

防止温度应力下海底管线发生整体屈曲的工程措施研究^{*}

刘润¹, 王武刚¹, 闫澍旺¹, 吴新利²

(1. 天津大学 水利工程仿真与安全国家重点实验室,天津 300072;
2. 宾夕法尼亚州立大学 工学院工程设计系,宾夕法尼亚 16802,美国)

摘要: 为减小油气输送难度和避免原油固化,石油、天然气通常在高温高压下输送.输送过程中的高温和高压导致海底管线中产生较大的附加应力,附加应力的不断累积造成管线发生整体屈曲.对于埋地的海底管线通常会产生产生竖向屈曲大变形而影响使用甚至破坏.因此,需对有可能产生整体屈曲的管线采取工程防护措施.结合我国海洋工程中管线常用的铺设及保护措施,对处于保护状态下管线由温度应力引起的整体屈曲特性进行理论分析和数值推导,对沟槽保护、沟槽掩埋保护以及压块保护措施的有效性进行了系统分析和对比.

关键词: 海底埋地管线; 温度应力; 整体屈曲; 保护措施

中图分类号: TV92;TE54 **文献标志码:** A

DOI: 10.3879/j.issn.1000-0887.2012.06.008

引言

由于生产工艺的要求,海底管线中输送的石油和天然气需要施加一定的温度和压力,温度与压力的共同作用使管线中产生附加应力.由于受到地基土的约束,管线无法自由变形释放应力,随着管长增加附加应力在管线中不断累积,当其值超过地基土体对管线的约束力时,管线就会发生类似于压杆稳定问题的突然变形而使内部应力得到释放,从而导致管线发生竖直向或水平向的整体屈曲^[1].研究表明,对于埋地的海底管线温度应力下的竖直向屈曲是其主要破坏模式^[2-4].由于管线内承载着大量油气,一旦发生屈曲甚至屈服破坏,就会导致油气泄露,不仅造成资源的浪费而且对海洋生物及人类的生存环境构成威胁.因此研究海底管线的工程防护措施,避免其发生整体屈曲具有重要的现实意义.

有关海底管线保护措施的研究国外起步较早.Palmer等^[5]总结了海底管线常用的成沟方式,并结合工程实践分析了各种方式的优劣提出采用机械开沟是今后的主要发展趋势;Schaap^[6-7]对挖沟后自然回淤的保护措施进行了研究,得出了在特定自然条件和沟槽形式下,砂性土自然回淤程度与时间的函数关系;Pedersen等^[8]通过分析处于沟槽保护状态下管线的整体屈曲特性,得出了部分解析解;Gokce^[9]通过试验研究提出增加埋置深度可以大幅度提高

^{*} 收稿日期: 2011-01-18; 修订日期: 2012-03-05

基金项目: 国家自然科学基金创新研究群体科学基金资助项目(51021004);国家自然科学基金资助项目(40776055);上海交通大学海洋工程国家重点实验室研究基金资助项目(1002)

作者简介: 刘润(1974—),女,天津人,教授(联系人. E-mail: liurun@tju.edu.cn).

管线抵抗屈曲变形的能力; Sahel 等^[10]对处于锚杆和沟槽保护措施下的初始缺陷管线进行了稳定性分析,并讨论了锚杆锚固点的合理位置。

在我国,胡玉霞等^[11]通过模型试验对裸置于海底的光滑管和压块管在波流作用下的水动力荷载进行了研究,对压块形状及压块间距作了优选;马良^[12]对压块法保护管线的设计要点、压块重量计算及压块安装等方面的问题进行了系统阐述;金俐^[13]对压块海底管线水动力特性进行了模型实验研究,测量了加有压块的水平管和压块本身的阻力和升力;曹琦^[14]列举了连锁块的特点、分析了连锁块结构存在的缺陷,并对菱形、梯形和 S 形 3 种连锁块形状的适用条件作了归纳;刘润等^[1]结合实际工程对具有初始缺陷海底管线进行了整体屈曲分析,提出增加管线的上覆土厚度可以有效地防止管线发生竖直向屈曲。由以上文献调查可知,对于处于保护状态下的具有初始缺陷管线的屈曲变形特性研究较少,特别是结合我国的工程实践开展温度应力下的管线屈曲特性分析,比较各种保护措施的有效性,对于指导工程实践,避免管线发生温度应力下的整体屈曲有着重要的意义。

本文将结合我国海底管线的常用保护措施,研究处于保护状态下具有初始缺陷的管线在温度和内部压力作用下的屈曲变形特性并推导相应的解析解,结合实际工程阐明各种保护措施对于抵抗管线在温度应力下屈曲的有效性。

1 防止海底管线整体屈曲的常用措施

结合我国的实际情况,常用的管线保护措施可归纳为以下 3 种。

1.1 挖沟后自然回淤

挖沟后铺设管线靠土体自然回淤保护管线是一种较为经济且施工简便的管线保护措施,在海洋工程中较为常用(见图 1 所示)。但这种保护措施中土体的回淤是一个相对缓慢的过程,且回淤的土体对管沟的填充程度不宜确定,特别是对于粘性土,回淤后土体强度的恢复更是涉及固结渗透的漫长过程。因此,对于这种管线保护措施,本文在整体屈曲分析中不考虑土体抗力的作用,只考虑管线在沟槽中产生位移 V_L 时,管沟对管线的阻力(见图 1),计算方法如下:

$$F_{v1} = q \sin \theta + \phi_L q \cos \theta, \quad (1)$$

式中, F_{v1} 为管沟对管线的约束力; q 为管线自重, ϕ_L 为管土间的横向摩擦因数, θ 为沟槽的倾角。

1.2 沟槽掩埋保护措施

为防止管线受到海流冲刷、保证其在位稳定并避免受到船舶抛锚和渔业活动的影响,挖沟后铺设管线并采用机械掩埋的方式保护管线,也是海洋工程中较为常用的措施,其设计断面见图 2。在这种保护状态下,管线上覆土体对管线的约束作用 (F_{v2}) 应该予以考虑,具体的计算方法如下^[15]:

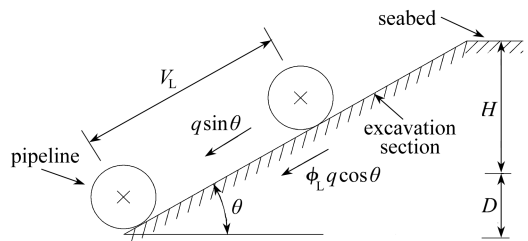


图 1 挖沟后自然回淤

Fig. 1 Natural backfill after trench

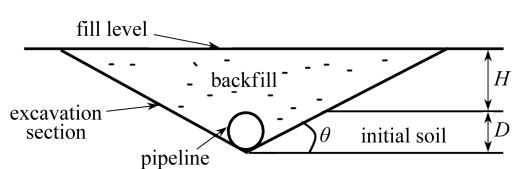


图 2 沟槽掩埋保护措施

Fig. 2 Typical burial topology

当地基为粘性土体时

$$\frac{F_{v2}}{\gamma'HD} = 1 + 0.1 \frac{D}{H} + \frac{2c_u}{\gamma'H} \left(\frac{H}{D} + \frac{1}{2} \right), \quad (2)$$

式中, γ' (N/m^3) 为土体容重, D (mm) 为管线的直径, H (mm) 为管线的埋置深度, c_u (kPa) 为土体的不排水剪切强度。

当地基为砂性土体时

$$\frac{F_{v2}}{\gamma'HD} = 1 + 0.1 \frac{D}{H} + K \tan \phi \left(\frac{H}{D} \right) \left(1 + \frac{D}{2H} \right)^2, \quad (3)$$

式中, ϕ 为土体内摩擦角, K 为侧向土压力系数。

抵抗管线发生竖直向上运动的合力 F_{v2t} 为

$$F_{v2t} = F_{v2} + q. \quad (4)$$

考虑到挖沟、铺管、掩埋等工程活动会对地基土体产生扰动, 特别对于粘性土将导致其强度的降低, 因此在管线整体屈曲分析中取土体重塑强度进行计算。

1.3 压块保护措施

当实施沟槽掩埋保护有困难或不经济时, 可采用压块保护措施, 即在海底管线上间隔或连续地加扣压块。该保护方案是利用压块的自重来增加管子重量以达到抵抗管线屈曲变形的目的。压块的形式主要有两种, 其一是混凝土预制的单个块体, 在铺管后根据设计需要将其加扣在管线上; 其二是混凝土预制成的连锁块, 在铺管后直接铺于管线上。两种保护措施的示意图见图3, 图3中 L_m 为单个块体加扣间距; L_{mat} 为连锁块铺设宽度。

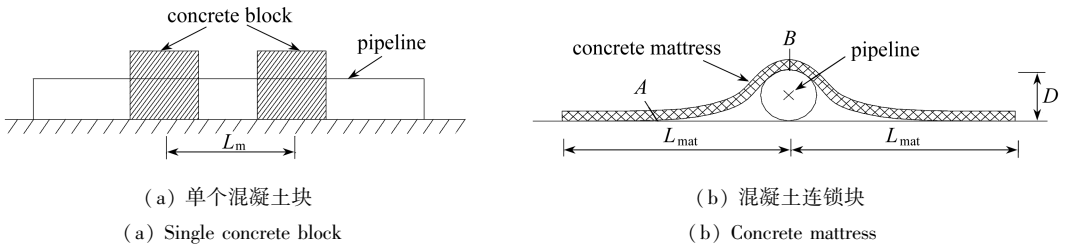


图3 压块保护措施

Fig. 3 Discrete dumping protection

研究表明^[12]第1种压块形式提供给管线的竖直向抗力等于压块的负浮力, 当压块间距为0时其大小约为管线重量的20%至30%。第2种压块保护方式近些年较为常见, 其竖直抗力 P_u 可按下式计算^[16]:

$$F_{v3} = W_{mat} = 2 \times D \times g \times h \times \rho \times \left(\frac{30}{35} \right)^2, \quad (5)$$

式中, W_{mat} 为连锁块单位长度有效重量, ρ 为混凝土密度, h 为混凝土压块厚度, D 为管线的外径。

在保护状态下, 抵抗管线发生竖直向上运动的合力 F_{v3t} 为

$$F_{v3t} = F_{v3} + q. \quad (6)$$

2 保护状态下海底管线整体屈曲分析

2.1 海底管线的初始缺陷

通常海底管线在制造加工以及铺设过程中就产生了初始变形。例如管线制造中出现的初始偏心, 或铺管过程中海床不平坦、遇到石块以及挖沟机停机与启动过程中位置上的偏差导致

土台的出现,或设计中要求两条管线相交等.这种初始变形称为管线的初始缺陷.在各种可能的管线初始缺陷中连续支撑形式较为常见^[2],这种初始缺陷是假设管线路由地基土不平坦,有鼓包或土台且由于波流作用管线下的空隙被土体填充,使管线近似铺设在波状起伏的地基上,如图4所示.初始缺陷的存在对管线抵抗温度应力下的屈曲变形不利,通常管线的屈曲变形较易在初始缺陷处进一步发展.因此,本文在研究管线保护措施的有效性时均假设管线在铺设过程中已具有连续支撑形式的初始缺陷.根据 Taylor 等^[2]的研究成果,这种初始缺陷的幅值和波长满足如下方程:

$$L_0 = 5.825 9 \left(\frac{V_{0\max} EI}{q} \right)^{1/4}, \quad (7)$$

式中, $V_{0\max}$ 为初始缺陷幅值, L_0 为初始缺陷波长, q 为管线自重.

具有连续支撑初始缺陷海底管线受到一定的温度和内压作用后会在缺陷处发生进一步的拱起,拱起过程可分为两个阶段. (i) 管线拱起段长度小于初始缺陷长度,拱起段幅值增加,称屈曲的第1阶段; (ii) 管线拱起段幅值进一步增大,导致拱起段长度随之加大并大于初始缺陷长度,且随着管线内部温度和压力的作用其拱起波长和幅值持续增加,该过程称为屈曲的第2阶段. 两个屈曲阶段的示意图及受力分析见图5.

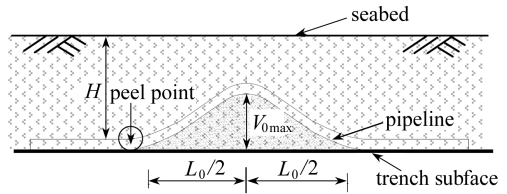
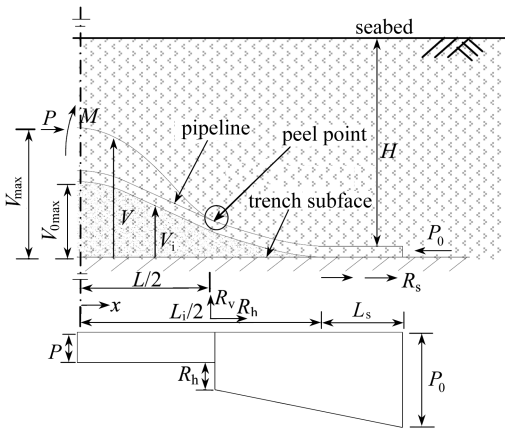


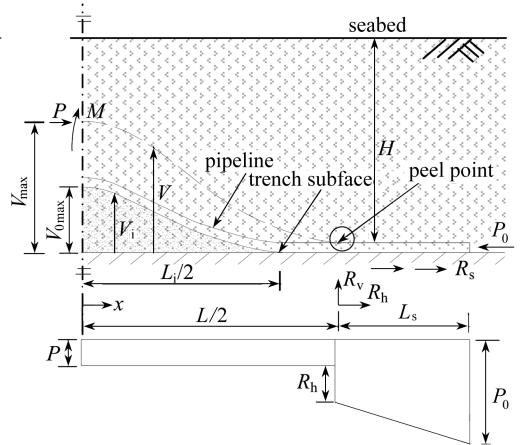
图4 连续支撑初始缺陷

Fig. 4 Continuous prop initial imperfection



(a) 屈曲第1阶段

(a) First stage of upheaval buckling



(b) 屈曲第2阶段

(b) Second stage of upheaval buckling

图5 连续支撑模型受力分析

Fig. 5 Force analysis for continuous prop model

由图5可知, R_v 为剥离点处屈曲管线的竖向抗力, $R_v = F_v L/2$, F_v 为剥离点处的竖向约束力, R_h 为剥离点处屈曲管线的水平轴向抗力, $R_h = \phi_A \cdot F_v L/2$, R_s 为屈曲管线和海床地基土体之间的滑移摩擦抗力, $R_s = \phi_A q L_s$.

2.2 挖沟后自然回淤保护状态下的管线

处于这种保护状态下的管线,发生屈曲变形时的挠曲方程及定解条件^[2]如下:

(I) 在屈曲的第1阶段,即 $L_u < L < L_i$ 时,由图5(a)的受力分析可知,管线满足如下的弯矩平衡方程和相应的总能量 W 的方程:

$$M_x = EI(V_{,xx} - V_{i,xx}) = P(V_{\max} - V) - \frac{F_{v1}x^2}{2} + M, \quad (8)$$

$$\begin{aligned} W = & \int_0^{L_0/2} \frac{EI}{2}(V_{,xx} - V_{0,xx})^2 dx + \int_{L_0/2}^{L/2} \frac{EI}{2}(V_{,xx} - V_{0,xx})^2 dx + \\ & \int_0^{L_0/2} q(V - V_0) dx + \int_{L_0/2}^{L/2} q(V - V_0) dx - \int_0^{L_0/2} \frac{P}{2}(V_{,x}^2 - V_{0,x}^2) dx - \\ & \int_{L_0/2}^{L/2} \frac{P}{2}(V_{,x}^2 - V_{0,x}^2) dx, \end{aligned} \quad (9)$$

式中, M_x 为管线拱起段 x 截面的弯矩, E 为管线材料的弹性模量, I 为惯性矩, P 为管线拱起段轴力, V_{\max} 为管线拱起后幅值, V 为管线拱起段任意截面对应的竖向位移, F_{v1} 为管沟对管线的约束力, 由式(1) 确定, M 为 $x=0$ 截面处的弯矩, L_0 为管线竖向屈曲长度, L_i 为初始缺陷管线屈曲长度; 其余符号意义同前。

由边界条件 $V|_0 = V_{\max}$, $V|_{L/2} = V_i|_{L/2}$, $V_{,x}|_0 = 0$, $V_{,x}|_{L/2} = V_{i,x}|_{L/2}$, $V_{,xx}|_{L/2} = V_{i,xx}|_{L/2}$, 并设 $n^2 = P/(EI)$ 可解得管线拱起段竖向位移与最大弯矩:

$$\begin{aligned} V = & C_1 + \frac{q}{EI n^4} \left[C_2 \cos\left(\frac{nL}{2} - nx\right) + C_3 \sin\left(\frac{nL}{2} - nx\right) - C_2 - \right. \\ & \left. \frac{(nL)^2}{12} \left(2 \frac{L_i}{L} - 3 \frac{q + F_{v1}}{2q} \right) + \frac{n^2 L_i}{3} x - n^2 x^2 \frac{q + F_{v1}}{2q} \right], \end{aligned} \quad (10)$$

$$M = \frac{q}{n^2} \left(-C_2 \cos \frac{nL}{2} - C_3 \sin \frac{nL}{2} + \frac{(nL_i)^2}{24} - 2 \right). \quad (11)$$

令式(10) 中 $x=0$, 可得管线在屈曲变形第 1 阶段的管线拱起段幅值

$$V_{\max} = C_1 + C_4 \frac{qL^4}{EI}, \quad (12)$$

式中

$$\begin{aligned} C_1 = & \frac{qL^4}{152EI} \left(\frac{L_i}{L} - 1 \right)^3 \left(\frac{L_i}{L} + 3 \right), \\ C_2 = & -1 - \frac{F_{v1}}{q} + \frac{(nL)^2}{24} \left(\frac{L_i}{L} - 1 \right) \left(\frac{L_i}{L} - 3 \right), \\ C_3 = & \frac{nL}{3} \left(\frac{L_i}{L} - 3 \frac{q + F_{v1}}{2q} \right) + \frac{(nL)^3}{48} \left(\frac{L_i}{L} - 1 \right)^2, \\ C_4 = & \frac{1}{nL^4} \left[C_2 \cos \frac{nL}{2} + C_3 \sin \frac{nL}{2} - C_2 - \frac{(nL)^2}{12} \left(2 \frac{L_i}{L} - 3 \frac{q + F_{v1}}{2q} \right) \right]. \end{aligned}$$

管线拱起段轴力 P 是由初始管线内轴力(P_0), 剥离点处的水平抗力(R_h) 和管线所受地基土摩擦力(R_s) 组成的, 可由下式确定^[17]:

$$P = P_0 - R_h - R_s, \quad (13a)$$

$$R_h = \phi_A F_{v1} L / 2, \quad (13b)$$

$$R_s = \phi_A q L_s, \quad (13c)$$

式中, P_0 为管线中由温度和内压产生的轴向力, A 为管线横截面积, α 为温度线膨胀系数, ϕ_A 为管土间轴向摩擦因数, L_s 为管线滑动段长度。

为了计算方便, 可将初始内部压力等效为屈曲温度来进行计算. 自由轴向应变, ε 是由于石油和海水作用于管线上的主动压力 p 引起的, 可由下式对其之间的关系进行确定: $\varepsilon =$

$(1/E)(pr/(2t) - \nu pr/t)$; 如果对这一自由应变进行完全地约束, 则内部压力对管线产生的屈曲力为: $EA\varepsilon = (Apr/t)(0.5 - \nu)$, 其中 p 为管线内壁所受到的内部压力, t 为管线的壁厚, ν 为 Poisson 比, 从而可得由温度和内压产生共同产生的等效屈曲温差的表达式为

$$P_0 = AE\alpha\Delta T = AE\alpha(T + T'), \quad (13d)$$

式中, $AE\alpha T$ 为由温差引起的前屈曲力, $AE\alpha T'$ 为内部压力所引起的等效前屈曲力, $AE\alpha T' = (Apr/t)(0.5 - \nu)$.

由 $dW/dV_{\max} = 0$ 和式(11)及式(12)可建立起管线拱起段幅值与所受轴力和温差的关系. 由拱起段轴力和弯矩可计算出管线中的最大压应力 σ_{\max} ,

$$\sigma_{\max} = \frac{P}{A} + \frac{MD}{2I}. \quad (14)$$

将 σ_{\max} 与管线材料的屈服应力 σ_{yld} 比较从而判断管线是否发生屈服破坏.

(II) 在屈曲的第2阶段, 即当 $L > L_1$ 时, 管线的弯矩平衡方程分为以下两个部分(见图5(b)):

当 $0 < x < L_1/2$ 时

$$M_x = EI(V_{,xx} - V_{i,xx}) = P(V_{\max} - V) - \frac{F_{v1}x^2}{2} + M; \quad (15)$$

当 $L_1/2 < x < L/2$ 时

$$M_x = EI(V_{,xx}) = P(V_{\max} - V) - \frac{F_{v1}x^2}{2} + M. \quad (16)$$

由边界条件 $V|_0 = V_{\max}$, $V_{,x}|_0 = 0$, $V|_{L/2} = V_{,x}|_{L/2} = V_{,xx}|_{L/2} = 0$, 并设 $n^2 = P/(EI)$ 可分别得到不同区间管线拱起段竖向位移:

当 $0 < x < L_1/2$ 时

$$V = \frac{q}{EI n^4} \left(C_5 \cos nx - \frac{nL_1}{3} \sin nx + C_6 + \frac{n^2 L_1}{3} x - \frac{q + F_{v1}}{2q} n^2 x^2 \right); \quad (17)$$

当 $L_1/2 < x < L/2$ 时

$$V = \frac{F_{v1}}{EI n^4} \left(C_7 \cos nx + C_8 \sin nx + 1 + \frac{(nL)^2}{8} - \frac{n^2 x^2}{2} \right). \quad (18)$$

并得到管线中 $x = 0$ 处的最大弯矩为

$$M = \frac{q}{n^2} \left(-C_7 + \frac{nL_1}{6} \sin \frac{nL_1}{2} + \cos \frac{nL_1}{2} + \frac{(nL_1)^2}{24} - 2 \right), \quad (19)$$

式中

$$C_5 = \frac{F_{v1}}{q} \left(-\frac{nL}{2} \sin \frac{nL}{2} - \cos \frac{nL}{2} \right) - \frac{nL_1}{6} \sin \frac{nL_1}{2} - \cos \frac{nL_1}{2},$$

$$C_6 = 1 + \frac{F_{v1}}{q} \left(1 + \frac{(nL)^2}{8} \right) - \frac{(nL_1)^2}{24},$$

$$C_7 = -\frac{nL}{2} \sin \frac{nL}{2} - \cos \frac{nL}{2},$$

$$C_8 = \frac{nL}{2} \cos \frac{nL}{2} - \sin \frac{nL}{2}.$$

令 $x = 0$ 代入式(17)可得在屈曲变形第2阶段管线的拱起幅值:

$$V_{\max} = \frac{q}{EI n^4} \left[1 + C_9 + \frac{F_{v1}}{q} \left(1 + \frac{(nL)^2}{8} \right) - \frac{(nL_1)^2}{24} \right], \quad (20)$$

式中

$$C_9 = \frac{F_{v1}}{q} \left[-\frac{nL}{2} \sin \frac{nL}{2} - \cos \frac{nL}{2} \right] - \frac{nL_i}{6} \sin \frac{nL_i}{2} - \cos \frac{nL_i}{2}.$$

如前所述由 $dW/dV_{\max} = 0$, 式(19)和式(20)及式(13)可建立起管线拱起段幅值与所受轴力和温差的关系. 最大压应力 σ_{\max} 可由式(13a)求得, 弯矩可由式(11)获得, 将 σ_{\max} 与管线材料的屈服应力 σ_{yld} 比较从而判断管线是否发生屈服破坏.

2.3 沟槽掩埋保护状态下的管线

在保护状态下, 管线向上运动时需克服上覆土抗力, 其挠曲方程及定解条件如下:

(I) 在屈曲的第1阶段, 即 $L_u < L < L_i$ 时, 管线变形满足如下的弯矩平衡方程(参见图5(a)):

$$M_x = EI(V_{,xx} - V_{i,xx}) = P(V_{\max} - V) - \frac{F_{v21}x^2}{2} + M, \quad (21)$$

式中, F_{v21} 为土抗力与管线重量的合力, 由式(4)确定; 其余符号意义同前.

由边界条件 $V|_0 = V_{\max}$, $V|_{L/2} = V_i|_{L/2}$, $V_{,x}|_0 = 0$, $V_{,x}|_{L/2} = V_{i,x}|_{L/2}$, $V_{,xx}|_{L/2} = V_{i,xx}|_{L/2}$ 及 $n^2 = P/(EI)$ 可解得管线拱起段竖向位移与最大弯矩:

$$V = C_{10} + \frac{F_{v21}}{EI n^4} \left[C_{11} \cos \left(\frac{nL}{2} - nx \right) + C_{12} \sin \left(\frac{nL}{2} - nx \right) - C_{11} - \frac{(nL)^2}{12} \left(2 \frac{L_i}{L} - 3 \right) + \frac{n^2 L_i}{3} x - n^2 x^2 \right], \quad (22)$$

$$M = \frac{F_{v21}}{n^2} \left(-C_2 \cos \frac{nL}{2} - C_3 \sin \frac{nL}{2} + \frac{(nL_i)^2}{24} - 2 \right). \quad (23)$$

令式(22)中 $x = 0$ 可得管线拱起段幅值:

$$V_{\max} = C_{10} + C_{13} \frac{F_{v21} L^4}{EI}, \quad (24)$$

式中

$$C_{10} = \frac{F_{v21} L^4}{152EI} \left(\frac{L_i}{L} - 1 \right)^3 \left(\frac{L_i}{L} + 3 \right),$$

$$C_{11} = -2 + \frac{(nL)^2}{24} \left(\frac{L_i}{L} - 1 \right) \left(\frac{L_i}{L} - 3 \right),$$

$$C_{12} = \frac{nL}{3} \left(\frac{L_i}{L} - 3 \right) + \frac{(nL)^3}{48} \left(\frac{L_i}{L} - 1 \right)^2,$$

$$C_{13} = \frac{1}{nL^4} \left[C_{11} \cos \frac{nL}{2} + C_{12} \sin \frac{nL}{2} - C_{11} - \frac{(nL)^2}{12} \left(2 \frac{L_i}{L} - 3 \right) \right].$$

和式(13)类似, 管线拱起段轴力由下式确定:

$$P = P_0 - R_h - R_s, \quad (25a)$$

$$R_h = \phi_A F_{v21} \frac{L}{2}, \quad (25b)$$

$$R_s = \phi_A F_{v21} L_s, \quad (25c)$$

上式中 P_0 的确定方法同式(13d), 由 $dW/dV_{\max} = 0$ 和式(24)和式(25a)可建立起管线拱起段幅值与所受轴力与温差的关系. 最大压应力 σ_{\max} 可由式(25a)求得, 弯矩可由式(23)获得, 将 σ_{\max} 与管线材料的屈服应力 σ_{yld} 比较从而判断管线是否发生屈服破坏.

(II) 在屈曲的第2阶段,即当 $L > L_i$ 时,管线的弯矩平衡方程分为以下两个部分(见图5(b)):

当 $0 < x < L_i/2$ 时

$$M_x = EI(V_{,xx} - V_{i,xx}) = P(V_{\max} - V) - \frac{F_{v21}x^2}{2} + M; \quad (26)$$

当 $L_i/2 < x < L/2$ 时

$$M_x = EI(V_{,xx}) = P(V_{\max} - V) - \frac{F_{v21}x^2}{2} + M. \quad (27)$$

由边界条件 $V|_0 = V_{\max}, V_{,x}|_0 = 0, V|_{L/2} = V_{,x}|_{L/2} = V_{,xx}|_{L/2} = 0$ 及 $n^2 = P/(EI)$ 可分别得到不同区间管线拱起段竖向位移:

当 $0 < x < L_i/2$ 时

$$V = \frac{F_{v21}}{EI n^4} \left(C_{14} \cos nx - \frac{nL_i}{3} \sin nx + C_{15} + \frac{n^2 L_i}{3} x - n^2 x^2 \right); \quad (28)$$

当 $L_i/2 < x < L/2$ 时

$$V = \frac{F_{v21}}{EI n^4} \left(C_{16} \cos nx + C_{17} \sin nx + 1 + \frac{(nL)^2}{8} - \frac{n^2 x^2}{2} \right). \quad (29)$$

并得到管线中 $x = 0$ 处的最大弯矩为

$$M = \frac{F_{v21}}{n^2} \left(-C_7 + \frac{nL_i}{6} \sin \frac{nL_i}{2} + \cos \frac{nL_i}{2} + \frac{(nL_i)^2}{24} - 2 \right), \quad (30)$$

式中

$$C_{14} = -\frac{nL}{2} \sin \frac{nL}{2} - \cos \frac{nL}{2} - \frac{nL_i}{6} \sin \frac{nL_i}{2} - \cos \frac{nL_i}{2},$$

$$C_{15} = 2 + \frac{(nL)^2}{8} - \frac{(nL_i)^2}{24},$$

$$C_{16} = -\frac{nL}{2} \sin \frac{nL}{2} - \cos \frac{nL}{2},$$

$$C_{17} = \frac{nL}{2} \cos \frac{nL}{2} - \sin \frac{nL}{2}.$$

令式(28)中 $x = 0$ 可得管线拱起幅值:

$$V_{\max} = \frac{F_{v21}}{EI n^4} \left[2 + C_{14} + \frac{(nL)^2}{8} - \frac{(nL_i)^2}{24} \right]. \quad (31)$$

由式(25a)及式(31)可建立起管线拱起段幅值与所受轴力和温差的关系. 拱起段最大纵向压缩应力 σ_{\max} 可由式(25a)确定, 最大弯矩可由式(30)确定, 将 σ_{\max} 与管线材料的屈服应力 σ_{yld} 比较从而判断管线是否发生屈服破坏.

2.4 压块保护状态下的管线

在压块保护状态下管线发生屈曲变形时的挠曲方程及定解条件如下:

(I) 屈曲的第1阶段,即 $L_u < L < L_i$ 时,管线满足如下的弯矩平衡方程:

$$M_x = EI(V_{,xx} - V_{i,xx}) = P(V_{\max} - V) - \frac{F_{v31}x^2}{2} + M, \quad (32)$$

式中, F_{v31} 为压块对管线的作用力与管线重量的合力,由式(6)确定;其余符号意义同前.

由边界条件 $V|_0 = V_{\max}, V|_{L/2} = V_i|_{L/2}, V_{,x}|_0 = 0, V_{,x}|_{L/2} = V_{i,x}|_{L/2}, V_{,xx}|_{L/2} = V_{i,xx}|_{L/2}$ 及 $n^2 = P/(EI)$ 可解得管线拱起段竖向位移与最大弯矩:

$$V = C_{10} + \frac{F_{v3t}}{EI n^4} \left[C_{11} \cos \left(\frac{nL}{2} - nx \right) + C_{12} \sin \left(\frac{nL}{2} - nx \right) - C_{11} - \frac{(nL)^2}{12} \left(2 \frac{L_i}{L} - 3 \right) + \frac{n^2 L_i}{3} x - n^2 x^2 \right], \quad (33)$$

$$M = \frac{F_{v3t}}{n^2} \left(-C_2 \cos \frac{nL}{2} - C_3 \sin \frac{nL}{2} + \frac{(nL_i)^2}{24} - 2 \right). \quad (34)$$

上式中令 $x = 0$, 可得管线拱起段幅值:

$$V_{\max} = C_{10} + C_{13} \frac{F_{v3t} L^4}{EI}. \quad (35)$$

管线拱起段轴力 P 由下式确定:

$$P = P_0 - R_h - R_s, \quad (36a)$$

$$R_h = \phi_A F_{v3t} \frac{L}{2}, \quad (36b)$$

$$R_s = \phi_A F_{v3t} L_s, \quad (36c)$$

上式中 P_0 的确定方法同式(13d), 由式(35)和式(36a)可建立起管线拱起段幅值与所受轴力和温度的关系. 最大压应力 σ_{\max} 可由式(36a)求得, 弯矩可由式(34)获得, 将 σ_{\max} 与管线材料的屈服应力 σ_{yld} 比较从而判断管线是否发生屈服破坏.

(II) 在屈曲的第2阶段, 即 $L > L_i$ 时, 管线的弯矩平衡方程分为以下两个部分(见图5(b)):

当 $0 < x < L_i/2$ 时

$$M_x = EI(V_{,xx} - V_{i,xx}) = P(V_{\max} - V) - \frac{F_{v3t} x^2}{2} + M; \quad (37)$$

当 $L_i/2 < x < L/2$ 时

$$M_x = EI(V_{,xx}) = P(V_{\max} - V) - \frac{F_{v3t} x^2}{2} + M. \quad (38)$$

由边界条件 $V|_0 = V_{\max}, V_{,x}|_0 = 0, V|_{L/2} = V_{,x}|_{L/2} = V_{,xx}|_{L/2} = 0$ 及 $n^2 = P/(EI)$ 可分别得到不同区间管线拱起段竖向位移:

当 $0 < x < L_i/2$ 时

$$V = \frac{F_{v3t}}{EI n^4} \left(C_{14} \cos nx - \frac{nL_i}{3} \sin nx + C_{15} + \frac{n^2 L_i}{3} x - n^2 x^2 \right); \quad (39)$$

当 $L_i/2 < x < L/2$ 时

$$V = \frac{F_{v3t}}{EI n^4} \left(C_{16} \cos nx + C_{17} \sin nx + 1 + \frac{(nL)^2}{8} - \frac{n^2 x^2}{2} \right). \quad (40)$$

并得到管线中的最大弯矩为

$$M = \frac{F_{v3t}}{n^2} \left(-C_7 + \frac{nL_i}{6} \sin \frac{nL_i}{2} + \cos \frac{nL_i}{2} + \frac{(nL_i)^2}{24} - 2 \right). \quad (41)$$

令式(39)中 $x = 0$, 可得管线的拱起幅值:

$$V_{\max} = \frac{F_{v3t}}{EI n^4} \left[2 + C_{14} + \frac{(nL)^2}{8} - \frac{(nL_i)^2}{24} \right]. \quad (42)$$

如前所述, 结合 $dW/dV_{\max} = 0$, 式(36a)和式(42)可建立起管线拱起段幅值与所受轴力和温差的关系. 拱起段最大纵向压缩应力 σ_{\max} 可由式(36a)确定, 最大弯矩可由式(42)确定, 将

σ_{\max} 与管线材料的屈服应力 σ_{yld} 比较从而判断管线是否发生屈服破坏。

3 工程实例分析

3.1 工程概况

渤海中输油管线规格 API 5L X65, 设计内压 4.65 MPa, 内外温差 85 °C, 管线设计参数见表 1, 地基情况见表 2. 由设计条件可知该管线将在高温、高压下运行。

表 1 管线设计参数

Table 1 Design parameters of pipeline

Young's modulus $E/(N/mm^2)$	Poisson's ratio ν	wall thickness T/m	external diameter D/m
206 000	0.3	0.012 7	0.323 9
steel density $\rho_s/(kg/m^3)$	oil density $\rho_o/(kg/m^3)$	seawater density $s/(kg/m^3)$	coefficient of linear thermal expansion $\alpha/^\circ C$
7 850	800	1 120	0.000 011

表 2 土体物理力学指标参数

Table 2 Soil properties

soil horizon	top-bottom depth H/m	water content $w/\%$	submerged unit weight $q/(kN/m^3)$	void ratio e	plasticity index I_p
muddy silt clay	0 ~ 2	38.8	7.8	1.05	14.3
muddy clay	2 ~ 3	45.8	9.4	1.27	21.5
soil horizon	cohesion C/kPa	internal friction angle $\phi/(^\circ)$	compaction index $a_{1,2}/MPa^{-1}$	compaction index $E_{1,2}/MPa$	shear strength q/kPa
muddy silt clay	18	18.6	0.63	3.26	4.0 ~ 7.5
muddy clay	10	15.9	0.89	2.58	7.5 ~ 16.0

分析可知, 如不采取保护措施, 管线发生整体屈曲的最低温差为 22.0 °C, 远低于设计温差, 因此有必要对该管线采取保护措施. 以下分别按照上述 3 种常见的工程措施, 分析其抗屈曲的有效性. 分析中将管线的内压转化为温度应力考虑, 按式 $AE\alpha T' = (Ap/t)(D/2 - t)(0.5 - \nu)$ 确定 T' , 则内压与温差的综合作用相当于管线的设计温差为 90.7 °C. 根据土质条件管线和地基之间的摩擦因数取为 0.2.

3.2 挖沟后自然回淤保护措施

由工程实践可知渤海中管线的埋置深度多为 $H = 1.5 m$, 沟槽倾角 θ 为 20°, 由式(1)可得沟槽对管线的竖直向约束力为 1.302 kN/m. 连续支撑模式下, 当管线的始缺陷幅值不同时, 可得到管线拱起幅值与温差关系, 见图 6.

由图 6 可知, 管线的初始缺陷幅值对管线的屈曲变形有较大影响. 初始缺陷幅值越大管线发生屈曲所需的温差越小, 即管线越易发生屈曲. 当初始缺陷幅值 $V_{0\max}$ 为 50 mm 或 100 mm 时, 图 6 中的曲线出现峰值, 对应管线发生屈曲变形时的最大温差, 即当管线的设计温差达到这一峰值温度时管线的屈曲形态不稳定, 将发生屈曲幅值的突然增大以释放应力. 当初始缺陷幅值增大, 图 6 曲线中的峰值逐渐消失, 说明此时随着管线中温度的升高, 管线就会在初始缺陷的基础上继续变形直至破坏. 图中屈服应力的临界线表明当管线的拱起幅值大于 750 mm 时管线发生屈服.

由以上分析可知, 挖沟后自然回淤的保护措施在一定程度上提高了管线的抗屈曲变形能力, 以 $V_{0\max} = 300 mm$ 为例, 管线屈曲时对应的温差由原来的 22.0 °C 提高到 22.7 °C. 但是由于

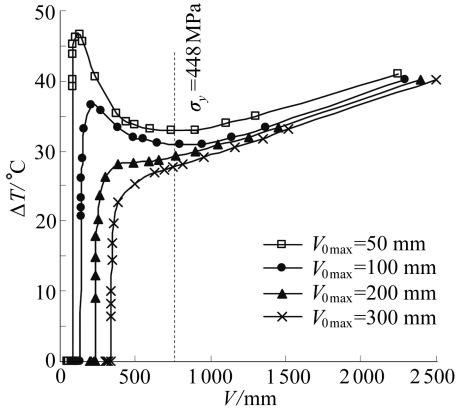


图6 自然回填保护下管线温差和屈曲幅值之间的关系曲线

Fig. 6 Temperature difference vs buckle amplitude for natural backfill of trench

该温差还是远低于设计温差,说明采用挖沟自然回淤的保护措施不能达到防止管线发生整体屈曲的目的。

3.3 沟槽掩埋保护措施

经机械掩埋后管线的沟槽被地基土体填充,此时抵抗管线竖直向上运动的抗力增加,对应不同掩埋厚度,其竖向抗力由式(4)确定.考虑到挖沟、铺管、掩埋等工程活动会对地基土体产生扰动,特别对于粘性土将导致其强度的降低.因此,在分析中用土体的重塑强度进行计算,即 $c_u = 5 \text{ kPa}$.结合渤海中的实际情况,沟槽掩埋措施的埋置率 (H/D) 在 3~6 之间,对应不同埋置率的竖向抗力计算结果见表 3.分别对具有不同初始缺陷的管线在不同埋置率下的屈曲特性进行分析,得到了管线屈曲幅值与温差的关系,有代表性的结果见图 7.

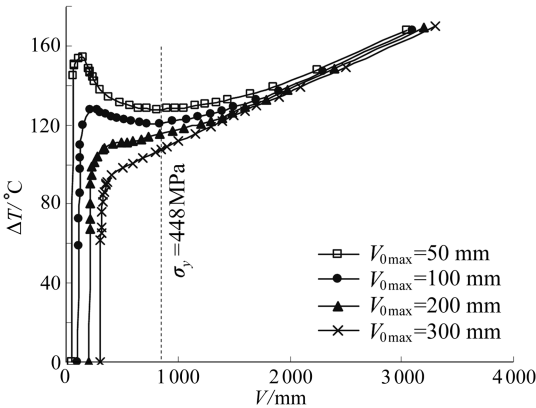


图7 沟槽掩埋保护下管线温差和屈曲幅值之间的关系曲线

Fig. 7 Temperature difference vs buckle amplitude for trench-burial

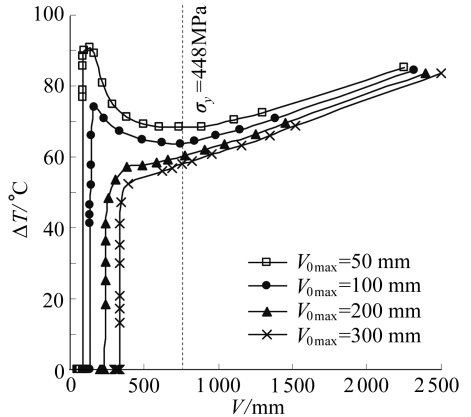


图8 压块保护下管线温差和屈曲幅值之间的关系曲线

Fig. 8 Temperature difference vs buckle amplitude for mattress

表3 不同埋置率下管线屈曲计算结果

Table 3 Analyzing results of depth-to-diameter

embedment ratio H/D	resisting uplift force $F_{v2t} / (\text{kN/m})$	temp. state $T/^\circ\text{C}$	$V_{0\max} = 50 \text{ mm}$	$V_{0\max} = 100 \text{ mm}$	$V_{0\max} = 200 \text{ mm}$	$V_{0\max} = 300 \text{ mm}$
			T_u	102.4	92.6	82.7
3	15.6	T_{\max}	123.9	101.9	—	—
		T_u	116.0	106.9	93.8	82.4
4	19.4	T_{\max}	139.8	115.2	—	—
		T_u	128.0	120.8	108.6	94.8
5	23.2	T_{\max}	154.0	127.4	—	—
		T_u	141.1	130.1	113.2	103.4
6	27.1	T_{\max}	167.2	138.5	—	—

图7给出了时管线屈曲幅值与温差的关系,图中屈服应力的临界线表明当管线的拱起幅

值大于 850 mm 时管线材料发生屈服。对比图 7 与图 6 可知,处于挖沟掩埋保护状态下的管线其屈曲变形特征与挖沟后自然回淤保护状态下的管线相同,只是对应管线开始发生屈曲变形时的温差大幅度提高,以 $V_{0\max} = 300$ mm 为例,由原来的 22.7 °C 增加到 94.8 °C。可见挖沟掩埋的工程措施对于抵抗管线发生温度应力下的整体屈曲较为有效,但其有效性与埋置率和管线的初始缺陷直接相关。由表 3 可知,为了使管线发生屈曲的初始温差大于设计温差,初始缺陷越大所需要的埋置率越高。即较大的初始缺陷,需要较厚的上覆土才能避免屈曲变形的发生。对于本工程的设计温差和内压,当 $V_{0\max} = 300$ mm 时, $H/D = 5$ 是较为合理的保护方案。

3.4 压块保护措施

结合渤海中的实际情况,采用连锁块对管线进行压块保护的工程措施较为常见。处于压块保护状态下的管线,其竖向抗力可按式(6)确定。通常单层连锁块的厚度为 300 mm,提供的竖向抗力为 3.43 kN/m,此时管线的屈曲变形幅值与温差的关系见图 8。

对比图 8 与图 6 和图 7 可知,此时管线的屈曲变形特性与前述两种保护状态下相近,屈服应力的临界线对应的管线屈曲幅值为 750 mm。在单层连锁块保护状态下,管线发生屈曲的起始温差由原 22.0 °C 提高到 52.4 °C,但仍不能满足设计要求,因此,考虑增加连锁块的覆盖层数以增加竖向抗力。考虑到铺设于管线上的连锁块,其形状与受力特性类似于悬链线^[18],可利用悬链线方程求解。

$$F_{v3nt} = \sum_{i=1}^n F_{vi3} + q, \quad (43)$$

式中, F_{vi3} 为第 i 层连锁块的竖向抗力, $F_{vi3} = (ka_i/2)(e^{x/a_i} - e^{-x/a_i})$, 其中 a_i 为第 i 层连锁块的形状系数, k 为连锁块的单位面积重量,其余符号意义同前。

计算可知当连锁块的层数为 3 时,管线上的竖向抗力达到 16.31 kN/m,对应的管线屈曲起始温度为 104.1 °C,超过设计温差,可以达到抵抗管线发生整体屈曲的目的。

由以上分析可知,在 3 种常见的管线保护措施中,挖沟掩埋与压块保护措施对于抵抗管线温度应力下的整体屈曲较为有效,设计中可根据管线的初始缺陷幅值与工况确定埋置率和需要的连锁块层数。

4 结 论

本文以典型海底管线初始缺陷形式为基础,对高温高压下运行的海底管线在 3 种常见工程保护措施下的整体屈曲特性进行分析,得到以下结论:

(i) 结合工程实际,防止海底管线发生整体屈曲的工程保护措施可分为以下 3 种:挖沟后自然回淤、沟槽掩埋保护及压块保护。

(ii) 不同保护状态下海底管线整体屈曲特性的解析解揭示了其屈曲变形特性。管线的初始缺陷幅值对管线的屈曲变形有较大影响。初始缺陷幅值越大管线发生屈曲所需的温差越小,即管线越易发生屈曲。当初始缺陷幅值较小时,温差与管线屈曲幅值的关系曲线出现峰值,说明管线存在变形突然增大的不稳定屈曲形态;而随着初始缺陷幅值增大曲线中的峰值逐渐消失,说明随着温差的升高,管线就会在初始缺陷的基础上继续变形直至破坏。

(iii) 不同保护措施抵抗管线屈曲的有效性分析可知,挖沟后自然回淤保护只能使管线屈曲对应的起始温度略有升高;挖沟掩埋保护对抵抗管线的整体屈曲较为有效,其有效性与埋置率和管线的初始缺陷直接相关;压块保护也是一种较为有效的管线抗屈曲保护措施,其有效性与压块的厚度有关。设计中可根据管线的初始缺陷幅值与运行条件确定挖沟掩埋保护的埋置率

和压块保护需要的连锁块层数。

参考文献(References):

- [1] 刘润, 闫澍旺, 孙国民. 温度应力下海底管线屈曲方法的改进[J]. 天津大学学报, 2005, **38**(2):124-128. (LIU Run, YAN Shu-wang, SUN Guo-min. Improvement of the method for marine pipeline upheaval analysis under thermal stress [J]. *Journal of Tianjin University*, 2005, **38**(2):124-128. (in Chinese))
- [2] Taylor N, Tran V. Experimental and theoretical studies in subsea pipeline buckling[J]. *Marine Structures*, 1996, **9**(2):211-257.
- [3] Hobbs R E. In-service buckling of heated pipelines[J]. *Journal of Transportation Engineering, ASCE*, 1984, **110**(2):175-189.
- [4] Maltby T C, Calladine C R. An investigation into upheaval buckling of buried pipelines—II: theory and analysis of experimental observations[J]. *International Journal of Mechanical Sciences*, 1995, **37**(9):965-983.
- [5] Palmer A C, Davies P. Advances in submarine pipeline trenching by plough[J]. *Adv in Offshore Oil & Gas Pipeline Technol*, 1985, **3**(6):61-75.
- [6] Schaap D. Natural backfill of submarine pipeline trenches[C]//*Offshore Oil and Gas Pipeline Technology*. Amsterdam, Neth, 1985:1-31.
- [7] Schaap D. Natural burial of submarine pipelines[C]//*Proceedings of the Eighth International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. Hague, Neth, March 19-23, 1989, **5**(8):33-38.
- [8] Pedersen P T, Jensen J J. Upheaval creep of buried heated pipelines with initial imperfections [J]. *Marine Structures*, 1988, **1**(8):11-22.
- [9] Gokce K Tunc. Self burial and stimulated self burial of pipelines by waves[C]//*Proceedings of the First International Offshore and Polar Engineering Conference*. Edinburgh, Scotl, 1991:308-314.
- [10] Abduljawwad Sahel N, Al-Ghamedy H N, Siddiqui J A, Asi I M, Al-Shayea N A. Stability of vertically bent pipelines buried in sand[J]. *Journal of Pressure Vessel Technology*, 2004, **126**(3):382-390.
- [11] 胡玉霞, 孙绍述, 邢至庄. 波流作用于海底管道上的水动力荷载研究[J], 大连理工大学学报, 1991, **31**(4):445-453. (HU Yu-xia, SUN Shao-xu, XING Zhi-zhuang. Study of hydrodynamic loadings on pipe near seabed in wave and current[J]. *Journal of Dalian University of Technology*, 1991, **31**(4):445-453. (in Chinese))
- [12] 马良. 海底管道在位稳定性设计中采用压块的几个问题[J]. 中国海洋平台, 2008, **12**(2):64-72. (MA Liang, The on-position stability of submarine pipeline [J]. *China Offshore Platform*, 2008, **12**(2):64-72. (in Chinese))
- [13] 金莉. 有压块海底管线水动力特性的实验研究[J]. 河南师范大学学报, 2001, **29**(3):30-36. (JIN Li. Hydrodynamic forces laboratory study of horizontal cylinder with masses near the ocean bottom[J]. *Journal of Henan Normal University (Natural Science)*, 2001, **29**(3):30-36. (in Chinese))
- [14] 曹琦. 高强度混凝土连锁块在港口堆场道路中的应用[J]. 港工技术, 2002, **2**:35-37. (CAO Qi. Application of high strength concrete interlock block to yard & road of port[J]. *Port Engineering Technology*, 2002, **2**:35-37. (in Chinese))
- [15] Bransby M F, Newson T A, Brunning P. The upheaval capacity of pipelines in jetted clay backfill[J]. *International Journal of Offshore and Polar Engineering*, 2002, **12**(4):280-

287.

- [16] Upheaval buckling of pipelines[S]. DEP 31.40.10.16-Gen. 1998.
- [17] 闫澍旺, 刘润. 海洋平台建造中锚链的设计[J]. 工程力学, 2004, 21(z3):435-438. (YAN Shu-wang, LIU Run. Anchor wire design for drop anchor near the pipeline[J]. *Engineering Mechanics*, 2004, 21(z3):435-438. (in Chinese))
- [18] 孙训方, 方孝淑. 材料力学[M]. 第2版. 北京:高等教育出版社, 1979:294-321. (SUN Xun-fang, FANG Xiao-shu. *Mechanics of Materials* [M]. 2nd ed. Beijing: Higher Education Press, 1979:294-321. (in Chinese))

Engineering Measures for Preventing Upheaval Buckling of Buried Submarine Pipelines

LIU Run¹, WANG Wu-gang¹, YAN Shu-wang¹, WU Xin-li²

(1. *State Key Laboratory of Hydraulic Engineering Simulation and Safety, Tianjin University, Tianjin 300072, P. R. China;*

2. *School of Engineering Design, The Pennsylvania State University, University Park, PA 16802, USA*)

Abstract: In-service hydrocarbons must be transported at high temperature and pressure to ease the flow and prevented solidification of the wax fraction. High temperature and pressure induced addition stress in the pipeline, and its accumulation will cause upheaval buckling of the pipeline. If such expansion is resisted, for example by frictional affects of the foundation soil over a kilometer or so of pipeline, compressive axial stress will be set up in the pipe-wall. When the value exceeds the constraint of foundation soil on the pipeline, sudden deformation will occur to release internal stress, which is similar to the sudden deformation of strut due to stability problems. The upheaval buckling may jeopardize the structural integrity of the pipeline. Therefore, the effective engineering measure against this phenomenon plays an important role in submarine pipeline design. In terms of the pipeline installation and protection measures commonly used in Bohai Gulf, three engineering measures was investigated in great details. The analytical method was introduced and developed to consider the protection effect of anti-upheaval buckling of the pipeline. The analyzing results showed that the amplitude of initial imperfection had a great effect on the pipeline thermal upheaval buckling. Both trenching and burial and discrete dumping were effective on preventing the pipeline from buckling. The initial imperfection and operation conditions of the pipelines determined the covered depth and the number of layers of protection measures.

Key words: submarine buried pipeline; thermal stress; upheaval buckling; protection measures