

海洋钻井套管安全下放速度计算模型研究

刘宝生, 杨进*, 孟炜, 胡南丁, 仝刚, 侯泽宁, 李磊, 张东昱甫

中国石油大学石油工程教育部重点实验室, 北京 102249

* 通信作者, cyjin1018@vip.sina.com

收稿日期: 2017-03-07

国家重点基础研究发展计划项目“深水浅层钻井井眼稳定性与作业风险演化机制”(2015CB251202)、国家自然科学基金重点项目“海洋深水浅层钻井关键技术基础理论研究”(51434009)和创新团队“复杂油气井钻井与完井基础研究”(51221003)联合资助

摘要 由于海上探井泥线以上的井筒结构为长细杆结构, 下套管时过大的冲击载荷常常会造成井口损坏或井筒失稳, 确定套管极限下放速度是安全作业控制的关键。本文从探井井身结构的特征入手, 开展了井口与井筒管柱的整体受力分析。基于压杆稳定性理论, 建立了探井作业条件下井口和井筒承载力计算模型。利用能量守恒定理, 建立了坐挂套管条件下冲击载荷的计算模型。以隔水导管承载力、井口结构强度、井筒失稳和薄弱地层破裂压力为约束条件, 建立了套管最大下放速度计算模型。以渤海海上典型探井为例, 结合地层土质参数与钻井作业工况, 利用该模型分析了套管下放速度对井口载荷及井筒稳定性的影响。经海上探井的现场应用与实践证明, 所建立的理论模型对海上钻井设计和现场施工具有很好的指导意义。

关键词 海洋钻井; 套管; 下放速度; 井口载荷; 井筒稳定性; 地层承载力

0 引言

我国海域探井钻完井作业一般采用自升式钻井平台进行施工, 钻井过程中泥线与上部井口之间的井筒可视为长细杆结构, 长度一般为 50~150 m。井筒的下端由海底土约束, 而井筒的上端为自由端, 泥线和上部井口之间的井筒没有任何扶正。下套管过程中套管坐挂的瞬间, 由下放速度引起的冲击载荷会通过环板传递给隔水导管^[1]。若下放速度过快, 坐挂时套管对井口系统产生的作用力有可能导致环板发生屈服破坏甚至造成井口下沉、井筒失稳。同时, 过大下放速度产生的激动压力会压漏井下的薄弱地层^[2]; 若下放速度过慢, 则会造成作业时间延长, 在时间和成本上造成很大的浪费。因此, 结合不同作业工况确定出合理的套管下放速度对海上探井作业具有十分重要的意义。

目前国外对套管下放速度的研究多着眼于井下安全, 通过激动压力来控制下放速度。虽然BP公司的Colin Mason与Halliburton公司的David C.K. Chen^[3]曾提出套管下放速度会对井口稳定性产生不良影响, 但并未对其进行定量分析, 也没有建立具体的套管下放速度计算模型。国内在该领域的研究主要集中在陆上油田的起下钻安全控制方面, 陆上油田地面以上的井筒长度只有 10 m 左右, 下套管时的冲击载荷对井口和井筒的破坏影响并不突出。

本文针对海上探井的井身结构特点, 以地层极限承载力、隔水导管与环板强度、隔水导管稳定性和底部地层破裂压力等因素为约束条件, 建立套管最大下放速度的计算模型, 以期为海上套管合理下放速度确定提供理论依据和现场指导。

引用格式: 刘宝生, 杨进, 孟炜, 胡南丁, 仝刚, 侯泽宁, 李磊, 张东昱甫. 海洋钻井套管安全下放速度计算模型研究. 石油科学通报, 2017, 04: 519-526

LIU Baosheng, YANG Jin, MENG Wei, HU Nanding, TONG Gang, HOU Zening, LI Lei, ZHANG Dongyufu. Safe running velocity model of offshore casing pipes. Petroleum Science Bulletin, 2017, 04: 519-526. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.04.048

1 海上探井井身结构特点

海上探井一般采用3~4开的直井井身结构,其中隔水导管通过钻入法下入浅部地层,通过返至泥线的水泥浆与地层胶结,为后续各开套管串提供支撑。由于表层套管、技术套管等套管固井时的部分载荷要施加给井口,通过井口进而施加给最外层的隔水导管,所以探井井口及隔水导管系统必须具有足够高的强度和承载力以保证井口不下沉、不失稳^[4]。我国渤海地区典型探井作业示意图见图1,探井井身结构如图2所示。

由于套管下放时具有一定的速度,而且井深越长,套管重量越大,很小的套管下放速度也会带来很大的冲击载荷^[5-6]。因此,要求海上探井下套管作业时满足以下5个约束条件:(1)套管坐挂井口时的冲击载荷不会因为地层承载力的不足而发生井口下沉;(2)套管坐挂井口时的冲击载荷不会造成井口结构的屈服损坏;(3)套管坐挂井口时的冲击载荷不会造成隔水导管本体发生破坏;(4)套管坐挂井口时的冲击载荷不会造成隔水导管失稳;(5)套管下放速度不会引起过大的井底激动压力,进而造成井漏。

本文从以上5种约束条件出发,建立了套管安全下放速度计算模型,合理确定了保证钻井安全的套管极限下放速度范围。

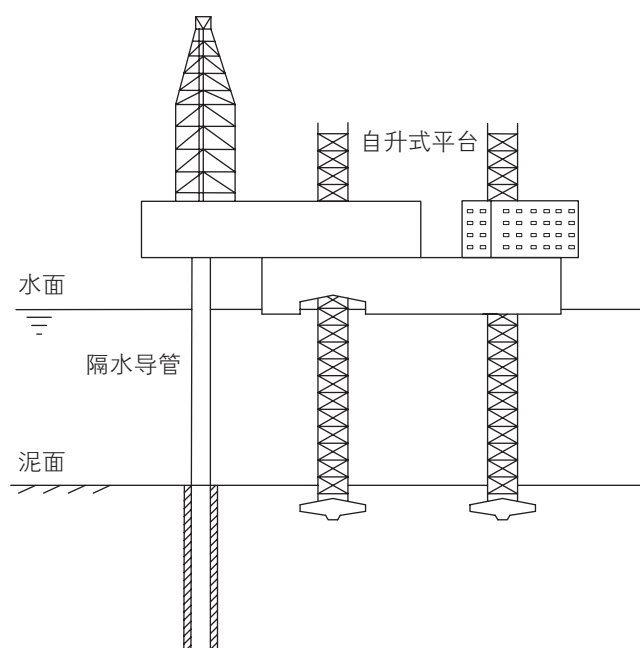


图1 海上典型探井作业示意图

Fig. 1 Offshore exploration well operation diagram

2 探井井筒整体力学分析

2.1 井筒整体力学分析

以海上探井典型的井身结构为例,17-1/2 in (0.44 m)井段下13-3/8 in (0.34 m)套管作业时,套管通过环板坐挂在隔水导管上,环板与隔水导管组成的井口起到支撑套管串及防喷器重量等井口载荷的作用,此时的井口结构如图3所示。

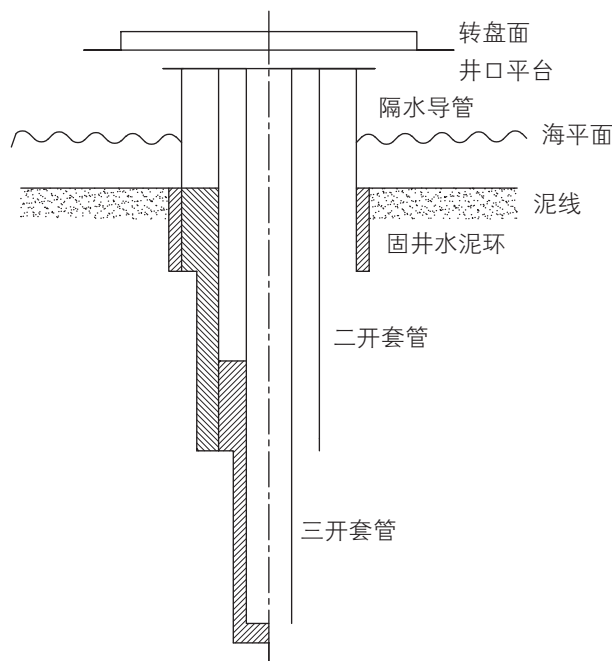


图2 探井井身结构示意图

Fig. 2 Structure of exploration well

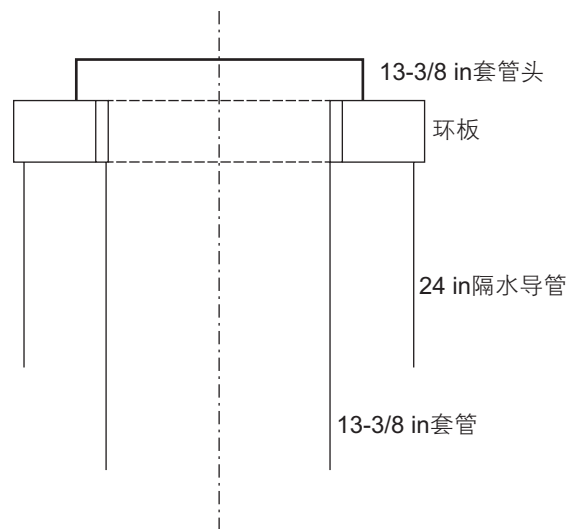


图3 下放13-3/8 in套管作业井口系统结构图

Fig. 3 Wellhead system of running 13-3/8 in casing operation

由于 13-3/8 in 套管在坐挂的瞬间有一定的速度，所以对坐挂的环板产生冲击载荷，对环板与隔水导管组成的系统进行受力分析，如图 4 所示。

由井口系统的力学模型可见，坐挂 13-3/8 in 套管时产生的冲击载荷直接作用于环板与隔水导管组成的井口体系，该体系的承载能力来自隔水导管侧壁与地层间的摩擦力及隔水导管底部受到的阻力，然而由于受力面积过小，隔水导管底部阻力通常忽略不计^[7-8]。侧向摩擦力方面，对于打桩法下入的隔水导管，侧向摩擦力完全由地层与隔水导管间的摩擦力提供；对于钻入法下入的隔水导管，由于水泥环与地层间的胶结面强度小于隔水导管与水泥环间的胶结面强度，所以在计算时将隔水导管与水泥环考虑为一个整体，地层与水泥环间的侧向摩擦力即为地层总承载力。

此时，维持井口系统稳定不下沉所需的力学平衡关系为，

$$W_{\text{隔水导管}} + W_{\text{水泥环}} + W_{\text{环板}} \leq F_{\text{地层总承载力}} \quad (1)$$

式中 $W_{\text{隔水导管}}$ 为隔水导管自重，N； $W_{\text{水泥环}}$ 为水泥环自重，N； $W_{\text{环板}}$ 为环板自重，N； $F_{\text{地层总承载力}}$ 为地层可以承受的极限载荷，N。

当坐挂 13-3/8 in 套管时，井口不仅承受静载荷以及井筒重量，还要承受由套管下放速度在井口产生的额外的冲击载荷。为了保证井口在冲击载荷下不发生井口下沉，需要满足以下条件，

$$F_{\text{冲击载荷}} + W_{\text{自重}} \leq F_{\text{地层总承载力}} \quad (2)$$

式中， $F_{\text{冲击载荷}}$ 为套管坐挂过程中产生的冲击载荷，N；

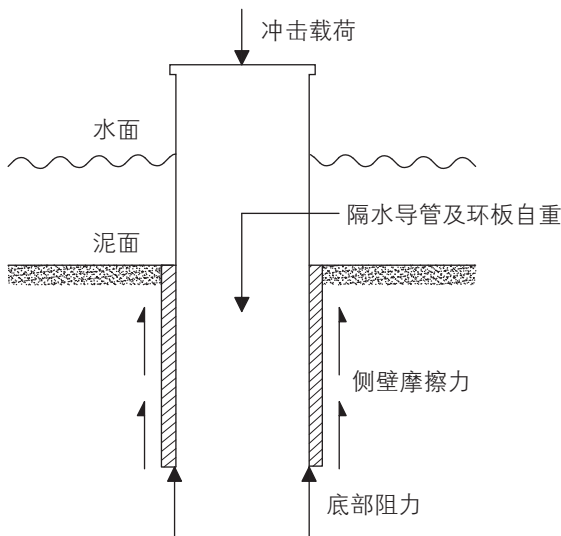


图 4 下放 13-3/8 in 套管时隔水导管受力分析图

Fig. 4 Force analysis of conductor while running 13-3/8 in casing

$W_{\text{自重}}$ 为隔水导管、水泥环与环板自重总和，N，计算公式为，

$$W_{\text{自重}} = W_{\text{隔水导管}} + W_{\text{水泥环}} + W_{\text{环板}} \quad (3)$$

当套管以速度 $v_{\text{套管}}$ 坐挂在环板上时，由能量守恒定律可知，套管动能的减小量等于冲击载荷在轴向做的功(忽略冲击过程中的能量损耗)，平衡关系式为，

$$\frac{1}{2} M_{\text{套管}} v_{\text{套管}}^2 = 2 \times \frac{1}{2} F_{\text{冲击载荷}} \delta \quad (4)$$

式中， $M_{\text{套管}}$ 为 13-3/8 in 套管湿重，kg； $v_{\text{套管}}$ 为套管坐挂速度，m/s； δ 为冲击过程中产生的轴向位移，m，其计算公式为，

$$\delta = \frac{LF_{\text{冲击载荷}}}{EA} \quad (5)$$

式(5)中 A 为 13-3/8 in 套管坐挂时环板与套管头接触面积， m^2 ； E 为环板材料弹性模量，Pa； L 为泥线与上部井口之间隔水导管总长，m。由公式(4)和公式(5)得到冲击载荷与坐挂速度之间的关系为，

$$F_{\text{冲击载荷}} = \sqrt{\frac{M_{\text{套管}} EA v_{\text{套管}}^2}{2L}} \quad (6)$$

将公式(6)代入公式(2)得到套管坐挂速度、导管重量以及地层总承载力的关系为，

$$\sqrt{\frac{M_{\text{套管}} EA v_{\text{套管}}^2}{2L}} + W_{\text{自重}} \leq F_{\text{地层总承载力}} \quad (7)$$

根据公式(7)，得到此时套管下放速度应满足，

$$v_1 \leq \sqrt{\frac{2L(F_{\text{地层总承载力}} - W_{\text{自重}})^2}{M_{\text{套管}} EA}} \quad (8)$$

式中 v_1 为保证井口不下沉的最大套管坐挂速度，m/s； $W_{\text{自重}}$ 由公式(2)计算。地层承载力的计算公式为^[9-14]，

$$F_{\text{地层总承载力}} = \alpha \sum_{i=1}^n F_i \quad (9)$$

式中， α 为承载力算法安全系数，无量纲； F_i 为与隔水导管接触的各土层所提供的侧向摩擦力，N。

对于钻入法下入的隔水导管，水泥浆成功返至泥线时， F_i 可由下式计算，

$$F_i = \pi d_{\text{钻头}} h_i f_i \quad (10)$$

式中， $d_{\text{钻头}}$ 为所用钻头尺寸，m； h_i 为第 i 土层厚度，m； f_i 为第 i 个土层的单位表面摩擦力，Pa。

2.2 隔水导管强度分析

当坐挂 13-3/8 in 套管时，由于套管坐挂速度产生

的冲击载荷首先作用于环板, 然后通过环板作用于隔水导管。现场所用环板的屈服强度一般大于 600 MPa, 远大于隔水导管强度(一般不超过 500 MPa), 即冲击载荷对隔水导管本体产生的影响更大, 因此可以不考虑套管冲击载荷对环板的破坏影响, 只考虑对隔水导管本体强度影响。为了保证隔水导管在套管下放时不发生强度破坏, 坐挂套管时由冲击载荷产生的隔水导管最大应力应小于其屈服强度, 即,

$$\sigma_{\text{冲击载荷}} \leq [\sigma]_{\text{max}} \quad (11)$$

式中 $[\sigma]_{\text{max}}$ 为隔水导管最大许用应力, Pa; $\sigma_{\text{冲击载荷}}$ 为套管下放过程中冲击载荷对隔水导管本体产生的最大应力, Pa, 计算公式如下,

$$\sigma_{\text{冲击载荷}} = \frac{F_{\text{冲击载荷}}}{A_{\text{隔水导管}}} \quad (12)$$

式中, $A_{\text{隔水导管}}$ 为隔水导管横截面积, m^2 。

将公式(6)和公式(12)带入到公式(11)得到套管坐挂井口环板时需要满足的平衡关系,

$$\sqrt{\frac{M_{\text{套管}} E A v_{\text{套管}}^2}{2 L A_{\text{套管}}^2}} \leq [\sigma]_{\text{max}} \quad (13)$$

根据公式(13)得出, 此时套管下放速度需满足的条件为,

$$v_2 \leq \sqrt{\frac{2 L A_{\text{套管}}^2 [\sigma]_{\text{max}}^2}{M_{\text{套管}} E A}} \quad (14)$$

式中 v_2 为保证隔水导管不发生屈服破坏的套管下放速度, m/s。

2.3 隔水导管失稳分析

探井泥线以上隔水导管无水平扶正约束, 施加在上部井口载荷过大时, 隔水导管可能会发生失稳破坏。当坐挂 13-3/8 in 套管时, 因套管下放产生的冲击载荷会影响隔水导管稳定性。为了保证隔水导管在冲击载荷下不发生失稳破坏, 根据压杆稳定性理论, 冲击载荷需要满足以下条件,

$$F_{\text{冲击载荷}} \leq F_{\text{临界力}} \quad (15)$$

式中, $F_{\text{临界力}}$ 为隔水导管压杆失稳的临界力, N, 可通过以下公式计算,

$$F_{\text{临界力}} = \frac{\pi^2 E I}{(\mu L)^2} \quad (16)$$

式中, I 为隔水导管横截面惯性矩, m^4 ; μ 为隔水导管长度系数, 无量纲, 根据隔水导管两端的约束情况而定。

将公式(6)、公式(16)带入公式(15)得到套管下放

速度满足的关系为,

$$\sqrt{\frac{M_{\text{套管}} E A v_{\text{套管}}^2}{2 L}} \leq \frac{\pi^2 E I}{(\mu L)^2} \quad (17)$$

根据公式(17)得到, 满足隔水导管稳定性的套管最大下放速度范围为,

$$v_3 \leq \sqrt{\frac{2 \pi^4 E I^2}{\mu^4 L^3 M_{\text{套管}} A}} \quad (18)$$

式中 v_3 为保证隔水导管不发生失稳的最大下放速度, m/s。

3 井底地层承压能力分析

在下套管过程中, 由于井筒内充满钻井液, 套管柱在井内的运动相当于一个堵口柱塞排出流体的过程, 因此下放过程中会产生激动压力^[15], 造成井筒内钻井液液柱压力增加, 受力分析如图 5 所示。

为了防止下套管过程中发生井漏事故, 应保证井底压力小于地层破裂压力, 即

$$P_{\text{液柱静压力}} + P_{\text{激动压力}} \leq P_{\text{地层破裂压力}} \quad (19)$$

式中, $P_{\text{液柱静压力}}$ 为井筒内液柱静压力, Pa; $P_{\text{激动压力}}$ 为下放套管作业在井底引起的激动压力, Pa; $P_{\text{地层破裂压力}}$ 为作业井段地层破裂压力, Pa。

激动压力 $P_{\text{激动压力}}$ 可由下式计算,

$$P_{\text{激动压力}} = \frac{\lambda \rho_{\text{泥浆}} \bar{v}^2 H}{D - d} \quad (20)$$

式中, λ 为流性指数, 无量纲; $\rho_{\text{泥浆}}$ 为该井段作业时选用的泥浆密度, kg/m^3 ; H 为 17-1/2 in 井段井深,

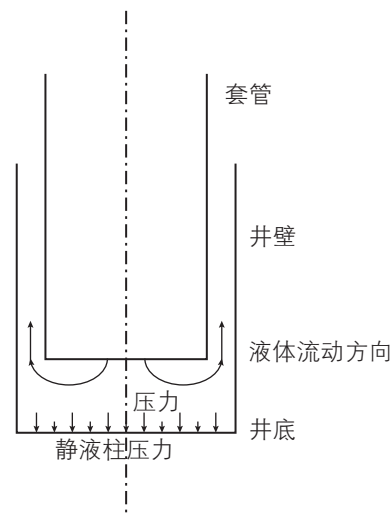


图 5 下放套管时井底受力分析

Fig. 5 Force analysis of downhole while running casing

m ; D 为井眼直径, m ; d 为下入套管直径, m ; \bar{v} 为考虑钻井液黏附作用下因管柱运动而引起的环空流速, m/s , 计算公式为,

$$\bar{v} = \left(\frac{d^2}{D^2 - d^2} + K \right) v_{\text{套管}} \quad (21)$$

式中, K 为黏附力系数, 无量纲。

结合公式(19)、(20)和(21)可得, 防止钻井液漏地层的套管最大下放速度范围为,

$$v_4 \leq \frac{\sqrt{\left(P_{\text{地层破裂压力}} - \rho_{\text{钻井液}} gH \right) \frac{D-d}{\lambda \rho_{\text{钻井液}} H}}}{\frac{d^2}{D^2 - d^2} + K} \quad (22)$$

式中, v_4 为保证激动压力不压漏地层的最大套管下放速度, m/s 。

4 套管最大下放速度模型

如第 1 节所述, 海上探井套管最大下放速度的计算需同时满足 5 个约束条件, 各个约束条件下的最大下放速度模型已建立。因此, 套管最大下放速度应满足,

$$v_{\text{套管}} \leq \min(v_1, v_2, v_3, v_4) \quad (23)$$

对于下放套管过程中(非坐挂时)的最大下放速度, 由于不用考虑冲击载荷的影响, 因此只需要保证其小于公式(22)所规定的值即可。

5 应用实例

以渤海湾某口自升式钻井平台所钻的探井为例, 应用本文建立的模型对套管最大坐挂速度及最大下放速度进行定量计算与分析。

该井隔水导管采用钻入法下入, 导管直径为 24 in (0.61 m), 壁厚为 1 in (0.025 4 m), 钢级为 Q235B, 最大许用应力为 359 MPa, 所用钻头直径为 26 in (0.66 m), 设计下入深度为 73 m, 导管串重量为 40.1 t, 环板重量为 0.15 t; 二开套管直径为 13-3/8 in (0.34 m), 壁厚为 0.43 in (0.0109 m), 钢级为 J55, 长度 803 m; 井位的水深为 30 m, 上部井口距离泥线距离为 50 m, 土质资料如表 1 所示。

根据该井土质资料可知 73 m 处浅部地层所能提供的承载力为 327.4 t。根据式(20)、式(8)、式(14)和式(22)可计算得到坐挂套管时相应的最大下放速度如表 2 所示。

综合公式(23)可以得到该井 17-1/2 in 井段作业下

表 1 海底土质参数表

Table 1 Soil parameters

层名	土质描述	深度		单位表面 摩擦力/kPa
		层顶/m	层底/m	
1	非常软的黏土	0.0		0
			2.5	4
2	非常软到稍硬的粉质黏土	2.5		5
			6.0	7
		6.0	7.0	16
3	中密的粉砂		7.0	14
			9.2	19
4	硬的粉质黏土	9.2		32
			12.3	38
5	密实到非常密实粉砂质细砂	12.3		45
			41.0	96
		41.0	44.6	81
6	非常硬的粉质黏土	44.6		111
			50.7	119
7	密实的粉砂	50.7		67
			53.8	67
8	密实的粉砂	53.8		96
			56.6	96
9	硬的粉质黏土	56.6		90
			59.7	90
10	密实的砂质粉砂	59.7		81
			75.7	81

表 2 考虑不同因素时套管极限下放速度

Table 2 Maximum running velocity considering different factors

v_1	0.41 m/s
v_2	0.95 m/s
v_3	0.15 m/s
v_4	0.59 m/s

13-3/8 in 套管作业时最大坐挂套管速度为 0.15 m/s, 最大的下放速度为 0.59 m/s。

通过有限元软件建立隔水导管、环板和 13-3/8 in 套管组成的井口系统, 模拟 13-3/8 in 套管以 0.15 m/s 的速度坐挂在环板时对井口强度及稳定性的影响, 计算结果如图 6 和图 7 所示。

由分析结果可知, 由冲击载荷造成的最大应力及应变均处于环板和隔水导管本体强度的容许范围之内。结合现场作业, 本井在下放 13-3/8 in 套管与坐挂的过

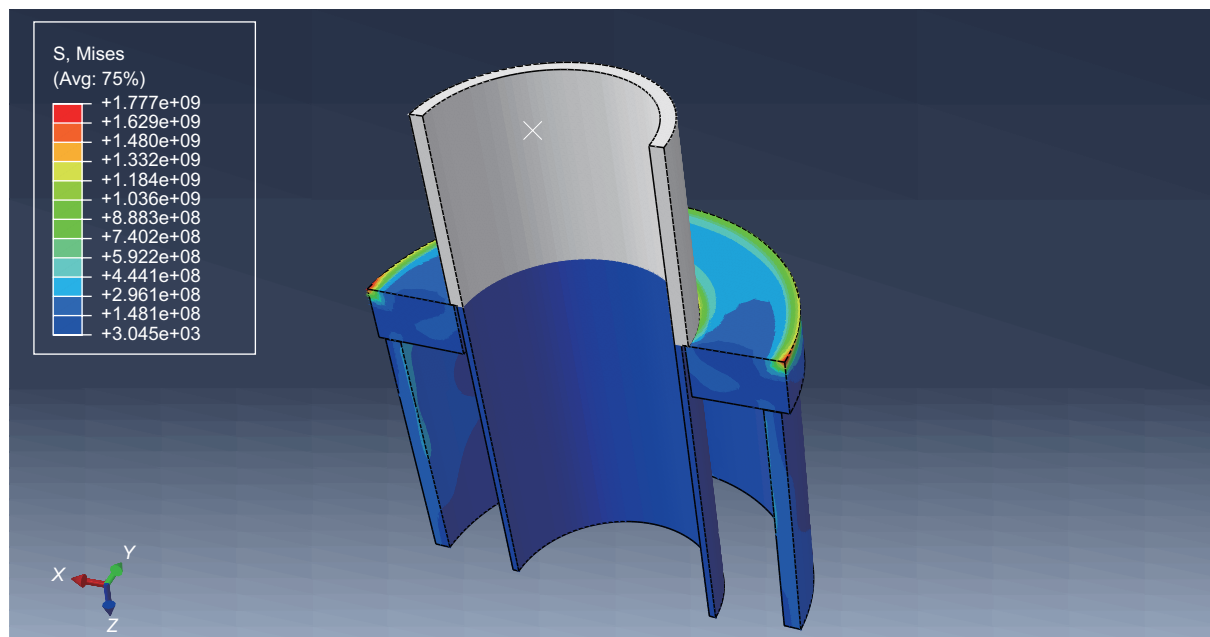


图6 坐挂13-3/8 in套管时井口动态分析应力云图

Fig. 6 Stress nephogram of wellhead system in dynamic loading while setting 13-3/8 in casing

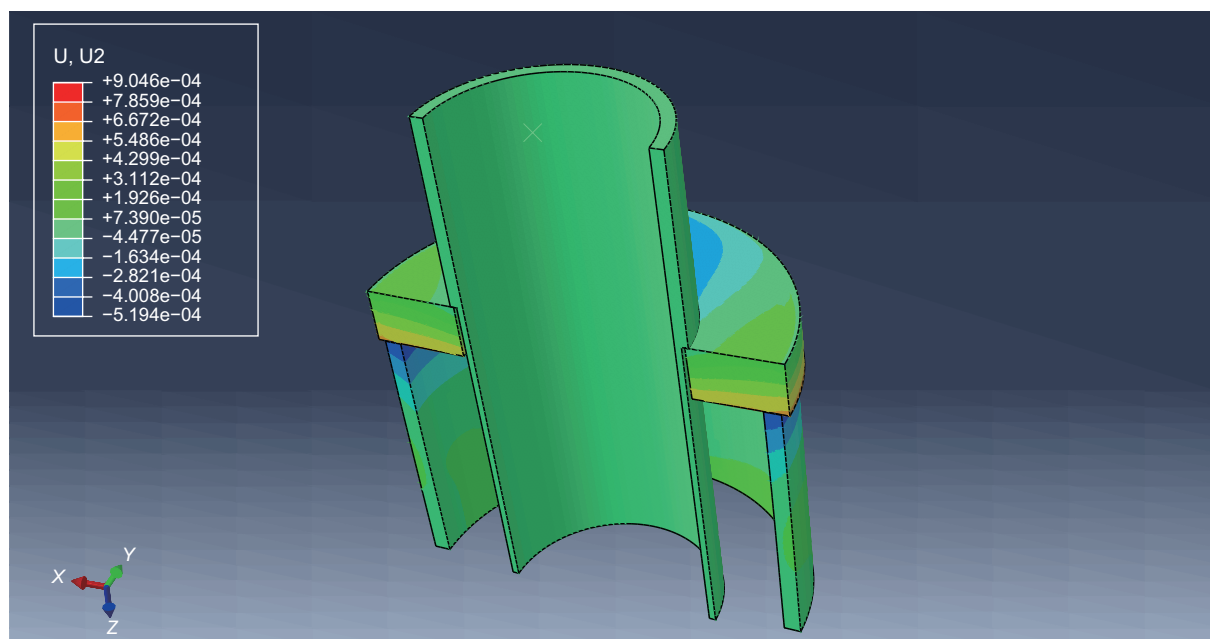


图7 坐挂13-3/8 in套管时井口动态分析位移云图

Fig. 7 Displacement nephogram of wellhead system in dynamic loading while setting 13-3/8 in casing

程中,下放速度均控制在本文计算出的速度范围之内,且作业时未发生井口下沉或环板与隔水导管屈服破坏的事故,证明本文提出的算法具有较高的准确性。

6 结论

(1)自升式钻井平台探井作业下放套管时,若下放

速度过快,在井口处产生的冲击载荷会导致井口下沉、井口材料屈服和隔水导管失稳。为了提高套管作业时的最大下放速度,应该提高井口和隔水导管材料强度等级,进一步提高海上的作业效率。

(2)本文基于自升式钻井平台探井作业的特点,通过对下套管过程中井口及井底受力状况的分析,建立了下放与坐挂二开套管时最大速度的计算模型。

(3) 针对目前我国渤海海上探井常用的井身结构, 本文计算模型推荐的 13-3/8 in 套管最大下放速度为 0.59 m/s, 最大坐挂速度为 0.15 m/s, 经现场应用验证, 该模型具有较高的准确性, 可为工程设计和现场施工提供理论指导。

参考文献

- [1] 杨进, 刘书杰, 周建良, 等. 风浪流作用下隔水导管强度及安全性计算[J]. 中国海上油气, 2006, 18(3): 198-200.[YANG J, LIU S J, ZHOU J L, et al. Strength and security calculation on riser with the effect of wind, wave and current[J]. China Offshore Oil and Gas, 2006, 18(3): 198-200.]
- [2] 付华才, 刘洋, 孙政, 等. 套管下入激动压力计算模型及影响因素分析[J]. 钻采工艺, 2013, 03: 15-17, 5. [FU H C, LIU Y, SUN Z, et al. Calculation model of casing running surge pressure and influence factors analysis[J]. Drilling & Production Technology, 2013, 03: 15-17, 5.]
- [3] MASON, C J, Wellbore quality characterization for drilling and casing running in challenging wells[C]. SPE Distinguished Lecture, USA, 2007.
- [4] 杨进. 海上钻井隔水导管承载力计算[J]. 石油钻采工艺, 2003, 25(5): 28-39.[YANG J. Calculation of ultimate load-bearing capacity of offshore riser pipe[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2003, 25(5): 28-29.]
- [5] 戴金岭. 套管最大安全下放速度的确定与监控[J]. 石油矿场机械, 2011, 02: 65-67. [DAI J L. Determining and monitoring of maximum allowable casing running velocity [J]. Oil Field Equipment, 2011, 02: 65-67.]
- [6] 韩付鑫, 樊洪海, 张治, 等. 基于四参数流变模式的套管下放速度分析[J]. 石油钻采工艺, 2016, 03: 331-334.[HAN F X, FAN H H, ZHANG Z, et al. Casing running speed analysis based on four-parameter rheological model[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(3): 331-334.]
- [7] 苏堪华, 管志川, 苏义脑. 深水钻井水下井口力学稳定性分析[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(6): 1-4. [SU K H, GUAN ZH CH, SU Y N. Mechanical stability analysis of subsea wellhead for deepwater drilling[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(6): 1-4.]
- [8] OLSON R E. Axial load capacity of steel pipe piles in sand[C]. Offshore Technology Conference, Houston, USA, 1990.
- [9] 刘书杰, 周建良, 杨进, 等. 海上钻井隔水导管入泥深度预测与控制技术研究[J]. 中国海上油气, 2013, 25(6): 75-81.[LIU S J, ZHOU J L, YANG J, et al. Study on the driving depth prediction and control of offshore drilling conductor[J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25(6): 75-81.]
- [10] 翟慧颖, 杨进, 周建良, 等. 隔水导管与土壤胶结强度试验分析研究[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(2): 36-41. [ZHAI H Y, YANG J, ZHOU J L, et al. Analysis and research of cementing strength tests between water isolation tube and soil[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(2): 36-41.]
- [11] 杨进, 彭苏萍, 周建良, 等. 海上钻井隔水导管最小入泥深度研究[J]. 石油钻采工艺, 2002, 24(2): 1-3.[YANG J, PENG S P, ZHOU J L, et al. Study on the minimum drilling depth of offshore drilling conductor[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2002, 24(2): 1-3.]
- [12] 周建良. 深水表层导管下入方式适应性分析[J]. 长江大学学报, 2013, 10(2): 66-69.[ZHOU J L. Research of installation technique for surface conductor in deepwater drilling[J]. Journal of Yangtze University, 2013, 10(2): 66-69.]
- [13] 李中, 杨进, 黄熠, 等. 涠洲 12-1B 油田隔水导管入泥深度分析[J]. 石油钻采工艺, 2005(4): 21-23, 90. [LI Z, YANG J, HUANG Y, et al. Analysis of Wei Zhou12-1B oilfield drilling depth of offshore drilling conductor[J]. Drilling & Production Technology, 2005(4): 21-23, 90.]
- [14] 杨进, 王兆吉, 周建良, 等. 东方 1-1 地区海底土承载力计算及应用研究[J]. 中国海上油气. 工程, 2003(1): 21-23, 38-61.[YANG J, WANG Z J, ZHOU J L, et al. Calculation and application of ultimate load-bearing capacity of East 1-1 Oilfield Seabed soil[J]. China Offshore Oil and Gas, 2003(1): 21-23, 38-61.]
- [15] 吴雪, 金业权. 修正的稳态波动压力计算法在狭窄环空下套管中的应用[J]. 断块油气田, 2006, 13(4): 58-60.[WU X, JIN Y Q. The Application of modified steady-state wave pressure calculation in narrow annular case structure[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2006, 13(4): 58-60.]

Safe running velocity model of offshore casing pipes

LIU Baosheng, YANG Jin, MENG Wei, HU Nanding, TONG Gang, HOU Zening, LI Lei, ZHANG Dongyufu

MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Abstract The wellbore of an offshore exploratory well above the mudline can be considered as a long slender member bar. High casing running may lead to wellhead damage and instability. It is crucial to calculate the casing pipe's running velocity. Based on the wellbore configuration, this paper conducted mechanical analysis of the wellhead and wellbore string. According to compressed bar stability theory, wellhead and wellbore bearing capacity calculation models were established. Based on the energy conservation principle, impulsive load calculation models were set up. Setting conductor-bearing stability, wellhead strength, wellbore instability and weak formation's fracture pressure as constraint conditions, the maximum casing pipe running velocity models were derived. Taking a Bohai Basin exploration well as a computational example, this paper analyzed the influence of casing running velocity on wellhead loading and wellbore stability. After being applied in exploration wells, this theoretical model was proved to be significant for offshore drilling design and site operation.

Keywords offshore drilling; running velocity of casing pipe; wellhead loading; wellbore stability; formation bearing capacity

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.04.048

(编辑 马桂霞)