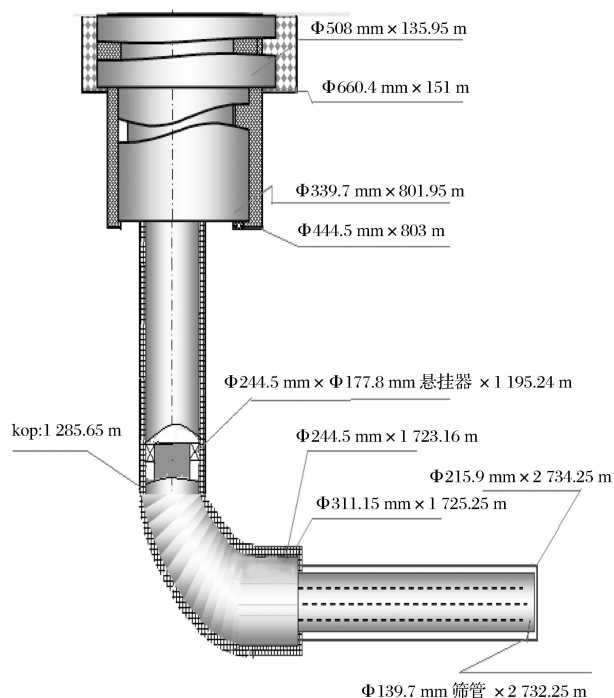


图 2 台 H5-1 井实际完井井身结构示意图

表 4 割缝筛管参数

筛管外径(mm)	筛管内径(mm)	壁厚(mm)	钢级	产地	缝眼形状	缝眼排列	缝宽(mm)	缝长(mm)	每米缝数	每周缝数
139.7	121.36	9.17	N80	国产	直缝	轴线平行	0.4~0.6 (±0.05)	60	320~380	38

7 结语

(1)台 H5-1 井 2007 年 7 月投产,13 mm 气嘴日产气为 $44.27\times10^4\text{ m}^3$ 。台南直井平均日产天然气为 $(8\sim10)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 是直井产量的 4.4~5.5 倍,日产气量高,效果明显。

(2)台 H5-1 井是第四系疏松砂岩成功钻成的第一口长水平段水平井,水平位移 1 277.47 m,水平井段长 1 009 m,气层钻遇率达 100%,井身质量合格。

(3)合理的井身结构和井身剖面设计是钻成台 H5-1 井的技术保障。 $\Phi244.5\text{ mm}$ 技术套管下至 A 靶点,大大降低了施工摩阻,解决了长水平段施工时的托压问题。

(4)低渗透成膜钻井液体系的使用成功解决了井漏和水化强膨胀、强分散和润滑、防塌、岩屑床等井筒复杂问题。达到了安全优质快速钻井的目的。

(5)尾管封隔悬挂割缝筛管完井工艺的应用,最大程度地保护了气层,减少了射孔费用,降低了开发成本,为台南气田今后的水平井完井提供了依据。

(6)在具有世界级钻探难度的台南第四系不成

岩地质条件下,钻成了长井段水平井,创造了青海油田水平段最长纪录。并为今后水平井钻井积累了宝贵的经验。

参考文献:

[1] 饶鹏,冯胜利,谷晓峰,等. 青海涩北气田第四系疏松粉细砂岩气藏防砂工艺试验研究与评价[J]. 天然气地球科学,2006,17(2):201-205.

[2] 杨国辉,赵元才,周平,等. 涩 H1 水平井钻井工艺技术[J]. 钻采工艺,2006,29(1):105-106.

[3] 杨国辉,黄明召,周平,等. 涩 H2 水平井钻井工艺技术[J]. 青海石油,2006,24(1):72-74.

[4] 奎明清,田会民,沈生福,等. 水平井地质导向技术在涩北气田的应用[J]. 青海石油,2007,25(4):66-70.

[5] 江厚顺,白彦华,冉建立. 水平井产能预测及射孔参数优选系统研究[J]. 天然气地球科学,2007,18(6):891-893.

[6] 吴月先. 水平井在油气田勘探开发中的技术优势及青海油气田推广应用对策[J]. 青海石油,2007,25(3):65-74.

[7] 吴月先,钟水清,陈灵,等. 川渝地区天然气水平井技术及发展对策[J]. 钻采工艺,2008,31(2):16-20.

[8] 唐向阳,刘志伟. 水平井钻井的几个基本理论问题再探讨[J]. 钻采工艺,2008,31(3):9-12.

[9] 王静,魏明洁,徐珍焱,等. 涩北气田水平井钻井液技术[J]. 青海石油,2007,25(4):71-74.

Horizontal Drilling and Completion Techniques for Well Tai H5-1

ZHANG Yu-mei

(Research Institute of Drilling and Production Techniques, Qinghai Oilfield, Dunhuang 736202, China)

Abstract: Tai H5-1 is the first horizontal well drilled in the Tainan gas field, Qaidam Basin, with a long lateral segment of 1 000 m. Based on the features of Quaternary Formation Q_{1+2} , and the history data of vertical wells, the drilling difficulties of the horizontal well were analyzed and the technical countermeasures were put forward: optimizing borehole geometry, drilling assembly, trajectory controlling by LWD, drilling technique including the selection of drilling fluid, completion technique including the selection of completion fluid, and safety requirements, etc. Through the first and successful application of the above techniques to Tai H5-1, valuable experience is obtained and can be used for exploiting Tainan gas reservoirs.

Key words: Loose sandstone; Horizontal drilling; Drilling assembly; Trajectory controlling; Designing and implementation.