



中国科学引文数据库 (CSCD) 来源期刊
全国中文核心期刊
美国《化学文摘》(CA) 收录期刊
俄罗斯《文摘杂志》(AJ) 收录期刊
EBSCO学术数据库收录期刊 (美)
AAPG协会期刊出版平台收录期刊 (美)
中国科技论文统计源期刊
RCCSE中国核心学术期刊

南海东部恩平214油田超深大位移水平井钻完井关键技术

郭永宾 左坤 邓成辉 李晶晶 张凯 雷鸿

Key Drilling Technologies for Ultra-Deep Extended Reach Horizontal Well in Enping 21-4 Oilfield, Eastern South China Sea

GUO Yongbin, ZUO Kun, DENG Chenghui, LI Jingjing, ZHANG Kai, LEI Hong

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2025021>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

南海超大水垂比大位移M井钻井关键技术

Key Drilling Technologies in Extended-Reach Well M with Ultra-High HD/VD Ratio in the South China Sea

石油钻探技术. 2021, 49(5): 19–25 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021045>

杨税务潜山油气藏大位移井钻井完井关键技术

Drilling and Completion Technologies of Extended-Reach Wells in the Yangshuiwu Buried Hill Reservoir

石油钻探技术. 2021, 49(2): 14–19 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021010>

中深层水平井双漂浮下套管关键技术

Key Technologies for Casing Running with Double Floating Collars in Middle and Deep Horizontal Wells

石油钻探技术. 2023, 51(6): 57–63 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2023053>

顺北油气田超深高温水平井井眼轨迹控制技术

Wellbore Trajectory Control Technologies for Ultra-Deep and High-Temperature Horizontal Wells in the Shunbei Oil & Gas Field

石油钻探技术. 2022, 50(4): 18–24 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2022073>

苏里格致密气藏超长水平段水平井钻井完井关键技术

Key Technologies for Drilling and Completing Horizontal Wells with Ultra-Long Horizontal Sections in the Sulige Tight Gas Reservoirs

石油钻探技术. 2022, 50(1): 13–21 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021056>

吉兰泰油田吉华1区块超浅层水平井钻井关键技术

Key Drilling Technologies for Ultra-Shallow Horizontal Wells in the Jihua-1 Block of Jilantai Oilfield

石油钻探技术. 2021, 49(6): 37–41 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021038>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀超深大位移井专题▶

doi:10.11911/syztjs.2025021

引用格式: 郭永宾, 左坤, 邓成辉, 等. 南海东部恩平 21-4 油田超深大位移水平井钻完井关键技术 [J]. 石油钻探技术, 2025, 53(2): 11-20.

GUO Yongbin, ZUO Kun, DENG Chenghui, et al. Key drilling technologies for ultra-deep extended reach horizontal well in Enping 21-4 Oilfield, Eastern South China Sea [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2025, 53(2): 11-20.

南海东部恩平 21-4 油田超深大位移水平井 钻完井关键技术

郭永宾, 左 坤, 邓成辉, 李晶晶, 张 凯, 雷 鸿

(中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东深圳 518064)

摘要: 恩平 21-4 油田位于南海东部海域, 储量规模小, 为满足其经济高效开发的需求, 部署了 2 口超深大位移井。针对超深大位移井钻完井过程中存在的井漏风险高、井眼轨迹控制困难、井眼清洁难度大、安全作业密度窗口窄和摩阻扭矩高等技术难点, 开展了井眼轨道优化设计及井眼轨迹精准控制、钻井液和水泥浆体系优化设计、套管安全下入、动态监测辅助诊断技术和完井管柱抗磨减阻技术等技术攻关研究, 形成了超深大位移井钻完井关键技术, 确保了 2 口超深大位移井顺利完钻和投产。其中恩平 21-4-A1H 井完钻井深 9 508.00 m, 水平位移 8 689.00 m, 水垂比 4.43, 创我国海上油气田井深最深纪录。恩平 21-4 油田超深大位移井钻完井关键技术不但丰富完善了我国大位移井技术体系, 也为万米级边际油田高效开发提供了有力的技术支撑。

关键词: 超深大位移井; 井身结构; 井眼轨迹控制; 井眼清洁; 漂浮下套管; 固井; 动态监测; 恩平 21-4 油田

中图分类号: TE243⁺.2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1001-0890(2025)02-0011-10

Key Drilling Technologies for Ultra-Deep Extended Reach Horizontal Well in Enping 21-4 Oilfield, Eastern South China Sea

GUO Yongbin, ZUO Kun, DENG Chenghui, LI Jingjing, ZHANG Kai, LEI Hong

((Shenzhen Branch of CNOOC Limited, Shenzhen, Guangdong, 518064, China)

Abstract: The Enping 21-4 Oilfield, located in the eastern part of the South China Sea, has limited reserves. In order to meet the needs of economic and efficient development, two ultra-deep extended reach wells have been deployed. To address the challenges such as high risk of lost circulation, difficult trajectory control, poor wellbore cleaning efficiency, narrow safety density window, and high friction and torque in the ultra-deep extended reach wells during drilling and completion, a series of technologies were developed and applied. These technologies include wellbore trajectory design and precise control, drilling fluid and cement slurry system optimization, safe casing running, dynamic monitoring auxiliary diagnosis technology, and anti-wear friction-reducing completion strings solution. These innovations establish the key drilling and completion technologies for ultra-deep extended reach wells, ensuring the smooth drilling and production of these two wells. Notably, Well Enping 21-4-A1H achieved a total depth of 9 508.0 m with a horizontal displacement of 8 689.0 m, and the ratio of horizontal displacement to vertical depth is 4.43, which sets a new record for the deepest offshore oil and gas well in China. The key technologies for drilling and completion of ultra-deep extended reach wells applied in Enping 21-4 Oilfield not only enrich and improve the technical system of China's extended reach wells but also provide robust technical support for the efficient development of 10 000-meter-class marginal oilfields.

Key words: ultra-deep extended reach well; casing program; wellbore trajectory control; wellbore cleaning; floating casing running; well cementing; dynamic monitoring; Enping 21-4 Oilfield

收稿日期: 2025-01-08; 改回日期: 2025-03-18。

作者简介: 郭永宾 (1973—), 男, 河南长葛人, 1996 年毕业于石油大学 (华东) 钻井工程专业, 2010 年获中国石油大学 (华东) 油气井工程专业硕士学位, 教授级高级工程师, 主要从事海洋油气田钻完井技术研究及管理工作。E-mail: guoyb@cnooc.com.cn。

基金项目: 中海石油 (中国) 有限公司深圳分公司科研项目“恩平高水垂比大位移井钻井极限分析与安全控制技术研究” (项目编号: SCKY-2023-SZ-15) 部分研究内容。

我国近海有大量边际油气田,占已探明油气资源总量的近 50%,但因规模小、难度大、利润低而难以实现效益开发^[1]。大位移井技术是边际油田效益开发的重要手段,是海洋油气资源开发的重要方式^[2-8]。大位移井是指水平位移与垂深之比(即水垂比)不小于 2 且测深大于 3 000 m 或水平位移大于 3 000 m 的油气井。20世纪 80 年代以来,美国、挪威、英国等国家开始推广应用大位移井技术,1997 年 BP 公司在英国钻成首口万米大位移井,测深和水平位移均超过万米。随着钻井技术及装备的发展,大位移井纪录不断获得突破^[9-11]。目前,公开信息资料显示,全球最深的大位移井是阿联酋的 UZ-688 井,完钻井深达到 15 240 m。国内大位移技术研究起步较晚^[12-14],2005 年,中国海油与国外合作在南海东部西江油田完钻的 A22 侧钻井,完钻井深达 9 292 m,水平位移 8 235 m,创造了当时国内海上井深最深纪录;2020 年,中国海油在南海东部流花油田自主施工的 B4 侧钻井,其泥线水垂比高达 6.33,创造了国内海上油气田水垂比最大纪录。

恩平 21-4 油田位于南海东部,平均水深 86 m,储量规模小,采用水下井口或新建平台等开发模式的经济效益差,而采用大位移井可实现经济开发。为此,中国海油部署了 2 口井深均超 8 000 m 的超深大位移井,水垂比均超过 4.0。针对这 2 口超深大位移井钻完井过程中存在的井漏风险高、井眼轨迹控制难、井眼清洁难、安全作业密度窗口窄、摩阻扭矩大等技术难点,开展了包括井眼轨道优化设计及井眼轨迹精准控制、钻井液和水泥浆体系优化设计、套管安全下入、动态监测及完井管柱抗磨减阻等一系列技术攻关,最终形成了超深大位移井钻完井关键技术,确保了 2 口超深大位移井顺利完钻和投产,打破了我国 4 项钻完井纪录和中国海油 9 项钻完井纪录,2 口井平均完钻井深 9 054.50 m,其中恩平 21-4-A1H 井完钻井深 9 508.00 m,水平位移 8 689.00 m,水垂比 4.43,成为我国海上油气田第一深井。2 口井的顺利完钻,标志着我国成功攻克了万米级超深大位移井的技术难点,海上超远超深钻完井技术跨入了世界前列,也为万米级边际油田高质量开发提供有力技术支撑。

1 技术难点

恩平 21-4 油田大位移井从上到下会钻遇万山组、粤海组、韩江组和珠江组,地层整体较松软,可

钻性良好,局部灰质泥岩和砂泥岩互层发育频繁。地层温度和压力都在正常范围内,目的层预测压力 18.84 MPa、温度 90.1 ℃。该油田超深大位移井钻完井主要面临以下技术难点和挑战:

1)井漏风险高。恩平 21-4 油田地质条件复杂,岩性非均质性强,大位移井钻遇多条断层和大套疏松砂岩,井漏风险高。a)超深大位移井井眼轨迹横跨区域较大,要钻遇 3~4 条断层,且断层 F1、F2 和 F3 之间属于无井控制盲区,断层处地层均为渗透性砂岩对接,易造成漏失;b)钻遇大套含砾粗砂岩层,地层承压能力弱,易被压漏;c)局部地层坍塌压力增大,安全作业密度窗口仅为 0.20 kg/L,φ311.1 mm 裸眼段最长达到 5 143 m,井眼清洁难度大,地层易憋漏。

2)井眼轨迹控制困难。海上超深大位移井的井眼轨迹控制要求高,精准着陆难度大。a)一个海洋钻井平台上通常布置多口井,邻井实钻井眼轨迹在目标槽口下方,与待钻井井眼轨道存在浅层防碰风险;b)浅层造斜段长,存在砂砾岩互层,影响定向造斜效果;c)地层夹层多,软硬交错,钻进时下部钻具组合易出现托压问题;d)大斜度井段长,需要保证井眼轨迹光滑,以降低下套管难度,且裸眼井段长,误差累积大,远距离精准着陆难度高;e)地层构造不确定性大,井眼轨道设计需留有空间,实钻要兼探地层构造。

3)作业风险高。超深大位移井的大斜度井段长,岩屑床厚且运移、监测困难,井眼清洁难度大,作业风险高。a)大位移井稳斜段最长达 6 550 m,井斜角达 83°,极易形成岩屑床,卡钻风险高;b)起下钻过程中抽汲和激动压力大,井控风险高;c)长裸眼摩阻高,套管下入困难,下不到设计位置的风险高;d)地面设备和井下工具长期高负荷运转,易失效,导致出现井下故障并增加钻井成本。

4)摩阻扭矩大,完井管柱偏磨严重。a)井斜角大、稳斜段长,井眼沉砂不易清理,造成完井管柱下入摩阻大;b)完井管柱下入过程中,受到重力影响贴近低边一侧,外侧与套管内壁产生摩擦,易发生严重偏磨;c)起下钻时间长,水平产层段井壁失稳风险高,防砂管柱下入难度大。

2 钻完井关键技术研究

针对超深大位移井钻完井过程中存在的技术难题,开展了井眼轨道优化设计及井眼轨迹精准控制

技术、合成基钻井液技术、套管安全下入技术、动态监测辅助诊断技术和完井管柱耐磨减阻技术等技术攻关,形成了超深大位移井钻完井关键技术。

2.1 井眼轨道优化设计及井眼轨迹精准控制技术

2.1.1 井眼轨道优化设计

与水平井和常规大位移井相比,超深大位移井钻井周期更长、摩阻扭矩更高、井眼清洁难度更大,井眼轨道设计时需要综合考虑地层特点、工具能力、摩阻扭矩、水力清洁等多种因素影响,以达到降低摩阻扭矩、提升井眼清洁度、降低钻井难度、提高作业成功率的目的^[15-16]。

一般大位移井井眼轨道设计时优先考虑采用拟悬链线剖面,该剖面可以改善钻柱的受力状况、降低整体摩阻扭矩、有利于防止套管磨损。与拟悬链线剖面的对比分析发现,圆弧形剖面可在不增大侧向力的前提下,缩短高侧向力井段的长度,有利于井眼轨迹控制。为此,2 口超深大位移井采用了圆弧形剖面井眼轨道设计。计算结果表明,与拟悬链线剖面相比,圆弧形剖面的最高造斜率降低了 33%,侧向力大于 29.19 kN/(30 m)⁻¹ 的井段减少了 30%,扭矩降低了 2.71 kN·m(摩阻系数:套管井段 0.20,裸眼井段 0.25),有效降低了造斜段侧向力和井眼轨迹控制难度(见图 1)。

2 口超深大位移井采用增—稳—增—稳的双增

型井眼轨道设计,隔水导管鞋以下 10~20 m 开始造斜,结合邻井钻井经验,Φ609.6 mm 井段造斜率设计为 1.5°/30 m~2.0°/30 m, Φ444.5 mm 井段造斜率设计为 2.0°/30 m, 井眼轨道设计基本参数为:第一造斜段造斜点井深 220~225 m, 造斜率 2.0°/30 m, 造斜终点井深 1 470~1 510 m, 垂深 1 087~1 115 m, 井斜角 83°, 方位角 85°~87°;第二造斜段造斜点井深 7 540~8 040 m, 造斜率为 2.0°/30 m, 造斜终点井深 7 660~8 140 m, 垂深 1 949~1 950 m, 井斜角 90°, 方位角 88°~97°;水平段井深 8 466~9 340 m。

2.1.2 井眼轨迹精准控制技术

2 口超深大位移井均设计采用隔水导管+四开井身结构:Φ762.0 mm 隔水导管下入深度约 210 m, 入泥深度约 68 m, 满足支撑井口、防喷器组及后续各层套管重量的要求;一开采用 Φ609.6 mm 钻头钻至井深 805 m(粤海组底部),Φ508.0 mm 表层套管下至井深 800 m, 封固浅部松散地层, 为二开建立循环通道;二开采用 Φ444.5 mm 钻头钻至井深 3 005 m(钻穿 F1 断层后继续钻进 200~300 m),Φ339.7 mm 技术套管下至井深 3 000 m;三开采用 Φ311.1 mm 钻头钻至井深 7 662~8 143 m,Φ244.5 mm 技术套管下至井深 7 657~8 138 m, 封固 F2、F3 和 F4 断层, 建立生产通道;四开采用 Φ215.9 mm 钻头钻至井深 8 466~9 340 m, 裸眼筛管完井(见图 2)。

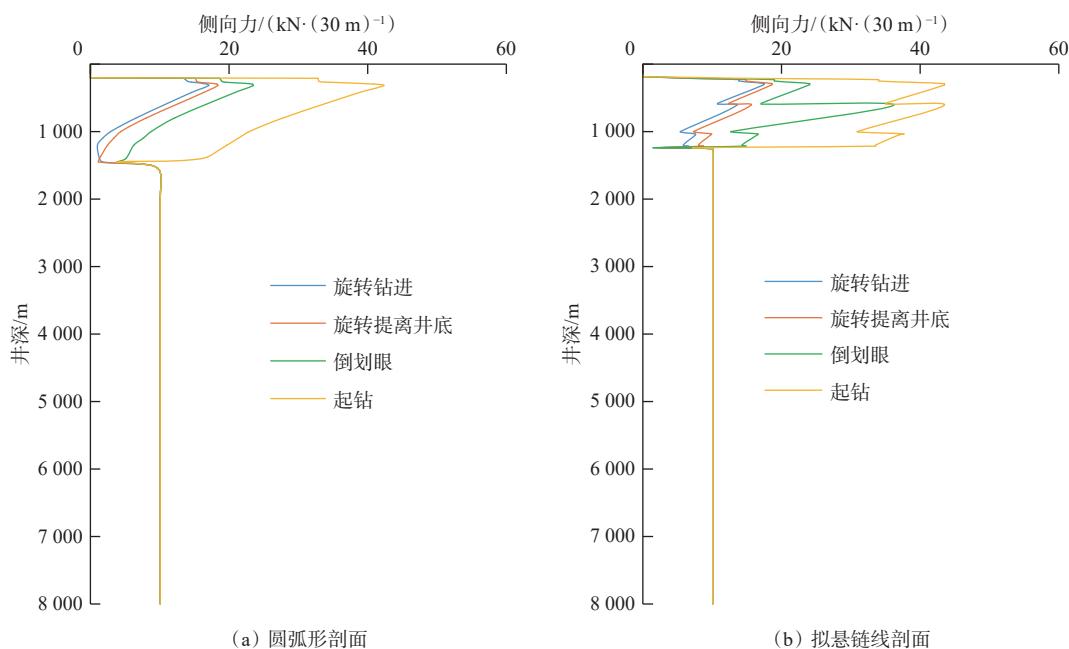


图 1 圆弧形剖面和拟悬链线剖面造斜段侧向力分布对比

Fig.1 Comparison of lateral force distribution in kick-off section between circular arc profile and quasi-catenary profile

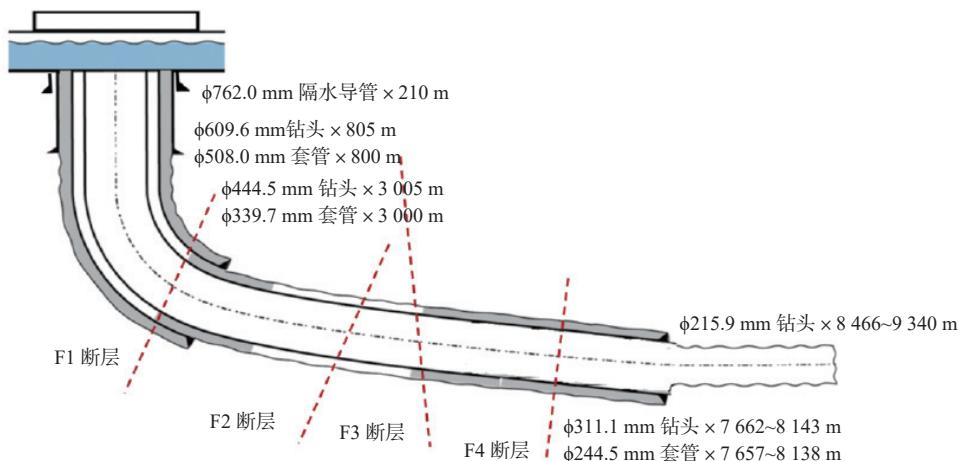


图 2 恩平 21-4 油田超深大位移井设计井身结构

Fig.2 Casing program design of ultra-deep extended reach well in the Epping 21-4 Oilfield

表层导管段采用隔水导管定向锤入, 以满足浅层防碰和造斜要求, 降低一开在浅部松软地层的造斜难度。锤入作业应用带坡口角度的斜面导管鞋, 并将其斜面高边对准设计方位, 实现隔水导管朝设计方位定向偏斜。

一开 $\phi 609.6$ mm 井段采用 1.5° 弯角等壁厚高扭矩螺杆钻具钻进, 在浅部松软地层大尺寸井眼快速造斜的同时, 降低海水开路深钻带来的井壁失稳风险。现场施工时, 利用钻具组合的增斜趋势, 采用复合钻进方式, 并控制滑动钻进占比小于 50%, 在保证井眼轨迹平滑的同时提高钻井效率, 快速增斜至设计井斜角, 为后续定向钻进奠定良好基础。

二开 $\phi 444.5$ mm 井段采用全旋转指向式导向工具钻进, 该导向工具能够与井下钻具组合等速同步旋转, 造斜能力强, 不需要通过控制钻速来提高造斜率, 从而实现快速增斜至设计井斜角(83°), 进入稳斜段, 有效提高了钻进效率, 同时避免了托压和憋泵等问题。

三开 $\phi 311.1$ mm 井段是稳斜井段, 在珠江组目的层顶着陆, 裸眼段最长达 5 143 m。该井段井眼轨迹控制难度大、井下风险高, 优选具有动态智能力度补偿功能的高排量全旋转指向式导向工具钻进, 其最高排量可以达到 5 000 L/min, 可在确保井眼轨迹平滑的同时, 提高井眼清洁能力。为提高钻进效率和井眼轨迹控制精度, 采取了一系列技术措施: 1) 将旋转导向耐磨稳定器内嵌材料升级为热稳定聚晶耐磨涂层, 增强稳定器耐磨性能, 以提高硬质夹层和长稳斜段钻进效率。2) 钻具组合设计带有双向划眼功能的稳定器, 以有效降低钻头托压风险。3) 测量数据的传输频率选择 10.5 Hz, 以兼顾信号解

调与数据传输速度, 实现超远距离信号稳定传输与解调。4) 采用动态六轴随钻连续高精测斜仪, 其测斜精度比常规 MWD 提高 40%, 可实现随钻加密测斜, 能更加精准描绘井眼真实的轨迹形态, 提高井眼轨迹控制精度, 确保超远距离精准着陆。

四开 $\phi 215.9$ mm 井段沿目的层水平钻进, 井眼轨迹控制精度要求较高, 采用了超深高清多边界双探技术, 以有效识别油水界面和油藏构造, 精准控制井眼轨迹, 实现了在薄油层中精准钻进。

2.2 合成基钻井液技术

针对超深大位移井大井斜长裸眼井段钻进时井眼清洁困难、摩阻扭矩高和安全作业密度窗口窄等技术难点^[17-20], $\phi 311.1$ mm 和 $\phi 215.9$ mm 井段均采用 BIODRILLS 合成基钻井液体系钻进, 其基本配方为: 75.0% 合成基液+25.0% CaCl_2 溶液+1.0% 主乳化剂 PF-FSEMUL+1.2% 辅乳化剂 PF-FSCOAT+1.5% 润湿剂 PF-FSWET+2.0% 有机土 PF-FSGEL+2.5% 碱度调节剂 PF-MOALK+2.0% 降滤失剂 PF-MOHFR+2.0% 复合封堵剂 PF-MOSHIELD+2.0% 超细碳酸钙 PF-EZCARB+1.5% 流性调节剂 PF-FSVIS。与常规油基钻井液相比, 该钻井液具有更好的流变性和润滑性, 且泥岩抑制性强、滤失量低, 具有更低的当量循环密度 (ECD) 和摩阻系数 (见表 1), 可有效降低井眼垮塌风险和岩屑床形成速度, 提高井眼清洁能力, 降低井下地层憋漏和卡钻风险。

$\phi 311.1$ mm 和 $\phi 215.9$ mm 井段钻进过程中, BIODRILLS 合成基钻井液体系的密度分别控制在 1.09~1.27 和 1.09~1.15 kg/L, 并采用保持钻井液低黏高切的维护思路, 以提高低密度钻井液携岩能

表 1 合成基钻井液与常规油基钻井液模拟 ECD 和摩阻系数对比

Table 1 Comparison of simulated ECD and friction coefficient between synthetic-based drilling fluid and conventional oil-based drilling fluid

井眼/mm	ECD/(kg·L ⁻¹)		摩阻系数	
	合成基 钻井液	常规油基 钻井液	合成基 钻井液	常规油基 钻井液
311.1	1.45	1.52	0.17~0.20	0.20~0.25
215.9	1.48	1.58	0.15~0.18	0.18~0.22

力, 并降低激动压力, 提高机械钻速。钻井液维护处理措施主要为: 1) 在钻井液中加入有机土 PF-FSGEL 和提切剂 PF-FSVIS, 维持 ϕ_6/ϕ_3 读数在 9/8 以上, 随着井深增加逐步将 ϕ_6/ϕ_3 读数提至 15/14, 以保持钻井液良好的流变性和岩屑悬浮携带能力(如图 3 所示), 并将钻井液油水比由 75/25 逐步提至 85/15, 以提高其润滑性。2) 钻遇坍塌压力升高地层前, 适当提高钻井液密度。3) 钻进断层前约 100 m 时加入随钻防漏剂 PF-LCLOCK F、超细碳酸钙 PF-EZCARB 和承压封堵剂 PF-RG, 以提高钻井液封堵能力, 改善滤饼质量, 保证井壁稳定。4) 及时加入主乳化剂 PF-FSEMUL 和辅乳化剂 PF-FSCOAT, 以维持钻井液电稳定性, 并加入碱度调节剂 PF-MOALK 维持其碱度, 以形成油包水型乳状液。5) 充分利用高速离心机, 精细化控制钻井液中有害固相的含量, 以保证其清洁性。

2.3 易漏地层超长封固段固井技术

2 口超深大位移井的井眼轨迹穿越 3~4 条断层, 固井安全作业窗口小于 0.20 kg/L, 固井期间极易发生漏失。另外, 超长封固段中 $\phi 244.5$ mm 套管居中度不高, 岩屑易在低边沉降, 钻井液、水泥浆和前置液存在密度差异, 造成流体高低边分层, 导致顶替效率差, 固井质量难以保证, 设计采用双密度水泥浆固井。为此, 开发了 2 种液体减轻剂 (PC-P81L 和 PC-P82L), 并以其为核心构建了双重悬浮超低密度低摩阻水泥浆体系, 基本配方为: 淡水+0.5% 消泡剂 PC-X60L+5.5% 降滤失剂 PC-G80L+5.0% 早强剂 PC-A95L+1.0% 缓凝剂 PC-H21L+15.0% 增强剂 PC-GS12S+25.0% 液体悬浮减轻剂 PC-P81L+0.5% 液体悬浮减轻剂 PC-P82L+100.0% G 级水泥。室内试验结果表明(见表 2), 该水泥浆具有良好的高悬浮稳定性、滤失性能、稠化性能和抗压强度等, 造浆率接近 300 L/100kg 水泥, 有效解决了海上平台空间受限问题。该水泥浆作为首浆, 根据超深大位移井的固井需要, 设计密度为 1.28 kg/L。同时, 研发了高固相低黏高切水泥浆体系, 基本配方为: 淡水+0.5% 消泡剂 PC-X60L+5.5% 降滤失剂 PC-G80L+5.0% 早强剂 PC-A95L+1.0% 缓凝剂 PC-H21L+5.0% 增强剂 PC-GS12S+13.0% 漂珠 PC-P62S+2.0% 堵漏剂 PC-B66S+100.0% G 级水泥, 其具有低黏高切的流变特性, 可有效改善大位移井固井窄间隙顶替效率不佳的问题, 同时其滤失性能优异、自由液占比低、抗压强度高(见表 2)。高固相低黏高切水泥浆体系采用颗粒级配原理配制, 以确保具有较高的固相含量, 在流变性能合适的前提下, 水泥浆固相含量可达到 43.6%。该水泥浆体系作为尾浆, 设计密度为 1.50 kg/L。

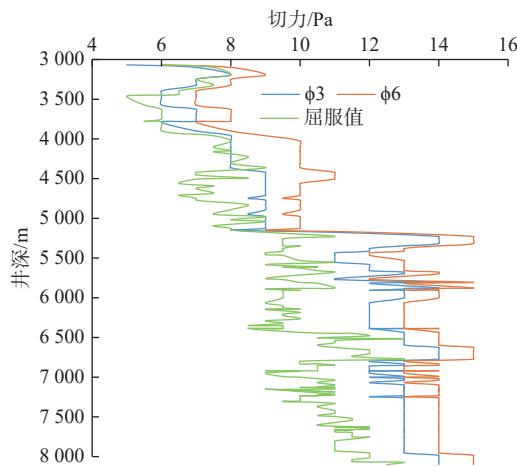


图 3 $\phi 311.1$ mm 井段合成基钻井液的切力变化曲线

Fig.3 Shear force variation curve of synthetic based drilling fluid in a $\phi 311.1$ mm well section

泡剂 PC-X60L+18.0% 降滤失剂 PC-G80L+5.0% 早强剂 PC-A95L+6.0% 缓凝剂 PC-H21L+15.0% 增强剂 PC-GS12S+25.0% 液体悬浮减轻剂 PC-P81L+0.5% 液体悬浮减轻剂 PC-P82L+100.0% G 级水泥。室内试验结果表明(见表 2), 该水泥浆具有良好的高悬浮稳定性、滤失性能、稠化性能和抗压强度等, 造浆率接近 300 L/100kg 水泥, 有效解决了海上平台空间受限问题。该水泥浆作为首浆, 根据超深大位移井的固井需要, 设计密度为 1.28 kg/L。同时, 研发了高固相低黏高切水泥浆体系, 基本配方为: 淡水+0.5% 消泡剂 PC-X60L+5.5% 降滤失剂 PC-G80L+5.0% 早强剂 PC-A95L+1.0% 缓凝剂 PC-H21L+5.0% 增强剂 PC-GS12S+13.0% 漂珠 PC-P62S+2.0% 堵漏剂 PC-B66S+100.0% G 级水泥, 其具有低黏高切的流变特性, 可有效改善大位移井固井窄间隙顶替效率不佳的问题, 同时其滤失性能优异、自由液占比低、抗压强度高(见表 2)。高固相低黏高切水泥浆体系采用颗粒级配原理配制, 以确保具有较高的固相含量, 在流变性能合适的前提下, 水泥浆固相含量可达到 43.6%。该水泥浆体系作为尾浆, 设计密度为 1.50 kg/L。

表 2 固井水泥浆体系首浆和尾浆性能

Table 2 Properties of head and tail cementing slurry

水泥浆	密度/(kg·L ⁻¹)	黏度计读数	API滤失/mL	稠化时间 ^① /h	自由液, %	造浆率 ^②	抗压强度 ^③ /kPa
首浆	1.28	6/9/36/50/63	102	14.3	0	299.62	1 584.7
尾浆	1.50	5/8/64/109/155	48	9.5	0	129.41	13 986.7

注: ①测试温度为 90 °C; ②单位为 L/100kg 水泥; ③测试条件为温度 80 °C、候凝时间 48 h。

2.4 套管安全下入技术

套管安全顺利下至设计井深是确保超深大位移井建井成功的关键^[21-22]。2 口超深大位移井二开 $\phi 444.5$ mm 井段钻至垂深约 1 000 m 时需要快速增斜至 83° 后稳斜钻进, 三开 $\phi 311.1$ mm 井段保持井斜 83° 稳斜钻至井深 8 131 m。在这种大井眼曲率和大井斜角条件下, 二开 $\phi 339.7$ mm 套管和三开 $\phi 244.5$ mm 套管下入摩阻高, 安全下入的难度极大。

2.4.1 $\phi 339.7$ mm 套管下入技术

模拟计算结果表明, 采用常规方式下 $\phi 339.7$ mm 套管时, 在设定的摩阻系数条件下, 下至井深 2 600 m 时大钩悬重为零, 无法下至设计井深 3 000 m。为此, 打破漂浮下套管技术主要用于下 $\phi 244.5$ mm 套管及 $\phi 177.8$ mm 尾管的现状, 创新采用漂浮方式下入 $\phi 339.7$ mm 套管, 模拟结果表明可成功下至设计井深。开始下入套管时掏空套管串在钻井液中浮力较大, 可能出现套管串上窜的问题, 进行了模拟计算, 发现在套管串灌入高度 200 m 的钻井液, 可以解决套管串上窜问题。最终, $\phi 339.7$ mm 套管设计下入方案为套管内灌钻井液 200 m+漂浮 900 m+灌钻井液 1 900 m。模拟结果表明, $\phi 339.7$ mm 套管下至设计井深时, 大钩悬重 712 kN, 下放余量 311 kN, 满足安全下套管作业要求(见图 4)。

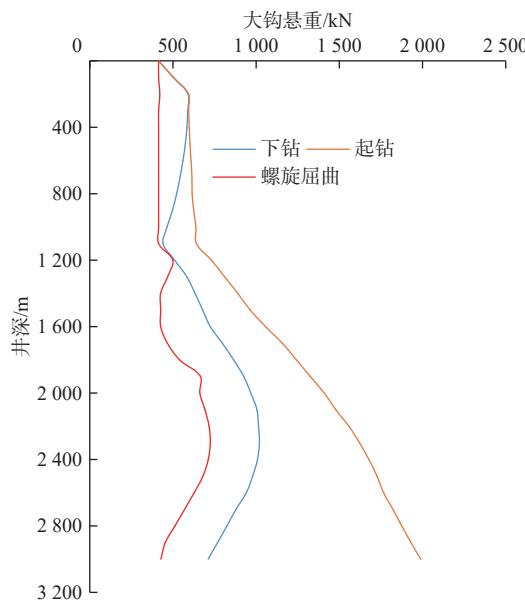


图 4 $\phi 339.7$ mm 套管下入时大钩悬重模拟计算结果

Fig.4 Simulation results of hook load when running $\phi 339.7$ mm casing

2.4.2 $\phi 244.5$ mm 套管下入技术

为确保 $\phi 244.5$ mm 套管安全下入, 在钻井液密

度 1.27 kg/L、摩阻系数分别为 0.30(套管井段)和 0.50(裸眼井段)的条件下, 根据悬重、旋转扭矩和管柱安全等指标对 5 种套管下入方案的大钩悬重进行了模拟计算, 结果如图 5 所示。5 种套管下入方案为: 方案 1 为常规方式直接下入; 方案 2 为漂浮方式下入(漂浮段长 6 000 m); 方案 3 为套管全部漂浮不旋转下入; 方案 4 为漂浮套管+旋转下入(漂浮段长 6 000 m, 旋转速度 10 r/min); 方案 5 为套管全部漂浮+旋转下入(旋转速度 20 r/min)。模拟结果表明: 方案 1 在套管下至井深 3 900 m 时发生螺旋屈曲; 方案 2 在套管下至井深 3 970 m 时发生螺旋屈曲; 方案 3 在套管下至井深 3 990 m 时发生螺旋屈曲; 方案 4 套管能下至设计井深, 但上提悬重为 1 896.7 kN, 旋转扭矩高达 61.7 kN·m, 旋转时漂浮接箍内部结构发生损坏的风险较大; 方案 5 套管能顺利下至设计井深, 上提悬重为 1 188.6 kN, 下放悬重为 515.6 kN, 旋转扭矩仅为 41.1 kN·m, 满足漂浮接箍安全旋转下入要求。最终确定采用方案 5 下入 $\phi 244.5$ mm 套管, 即 $\phi 244.5$ mm 套管全部漂浮+旋转下入(旋转速度 20 r/min)。为更好地满足套管安全下入要求, 优选楔形螺纹高抗扭套管, 接箍处设计 15°倒角。同时, 考虑裸眼段过长、井眼缩径可能导致套管下入困难, 以及套管引鞋头可能被击穿造成钻井液反灌而形成井控风险的问题, 优选了非对称结构可倒划眼的强耐压套管引鞋。

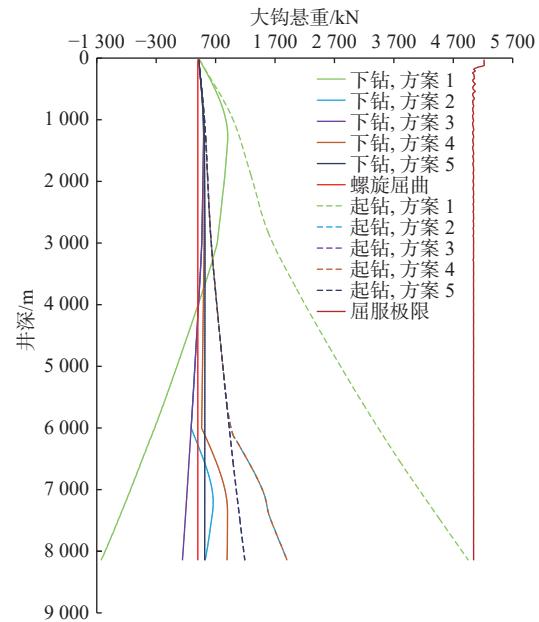


图 5 $\phi 244.5$ mm 套管下入时大钩悬重模拟计算结果

Fig.5 Simulation results of hook load when running $\phi 244.5$ mm casing

2.5 动态监测辅助诊断技术

2 口超深大位移井钻井作业中, 受地层及井眼轨迹影响, 摩阻扭矩高、钻压传递效率低、安全作业密度窗口窄, 需要精准控制当量循环密度 (ECD), 同时为确保钻柱安全, 需要及时获取井内钻柱的运动特征^[23-26]。为此, 应用了基于斯伦贝谢井下动态监测系统 Optidrill 的动态监测辅助诊断技术, 通过实时监测近钻头钻压、近钻头扭矩、下部钻具组合弯曲载荷、环空压力与温度、停泵后环空液柱压力、钻具内部压力、钻具振动等参数, 能够分析钻进过程中遇到的不均质夹层、机械比能、切削效率、ECD 等重要参数, 从而辅助判断井下状况并提前预警, 为现场决策提供科学依据。

1) 机械钻速分析技术。随着超深大位移井大斜度裸眼段不断延长, 易出现地面钻压和井底钻压严重背离(传递效率低), 导致机械钻速变低, 需要判断其原因以采取相应技术措施。通过 Optidrill 实时采集的数据进行反演推算, 可以准确判断机械钻速降低的原因是钻具托压还是钻头磨损, 钻后还可利用其测量数据、测井曲线和岩屑进行细致分析, 得出钻具托压或钻头磨损的主要原因。

2) 液柱压力分析技术。Optidrill 内置电池储能系统能够测量环空压力, 直观显示起下钻及开泵过程中产生的异常压力波动情况, 这些可为超深大位移井井内压力的调控提供参考, 比如控制起下钻速度、钻井泵开启速度等, 有效地降低激动压力, 避免憋漏地层。

3) 钻进效率分析技术。利用钻压、转速、扭矩等数据, Optidrill 可以计算下部钻具组合机械比能及其在地面机械比能的占比, 实现钻井全过程不同地层钻进效率的实时分析, 为超深大位移井钻井参数优化提供指导。

4) 井眼清洁分析技术。利用 Optidrill 在钻进、循环、倒划眼等多种工况下测得的 ECD 数据, 绘制不同工况下 ECD 与井深的关系曲线, 从而对井眼清洁状况进行实时分析, 指导钻井参数优化并采取相应技术措施。

2.6 耐磨减阻完井管柱下入技术

为解决超深大位移井完井防砂管柱遇阻卡和超长井眼中偏磨严重等难题, 设计应用了耐磨减阻完井管柱, 并制定了安全高效下入技术措施。1) 在防砂封隔器胶筒上下加铜护肩, 护肩两侧设计 $\phi 214$ mm 规环, 胶筒外径 210 mm, 防止胶筒下入时发生磨损。2) 消除筛管过滤网层间间隙, 筛管整体外径减

小 5 mm, 抗压强度提升 40%, 将筛管外护套加厚至 1.5 mm, 防止偏磨损伤过滤网。3) 筛管外护套进液孔形状由条形孔优化为圆形孔, 提高了光滑度, 从而有效降低摩阻。4) 设计应用防砂管柱应急旋转机构, 实现下入过程中上部钻具旋转而下部完井管柱不旋转, 显著降低了管柱摩阻, 同时在封隔器坐封工具与封隔器连接处增加键槽设计, 大幅度提高了扭矩传递能力。5) 优化完井管柱组合设计, 垂直井段使用大尺寸钻杆进行加重, 完井管柱组合为 $\phi 149.2$ mm 钻杆 + $\phi 127.0$ mm 钻杆 + $\phi 127.0$ mm 应急旋转机构 + 钻杆短节 + 顶部防砂封隔器总成 + $\phi 139.7$ mm 筛管。

3 现场施工

恩平 21-4 油田 2 口超深大位移井均顺利钻至设计完钻井深, 未发生钻具断裂、卡钻、套管下不到位及井眼报废等事故。2 口井平均完钻井深 9 054.50 m, 其中恩平 21-4-A1H 井完钻井深 9 508.00 m, 垂深 1 962.90 m, 水平位移 8 689.00 m, 水垂比 4.43, 是我国海上第一深井。这 2 口井打破了我国 4 项钻完井纪录和中国海油 9 项钻完井纪录(见表 3)。现以恩平 21-4-A1H 井为例, 简要介绍现场施工情况。

表 3 2 口超深大位移井创造钻完井纪录情况

Table 3 Drilling and completion records of 2 ultra-deep extended reach wells

序号	纪录范围	纪录名称	现纪录
1	全国	海上井深最深(生产井)	9 508 m
2	全国	水平位移最大	8 689 m
3	全国	$\phi 311.1$ mm 井段最长	8 131 m
4	全国	$\phi 244.5$ mm 套管下深最深	8 125 m
5	中国海油	井深最深(生产井)	9 508 m
6	中国海油	水平位移最大的井	8 689 m
7	中国海油	$\phi 311.1$ mm 井段最长	8 131 m
8	中国海油	$\phi 244.5$ mm 套管下深最深井	8 125 m
9	中国海油	裸眼段最长	5 124 m
10	中国海油	9 501~10 000 m 井深水平井 最短钻井周期	107.83 d
11	中国海油	9 501~10 000 m 井深防砂水平井 最短作业周期(仅下筛管)	7.54 d
12	中国海油	8 501~9 000 m 井深水平井 最短钻井周期	81.05 d
13	中国海油	8 501~9 000 m 井深防砂水平井 最短作业周期(仅下筛管)	7.50 d

3.1 钻井作业情况

恩平 21-4-A1H 井设计完钻 9 340.0 m, 设计采用四开井身结构, 实钻井身结构如图 6 所示。

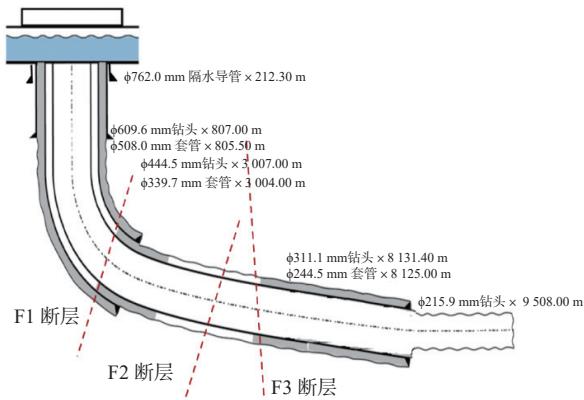


图 6 恩平 21-4-A1H 井实钻井身结构

Fig.6 Actual casing program of the Epping 21-4-A1H

该井 $\phi 762.0$ mm 隔水导管采用锤入法下至井深 212.30 m。

一开 $\phi 609.6$ mm 井段采用海水/膨润土浆开路钻至井深 807.00 m, 最大排量 4 300 L/min, 最高转速 130 r/min, $\phi 508.0$ mm 表层套管下至井深 805.50 m, 封固粤海组等松软地层, 并建立井口。钻具组合为 $\phi 609.6$ mm 牙轮钻头+ $\phi 244.5$ mm×1.5°螺杆钻具+随钻测斜工具+ $\phi 149.2$ mm 加重钻杆+ $\phi 203.2$ mm 液压震击器+ $\phi 149.2$ mm 加重钻杆+ $\phi 149.2$ mm 钻杆。

二开 $\phi 444.5$ mm 井段采用 PDF-PLUS/KCI 钻井液钻进, 快速造斜至井斜角 83°, 稳斜钻至井深 3 007.00 m, 最大排量 4 600 L/min, 最高转速 140 r/min, $\phi 339.7$ mm 技术套管下至井深 3 004.00 m, 封固断层 F1。钻具组合为 $\phi 444.5$ mm PDC 钻头+旋转导向工具+随钻测斜工具+ $\phi 149.2$ mm 加重钻杆+ $\phi 203.2$ mm 液压震击器+ $\phi 149.2$ mm 加重钻杆+ $\phi 149.2$ mm 钻杆。

三开 $\phi 311.1$ mm 井段采用 BIODRILLS 合成基钻井液钻进, 保持井斜角 83°稳斜钻至中完井深 8 131.40 m, 排量控制在 3 500~4 200 L/min, 转速 100~150 r/min, $\phi 244.5$ mm 技术套管下至井深 8 125.00 m, 封固 F2 和 F3 断层。钻具组合为 $\phi 311.1$ mm 钻头+旋转导向工具+随钻测井工具+随钻测斜工具+动态监测工具+ $\phi 149.2$ mm 加重钻杆+ $\phi 203.2$ mm 液压震击器+ $\phi 149.2$ mm 加重钻杆+ $\phi 149.2$ mm 钻杆。

四开 $\phi 215.9$ mm 水平井段采用 BIODRILLS 合成基钻井液钻至井深 9 508.00 m 完钻, 排量 1 700~1 800 L/min, 最高转速 130 r/min, 下入 $\phi 139.7$ mm 防

砂筛管完井。钻具组合为 $\phi 215.9$ mm PDC 钻头+旋转导向工具+随钻测井工具 1+随钻测斜工具+随钻测井工具 2+动态监测工具+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆+ $\phi 165.1$ mm 液压震击器+ $\phi 127.0$ mm 加重钻杆+ $\phi 127.0$ mm 钻杆+ $\phi 149.2$ mm 钻杆。

3.2 固井作业情况

恩平 21-4-A1H 井二开、三开井段固井难度相对较大, 存在套管附件磨损严重、水泥浆漏失风险大及提高顶替效率困难等难题。1) 套管旋转下入过程中易贴紧井壁而发生刮碰及摩擦, 造成扶正器、浮鞋等固井附件及固井胶塞发生磨损失效, 影响固井质量。2) 该井存在 3 个断层, 其中 F3 断层漏失压力最低, 当量密度约为 1.44 kg/L, 固井作业窗口仅 0.17 kg/L, 极易在下套管、循环期间发生水泥浆漏失。3) 超长封固段套管居中度不高, 岩屑易在低边沉降, 流体高低边分层, 导致顶替效率差。针对上述难题, 应用了下套管附件耐磨评价技术、注水泥井筒液柱压力精准计算及固井水泥浆体系优化设计等技术, 确保了该井二开、三开井段固井成功。

二开 $\phi 444.5$ mm 井段固井采用了 $\phi 339.7$ mm、107.2 kg/m、钢级 P110 的高抗扭套管, 套管柱组合为划眼浮鞋+高抗扭套管+浮箍+高抗扭套管+碰压接箍+高抗扭套管(灌入钻井液 200 m)+高抗扭套管(掏空 900 m)+漂浮接箍+高抗扭套管。固井施工时, $\phi 339.7$ mm 套管下至设计井深 3 004.00 m 后, 大钩悬重剩余 898.5 kN, 除去顶驱及大钩自身重量, 下放悬重余量有 498.2 kN。该井段采用双密度水泥浆固井, 首浆密度为 1.3 kg/L, 稠化时间 776 min, API 滤失量 102 mL, 24 h 抗压强度 3.1 MPa; 尾浆密度为 1.87 kg/L, 稠化时间 351 min, API 滤失量 42 mL, 24 h 抗压强度 15.9 MPa。固井浆柱结构为隔离液+冲洗液+混合水+首浆+尾浆+混合水+海水, 先后泵入隔离液 15.9 m³, 冲洗液 19.1 m³, 混合水 1.59 m³, 更换双塞固井水泥头, 泵入首浆 151.2 m³, 尾浆 44.9 m³, 释放固井顶塞, 泵入密度 1.87 kg/L 的水泥浆 0.79 m³, 混合水 1.59 m³, 顶替海水 226.9 m³, 固井碰压 8.97 MPa, 泄压检查正常。根据行业标准 SY/T 6592—2016 判定该井段固井质量为良。

三开 $\phi 311.1$ mm 井段固井采用了 $\phi 244.5$ mm、69.94 kg/m、钢级 1Cr-P110 的高抗扭套管, 套管柱组合为划眼浮鞋+高抗扭套管+浮箍+高抗扭套管+碰压接箍+高抗扭套管。固井施工时, $\phi 244.5$ mm 套管全漂浮不旋转下至上层套管鞋时(井深 2 996.00 m 处), 下放悬重 458.2 kN, 下放余量 57.8 kN, 满足继

续安全下套管作业要求;继续采用全漂浮不旋转方式将套管下至井深 4 026.00 m 时,无法正常下放,开始旋转下入,转速 20 r/min,最终历时 66 h,将套管安全高效下至设计井深 8 125.00 m,此时大钩悬重为 560.5 kN,下放余量 160.1 kN,旋转扭矩为 36.6 kN·m,全程最大旋转扭矩 40.68 kN·m。该井段采用双密度水泥浆固井,首浆是双重悬浮超低密度低摩阻水泥浆体系,密度为 1.28 kg/L,尾浆是高固相低黏高切水泥浆体系,密度为 1.50 kg/L,水泥浆体系主要性能见表 2。固井浆柱结构为双效隔离液+油水双效冲洗液+混合水+首浆+尾浆+混合水+钻井液,先后泵入双效隔离液 31.8 m³,冲洗液 14.3 m³,释放固井底塞,泵入混合水 1.59 m³、首浆 50.2 m³和尾浆 37.3 m³,释放固井顶塞,泵入混合水 0.79 m³,顶替钻井液 307.3 m³,固井碰压 8.28 MPa,泄压检查正常。根据行业标准 SY/T 6592—2016,判定该井段固井质量为良。

3.3 钻井效果分析

恩平 21-4-A1H 井历时 117 d 完成钻完井作业,平均机械钻速 26.8 m/h,钻井日效率 86.9 m/d,钻井生产时效 88.99%,井斜角、井径、中靶质量、固井质量和随钻测井等关键质量指标的合格率均达到 100%。该井打破了我国 4 项钻完井纪录和中国海油 7 项钻完井纪录(见表 3)。 ϕ 311.1 mm 井段三趟钻完成,第一趟钻进尺 2 119.00 m,第二趟钻进尺 1 261.00 m,第三趟钻进尺 1 744.40 m,钻井过程中倒划眼起钻困难,部分井段岩性变化频繁出现憋泵蹩钻情况,处理倒划眼起钻困难共用时 200 h。另外, ϕ 311.1 mm 井段钻进中分别在倒划眼起钻、第三趟钻下钻循环处理钻井液及通井下钻至井底循环时发生井漏,共漏失钻井液 2 000 m³。

4 结论与建议

1)与水平井和普通大位移井相比,超深大位移井的井眼轨迹控制精度要求更高,更易形成岩屑床,井眼清洁难度更大,井筒摩阻扭矩更高,ECD 精细管控需求更突出。

2)恩平 21-4 油田 2 口超深大位移井的成功完钻离不开井眼轨道优化、井身结构合理设计、井眼轨迹精准控制、钻井液和水泥浆的性能调控、套管安全下入及动态监测辅助诊断等技术的协同运用。

3)恩平 21-4 油田超深大位移井钻完井关键技术进一步丰富完善了我国大位移井技术体系,为万

米级边际油田高质量开发提供了有力技术支撑。

4)对标萨哈林、阿布扎比等超万米的国际一流超深大位移井,恩平 21-4 油田 2 口超深大位移井的整体作业效率偏低,需要进一步开展钻井液性能优化、钻机装备能力提升、钻井参数优化等钻完井关键技术攻关,以实现钻井提速提效降本。

参 考 文 献

References

- [1] 吴林强, 张涛, 徐晶晶, 等. 全球海洋油气勘探开发特征及趋势分析 [J]. 国际石油经济, 2019, 27(3): 29–36.
WU Linqiang, ZHANG Tao, XU Jingjing, et al. Characteristics and trends of global offshore oil and gas exploration and development[J]. International Petroleum Economics, 2019, 27(3): 29–36.
- [2] 杨进, 李磊, 宋宇, 等. 中国海洋油气钻井技术发展现状及展望 [J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2308–2318.
YANG Jin, LI Lei, SONG Yu, et al. Current status and prospects of offshore oil and gas drilling technology development in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2308–2318.
- [3] 杨进, 傅超, 刘书杰, 等. 中国深水钻井关键技术与装备现状及展望 [J]. 世界石油工业, 2024, 31(4): 69–80.
YANG Jin, FU Chao, LIU Shujie, et al. Current status and prospects of key technologies and equipment for deepwater drilling in China[J]. World Petroleum Industry, 2024, 31(4): 69–80.
- [4] 张海山. 中国海洋石油大位移井钻井技术现状及展望 [J]. 石油钻采工艺, 2023, 45(1): 1–11.
ZHANG Haishan. Status and prospect of CNOOC's extended reach well drilling technologies[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2023, 45(1): 1–11.
- [5] 黄熠, 刘和兴, 刘智勤, 等. 南海西部浅层大位移水平井钻井关键技术与实践 [J]. 中国海上油气, 2023, 35(6): 115–123.
HUANG Yi, LIU Hexing, LIU Zhiqin, et al. Key drilling technologies and practices of shallow extended reach well in western South China Sea[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(6): 115–123.
- [6] 张磊, 张羽臣, 董平华, 等. 渤海油田浅层大位移水平井钻井关键技术研究 [J]. 非常规油气, 2022, 9(1): 10–17.
ZHANG Lei, ZHANG Yuchen, DONG Pinghua, et al. Research on key drilling technology of shallow extended reach horizontal well in Bohai Oilfield[J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(1): 10–17.
- [7] 林四元, 张杰, 韩成, 等. 东方气田浅部储层大位移水平井钻井关键技术 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(5): 17–21.
LIN Siyuan, ZHANG Jie, HAN Cheng, et al. Key technology for horizontal well of extended reach drilling in the shallow reservoirs of the Dongfang Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(5): 17–21.
- [8] 魏宏安, 张武辇, 唐海雄. 超大水垂比大位移井钻井技术 [J]. 石油钻采工艺, 2005, 27(1): 1–5.
WEI Hongan, ZHANG Wunian, TANG Haixiong. Drilling technology of extended-reach well with ultra-high horizontal displacement to vertical depth ratio[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2005, 27(1): 1–5.
- [9] MA Tianshou, CHEN Ping, ZHAO Jian. Overview on vertical and

directional drilling technologies for the exploration and exploitation of deep petroleum resources[J]. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 2016, 2(4): 365–395.

[10] 苏义脑, 窦修荣. 大位移井钻井概况、工艺难点和对工具仪器的要求 [J]. *石油钻采工艺*, 2003, 25(1): 6–10.

SU Yinao, DOU Xiurong. General condition and technical difficulties of extended reach well drilling and its requirements on tools and instruments[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2003, 25(1): 6–10.

[11] 高德利, 黄文君, 刁斌斌, 等. 复杂结构井定向钻井技术现状及展望 [J]. *前瞻科技*, 2023, 2(2): 11–21.

GAO Deli, HUANG Wenjun, DIAO Binbin, et al. Current status and prospect of directional drilling technologies for complex wells[J]. *Science and Technology Foresight*, 2023, 2(2): 11–21.

[12] 张强, 秦世利, 饶志华, 等. 南海超大水垂比大位移 M 井钻井关键技术 [J]. *石油钻探技术*, 2021, 49(5): 19–25.

ZHANG Qiang, QIN Shili, RAO Zhihua, et al. Key drilling technologies in extended-reach Well M with ultra-high HD/VD ratio in the South China Sea[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(5): 19–25.

[13] 刘永峰, 朱娜, 高德利, 等. 南海东部大位移井岩屑床动态运移与参数优化 [J]. *石油机械*, 2022, 50(6): 36–43.

LIU Yongfeng, ZHU Na, GAO Deli, et al. Dynamic transportation and parameter optimization of cuttings bed in extended reach wells in the east of South China sea[J]. *China Petroleum Machinery*, 2022, 50(6): 36–43.

[14] ZHANG Feifei, WANG Yidi, WANG Yuezhi, et al. Modeling of dynamic cuttings transportation during drilling of oil and gas wells by combining 2D CFD and 1D discretization approach[J]. *SPE Journal*, 2020, 25(3): 1220–1240.

[15] 冯光通, 马凤清, 曹向峰, 等. 高平 1 井井眼轨迹与井身结构设计 [J]. *石油钻探技术*, 2010, 38(6): 33–36.

FENG Guangtong, MA Fengqing, CAO Xiangfeng, et al. The trajectory and casing program design of Well Gaoping 1[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2010, 38(6): 33–36.

[16] 宋执武, 高德利, 李瑞营. 大位移井轨道设计方法综述及曲线优选 [J]. *石油钻探技术*, 2006, 34(5): 24–27.

SONG Zhiwu, GAO Deli, LI Ruiying. Summary and optimization of extended-reach-well trajectory design methods[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2006, 34(5): 24–27.

[17] MAHMOUD H, HAMZA A, NASSER M S, et al. Hole cleaning and drilling fluid sweeps in horizontal and deviated wells: comprehensive review[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 186: 106748.

[18] GUO Xiaole, WANG Zhiming, LONG Zhihui. Study on three-layer unsteady model of cuttings transport for extended-reach well[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, 73(1/2): 171–180.

[19] 谢彬强, 邱正松, 黄维安, 等. 大位移井钻井液关键技术问题 [J]. *钻井液与完井液*, 2012, 29(2): 76–82.

XIE Binqiang, QIU Zhengsong, HUANG Weian, et al. Summary on key technical issues of drilling fluid for extended reach well[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2012, 29(2): 76–82.

[20] 邢希金, 王涛, 刘伟, 等. 超深大位移井井壁稳定及储层保护技术与应用 [J]. *中国海上油气*, 2023, 35(5): 154–163.

XING Xijin, WANG Tao, LIU Wei, et al. Research and application of drilling risk prevention and control measures in ultra-deep extended-reach wells[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(5): 154–163.

[21] 田志欣, 王志伟. 全漂浮旋转下套管技术在大位移井中的应用 [J]. *石油天然气学报*, 2018, 40(6): 53–58.

TIAN Zhixin, WANG Zhiwei. The application of rotary casing running technology with full-floating in extended reach wells[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2018, 40(6): 53–58.

[22] HUANG Wenjun, GAO Deli. Combined effects of wellbore curvature, connector, and friction force on tubular buckling behaviors[J]. *SPE Journal*, 2019, 24(5): 2083–2096.

[23] 高德利, 黄文君, 李鑫. 大位移井钻井延伸极限研究与工程设计方法 [J]. *石油钻探技术*, 2019, 47(3): 1–8.

GAO Deli, HUANG Wenjun, LI Xin. Research on extension limits and engineering design methods for extended reach drilling[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(3): 1–8.

[24] 喻贵民, 霍宏博, 谢涛, 等. 渤海超大位移井水平段裸眼井延伸极限预测及影响因素分析 [J]. *断块油气田*, 2023, 30(2): 337–346.

YU Guimin, HUO Hongbo, XIE Tao, et al. Prediction of open-hole extension limit and influencing factors analysis of horizontal section of mega-extended-reach well in Bohai Sea[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2023, 30(2): 337–346.

[25] 祝效华, 李柯, 安家伟. 水平井钻柱动态摩阻扭矩计算与分析 [J]. *天然气工业*, 2018, 38(8): 75–82.

ZHU Xiaohua, LI Ke, AN Jiawei. Calculation and analysis of dynamic drag and torque of horizontal well strings[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(8): 75–82.

[26] 汪志明, 郭晓乐. 大位移井水力延伸极限研究 [J]. *钻采工艺*, 2008, 31(4): 1–3.

WANG Zhiming, GUO Xiaole. Hydraulic extended limitation of extended-reach well[J]. *Drilling & Production Technology*, 2008, 31(4): 1–3.

[编辑 陈会年]