

深水低压井口下入工具结构与承载特性分析

阚长宾¹, 杨进^{1*}, 周建良², 刘书杰², 张思敏³, 胡南丁¹, 殷启帅¹

1 中国石油大学(北京)石油工程学院 北京 102249

2 中海石油研究总院 北京 100027

3 清华大学机械工程学院 北京 100084

* 通信作者, cyjin1018@vip.sina.com

收稿日期: 2016-11-13

国家自然科学基金“海洋深水浅层钻井关键技术基础理论研究”(51434009)和国家十三五重大专项“深水表层管柱高效下入技术及深部复杂地层井壁稳定研究”(2016ZX05032004-003)联合资助

摘要 深水低压井口下入工具是低压井口管柱的唯一平台转移和钻台下入工具,影响着深水导管的安全高效下入作业。为打破国外技术服务公司的长期技术垄断,通过对深水低压井口下入工具的结构设计、工作原理、工作过程及深水钻井平台操作工况、作业程序、作业关键技术难题的研究,设计了一种采用圆头T型卡簧推杆、锥面轴套及卡簧相配合的新型深水低压井口下入工具的锁紧与释放结构;应用该锁紧与释放设计结构并配合安装导向头设计结构,可使下入工具适应于深水恶劣操作工况条件;通过对不同作业工况条件下的承载力学特性分析和操作过程仿真分析,研究了结构系统安全性及工具锁紧与释放过程的可行性;数值模拟分析表明,起吊、下入最危险操作工况条件下,许用应力安全系数分别为3.87、4.98。本研究可为安全、高效地开展深水低压井口头平台转运及下入作业提供一种新的设计思路和方法。

关键词 深水钻井; 下入工具; 结构设计; 承载特性; 仿真分析

0 引言

近年来,随着我国深水开发的需要,深水钻完井总井次迅猛增加,但深水所需的钻完井技术装备、钻完井井下工具、深水水下井口及配套工具等严重依赖国外技术^[1]。这些国外技术存在着下入效率低下、工序适应性差、工序多、供货周期长等技术局限,严重制约了我国海上高效作业施工要求及南海敏感区域的勘探开发进程^[2-3]。

AKERS T J、BECK、JEANJEAN等学者^[4-7]对深水低压井口导管管柱的下入设计和操作控制因素进行了研究,并结合现场实施案例对下入操作参数及施工难点

进行阐述。杨进、周建良、刘书杰、管志川、苏堪华等^[8-10]广泛开展了深水导管喷射下入机理、水力参数、导管承载力、导管下入深度、导管下入安全性等方面的研究,取得了一些理论创新及技术成果。GREGORY D W、GUILLAUME N、陈国明、畅元江^[11-14]等开展了深水表层导管安装方法及风险控制技术研究,并对深水导管下入过程进行了风险识别并提出了相应的控制措施。周俊昌^[15]等开展了送入管柱的设计,对送入管柱进行了负载力学特性的研究,并通过建立的送入管柱设计计算模型进行了下入过程的计算研究,讨论了下入作业过程常见问题的现场应对策略。但这些研究都是基于国外的设备或工具开展的一些机理研究、设计计算,而对于

引用格式: 阚长宾, 杨进, 周建良, 刘书杰, 张思敏, 胡南丁, 殷启帅. 深水低压井口下入工具结构与承载特性分析. 石油科学通报, 2017, 02: 279-287

KAN Changbin, YANG Jin, ZHOU Jianliang, LIU Shujie, ZHANG Simin, HU Nanding, YIN Qishuai. Configuration design and bearing characteristics analysis on running tool of deepwater conductor wellhead. Petroleum Science Bulletin, 2017, 02: 279-287. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.02.026

深水低压井口下入工具的自主设计与研究,国内未见公开报道,国外的也因深水技术封锁而鲜有公开的论文、专著等技术资料的报道。

通过对深水低压井口钻井平台下入作业工况的分析及下入关键技术的研究,针对低压井口下入过程的技术控制性因素研究了一套深水低压井口下入工具,并对其进行了不同作业工况的承载力学分析与模拟,最后结合平台操作过程进行了运动仿真。

1 系统构成与结构设计

工具结构示意图如图1所示。系统主要由坐落机构、工具锁紧与释放机构、锁紧状态示位机构、密封

机构、工具维保构件及附属构件等构成。其中,坐落机构主要构件有:井口安装导向头、中心转动轴、下入工具本体、坐落防转销等;工具锁紧与释放机构的主要构件有:中心转动轴、锥面轴套、矩形螺纹副、锥面轴套限位销、圆头T型卡簧推杆、卡簧减阻垫圈总成、预应力卡簧等;锁紧状态示位机构主要构件有:示位杆、锥面轴套、示位杆垫圈、示位杆减阻帽、示位杆复位弹簧、示位杆密封圈等。

工具的主要结构性构件有:中心转动轴、工具本体、锥面轴套、半月型承载板、密封盖板、圆头T型卡簧推杆、卡簧、端盖紧固螺栓、锥面轴套限位销、承载垫圈、坐落防转销等。其中,工具本体通过中心转动轴下端预设的安装台肩及承载垫圈进行下端面

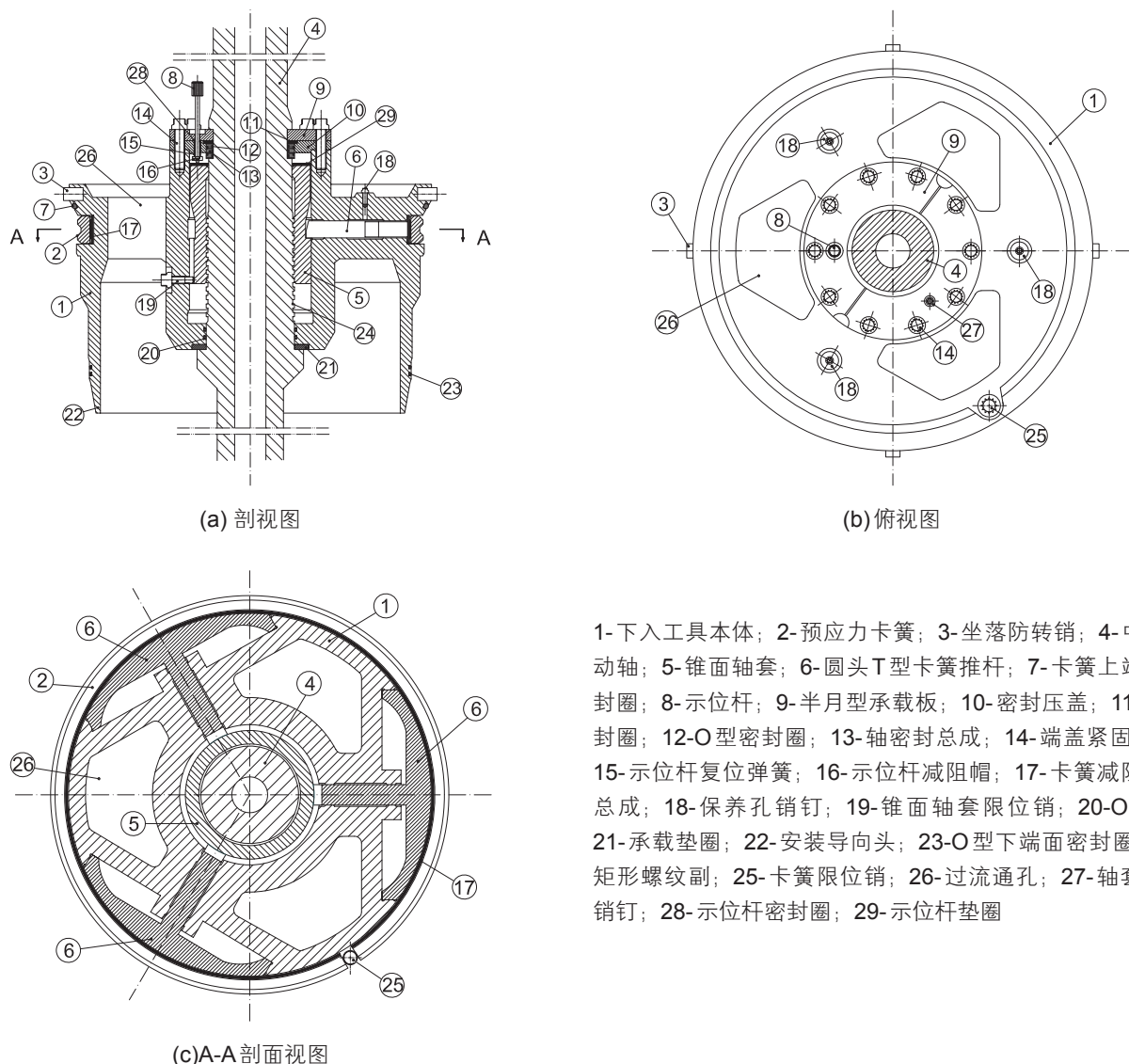


图1 低压井口下入工具结构示意图

Fig. 1 The diagrammatic sketch of running tool of conductor wellhead

1-下入工具本体; 2-预应力卡簧; 3-坐落防转销; 4-中心转动轴; 5-锥面轴套; 6-圆头T型卡簧推杆; 7-卡簧上端面密封圈; 8-示位杆; 9-半月型承载板; 10-密封压盖; 11-端密封圈; 12-O型密封圈; 13-轴密封总成; 14-端盖紧固螺栓; 15-示位杆复位弹簧; 16-示位杆减阻帽; 17-卡簧减阻垫圈总成; 18-保养孔销钉; 19-锥面轴套限位销; 20-O型圈; 21-承载垫圈; 22-安装导向头; 23-O型下端密封圈; 24-矩形螺纹副; 25-卡簧限位销; 26-过流通孔; 27-轴套检修销钉; 28-示位杆密封圈; 29-示位杆垫圈

的装配,并通过半月型承载板、密封盖板、端盖紧固螺栓,与中心转动轴上端预设的上端安装台肩进行上端面的配合安装,可实现中心转动轴与工具本体之间的正旋及反正旋方向的自由转动。锥面轴套通过矩形螺纹副与中心转动轴进行配合安装,实现了通过中心转动轴正旋及反正旋的转动而带动锥面轴套沿轴向上的上下运动,其运动过程是中心转动轴的旋转运动并与锥面轴套限位销的配合而实现的运动过程。工具本体上设置有圆头T型卡簧推杆安装槽,圆头T型卡簧推杆通过与推杆安装槽进行配合安装。预应力卡簧通过设置于工具本体上的卡簧安装槽进行装配,预应力卡簧安装后,可将卡簧减阻垫圈和圆头T型卡簧推杆通过卡簧的预张紧应力进行机械约束并限于安装槽内。锁紧状态示位机构通过与示位杆复位弹簧、示位杆密封圈、示位杆垫圈、示位杆减阻帽的配合,安装于半月型承载板和密封压盖的预设安装孔中,当锥面轴套作沿中心转动轴轴向运动时,可直接对下入工具的锁紧及释放状态进行位置标识直读。

2 工作过程及工作原理

2.1 工作过程及原理

应用下入工具进行下入操作可分为:井口坐落、

锁紧井口、管柱起下和释放工具4个作业工序。

(1)井口坐落工序

因钻井平台受风、波浪、海流等复杂外载作用并伴随垂荡、摇摆等多自由度的复杂作业工况条件,通过工具本体上设置的安装导向头,可实现大径工具的联接面迅速对接。当导向头进入低压井口特定距离,则导向头与低压井口通过形尺寸配合自动完成工具与井口的居中对正,然后平稳下放大钩便可完成井口坐落工序。如图2所示,为下入工具坐落低压井口的安装姿态示意图。

(2)锁紧井口工序

此过程是通过反正旋转动中心转动轴来实现,随着中心转动轴反向旋转角度的增加,矩形螺纹副将扭矩传递给锥面轴套,而锥面轴套又通过与锥面轴套限位销的配合,使锥面轴套将扭矩转化为沿轴向向下的平移运动,此平动过程又将圆头T型卡簧推杆在锥面形配合的作用下沿径向将推杆向外推开,进而又由推杆将卡簧推开,完成反正旋方向旋转9圈后,便完成了锁紧工序,同时,操作过程中要注意观察示位杆的标识位置的变化,锁紧结束时示位杆要确保处于锁紧状态位置。如图3所示,为下入工具锁紧低压井口的安装姿态示意图。下入管柱经锁紧工序、下入管柱作业工序后,便可进行工具释放工序,释放过程为锁紧过程的逆过程。

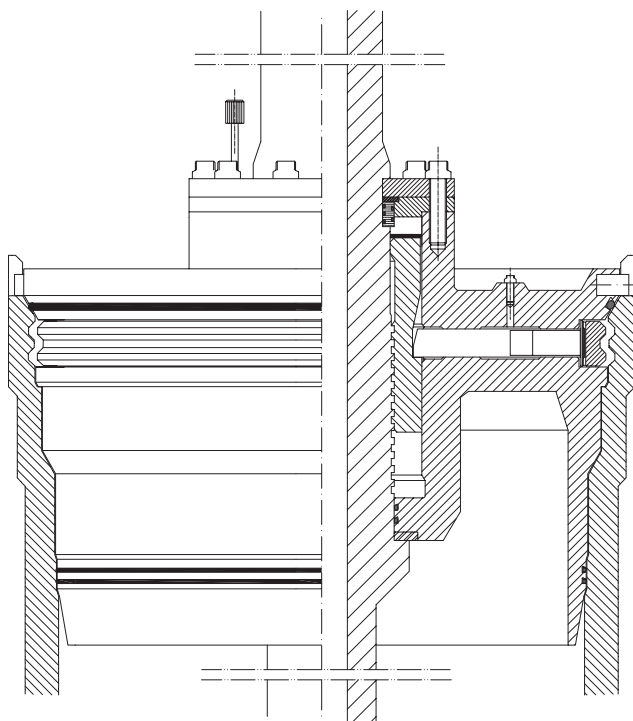


图2 下入工具坐落低压井口姿态示意图

Fig. 2 The diagrammatic sketch of running tool posture while landing the wellhead

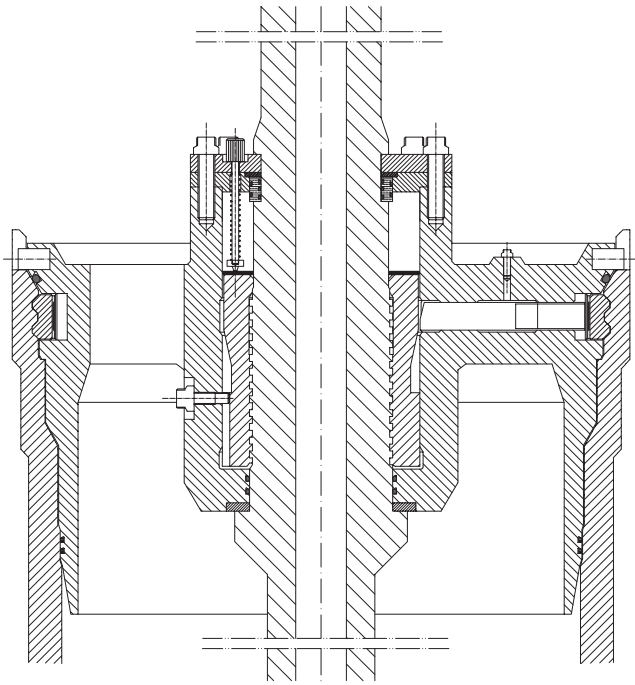


图3 下入工具锁紧低压井口姿态示意图

Fig. 3 The diagrammatic sketch of running tool posture while locking the wellhead

管柱起下过程为钻杆起下过程，与常规起下钻杆杆柱无异，故未作描述。

2.2 工作过程特点

在钻井平台现场操作过程中，由于钻井平台存在不可避免的浮沉及摇摆运动，深水低压井口与下入工具均为大通径的工具面对接联接，其甲板联接与锁紧过程为施工操作的难点。针对此技术难题，在下入工具设计中设置有安装导向头机构，当下入工具的导向头机构进入低压井口头一定距离时，导管在导向机构的引导与扶正作用下可迅速完成居中与对正，此时平稳下放大钩便可实现下入工具自动坐落，使此操作过程大为简化、施工更安全、便捷、高效。

圆头T型卡簧推杆呈 120° 均匀分布于工具本体上，安装槽内设置有4处配合摩擦面，配合摩擦面的设置可保证推杆沿径向方向的推出状态，使得作用于预应力卡簧上的外推力沿轴向均布，承受均匀外推力作用，同时减小了圆头T型卡簧推杆与推杆安装槽在高负载工况条件下的摩擦阻力，提高了工具的装配精度。

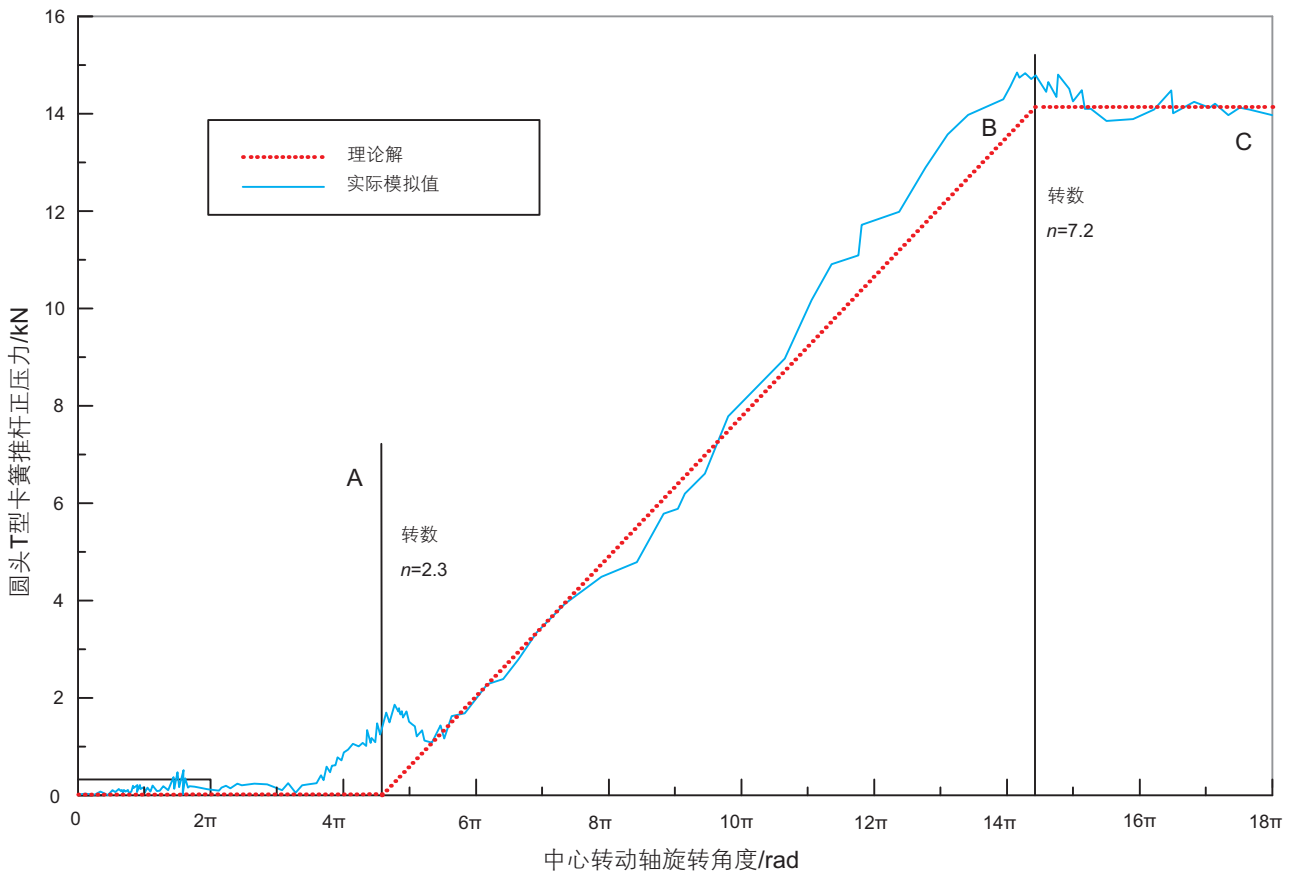


图4 圆头T型卡簧推杆正压力仿真曲线

Fig. 5 Simulation press curve of T thrusting rod

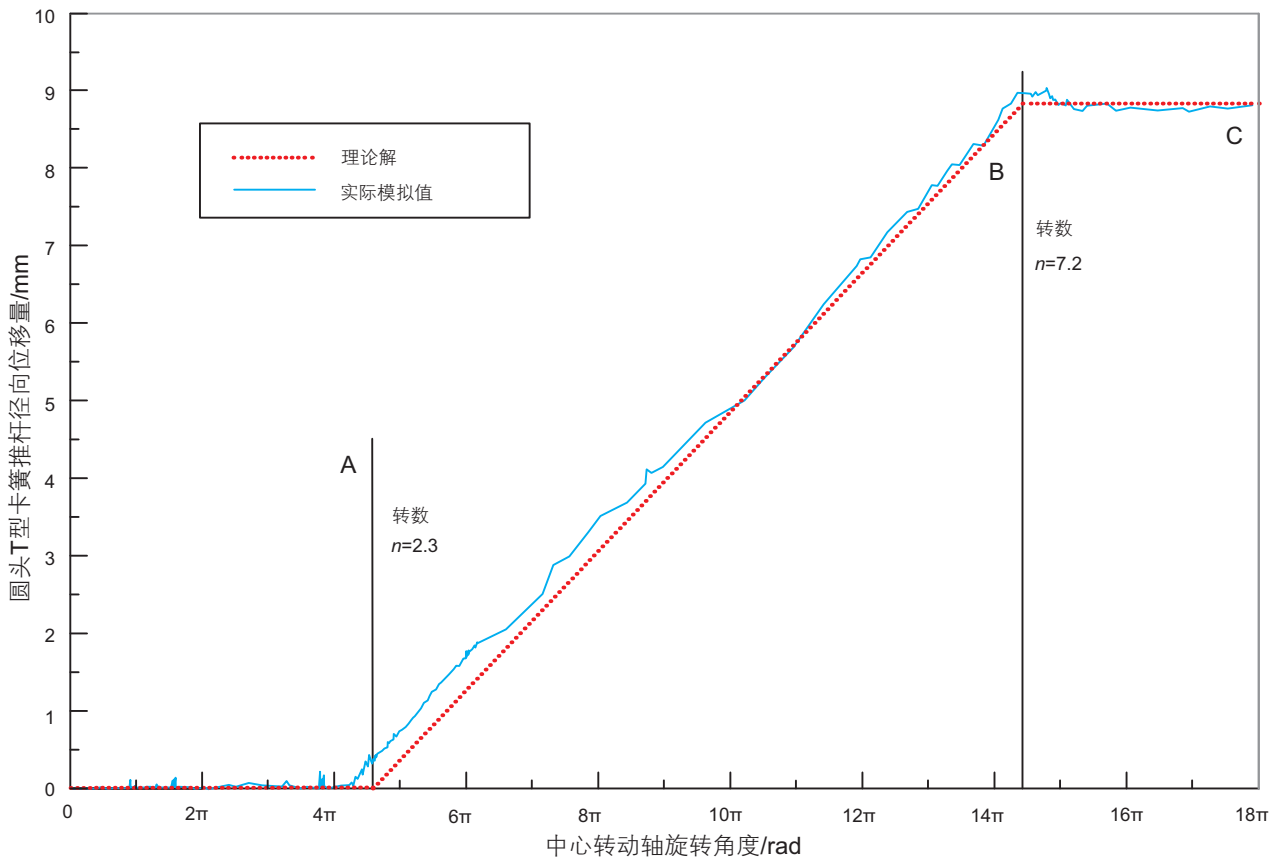


图5 圆头T型卡簧推杆径向位移仿真曲线

Fig. 5 Simulation radial displacement of T thrusting rod

圆头T型卡簧推杆与预应力卡簧采用大面积的形状配合,改善了卡簧在径向上的受力状况,使得锁紧与释放工况具有更高可靠性。

2.3 工作过程仿真

基于所建立的下入工具三维结构,利用运动仿真软件对其进行了运动及力学特性分析,研究其锁紧与释放过程的运动特性参数。计算模拟过程中设置卡簧预张紧应力为15 kN,圆头T型卡簧推杆与推杆安装槽之间的摩擦系数设置为0.15,锥面轴套与圆头T型卡簧推杆之间的摩擦系数设置为0.15^[16-18]。如图4、图5所示,为中心转动轴发生旋转转动时,圆头T型卡簧推杆发生的所受正压力曲线和沿径向位移曲线。

由仿真曲线,随着中心转动轴扭转角度的逐渐增加,锥面轴套逐渐向下运动,当转数 $n=2.29$ 时,锥面轴套的圆锥面与圆头T型卡簧推杆的内侧端配合,此过程为图中OA区间所示过程;随着中心转动轴扭转角度继续增加,在轴套锥面与推杆的形状配合作用下,圆头T型卡簧推杆沿径向被逐渐推出,当转数 $n=7.21$ 时,锥面轴套的圆锥面则越过圆头T型推杆的内端面,

此时圆头T型卡簧的径向位移最大、所受正应力最大,此过程为图中AB区间所示过程;继续旋转中心转动轴,锥面轴套继续下行,轴套的上端平面与圆头T型推杆的内端面进行配合,圆头T型卡簧推杆停止径向运动从而产生一个相对恒定的卡簧正压力,当转数 $n=9.0$ 时,锥面轴套下端抵住工具本体,完成工具锁紧过程,此过程为图中BC区间所示过程,目的是防止管柱起下时产生锥面轴套反向旋转的回旋作用力。

3 不同工况条件下的承载力学分析与模拟

3.1 锁紧与释放过程力学分析

下入工具在起下钻柱组合之前,先要进行平台上的锁紧与释放操作,此过程可视为由中心转动轴与锥面轴套组成的螺纹运动副的扭矩转化为锥面轴套的推力的过程。力矩传递过程为轴向载荷作用,根据矩形螺纹的螺旋传动副的简化受力分析,锥面轴套轴向推力的力学平衡方程为:

$$T = \frac{M}{d \cdot \text{tg}(\lambda + \rho)} \quad (1)$$

式中： T 为下入工具的中心转动轴旋转时，锥面轴套产生的沿轴向推力，kN； M 为中心转动轴扭矩，kN·m； d 为矩形螺纹传动副的螺纹中径圆直径，m； λ 为中心转动轴的矩形螺纹传动副螺纹升角，°； ρ 为矩形螺纹传动副的摩擦角，°。

下入工具在锁紧深水低压井口过程中，钻井平台液压大钳通过转动中心转动轴，将转动扭矩通过锥面轴套与圆头T型推杆的配合转化为圆头T型卡簧推杆的顶推力，从而将卡簧推开，卡簧与低压井口的锁紧凹槽进行形状配合后完成锁紧过程。由下入工具锁紧过程的平衡条件知：

$$F_N \cdot \sin \gamma = \sum_{\zeta=1}^4 f_{\zeta} + \int_0^l \sigma \cdot T(s) ds \quad (2)$$

式中： F_N 为反正旋方向锁紧过程中，锥面轴套产生的锥面正压力，kN； γ 为锥面轴套的锥面与竖直方向的夹角，°； f_{ζ} 为圆头T型卡簧推杆与卡簧安装槽第 ζ 配合面的摩擦阻力，kN； l 为圆头T型卡簧推杆的圆顶推面长度，m； σ 为圆头T型卡簧与低压井口的接触面径向宽度，m； $T(s)$ 为圆头T型卡簧推杆圆顶推面所受正压力的分布。

下入工具释放过程为锁紧操作过程的反过程，由受力平衡条件可得：

$$F_{P1} \cdot \sin \beta + \int_0^l \sigma \cdot T(s) ds = \sum_{\zeta=1}^4 f_{\zeta} \quad (3)$$

式中： F_{P1} 为释放工况条件下，深水低压井口安装卡槽对卡簧作用的正压力，kN； β 为深水低压井口安装卡槽和卡簧的接触面，沿竖直方向夹角，°； l 为圆头T型卡簧推杆的圆顶推面长度，m； σ 为圆头T型卡簧与低压井口的接触面径向宽度，m； $T(s)$ 为圆头T型卡簧推杆圆顶推面所受正压力的分布； f_{ζ} 为圆头T型卡簧推杆与卡簧安装槽第 ζ 配合面的摩擦阻力，kN。

3.2 钻台转运工况负载力学分析与模拟

受海上钻井平台空间限制，工具的锁紧作业过程需要在平台甲板上进行操作，而从甲板转运至钻台则需平台折臂吊车和猫道机配合完成。此过程中，下入工具受力较为复杂，中心转动轴、工具本体由于受横向载荷作用，并与深水低压井口的配合时存在卡瓦挤毁效应。假定下入工具锁紧后，管柱串被吊起某一角度 α 时，受力平衡方程为：

$$F_D + N + G_L \cdot a + \cos \alpha \cdot \sum F'_h = G_L \cdot g + \cos \alpha \cdot \sum F_h \quad (4)$$

式中： F_D 为钻井大钩所施加的起吊载荷，kN； N 为钻井平台甲板对起吊管柱的承载力，kN； a 为钻井平台垂荡加速度， m/s^2 ； G_L 为钻井平台甲板转运工况下，深水低压井口头管柱重量， 10^3kg ； g 为重力加速度， m/s^2 ； α 为钻井平台甲板转运工况下，起吊管柱轴线与水平面的夹角，°； $\sum F_h$ 为钻井平台甲板转运工况下，管柱起吊角度 α 时，管柱上缘对下入工具本体的正压力，kN； $\sum F'_h$ 为钻井平台甲板转运工况下，管柱起吊角度 α 时，管柱下缘对下入工具本体的正压力，kN。

由于工具在不同负载工况条件下的受力复杂性，

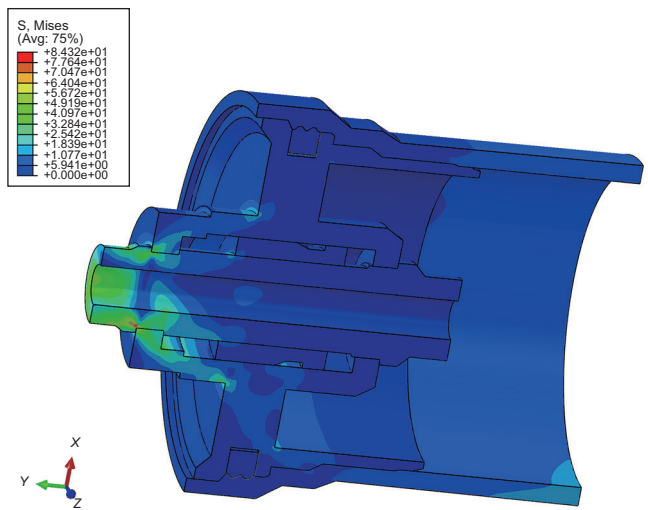


图6 管柱串转运工况的结构受力云图
Fig. 6 The stress contour of running tool when transferring working procedure

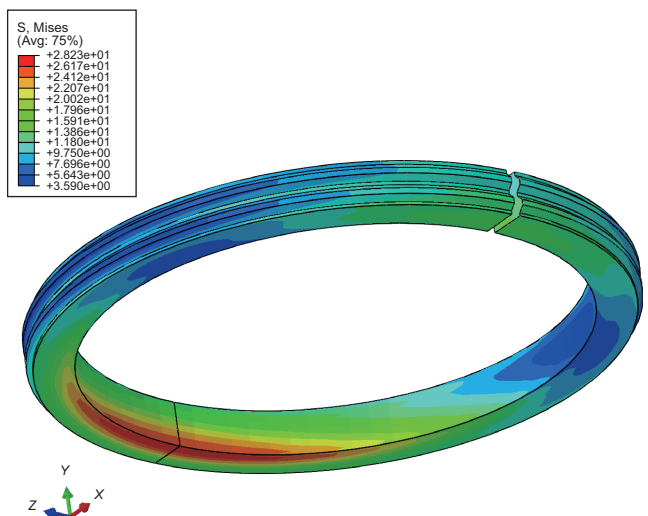


图7 转运工况的卡簧受力云图
Fig. 7 The stress contour of snapping when transferring working procedure

采用理论分析的方法难于刻画构件的实际受力情况及强度分布，同时不同构件间的接触受力状况也难以表达，因此为研究整个下入工具的受力状态及关键部位的应力应变状态，采用数值模拟，模拟过程中通过不同构件间接触关系的设置可将整个工具视为一个整体进行施加外力分析以研究整体内应力应变状况。设置起吊方向为沿XY平面内，起吊角度为45°，载荷为转运工况条件36 in(壁厚1.5 in)导管起吊，导管线重8.07 kN/m，导管总长为9.0 m，低压井口头重量11.12 kN，则此工况下总静载荷为83.75 kN，取1.2的附加安全系数并取整为10² kN。下入工具材质设置为45#管材钢，模拟结果如图6、图7所示。由模拟结果，下入工具的中心转动轴低位侧、卡簧低位侧位置为受拉应力最大处，最大值分别为84.32 MPa、28.23 MPa；下入工具的中心转动轴高位侧、卡簧高位侧位置为受挤压应力最大处，最大值分别为51.74 MPa、18.37 MPa；最大应力分别为许用应力的20.08%、11.36%，因此此操作工况条件下的最小许用应力安全系数为4.98，结构强度校核安全。

3.3 下入工况负载力学分析与模拟

下入管柱完成平台转运并连接整个低压井口下入导管线串，便可进行导管线串的下入作业。此过程主要操作为下入钻杆通过与中心转动轴的标准油管扣连接，而后通过大钩上提下放整个低压井口及导管线串。由平衡条件，平衡方程为：

$$3 \cdot \cos\beta \cdot \int_0^l \sigma \cdot f_{p2}(s) ds + G \cdot a = G \cdot g \quad (5)$$

式中： β 为深水低压井口安装卡槽和卡簧的接触面，沿竖直方向夹角，°； l 为圆头T型卡簧推杆的圆顶推面长度，m； σ 为圆头T型卡簧与低压井口的接触面径向宽度，m； $f_{p2}(s)$ 为低压井口导管线串组合下入工况条件下，低压井口安装卡槽对卡簧作用的正压力分布； G 为低压井口下入导管线串组合的总重，10³ kg； a 为钻井平台垂荡加速度，m/s²； g 为重力加速度，m/s²。

应用所建立的数值模拟模型，对此过程进行了数值模拟，此工况条件下，管柱结构：低压井口头+36 in(壁厚1.5 in)导管×2根+36 in(壁厚1.0 in)导管×6根，管柱串总长80 m，36 in(壁厚1.5 in)导管线重8.07 kN/m，36 in(壁厚1.0 in)导管线重7.38 kN/m，则此工况下总静载荷为615.4 kN，取1.5的附加安全系数并取整为10³ kN，设置起吊载荷为10³ kN，数值模拟结果如图8、图9所示。由模拟结果，下入工具本体的内壁与外壁的上表面内侧位置为受拉应力

最大处，最大值为104.0 MPa，下入工具本体的内壁与外壁的下表面内侧位置为受压应力最大处，最大值为91.78 MPa，卡簧的最大压应力为93.47 MPa，最大应力值分别为最大许用应力值的24.76%、25.85%、22.25%，因此此工况下最小许用安全系数为3.87，满足结构强度安全要求。

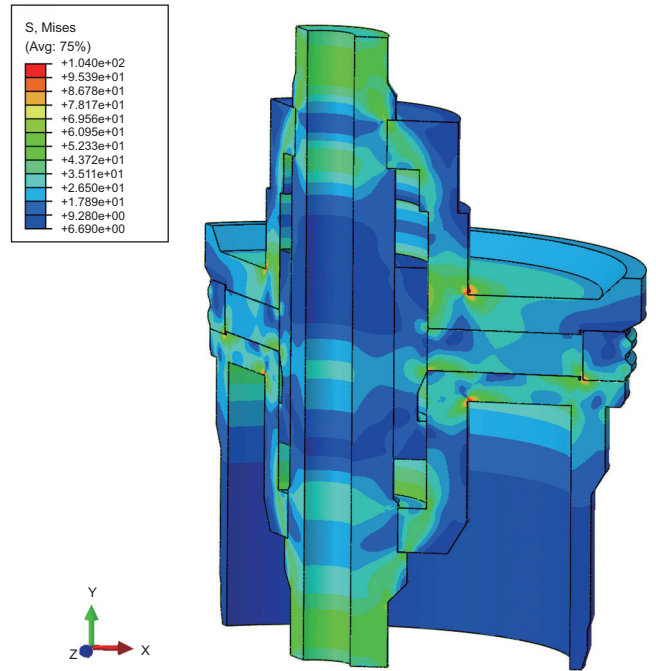


图8 管柱串下入工况的结构受力云图
Fig. 8 The stress contour of running tool when running-in working procedure

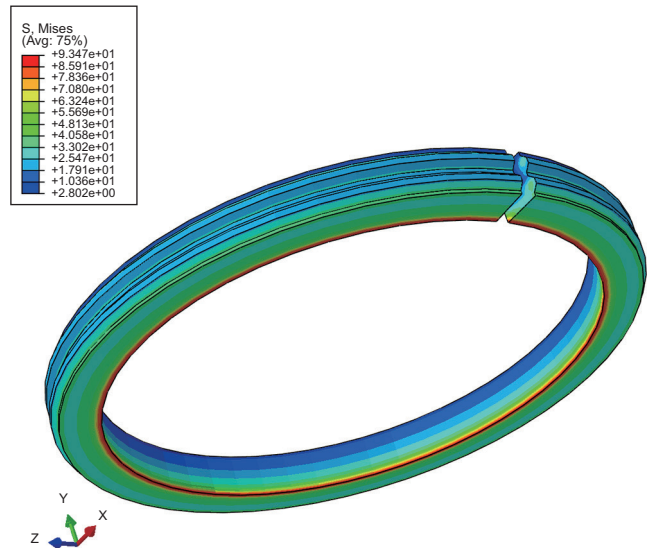


图9 下入工况的卡簧受力云图
Fig. 9 The stress contour of snapping when running-in working procedure

4 结论

(1)通过对深水低压井口下入工具的作业工况分析,设计了一种适应于深水作业要求的低压井口下入工具,通过矩形螺纹传动副与锥面轴套配合、圆头T型卡簧推杆与预应力卡簧的配合设计,使工具锁紧与释放具有稳定可靠的特性。

(2)对深水低压井口下入工具进行了运动特性分析和系统仿真研究,结果表明具有系统结构简单、高效的扭矩传递、传动效率高的特点。

(3)下入工具的功能性设计,满足了深水井口下入作业的功能性要求和结构强度的要求;通过下入工具的承载力学特性分析和有限元数值模拟研究表明,工具在最危险工况条件下作业安全性高,危险载荷条件下的最大应力为材料许用应力的25.85%。

参考文献

- [1] 杨进,曹式敬.深水石油钻井技术现状及发展趋势[J].石油钻采工艺,2008,30(2):10-14.[YANG J,CAO S J.Current situation and developing trend of petroleum drilling technologies in deep water[J].Oil Drilling & Production Technology,2008,30(2):10-14.]
- [2] 王懿,段梦兰,焦晓楠.深水油气开发装备发展现状及展望[J].石油机械,2013,41(10):51-56.[WANG Y,DUAN M L,JIAO X N.Current situation and prospect of deepwater petroleum development equipment[J].China Petroleum Machinery,2013,41(10):51-56.]
- [3] 侯福祥,王辉,任荣权,等.海洋深水钻井关键技术及设备[J].石油矿场机械,2009,38(12):1-4.[HOU F X,WANG H,REN R Q,et al.Key technology and equipment of deep water drilling[J].Oil Field Equipment,2009,38(12):1-4.]
- [4] AKERS T J.Jetting of structural casing in deepwater environments: Job design and operational practices[J].SPE Drilling & Completion,2008:29-40.
- [5] BECK R D,JACKSON C W.Reliable deepwater structural casing installation using controlled jetting[J].1991,SPE 22 542.
- [6] 孙宝江,张振楠,南海深水钻井完井主要挑战与对策[J].石油钻探技术,2015,43(4):1-7.[SUN B J,ZHANG Z N.Challenges and countermeasures for the drilling and completion of deepwater wells in the SOUTH CHINA SEA[J].Petroleum Drilling Techniques,2015,43(4):1-7.]
- [7] JEANJEAN P.Innovative design method for deepwater surface casing[J].2002,SPE 77 357.
- [8] YANG J,LIU S J,ZHOU J L,et al.Research of conductor setting depth using jetting in the surface of deepwater[J].2010,SPE 130523.
- [9] 王友华,王文海,蒋兴迅.南海深水钻井作业面临的挑战和对策[J].石油钻探技术,2011,39(2):50-56.[WANG Y H,WANG W H,JIANG X X.South China Sea deepwater drilling challenges and solutions[J].Petroleum Drilling Techniques,2011,39(2):50-56.]
- [10] GREGORY D W.Saving time and reducing risk with subsea wellhead system running and test tools[J].OTC-25906,Houston Texas USA,May 2015.
- [11] GUILLAUME N,GERAUD D M,ANNE G M.Subsea Driving of conductors: A cost effective and successful alternative to pre-drilling for Moho Nord TLP development[J].SPE 178 820.
- [12] 王军,罗晓兰,段梦兰,等.深水采油树井口连接器锁紧机构设计研究[J].石油矿场机械,2013,42(3):16-21.[WANG J,LUO X L,DUAN M L,et al.Research of subsea X-tree wellhead connector's mechanism[J].Oil Field Equipment,2013,42(3):16-21.]
- [13] 陈国明,刘秀全,畅元江,等.深水钻井隔水管与井口技术研究进展[J].中国石油大学学报(自然科学版),2013,37(5):129-140.[CHEN G M,LIU X Q,CHANG Y J,et al.Advances in technology of deepwater drilling riser and wellhead[J].Journal of China University of Petroleum,2013,37(5):129-140.]
- [14] 路保平,李国华,西非深水钻井关键技术[J].石油钻探技术,2013,41(3):1-6.[LU B P,LI G H.Key technologies for deepwater drilling & completion in West Africa[J].Petroleum Drilling Techniques,2013,41(3):1-6.]
- [15] 周俊昌,付英军,朱荣东.深水钻井送入管柱技术及其发展趋势[J].石油钻探技术,2014,42(6):1-7.[ZHOU J C,FU Y J,ZHU R D.Design method and development trend of landing strings in deepwater drilling[J].Petroleum Drilling Techniques,2014,42(6):1-7.]
- [16] 杨成福,王栓虎,孙宇.圆锥轴联接的扭矩计算及基于ADMAS的仿真验证[J].机械设计与制造,2013,2:113-116.[YANG C F,WANG S H,SUN Y.The cone shaft's torque calculation and the simulation based on ADMAS[J].Machinery Design & Manufacture,2013,2:113-116.]
- [17] 葛松,王宏伟.井下工具密封设计分析[J].石油矿场机械,2007,36(7):62-65.[GE S,WANG H W.The analysis for seal design of down-hole tools[J].Oil Field Equipment,2007,36(7):62-65.]
- [18] 张毅,张晓东,张明,等.井下工具旋转密封研究现状及发展趋势分析[J].钻采工艺,2014,37(6):75-79.[ZHANG Y,ZHANG X D,ZHANG M.Research present situation and development trend of ultra-deep rotary dynamic sealing tool[J].Drilling & Production Technology,2014,37(6):75-79.]

Configuration design and bearing characteristics analysis on running tool of deepwater conductor wellhead

KAN Changbin¹, YANG Jin¹, ZHOU Jianliang², LIU Shujie², ZHANG Simin³, HU Nanding¹, YIN Qishuai¹

1 School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Research Institute of CNOOC, Beijing, 100027, China

3 School of Mechanical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China

Abstract Conductor wellhead running tool is the only operating practice to transfer or to run in/out the conductor pipe on platform deck, and it is a key factor on deepwater conductor running. But the related technologies were monopolized by several monopolistic companies abroad. In this paper, one kind of novel locking and releasing mechanical configuration was presented by studying running tool structure, operating principle, operating procedure, as well as operating behavior on semi-submerged platform, job procedure and technical problems on running. It was constructed with T-shaped-round-tip thrusting rod, pyramidal axle sleeve, and circlip. The locking and releasing mechanical structure equipped with guiding mechanism would qualified the running tool to apply in deepwater harsh operating conditions. The stability, the credibility, and the safety of the running tool were conducted by the study on bearing characteristics, operating simulation and finite element simulation on different operating status. The simulation results show that the safety factor of allowable stress is respectively 3.87 and 4.98 under the condition of transferring working procedure and running-in working procedure. By this way, the high cost of deepwater drilling caused by foreign technological embargo in China could be reduced.

Keywords deepwater drilling; running tool; configuration design; bearing characteristics; virtual simulation

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.02.026

(编辑 马桂霞)