

管卡位置对海管立管的敏感性分析

崔建国¹, 董志滢², 崔永涛¹, 李民强¹

(1. 胜利油田分公司海洋采油厂, 山东 东营 257237;

2. 中石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院, 山东 东营 257000)

摘要: 以海洋平台海管立管为研究对象, 考虑实际海况和立管实际结构特点, 研究多层立管之间及多层立管与平台之间的受力耦合作用。通过有限元分析软件, 建立具有典型代表性的海洋多层立管数值模型。针对管卡位置对海管立管的结构影响, 基于管卡位置对海管立管的结构强度和疲劳寿命进行分析。根据分析结果, 对管卡的安装位置进行优化, 为现场作业提供理论指导, 进一步为海上工程设计和施工提供科学依据和安全保障。

关键词: 海管立管; 管卡位置; 敏感性; 有限元分析

中图分类号: TE319 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-1807(2024)09-0252-08

海管立管作为海面与海底的联系通道, 更是海洋油气开采系统的重要部件之一。海管立管与其他海洋结构物相比, 所处的海洋环境更加复杂恶劣, 管道部受到高温高压的石油或天然气等流动介质的腐蚀, 外部还要受到海风、海浪、海流、海冰和地震等自然环境的影响。在这种复杂多变的恶劣环境下, 海管立管很容易遭到破坏, 从而导致各种难以想象的事故发生, 如油气泄漏、火灾, 甚至爆炸等, 造成人员伤亡、经济损失和环境污染, 甚至破坏整个海洋环境生态系统, 后果极其严重^[1-4]。

随着数值模拟技术的快速发展, 有限元模拟技术越来越广泛应用到工程领域, 数值模拟技术与试验研究手段相辅相成, 相互补充与验证。因此, 有必要提出一个可以模拟复杂荷载作用下立管触地段损伤管道力学性能的数值模型, 进而开展深入的研究, 以掌握复杂荷载作用下立管的疲劳分析^[5-7]。

国内外学者对油气管道的安全评价进行了大量研究, 油气管道安全评价相关的理论和技术也日趋成熟。我国关于海洋工程及海管立管方面的安全评价研究工作起步较晚, 目前还没有形成一个科学的、统一的、权威的用于评价海洋工程及海管立管安全级别的评价指标体系, 也无专门的、系统的和完善的在役立管触地段海底管道安全评价方法。现有的研究成果无法为海管立管提出一个科学有效的安全评价模型, 海洋工程方面的安全评价还未

能达到工程实际的相关要求^[7-9]。

管卡是海管立管与平台固定的必要设备, 该设备会对海管立管的结构产生直接的影响, 其安装位置影响到海管立管的受力, 产生的应力会影响海管立管的使用寿命, 因此, 要对管卡对海管立管的结构进行敏感性分析, 根据其影响效果, 优化管卡的安装位置, 延长海管立管的使用寿命^[10]。

1 海管立管力学模型建立

1.1 有限元模型的建立与准确性验证

1.1.1 模型前处理

针对海管立管建立有限元模型, 通过理论计算推导结果与 ABAQUS 有限元分析软件分别对模型进行准确性验证。根据海底注水管道参数条件, 由于破坏的为立管外管, 因此为简化计算, 只对立管外管展开分析。

海管立管的基本参数为外管 $\phi 377 \times 13$, 外管为 $\phi 273 \times 13$, 材质均为 16Mn。海管立管水上 0.5 m、水上 4 m、水下 2 m、水下 6 m 处设置管卡, 水平段 6、13、30 m 设有水下桩, 36 m 处入泥。作业水深 15 m, 施加水平波浪载荷, 设计波高 6.0 m, 周期 8.1 s; 海面流速 1.02 m/s, 中部流速 0.91 m/s, 海底流速 0.87 m/s, 内管流体压力为 4 MPa, 水面以上立管结构施加风载, 设计风速为 30.8 m/s。

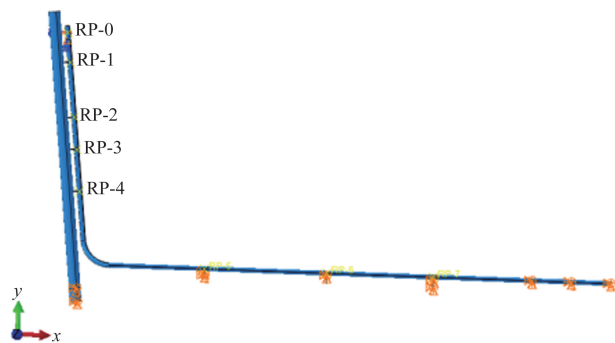
基于以上参数及海况建立的海管立管有限元

收稿日期: 2024-01-24

作者简介: 崔建国(1974—), 男, 山东利津人, 高级工程师, 研究方向为海洋工程; 董志滢(1991—), 女, 山东东营人, 硕士, 中级工程师, 研究方向为石油装备类产品的设计研发与设计验证; 崔永涛(1976—), 男, 山东莒南人, 工程师, 研究方向为海洋工程; 李民强(1977—), 男, 河南洛阳人, 高级工程师, 研究方向为海洋工程。

模型如图 1 所示,管道变形较大,且端盖对管道具有整圆作用,受力较大,整体采用实体单元建模,对弯管处进行网格细化,节点数为 105 236 个,单元数为 18 853 个。有限元模型载荷及边界条件的施加情况如图 2 所示,管卡及水下桩位置设置全约束,平台井口位置立管外管与悬挂器之间设置耦合点,建立双层管与平台间的耦合关系。对外管与管卡位置建立耦合约束,将桩腿与管卡建立为一个模型,将管卡内表面与外管外表面接触位置建立分布耦合,将两表面耦合于一点,即此区域各节点与参考点之间建立了一种约束关系,对此区域上各节点的运动进行加权平均处理,使此区域上受到的合力和合力矩与参考点上的力和力矩等效。水下桩耦合形式与管卡相同。外管与内管连接处,对内外管之间建立耦合关系,将内外管连接处同时耦合与一点,即将内外管连接处建立刚性连接,此区域变为一个刚性体,内外连接位置之间的相对位置在分析过程中保持不变。

水平段入泥后设置为弹性地基梁约束,用弹性边界来反映管道和土体之间的相互作用。分别考虑不同弹性刚度系数和管道悬空、悬跨情况,探究地基梁约束规律、不同海床淤泥弹性系数对海管应力大小及位置影响规律。在立管分析时,参考文献[11],定弹性系数为软淤泥系数 $2 \times 10^7 \text{ N/m}^3$ 。立管所受波浪载荷及海面流速通过 Python 语句进行施加^[12],加载语句如图 3 所示。



RP-0 至 RP-4 为外管与管卡位置的 5 个耦合点

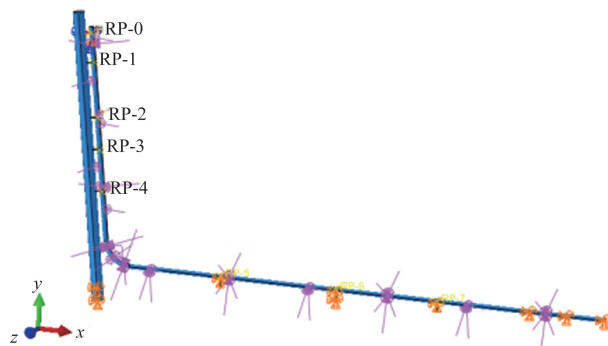
图 1 立管有限元模型

1.1.2 有限元分析结果

基于以上描述对海管施加约束及载荷,进行网格划分后,提交 ABAQUS 进行计算,得静力计算结果,最大 Mises 应力为 128.6 MPa,最大应力位置在最下方管卡位置,应力云图如图 4 所示。

1.1.3 理论计算与有限元模型对比验证

基于海管立管理论分析模型,针对直管段开展



RP-0 至 RP-4 为外管与管卡位置的 5 个耦合点

图 2 立管加载示意图

```

**MATERIALS
**
**Material,name=Material-1
*DENSITY
7.85e-09
*ELASTIC
212 000,03
*AQUA
-15 000,0,0.009 8,1,025E-g
0,0,-870,-15 000
0,0,-880,-14 000
0,0,-890,-13 000
0,0,-900,-12 000
0,0,-910,-11 000
0,0,-920,-10 000
0,0,-930,-9 000
0,0,-940,-8 000
0,0,-950,-7 000
0,0,-960,-6 000
0,0,-970,-5 000
0,0,-980,-4 000
0,0,-990,-3 000
0,0,-1 000,-2 000
0,0,-1 010,-1 000
0,0,-1 020,0
*WAVE,TYPE-AJRY,WAVE PERIOD
6 000,8,1,0,0,0,1

```

图 3 施加波浪载荷语句

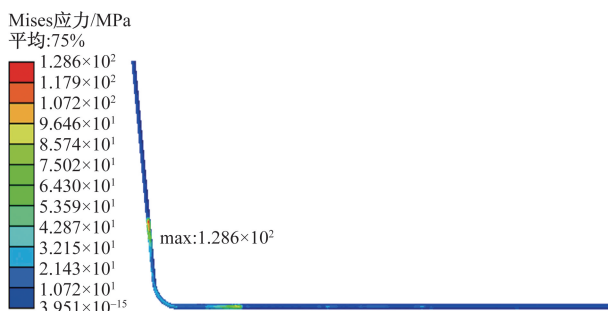


图 4 双层管计算应力云图

对比分析,由材料力学圆管应力计算公式得立管受到最大弯曲应力^[13]。立管模型应力分析结果见表 1。圆管应力 σ 的计算公式为

$$\sigma = \frac{M}{W} = \frac{F_k L}{\frac{\pi D^3}{32} \left(1 - \frac{d^4}{D^4}\right)} \quad (1)$$

表 1 立管模型应力分析结果

工况	施加载荷	约束形式	最大弯曲应力/MPa	
			ABAQUS 结果	理论推导结果
1	仅受重力	两端固定约束	0.936	0.933
2	仅受重力	顶端固支, 底端自由	1.621	1.619

式中: σ 为弯曲应力; M 为弯矩; W 为截面模量; F_K 为正应力; L 为力矩; D 为立管外径; d 为立管内径。

结果显示立管直管段模型在两种工况下,通过施加重力载荷作用以及立管两端设置固定或自由约束形式,通过 ABAQUS 有限元模拟以及理论推导两种结果对比,最大弯曲应力误差均小于 5%,故满足有限元建模准确性要求。

1.2 等效立管模型与双层管计算结果对比

目标海管立管为双层保温结构,内管为 $\phi 273 \times 13$ 无缝钢管,外管 $\phi 377 \times 13$ 无缝钢管,材质均为 16Mn。为减少软件计算量,基于式(2),对双层管道进行合理简化。由于是双层管结构,对此结构进行相当截面的换算,换算依据等效前后的以下关系^[14]。

$$\begin{cases} W_{s1} = W_{s2} \\ D_1 = D_2 \end{cases} \quad (2)$$

式中: W_{s1} 为双层管结构的水下重; W_{s2} 为双层管结构等效截面的水下重; D_1 为双层管结构外管的外径; D_2 为双层管结构等效截面的外径。

通过以上关系求出壁厚,并且对等效的截面属性进行修正,最终输入的等效管道模型为: 外径 377 mm,壁厚 21.76 mm,材质为 16Mn。

同样对等效后的海管立管进行以下约束:海管立管水上 0.5 m、水上 4 m、水下 2 m、水下 6 m 处设置管卡,水平段 6、13、30 m 设有水下桩,36 m 处入泥。作业水深 15 m,施加水平波浪载荷,设计波高 6.0 m,周期 8.1 s;海面流速 1.02 m/s,中部流速 0.91 m/s,海底流速 0.87 m/s,内管流体压力为 4 MPa,水面以上立管结构施加风载,设计风速为 30.8 m/s。

基于以上描述对海管立管施加约束及载荷,进行网格划分后,提交 ABAQUS 进行计算,得静力计算结果,最大 Mises 应力为 133.6 MPa,最大应力位置在最下方管卡位置,应力云图如图 5 所示。

根据现场检测应力结果,海管立管关键点应力强度约为 120 MPa。基于双层管的有限元结算结果,最大 Mises 应力为 128.6 MPa,最大应力位置在最下方管卡位置。基于等效立管的有限元结算结果,最大 Mises 应力为 133.6 MPa。将计算结果进

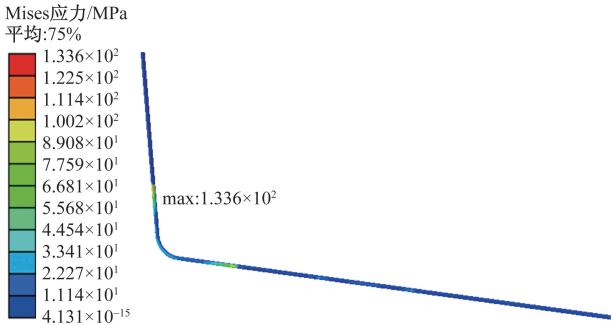


图 5 等效立管计算应力云图

行对比,不难发现,双层管计算结果更加准确,更贴合实际,故后续海管立管的计算建议采用双层管进行。

2 管卡位置对立管结构敏感性分析

2.1 管卡位置对立管强度的影响

对管卡位置对立管的影响进行研究,主要分 7 个工况,水平段在 6、13、30 m 处设有水下桩,立管在 36 m 处入泥。作业水深 15 m,施加水平波浪载荷,设计波高 6.0 m,周期 8.1 s,海面流速 1.02 m/s,中部流速 0.91 m/s,海底流速 0.87 m/s,内管流体压力为 4 MPa。除管卡位置外,其余加载保持不变。

管卡位置约束:①1、2、3 号管卡位置不变,4 号管卡分别放置在水下 4 m、水下 6 m、水下 8 m、水下 10 m 处,分析最下方管卡位置对立管的影响;②2、3、4 号管卡位置不变,1 号管卡分别放置在水上 4 m、水上 3 m 处,分析最上方管卡位置对立管的影响;③1、3、4 号管卡位置不变,2 号管卡分别放置在水上 0.5 m、水上 2 m 处,分析 2 号管卡位置对立管的影响;④1、2、4 号管卡位置不变,3 号管卡分别放置在水下 2 m、水下 4 m 处,分析 3 号管卡位置对立管的影响。

将模型导入 ABAQUS 有限元分析软件,按实际工况对模型进行加载,分析结果见表 2。应力位移云图如图 6~图 12 所示。

对立管模型按表 2 中工况 1 固定管卡位置,得外管应力云图如图 6(a)所示,最大应力为 153.7 MPa,发生在外管最下方管卡位置,外管位移云图如图 6(b)

表 2 管卡位置对立管强度影响计算结果

工况		1	2	3	4	5	6	7
管卡约束 位置/m	水上	4	4	4	4	3	4	4
		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	2	0.5
	水下	2	2	2	2	2	2	4
		4	6	8	10	6	6	6
外管应力/MPa		153.7	128.6	96.4	47.7	128.6	128.6	128.6
外管位移/mm		29.3	24.2	11.5	3.65	24.2	24.2	24.2

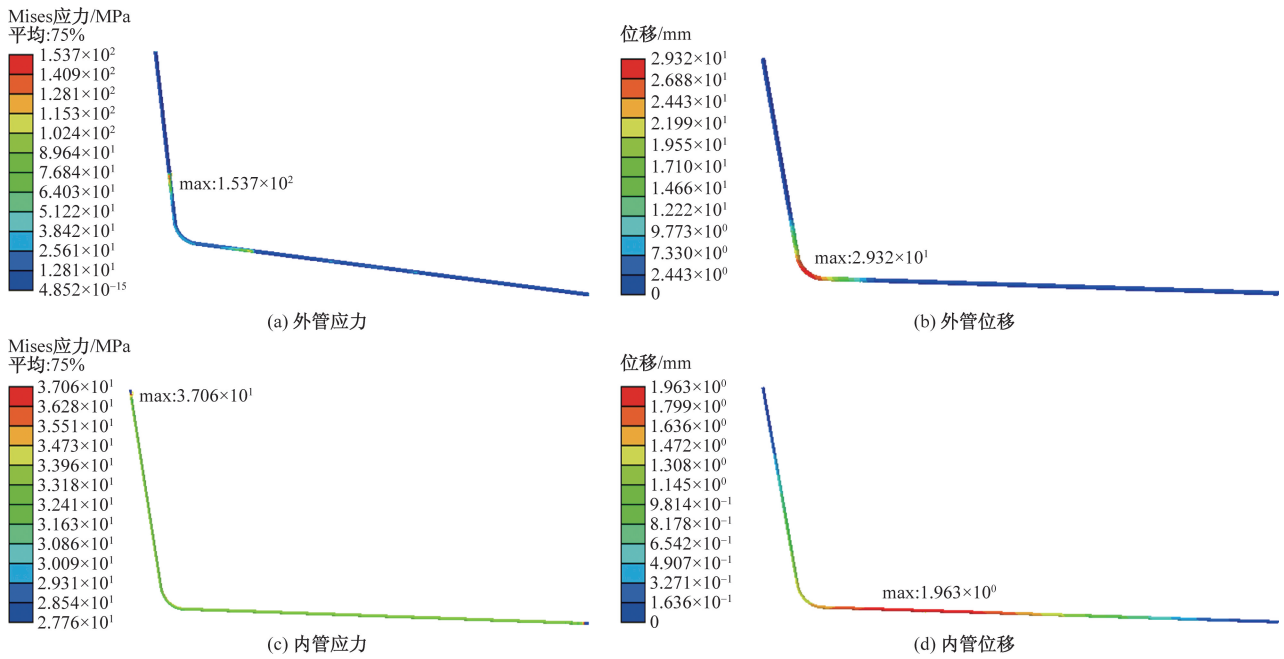


图6 工况1 外管应力、外管位移、内管应力、内管位移云图

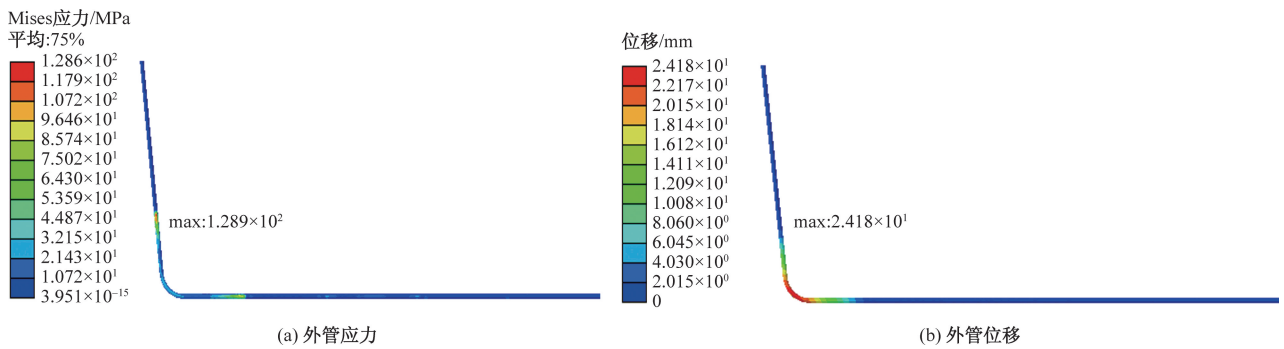


图7 工况2 外管应力、外管位移云图

所示,最大位移发生在外管弯头处,最大位移为 29.3 mm,沿海流流向方向,内管应力云图如图 6(c) 所示,最大应力为 37.06 MPa,发生在外管与内管连接位置,内管位移云图如图 6(d) 所示,最大位移发生在水平段靠近弯头一侧,最大位移为 1.96 mm,位移较小。

对立管模型按表 2 中工况 2 固定管卡位置,得外管应力云图如图 7(a) 所示,最大应力为 128.6 MPa,发生在外管最下方管卡位置。外管位移云图如图 7(b) 所示,最大位移发生在外管弯头处,最大位移为 24.2 mm,沿海流流向方向。工况 2 下内管应力、位移分析与工况 1 相同。

对立管模型按表 2 中工况 3 固定管卡位置,得外管应力云图如图 8(a) 所示,最大应力为 96.41 MPa,发生在外管最下方管卡位置,外管位移云图如图 8(b) 所示,最大位移发生在外管弯头处,最大位移为 11.5 mm,沿海流流向方向。工况 3 下

内管应力、位移分析与工况 1 相同。

对立管模型按表 2 中工况 4 固定管卡位置,得外管应力云图如图 9(a) 所示,最大应力为 47.7 MPa,发生在外管最下方管卡位置,外管位移云图如图 9(b) 所示,最大位移发生在外管弯头处,最大位移为 3.65 mm,沿海流流向方向。工况 4 下内管应力、位移分析与工况 1 相同。

对立管模型按表 2 中工况 5 固定管卡位置,得外管应力云图如图 10(a) 所示,最大应力为 128.6 MPa,发生在外管最下方管卡位置,外管位移云图如图 10(b) 所示,最大位移发生在外管弯头处,最大位移为 24.2 mm,沿海流流向方向。最大应力及最大位移结果与工况 2 相同,但工况 5 下 1、2 号管卡位置段应力与工况 2 应力结果有较小差别,工况 5 下应力结果偏小约 5.6 MPa。工况 5 下内管应力、位移分析与工况 1 相同。

对立管模型按表 2 中工况 6 固定管卡位置,得

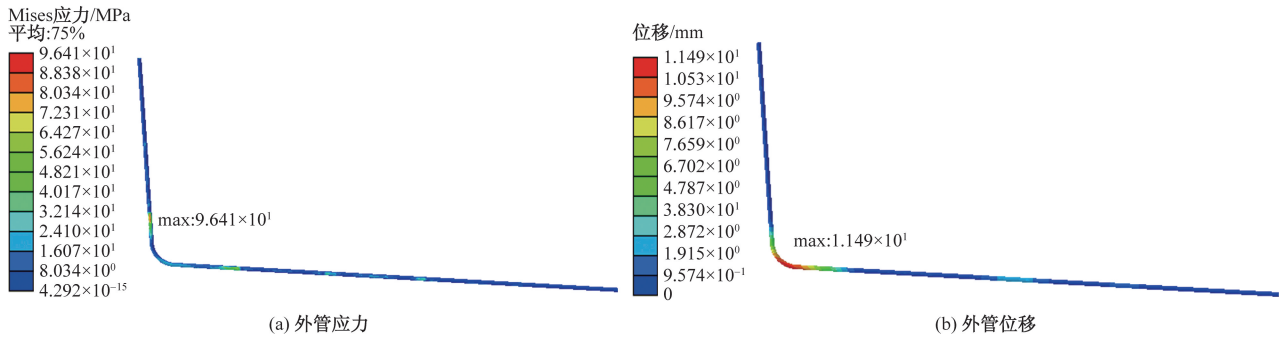


图 8 工况 3 外管应力、外管位移云图

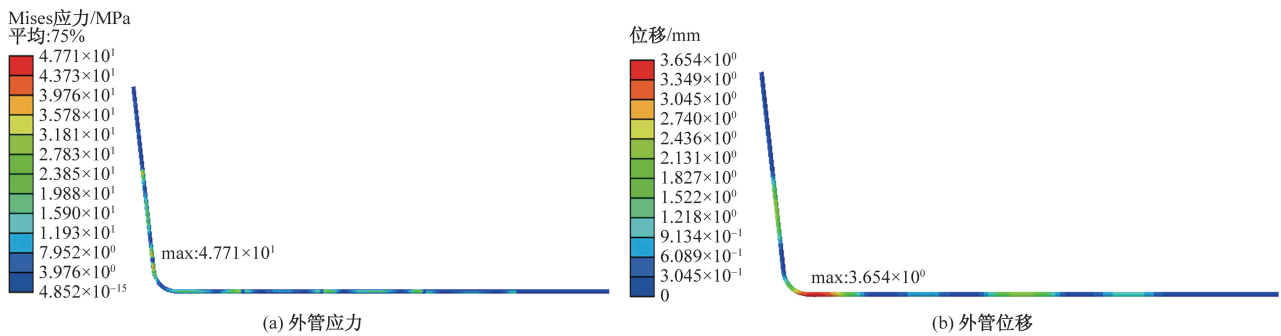


图 9 工况 4 外管应力、外管位移云图

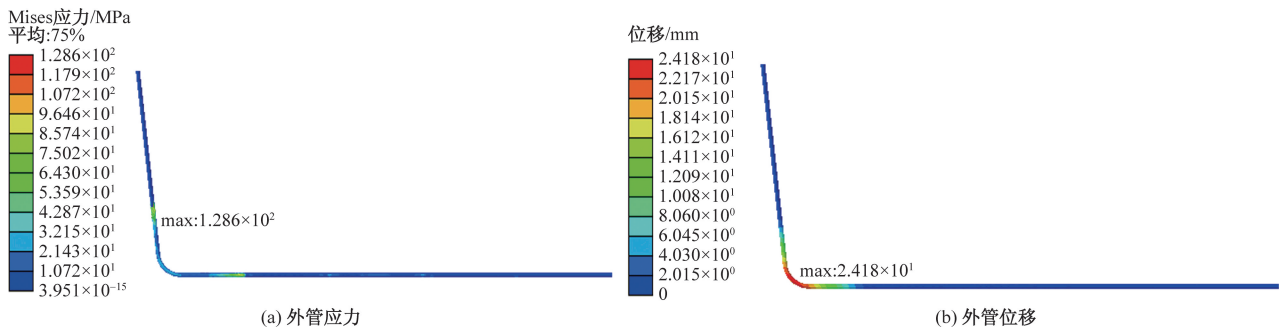


图 10 工况 5 外管应力、外管位移云图

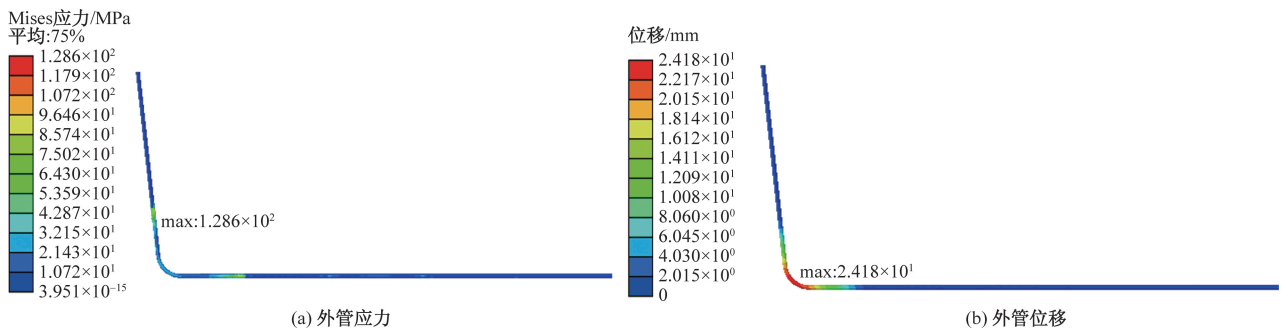


图 11 工况 6 外管应力、外管位移云图

外管应力云图如图 11(a)所示,最大应力为 128.6 MPa,发生在外管最下方管卡位置,外管位移

云图如图 11(b)所示,最大位移发生在外管弯头处,最大位移为 24.2 mm,沿海流流向方向。最大应力

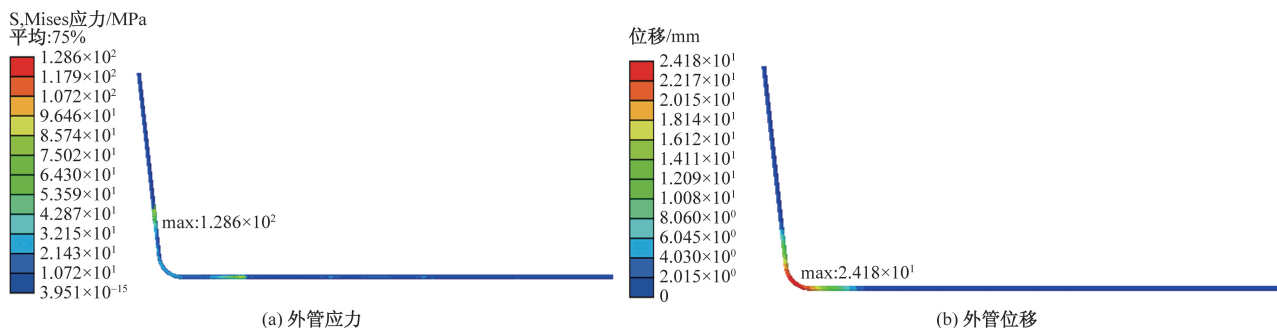


图 12 工况 7 外管应力、外管位移云图

及最大位移结果与工况 2 相同,但工况 6 下 1、2、3 号管卡位置段应力与工况 2 应力结果有较小差别,工况 6 下 1、2 管卡位置段应力结果偏小约 7.3 MPa, 2、3 管卡位置段应力结果偏大约 6.8 MPa。工况 6 下内管应力、位移分析结果与工况 1 相同。

对立管模型按表 2 中工况 7 固定管卡位置,得外管应力云图如图 12(a) 所示,最大应力为 128.6 MPa,发生在外管最下方管卡位置,外管位移云图如图 12(b) 所示,最大位移发生在外管弯头处,最大位移为 24.2 mm,沿海流流向方向。最大应力及最大位移结果与工况 2 相同,但工况 7 下 1、2、3 号管卡位置段应力与工况 2 应力结果有较小差别,工况 7 下 2、3 管卡位置段应力结果偏大约 7.8 MPa, 3、4 管卡位置段应力结果偏小约 8.3 MPa。工况 7 下内管应力、位移分析结果与工况 1 相同。

2.2 管卡位置对立管寿命的影响

将上述强度计算结果导入 Fe-safe,设置好材料、算法等相关数据之后,对立管进行疲劳寿命分析,Fe-safe 运行好之后将得到的新的 odb 文件导入 ABAQUS 进行查看。

根据 Fe-safe 的计算结果可知,在工况 1 下,外管在荷载循环次数达到约 133.6 万次时于 4 号管卡下方发生疲劳破坏,在工况 2、5、6、7 下,外管在荷载循环次数均为达到约 165.6 万次时于 4 号管卡下方发生疲劳破坏,工况 3 下,外管在荷载循环次数均为达到约 266.7 万次时于 4 号管卡下方发生疲劳破坏,工况 4 下,外管在荷载循环次数均为达到约 328.8 万次时于四号管卡下方发生疲劳破坏。各工况下内管结构疲劳破坏需至少 1 000 万次的荷载循环才会发生,可认为内管也不发生疲劳破坏。各工况下内管的疲劳寿命结果均与工况 1 下内管疲劳寿命结果相同,疲劳寿命云图如图 13 所示,疲劳寿命

以 10^6 计量。由计算结果可以看出,立管各工况下的疲劳寿命最小处和静力学分析的应力最大处为同一位置。分析结果见表 3。

表 3 管卡位置对立管寿命影响计算结果

工况		1	2	3	4	5	6	7
管卡约束 位置/m	水上	4	4	4	4	3	4	4
		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	2	0.5
	水下	2	2	2	2	2	2	4
		4	6	8	10	6	6	6
外管应力/MPa		153.7	128.6	96.4	47.7	128.6	128.6	128.6
外管寿命/(10 ⁿ 次)		$n=$ 6.126	$n=$ 6.219	$n=$ 6.426	$n=$ 6.517	$n=$ 6.219	$n=$ 6.219	$n=$ 6.219
外管寿命/万次		133.6	165.6	266.7	328.8	165.6	165.6	165.6

3 结论

通过以上计算可以看出,波高、流速、水下桩位置、内管压力不变时,不考虑其他因素,仅分析管卡位置对立管结构的敏感性,结论如下。

(1)7 个工况下最大应力产生位置均位于 4 号管卡下方。在管卡约束防护方面得立管安全主要针对最下端管卡,最下端管卡定期移动位置,避免长期应力集中,导致立管失效。

(2)最下方管卡位置(4 号)对立管结构强度影响较大,管卡位置越靠下,立管强度性能越好,最下方管卡越靠近弯头,外管使用寿命越长。

(3)1、2、3 号管卡位置对立管上部结构强度影响较小,最大应力波动范围在 10 MPa 以内,对外管使用寿命没有影响。

(4)外管管卡位置对内管应力没有影响,7 种工况下内管最大应力均为 37.06 MPa,内管寿命均为高周无限。

参考文献

- [1] 朱倩. 海底管线系统的风险评估技术研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2013.
- [2] 彭国均, 吴敌, 李子富. Delphi-Fuzzy 方法在海底管道工

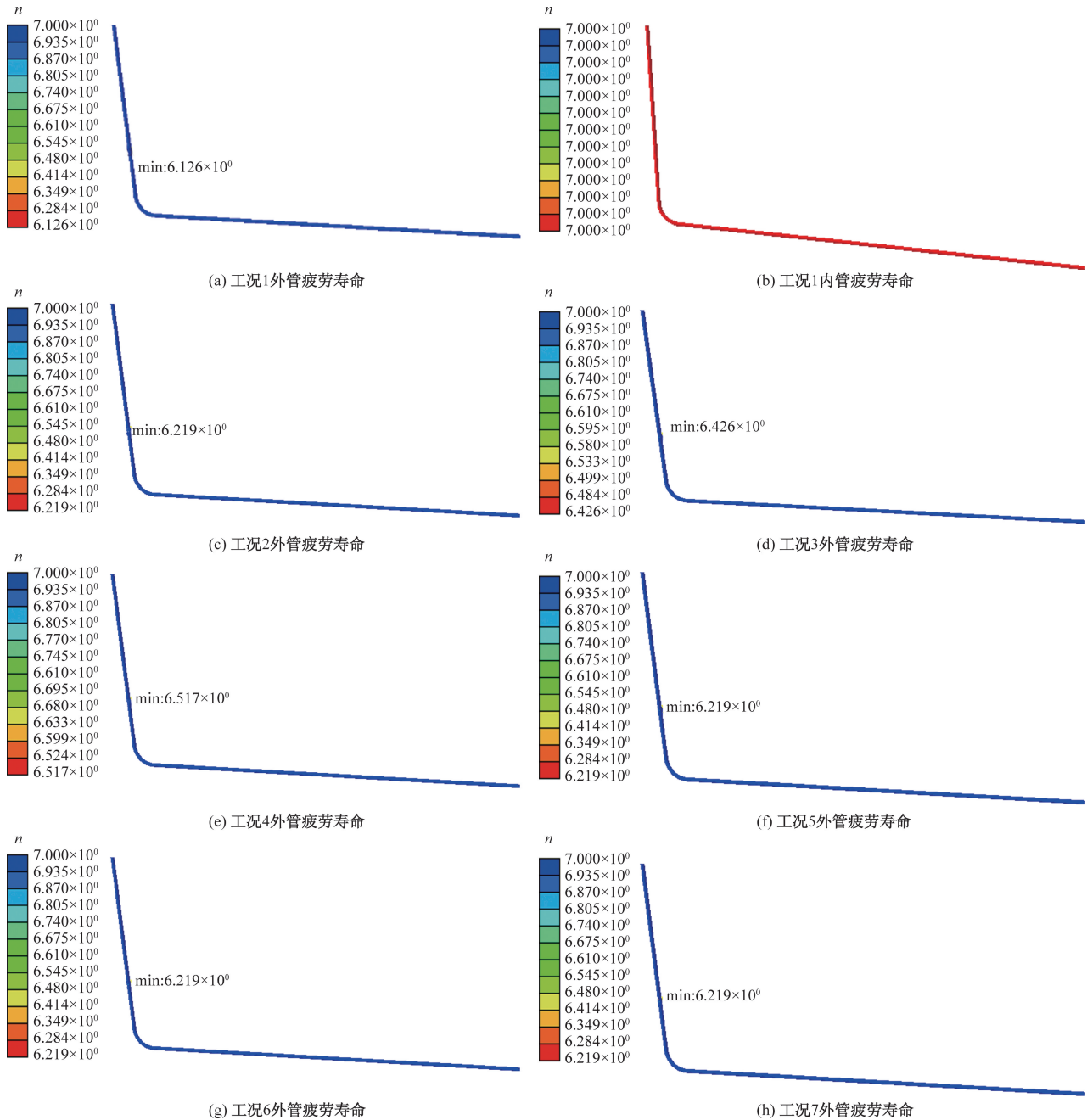


图13 工况1内管疲劳寿命分布云图及各工况外管疲劳寿命分布云图

程风险评价中的应用[J]. 集美大学学报(自然科学版), 2012, 17(6): 438-442.

- [3] 王琳, 刘昶, 李玉星, 等. 基于CFD的海洋立管系统严重段塞流数值模拟[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(16): 162-167.
- [4] 谢丽婉, 陈国明, 鞠少栋. 信息不完全时的海底管道安全评价方法[J]. 油气储运, 2011, 30(7): 508-512.
- [5] 赵永涛. 油气管线风险评价现状及对策研究[J]. 油化安全环保技术, 2007(1): 7-10.
- [6] 谢云杰. 海底油气管道系统风险评价技术研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2007.
- [7] 余建星, 傅明场. 海底管线在波流联合作用下疲劳寿命

预测方法研究[J]. 船舶力学, 2011, 15(S1): 151-159.

- [8] 李冠军, 姜冬菊, 黄丹. 深海柔性立管弯曲加强器力学建模及参数敏感性分析[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(11): 4210-4215.
- [9] 刘军鹏, 齐华林, 罗晓兰, 等. 基于有限元方法的柔性立管防弯器疲劳寿命分析[J]. 海洋工程, 2021, 39(3): 141-147.
- [10] 姜峰, 骆成. 极端海况下海洋立管的动态可靠性分析[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(11): 190-193.
- [11] 张玉林. 基于细长杆理论的管土相互作用分析[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工程大学, 2018.
- [12] 苏少普, 董登科, 张海英. 基于Abaqus/Python的疲劳

- 裂纹扩展分析研究[J]. 科学技术与工程, 2015, 15 (27): 193-198.
- [13] 王友义. 基于 ABAQUS 的海洋立管强度分析[J]. 化工设计通讯, 2016, 42(5): 148, 177.
- [14] 夏日长, 邓合霞. 基于 ABAQUS 的深水立管强度分析[J]. 船海工程, 2013, 42(02): 115-117.

Sensitivity Analysis of Pipe Clamp Position to Subsea Pipe Riser

CUI Jianguo¹, DONG Zhiyan², CUI Yongtao¹, LI Minqiang¹

(1. Shengli Oilfield Branch Marine Oil Production Plant, Dongying 257237, Shandong, China;

2. Drilling Technology Research Institute of Sinopec Shengli Petroleum Engineering Co., Ltd., Dongying 257000, Shandong, China)

Abstract: Taking the riser of offshore platforms as the research object, the actual sea conditions and the actual structural characteristics of the riser are comprehensively considered. The force coupling effect between multi-layer risers, as well as the force coupling effect between multi-layer risers and platforms are studied. Through finite element analysis software, a typical and representative numerical model of marine multi-layer risers is established to address the influence of pipe clamp position on the structure of the riser. Based on the position of pipe clamps, the structural strength and fatigue life of offshore pipe risers are analyzed and studied. Based on the analysis results, the installation position of pipe clamps is optimized to provide theoretical guidance for on-site operations and further provide scientific basis and safety guarantee for offshore engineering design and construction.

Keywords: sea pipe riser; location of pipe clamps; sensitivity; finite element analysis