

新 120 - 侧平 80 井侧钻钻井实践

李锁成, 谷玉堂, 奚广春, 孙念, 邢广宇

(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:为探索裂缝型低渗透油田有效开发调整方式,减缓产量递减,提高最终采收率,采油九厂利用长关油水井,开展侧钻水平井试验,提高油田采油速度和剩余油动用程度,为低丰度低渗透裂缝型油田的后续调整提供技术依据。

关键词:侧钻;井眼轨迹控制;钻井;钻具组合

中图分类号:TE243 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2010)02-0020-04

Drilling Practice of New 120 - 80 Sidetrack Horizontal Well/Li Suo-cheng, Gu Yu-tang, Xi Guang-chun, Sun Nian, Xing Guang-yu (Daqing Drilling Engineering Technology Research Institute, PetroChina, Daqing Heilongjiang 163413, China)

Abstract: In order to explore effective development adjustment method for fractured low permeability oilfield, mitigate production decline and improve ultimate recovery, sidetrack horizontal well tests were made on long time shut-in oil and water wells to improve oil extraction rate and producing degree of residual oil, which provided technical basis to the follow-up adjustment for low abundance, low permeability fractured oil field.

Key words: sidetrack drilling; well trajectory control; well drilling; drilling tool assembly

1 基础数据

新 120 - 80 井位于新肇油田主体古 636 区内,属于松辽盆地中央拗陷区齐家 - 古龙凹陷南部新肇鼻状构造。该井于 2007 年 7 月 2 日完钻,完钻井深 1435 m,钻井液密度 1.38 g/cm^3 。不同壁厚套管下深 3.89 m(7.72 mm)、24.38 m(6.2 mm)、1155.20 m(7.72 mm)、1431.12 m。该井具体数据如表 1 所示。该井由于产液量低而关井。为提高油田采油速度和剩余油动用程度,开展侧钻水平井试验。侧钻水平井——新 120 - 侧平 80 井的有关数据见表 2 ~ 4。

表 1 新 120 - 80 原井井况调查

完钻日期	完钻井深/m	人工井底/m	钻头程序	钻井液密度	钻井复杂	
2000.7.2	1435	1417.50	4.202151435	1.38		
套管规范	产地、钢级	套管矩/m	不同壁厚下深/m			
139.7	天津 J55	3.89	3.89(7.72)、24.38(6.2)、1155.20(7.72)、1431.12			
固井日期	水泥面	上扶正器	套管外封隔器(或接头)	水泥帽		
2000.7.4	1129			48.6		
射孔日期	射孔枪型	射孔井段/m	射孔层	套管距/m		
				葡 I		
套损情况	发现日期	套损类型	套损深度/m	层位	岩性	最小通径/mm
无套损						

表 2 新 120 - 侧平 80 井基础数据

井号	新 120 - 侧平 80		
井型	侧钻水平井		
构造位置	松辽盆地中央拗陷区齐家 - 古龙凹陷南部新肇鼻状构造		
原井补心海拔/m	136.10(钻机就位后以实测为准)		
井口装置	采油树		
完钻垂深/m	1358.12	垂深/m	
坐标	井口	横:21615549.9	纵:5074800.4
	着陆点	横:21615518.9	纵:5074916.4 1560.5
	靶点	横:21615479.9	纵:5075061.4 1560.8
目的层	葡 I ₅	侧钻方位(真方位)	345
水平位移/m	270	目的层地层倾向/(°)	0 ~ 0.5

表 3 新 120 - 侧平 80 井井深剖面控制要求

井底设计垂深	1358.37 m	井底闭合距	265.75 m	井底闭合方位角	345.00°
造斜点井深		1230.00 m	最大井斜角		89.80°
	垂深/m	闭合距/m	靶半高/m	靶半宽/m	
第 1 靶	1357.82	120.07	1.00	15.00	
第 2 靶	1358.12	270.22	1.00	15.00	

2 侧钻前准备工作

2.1 原井报废程序

- (1) 卸井口,起出原井管柱。
- (2) 下 $\varnothing 118 \text{ mm}$ 铅模打印,检查套管技术状况。
- (3) 根据铅模印痕情况,若变点需要整形,则采用梨形整形器逐级整形复位,级差 2 mm 整形至

收稿日期:2009-09-04;修回日期:2009-12-04

作者简介:李锁成(1982-),男(汉族),黑龙江齐齐哈尔人,中国石油大庆钻探工程公司钻井工程技术研究院助理工程师,石油工程专业,从事水平井技术服务工作,黑龙江省大庆市红岗区八百垅钻井工程技术研究院钻井工艺研究所,liusuo Cheng@cnpc.com.cn。

表 4 井身剖面设计

项 目	MD /m	INC /(°)	AZI /(°)	TVD /m	V. SEC /m	N/S /m	E/W /m	Build/ [(°) m ⁻¹]
	1230.00	0.00	345.00	1230.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	1250.00	4.00	345.00	1249.98	0.70	0.67	-0.18	0.20
	1321.00	46.60	345.00	1312.71	30.35	29.31	-7.85	0.60
	1348.70	46.60	345.00	1331.74	50.47	48.75	-13.06	0.00
B	1420.70	89.80	345.00	1357.85	115.75	111.81	-29.96	0.60
C	1570.70	89.80	345.00	1358.37	265.75	256.69	-68.78	0.00

表 5 新 120-侧平 80 前磁测点深度

序号	深度/m	段长/m	序号	深度/m	段长/m
1	1241.2	0	8	1186.7	2.3
2	1230	11.2	9	1178.4	8.3
3	1221.3	8.7	10	1175.2	3.2
4	1217	4.3	11	1169.7	5.5
5	1211	6	12	1157	12.7
6	1197	14	13	1150	7
7	1189	8	14	1143	7

Ø120 mm 整形器顺利通过。

(4) 下 Ø120 mm 铅模通井至人工井底。

(5) 双封清水试压,试压井段为井口 ~ 1280 m。

管串结构:自下而上为丝堵 + Ø62 mm 油管 + K344-114 封隔器 + 喷砂器 + Ø62 mm 油管 + K344-114 封隔器 + Ø62 mm 油管;上封卡点 5 m,下封卡点 1270 m,清水试压 15 MPa、稳压 5 min 压力不降为合格。

(6) 下入 Ø73 mm 油管至射孔底界以下,注密度为 1.85 ~ 1.95 g/cm³ 的微膨水泥浆,水泥面返高至 1270 m(管柱起至 1280 m 处,替泥浆,将 1270 m 以上多余的水泥浆全部替出),水泥浆候凝 36 ~ 48 h 后探灰面。

2.2 通井洗井

(1) 探塞:下入 Ø118 mm 三刮刀钻头 + Ø73 mm 钻杆探至实塞。

(2) 套管刮削:下入 Ø120 mm 刮管器 + Ø73 mm 钻杆刮至 400 m。

(3) 模拟通井:下入 Ø118 mm 通井规 + Ø73 mm 钻杆通井至 1270 m。

(4) 铣锥通井:下入 Ø120 mm 复式铣锥 + Ø120 mm 铣锥短节 + Ø73 mm 钻杆通井至 1270 m,在开窗点上下 10 m 范围内转动转盘,以刮洗掉井壁油污及腐蚀层,以利于地锚的悬挂。

2.3 原井测陀螺

下入陀螺仪测原井套管井斜、方位情况,根据实际测量数据校正设计。测量范围为井口至 1200 m,测量点为每 50 m 测 1 点。

2.4 原井测前磁

本井根据开窗井段确定测前磁井段为 1140 ~ 1250 m 之间,以测定套管接箍位置。测量数据见表 5。

2.5 斜向器的下入及锚定

下斜向器管柱结构为:一体式地锚斜向器 + Ø120 mm 复式铣锥 + 座键接头 + Ø73 mm 加重钻杆 × 21 根 + Ø73 mm 钻杆。

2.6 套管开窗

开窗钻具组合:Ø120 mm 复式铣锥 + 座键接头 + Ø73 mm 加重钻杆 × 21 根 + Ø73 mm 钻杆。

下入铣锥到预定位置后,多次轻压慢放证明和探实斜向器顶部位置。在探实的斜向器位置加压到 1 kN 左右(或稍见钻压)即启动转盘一档(50 ~ 60 r/min),此时排量为 10 L/s。磨铣进尺达到 0.2 ~ 0.3 m 后逐渐加压至 20 ~ 40 kN,继续磨进,磨铣进尺达到 2.6 m 后,窗口已全部形成,多次重复开窗过程来修整窗口,直至在窗口任何位置转动,上下提放均无显示后再钻进地层 1 ~ 2 m。开窗完后即可按照要求下入钻具钻进 20 m。

通过以上工序的施工,可以为下步工作打好良好的基础,从而为整口井的顺利施工提供保障。

3 侧钻施工

3.1 侧钻水平井技术难点

- (1) 靶前距短,侧钻、造斜难度大;
- (2) 设计泥浆密度高(1.35 ~ 1.40 g/cm³),易卡钻,为施工增加难度;
- (3) 井眼小、排量低、返砂不好,井底沉砂多,摩阻大;
- (4) 可开采的剩余油层比较薄(该井油层厚度为 0.8 m),着陆和水平段控制难度大;
- (5) 工具造斜率的不确定性,造成实际控制井斜角与设计井斜角存在一定的偏差;
- (6) 在侧钻井段存在磁干扰;
- (7) 小井眼侧钻水平井钻速低,钻井周期长;
- (8) 由于使用 MWD 定向,因此对垂深要求精度高,控制难度大。

3.2 侧钻水平井井眼轨迹控制对策

- (1) 根据弯螺杆在 5 ½ in(Ø139.7 mm)套管内通过能力,选择高造斜率螺杆工具;
- (2) 提高工具造斜率的预测精度;
- (3) 提高井眼轨迹预测精度,缩短测量系统到钻头距离进行测量;

(4)侧钻时,应用海蓝 MWD 测量系统,参考原井眼陀螺测斜数据进行侧钻施工,及时掌握井下情况,减少因磁干扰造成的方位偏差;

(5)根据地质资料及邻井资料,优选小井眼水平井钻头。

3.3 井眼轨迹控制工艺技术

3.3.1 待钻设计

应用原井眼陀螺测斜数据,在进行待钻设计时,为了降低定向施工的难度,减少侧钻水平井施工时的风险,在保证准确中靶的前提下,适当的降低了待钻井身剖面的井眼曲率,从设计的 $0.6^\circ/\text{m}$ 降至 $0.5^\circ/\text{m}$,从而保证了施工的顺利进行。

3.3.2 造斜、着陆段轨道控制工艺方法

钻具组合: $\varnothing 118\text{BIT} + 7\text{LZ95}(1.5^\circ) + \varnothing 105$ 浮阀 + 105 管鞋 + $\varnothing 88$ mm 无磁加重 $\times 1 + (\text{MWD}) \times 1$ 根 + $\varnothing 73$ mm $\times 15$ 根钻杆 + $\varnothing 73$ mm 加重钻杆 $\times 21$ 根 + $\varnothing 73$ mm 钻杆。

钻进参数:钻压 20 ~ 30 kN,排量 10 ~ 12 L/s,泵压 10 ~ 13 MPa。

老井侧钻要严格限制靶前距,这就必然要求提高造斜率,但根据弯螺杆在 $5\frac{1}{2}$ in 套管内通过能力,可选造斜工具是有限的,同时油顶和工具造斜率两个不确定性以及测量系统信息滞后等,对造斜和着陆来说存在较大难度。

在控制过程中,利用稳斜调整段来调整不同造斜工具造斜率的预测误差,保证在相同的垂深下,实际井斜角比设计井斜角略高,并在着陆前逐渐向设计靠近,最终在允许的靶前距内着陆,根据设计造斜率($0.6^\circ/\text{m}$),结合新 120 - 侧平 80 井施工情况,造斜段采用 1.5° 单弯螺杆为主力工具进行造斜施工,平均造斜率 $0.7^\circ/\text{m}$,最大达 $0.8^\circ/\text{m}$ 。在井深为 1233.5 m 时,井斜角为 10° ,方位角为 291° ,方位角比设计方位角落后 54° ,考虑方位角偏小,因此本段定向的主要目的是增方位,因此工具面摆在 $70 \sim 80$ 连定 3 根(27 m)方位由 291.2° 增到 345° ,井斜由 10.24° 增至 24.0° ,全角变化率达到 $18^\circ/30$ m,至井深 1280.66 m 时,预计井底井斜 25° 、方位 348° ,达到预定要求后稳斜钻进。在第二造斜段 1300 ~ 1390 m 井段井斜角由 24° 增至 72° ,最大全角变化率达到 $20^\circ/30$ m。在井深 1390 m 时进行油层对比电测,确定目的层垂深。

通过对比电测,甲方认为目的层下移 1.5 m,即由 1358.92 m 降至 1360.42 m,根据甲方要求,对下部待钻井眼进行了修正,造斜率由最初的 $16^\circ/30$ m

变为 $11.5^\circ/30$ m,并且设计了一段稳斜井段(井斜 79° 段长 9 m)。由此决定下入 1.25° 单弯螺杆($\varnothing 98$ mm),该螺杆钻进井段为 1390 ~ 1423 m,定向时造斜率可达到 $0.4^\circ \sim 0.5^\circ/\text{m}$,定向井段为 1390 ~ 1423 m,井斜变化 72° 增至 79.72° ,精确计算造斜率为 $0.47^\circ/\text{m}$,在稳斜钻进 13 m 后,测斜发现井斜降 1° ,实测井斜角比预期的小 2° 。根据分析与预测,下部井段造斜率达 $0.8^\circ/\text{m}$ 才能在靶中着陆。若在靶中上下各 1 m 范围内着陆,工具造斜率需在 $0.95^\circ \sim 0.75^\circ/\text{m}$ 之间,统计 1.5° 单弯螺杆在本井造斜能力,连续造斜时平均造斜率达 $0.8^\circ/\text{m}$ 以上,认为以它作为着陆进靶的造斜工具是比较可靠的,为此采用 1.5° 单弯螺杆连续造斜。定向钻进至 1469 m 着陆。

新 120 - 侧平 80 水平井造斜、着陆段指标对比见表 6。

表 6 新 120 - 侧平 80 水平井侧钻井段技术指标

	造斜井段/m	造斜段长/m	着陆井斜角/ $(^\circ)$	最大造斜率/ $[(^\circ) \cdot \text{m}^{-1}]$	平均机械钻速/ $(\text{m} \cdot \text{h}^{-1})$
实钻	1220 ~ 1434	214	88.5	0.75	3.3
设计	1656.5 ~ 1777.66	190	89.8	0.6	

3.3.3 水平段轨道控制工艺方法

钻具组合: $\varnothing 118\text{BIT} + 7\text{LZ95}(1.25^\circ) + \varnothing 105$ 浮阀 + 105 管鞋 + $\varnothing 88$ mm 无磁加重 $\times 1 + (\text{MWD}) \times 1$ 根 + $\varnothing 73$ mm 钻杆 $\times 30$ 根 + $\varnothing 73$ mm 加重钻杆 $\times 21$ 根 + $\varnothing 73$ mm 钻杆。

钻井参数:排量 8 ~ 10 L/s,泵压 11 ~ 13 MPa,钻压 20 ~ 30 kN,转盘转速 50 r/min。

水平段采用转盘驱动螺杆的方式进行稳平钻进。通过力学分析计算,稳平钻具组合中采用 1.25° 单弯螺杆,在钻进过程中配合随钻监控和预测技术,适时更换轨道控制方案,根据井眼轨迹变化情况调整钻进方式和螺杆规格,保证井眼轨迹在靶区运行,进一步提高钻井速度和水平段控制水平。

表 7 新 120 - 侧平 80 水平井水平段技术指标

井段/m	水平段长/m	平均机械钻速/ $(\text{m} \cdot \text{h}^{-1})$	最大井斜角/ $(^\circ)$	靶区内最大波动幅度
1434 ~ 1572	138	2.68	94.55	靶上 0.51 m, 靶下 0.29 m

3.3.4 主要技术措施

水平井钻进过程中的各个井斜段的岩屑运移情况是不同的,由于钻井液环空速度的驱动作用,在小角度井段很难形成岩屑床。当井斜角由 30° 增加到 60° 时,受重力的影响,岩屑下沉到井壁下侧而形成稳定的岩屑床。随着井斜角的进一步增大,由于岩

屑悬浮的影响岩床将变薄。因此最恶劣的工况出现在井斜角 $30^{\circ} \sim 60^{\circ}$ 。在侧钻水平井的施工过程中主要采取了以下措施:

(1) 优选泥浆体系,提高泥浆性能,提高其携砂、润滑、防塌性能。

(2) 短起下钻划眼。每 $30 \sim 50$ m 进行一次短起下,将钻屑从井眼中清除出来。

(3) 增大排量,提高环空返速。在不同井斜角下,随着循环排量的提高,钻屑床厚度迅速减少。因此,在大斜度井中应保持尽量高的环空流速。小井眼受泵压等因素的影响,提高排量受到一定的影响,一般排量保持在 $8 \sim 12$ L/s。

(4) 钻具倒装。在大斜度井段主要应用斜坡钻杆与斜坡加重钻杆,改变钻具与井壁的接触状态,降低钻具与井壁之间的滑动摩阻,采用倒装钻具组合,即将斜坡钻杆放在大斜度井段,将加重钻杆放在井斜小的井段或直井段,便于传递钻压。

4 结论与认识

(1) 根据新站油田的地质特点,结合实施侧钻小井眼施工经验,侧钻水平井的类型和剖面应选择

中短半径水平井。

(2) 已经完全掌握了 $5\frac{1}{2}$ in 套管开窗侧钻水平井井筒准备、开窗侧钻、轨迹控制等一套成熟的配套技术。

(3) 进一步优化完善了井下工具和测量仪器配套,降低了循环泵压。

(4) 开好窗口,保证钻具起下顺利是实施侧钻水平井的关键。因钻进过程中多次起下钻具,如果窗口开得不好,易造成挂碰钻具,带来井下事故。

(5) 动力钻具要配套,选择要适当。动力钻具质量好坏(决定工作性能和可靠性)、规格能否配套以及选用是否合适等对施工进度影响较大。

(6) 优选的牙轮钻头满足了该井定向及提高机械钻速的要求。

参考文献:

- [1] 梁福成. $\varnothing 178$ mm 套管开窗侧钻实践[J]. 探矿工程, 2001, (6).
- [2] 胡茂中, 鄢泰宁. FN-1 井复杂条件下深井侧钻技术分析[J]. 探矿工程, 2002, (1).
- [3] 董迪壮. 套管开窗侧钻在定向对接连通井钻井中的应用[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2005, 32(7).

柴达木盆地年可开采地下水 15 亿 m^3

地质勘查导报 2010-01-29 消息 近日通过专家评审的《柴达木盆地地下水资源及其环境问题调查评价》项目成果显示,柴达木盆地地下水可开发利用的潜力巨大,每年地下水可开采的资源量逾 15.23 亿 m^3 ,其中 14 亿 m^3 尚未得以开发利用。

据了解,柴达木盆地是我国重要的战略要地,矿产资源的潜在经济价值约 16.27 万亿元。随着国家经济建设重点西移和西部大开发战略的实施,柴达木盆地面临良好的发展机遇,但地下水勘查和工程性供水项目建设滞后,规模性供水骨干工程少、供水设施老化、水资源利用程度不高,供需矛盾日益突出,成为制约海西经济社会发展的瓶颈。为此,中国地质调查局 2002 年下达了《柴达木盆地地下水资源及其环境问题调查评价》项目,由青海省水文地质工程地质环境地质调查院承担。

项目实施 6 年来,完成 $1:25$ 万水文地质、环境地质调查 6.5 万 km^2 , $1:1$ 万水文地质实测剖面 653.31 km, $1:25$ 万遥感解译 12 万 km^2 ,水文地质钻探 1615.46 m 以及物探、槽探、样品分析测试等工作量,建立了柴达木盆地地下水资源及其环境问题调查评价基础资料属性数据库和成果空间数据库。

调查结果表明,柴达木盆地地下水天然资源量达每年

38.48 亿 m^3 ,每年可开采资源量为 15.23 亿 m^3 ,目前仍有 14.13 亿 m^3 的开采潜力,其中尚未开发利用的淡水有 11.24 亿 m^3 ,半咸水资源量达 2.89 亿 m^3 。综合评价认为,柴达木盆地属地下水开采潜力大区,地下水开发利用尚有潜力,可以在节水、环境治理等基础上,根据国民经济规划适当加大地下水的开发利用强度。

项目组对格尔木河流域现状水资源进行了定量评价,发现地表水资源开发利用程度为 29.6% ,地下水资源开发利用程度为 6.27% ,选择戈壁带砾石平原区为格尔木市战略后备地下水水源地,年可采资源量 1.278 亿 m^3 ,其地下水调节库容可达 5 亿 m^3 。

调查结果表明,柴达木盆地地下水资源利用程度低,但目前水资源的不合理开发利用所引发的有关环境地质问题不容忽视。如不合理开发利用地下水、地表水引发了降落漏斗、咸水入侵、水质咸化、土地荒漠化、湖泊萎缩、土壤次生盐渍化问题等。

此外,该项目对柴达木盆地平原区的地下水功能进行了评价,划分出地下水资源开发利用区 35 个、环境保护区 52 个,为地下水资源可持续利用和地质环境及生态环境保护规划提供了科学依据。