



南海超大水垂比大位移M井钻井关键技术

张强 秦世利 饶志华 田波 左坤

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

ZHANG Qiang, QIN Shili, RAO Zhihua, TIAN Bo, ZUO Kun

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021045>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

东方气田浅部储层大位移水平井钻井关键技术

Key Technology for Horizontal Well of Extended Reach Drilling in the Shallow Reservoirs of the Dongfang Gas Field

石油钻探技术. 2019, 47(5): 17-21 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019105>

大位移井钻井延伸极限研究与工程设计方法

Research on Extension Limits and Engineering Design Methods for Extended Reach Drilling

石油钻探技术. 2019, 47(3): 1-8 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019069>

川西海相超深大斜度井井身结构优化及钻井配套技术

Casing Program Optimization and Drilling Matching Technologies for Marine Ultra-Deep Highly Deviated Wells in Western Sichuan

石油钻探技术. 2020, 48(3): 22-28 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020053>

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>

冀东油田人工端岛大位移井钻井完井技术

Drilling and Completion Technologies of Extended-Reach Wells in the Artificial Island of the Jidong Oilfield

石油钻探技术. 2018, 46(4): 42-46 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018118>

高效降摩减扭工具的研制及现场试验

Development and Field Application of High Efficiency Drag and Torsion Reducing Tool

石油钻探技术. 2017, 45(3): 83-87 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201703015>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2021045

引用格式: 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.

南海超大水垂比大位移 M 井钻井关键技术

张 强, 秦世利, 饶志华, 田 波, 左 坤

(中海石油(中国)有限公司深圳分公司深水工程技术中心, 广东深圳 518067)

摘 要: 为开发南海东部某油田边际油藏, 设计了一口水垂比高达 4.90 的大位移井 M 井, 钻井过程中面临储层埋深浅、稳斜裸眼井段长、安全密度窗口窄、井眼清洁困难和套管下入摩阻大等技术难点。通过研究与应用井眼轨迹控制、井身结构优化、井筒当量循环密度 ECD 控制工艺和安全高效下套管工艺等技术, 顺利完成了该井的钻井作业。应用结果表明, 五开井身结构显著提高了井壁稳定性; 使用连续循环阀系统及岩屑床破坏器, 井底 ECD 变化率降低至小于 1.9%; 应用漂浮下套管及全掏空旋转下尾管工艺, 顺利下入 $\phi 244.5$ mm 套管 $\times 4\ 200.00$ m 及 $\phi 177.8$ mm 尾管 $\times 5\ 772.00$ m。超大水垂比大位移井钻井关键技术在 M 井应用后, 创下了中海石油海上油田最大水垂比大位移井钻井作业纪录, 为后续类似大位移井的开发积累了经验。

关键词: 超大水垂比; 大位移井; 井身结构优化; ECD 控制; 安全下套管技术

中图分类号: TE242

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2021)05-0019-07

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

ZHANG Qiang, QIN Shili, RAO Zhihua, TIAN Bo, ZUO Kun

(Technical Center of Deepwater Engineering, Shenzhen Branch of CNOOC(China) Limited, Shenzhen, Guangdong, 518067, China)

Abstract: In order to develop marginal oil reservoirs in an oil field in the eastern South China Sea, an extended reach Well M with a HD/VD (horizontal displacement to vertical depth) ratio of up to 4.90 was designed. During the drilling process, technical problems were encountered, such as shallow reservoir buried depth, long tangent open-hole section, narrow safe density window, difficult borehole cleaning, and strong casing-running friction resistance, etc. The drilling operation was completed owing to research and application of technologies including borehole trajectory control and casing program optimization, ECD (equivalent circulating density) control of drilling fluids in the wellbore, and safe and efficient casing-running technology. The application results showed that the borehole wall stability was greatly enhanced by the five-section casing program. The ECD change rate of the bottomhole was reduced to less than 1.9% by the continuous circulating valve system and cuttings bed destroyers. The $\phi 244.5$ mm casing was run to the designed depth of 4 200.00 m via the floating casing-running technology, and the $\phi 177.8$ mm liner was run to the depth of 5 772.00 m by the hollowed-out rotating liner-running technology. The application of the key drilling technologies of extended-reach wells with ultra-high HD/VD ratio in Well M sets a new record for China National Offshore Oil Corporation in the drilling of such wells, and provides valuable experience for the subsequent development of similar extended-reach wells.

Key words: ultra-high horizontal displacement to vertical depth ratio; extended-reach well; casing program optimization; ECD control; safe casing-running technology

国内外海上油田大位移井的数量逐步增多, 新的纪录不断出现。国外萨哈林-1 项目 O-5RD 井创

下完钻井深 15 000.00 m、水平位移 14 129.00 m、垂深 5 036.00 m 的钻井世界纪录; 国内西江 24-1 油田

收稿日期: 2021-02-07; 改回日期: 2021-07-31。

作者简介: 张强(1986—), 男, 安徽宿州人, 2011年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业, 2014年获中国石油大学(华东)油气井工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事海洋石油钻井工艺与配套技术的研究工作。E-mail: zhangqiang49@cnooc.com.cn。

基金项目: 中海石油(中国)有限公司深圳分公司自立科研“大位移井高效作业技术研究”(编号: YXKY-ZL-SZ-2019-02)部分内容。

A14井完钻井深9 238.00 m,水平位移达到8 062.70 m,垂深2 985.00 m,创造了国内海上油田大位移井的作业记录。南海东部某油田位于珠江口盆地南部,采用半潜式钻井船+水下井口开发模式。为改善油田开发效果,减缓产量递减趋势,设计一口超大水垂比大位移井M井,采用在老井井眼切割回收 $\phi 244.5$ mm和 $\phi 339.7$ mm套管, $\phi 762.0$ mm隔水导管鞋下裸眼侧钻的方式开发,储层埋深1 233.50 m,以砂泥岩为主,靶区与井眼平面距离超过6 000.00 m。该井设计完钻井深6 687.25 m,水平位移6 052.02 m,垂深1 233.05 m,水深310.00 m,水垂比高达4.90,泥线水垂比高达6.56,属于高难度级别大位移井。

海上大位移井储层埋深较大,地层压力窗口较宽,近些年来浅层大位移井作业逐步增多,由于其埋深浅、地层易漏易坍塌、钻井及下套管过程摩阻大,常规井身结构、井眼清洁方法及漂浮下套管工艺已无法满足作业要求,给设计及施工带来巨大的挑战。该油田老井作业过程中,多次出现井漏、 $\phi 244.5$ mm套管下不到位等复杂情况。针对该油田浅层大位移井面临的问题进行了一系列技术攻关:使用 $\phi 244.5$ mm高弯角螺杆实现浅部地层的快速造斜;采用五开井身结构提高井壁稳定性,降低稳斜段的作业难度;使用连续循环阀系统及岩屑床破坏器降低井底ECD变化率;应用漂浮下套管及全掏空旋转下尾管工艺下入 $\phi 244.5$ mm套管 $\times 4$ 200.00 m及 $\phi 177.8$ mm尾管 $\times 5$ 772.00 m,最终形成南海超大水垂比大位移井钻井关键技术,顺利完成M井钻井作业,创下中海石油海上油田最大水垂比大位移井钻井作业纪录^[1]。

1 钻井技术难点

M井所在海域水深约310 m,包含用以钻井和提供水下支持的浮式生产系统。该井设计完钻井深6 687.25 m,垂深1 233.05 m,开发珠江组油层。珠江组及以上韩江组、粤海组为大段泥岩,夹薄层粉砂岩及泥质粉砂岩,地层可钻性较好。M井钻井过程中面临以下技术难点:

1)储层埋深浅,压实程度低,易发生漏失。M井目的层为珠江组,埋深浅。地层完整性试验表明,珠江组地层破裂压力当量密度约为1.40 kg/L,漏失压力低,井眼清洁要求更高。常规大位移井通过提高钻井液排量来提高井眼清洁效果,但会引起泵压升高。珠江组地层岩石胶结程度差,高泵压易憋漏

地层,引起漏失,因此钻井液排量受限,无法通过提高排量改善井眼清洁效果。同时,起下钻过程中的激动压力也易憋漏地层。

2)稳斜裸眼段长,井眼清洁及套管正常下入难度大。M井的922.00~5 792.36 m井段为稳斜段,稳斜段长4 870.36 m,稳斜角达到84.50°。长稳斜段一方面导致岩屑易沉降堆积,形成“岩屑床”,另一方面会增大钻井及下套管过程中摩阻,该油田前期作业的多口井出现 $\phi 244.5$ mm套管无法下到设计井深的情况。

3)受设备限制,作业难度大。M井所在油田于1996年开始投产,距今已有25年,钻机设备使用年限长,设备的额定提升载荷、连续输出扭矩能力等均有一定程度的降低。目前南海东部海域其他油田大位移井下部井段均采用油基钻井液作业,但是由于该油田开发阶段均采用水基钻井液作业,没有预留采用油基钻井液的设备空间与条件,因此M井只能使用水基钻井液作业。鉴于该井作业难度较大,对水基钻井液的润滑性、密度控制及携岩性能提出了更高要求。

2 钻井关键技术研究

2.1 井身结构优化

该油田前期作业的大位移水平井均采用四开井身结构:一开,采用锤入法下入 $\phi 762.0$ mm隔水导管,建立井口,支撑表层套管重量;二开造斜段,采用 $\phi 444.5$ mm钻头钻至井深1 005.00 m, $\phi 339.7$ mm表层套管下至井深1 000.00 m左右,封固上部粤海组等疏松地层,满足二开井控要求;三开稳斜段,采用 $\phi 311.1$ mm钻头钻至着陆段,下入 $\phi 244.5$ mm技术套管封固珠江组复杂地层;四开水平段,采用 $\phi 215.9$ mm钻头钻进根据地质油藏需求确定的水平段(见图1(a))。实钻过程中复杂情况发生率高,多次发生阻卡、管柱屈曲和钻具断裂等事故,分析认为 $\phi 311.1$ mm井眼裸眼稳斜段长度大于3 500.00 m,井斜角60.0°~85.0°,岩屑易发生沉积,旋转钻井摩阻扭矩超过钻杆极限^[2],导致老井施工作业共计5口井在 $\phi 311.1$ mm井眼裸眼稳斜段发生卡钻事故。综合该井钻遇地层的特点和已钻邻井的作业经验,通过计算不同井身结构的泵压、摩阻和扭矩,将M井设计为五开井身结构(见图1(b)):一开,采用锤入法下入 $\phi 762.0$ mm隔水导管;二开造斜段,采用 $\phi 444.5$ mm钻头钻至井深1 005.00 m,

$\phi 339.7$ mm 表层套管下至井深 1 000.00 m 左右, 封固上部粤海组等疏松地层, 满足二开井控要求; 三开稳斜段, 采用 $\phi 311.1$ mm 钻头钻至井深 4 205.00 m, 下入 $\phi 244.5$ mm 技术套管, 封固珠江组礁灰岩易漏

地层; 四开稳斜段, 采用 $\phi 215.9$ mm 钻头钻至着陆段, 下入 $\phi 177.8$ mm 尾管封固珠江组下部地层; 五开水平段, 采用 $\phi 152.4$ mm 钻头钻进根据地质油藏需求确定的水平段。

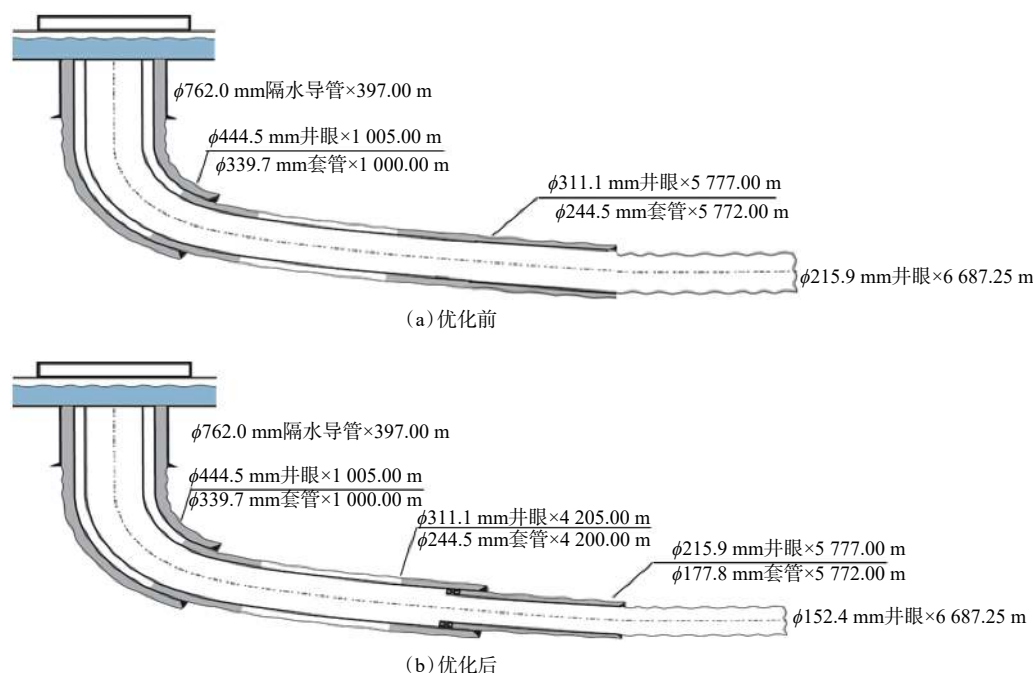


图 1 M 井井身结构优化前后示意

Fig.1 Casing program of Well M before and after optimization

相比邻井井身结构, 稳斜段采用 2 层套管结构, 增加了一层 $\phi 177.8$ mm 尾管, 一方面使 $\phi 311.1$ mm 井眼裸眼稳斜段长度减少了 1 572.00 m, 可缩短该井段作业时间、降低作业难度, 以保障在井壁稳定安全周期内完钻, 同时降低 $\phi 244.5$ mm 技术套管的下入难度; 另一方面, 由于下部 $\phi 215.9$ mm 稳斜段短且井眼尺寸相对较小, 通过提高钻进效率缩短裸眼浸泡时间, 提高下部稳斜段作业的安全性。此外, 由于 M 井采用裸眼完井方法, 电潜泵下入深度为 2 300.00 m, 井身结构优化前后井深 2 300.00 m 处套管尺寸不变, 对 M 井完井方式无影响。

2.2 井眼轨迹控制技术

M 井所在油田自 1996 年开发投产以来, 已多次加密调整, 累计钻井 82 井次, 需进行浅部地层防碰绕障, 钻具组合为 $\phi 444.5$ mm 牙轮钻头+ $\phi 244.5$ mm 高弯角螺杆+ $\phi 200.0$ mm 无磁钻铤+ $\phi 209.6$ mm MWD+ $\phi 209.6$ mm 无磁钻铤+ $\phi 206.4$ mm 滤网短节+ $\phi 206.4$ mm 浮阀接头+ $\phi 203.2$ mm 定向接头+9 根

$\phi 139.7$ mm 加重钻杆+ $\phi 203.2$ mm 机械震击器+6 根 $\phi 139.7$ mm 加重钻杆+ $\phi 139.7$ mm 钻杆。为实现浅层防碰绕障, 造斜井段需尽快达到设计方位, 因此需要提高造斜段的井眼曲率。邻井作业选用 $\phi 244.5$ mm 高弯角螺杆, 弯角为 1.83° , 在垂深 550.00~600.00 m 可实现 $4.70^\circ/30$ m 造斜率, 垂深 600.00~1 000.00 m 可实现 $5.50^\circ/30$ m 的造斜率, M 井仍延续使用该螺杆, 以满足高井眼曲率控制要求。造斜井段控制钻压 50.0~60.0 kN, 排量 2 400~3 470 L/min, 机械钻速 20.00~25.00 m/h。每钻进 300.00 m, 使用陀螺测斜仪复测井眼轨迹, 分析井眼轨迹与设计轨道的偏离情况。

下部井段利用作业井与邻井的中心距和分离系数表征与邻井的碰撞风险, 其中分离系数利用最近距离扫描半径与误差椭球的长半轴值求取^[3], 通常认为丛式井中分离系数大于 1.0 时碰撞风险低。对 M 井与邻井 B 井、C 井的防碰扫描数据进行分析, 结果如表 1 所示。

表1 M井与邻井中心距及分离系数

Table 1 Center-to-center distances and separation coefficients of Well M to adjacent wells

邻井	井深/m	垂深/m	与M井最小中心距/m	与M井最小分离系数	对应M井井深/m	对应M井垂深/m
B	5 491.30	1 209.36	143.00	0.484	5 395.00	1 187.54
C	5 285.25	1 223.60	80.00	0.453	5 205.35	1 168.20

M井与邻井B井及C井着陆段分离系数小于0.5,中心距大于80.00 m。M井与B井垂向最小距离大于22.00 m,与C井垂向最小距离大于55.00 m,两井垂直方向有绿泥石层作为井眼轨迹控制标志层,因此钻井过程中防碰风险可控。为进一步降低现场施工过程中的碰撞风险,作业过程中需密切关注钻井参数、钻具振动情况并测量工具磁场强度的变化,观察返出岩屑,通过分析返出物状况及地层变化情况等进一步明确与邻井的距离,同时下入随钻陀螺高精度测斜仪器,加强井眼轨迹监控。

2.3 井筒ECD控制技术

井筒当量循环密度(equivalent circulating density,简称ECD)的控制是大位移井作业成功与否的关键因素。M井垂深浅,地层坍塌压力与漏失压力压差小,导致安全密度窗口窄,若ECD过高,易憋漏地层,因此钻井过程中需要充分循环,保证井眼清洁,减少岩屑沉积,防止堆积的岩屑形成“岩屑床”。采用连续循环阀钻井技术及岩屑床破坏器,可以缩短井筒内钻井液静止时间^[4],提高钻井液携砂返砂能力,控制井底ECD。

2.3.1 连续循环钻井技术

连续循环系统主要由连续循环短节、控制分流系统和管汇系统组成,核心组件是连续循环短节(见图2)。连续循环短节连接在钻柱上,在钻进过程中作为钻柱的一部分下入井中,接立柱或者单根时与控制系统配合,通过改变钻井液的流向实现钻井液连续循环。正常钻进过程中钻井液经由立管管汇循环;接/卸立柱时将连续循环短节侧向盖板阀打开,接入控制分流系统;关闭立管管汇,钻井液流经连续循环系统进行循环,实现接立柱期间钻井液的持续流动,避免常规接立柱停泵及开泵产生的激动压力压漏地层;接/卸立柱完成后,打开立管管汇,关闭连续循环短节侧向盖板阀,恢复正常钻进。通过此方法可以实现整个钻井期间钻井液的连续流动,减少开/停泵引发的激动压力对地层的影响^[5]。

M井 $\phi 311.1$ mm井段自井深3 010.00 m开始使用连续循环系统,接立柱及钻进期间不间断进行循

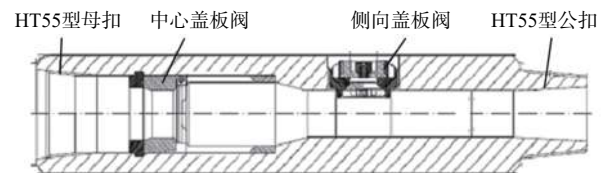


图2 连续循环短节结构示意图

Fig. 2 Structure of continuous circulating sub

环,共使用连续循环短节45个,进尺1 195.00 m; $\phi 215.9$ mm井段应用连续循环钻井技术进行钻进,进尺1 572.00 m。共计长度2 767.00 m井段采用了连续循环系统,平均机械钻速为25.52 m/h,钻进过程中未发生井漏。钻进参数为:钻压18.0~45.0 kN,转速110~125 r/min,排量3 500~4 000 L/min,泵压11~15 MPa。

2.3.2 岩屑床破坏器

钻进时采用如下钻具组合: $\phi 311.1$ mm PDC钻头+ $\phi 228.6$ mm 旋转导向短节+ $\phi 209.5$ mm LWD+ $\phi 203.2$ mm 无磁钻铤+ $\phi 203.2$ mm 浮阀+ $\phi 203.2$ mm 滤网+ $\phi 203.2$ mm 液压震击器+ $\phi 139.7$ mm 加重钻杆×5根+ $\phi 139.7$ mm 岩屑床破坏器+ $\phi 139.7$ mm 钻杆×11根+ $\phi 139.7$ mm 岩屑床破坏器+ $\phi 139.7$ mm 钻杆×11根+ $\phi 139.7$ mm 岩屑床破坏器+ $\phi 139.7$ mm 钻杆×11根+ $\phi 139.7$ mm 岩屑床破坏器+ $\phi 139.7$ mm 钻杆×11根+ $\phi 139.7$ mm 岩屑床破坏器+ $\phi 139.7$ mm 钻杆至顶驱。

其中,岩屑床破坏器由3个螺旋导程组成,每个螺旋导程分为清洁段和携岩段两部分。清洁段通过切削可以破坏井底低边岩屑床,携岩段携带岩屑上返至井口。模拟结果表明,每个螺旋槽道通过两端压力梯度吸附岩屑随槽道返出至井口^[6],从而提高岩屑携带能力,有效减少憋泵、憋扭现象,提高起下钻的作业效率。岩屑床破坏器与钻杆连接,其内外径与钻杆相同,因此不会额外增加扭矩。同时,由于岩屑床破坏器械性能参数高于所用钻杆,设备疲劳损伤故障率有所较低,可有效保障设备的安全性。综上所述,岩屑床破坏器可有效清除大位

移井井底低边沉淀的岩屑床, 提高岩屑返出量及井眼清洁度。

2.4 套管安全下入技术

2.4.1 漂浮下套管技术

漂浮下套管技术是在一段套管内不灌浆或注入轻质流体, 使套管在管外钻井液的浮力悬浮后, 减少与井壁接触, 减小套管对井壁的摩擦力, 从而降低下入摩擦阻^[7-8]。使用套管漂浮接箍实现套管漂浮, 将漂浮接箍与止塞箍连接在套管柱上, 二者之间的套管柱内充满空气, 漂浮接箍以上的套管柱内充满钻井液, 使漂浮接箍以下部分套管柱的浮力增加, 处于漂浮状态。

模拟计算 $\phi 244.5$ mm 套管的极限下入深度, 结果如图 3 所示 (图中, μ 为摩擦因数)。随着井深增加, 大钩悬重逐步降低, 当大钩悬重低于游车/大钩重量时, 套管无法继续下入, 此时对应的井深即为套管的极限下入深度。由图 3 可知: 使用常规下套管方法, $\phi 244.5$ mm 套管最大下入深度仅为 2 100.00 m, 无法下至设计井深 (4 200.00 m); 采用漂浮下套管技术, $\phi 244.5$ mm 套管最大下入深度大于 4 200.00 m, 可以顺利下至设计井深。

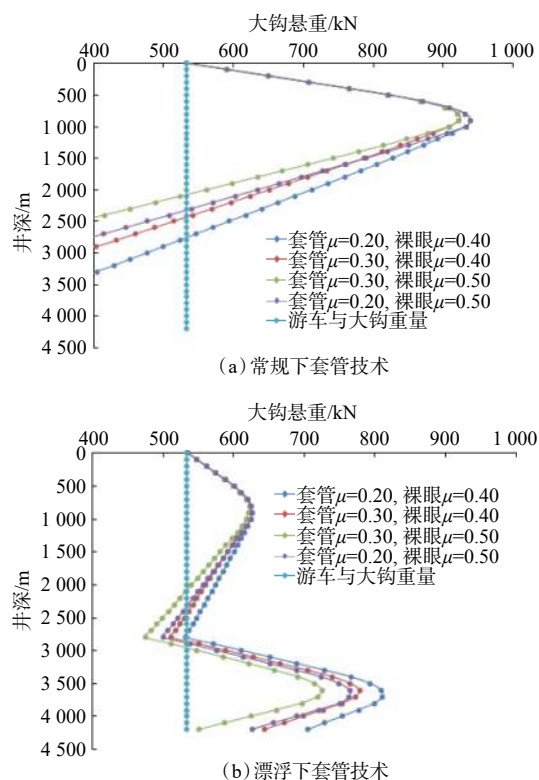


图 3 $\phi 244.5$ mm 套管极限下入深度分析

Fig.3 Maximum running depth analysis of $\phi 244.5$ mm casing

套管下入过程中, 浮鞋浮箍承受套管内外压差, 若压差超过其承压能力会击穿浮鞋, 使钻井液通过浮鞋流入套管, 会导致套管无法继续漂浮下入, 且相应处理手段有限。为避免上述情况, 设计双浮箍底部套管柱结构: 浮鞋 $\times 1$ 根+浮箍 $\times 1$ 根+套管 $\times 1$ 根+浮箍 $\times 1$ 根+浮鞋 $\times 1$ 根, 增加一套浮箍结构, 以确保套管安全下入。

2.4.2 随钻扩眼

应用液压随钻扩眼器在钻进过程中扩大井眼直径, 扩眼、钻井同时进行, 可进行钻水泥塞作业, 无需再次起钻更换扩眼钻具组合。为提高扩眼器的扩眼能力和扶正效果, 扩眼器 PDC 刀翼以花键方式固定 (见图 4)。扩眼器采用投球激活方式, 开泵将投球泵送至球座, 剪断销钉, 打开扩眼器切削块开始造型测试, 采用开泵下压停转下压方式, 观察钻压变化, 检测扩眼器的工作状态^[9-10]。

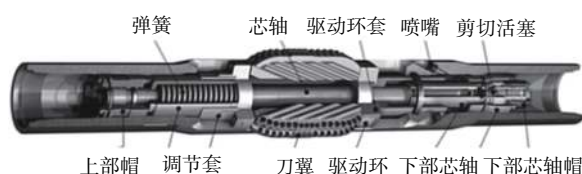


图 4 随钻扩眼器结构示意图

Fig.4 Structure of reamer while drilling

为了增大尾管与井筒间的环空间隙, 降低下 $\phi 177.8$ mm 尾管的作业难度及提高尾管固井质量, 将井眼直径从 215.9 mm 扩大至 234.9 mm, 扩眼率 125.0%。作业期间, 随钻扩眼器工作状态良好, 一趟钻完成 $\phi 215.9$ mm 井眼扩眼作业, 累计进尺 2 096.00 m, 累计纯钻时间 83.0 h, 平均机械钻速 25.00 m/h, 顺利完成该井段的扩眼作业, 为后续 $\phi 177.8$ mm 尾管的顺利下入奠定了良好基础。

2.4.3 旋转下尾管技术

$\phi 177.8$ mm 尾管下入过程中若遇阻无法通过时, 常规措施为上下小范围活动或者开泵小排量打通建立循环。旋转下 $\phi 177.8$ mm 尾管采用特殊的可旋转尾管悬挂器, 可以在套管下入过程中进行旋转, 当下放套管遇阻时, 可以建立循环并旋转尾管串, 降低其与井壁的摩擦阻力, 通过遇阻点; 同时, 可以提高尾管居中度和尾管固井质量, 防止形成环空窜流通道^[11-13]。

模拟分析 $\phi 177.8$ mm 尾管在不同转速下的极限下入深度, 结果如图 5 所示。当大钩悬重低于游车/大钩重量时, 尾管无法依靠自身重力继续下入, 此时

对应的井深即为套管在该转速下的最大下入深度。在套管摩阻因数为 0.4、裸眼摩阻因数为 0.5 条件下,当套管转速为 20 r/min 时, $\phi 177.8$ mm 尾管最大下入深度 3 100.00 m,小于设计下入井深 5 772.00 m;当转速提高至 30 r/min 时,相同条件下 $\phi 177.8$ mm 尾管最大下入深度大于设计下入井深(见图 5(b))。因此采用钻具和套管内全掏空+转速 30 r/min 的旋转方式下入 $\phi 177.8$ mm 尾管,套管柱组合为:高抗压 70MPa 划眼浮鞋 $\times 1$ 根+浮箍 $\times 1$ 根+变扣套管 $\times 1$ 根+浮箍 $\times 1$ 根+贝克止塞箍 $\times 1$ 根+变扣套管 $\times 1$ 根+ $\phi 177.8$ mm 套管 $\times 118$ 根+ $\phi 244.5$ mm $\times \phi 177.8$ mm 旋转尾管悬挂器+ $\phi 139.7$ mm 钻杆至顶驱。

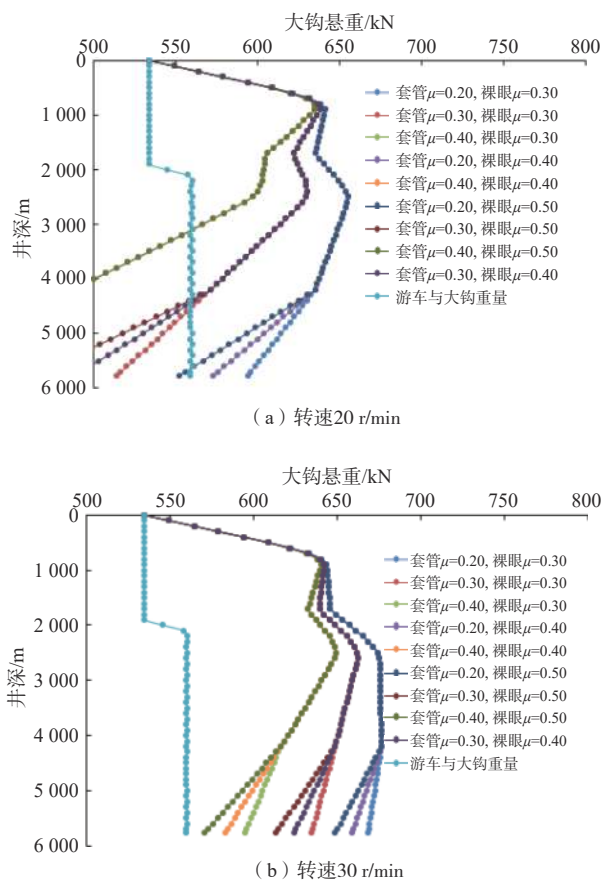


图 5 不同转速下 $\phi 177.8$ mm 尾管下入深度分析

Fig.5 Running depth analysis of $\phi 177.80$ mm liner at different rotary speeds

3 现场施工

超大水垂比大位移井 M 井应用大位移井钻井关键技术,钻井作业顺利完成。M 井井壁稳定性显著提高,钻井生产时效高达 98.5%,非生产时间仅为 23.0 h,邻井非生产时间最低 48.5 h,显著低于邻井。

M 井部分 $\phi 311.1$ mm 井段及 $\phi 215.9$ mm、 $\phi 152.4$ mm 井段作业期间均采用连续循环系统,实现了钻井液不间断循环,与邻井相比,相同层位及钻井参数条件下,泵压降低 6.8%,作业过程中井底当量循环密度变化率低于 1.9%。其中 $\phi 215.9$ mm 稳斜井段钻遇断层,钻进期间井底当量循环密度平稳保持在 1.31~1.40 kg/L,顺利钻过易漏失垮塌层段,同时该井段平均机械钻速达 25.50 m/h,邻井相同层位大位移井稳斜段机械钻速不足 20.0 m/h。井壁稳定性的提高及良好的井眼清洁状况减少了倒划眼的次数。 $\phi 311.1$ mm 井眼扭矩波动范围自井深 3 010.60 m 开始不断增大,这是因为井底岩屑未能及时排出,造成岩屑反复切削,机械钻速降低,同时接立柱开泵过程中造成的激动压力存在压漏地层风险。井深 3 010.60 m 以下井段采用连续循环系统后,单趟进尺达到 850.00 m,扭矩相对平稳,减少了倒划眼的次数,提高了作业效率。

$\phi 244.5$ mm 套管及 $\phi 177.8$ mm 尾管均顺利下至设计井深,尾管下入过程中遇阻点及遇阻点的大钩悬重及扭矩如表 2 所示。以 30 r/min 转速旋转下入 $\phi 177.8$ mm 尾管,扭矩变化范围 10.0~18.0 kN·m。

表 2 下入 $\phi 177.8$ mm 尾管遇阻点及大钩悬重/扭矩
Table 2 Blocking point depths and hook load/torque of $\phi 177.8$ mm liner running

井深/m	大钩悬重/kN	旋转扭矩/(kN·m)
4 650.53	694.8	10.8~14.8
4 794.20	697.7	10.5~15.0
4 970.65	699.7	12.1~15.0
5 149.02	760.5	11.3~15.3
5 500.89	864.3	12.1~17.6
5 700.48	944.7	12.5~17.3

$\phi 244.5$ mm 套管下至设计井深 4 200.00 m,下压 88.2 kN,套管悬挂器坐挂,装排气水泥头,连接灌浆管线及排气管线,累计泵入钻井液 84.2 m³,与漂浮段套管的容积基本一致,表明漂浮接箍正常工作。 $\phi 244.50$ mm 套管下入过程中仅在井深 3 586.20 m 遇阻,最大上提力 1 597.40 kN,最大下压至悬重 176.4 kN 后顺利通过。全掏空将 $\phi 177.8$ mm 尾管下至设计井深 5 772.00 m,下入过程中在 4 650.00~5 700.00 m 井段多次遇阻,依靠自身重量无法继续下入,此时开泵建立循环,同时旋转尾管,顺利通过该井段,解决了长距离套管下不到设计井深的问题。

4 结论与建议

1) 五开井身结构设计通过增加一层套管减小稳斜段的长度, 以缩短裸眼稳斜段地层的浸泡时间, 提高井壁稳定性。

2) 采用连续循环阀钻井技术及岩屑床破坏器, 可有效减少井筒岩屑沉积, 防止岩屑沉积造成当量循环密度升高引发的井筒漏失, 提高井眼的清洁度。

3) 大位移井垂深浅、裸眼段长, 采用随钻扩眼、漂浮下套管技术及旋转下尾管技术能有效解决套管下不到位的问题。

4) 超大水垂比大位移井M井的成功为后续类似浅层大位移井作业积累了经验, 但仍存在作业期间连续循环短节主通道及侧通道的单流阀不密封等问题, 需进一步研究改进。

参考文献

References

- [1] 魏宏安, 张武攀, 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.
- [2] 王波, 王旭, 邢志谦, 等. 冀东油田人工孤岛大位移井钻井完井技术[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(4): 42-46.
WANG Bo, WANG Xu, XING Zhiqian, et al. Drilling and completion technologies of extended-reach wells in the artificial island of the Jidong Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(4): 42-46.
- [3] 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.
- [4] 刁斌斌, 高德利. 邻井定向分离系数计算方法[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(1): 22-27.
DIAO Binbin, GAO Deli. Calculation method of adjacent well oriented separation factors[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(1): 22-27.
- [5] 赵宝祥, 陈江华, 李炎军, 等. 涠洲油田大位移井井眼清洁技术及应用[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(2): 156-161.
ZHAO Baoxiang, CHEN Jianghua, LI Yanjun, et al. Hole cleaning technology suitable for extended reach wells and its application in the Weizhou Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2020, 42(2): 156-161.
- [6] 田志欣, 李文金, 张武攀, 等. 阀式连续循环钻井技术在番禺油田大位移井的应用[J]. 石油钻采工艺, 2017, 39(4): 413-416.
TIAN Zhixin, Li Wenjin, ZHANG Wunian, et al. Application of valve-type continuous circulation drilling technology to the extended reach wells in Panyu Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017, 39(4): 413-416.
- [7] 刘小刚, 范白涛, 杨进, 等. 大斜度井岩屑床清除工具安放位置计算[J]. 石油矿场机械, 2016, 45(3): 46-50.
LIU Xiaogang, FAN Baitao, YANG Jin, et al. Calculating spacing for cutting-bed-remover in highly deviated wells[J]. Oil Field Equipment, 2016, 45(3): 46-50.
- [8] 王先洲, 左洪国, 夏景刚, 等. 南堡13-1706大位移井钻井技术[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(2): 137-142.
WANG Xianzhou, ZUO Hongguo, XIA Jinggang, et al. Drilling technologies used in an extended reach well named Nanpu 13-1706[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(2): 137-142.
- [9] 姚俊材, 郭志楠, 郭海龄, 等. 威德福Rip-Tide扩眼器在渤海大位移水平井的应用[J]. 钻采工艺, 2017, 40(2): 24-26.
YAO Juncai, GUO Zhinan, GUO Hailing, et al. Application of Weatherford Rip-Tide reamer in extended reach well in Bohai oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(2): 24-26.
- [10] 黄兴, 姬广奇, 刘成真, 等. 单投球式液压扩眼器安放位置优选[J]. 石化技术, 2020, 27(3): 257-258.
HUANG Xing, JI Guangqi, LIU Chengzhen, et al. Optimal placement of single-ball hydraulic reamer[J]. Petrochemical Industry Technology, 2020, 27(3): 257-258.
- [11] 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 Fields[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(5): 17-21.
- [12] 崔国杰, 谢荣斌, 祝国伟, 等. 渤海油田大位移井提速提效创新技术与实践[J]. 中国海上油气, 2019, 31(5): 133-138.
CUI Guojie, XIE Rongbin, ZHU Guowei, et al. Innovative technologies and practices of speed-up and efficiency improvement for extended reach wells in Bohai Oilfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2019, 31(5): 133-138.
- [13] 阮臣良, 王小勇, 张瑞, 等. 大斜度井旋转尾管下入关键技术[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(4): 52-57.
RUAN Chenliang, WANG Xiaoyong, ZHANG Rui, et al. Key techniques of rotating liners running in high angle well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(4): 52-57.

[编辑 曹耐]