

大庆油田薄油层水平井钻井技术

刘润波

(大庆油田钻探工程公司 钻井二公司, 黑龙江 大庆 163413)

摘要:随着水平井钻井技术的不断发展和完善,一口水平井可以开发多个连续薄油藏、层叠状油气藏、断块油气藏,从而降低钻井成本,提高单井产能及采收率。根据大庆外围油藏的特点,分析该油田薄油层水平井钻井技术难点为:储层变化大,中靶难度大;油层薄,井眼轨迹控制难度大;扭矩和摩阻大,施工风险大;易形成岩屑床。从井身结构及剖面优化设计、工程技术措施、井眼轨道控制技术、钻井液技术等方面对大庆油田薄油层水平井钻井技术进行了详细介绍。以南219-平320井为例,简要介绍了薄油层水平井钻井技术在大庆油田的应用情况。

关键词:薄层;水平井;井身结构;井眼轨迹;钻井液;随钻测井;大庆油田;南219-平320井

中图分类号:TE243 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2010)06-0053-07

Horizontal Drilling Technology for Thin Reservoir

Liu Runbo

(No. 2 Drilling Company of Daqing Drilling Exploration Engineering Branch, CNPC, Daqing, Heilongjiang, 163413, China)

Abstract: With the development and improvement of horizontal well drilling technology, one horizontal well can be used to develop the continuous thin reservoir, stack type reservoir and faulted reservoir to reduce drilling cost and to improve well productivity and reservoir recovery. The difficulties of horizontal well in thin reservoir in Daqing Oilfield are that the pay zones are variational and it is hard to hit the target; the reservoir is thin and it is hard to control well trajectory; the torque and drag force are large; it is easy to form cuttings bed, and drilling risk is large. The key technique to use horizontal well to develop thin reservoir are analyzed in this paper. The optimization design, engineering measures, trajectory control and drilling fluid are introduced. The field application in Well Nan 219-Ping 320 in Daqing Oilfield was introduced.

Key words: thin layer; horizontal well; casing program; hole trajectory; drilling fluid; logging while drilling; Daqing Oilfield; Well Nan 219-Ping 320

大庆油田主力油区目前正处于开发中后期,采出液体含水高,产量递减快。为稳产和实现可持续发展,需要探查新的储油面积、开采老区剩余油和外围低渗透油藏。低丰度薄油藏在开发领域上属于难采储量,采用直井开发经济效益比较差,甚至无经济效益,因此需要采用其他技术提高这类油藏的动用程度。水平井是通过扩大油层泄油面积提高油井产量的一项油田开发技术,大庆油田在“八五”期间

在低渗透薄油藏成功钻成了4口水平井。截止2007年,大庆油田已在外围低渗透薄油层和老区底水油层钻成了121口水平井,取得了较好的经济效益。

收稿日期:2009-12-20; **改回日期:**2010-10-15

作者简介:刘润波(1962—),男,辽宁绥中人,1991年毕业于大庆石油学院钻井工程专业,工程师,定向工艺室主任,主要从事钻井工程技术管理工作。

联系方式:(0459)5609580, lrb1962@126.com

益和社会效益，并积累了薄油层水平井钻井的经验。随着水平井钻井技术的提高，特别是高精度地质导向技术的发展，水平段轨迹在垂向上可控制在 1 m 以内，为薄油层的开发提供了有力的技术保障。2002 年以来，大庆油田加大了薄层水平井研究与试验力度，经过技术准备、现场试验、全面推广三个阶段，水平井已规模化应用于低丰度葡萄花油层开发中，实现了少井多产，形成了薄油层水平井配套钻井技术。

1 大庆油田外围油藏储层特点

大庆油田外围油藏具有高含蜡、非均质、多层、储层渗透率低、裂缝发育等特性。从储层特点看，稳定性好，具备单层开发条件。扶余、杨大城子、高台子、葡萄花、萨尔图和黑帝庙等低渗透油层的主要特点是：油层多，单层砂岩厚度小，单井钻遇含油层一般 3~5 层，单层厚度 1~3 m，有效厚度 1 m 左右；厚层砂岩多为河道沉积，横向厚度变化很大；油气水分布受构造、岩性、断层等因素控制，油水分布复杂。

该油田的葡萄花油层具有储量丰度低（丰度 $(10 \sim 20) \times 10^4 \text{ t/km}^2$ ）、单井控制储量少、储层厚度薄（一般在 1~2 m）且薄互层发育等特点。但是，葡萄花油层具有储层物性好、垂向上含油富集段相对集中、平面上砂体具有一定的稳定性，具备一定的采用水平井开发的地质基础。

2 技术难点

1) 外围油田属于河道砂体沉积，储层变化大，新井基础资料少，油层顶界垂深预测有一定的误差，中靶难度大。

2) 葡萄花油层单层砂岩厚度薄，平均约 1.0 m，最薄处仅 0.4 m，小于 1.0 m 的占 30% 以上，且存在一定的视倾角，实钻井眼轨迹垂深范围一般限定在 0.5 m 以内，井眼轨迹控制难度大。

3) 目的层含多套油层，靶点多（最多十几个靶点）。阶梯垂降大，需多次着陆；水平段较长，受井眼曲率的影响，扭矩和摩阻较大，施工风险大。

4) 目前，LWD 近钻头地质导向钻井系统还不完善，井眼轨迹参数测量相对滞后，而现场采用地质录井资料和 LWD 的测井数据判断地层变化来进行地质导向，井眼轨迹控制难度大。

5) 大斜度段、水平阶梯段摩阻大，滑动钻进钻

压传递困难。

6) 水平段岩屑床现象严重，经常造成托压、钻具阻卡，钻井施工存在一定风险。

3 薄油层水平井钻井工艺

3.1 井身结构及剖面设计

3.1.1 井身结构设计

一般设计为三开井身结构：一开采用 $\phi 400.0 \text{ mm}$ 钻头钻进，下入 $\phi 339.7 \text{ mm}$ 表层套管，一般下深 100~140 m，封住浅部易塌、易漏层，以确保下步施工安全；二开采用 $\phi 311.1 \text{ mm}$ 钻头钻进，下入 $\phi 244.5 \text{ mm}$ 技术套管，封隔造斜段以上易塌、易漏、浸水高压区等复杂地层，以保证下部井段施工安全；三开采用 $\phi 215.9 \text{ mm}$ 钻头钻进，下入 $\phi 139.7 \text{ mm}$ 油层套管。水平井一般采用下套管固井、射孔压裂完井方式，如有特殊工艺要求，也可下裸眼压裂管柱完井。

3.1.2 剖面设计

选用中曲率半径（除侧钻水平井外），造斜率为 $(8^\circ \sim 11^\circ)/30\text{m}$ ，设计为双增双稳剖面。设计时考虑以下因素：充分利用现有造斜工具的造斜能力；满足无线随钻测量仪、测井及射孔工具允许的曲率半径；由于工具造斜率和地层因素影响，利用第一稳斜段调整造斜率产生的误差；由于油层深度的不确定性，必须考虑油层提前或滞后的情况，把各种误差消除在探油顶稳斜段。

3.2 工程技术措施

1) 直井段是下部造斜段施工的基础，一般采用钟摆钻具钻进，用电子单点、多点测斜仪监控井斜角和方位角，确保井底井斜角小于 2° ，位移控制在 $-15 \sim 5 \text{ m}$ 。

2) 掌握井下钻具造斜规律，准确预测井眼变化趋势，及时调整钻井参数。在井斜角为 $67^\circ \sim 70^\circ$ 时，对比 LWD 测井曲线与邻井电测资料，并结合地质录井资料，确定着陆点深度。要充分考虑油层可能提前或滞后，探油顶井斜角要留有余地，采用应变能力较强的施工方案，采用安全着陆法准确着陆。

3) 钻进水平段时，选用本体带稳定器、且结构合理的螺杆，采用倒置钻具组合，每钻进 5 m 检测一次井眼轨迹参数，适时掌握井眼轨迹变化趋势。

因靶点较多需要多次着陆,应预测好阶梯拐点和井斜角,确保连续降斜、增斜时井眼轨迹圆滑。

4) 保证井眼清洁和钻井液具有良好的润滑性能,以降低摩阻和扭矩。选用润滑性好、性能稳定的钻井液,适时开动四级固控设备,在钻井泵允许的条件下选用最大排量,以利于携带岩屑,提高钻速。

5) 在井眼轨迹允许情况下多采用复合钻进方式,减少滑动钻进井段,在进入阶梯水平段前预先调整井斜角和方位角,尽量使井眼轨迹圆滑。

6) 建立精细地质模型,更好地进行地质导向。在跟踪调整过程中,要综合分析 LWD 随钻测井资料、录井资料及井眼轨迹数据,准确判断钻头所处地层的性质,优化地质模型,及时调整井眼轨迹,最大限度地保证钻头在油层中穿行,提高油层钻遇率。

7) 在新区或储层不明确的情况下,为卡准目的层顶界深度和油层厚度,可预先钻直导眼或斜导眼。在地质情况明确的区块,可直接钻开油层。

8) 阶梯水平井易发生卡钻、断钻具等事故。进行工程设计时应制订具体的技术措施,严格控制井眼曲率小于 $11^{\circ}/30m$; 预防井塌或砂桥卡钻,在水平段每钻进 100 m 短起下钻 150 m; 定期对钻具探伤。

3.3 井眼轨迹控制技术

3.3.1 提高井眼轨迹控制能力,保证准确中靶

井眼轨迹控制是水平井钻井的关键环节,其难度与油藏构造以及对其掌握程度有密切关系,要针对油藏特点来确定井眼轨迹控制方案,一般情况下采用三弧剖面设计。对着陆控制和水平段控制的基本要求是:实际着陆点必须不出靶窗;实钻井眼轨迹不得穿出靶体^[1]。

施工前根据直井段井底井斜角、闭合方位角、位移等参数,对着陆段及水平段轨迹重新进行待钻井眼轨道设计,工具造斜率用极限曲率法预测。钻具组合在满足井眼轨迹控制的条件下应尽可能简化,以降低摩阻和扭矩,降低出现井下故障的概率。选取工具的造斜率一般高于设计值 10%~20%。

施工时,要准确预测钻具的实际造斜率,分析井眼变化趋势,及时调整钻井参数,使实钻井眼轨迹尽可能沿设计轨道或高于设计轨道钻进。由于各种因素影响,有时钻具组合的造斜率达不到设计要求,因此应及时预测井眼轨迹,避免增、降斜滞后,造成井眼曲率过大或脱靶。

在着陆段施工时,根据靶前位移的大小、距目的层的垂深、油层的倾角及厚度,确定探油顶井段的长度及井斜角的大小,对油层提前或滞后要有充分的准备。在井斜角约 50°时,要利用 LWD 的伽马、电阻率测井曲线进行跟踪,同时加密岩屑录井的取样。将所获取的资料与邻井电测资料对比,找出标志层,校正标准层深度,并准确预测油层顶部的深度。例如在敖南油田以葡 I 组顶为标志,姚 2 段和姚 3 段地层底部与葡 I 组顶之间有厚度约为 1~5 m 的纯泥岩萨葡夹层,此时可用以垂深形式输出的 LWD 曲线与周围直井横向图对应曲线对比,同时结合岩屑来判断。萨葡夹层为黑色或黑灰色纯泥岩,而葡 I 组地层的泥岩一般为灰色或灰绿色,从而确定葡 I 组顶的位置、深度以及对应的水平位移。

3.3.2 应用地质导向技术,提高砂体控制水平

钻井前对目的层要进行细致的了解,包括砂岩发育状况,油层的厚度、倾角,周围邻井钻遇砂层的情况。在地质导向过程中,及时对气测值、岩屑录井及 LWD 测量数据进行分析,判断钻头在油层的位置,及时调整井眼轨迹。如果由于地层变化或其他原因而导致钻出油层,在钻出和进入油层时,要分析判断油层的实际倾角和厚度,以指导下部施工,提高油层的钻遇率。

建立储层地质模型 利用三维地震资料和新完钻井的资料,准确落实油层构造和断层,进行分层对比,建立地层-沉积模式,应用 LPM 软件和 JASON 软件或其他反演软件预测砂体分布趋势^[2]。在水平井钻井过程中利用地震解释系统,精细解释构造形态及断层分布情况,利用地质建模软件,根据已完钻直井的测井解释资料,建立储层地质模型,并根据现场钻遇油层情况实时修改模型,为水平井提供地质导向。

录井资料分析 由于不同层位岩屑的颜色、粒径、结构、构造、胶结物含量及含油气情况不同,因此可以根据岩屑的变化来判断地层的层位。当钻头从泥岩进入油气层时,泥岩含量减少,砂岩含量增大,含油砂岩岩屑比例增大,气测值表现为全烃、组分由低快速上升(可能伴有少量非烃组分)。当钻头从油层进入泥岩时,泥岩含量增大,砂岩含量减少,含油砂岩岩屑比例减少,气测值表现为全烃、组分由高缓慢下降,气测值会逐渐变小。因此根据岩屑和气测值的变化可以判断钻头是否处于油层中,以便及时

调整井眼轨迹。

LWD 测井技术 LWD 测井参数包括井斜角、方位角、工具面角、近钻头井斜角、伽马、浅侧向电阻率、深侧向电阻率。在钻井过程中应综合利用这些参数的变化来判断地层变化和钻头的位置,有效控制井眼轨迹。利用伽马、浅侧向电阻率、深侧向电阻率的变化,同邻井测井曲线进行对比,可以准确划分地层界面,预测目的层顶界,有利于准确入靶。目前使用的 LWD 伽马探测器和电阻率测井仪距钻头的距离分别为 8.6 和 10.6 m,深、浅电阻率探测深度分别为 2.35 和 1.12 m,从每次探油顶的 LWD 测井曲线看,入靶前电阻率明显升高,逐渐由泥岩的 $3\sim4 \Omega \cdot m$ 升至 $10 \Omega \cdot m$ 左右(地层物性不同,电阻率值不同),伽马值(一般在 40~80 API)变化要滞后一些,其原因是电阻率比伽马探测深度大,电阻率能提前探测到下部地层的变化。当井眼轨迹接近油层顶界和底界时,电阻率和伽马会有明显变化,通过这些变化规律可以判断油层顶、底界的位置。

3.3.3 应用水平段稳斜技术,减少井眼轨迹调整

$\phi 215.9 \text{ mm}$ 井眼水平段井斜角变化 2° 就有可能出油层,水平段钻具稳斜能力直接影响水平段的钻井速度和油层钻遇率。如果稳斜效果好,旋转钻进井段就比滑动钻进井段大,可以提高水平段的钻井速度,同时有利于携岩,实现安全钻井。

大庆油田 2005 年以前水平段钻具组合为 $\phi 215.9 \text{ mm}$ PDC 钻头 + $\phi 165.1 \text{ mm}$ 螺杆 (0.75°) + LWD + $\phi 127.0 \text{ mm}$ 无磁抗压钻杆 + $\phi 127.0 \text{ mm}$ 加重钻杆 + $\phi 127.0 \text{ mm}$ 钻杆,其中 $\phi 165.1 \text{ mm}$ 螺杆为带单螺旋稳定器的单弯螺杆,该钻具组合导向钻进时增斜速度快,平均为 $0.7^\circ/10m$,其稳斜能力不适应薄油层水平井钻井。为此,经分析计算,采用欠尺寸双螺旋稳定器单弯螺杆代替单螺旋稳定器单弯螺杆,稳斜效果十分明显,井斜角变化率仅为 $(0.1^\circ\sim0.2^\circ)/10m$,减少了调整井眼轨迹的次数,提高了水平段的机械钻速和油层钻遇率。

3.3.4 优化多次着陆方案,保证施工安全

由于开采多个油层,需要多次着陆,形成两个或两个以上阶梯,增加了水平井的施工难度。如何实现准确着陆,减少过渡井段长度,同时又要保证钻具及套管的顺利通过,是阶梯水平井钻井的关键。

水平井段的优化设计是阶梯水平井设计中的关键,不仅影响水平井的开发效果,还关系到能否

实现安全、优质、快速地完成钻井作业。井眼轨道的优化设计可以减小钻柱摩阻和扭矩,降低产生键槽的概率,有利于井眼清洁。通常,水平井段都设计成二维剖面,但有时也需要选用三维剖面。选用合理的井眼轨道模型是进行三维轨道设计的前提,必须根据具体的设计要求,来选用适宜的井眼轨道模型。

目前,典型的井眼轨道模型有空间圆弧、恒工具面、圆柱螺线和自然曲线 4 种模型。其中,前两种模型更适合于滑动钻进方式,而后两种模型更适合于旋转钻进方式。现场多选用了自然曲线模型^[3]。

在阶梯水平井施工中,根据两油层之间的隔层厚度,下一个油层的厚度及倾角的大小,确定每次探油顶角度的大小。在进入阶梯水平段前预先调整井斜角或方位角,尽量使井眼轨迹圆滑,一般连续滑动钻进井段的长度不超过 40 m,水平段井眼曲率最大不超过 $7^\circ/30m$,连续 3 点不超过 $5^\circ/30m$,垂深与位移比不超过 9 : 100。如因实际地层构造复杂,与设计差别较大,需对井眼轨迹进行较大调整时,要对管柱的通过能力及强度进行校核。避免因井眼轨迹调整过大而使后续作业失败,并根据转盘极限转速计算结果,计算钻具疲劳寿命,采取相应技术措施,防止钻具疲劳破坏。

3.4 钻井液技术

3.4.1 一开、二开直井段

采用抑制性较强的乳液高分子聚合物钻井液体系,其配方为:5.0%膨润土 + 0.5%~1.0%包被剂 GJ-2 + 0.5%~1.0%降黏剂 DJ-C + 0.5%~1.0%防塌降滤失剂 FH-C。该井段的关键是携岩、防塌和防漏。

3.4.2 三开造斜段、水平段

采用重复利用的油包水乳化钻井液,油基钻井液基本配方为:老浆 + 1.0%~2.0%SP-80 + 1.0%~2.5%油酸 + 1.0%~2.0%环烷酸酰胺 + 0.5%~4.0%有机膨润土 + 1.0%~3.0%磺化沥青 + 1.5%~4.5%氧化钙。该井段的技术难点是携岩、润滑防卡、防塌和油气层保护。

3.4.3 维护与处理

乳液高分子聚合物钻井液 1)用 100 m³ 清水 + 5 000 kg 膨润土粉 + 240 kg Na₂CO₃ 配制膨润土

浆,并预水化24 h;2)开钻前加入500 kg包被剂、1 000 kg防塌降滤失剂,性能达到设计要求后开钻;3)钻进中不断补充包被剂胶液,保证钻井液内包被剂的含量,控制好钻井液的黏度;4)钻至后期,利用降黏剂DJ-C控制钻井液的黏度;5)钻进中采用双泵大排量循环,以保证携岩效果。

油包水乳化钻井液 1)二开前将100 m³老浆转为油基钻井液,按配方加入处理剂,性能达到设计要求后开钻;2)钻进过程中按时补充配制的清浆、乳化剂和氯化钙溶液,以保证钻井液流变性的稳定和电稳定性;3)根据钻井液性能,及时加入磺化沥青和氧化钙,以降低钻井液的滤失量;4)适时开动四级固控设备清除有害固相,维持钻井液性能稳定,保护油气层;5)根据现场情况进行短起下钻,以破坏大斜度井段和平井段的岩屑床;6)下套管前通井,采用大排量清洗井眼。

表1 近年来大庆水平井钻井情况
Table 1 The situation of horizontal well drilling in recent years

年份	井数/口	井深/m	水平位移/m	水平段长/m	钻井周期/d	建井周期/d	油层钻遇率, %
2002	2	2 180	845.74	617.00	19.86	27.19	64.61
2003	9	2 253	952.42	723.60	22.35	30.14	68.90
2004	7	2 208	935.80	707.33	21.23	28.72	65.30
2005	10	2 000	703.63	487.18	16.80	24.54	56.67
2006	48	2 132	797.13	570.88	20.55	29.02	65.76
2007	45	2 209	808.50	577.77	27.31	30.30	63.81
平均		2 164	814.00	586.57	22.91	29.16	64.48

×10⁴ t。笔者以南219-平320井为例介绍薄油层水平井钻井技术的应用情况。

4.1 南219-平320井概况

南219-平320井是一口开发水平井,该井位于敖南鼻状构造。敖南鼻状构造东部是由两条近南北向延伸断层所形成的垒块,局部为西高东低的单斜构造。主要目的层为下白垩统姚家组一段葡萄花油层,储层类型主要为三角洲前缘滨浅湖砂脊、远砂坝和席状砂体。目的层砂体发育且稳定,平均有效厚度一般在0.5 m以上。葡萄花油层岩性为一套灰色粉砂岩夹灰、灰绿色泥岩及过渡岩性。完钻层位为葡I4₂层。完钻原则:水平井由东向西采用阶梯式钻进方式钻进,网格方位角270°,第一水平段由葡I1₁层顶着陆,水平钻进100 m后向下钻至葡I3₂层并水平钻进380 m,完成第二水平段之后向下钻

4 现场应用

经过近5年的薄油层水平井钻井实践,薄油层水平井钻井技术得到了完善和发展,截至2007年12月,大庆油田在肇州、敖南、宋芳屯、永乐等区块的葡萄花油层共完成薄油层水平井121口(见表1),钻井成功率100%,着陆中靶率100%,平均完钻井深2 164 m,平均油层有效厚度1.0~1.5 m,最薄处仅0.4 m,平均水平段长586.5 m,平均钻井周期22.91 d,油层钻遇率64.48%,最高100%,取得了较好的效果,为大庆外围油田低丰度薄层油藏开发提供了有效的技术手段。截至2006年10月底,投产24口,平均单井日生产原油6.5 t,是直井的3~5倍。其中2002年钻成的肇55-平46井,投产初期产油量是48 t/d,目前产油量5 t/d,已累计产油1.3

穿葡I4₂层底后留20 m口袋完钻。

4.2 井身结构

南219-平320井设计井身结构为:一开,Φ444.5 mm钻头×136.00 m,Φ339.7 mm套管×135.00 m;二开,Φ311.1 mm钻头×832.00 m,Φ244.5 mm套管×830.00 m;三开,Φ215.9 mm钻头×2 155.00 m,Φ139.7 mm套管×2 152.00 m。实钻井身结构为:一开,Φ444.5 mm钻头×138.00 m,Φ339.7 mm套管×136.00 m;二开,Φ311.1 mm钻头×839.00 m,Φ244.5 mm套管×836.00 m;三开,Φ215.9 mm钻头×2 135.00 m,Φ139.7 mm套管×2 132.00 m。

4.3 井眼轨迹剖面

该井选用直—增—稳—增—稳—降—增—稳—降剖面,具体设计数据见表2。实钻剖面见表3。

表 2 南 219-平 320 设计剖面

Table 2 Profile design of Well Nan219-Ping 320

井段	井深/m	垂深/m	井斜角/(°)	水平位移/m	造斜率/(°)·(30m) ⁻¹
直井段	1 020.59	1 020.59	0	0	0
增斜段	1 220.59	1 196.15	50.00	81.87	7.50
稳斜段	1 240.59	1 209.01	50.00	97.19	0
增斜段	1 372.13	1 253.68	89.46	218.16	9.00
稳斜段	1 483.97	1 254.00	89.86	330.00	0.10
降斜段	1 563.01	1 258.61	83.46	408.87	2.43
增斜段	1 634.30	1 262.75	89.87	480.00	2.70
稳斜段	2014.32	1 265.55	88.91	860.00	0.14

表 3 南 219-平 320 实钻剖面数据

Table 3 Data of drilled trajectory of Well Nan219-Ping 320

井深/m	垂深/m	井斜角/(°)	水平位移/m
974.00	973.85	1.70	9.60
1 220.38	1 199.56	47.62	73.53
1 239.66	1 211.70	54.25	88.50
1 372.89	1 253.69	87.99	212.12
1 487.34	1 254.32	88.70	326.53
1 563.76	1 255.16	89.66	427.59
1 639.92	1 256.43	90.12	503.73
2 013.32	1 266.08	88.58	876.80
2 135.00	1 274.55	83.56	998.09

4.4 现场施工情况

4.4.1 直井段

该井段的关键是防斜打直,钻进过程中采用电子单、多点测斜仪监控井斜角,确保井斜角小于2°,水平位移在-15~5 m,为下步造斜奠定了基础。

一开,采用塔式钻具组合钻至井深138.00 m完钻。二开,采用大钟摆钻具组合钻至井深839.00 m完钻。一开和二开在下套管前用电子多点测斜仪测出了井斜角、方位角,为下步井眼轨迹控制提供了依据。三开,直井段设计完钻井深1 020.00 m,用电子多点测斜仪测井斜角和方位角。为解决初始造斜时工具造斜率不足和直井段井斜角和位移偏大的问题,钻至井深975.00 m完钻,提前45.00 m造斜。

4.4.2 造斜井段

由于直井段的影响及造斜工具造斜率的不确定性,造成实际井斜角与设计井斜角产生偏差,因此必

须根据现有工具的造斜能力进行调整,以提高井眼轨迹控制精度。根据直井段多点测斜数据,井底水水平位移9.6 m,闭合方位角与设计方位角相差55°,首先降斜,然后再扭方位、增斜。该井段钻具组合中加入了1.25°单弯螺杆,利用LWD随钻监控井眼轨迹。

4.4.3 第一稳斜段

第一稳斜段主要是解决第一次造斜后实际井斜角与设计井斜角偏差的问题,调整实钻井斜角使其与设计井斜角尽量相符,以提高井眼轨迹控制精度,为第二次造斜奠定基础。该井稳斜段设计20 m,实钻证明设置稳斜调整段非常必要。

4.4.4 第二造斜段

第二造斜段的难点是:工具面难摆;在大斜度井段易形成岩屑床,造成钻具阻、卡;钻压传递困难。

实钻中,采用LWD监控井眼轨迹。钻至井深1 227.4 m,井斜角为50°时采用地质导向技术钻进。由于受井眼曲率的影响,1.25°单弯螺杆造斜率较高,平均达10°/30m,最高达13°/30m。由于实际造斜率大于设计造斜率,于是采用滑动与旋转钻进相结合的方式,使实钻井眼轨迹与设计井眼轨道基本吻合。另外,旋转钻进可以减少摩擦阻力,提高钻井速度,同时,可破坏在大斜度段形成的岩屑床,有利于井下安全。

4.4.5 探油顶与着陆段

在油顶和工具造斜率不确定性及LWD信息滞后的条件下,薄油层准确探油顶、着陆存在较大难度,为此该井采用了安全着陆法^[4]。安全着陆法就是把各种误差的影响消除在探油顶段。具体

实施过程是从第二造斜段开始,以中曲率半径增斜钻至探油顶井斜角(一般 86° 左右),使钻头位于预计油顶上方的某一高度,以留出地质误差可能造成的油顶位置超前钻遇的提前量,然后稳斜探油顶。钻至井深1 408.00 m,垂深1 254.33 m时,深电阻率 $10.3 \Omega \cdot m$,伽马值61 API,结合地质录井,确认为油顶深度,再次增斜入靶。该井油顶误差0.58 m,采用安全着陆法方法成功进入油层。着陆前使用了一套钻具组合,提高了钻井时效。

4.4.6 水平段

水平段井眼轨迹控制的主要问题是钻具要有较好的稳斜能力;其次是要能满足地质导向中随钻修正与调整井眼轨迹的要求;第三是能克服滑动钻进时工具面难摆及加压困难等不利因素。该井段采用的“ 0.75° 单弯螺杆+欠尺寸双螺旋稳定器+LWD+PDC钻头”的钻具组合有较好的稳斜能力,靶窗垂向波动幅度控制在 $0.4\sim0.9$ m,达到了甲方要求,实现了水平段连续控制。

实钻中,按已探明的油顶进行第一水平段施工,此时井斜角为 89° 。第一水平段由葡I₁油层顶着陆,水平钻至井深1 555.00 m,深电阻率 $4.3 \Omega \cdot m$,伽马值85 API,表明继续钻进会出油层。地质导向要求按预计向下将井斜角降至 87° 钻葡I₃油层并水平钻进380 m。当钻至井深2 077.00 m,垂深1 268.02 m时完成第二水平段,此时井斜角 84.7° 。之后向下钻穿葡I₄油层留40 m口袋,钻至井深2 135.00 m完钻。

该井水平段长727 m,钻遇油层468 m,油层钻遇率64.37%,除去双阶梯段以外基本都在油层中。在满足井眼轨迹要求的前提下,该井水平段多采用复合钻进,旋转钻进占82.3%,较好地解决了滑动钻进过多、钻压传递困难及钻井时效低的问题。

4.4.7 钻井液现场应用情况

一开、二开直井段采用乳液高分子聚合物钻井液体系,该钻井液体系性能稳定、流变性较好,具有较好的携岩能力,电测一次成功,技术套管下入顺利。三开以后采用油基钻井液,它是油基钻井液老浆在清除有害固相后,根据改造方案将其性能调至达到设计要求的油基钻井液。该井三开钻进过程中钻井液性能稳定,携岩效果好,未发生井壁剥落,阻、

卡现象较轻,通过采取预定技术措施及时处理,没有出现井下故障。

5 结论与建议

1) 利用水平井钻井技术开发大庆外围低丰度薄油藏,有明显的经济效益,应进一步推广。

2) 建立较好的地质模型,综合分析地质录井、LWD测井参数是保证水平段始终处于油层中最佳位置的前提。

3) 根据阶梯水平井总体要求,优化阶梯水平井设计,提高井眼轨迹控制精度,是保证水平井成功的关键。

4) 对于薄油层,井眼轨迹控制尤为重要,应引进或开发具有最大限度的近钻头测量参数的地质导向系统,以提高井眼轨迹控制精度。

5) 继续开展深入细致的理论研究,尽量缩小地质误差、工具能力误差和井眼轨迹预测误差,是提高水平井井眼轨迹控制质量的根本途径。

6) 油基钻井液“老浆”重复利用,既满足了施工要求,又可降低钻井成本。但为能进一步降低水平井的钻井费用,应研究应用水基钻井液。

参 考 文 献

- [1] 苏义脑. 水平井井眼轨道控制[M]. 北京:石油工业出版社, 2000:189.
Su Yinao. Horizontal well trajectory control technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000:189.
- [2] 周红梅. 超薄油层水平井地质建模及现场导向技术研究与应用[M]. 北京:石油工业出版社, 2007:46.
Zhou Hongmei. Application of Geological modeling and field geosteering technique[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007:46.
- [3] 刘修善. 阶梯形水平井段设计方法研究[J]. 石油钻探技术, 2005,33(3):1-5.
Liu Xiushan. Well trajectory design in step-horizontal hole sections[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005,33(3):1-5.
- [4] 邹野,何俊才. 阶梯水平井钻井完井配套技术[C]//邹来方. 中国石油天然气集团公司钻井承包商协会论文集:2005. 北京:石油工业出版社, 2005:48.
Zou Ye, He Juncai. Stepped horizontal drilling and completion technology[C]//Zou Laifang. CNPC proceedings association of drilling contractors: 2005. Beijing: Petroleum industry Press, 2005:48.