

渤海油田大位移井下套管设计难点及对策研究

陈立强¹, 王晓鹏², 吴智文², 邵宇航¹, 薛懿伟¹, 王栋森³

(1. 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司, 天津 300459;

2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459;

3. 中海油能源发展股份有限公司安全环保分公司, 天津 300459)

摘要:渤海油田大位移井套管下入困难的问题亟待解决。本文以渤海油田一口大位移水平井 A 井为例, 从设计的角度分析了该井 $\varnothing 244.5$ mm 套管下放技术难点, 并利用 LANDMARK 软件对影响套管下放的因素进行了分析, 结果表明, 轨道造斜点的提高、表层套管下深的增加、超大稳斜角条件下套管磅级的减轻、摩阻系数的降低、漂浮段长的增加均能减小套管下放的摩擦力, 提高套管下放悬重。通过逐一优选 A 井轨道造斜点、表层套管下深、套管磅级、摩阻系数、漂浮段长, 最终设计 A 井 $\varnothing 244.5$ mm 套管采用漂浮法下入, 漂浮段长 1200 m, 预测套管下放到位的悬重与实测值的相对误差为 6.34%, 在工程误差允许范围内。制定了渤海油田大位移井下套管设计流程, 设计过程中, 应综合考虑轨道造斜点、表层套管下深、套管磅级、摩阻系数、漂浮段长对套管下放悬重的影响, 优选最优方案, 确保套管顺利下放。

关键词:大位移井; 套管下放; 漂浮下套管; 设计优化; 设计流程; 渤海油田

中图分类号:TE242 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2020)03-0023-08

Casing running design difficulties and solutions for extended reach wells in Bohai Oilfield

CHEN Liqiang¹, WANG Xiaopeng², WU Zhiwen²,

SHAO Yuhang¹, XUE Yiwei¹, WANG Dongsan³

(1.CNOOC Ener Tech-Drilling & Production Co., Tianjin 300459, China;

2.CNOOC China Limited, Tianjin Branch, Tianjin 300459, China;

3.CNOOC EnerTech-Safety & Environmental Protection Co., Tianjin 300459, China)

Abstract: The difficulty in casing running needs to be solved urgently for extended reach wells in Bohai Oilfield. Taking a well A in Bohai Oilfield as an example, this paper analyzes the technical difficulties in $\varnothing 244.5$ mm casing running from the design point of view, and analyzes the factors affecting casing running using the software of LANDMARK. The results show that if the kick off point becomes shallow, the surface casing running depth becomes deeper, and the hold angle is over large, then less casing unit weight, reduction in the friction coefficient, and increase in the floating section will lead to reduction in casing running friction, and increase in the casing hanging weight. By optimizing the above parameters, the $\varnothing 244.5$ mm casing running plan was designed with the floating manner with the length of the floating section as 1200m. The relative error between the predicted value and the measured value of the casing hanging weight was 6.34%, which was within the allowable engineering error range. The casing running design process has been developed for extended reach wells in Bohai Oilfield. In the casing running design, the kick off point, the surface casing running depth, the case weight, the friction coefficient and the floating section should be considered comprehensively to optimize the running plan to ensure successful casing running.

Key words: extended reach wells; casing running; floating casing; design optimization; design process; Bohai Oilfield

收稿日期: 2019-05-27 DOI: 10.12143/j.tkgc.2020.03.004

基金项目: 中海石油(中国)有限公司科技项目“渤海在生产油气田增产稳产完井技术研究”(编号: YXKY-2019-TJ-04)

作者简介: 陈立强, 男, 汉族, 1988 年生, 工程师, 油气井工程专业, 硕士, 主要从事海洋石油钻井设计及相关研究工作, 天津市滨海新区海川路 2121 号渤海石油管理局大厦 A 座, chenlq20@cnooc.com.cn。

引用格式: 陈立强, 王晓鹏, 吴智文, 等. 渤海油田大位移井下套管设计难点及对策研究[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2020, 47(3): 23-30.

CHEN Liqiang, WANG Xiaopeng, WU Zhiwen, et al. Casing running design difficulties and solutions for extended reach wells in Bohai Oilfield[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2020, 47(3): 23-30.

随着渤海油田勘探开发的不断深入,滚动扩边、小断块等边际油田越来越多。边际油田通常储量规模小、动用难度大,单独开发经济性差,利用常规技术无法实现经济高效开发。另一方面,由于环保和航道等问题的限制,受限区储量占比很高,而在受限区无法新建平台,严重制约了该区域内油田的开发^[1-7]。解决以上难题的关键技术就是大位移井,依托现有生产设施,利用大位移井技术对周边小规模油气储量进行经济有效开发。

大位移井中套管的顺利有效下入是大位移井钻完井作业中的关键技术及难点之一,随着水垂比(水平位移与垂深的比值)的不断增大,套管在下放过程中会紧贴井眼下井壁,造成摩阻增大,套管下放悬重过小,导致套管无法顺利下放到位^[8-14]。国内外学者关于大位移井套管下入的研究较多,目前比较成熟的技术是采用漂浮下套管技术,通过在套管柱底部封闭一段低密度钻井液或者一段空气,从而降低套管的有效重力,避免套管紧贴在裸眼段的下井壁,降低套管下放过程中的摩擦阻力,提高套管下放悬重^[15-21]。

设计是施工作业前的重要步骤,在设计过程中可以全面考虑各种因素,模拟各种风险,从而制定出最优的设计方案,确保作业的安全顺利。本文从设计的角度进行套管下放影响因素敏感性分析,寻找最优解决方案,以保证套管安全下放到位。

1 渤海油田大位移井下套管难点

1.1 渤海油田大位移井实施背景

大位移井的传统定义指的是水垂比 ≤ 2 且测量深度 >3000 m的井,或水平位移 >3000 m的井,K&M基于目前大位移井的实钻数据,运用大数据统计,将大位移井按其难度分为4个梯队^[17],如图1,图2所示。从图1和图2可以看出,渤海油田2000年前后作业的大位移井平均水垂比为1.83,位于第二梯队,2009年前后作业的大位移井平均水垂比为2.28,位于第三梯队,2018年作业的大位移井平均水垂比为2.54,位于第三梯队。进入2019年,渤海油田设计的一口大位移井水垂比高达3.23,渤海油田大位移井技术有望突破进入第四梯队。

渤海油田地层从上至下为:第四系上新统中新统明化镇组上段、下段,中新统馆陶组,渐新统东营

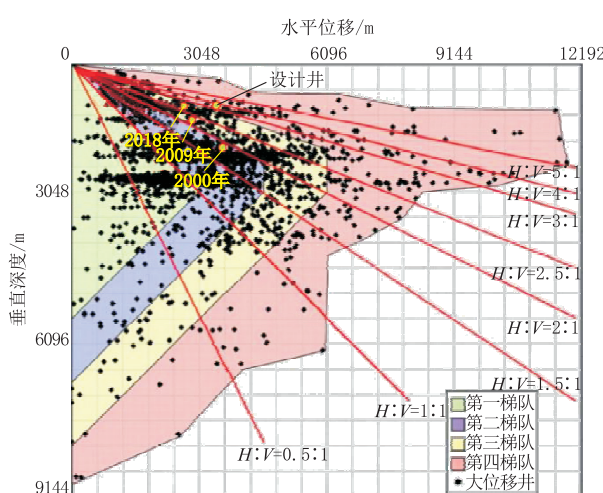


图1 大位移井数据库(K&M)

Fig.1 Extended reach well database(K&M)

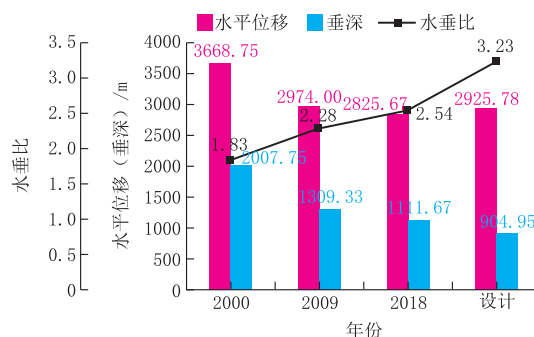


图2 渤海油田历年大位移井平均水垂比

Fig.2 Ratio of horizontal departure versus true vertical depth of extended reach drilling wells in Bohai Oilfield over past years

组一段、二段、三段,始新统沙河街组、孔店组。其中明化镇组上部砂泥岩不等厚互层,下部厚层泥岩夹砂岩,多含塑性泥岩。馆陶组上部砂泥岩不等厚互层,中下部厚层砂砾岩夹薄层泥岩。东一段和东二上段砂泥岩不等厚互层,多含玄武岩、沉凝灰岩,东二下段和东三段上部砂泥岩不等厚互层,中下部厚层泥岩为主,多含闪长斑岩。沙河街组以厚层泥岩为主,发育生屑云岩。孔店组发育大套厚层含砾砂岩、砂砾岩。太古界潜山发育花岗岩片麻岩^[22-24]。

渤海某油田发现明化镇组下段某砂体存在新增储量,且未动用,该砂体生产动态特征表明地层压力相对稳定,能量较为充足,反映砂体连通性较好。测井解释孔隙度 $26\% \sim 35\%$,渗透率 $1500 \sim 7000$ mD,为高孔高渗储层^[25]。但目前生产平台距离该砂体较远,为经济有效的开发该储量,提出了利用现有平台设施采用大位移水平井的方式开发该砂体。

1.2 渤海油田大位移井下套管难点分析

图 3 为渤海油田一口典型的大位移水平井轨迹投影图,为降低轨迹施工难度,大位移井的造斜点一般较浅,以较高的井斜角稳斜较长的井段,再造斜至着陆点,水平段完钻。井身结构一般为:表层 $\varnothing 406.4$ mm 钻进至 800 m 左右,下 $\varnothing 339.7$ mm 套

管固井,二开 $\varnothing 311.2$ mm 钻进至着陆点,下 $\varnothing 244.5$ mm 套管固井,三开 $\varnothing 215.9$ mm 钻进至完钻井深。其中二开 $\varnothing 244.5$ mm 套管的顺利下放是关键技术难点,也是本文要讨论的重点。

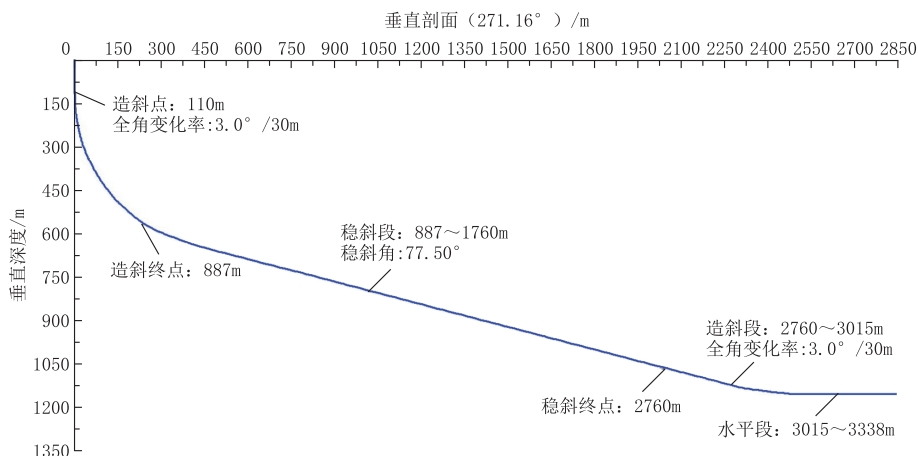


图 3 渤海油田某大位移水平井 A 井轨迹投影图

Fig.3 Vertical section of extended reach well A

如图 4 所示,大位移井的井斜较大,导致套管重力在井眼轴线方向上的分量较小,而作用在下井壁上的压力较大,从而产生的摩擦力较大,当套管重力在井眼轴线方向上的分量大于下放过程的摩擦力时,套管可以借助重力自行向下滑动,反之,套管无法依靠重力向下滑动,需要借助外力才能向下滑动。

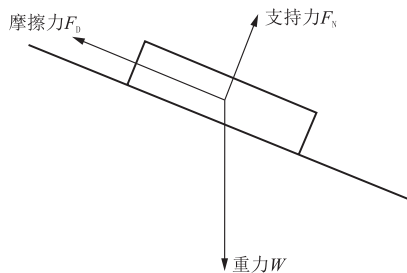


图 4 套管下放过程受力分析

Fig.4 Forces acting on casing when running in hole

另一方面,由于实钻的轨迹存在较多的全角变化率,在这些地方会给套管施加更多的弯曲应力,从而导致套管作用在井壁上的压力增大,从而增加了套管下放过程的摩擦力,下放过程受阻。由于大斜度井稳斜段长,套管下放时间较长,较长的施工周期导致裸眼地层受钻井液浸泡的时间过长,井壁不稳定性增加,套管上提下放过程中易引发井下复杂情况。

2 渤海油田大位移井下套管设计与分析

影响大位移井套管能否顺利下放的关键问题在于下放过程套管受到的摩擦力过大,导致下放难度大。围绕套管受到的摩擦力,其影响因素有井眼轨道设计、井身结构设计、套管磅级选择、摩擦系数选取、漂浮段长设计等因素。利用 LANDMARK 软件,下文将逐一针对这几个影响因素进行分析,为明确各个因素的权重,分析某一影响因素时,其他因素为定值。

2.1 井眼轨道设计对套管下放悬重的影响

钻井设计的前提是定向井轨道设计,文中以造斜点为变量,设计了 110、150、180、220、260、300 m,共计 6 条轨道,并进行 $\varnothing 244.5$ mm 套管下放的模拟计算,计算结果见图 5。从图 5 中可以看出,随着造斜点的提高, $\varnothing 244.5$ mm 套管下放悬重是逐渐增大的,主要是因为造斜点的提高有助于降低稳斜角,

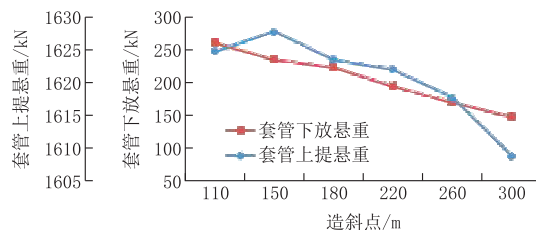


图 5 造斜点对套管下放悬重的影响

Fig.5 Influence of the kick off point on the casing hanging weight

从而增大套管下放悬重。因此,对于该井轨道设计,本文选择最浅的 110 m 造斜点。

2.2 井身结构设计对套管下放悬重的影响

井眼轨道设计完成后,下一步需要进行井身结构的设计,渤海油田常见的井身结构为:表层 $\varnothing 406.4$ mm 钻进至 800 m 左右,下 $\varnothing 339.7$ mm 套管固井,二开 $\varnothing 311.2$ mm 钻进至着陆点,下 $\varnothing 244.5$ mm 套管固井,三开 $\varnothing 215.9$ mm 钻进至完钻井深。由此可见影响 $\varnothing 244.5$ mm 套管在裸眼内长度的因素在于 $\varnothing 339.7$ mm 套管的下深,因此,文中以 $\varnothing 339.7$ mm 表层套管下深为变量进行计算,分析了表层套管下深 400、600、800、1000、1200、1400 m,共计 6 种井身结构,计算结果见图 6。从图 6 中可以看出,随着表层套管下深的增加, $\varnothing 244.5$ mm 套管下放悬重是逐渐增大的,主要是因为表层套管下深增加,则 $\varnothing 311.2$ mm 裸眼井段会变短, $\varnothing 244.5$ mm 套管与地层接触的井段缩短,套管下放时摩擦力减小,从而使得套管下放悬重增加。但考虑表层套管下深不能揭开上部储层,最终优选表层套管下深至 800 m。

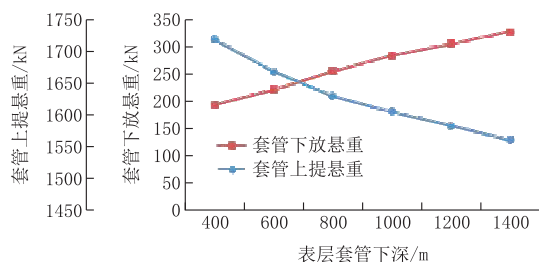


图6 表层套管下深对套管下放悬重的影响
Fig.6 Influence of surface casing running depth on the casing hanging weight

2.3 套管磅级对套管下放悬重的影响

井身结构确定后,需进行套管规格的优选,套管规格的选择需考虑套管抗内压、抗外挤、抗拉强度的要求,通过优选, $\varnothing 244.5$ mm 套管选在 59.52 kg/m, N80 材质即可满足强度要求及防腐要求,本文对此优选过程不做详细叙述。文中分别计算分析了 59.52、64.73、69.94、79.61 kg/m 4 种磅级的 $\varnothing 244.5$ mm 套管下放过程的悬重,结果见图 7。从图 7 中可以看出,随着套管磅级的增加,下放悬重是逐渐降低的,主要是因为该井稳斜段的井斜已经达到了 75.5° ,导致套管重力在井眼轴线方向上的分量较小,而作用在下井壁上的压力较大,从而产生的摩擦力较大,从而导致下放悬重逐渐减小。由此可

以基本分析出常规的套管下入方式是无法成功的,因此需要采取漂浮下套管的技术,而漂浮下套管过程中套管内部会有一段空气柱,导致套管的掏空程度增大,为满足套管的抗外挤要求,通过计算需提高套管的强度,因此本文优选 $\varnothing 244.5$ mm 套管磅级为 69.94 kg/m。

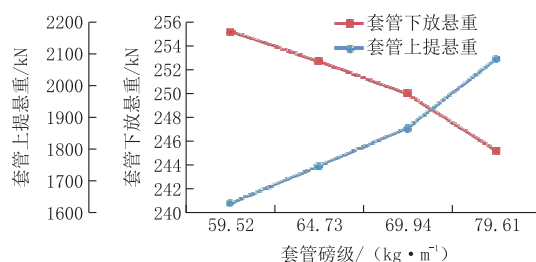


图7 套管磅级对套管下放悬重的影响

Fig.7 Influence of casing weight on the casing hanging load

随着井斜的不断增大,套管重力在井眼轴线方向上的分量较小,而作用在下井壁上的压力较大,从而产生的摩擦力较大,当井斜增大到一定角度时,套管重力在井眼轴线方向上的分量小于下放过程的摩擦力,此时,套管无法依靠重力向下滑动。因此,考虑套管复配的策略,在井斜较小的井段采用磅级较高的套管,以增大套管重力在井眼轴线方向上的分量,而在井斜较大的井段采用磅级较小的套管,以减小套管下放过程的摩擦力。如图 8 所示,采用上部井段 69.94 kg/m 和下部井段 59.52 kg/m 的套管进行复配,以上部井段 69.94 kg/m 套管长度为变量,可以看出上部井段 69.94 kg/m 套管长度为 700 m 时套管下放悬重最大,从图 3 中可以看出,主要是因为 700 m 井深以后的井段井斜较大,已经接近稳斜角 75.5° ,再增加套管磅级反而会增大套管下放的摩擦力,不利于套管下放。针对本井,考虑套管抗内压、抗外挤、抗拉强度的要求,最终优选 $\varnothing 244.5$ mm 套管磅级为 69.94 kg/m。

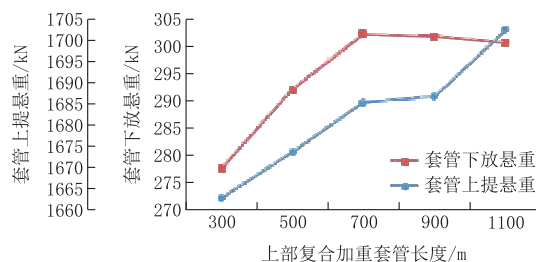


图8 复合套管对套管下放悬重的影响

Fig.8 Influence of composite casing weight on the casing hanging weight

2.4 摩阻系数对套管下放悬重的影响

确定了井眼轨道、井身结构、套管磅级,已经基本明确了套管下入方式,结合渤海油田的作业经验,或采用常规下入方式,或采用漂浮下入方式。而摩阻系数对套管下放悬重的敏感性分析则是为了进一步明确套管下入方式,基于周边邻井的摩阻系数反演结果,本井套管内的摩阻系数选取了 0.30、0.35、

0.40,裸眼井段的摩阻系数选取了 0.40、0.45、0.50,敏感性分析结果见图 9。从图 9 中可以看出,即便是最小的摩阻系数组合(套管内摩阻系数 0.30、裸眼段摩阻系数 0.40),其套管下放悬重也是存在很大的风险的。因此,可以断定该井采用常规的套管下入方式是无法满足要求的。因此,设计推荐采用漂浮下入方式。

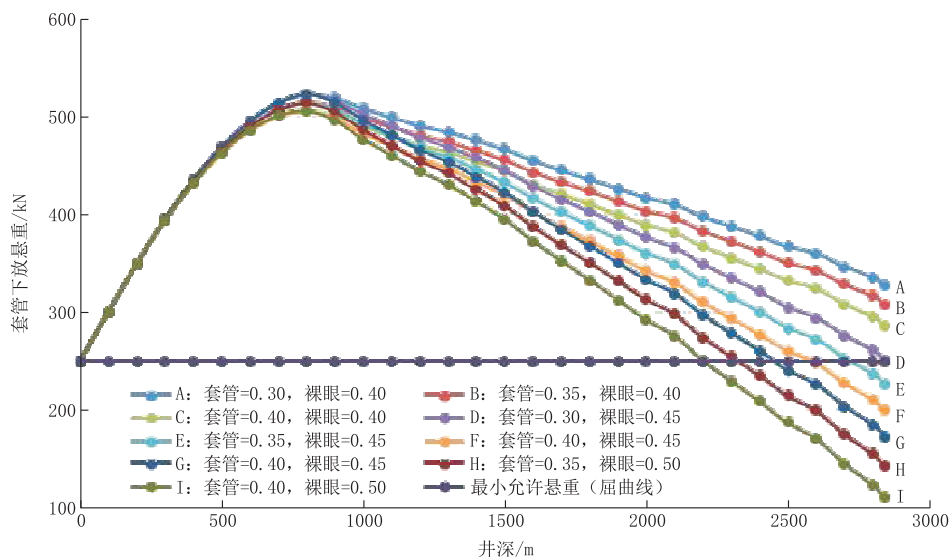


图 9 摩阻系数对套管下放悬重的影响

Fig.9 Influence of friction on the casing hanging weight

2.5 漂浮段长对套管下放悬重的影响

所谓漂浮下放套管指的是在套管柱底部封闭一段低密度钻井液或者一段空气,从而降低套管的有效重力,避免套管紧贴在裸眼段的下井壁,降低套管下放过程中的摩擦阻力。设计中计算分析了漂浮段长 200、400、600、800、1000、1200、1400、1600 m,计算结果见图 10。从图 10 中可以看出,随着漂浮段长的增加,套管下放悬重逐渐增大,这是由于漂浮段长的增加意味着套管内灌浆量减少,从而有效降低了套管的重力,使得套管尽可能离开稳斜段的下井

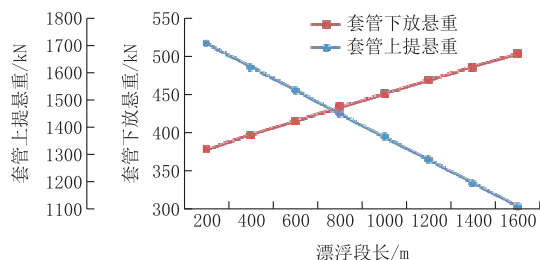


图 10 漂浮段长对套管下放悬重的影响

Fig.10 Influence of floating section length on the casing hanging weight

壁,降低下放过程的摩擦力。设计优选漂浮段长为 1200 m,套管下放到位时,预计下放悬重为 468.3 kN,大钩载荷为 280 kN,余量 188.3 kN,具有一定的处理复杂情况的能力。

2.6 渤海油田大位移井下套管设计流程

通过以上分析,可以发现井眼轨道设计、井身结构设计、套管磅级优选、摩阻系数的确定、漂浮段长的优选对大位移井套管下放悬重都有一定的影响,这也是设计过程中应重点考虑的因素,针对以上问题,本文制定了渤海油田大位移井下套管设计流程(见图 11)。在大位移井套管下放设计过程中,综合考虑以上几点因素对下放悬重的影响,最大程度降低套管下放摩阻,提高套管下放悬重,确保套管顺利下放到位。

3 实施效果分析

通过以上计算分析,渤海油田 A 井 $\phi 244.5$ mm 套管下放方案设计如表 1 所示。

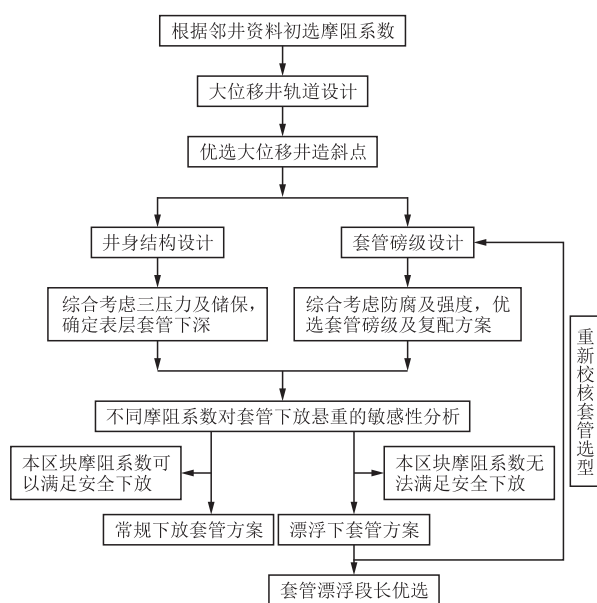


图 11 渤海油田大位移井套管下放设计流程

Fig.11 Casing running design process for extended reach wells in Bohai Oilfield

表 1 渤海油田 A 井 $\varnothing 244.5\text{mm}$ 套管下放方案设计结果Table 1 Design of the $\varnothing 244.5\text{mm}$ casing running plan for Well A in Bohai Oilfield

套管尺寸/mm	套管段长/m	套管磅级/($\text{kg} \cdot \text{m}^{-1}$)	套管下放方式	套管漂浮段长/m	预测下放悬重(含大钩重量 280 kN)/kN
244.5	3013	69.94	漂浮下入	1200	468.3

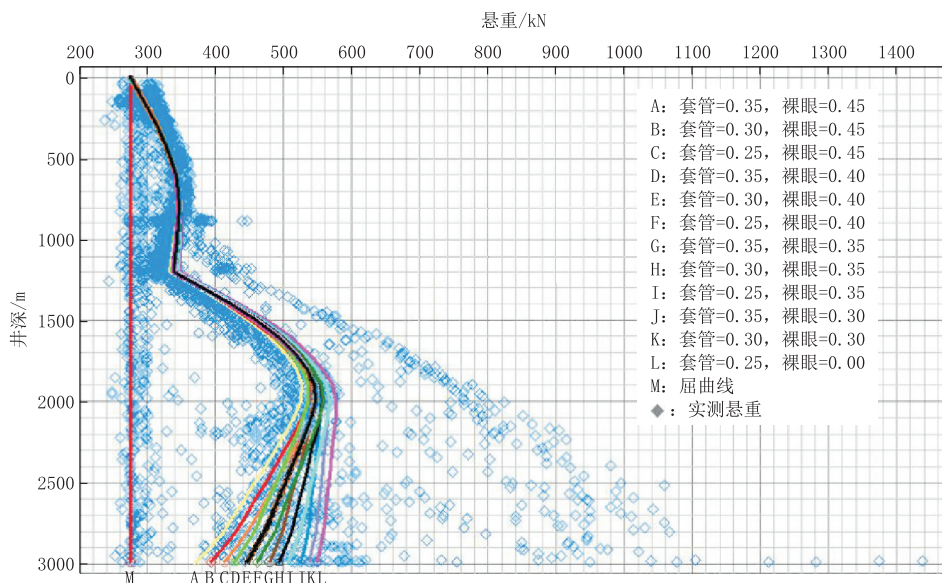


图 12 作业现场上提下放实测悬重及摩阻系数反演

Fig.12 Inversion of measured hanging weight and friction coefficient during tripping out and tripping in of casing

A 井实钻过程中, $\varnothing 311.2\text{ mm}$ 井眼钻进至 2960 m, 接地质油藏通知, 全力增斜至 90° 至 2988 m 着陆中完, 与设计轨迹基本一致。为降低 $\varnothing 244.5\text{ mm}$ 套管下放过程的摩阻系数, 一方面需保证井眼清洁, 对 $\varnothing 311.2\text{ mm}$ 井眼进行倒划眼处理, 以修整井壁, 期间保持循环, 直至振动筛处返出干净; 另一方面, 通过在钻井液中加入 RT101、PF-BLA B 等润滑材料以降低摩阻系数。

通过采用漂浮下套管技术, $\varnothing 244.5\text{ mm}$ 套管安全顺利下放到位, 共计 253 根 $\varnothing 244.5\text{ mm}$ 套管 (N80, 69.94 kg/m, BTC) 下至 2985.13 m, 浮鞋顶深 2984.58 m, 1 号浮箍顶深 2983.98 m, 2 号浮箍顶深 2958.34 m, 漂浮接箍顶深 1785.03 m, 与设计值基本保持一致。图 12 为 $\varnothing 244.5\text{ mm}$ 套管下放过程中的悬重实测数据, 从图中可以看出, 大钩载荷为 280 kN, 漂浮下放至井底时的悬重波动范围为 400 ~ 600 kN, 平均为 500 kN, 摩阻系数反演结果为套管内 0.30, 裸眼段 0.40。摩阻系数与预测值相当, 这主要是根据周边实钻井的情况进行反演, 从而保证了摩阻系数的准确。漂浮下放至井底时的悬重预测值为 468.3 kN, 实测平均值为 500 kN, 绝对误差为 31.7 kN, 相对误差为 6.34%, 该误差值在工程允许的范围。

4 结论

(1)大位移井技术已成为了依托现有生产设施对周边小规模油气储量进行开发的一种经济有效措施,统计结果表明,渤海油田大位移井技术已步入第三梯队,水垂比逐年攀升,作业难度逐年增大,急需对大位移井相关技术展开研究。

(2)从设计的角度分析了渤海油田大位移井套管下放技术难点,并对影响套管下放的因素进行了分析,结果表明,轨道造斜点的提高、表层套管下深的增加、超大稳斜角下套管磅级的减轻、摩阻系数的降低、漂浮段长的增加均能减小套管下放的摩擦力,提高套管下放悬重。

(3)以渤海油田 A 井为例进行设计分析,优选了轨道造斜点、表层套管下深、套管磅级、摩阻系数、漂浮段长,最终设计 $\varnothing 244.5$ mm 套管采用漂浮的方式下入,漂浮段长 1200 m,预测套管下放到位的悬重与实测值的相对误差为 6.34%,在工程误差允许范围内。

(4)制定了渤海油田大位移井下套管设计流程,设计过程中,应综合考虑轨道造斜点、表层套管下深、套管磅级、摩阻系数、漂浮段长对套管下放悬重的影响,优选最优方案,确保套管顺利下放。

参考文献 (References):

- [1] 曾恒一.渤海小型油田、边际油田开发设施的探讨[J].中国海洋平台,1991(1):16—21,5.
ZENG Hengyi. Considerations on equipment for exploiting small and marginal fields in Bo Hai Sea[J]. China Offshore Platform, 1991(1): 16—21,5.
- [2] 姜伟.大位移钻井技术在渤海油田中的应用[D].成都:西南石油学院,2002.
JIANG Wei. Application of extended reach drilling technology in Bohai Oilfield[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2002.
- [3] 陶红胜,马振锋,杨全枝,等.鄂尔多斯盆地浅层大位移水平井钻井液体系优选[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2015,42(9):1—4.
TAO Hongsheng, MA Zhenfeng, YANG Quanzhi, et al. Optimization of drilling fluid system for shallow extended-reach horizontal well in Ordos Basin[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2015,42(9):1—4.
- [4] 高德利.石油钻井的学科特点与技术展望[J].探矿工程,2003(S1):8—12.
GAO Deli. Prospect of technology and subject specialty of petroleum drilling[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2003(S1):8—12.
- [5] 牟炯,和鹏飞,侯冠中,等.浅部大位移超长水平段 I38H 井轨迹

- 控制技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(2):57—59.
MU Jiong, HE Pengfei, HOU Guanzhong, et al. Wellbore trajectory control technique for shallow extended reach ultra-long horizontal well I38H[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2016,43(2):57—59.
- [6] 李瑞峰,林俊文,张飞,等.浅谈环保零排放技术在渤海某油田的应用[J].石化技术,2017,24(1):137—138.
LI Ruifeng, LIN Junwen, ZHANG Fei, et al. Application of environmental zero-emission technology in Bohai XX Oilfield[J]. Petrochemical Industry Technology, 2017,24(1):137—138.
- [7] 相玉辉,屈展,陈军斌,等.大位移井钻井工程优化设计与应用[J].石油机械,2006(10):60—61,64.
XIANG Yuhui, QU Zhan, CHEN Junbin, et al. Optimization design and application of extended reach well drilling[J]. China Petroleum Machinery, 2006(10):60—61,64.
- [8] 杨衍云.风险预探井哈深斜 1 井钻井工程设计[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2013,40(3):38—41.
YANG Yanyun. Drilling design for Hashen - X1 risk wildcat[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2013,40(3):38—41.
- [9] 姜伟.大位移钻井技术在渤海 QHD32 - 6 油田的应用[J].石油钻采工艺,2001,23(4):1—6.
JIANG Wei. Application of extended reach drilling technology in Bohai QHD32 - 6 Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2001,23(4):1—6.
- [10] 郭梁栋.冀东油田大斜度大位移井岩屑床的解决方法[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2004,31(5):58—59.
GUO Liangdong. Settlement of cutting bed in large inclination and distant displacement well of Jidong Oilfield[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2004,31(5):58—59.
- [11] 蒋世全,姜伟,付建红,等.大位移井钻井技术研究及在渤海油田的应用[J].石油学报,2003,24(2):84—88,93.
JIANG Shiquan, JIANG Wei, FU Jianhong, et al. Research on extended reach drilling technology and its application in Bohai Oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003,24(2):84—88,93.
- [12] 范白涛,赵少伟,李凡,等.渤海浅部复杂地层大位移井钻井工艺研究与实践[J].中国海上油气,2013,25(3):50—52.
FAN Baitao, ZHAO Shaowei, LI Fan, et al. Research and application of ERD drilling technology for shallow complicated formation in Bohai Oilfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2013,25(3):50—52.
- [13] 朱宽亮,吕艳,胡中志,等.南堡滩海大位移井钻井关键因素优化设计[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2017,44(1):33—36.
ZHU Kuanliang, LÜ Yan, HU Zhongzhi, et al. Key drilling factors optimization design for the extended reach well in Nanpu Oilfield[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2017,44(1):33—36.
- [14] 刘甲方,刘春全,艾志久,等.浅谈大位移井下套管技术的现状与发展[J].石油矿场机械,2008,37(4):17—20.
LIU Jiafang, LIU Chunqun, AI Zhijiu, et al. Review of the situation and the developing trend of casing running technology for extended reach well[J]. Oil Field Equipment, 2008,37

- (4):17-20.
- [15] 齐月魁,徐学军,李洪俊,等.BPX3X1大位移井下套管摩阻预测[J].石油钻采工艺,2005,27(S1):11-13.
 QI Yuekui, XU Xuejun, LI Hongjun, et al. Friction prediction method for extended reach well during casing running[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2005,27(S1):11-13.
- [16] Netichuk I, Suvorov A, Galimov A. Special features of casing running and cementing in ERD Wells[C]//Presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 2016.
- [17] 何树山,岳发辉,周明信.大港油田大位移钻井技术与实践[J].西南石油大学学报,2008,30(2):104-108.
 HE Shushan, YUE Fahui, ZHOU Mingxin. Study and practice of ERD well drilling technologies in Dagang Oilfield[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2008,30(2):104-108.
- [18] Tracy Cummins. Top-drive casing-running tool solves tough ERD Problems[J]. Journal of Petroleum Technology, 2007, 59(8):26-92.
- [19] GAO Deli, TAN Chengjin, TANG Haixiong. Limit analysis of extended reach drilling in South China Sea[J]. Petroleum Science, 2009,6(2):166-171.
- [20] 陈保山,程智远,徐敏,等.新型 $\Phi 139.7\text{mm}$ 漂浮接箍的研制与应用[J].石油机械,2016,44(11):29-32.
 CHEN Baoshan, CHENG Zhiyuan, XU Min, et al. The development and application of novel $\Phi 139.7\text{mm}$ casing floating tool[J]. China Petroleum Machinery, 2016,44(11):29-32.
- [21] 刘春全,史海涛,梅宇光,等.大位移井套管可下入深度预测[J].石油矿场机械,2008,37(7):53-56.
 LIU Chunquan, SHI Haitao, MEI Yuguang, et al. Forecast depth for casing running in extended reach well[J]. Oil Field Equipment, 2008,37(7):53-56.
- [22] 黄正吉,李秀芬.渤海中坳陷天然气地球化学特征及部分气源浅析[J].石油勘探与开发,2001,28(3):17-21.
 HUANG Zhengji, LI Xiufen. Geochemical characteristics and natural gas sources of Bohong depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration & Development, 2001,28(3):17-21.
- [23] 徐杰,马宗晋,邓起东,等.渤海中部渐新世以来强烈沉陷的区域构造条件[J].石油学报,2004,25(5):11-16,23.
 XU Jie, MA Zongjin, DENG Qidong, et al. Regional tectonic conditions for intensive subsidence of the middle Bohai Sea since Oligocene[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004,25(5):11-16,23.
- [24] 薛永安,王应斌,赵建臣.渤海上第三系油藏形成特征及规律分析[J].石油勘探与开发,2001,28(5):1-3,7.
 XUE Yong'an, WANG Yingbin, ZHAO Jianchen. Pool forming characteristics and regularity of the upper Tertiary reservoirs in Bohai Bay[J]. Petroleum Exploration & Development, 2001,28(5):1-3,7.
- [25] 薛永安.精细勘探背景下渤海油田勘探新思路与新进展[J].中国海上油气,2017,29(2):1-8.
 XUE Yong'an. New ideas and progresses under refine exploration background of Bohai Oilfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2017,29(2):1-8.

(编辑 韩丽丽)

(上接第22页)

- [12] 黄文红,李爱民,张新文,等.油基泥浆固井清洗液评价方法初探及性能研究[J].新疆石油天然气,2006,2(2):33-35,99.
 HUANG Wenhong, LI Aimin, ZHANG Xinwen, et al. A probe into an evaluation method of washing fluid of oil-based drilling fluid and its performance study[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2006,2(2):33-35,99.
- [13] 邓慧.提高界面胶结质量的可固化隔离液体体系研究[D].成都:西南石油大学,2012.
 DENG Hui. Study on solidifying spacing fluid systems for improving interfacial bonding quality[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012.
- [14] 穆海鹏.纳米液硅水泥浆技术[J].石油钻探技术,2012,40(5):76.
 MU Haipeng. Nano-liquid silicon cement slurry technology[J]. Petroleum drilling Techniques, 2012,40(5):76.
- [15] 高元,桑来玉,杨广国,等.胶乳纳米液硅高温防气窜水泥浆体系[J].钻井液与完井液,2016,33(3):67-72.
 GAO Yuan, SANG Laiyu, YANG Guangguo, et al. Cement slurry treated with latex nano liquid silica anti-gas-migration agent[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016,33(3):67-72.
- [16] 陈滨,陈波,李定文,等.环空底部加压固井技术的研究与应用[J].复杂油气藏,2016,9(4):62-67.
 CHEN Bin, CHEN Bo, LI Dingwen, et al. Research and application of pressure cementing technology at the annular bottom[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2016,9(4):62-67.

(编辑 韩丽丽)