

文章编号: 1000-0747(2009)04-0523-06

超深水钻井隔水管设计影响因素

畅元江¹, 陈国明¹, 许亮斌², 刘健²

(1. 中国石油大学(华东)机电工程学院; 2. 中国海洋石油总公司研究中心)

基金项目: 国家高技术研究发展计划“863”课题(2006AA09A106-4)

摘要: 超深水钻井隔水管设计的影响因素主要为环境因素与作业因素,前者主要包括水深、波浪、海流,后者主要包括钻井液密度、脱离后隔水管系统悬挂模式、浮力块分布、涡激抑制设备等。系统总结了超深水钻井隔水管设计影响因素,研究了各因素影响隔水管设计的机理,定性或定量分析了各因素对隔水管设计的影响。研究表明,水深和海流是隔水管设计最显著的影响因素,水深增加导致隔水管材料、结构、配置产生重大变化,海流导致隔水管产生涡激疲劳,并增加隔水管下放与收回的难度。悬挂模式影响隔水管系统的浮力系数和浮力块分布,涡激抑制设备造成隔水管作业困难,钻井液密度影响隔水管的有效张力和底部球铰转角进而影响隔水管系统的稳定性。相关结论可为超深水钻井隔水管设计、配置、作业、管理提供参考。图6表1参12

关键词: 超深水钻井; 隔水管; 设计; 影响因素

中图分类号: TE22

文献标识码: A

Influential factors for the design of ultra-deepwater drilling risers

Chang Yuanjiang¹, Chen Guoming¹, Xu Liangbin², Liu Jian²

(1. College of Mechanical and Electronic Engineering, China University of Petroleum, Dongying 257061, China;

2. Research Center of China National Offshore Oil Corporation, Beijing 100027, China)

Abstract: Environmental and operational factors are the main factors affecting the design of ultra-deepwater drilling risers. The former includes water depth, wave, current, and the latter includes drilling fluid density, hang-off mode after disconnection, buoyancy modules distribution, and vortex-induced vibration (VIV) suppression devices. This paper described the factors affecting the design of the ultra-deepwater drilling risers, identified the influential mechanism of these factors, and analyzed the influences qualitatively or quantitatively. Water depth and current are the most significant influencing factors. The material, structure and configuration of the drilling riser change with the increase of water depth. Current can cause vortex-induced fatigue in the riser, and cause difficulty in drilling riser installation and retrieval. Hangoff mode affects the buoyancy factor and the distribution of buoyancy modules. VIV suppression device causes difficulty in riser operation, and the density of drilling mud affects the flex joint angle and effective tension, and thus affecting the stability of the drilling riser system.

Key words: ultra-deepwater drilling; riser; design; influential factor

0 引言

深水钻井隔水管是深海石油勘探开发的关键技术装备,是深水钻井船或者钻井平台设计的决定性因素,也是决定深水钻井成败的关键之一。相对于常规水深(水深小于500 m)和深水(水深在500~1500 m)隔水管,超深水(水深大于1500 m)钻井隔水管结构更加复杂,作业环境更加恶劣。开展超深水钻井隔水管技术研究,掌握超深水钻井隔水管系统设计技术,对提升我国深海石油勘探开发能力具有重要意义^[1]。

超深水钻井隔水管设计影响因素主要为环境因素与作业因素,前者主要包括水深、波浪、海流,后者主要包括钻井液密度、脱离后隔水管系统悬挂模式、浮力块

分布、涡激抑制设备等。本文系统总结了超深水钻井隔水管设计影响因素,研究了各种因素影响隔水管设计的机理,定性或定量地分析了主要影响因素与隔水管系统设计之间的关系,相关结论可为超深水钻井隔水管系统设计、配置、作业、管理提供参考。

1 影响超深水钻井隔水管设计的环境因素

1.1 水深^[2]

对超深水钻井隔水管而言,水深是最主要的影响因素之一,其对隔水管系统的影响是多方面的(见图1)。

1.1.1 隔水管几何参数改变

隔水管以其外径、壁厚和材料等级分级,水深对隔水管外径、壁厚、单根长度、材料等有着重要影响。

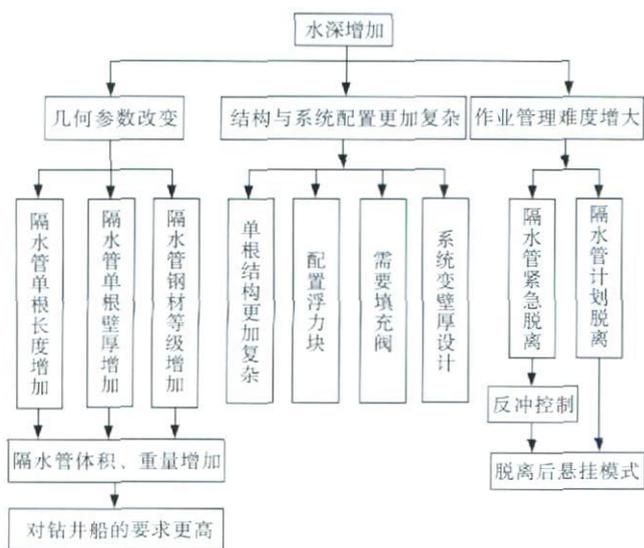


图1 水深对隔水管设计影响

制造商提供不同长度的隔水管单根, 典型长度为 15.24、19.81、21.34、22.86 和 27.43 m。由于短的隔水管单根比长的单根易于搬运, 因此在浅水域应用的隔水管单根长度通常为 15.24 m, 在深水域应用的单根长度一般为 21.34 m 以上, 在超深水域应用的单根最长达 27.43 m。由于需求的张力随水深增加, 隔水管壁厚也随之增加。一般情况下, 制造商提供的隔水管壁厚为 12.7、15.9、17.5、19.1、25.4 和 31.8 mm。一旦隔水管壁厚影响下放全通径工具通过隔水管, 就需要增加隔水管外径。确定隔水管壁厚主要有挤毁准则、环向应力准则和轴向应力准则, 根据环向应力准则确定的隔水管壁厚往往最为保守, 在此基础上, 要考虑制造误差和允许腐蚀量, 最终确定隔水管壁厚与外径。为了抵御超深水域恶劣的环境载荷, 钢质隔水管的钢级越来越高。隔水管制造商采用具有较好疲劳特性的钢, 采用标准化制造以方便隔水管与接头之间的无缝焊接。对于超深水域, 制造商选用 X80 钢, 屈服强度达到 551.6 MPa ^[3]。

此外, 隔水管管壁增厚、长度增加后, 由于重量、体积增加, 导致对钻井船的要求更高。如外径为 406.4 mm 的钻井隔水管采用第三代钻井船即可进行深水钻井, 外径为 533.4 mm 的钻井隔水管须采用第四代或者第五代钻井船, 而外径为 609.6 mm 的钻井隔水管须采用第六代钻井船才能进行超深水钻井。

1.1.2 隔水管系统结构与配置更加复杂

超深水钻井隔水管系统需要配置浮力块、变壁厚单根、填充阀等以适应超深水钻井的要求, 这与常规水深和深水钻井有重大区别。

深水钻井水深超过 609.6 m, 隔水管柱的湿重(相对

于空气中重量)必须控制得尽量低, 即使是大负荷的隔水管张力设备也不能支撑深水钻井所需长度隔水管柱的重量。往往是通过增加浮力块来减小隔水管柱湿重。浮力块采用复合泡沫塑料制造, 安装于隔水管单根的外部, 可应用于 609.6~3 048.0 m 的水深, 其覆盖率可达到 80% 以上, 浮力块提供的净浮力可把隔水管单根的湿重减小 90%~95%, 隔水管系统局部重量补偿比例可超过 100%。在脱离井口后处于悬挂模式下, 隔水管系统必须具有正值湿重以防止可能的动态压缩, 虽然浮力系数要求尽可能高, 但整体不能超过 100%。

由于隔水管顶部处于波浪区, 且海流流速在海面较大, 隔水管顶部配置浮力块将增加拖曳力直径, 导致更加严重的横向变形, 因此, 隔水管上部常采用裸单根配置。而且, 隔水管系统上部采用裸隔水管单根可进一步配置涡激抑制设备。隔水管下部同样采用隔水管裸单根, 该配置的优点是需要更少的浮力块、沿隔水管的应力分布更规则、脱离模式性能更好(固有周期减小 10%, 动态张力减小 10%), 其最主要的缺点是增加了隔水管接头的张力载荷。

为防止可能产生的隔水管挤毁现象, 超深水钻井隔水管系统往往配置填充阀。这是因为当隔水管内部钻井液压力低于外部海水压力时, 隔水管就可能被挤毁。比如当钻井进入循环漏失层和在紧急脱离情况下, 隔水管均会出现挤毁现象。就紧急脱离情况而言, 为预防当隔水管内钻井液紧急排空时出现隔水管挤毁, 作业人员往往为深水隔水管系统安装隔水管填充阀(在水下 457.2 m 深度上下), 以隔水管填充阀与隔水管单根结合为一体, 在不同的压力下其传感性可增加, 一旦压力差达到了预定值, 阀门自动打开一个外部套筒, 允许海水进入填充隔水管。除了自动操作之外, 作业人员也可以使用液压控制面板遥控操作填充阀。

超深水钻井隔水管系统自上而下外径一般相同, 为了满足不同的功能要求, 壁厚往往不相同。在隔水管系统的顶部, 由于要适应巨大的顶部张紧力, 隔水管单根的壁厚最大; 在隔水管系统的底部, 为防止隔水管被挤毁, 隔水管单根的壁厚较大; 而在中间部位隔水管单根的壁厚则较小。

上述关于隔水管结构方面的描述是超深水钻井隔水管设计与配置的一般特征, 但在设计、应用时可因海洋环境条件和钻井承包商的具体情况而有所不同。国外应用于 2 084.8 m 水深的超深水钻井隔水管系统如图 2 所示。

1.1.3 隔水管作业管理难度增大

超深水钻井隔水管作业管理即指根据环境载荷与

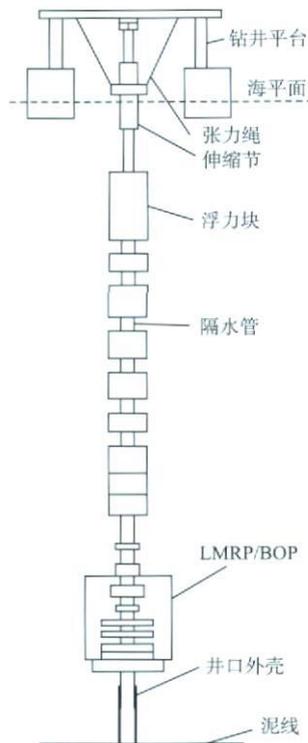


图2 应用于2 084.8 m水深的超深水钻井隔水管系统

钻井船条件进行分析,确定作业过程中不同作业阶段、不同作业模式下的钻井隔水管作业参数,确定不同隔水管作业的极限海况条件,形成隔水管作业支持计划,确保不同作业条件下钻井隔水管系统的安全性与完整性。超深水钻井隔水管作业管理难题主要包括隔水管系统紧急脱离后反冲控制、悬挂模式轴向动力响应等。

在超深水作业环境下,天气往往变化莫测,恶劣天气有时会瞬时即来,由于隔水管管柱较长,加之没有足够时间在脱离隔水管之前降低张紧力,于是要将隔水管底部总成(Lower Marine Riser Package,简称LMRP)与井口防喷器(Blowout Preventer,简称BOP)切断形成紧急脱离。脱离后的隔水管系统势能主要来源于隔水管张力系统,连接隔水管与张力器的张力绳,被拉伸的海洋隔水管等,紧急脱离过程中隔水管系统储存的巨大势能将使长隔水管柱产生巨大的反冲力,引起隔水管柱向上的加速运动,将威胁钻井船安全,这就产生了隔水管反冲问题,需要设计反冲控制系统以保证其以可控的方式进行能量衰减。防反冲系统的核心是防反冲阀,安装于空气/油瓶与每个张力器圆柱体之间的油线上,防反冲阀接收张力器冲程预定点的限位开关发出的电信号产生动作,实现对反冲的有效控制。

而超深水钻井隔水管下放与收回期间,以及隔水管计划脱离或者紧急脱离后,钻井隔水管系统均处在悬挂模式下。悬挂模式的隔水管系统在钻井船升沉运

动作用下产生较大的轴向动态响应,引起轴向共振、动态压缩以及动态张力放大等问题。反冲与反冲控制问题、悬挂模式隔水管轴向动力学问题成为南海未来超深水钻井隔水管管理的关键问题。

1.2 波浪^[4]

波浪作用在两个方面影响隔水管的设计:一是对隔水管产生水动力载荷,二是通过平台的响应幅值算子(Response Amplitude Operator,简称RAO)影响钻井平台运动,进而形成隔水管顶端的动边界条件。

研究表明,钻井船运动和波浪载荷是隔水管动态响应分析主要的动载荷,对于深水隔水管来说,钻井船运动是首要的动载荷,而波浪仅对隔水管局部产生作用。由于超深水钻井隔水管底部球铰往往在距海平面1 500 m以下,底部球铰距海平面的距离相对较远,波浪载荷导致的底部球铰转角的变化可以忽略不计。虽然波浪不影响隔水管底部球铰的转角,但是,由于波浪载荷通过钻井船RAO产生的钻井船运动对隔水管的位移与弯曲应力包络线有较大影响,且会造成隔水管的疲劳损伤,因此不能忽略波浪载荷对钻井隔水管的作用。

1.3 海流^[2]

深水钻井隔水管的作业模式显著受控于隔水管所承受的海流载荷。隔水管设计要考虑海流对其安装的影响,评估作业性,并为建井计划提供指导。由于隔水管长度大和支撑整个隔水管柱需要很大顶部张紧力的原因,深水钻井作业对于海流很敏感。在超深水域,由于要减小隔水管曲率以防止可能发生的旋转钻杆与隔水管之间的磨损,隔水管底部柔性接头的转角甚至要求被限制在 1° 之内。同时流速也显著影响钻井作业,在高流速的情况下,隔水管的操作严重受限,例如隔水管的安装中断、钻井停工工期延长、钻井平台偏移增加且涡激振动导致的隔水管疲劳损伤将显著增加。此外,海流速度的增加导致拖曳载荷的增大,最终可能导致隔水管因材料强度不足而发生损坏,并将引起严重的钻井事故。

1.3.1 钻井船偏移量增大

钻井船偏移是由于风、海浪和海流等载荷作用而导致的偏移量,一般取为水深的某个百分比。在上述载荷的作用下,钻井船离开井口正上方到达一个新的平衡位置,然后在新的平衡位置由于承受动载荷的作用产生振荡运动。钻井船的偏移与振荡运动形成了隔水管分析的位移边界条件,前者应用于隔水管静态分析,后者应用于隔水管动态分析。

钻井船偏移量增加最直接的后果是使隔水管底部球铰转角增大。研究表明,在同样的张力比(张力器张紧力与隔水管系统湿重之比)条件下,隔水管底部球铰

的转角随钻井船的偏移线性增大。显然,减小钻井船偏移量对于减小隔水管底部球铰转角进而延长钻井作业时间具有重要意义^[5]。

1.3.2 更易发生涡激振动与涡激疲劳

海水流经隔水管时可能产生周期性的旋涡发放,导致隔水管产生周期性的振动,即涡激振动。若在隔水管设计时不考虑涡激振动的影响,则可能导致非常严重的后果,如隔水管产生疲劳损伤,甚至由于隔水管涡激振动造成井口破坏等。

深水隔水管更容易发生涡激振动,基于下述三方面原因^[6]:一是深水区域的流速比浅水区域的流速高;二是随着水深的增加,隔水管长度增加,其固有频率随之下降,于是降低了涡激振动对流速的要求,即使是低流速也能激发涡激振动;三是深水钻井平台一般是浮式的,没有能够夹持隔水管的设备。

笔者此前作过涡激振动对钻井隔水管影响的研究,研究内容主要包括:预测涡激振动疲劳寿命、证实疲劳临界位置、决定需求的张力和容许的流速等^[7]。研究采用半经验半理论涡激疲劳预测程序 SHEAR7 模拟计算了 1 500 m 隔水管的年度疲劳损伤分布情况(见图 3)。计算采用的流剖面为剪切型,表面海流流速为 2.0 m/s,海底海流流速为 0.5 m/s,张力比为 1.5,隔水管外径为 533.4 mm,壁厚为 25.4 mm。由图 3 可知,隔水管的涡激振动疲劳寿命仅为 3.5 a,疲劳临界位置在隔水管系统的底部^[2]。

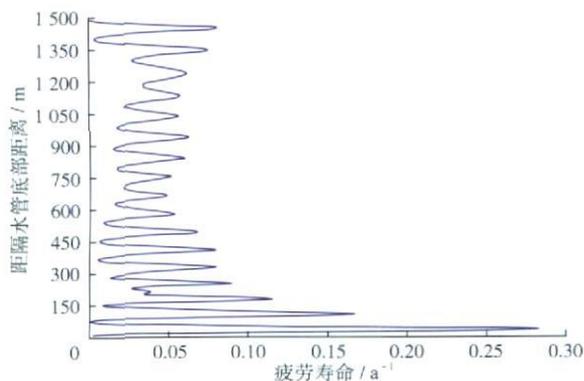


图3 长度为 1 500 m 的隔水管年度疲劳损伤模拟计算结果

1.3.3 下放(安装)难度增大

下放隔水管时,因隔水管处于悬挂状态,其受到的主要影响是沿海流方向作用于隔水管的拖曳力。悬挂期间,海流剖面和速度将决定悬挂隔水管的变形程度。海流往往导致悬挂隔水管靠近月池。隔水管安装分析的目标之一就是避免隔水管与月池碰撞。悬挂期间的极限环境条件为:①极限球铰转角小于 $\pm 9^\circ$;②隔水管应力小于屈服应力的 0.67 倍;③不允许隔水管与钻井

船发生碰撞;④伸缩节冲程不能被超越(通常,超深水隔水管设计的伸缩节冲程长度小于 19.8 m)。

文献[8]定义了安装隔水管的 3 种工况,飞溅区工况、海底工况和安装完成工况,其中比较危险的是飞溅区工况和海底工况。飞溅区工况发生于当底部总成通过具有最大波浪载荷的飞溅区时。由于隔水管顶部被固定时,作用于大的底部总成的波浪与海流载荷使隔水管产生显著的弯矩,使整个隔水管处于最危险的情况,此时隔水管比较容易被折断。海底工况发生于当隔水管下放至海底井口上方但尚未与井口对接时,由于此时隔水管无约束长度最长,容易发生严重的水平位移,导致 LMRP 与 BOP 无法顺利对接。图 4 为安装期间海流流速与隔水管底部水平位移关系示意图。可以看出,当表面海流流速为 2.0 m/s 时,在海流的作用下,1 500 m 隔水管安装至海底时已经偏离井位将近 150 m。

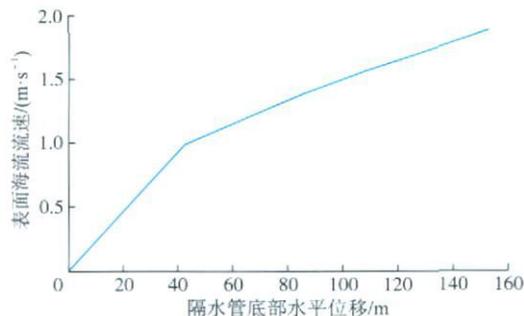


图4 安装期间海流流速与隔水管底部水平位移关系图

此外,在海底工况下,由于钻井船的升沉运动将引起隔水管系统的轴向动态响应,造成隔水管局部弯曲和压缩。可通过优化钻井隔水管系统的配置、浮力系数、局部重量补偿比例、张力器张力的尺寸、悬挂方式等防止隔水管轴向动态压缩。同时,超深水钻井隔水管安装时可使用运动补偿装置,以减小钻井船的运动对隔水管的影响,有效抑制隔水管的轴向响应。

1.3.4 作业包络线变窄

作业包络线是进行各种隔水管作业的极限环境条件,根据隔水管的作业模式可分为钻井包络线、连接非钻井包络线和自存包络线。隔水管分析要求确定不同隔水管作业模式下的极限环境条件。表 1 为不同作业模式要求的极限准则^[9]。

表1 不同作业模式下隔水管极限准则

作业模式	最大 Mises 应力与屈服强度之比	底部球铰转角/ $(^\circ)$
正常钻井模式	< 0.67	< 2
连接非钻井模式	< 0.80	< 9
自存模式	< 1.00	< 9

由此认为,对于给定的超深水钻井隔水管系统,可

根据此设计准则确定其作业包络线。此外,确定各种作业模式包络线时,还应注意:井口接头工作能力不能被超越;隔水管接头强度不能被超越;BOP/LMRP工作极限不能被超越。

图5为典型的超深水钻井隔水管作业包络线示意图(该图的计算参数取水深为2000m,钻井液密度为 2040 kg/m^3 ,顶部张紧力为1023.3t)。图中,绿色区域表示正常钻井作业范围,黄色区域表示连接非钻井作业范围(隔水管系统与井口保持连接,不进行钻井),红色区域表示隔水管处于自存状态。图5表明了各种作业模式下钻井船偏移占水深百分比和表面海流流速与隔水管作业包络线的关系。绿色区域内可进行正常钻井,当钻井船偏移占水深百分比和表面海流流速参数达到黄色报警线时,必须停止钻井并准备启动紧急脱离程序(Emergency Disconnect Sequence,简称EDS);当钻井船偏移达到红色报警线时,需要启动EDS;当钻井船偏移达到最外围的蓝色区域时,EDS应当已经完成动作,隔水管处于与井口脱离状态。

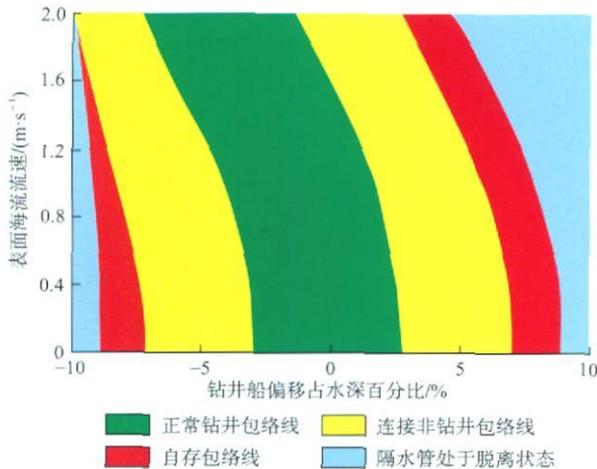


图5 典型的钻井隔水管作业包络线示意图

2 影响超深水钻井隔水管设计的作业要素

2.1 钻井液密度^[10]

有效张力控制隔水管单元以及全部隔水管的曲率和稳定性,是隔水管设计的基础。根据API规范,隔水管设计必须保证隔水管任意位置的有效张力为正。隔水管任一高度处的有效张力可通过顶部张紧力、隔水管重量和内部钻井液重量之间的关系得到:

$$T_e(z) = T_t - \sum_z^t (W_r + W_m) \quad (1)$$

式中 T_e ——有效张力, N; z ——隔水管任一高度, m; t ——隔水管顶部高度, m; T_t ——张力器张紧力, N;

W_r ——隔水管湿重, N; W_m ——隔水管内部钻井液的湿重, N。

其中,

$$T_t = W_r + W_m + T_b \quad (2)$$

式中 T_b 为维持隔水管底部球铰转角所需的隔水管底部残余张力,其值应大于隔水管底部总成的重量以确保脱离情况下能够迅速提升,对于超深水隔水管系统来说,隔水管底部残余张力一般应在90t以上。

结合(1)式和(2)式可知,钻井液通过影响顶部张紧力进而影响隔水管的有效张力,可见钻井液密度对于隔水管设计意义重大,隔水管的张力取决于钻井液密度。隔水管选材必须依据最大钻井液密度(根据油藏工程研究确定)进行。

2.2 悬挂模式^[11]

在恶劣的海况条件下,当环境载荷超过隔水管作业极限时,隔水管需要从底部将LMRP与BOP断开,使携带LMRP的隔水管处于悬挂状态。在悬挂状态时,隔水管可能会出现动态压缩,一旦出现严重的动态压缩,会导致隔水管的局部屈曲失稳,增加隔水管的弯曲应力,同时也增加了隔水管上部碰撞月池的风险,所以在设计和使用中应该考虑悬挂状态下隔水管的动态响应。为避免处于脱离状态的隔水管在钻井船升沉运动作用下产生动态压缩,隔水管系统浮力系数(系统湿重与干重的比)应依据悬挂模式(硬悬挂或者软悬挂)进行精确计算。图6为脱离后隔水管系统的硬悬挂(见图6a)和软悬挂(见图6b)模式示意图。

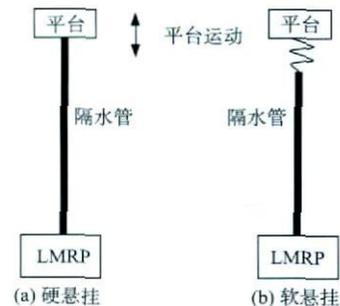


图6 硬悬挂与软悬挂钻井隔水管响应分析示意图

在硬悬挂模式下,伸缩节被移除,隔水管由卡盘爪支撑。浮船升沉运动直接传递给隔水管,于是有可能在隔水管顶部产生动态张力变化导致其动态压缩。对应用于3048m水深的隔水管系统来说,浮力系数应在0.80~0.85,其精确值应根据钻井船的RAO进行详细计算。在软悬挂模式下,隔水管悬挂于张力器下,此时,张力器更像是一个减震器,使浮船升沉运动对隔水

管的影响显著减小。该模式下,隔水管系统的浮力系数可增至0.95。设计超深水钻井隔水管系统时应根据海洋环境参数、系统初步配置、张力极限、浮力块布置等进行悬挂模式的选择与分析。

2.3 涡激抑制

当海流流速比较高时,为避免隔水管出现比较大的涡激振动响应同时造成严重的疲劳损伤,深水钻井隔水管往往要在海流流速较高的海平面下方安装涡激抑制设备。常用的涡激抑制设备主要包括螺旋轮铁和减振器两种。研究表明,采用涡激抑制设备可以使隔水管涡激疲劳减小80%以上。但是无论采用哪一种涡激抑制设备将都会使隔水管作业更加困难,大大降低隔水管下放与回收速度,从而延长钻井周期。采用异型浮力块布置(浮力块形状设计为减振器形),既可以减小隔水管系统对张力器的要求,而且浮力块可以作为涡激抑制设备。另外,采用浮力块单根与裸隔水管单根交错布置也可以有效消减涡激振动^[2]。

3 结论与建议

影响超深水钻井隔水管系统设计的因素主要是环境因素与作业因素,环境因素主要包括水深、波浪、海流;作业因素主要包括钻井液密度、隔水管系统的悬挂模式、浮力块布置以及涡激抑制设备等。在环境因素中,水深显著改变了隔水管几何参数、材料等级和系统的配置方式。波浪一方面通过水动力载荷直接作用于隔水管,另一方面通过钻井船的RAO造成钻井船的运动间接作用于隔水管。海流造成隔水管拖曳力增大、涡激疲劳损伤、作业窗口变窄、隔水管下放(安装)困难、钻井船偏移增加等。影响隔水管系统设计的作业因素中,悬挂模式影响隔水管系统的浮力系数和浮力块分布,涡激抑制设备造成隔水管作业困难,钻井液密度影响隔水管的有效张力和底部球铰转角。

研究表明,在进行超深水隔水管设计时,在水深确定的情况下,应采取适当方式尽量使海流对隔水管设计的影响最小,比如,隔水管系统在靠近海平面处不加载浮力块,在海流流速较高的区域安装涡激抑制设备以及配置具有较大壁厚的隔水管单根等。隔水管设计需要考虑隔水管几何尺寸,钢材等级,浮力块位置和尺寸,钻井船定位能力、张力器极限张力、所在海域的海况以及水深、地理位置和钻井船特性等。在初步设计、详细设计的基础上,还应通过优化设计使得隔水管系统具有最佳性能,以获得使作业窗口更宽,更易于管理,悬挂模式轴向动态特性好等效果。

参考文献:

- [1] 陈国明,殷志明,许亮斌,等.深水双梯度钻井技术研究进展[J].石油勘探与开发,2007,34(2):246-251.
Chen Guoming, Yin Zhiming, Xu Liangbin, et al. Review of deep-water dual gradient drilling technology [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(2): 246-251.
- [2] 畅元江.深水钻井隔水管设计方法及其应用研究[D].东营:中国石油大学(华东),2008.
Chang Yuanjiang. Design approach and its application for deepwater drilling risers [D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2008.
- [3] McCrae H. Marine riser systems and subsea blowout preventers [M]. Houston: University of Texas Press, 2003.
- [4] Brugmans J. Parametric instability of deepwater risers [D]. Delft: Delft University of Technology, 2005.
- [5] 畅元江,陈国明,许亮斌,等.深水顶部张紧钻井隔水管非线性静力分析[J].中国海上油气,2007,19(3):203-207.
Chang Yuanjiang, Chen Guoming, Xu Liangbin, et al. Nonlinear static analysis of top tensioned drilling riser in deepwater [J]. China Offshore Oil & Gas, 2007, 19(3): 203-207.
- [6] Allen D W. Vortex-induced vibration of deepwater risers [A]. OTC 8703, 1998.
- [7] 陈国明,畅元江,孙友义,等.深水钻井隔水管疲劳寿命管理技术研究[R].东营:中国石油大学(华东)海洋石油工程研究室,2007.
Chen Guoming, Chang Yuanjiang, Sun Youyi, et al. Research on management techniques of fatigue life for deepwater drilling risers [R]. Dongying: Offshore Petroleum Engineering Research Center of China University of Petroleum, 2007.
- [8] Lennon B A, Maxwell S D, Rawles J M. Analysis for running and installation of marine risers with end-assemblies [A]. The proceedings of international conference on computational methods in marine engineering [C]. Barcelona: International Association for Computational Mechanics, 2005.
- [9] API RP 16Q-1993. Recommended practice for design selection operation and maintenance of marine drilling riser system [S].
- [10] Guesnon J, Gaillard C, Richard F. Ultra deep-water drilling riser design and relative technology [J]. Oil & Gas Science and Technology, 2002, 57(1): 39-57.
- [11] Ambrose B D, Grealish F, Whooley K. Soft hangoff method for drilling risers in ultra deep water [A]. OTC 13186, 2001.
- [12] Howells H. Deep-water drilling riser technology, VIV & fatigue management [Z]. Paris: 2H Offshore Engineering Limited, 1998.

第一作者简介:畅元江(1974-),男,河南洛阳人,博士,中国石油大学(华东)机电工程学院讲师,主要研究方向为深水钻井技术与装备、计算机辅助工程与仿真技术等。地址:山东省东营市北二路271号,中国石油大学(华东)机电工程学院机电工程系,邮政编码:257061。E-mail:changyj1557@126.com

收稿日期:2007-10-22 修回日期:2009-03-24

(编辑 唐金华 绘图 付改荣)