

深井小井眼定向随钻扩孔技术研究与应用

白彬珍^{1,2}, 臧艳彬², 周 伟³, 黄河淳², 孙吉凯²

(1. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 3. 中国石化西北油田分公司工程技术研究院, 新疆乌鲁木齐 830011)

摘 要: 深井小井眼斜井段钻后扩孔存在扭矩大、工具易折断、周期长、扩孔效果差等技术难题, 为此, 开展了定向随钻扩孔研究与试验。在分析国内外主要扩孔工具的特点和现场应用效果的基础上, 优选 CSDR 型双心钻头作为扩孔工具, 配套 475K4570 型可调式单弯螺杆钻具为其提供动力。根据水功率合理分配原则, 优化了钻头喷嘴组合和水力参数, 在 THA 井进行了现场试验。THA 井一趟钻钻进 153 m, 成功实现了井斜 14.13°~42.50°段内的定向随钻扩孔, 作业段井眼轨迹平滑, 平均全角变化率 5.554°/30m, 平均井径 173.99 mm, 作业周期较设计周期缩短 50%。现场试验表明, 双心钻头配合螺杆动力钻具可以实现深井小井眼大斜度段的定向随钻扩孔作业, 扩孔效果好, 作业周期短, 是进行斜井段扩孔作业的有效技术手段。

关键词: 深井 侧钻 定向井 随钻扩孔 双心钻头

中图分类号: TE247 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2013)04-0073-05

Study and Application of Reaming While Drilling in Deep Directional Wells

Bai Binzhen^{1,2}, Zang Yanbin², Zhou Wei³, Huang Hechun², Sun Jikai²

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 3. Petroleum Drilling Engineering Research Institute, Northwest Company, Sinopec, Urumqi, Xinjiang, 830011, China)

Abstract: In order to address technical difficulties in reaming after drilling in directional wells, such as high torque, ease in breakage of reaming tools, long reaming time and poor reaming result, study and test of reaming while directional drilling were carried out. Through analysis of features of reaming tools at home and abroad as well as field application, CSDR bi-center bit was selected as the reaming tool, matched with 475K4570 adjustable mud motor providing force. The nozzle combination and hydraulic parameters were optimized according to the principle of rational distribution of hydraulic power. In the Well THA, successful reaming while directional drilling was realized in China for the first time, at the curve section from an inclination of 14.13° to 42.50°, the reaming section is smooth, with an average rate of over-all angle change of 5.554°/30m and an average hole size as 173.99 mm, saving 50% of the reaming time. Field test shows bi-center bit, matched with PDM, can realize reaming while directional drilling in deep slim hole. Good reaming effect and short reaming time have made it become an effective means of reaming in directional well section.

Key words: deep well; sidetracking; directional well; reaming while drilling; bi-center bit

1 概 述

直井侧钻是老井复产、提高最终采收率的一条有效途径^[1]。塔河油田侧钻井在斜井段钻遇大段不稳定泥页岩地层, 钻井、完井以及采油过程中坍塌掉块严重。为了实现 $\phi 177.8$ mm 套管开窗侧钻后用

收稿日期: 2012-03-20; 改回日期: 2013-05-12。

作者简介: 白彬珍(1981—), 男, 山东沂水人, 2004 年毕业于石油大学(华东)石油工程专业, 中国石油大学(北京)在读硕士研究生, 工程师, 主要从事深井超深井、定向井钻井相关科研及技术支持工作。

联系方式: (010)84988135, baibz.sripe@sinopec.com。

基金项目: 国家科技重大专项课题“碳酸盐岩缝洞型油藏钻井技术完善与推广”(编号: 2011ZX05049-002)资助。

膨胀管封隔复杂泥岩段、从而以较大尺寸井眼完井的目的,需对复杂泥岩井段进行扩孔作业。目前国内常用的钻后扩孔技术难以达到大井斜、高曲率井段的扩孔作业要求,多口井的现场试验表明,在连续增斜段,其扩孔最大井斜角均为 30° 左右。为此,只能在定向段进行随钻扩孔作业。

目前,国外在斜井段甚至水平段已开展了多种方式的随钻扩孔现场试验,采用双心钻头配套旋转导向等井下动力钻具成功实现了斜井段、水平段的定向随钻扩孔作业,大大缩短了钻井周期,节约了钻井成本。而国内尚未对于使用双心钻头进行定向随钻扩孔技术进行全面的理论研究和现场实践。

为了解决该难题,在调研国外技术的基础上,对比分析不同随钻扩孔工具的特点,优选出了 CS DR 型双心钻头进行定向随钻扩孔作业,配套了可调式单弯螺杆钻具,优化了喷嘴组合和水力参数,在国内首次实现深井小井眼定向随钻扩孔作业,并初步形成了相应的工艺技术。

2 深井小井眼定向随钻扩孔难点

深井条件下,小井眼定向随钻扩孔作业施工难度大,对施工工艺、配套工具和设备的要求高,与直井随钻扩孔相比,其难点主要表现在以下方面^[2-3]:

1) 井眼轨迹控制难度大。斜井段进行随钻扩孔作业时,井壁施加的侧向力分配不均,导致底部钻具组合受力复杂,井斜、方位变化复杂,井眼轨迹预测和控制难度大。同时,定向随钻扩孔工具多采用领眼或预扩孔结构,在变井斜、变方位条件下,阶梯形井底导致扩孔工具的作用力变化复杂,工具面难以控制。

2) 对钻具及马达性能要求高。 $\phi 177.8$ mm 套管开窗侧钻后,侧钻段只能使用 $\phi 88.9$ mm 斜坡钻杆配套 $\phi 120.6$ mm 螺杆。双心钻头对地层进行不

对称切削,使得钻具组合承受的扭矩较大,且波动幅度大,对钻具强度要求高^[4]。同时,为了实现扩孔效果,需要螺杆在较低排量($11\sim 13$ L/s)下为钻头提供足够的转速和输出扭矩,以实现扩眼钻头绕中心轴快速旋转,在离心力作用下切削岩石实现扩孔目的。

3) 对扩孔效果的影响因素认识不明确。采用双心钻头进行定向随钻扩孔作业时,施工方式为边定向边扩孔,但目前国内对于扩孔效果与钻进方式、钻进参数以及钻速等因素的关系认识不明确,因此如何优选钻进参数以保证扩孔效果,是定向随钻扩孔钻井技术的又一难点。

4) 循环压耗大,对地面设备要求高。与钻后扩孔相比,定向随钻扩孔钻进过程中产生的岩屑量大,携岩所需要的钻井液最小排量较大。同时,受原井井身结构限制,深井侧钻时往往全井使用 $\phi 88.9$ mm 钻杆,钻具环空间隙小,循环压耗大,对地面管汇和机泵性能要求高。

3 扩孔工具优选和工艺优化

深井定向随钻扩孔的技术难点是工具与工艺措施问题的综合反映,因此一方面要优选扩孔工具,根据扩孔工具的结构特点优化水力参数、配套动力钻具;另一方面,对施工过程中的技术措施进行优化,确保定向随钻扩孔施工的顺利完成。

3.1 扩孔工具的优选

3.1.1 扩孔工具的类型与特点

对国内外的扩孔工具进行调研分析,根据执行结构和工作原理的不同,将扩孔工具分为机械式、液压式和偏心式 3 类,其扩孔原理、效果及其特点见表 1^[5-7]。

表 1 不同扩孔工具对比分析

Table 1 Comparison of different reaming tools

扩孔工具类型	扩孔原理	定向施工能力	扩孔效果	优势	不足
机械式	采用重力外推扩孔总成进行扩孔	钻后扩孔,大井斜、高曲率下使用受限	井眼扩大有限	工作稳定、受井深和钻井液性能影响较小	小井眼中尺寸小、强度低存在安全隐患
液压式	液压作用推动执行机构进行扩孔	钻后扩孔,大井斜、高曲率下使用受限	可扩出较大尺寸井眼	结构简单	工作压差较高,在深井中应用受限
偏心式	利用旋转离心力,总成沿径向外移进行扩孔	边定向边扩孔	扩孔后井径不规则	不必单独钻领眼	井斜、方位变化难以预测,扭矩波动幅度大

分析表 1 可知:1) 机械式扩孔工具由于自身结构特点,不适用于深井小井眼定向扩孔;2) 液压式扩孔工具由于依靠足够的流体压力才能推动扩孔总成

进行扩孔,限制了其在深井、高钻井液黏度等情况下的应用;3) 偏心扩孔工具主要依靠工具离心力实现扩孔,工具可靠性较好,且受井深、井眼尺寸影响较

小,可用于深井小井眼扩孔作业。

3.1.2 扩孔工具在定向井中的应用情况

国外最新推出的 CSDR 系列双心扩孔钻头具有良好的力学稳定性,在多口定向井中进行扩孔作业都取得了成功^[8]。CSDR 双心钻头独特设计了预扩孔段,由领眼段、预扩孔段和主扩孔段组成。其主要结构特点为:1)增加了预扩孔段,减少了主扩孔段和总的双心载荷,提高了钻头的稳定性;2)预扩孔段的刀翼与其扩出的井眼在周向上的接触范围大于 180°,限制其向对称面的移动,实现了扩孔钻井时的受力平衡,进一步保证了钻头的稳定性;3)领眼段和预扩孔段的双重作用增强了钻头的稳定性,保证了扩孔效果。

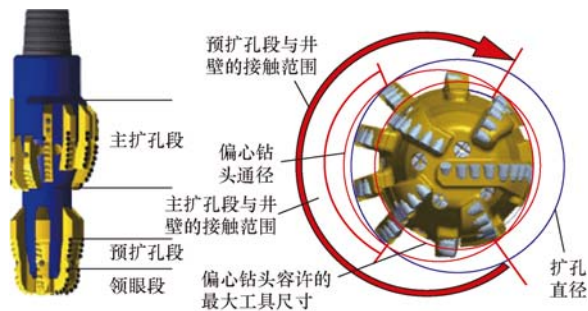


图 1 CSDR 双心钻头结构
Fig. 1 Structure of CSDR bi-center bit

CSDR 系列双心钻头已在科威特多口 $\phi 177.8\text{ mm}$ 套管开窗侧钻井中应用,取得了理想的扩孔效果。A 井定向随钻扩孔钻进 362.4 m,井斜角由 8.2° 增至 85.5° ,造斜率稳定在 $(8.0^\circ\sim 8.7^\circ)/30\text{m}$,井眼轨迹平滑, $\phi 127.0\text{ mm}$ 尾管顺利下入。B 井定向随钻扩孔钻进 598.6 m,井斜由 10.89° 增至 91.45° ,造斜率 $(13^\circ\sim 20^\circ)/30\text{m}$,平均造斜率达到 $15^\circ/30\text{m}$ 。

技术调研和现场应用表明,在深井小井眼条件下,钻后扩孔方式在斜井段进行扩孔时存在井斜角受限、扭矩大、易憋泵、作业时间长等不足,现场施工难度大。机械式和液压式扩孔工具由于自身特点,在深井、小井眼条件下应用受到限制,而双心钻头扩

孔工具受井深、井眼尺寸、钻井液性能等的影响较小,更适用于深井小井眼斜井段扩孔。因此,选择 CSDR 双心钻头作为扩孔工具实施定向随钻扩孔。

3.2 扩孔工艺的优化

深井小井眼条件下进行定向随钻扩孔作业,既要实现其扩孔效果,又要保证井眼轨迹平滑,无大的“狗腿”,以便于后期管串的顺利下入。其工艺优化主要包括配套动力钻具优选、水力参数优化和施工工艺优化。

3.2.1 动力钻具优选

进行双心钻头定向扩孔作业时,钻头本身存较大的振动,要确保实现扩孔效果,对配套的动力钻具性能尤其是转速性能要求较高。国内 $\phi 120.6\text{ mm}$ 螺杆在排量为 11 L/s 时,螺杆提供的转速只有 140 r/min 左右,远低于双心钻头要求的 $170\sim 180\text{ r/min}$ ^[9]。

国外 475K4570 可调式单弯螺杆钻具外径 120.6 mm ,头数为 $4:5$,属中高速螺杆钻具,采用 7.0 级结构设计,最大输出扭矩 $3\,796\text{ N}\cdot\text{m}$ 。该螺杆钻具在压降 2.75 MPa ,排量 11 L/s 时,螺杆转速为 $180\sim 185\text{ r/min}$,输出扭矩为 $2\,200\text{ N}\cdot\text{m}$,能满足双心钻头定向扩孔的需求。

3.2.2 水力参数优化

根据钻头使用说明,钻井液密度 1.20 kg/L ,排量 11 L/s 时,CSDR 双心钻头清洁与冷却所需要的最小钻头压降为 0.70 MPa 。同时,钻头清洁与冷却所需的水功率大小主要与破岩体积有关,破岩体积越大,钻头清洁与冷却所需要的水功率越大。单位时间内钻头破岩体积为破岩面积与机械钻速的乘积,在机械钻速相同的情况下,破岩体积与面积呈正比,因此可以根据领眼段与扩孔段的破岩面积来对定向随钻扩孔钻头的水功率进行分配,其数据见表 2。

表 2 喷嘴尺寸优化数据
Table 2 Optimization of nozzle size

方案	领眼喷嘴		扩孔喷嘴		钻头压降/ MPa	喷嘴总面积/ mm^2			破岩面积/ mm^2			当量直径/ mm
	数量	直径/mm	数量	直径/mm		领眼	扩孔	面积比	领眼	扩孔	面积比	
1	3	8.73	2	8.73	0.78	178	119	1.50 : 1.00	11 433	9 975	1.15 : 1.00	19.52
2	3	7.94	2	9.53	0.83	149	142	1.05 : 1.00	11 433	9 975	1.15 : 1.00	19.23
3	2	9.53	2	9.53	0.86	142	142	1.00 : 1.00	11 433	9 975	1.15 : 1.00	19.00

由表2可知,满足钻头清洁与冷却最小钻头压降条件的喷嘴组合有3种,其中方案1扩孔处水功率相对不足,不利于扩孔处钻头的冷却与清洁;方案2和方案3的领眼和扩孔喷嘴总面积之比,与破岩面积之比相当,基本能实现扩孔钻头水功率合理分配,考虑到侧钻井钻头水眼尺寸小、存在堵塞风险,最终决定采用方案3作为实际喷嘴方案。在确定了喷嘴组合以后,对定向扩孔井段的水力参数进行了优化计算,其结果见表3。

表3 水力参数优化结果

Table 3 Optimized hydraulic parameters

参数	数值	参数	数值
排量/(L·s ⁻¹)	12.00	比水功率/(kW·cm ⁻²)	0.065 1
泵压/MPa	24.15	喷射速度/(m·s ⁻¹)	32.32
钻头压降/MPa	0.78	冲击力/kN	0.62
循环压降/MPa	23.37	环空返速/(m·s ⁻¹)	0.95
钻头水功率/kW	13.94	钻井液密度/(kg·L ⁻¹)	1.22

3.2.3 施工工艺措施

在常规定向钻井施工技术的基础上,针对定向随钻扩孔技术的特点对其关键技术措施进行了优化:

1) 打好井底造型。钻头到底前1~2 m,顶通水眼,并以小参数打好这一造型段,为后面全参数定向扩孔作业打好基础,同时使领眼钻头完全吃入新地层中,发挥其扩孔效果。

2) 采用控时钻进,控制钻时在40 min/m左右。

3) 多种措施确保工具面稳定。双心钻头震动大,工具面波动范围大,可通过简化钻具组合、施加反扭矩、均匀送钻、勤送少送等方法,确保工具面稳定,以保证井眼轨迹的平滑。

4 现场应用

THA井采用 $\phi 177.8$ mm套管段铣开窗后侧钻工艺,段铣井段5 682.00~5 712.00 m,侧钻点选择在奥陶系桑塔木组5 695.00 m井深处。侧钻成功后,自5 725.00 m开始进行定向随钻扩孔作业,进入良里塔格组50 m结束,即5 857.00 m(斜深)/5 843.71 m(垂深)。

定向随钻扩孔作业结束后,电测井径,要求扩孔后井径不小于165 mm,下入 $\phi 149.2$ mm膨胀波纹管封隔5 725~5 855 m井段。该井的井身结构设计如图2所示。

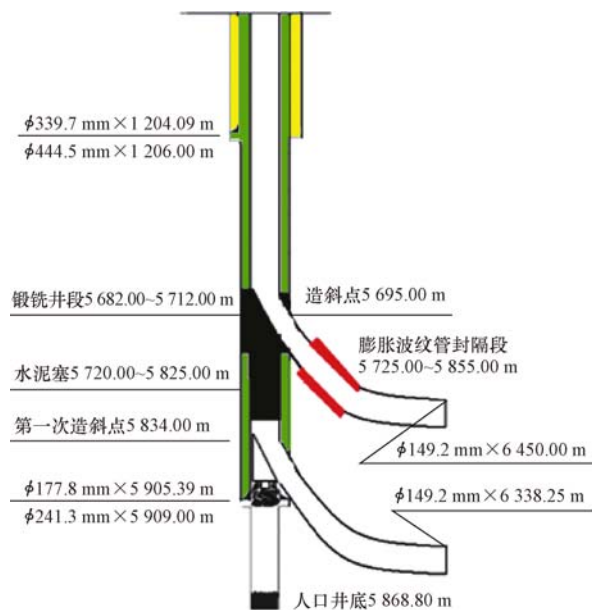


图2 THA井井身结构

Fig. 2 Casing program of Well THA

4.1 施工概况

THA井定向随钻扩孔作业共实施一趟钻,作业井段5 712.00~5 865.00 m,其中5 712.00~5 804.00 m为桑塔木组泥岩地层,5 804.00~5 865.00 m井段为良里塔格组灰岩地层,纯钻时间11 h,平均机械钻速1.32 m/h,定向随钻扩孔共用时6 d,较设计周期缩短50%。

针对定向随钻扩孔钻头的双心特性和小尺寸并眼钻井特点,以利于井眼轨迹控制和降低摩阻与扭矩、有效传递钻压为目标,优化钻具组合,去掉钻铤部分,造斜点以下全部采用加重钻杆。钻具组合为CSDR定向随钻扩孔钻头×0.43 m+ $\phi 120.6$ mm 1.5°可调式单弯螺杆×9.57 m+ $\phi 88.9$ mm无磁悬挂短节×9.37 m+ $\phi 88.9$ mm无磁钻杆×9.42 m+ $\phi 88.9$ mm斜坡钻杆×144.70 m+ $\phi 88.9$ mm加重钻杆×278.16 m+ $\phi 88.9$ mm斜坡钻杆×5 259.05 m。

根据井眼轨迹控制要求,5 712.00~5 862.00 m井段全部采用定向滑动钻进,5 862.00~5 865.00 m井段采用复合钻进。定向随钻扩孔段采用的钻进参数见表4。

4.2 效果分析

定向随钻扩孔段井眼轨迹数据见表5,施工井段长153 m,井斜由14.13°增至42.50°,平均井斜变化率5.563°/30m,平均全角变化率5.554°/30m,最大狗腿度10.360°/30m,位于5 715.00~5 720.00 m处。

表 4 定向扩孔段实钻钻进参数

Table 4 Drilling parameters of reaming in directional well section

井段/m	钻压/kN	转速/(r·min ⁻¹)	泵压/MPa	排量/(L·s ⁻¹)	平均机械钻速/(m·h ⁻¹)
5 712.00~5 861.74	10~30	0	24~25	12	1.31
5 861.74~5 865.00	20~24	30~35	23~25	12~13	1.64

表 5 THA 井随钻扩孔井段井眼轨迹数据

Table 5 Well trajectory data of Well THA

测深/m	井斜角/(°)	方位角/(°)	垂深/m	水平位移/m	南北/m	东西/m	造斜率/(°·(30m) ⁻¹)
5 715.00	14.60	220.67	5 714.51	12.33	-0.19	-17.38	8.825
5 720.00	15.57	226.17	5 719.34	13.63	-1.13	-18.28	10.360
5 750.00	21.41	234.80	5 747.87	22.70	-6.86	-25.39	6.360
5 775.00	26.86	233.56	5 770.66	32.80	-12.77	-33.78	6.540
5 800.00	28.56	223.93	5 792.77	44.41	-20.42	-42.56	2.040
5 825.00	33.62	221.80	5 814.26	57.16	-29.84	-51.17	6.080
5 850.00	40.05	219.87	5 834.26	72.10	-41.20	-60.93	7.720
5 865.00	42.50	218.88	5 845.55	81.93	-48.82	-67.20	5.111

THA 井定向随钻扩孔作业段进行了四臂井径测井,定向扩孔段电测平均井径为 173.99 mm,其中泥岩井段平均井径为 175.85 mm,灰岩井段平均井径为 170.82 mm,达到了预期的扩孔效果。

5 结论及建议

1) 在国内首次实现了深井小井眼定向随钻扩孔作业,现场试验表明,通过优选螺杆钻具、优化水眼组合和水力参数、优化施工参数、优化工具面摆放和稳定技术,深井小井眼条件下定向随钻扩孔是可行的,可以实现井眼轨迹控制和扩孔的要求。

2) 定向随钻扩孔钻头与传统双心钻头在结构上差别较大。定向随钻扩孔双心钻头实际作业时钻头和 BHA 的受力特性,井底流场与钻头水功率分配,及扩孔效果与钻进方式、钻速之间的关系,还需要开展进一步的理论研究和现场试验。

参 考 文 献

References

[1] 郭元恒,张进双. 元坝 1-侧 1 井超深小井眼侧钻井技术[J]. 石油钻探技术,2010,38(6):113-115.
Guo Yuanheng,Zhang Jinshuang. Sidetrack technology of Well Yuanba1-C1 with ultra deep slim hole[J]. Drilling Petroleum Techniques,2010,38(6):113-115.

[2] Barton S,Garcia A,Luther C,et al. Unique bi-center technology delivers in demanding directional applications[R]. SPE 121950,2009.

[3] Rodman Dave,Wong Thomas,Chong Adrian C. Steerable hole enlargement technology in complex 3D directional wells[R]. SPE 80476,2003.

[4] 石晓兵,刘鹏,吴应凯,等. RWD 随钻扩眼下部钻具组合的强度分析[J]. 钻采工艺,2007,30(1):8-9.
Shi Xiaobing,Liu Peng,Wu Yingkai,et al. A BHA strength analysis of reaming while drilling[J]. Drilling & Production Technology,2007,30(1):8-9.

[5] 马清明,王瑞和. 随钻扩孔工具及技术研究[J]. 天然气工业,2006,26(3):71-74.
Ma Qingming,Wang Ruihe. Study on tools and techniques of teaming while drilling[J]. Natural Gas Industry,2006,26(3):71-74.

[6] 申守庆,周润才. 美国十大钻头公司的十大钻头新技术[J]. 国外油田工程,2002,8(7):14-20.
Shen Shouqing,Zhou Runcai. Bits help operators achieve objectives[J]. Foreign Oil Field Engineering,2002,8(7):14-20.

[7] 孙明光. PDC 扩眼钻头的研制与试验[J]. 石油钻探技术,2006,34(3):62-63.
Sun Mingguang. Development and test of a PDC reamer[J]. Petroleum Drilling Techniques,2006,34(3):62-63.

[8] Morrison W,Baggal Z,Baxendale B,et al. Optimizing wellbore design using solid expandable tubular and bi-center bit technologies[R]. SPE 92886,2005.

[9] 刘匡皓,魏士军,郭金爱,等. 川东北超深水平井轨迹控制方法优选[J]. 断块油气田,2011,18(2):254-255.
Liu Kuangxiao,Wei Shijun,Guo jin'ai,et al. Optimization of trajectory control technique of ultra-deep horizontal well in Northeast Sichuan Area[J]. Fault-Block Oil & Gas Field,2011,18(2):254-255.

[编辑 滕春鸣]