

引文: 王炎兵,石彤,刘海春,等. 纵向连续冷弯管管段沉管下沟的可行性[J]. 油气储运,2024,43(8):936-943.

WANG Yanbing, SHI Tong, LIU Haichun, et al. Feasibility of lowering-in of longitudinally continuous cold-bends[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2024, 43(8): 936-943.

纵向连续冷弯管管段沉管下沟的可行性

王炎兵¹ 石彤¹ 刘海春² 赵一桦³ 董秦龙² 沙胜义² 卜明哲² 张宏¹ 王昊¹

1. 中国石油大学(北京)·油气管道输送安全国家工程研究中心·石油工程教育部重点实验室·城市油气输配技术北京市重点实验室;2. 国家石油天然气管网集团有限公司;3. 长庆油田第一采气厂

摘要:【目的】沉管下沟是管道埋地敷设的主要方式之一,用连续冷弯管代替热煨弯头可以实现埋地管道纵向转弯,管道的最大应力是评判纵向连续冷弯管沉管下沟安全施工的关键指标。【方法】选取管径 1 219 mm、壁厚 22 mm 的 X80 管道为例,采用有限元方法建立纵向连续冷弯管管段沉管下沟数值模型,分析下沟过程中管道应力的变化规律,探讨下沟深度、连续冷弯角度、管沟开挖方向等对管道应力的影响。【结果】连续冷弯管的存在会加大下沟过程中管道的最大应力,且最大应力位置位于冷弯管起始边界附近;下沟过程中,管道上坡、下坡时产生的最大应力分别为压应力、拉应力,且同一上坡、下坡角度下的两种应力绝对值基本相当;从坡面向平面进行管沟开挖将会加大管道最大应力,且管道应力随下沟深度、连续冷弯角度的增加而增大。通过对管径 1 219 mm、壁厚 22 mm 的 X80 管道的纵向连续冷弯管沉管下沟应力进行计算,得出在冷弯角度 26°、下沟深度 5 m 内,管道的最大应力满足油气输送管道沉管下沟施工要求。为控制管道应力,可在冷弯管区域前、后 100 m 范围内进行分层开挖。【结论】管道下沟过程中应力受多个沉管参数的影响,依据下沟过程中最大应力的变化趋势,采取有效的控制措施即可实现纵向转弯管道的连续冷弯管管段沉管下沟施工。(图 6,表 4,参 24)

关键词: 连续冷弯管; 沉管; 下沟深度; 冷弯角度; 最大应力

中图分类号: TE88

文献标识码: A

文章编号: 1000-8241(2024)08-0936-08

DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2024.08.010

Feasibility of lowering-in of longitudinally continuous cold-bends

WANG Yanbing¹, SHI Tong¹, LIU Haichun², ZHAO Yihua³, DONG Qinlong², SHA Shengyi², BU Mingzhe²,
ZHANG Hong¹, WANG Hao¹

1. China University of Petroleum (Beijing)//National Engineering Research Center for Pipeline Safety//MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering//Beijing Key Laboratory of Urban Oil and Gas Distribution Technology; 2. China Oil and Gas Pipeline Network Corporation;
3. No.1 Gas Production Plant, Changqing Oilfield Company

Abstract: [Objective] Lowering-in is a primary method for underground pipeline laying. Continuous cold bends are utilized in place of hot-bending elbows at longitudinal turns along these buried pipelines. In this context, the maximum stress in the pipelines is considered a critical indicator for assessing safety when lowering longitudinally continuous cold bends into the trenches. [Methods] Taking X80 pipes with a diameter of 1 219 mm and wall thickness of 22 mm as an example, the Finite Element Method (FEM) was used to establish a numerical model for the lowering-in process of longitudinally continuous cold bends into the trench. The subsequent analysis focused on investigating the stress variations in the pipeline throughout the lowering-in process, aimed to discuss the impact of different factors such as lowering depth, angle of continuous cold bends, and the direction of trench excavation on pipeline stress levels. [Results] The presence of continuous cold bends resulted in an elevation of the maximum stress in the pipeline during the lowering-in operation, and the maximum stress was found near the initial boundary of the cold bends. In the lowering-in process, the pipeline's maximum stress was identified as compressive stress on the uphill and tensile stress on the downhill, with nearly identical absolute values at equivalent gradients. Trench excavation from a slope transitioning into a level section caused an escalation in the pipeline's maximum stress, directly correlating with increased lowering depths and angles of continuous cold bends. The stress calculations for longitudinal continuous cold bends constructed from X80 pipes

with a diameter of 1 219 mm and wall thickness of 22 mm during the lowering-in process demonstrated that, at a turning angle of 26° and a lowering depth of 5 m, the resultant maximum stress in the pipeline complied with the established requirements for the lowering-in of oil and gas transmission pipelines. The implementation of layered excavation within a 100 m range preceding and following the cold bends was identified as an effective measure for managing pipeline stress levels. [Conclusion] Pipeline stress is influenced by multiple parameters during the lowering-in process. By analyzing the trends in maximum stress variation in this process, effective control measures can be employed to streamline the lowering-in of continuous cold bends at longitudinal pipeline turns. (6 Figures, 4 Tables, 24 References)

Key words: continuous cold bends, lowering-in, lowering depth, angle of cold bends, maximum stress

沉管下沟具有征地协调量小、操作简便、施工效率高等优点,在油气管道施工建设中得到了越来越多的应用^[1-5]。长输油气管道沿线地形复杂多变,在管道施工过程中经常会遇到水平与纵向转角,通常使用热煨弯头或弯管来满足管道转向的敷设要求^[1-2]。与热煨弯头相比,冷弯管制作效率高、成本低,通过组合叠加^[3]可达到与热煨弯头相同的转向效果。此外,连续冷弯管管段沉管下沟可以保证全自动焊机的通过性,提高连续作业效率^[4-6]。然而,管道沉管下沟施工过程中,管沟与地面存在较大落差,管道易发生弯曲变形,在局部产生较大的拉压应力^[7-8],严重时将导致管道拉裂或屈曲失效。针对管道下沟施工,国内外学者开展了大量研究^[9-17]。王付会等^[9-11]研究了沉管下沟在水网、沙漠等施工环境下的应用。夏梦莹等^[12]基于弹性梁理论,建立了挖沟过程中管道挠曲线微分方程,并给出了考虑几何非线性挖沟过程中管道应力与变形解析计算方法。Duan 等^[13]利用梁变形理论,并与具体案例的有限元分析相结合,推导出了一套管道下沟应力校核方程。谷青悦等^[14]使用有限元模型分析了直管段管道沉管下沟过程的应力变化,论证了管径 1 219 mm、壁厚 21.4 mm 的管道单向与背向下沟的可行性。刘玉卿等^[15-17]针对管径为 1 422 mm 的中俄东线天然气管道进行了沉管下沟可行性分析,采用有限元方法分析了直管段与水平连续冷弯管管段沉管下沟的基本规律。

然而,目前尚缺少对纵向连续冷弯管管段沉管下沟的研究,纵向连续冷弯管用于油气管道纵向转弯,在其沉管下沟过程中,弯管的存在以及上下坡施工过程中管体自身重力的作用,导致管道的应力状态变化复杂^[18]。为此,选取管径 1 219 mm 的 X80 纵向连续冷弯管为研究对象,采用有限元分析方法建立沉管下沟数值计算模型,分析管道下沟过程中应力状态的变化,探讨不同因素对管道最大应力的影响,并提出管道应力控制建议。

1 连续冷弯管沉管下沟方式及评价标准

1.1 连续冷弯管沉管下沟方式

冷弯管制作的关键工艺参数主要包括直管段长度、曲率半径、单管弯曲角度等^[19],在 SY/T 4127—2018《钢制管道冷弯管制作及验收规范》中,对管长 12 m 的冷弯管不同外径 D 下的曲率半径 R 、直管段长度 L 做出了规定(表 1)。

表 1 SY/T 4127—2018《钢制管道冷弯管制作及验收规范》规定的冷弯管基本参数表

Table 1 Basic parameters of cold bends specified in SY/T 4127—2018 Specifications for Fabrication and Acceptance of Steel Cold Bending Pipe

管径/mm	曲率半径	直管段长度/m
$355.6 \leq D < 1 067.0$	$R \geq 40D$	$L \geq 2.0$
$1 067.0 \leq D \leq 1 219.0$	$R \geq 50D$	$L \geq 2.0$
$1 219.0 < D \leq 1 422.0$	$R \geq 50D$	$L \geq 2.5$

以管径 1 219 mm 的冷弯管为例,单根冷弯管曲率半径为 $50D$ (即 60.95 m),单管弯曲角度为 6.5°,管长为 12 m,中间圆弧段长度为 6.915 m,两侧直管段长度分别为 2.543 m。当管道纵向转角较大,由一根冷弯管不能满足转角角度要求时,可以采用多根冷弯管组合焊接。如对于管道纵向转角为 19.5°的工况,可以采用 3 根转角 6.5°的连续冷弯管进行组合(图 1)。

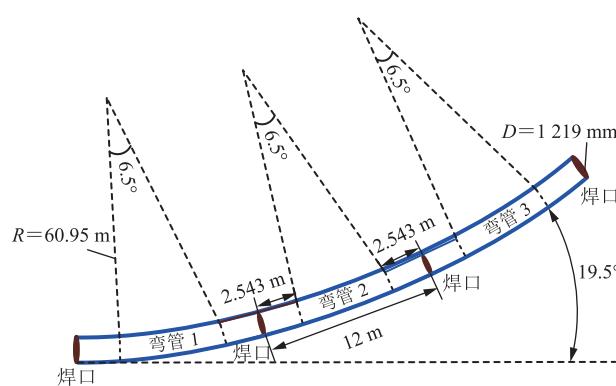


图 1 管道纵向转角为 19.5° 的连续冷弯管组合示意图
Fig. 1 Schematic diagram of continuous cold bends with longitudinal turning angle of 19.5°

沉管下沟是指沿管道单侧或双侧开挖管沟,利用管道自身重力缓慢将管道自然下沉至管沟内的施工方法。Q/SY GDJ 0387—2014《油气输送管道沉管下沟施工规范》中规定,在施工作业宽度满足要求的情况下,一般采用双侧沉管下沟方式。根据施工过程中挖掘机数量及管沟开挖方向,双侧沉管下沟又分为双侧单向沉管下沟与双侧背向沉管下沟。对于含弯管管段,管道下沟过程中应力状态变化与管沟起始开挖位置相关。因此,对距离冷弯管较远处开始的双侧单向沉管下沟进行研究,探究纵向连续冷弯管管段沉管下沟过程中管道的应力状态变化。

1.2 下沟可行性评价标准

在油气管道沉管下沟过程中,管沟深度会导致管道在垂向发生较大变形,因此管道局部处于高应力状态。Q/SY GDJ 0387—2014 中规定,管道下沟过程中的最大应力不应大于钢管最小屈服强度的 80%,其计算式为:

$$\sigma_e = \sigma_h - \sigma_a \leq [\sigma] = 0.8 \sigma_s \quad (1)$$

式中: σ_e 为管道等效应力, MPa; σ_h 为管道环向应力(下沟管道无内压作用时, $\sigma_h=0$), MPa; σ_a 为管道轴向应力, MPa; $[\sigma]$ 为管道设计的许用应力, MPa; σ_s 为管材的最小屈服强度, MPa。

根据式(1),计算得到管径 1 219 mm 的 X80 管道的设计许用应力为 444 MPa。

2 有限元模型建立

选取管径 1 219 mm、壁厚 22 mm 的 X80 管道为例,采用非线性有限元方法建立纵向连续冷弯管管段沉管下沟的应力数值计算模型。在计算时,对管道本体进行以下假设:①将管道简化为三维薄壁管,采用通用有限元软件 ABAQUS 中的空间两节点线性管单元 PIPE31 进行模拟^[20-21],计算时需考虑管道几何大变形造成的非线性。②假设下沟管段足够长,连续冷弯管两边直管段单侧长度大于 250 m,保证远端管道下沟时不受冷弯管的影响。③考虑下沟管段足够长,管段两端采用自由约束。④管材采用线弹性材料,其弹性模量 210 GPa、泊松比 0.3、最小屈服强度 555 MPa。

采用多载荷步法模拟管道下沟过程,将管道下方土块下移,模拟挖掘机开挖产生的管沟深度。管道受到重力、土体支撑力、摩擦力的作用,其中重力即为管道自重,以惯性力的方式施加;土体支撑力与摩擦力采

用接触模拟,摩擦因数设置为 0.3。当进行模拟计算时,管道在水平直管段沉管 150 m 到达稳定后,沿沉管方向依次对土体施加位移载荷,为保证冷弯管及坡上管道能够下沉至规定深度,对坡面直管段、每根冷弯管建立局部坐标系,将各管段下方土体分别按照对应坐标系方向下沉。为探究管沟开挖方向对管道应力有无影响,分别建立管道上坡与下坡两种情况下不同纵向转角的沉管下沟有限元仿真模型(图 2)。

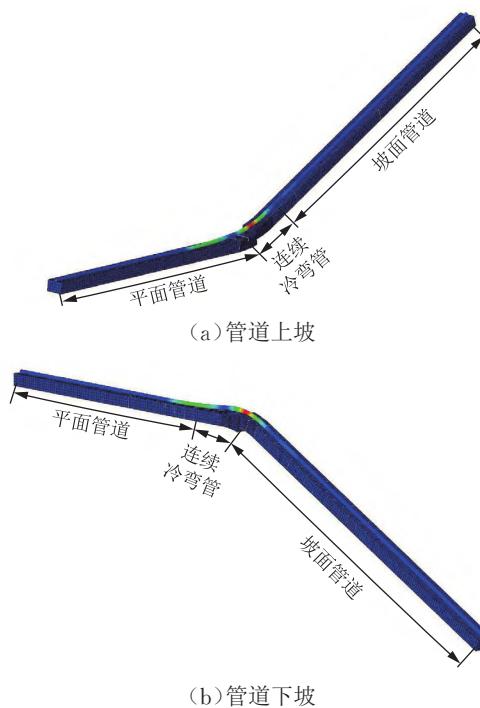


图 2 连续冷弯管管段纵向沉管下沟有限元模型图
Fig. 2 Finite element model for lowering-in of longitudinal continuous cold bends

3 管道最大应力变化规律

基于图 2 的有限元模型,选取管沟深度为 4 m,模拟计算得到纵向连续冷弯管双侧单向沉管下沟过程中不同位置的管道轴向应力(图 3)。取各时刻管道轴向应力最大值,可以看出下沟过程中上坡、下坡管段最大应力随管沟开挖的变化情况。

可见,在沉管下沟过程中,任意时刻管道最大应力位置均为管沟边缘处。由于连续冷弯管受到直管段下沉时产生的弯矩作用,管道下沟过程中的最大应力相较于直管段出现明显的增大,管道最大应力出现大范围波动。随着向冷弯管区域继续开挖,弯矩作用逐渐增大,管道的最大应力出现在平面直管段与冷弯管相接的区域;开挖至冷弯管区域后,连续冷弯管逐渐下

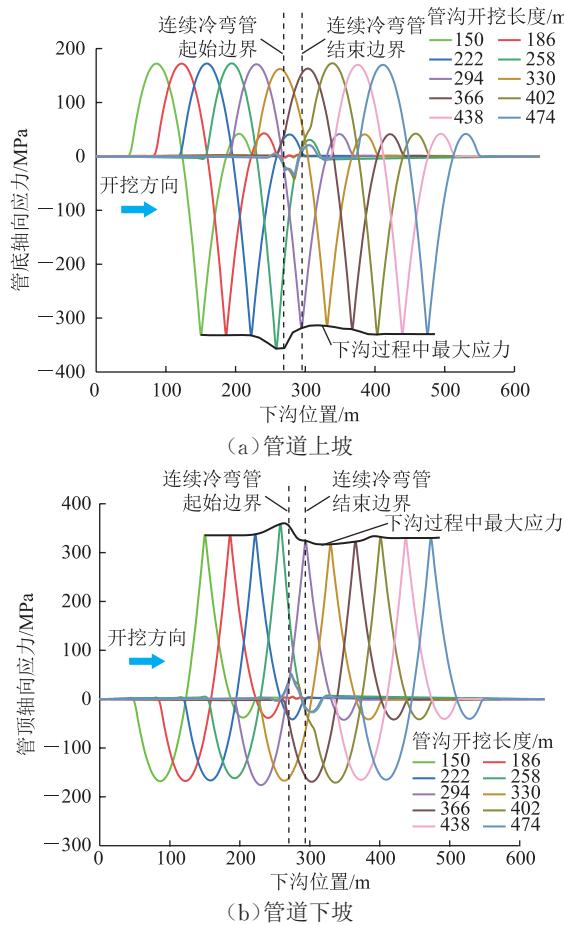


图3 纵向连续冷弯管双侧单向沉管下沟过程中上坡与下坡管段应力变化曲线

Fig. 3 Variation curves of stress in uphill and downhill pipe sections during double-side unidirectional lowering-in of longitudinal continuous cold bends

沉,弯矩作用减弱,管道的最大应力快速减小;当冷弯管逐渐下沉至管沟底部时,管道的纵向弯曲变形趋向平稳变化,最大应力开始逐渐回升;冷弯管全部下沉至管沟底部后,管道的最大应力变化极小。

对于上坡管段(图3a),下沟过程中坡面管道的自重对坡底管道产生挤压作用,管道轴向最大压应力大于轴向最大拉应力,因此管道上坡时应关注轴向最大压应力。与管道上坡相反,当管道下坡(图3b)时,坡面管道的自重对坡顶管道产生拉伸作用,管道轴向最大拉应力大于轴向最大压应力,因此管道下坡时应关注轴向最大拉应力。

对于相同冷弯角度的上坡、下坡管段,下沟时在纵向平面发生弯曲变形,管段的变形状似。为探究相同冷弯角度下管道上坡、下坡时的最大应力关系,截取下沟过程中应力较大段及应力变化较大段,计算压应力与拉应力绝对值的相对偏差(表2),可见二者的相对偏差在2%以内。因此,对于纵向连续冷弯管管

表2 纵向连续冷弯管相同位置处上坡与下坡最大应力对比表
Table 2 Comparison of maximum stress between uphill and downhill longitudinally continuous cold bends at the same positions

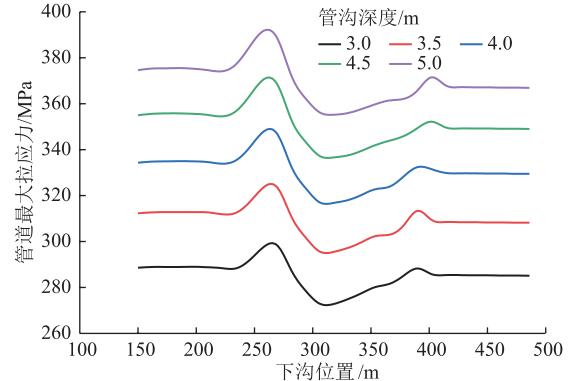
管道位置/m	上坡压应力/MPa	下坡拉应力/MPa	绝对值相对偏差
234	-336.3	342.5	1.83%
246	-345.9	350.8	1.41%
258	-356.6	358.5	0.53%
270	-355.7	355.6	0.03%
282	-326.7	330.0	1.01%
294	-318.9	324.5	1.74%
306	-314.1	318.7	1.45%
308	-313.4	317.0	1.14%
330	-314.4	317.1	0.86%
342	-316.7	318.5	0.57%

段沉管下沟的应力校核,仅需计算相同坡度下管道上坡或下坡一种情况即可。

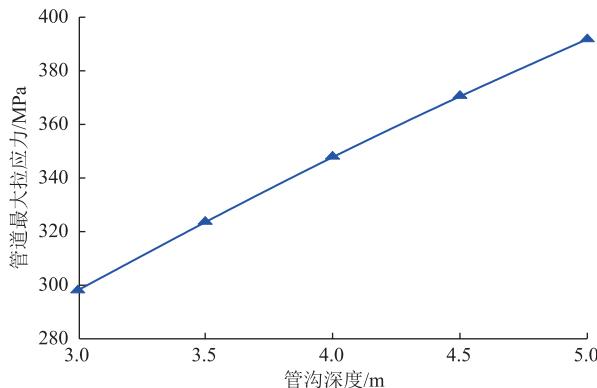
4 影响因素

4.1 下沟深度

长输埋地油气管道管沟深度一般为3~5 m,基于图2的有限元模型,探究下沟深度对管顶最大应力的影响(图4)。可见,管道最大应力变化趋势基本相同,



(a) 管道下沟过程中最大应力变化



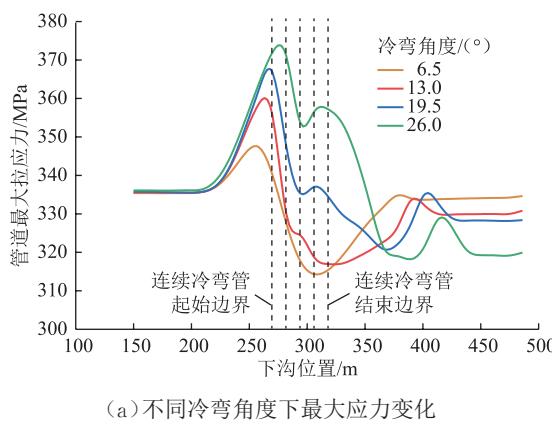
(b) 最大应力随管沟深度的变化

图4 下沟深度对纵向连续冷弯管最大应力影响图
Fig. 4 Influence of lowering depth on maximum stress in longitudinally continuous cold bends

随着管沟深度增加,管道发生更大的弯曲变形,沟深每增加0.5 m,管道最大应力增加值大于20 MPa。下沟深度是影响管道安全的最重要因素之一,对于不同的管道下沟工况,尤其对于含弯管管道的沉管下沟,其应力变化大,因此需开展应力校核计算,判断管沟深度是否满足相关规范规定的应力要求。

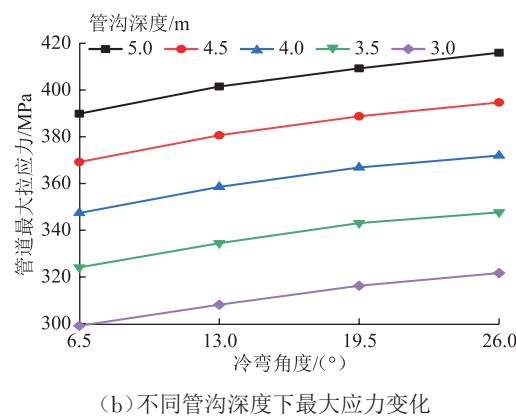
4.2 连续冷弯角度

油气管道下沟作业前需要开展作业带修筑、运布管施工及组对焊接工作。目前,常规的运管机、布管机、挖掘机等施工机械爬坡能力在30°以内^[22]。如中俄东线天然气管道工程施工全面采用管道全自动焊接方式,受内焊机的爬坡能力、焊接金属受重力下垂等的影响,全自动焊接的坡度在15°以内^[23-24]。



(a) 不同冷弯角度下最大应力变化

基于图2有限元模型,选取纵向冷弯管角度为6.5°~26.0°(1~4根冷弯角度6.5°的纵向冷弯管)进行数值计算,分析纵向连续冷弯管的冷弯角度对管道下沟过程中最大应力的影响(图5)。可见,随着冷弯角度的增大,管道最大应力变化逐渐复杂:坡面管道重力对下沟过程中管道的拉压作用增加,每增加1根6.5°的冷弯管,下沟过程中管道应力最大值的增加量在20~25 MPa之间,且逐渐递减;不同下沟深度下应力变化规律保持相同。同时,随着冷弯角度的增大,管道下沟过程中应力最大值所对应的管沟开挖位置也发生改变,其逐渐靠近连续冷弯管起始边缘处,当冷弯角度增至26°时,对应开挖位置已位于连续冷弯管区域内。



(b) 不同管沟深度下最大应力变化

图5 冷弯角度对纵向连续冷弯管最大应力影响图

Fig. 5 Influence of bend angle on maximum stress in longitudinally continuous cold bends

4.3 管沟开挖方向

在油气管道沉管下沟作业前,需在沟上进行整体焊接。与直管段、水平连续冷弯管管段沉管下沟不同,纵向连续冷弯管管段沉管下沟过程中坡面管道的重力会对管道产生复杂持续的拉伸与压缩作用。因此,管沟的开挖方向对管道最大应力会产生影响。管沟开挖方向分为由平面到坡面开挖、由坡面到平面开挖两种,

对于管道上坡,平面位于坡底;对于管道下坡,平面则位于坡顶(图2)。

基于图2有限元模型及图3,选取纵向连续冷弯管角度为6.5°~26.0°、连续冷弯管管段沉管沟深4 m,计算不同冷弯角度的连续冷弯管下沟过程中管道的最大拉应力与压应力(表3),分析管沟开挖方向对管道下沟过程中最大应力的影响。可见,无论何种施工方

表3 不同冷弯角度下两种施工方向的下沟过程中管道最大应力对比表

Table 3 Comparison of maximum stress in pipeline during lowering-in in two construction directions at different angles of cold bends

转角方向	冷弯角度/(°)	最大拉应力/MPa		最大压应力/MPa	
		平面到坡面	坡面到平面	平面到坡面	坡面到平面
上坡	6.5	336.9	340.1	-341.5	-352.0
	13.0	348.0	354.1	-356.6	-375.0
	19.5	359.2	364.4	-370.4	-388.2
	26.0	367.5	383.5	-379.3	-390.0
下坡	6.5	347.4	354.4	-337.3	-337.2
	13.0	358.5	368.3	-347.6	-345.8
	19.5	366.8	375.4	-353.7	-348.8
	26.0	372.0	384.1	-359.7	-375.0

向,对于管道上坡,下沟过程中管道的最大压应力大于最大拉应力;对于管道下坡,管道的最大拉应力大于最大压应力。因此,即使施工方向不同,管道上坡均应以最大压应力作为管道安全评价参数,管道下坡则以最大拉应力作为评价参数。根据管道上、下坡时最大应力随连续冷弯角度的变化(图6)可见,当连续冷弯

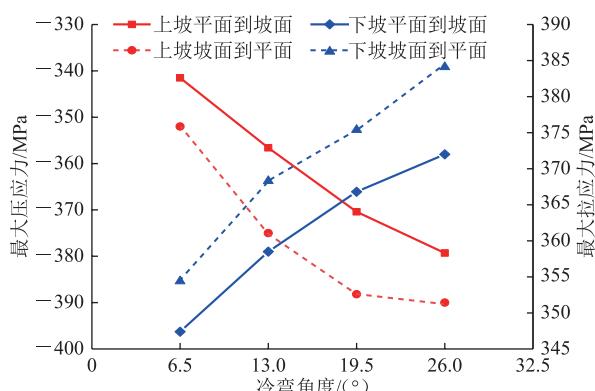


图 6 不同施工方向的管道下沟过程中最大应力随连续冷弯角度的变化曲线

Fig. 6 Variation curves of maximum stress with angles of continuous cold bends during lowering-in in different directions

表 4 管径 1 219 mm、壁厚 22 mm 的 X80 管道纵向连续冷弯管管段沉管下沟应力计算表

Table 4 Stress calculation for lowering-in of longitudinally continuous cold bends of X80 pipes with a diameter of 1 219 mm and a wall thickness of 22 mm

冷弯角度/(°)	管沟深度/m	上坡最大压应力/MPa	下坡最大拉应力/MPa	许用应力/MPa	是否满足规定
6.5	3	-293.2	299.1		
	4	-341.5	347.4	444	是
	5	-383.8	389.9		
13.0	3	-305.5	308.1		
	4	-356.6	358.5	444	是
	5	-401.7	401.5		
19.5	3	-320.1	316.2		
	4	-370.4	366.8	444	是
	5	-413.7	409.3		
26.0	3	-325.8	321.6		
	4	-379.3	372.0	444	是
	5	-427.1	416.0		

6 结论

建立了管径为 1 219 mm 的纵向连续冷弯管管段双侧单向沉管下沟有限元模型,论证了纵向连续冷弯管管段沉管下沟的可行性。计算分析了下沟过程中管道应力的变化规律,得到管道在不同影响因素作用下最大应力的变化趋势,给出了应力控制措施。

1) 纵向连续冷弯管管段双侧单向沉管下沟管道最大应力位置在冷弯管起始边缘附近。在坡面管道重力的挤压与拉伸下,管道上坡应以最大压应

力作为评价值,而管道下坡则应以最大拉应力作为评价值。

5 可行性分析

对管径 1 219 mm、壁厚 22 mm 的 X80 管道进行双侧单向沉管下沟时的应力进行数值计算,得到管道下沟过程中的最大应力(表 4)。可见,当下沟深度在 5 m 以内,管道下沟过程中产生的最大应力均小于管材最小屈服强度的 80%,满足 Q/SY GDJ 0387—2014 中的应力要求。

管道应力水平的控制,决定着管道施工的质量。根据纵向连续冷弯管下沟过程中管道最大应力变化可知,在冷弯管区域前、后 100 m 内,管道最大应力快速变化并达到最大值。为将管道应力保持在相对较低水平,可在冷弯管前、后 100 m 范围内采取分层开挖的方式,降低管沟顶部与底部的高度差,从而降低管道应力。

表 4 管径 1 219 mm、壁厚 22 mm 的 X80 管道纵向连续冷弯管管段沉管下沟应力计算表

Table 4 Stress calculation for lowering-in of longitudinally continuous cold bends of X80 pipes with a diameter of 1 219 mm and a wall thickness of 22 mm

力作为评价值,而管道下坡则应以最大拉应力作为评价值。

2) 下沟深度与冷弯角度对管道下沟过程中最大应力有较大影响,下沟作业前应进行管道应力校核计算。对于纵向连续冷弯管管段双侧单向沉管下沟,从坡面开挖管沟的管道最大应力大于从平面开挖,因此沉管施工作业时宜从平面向坡面方向开挖管沟。

3) 对于纵向冷弯角度 26° 以内、管径 1 219 mm、壁厚 22 mm 的 X80 管道,最大下沟深度 5 m 以内能够满足沉管下沟相关规范要求。为控制管道应力水平,可

在冷弯管区域前、后 100 m 范围内采取分层开挖的方式，降低管道最大应力。

参考文献：

- [1] 罗扬, 齐建波, 杨林, 康凯, 谌贵宇, 葛华. 浅析适应山区管道全自动焊的线路设计研究[J]. 天然气与石油, 2023, 41(1): 22–27. DOI: 10.3969/j.issn.1006-5539.2023.01.004.
- LUO Y, QI J B, YANG L, KANG K, SHEN G Y, GE H. Study on route design of pipelines in mountainous areas for full-position automatic welding[J]. Natural Gas and Oil, 2023, 41(1): 22–27.
- [2] 赵洪元, 高安翔. 山区陡坡地段管道安装技术[J]. 石油工程建设, 2018, 44(4): 51–54. DOI: 10.3969/j.issn.1001-2206.2018.04.012.
- ZHAO H Y, GAO A X. Installation techniques of pipelines in mountainous steep slope area[J]. Petroleum Engineering Construction, 2018, 44(4): 51–54.
- [3] 舒均满. 陕京四线冲沟地段管道任意角度连头技术应用[J]. 管道技术与设备, 2018(4): 36–38. DOI: 10.3969/j.issn.1004-9614.2018.04.011.
- SHU J M. Application of arbitrary angle connection technology for pipeline in gully area of Shaanxi–Beijing Four Pipes[J]. Pipeline Technique and Equipment, 2018(4): 36–38.
- [4] 赵赏鑫. 油气长输管道工程自动焊施工的技术准备要点[J]. 油气储运, 2021, 40(12): 1409–1415. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2021.12.012.
- ZHAO S X. Key points of technical preparation for automatic welding of long-distance oil and gas pipelines[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2021, 40(12): 1409–1415.
- [5] 隋永莉, 王鹏宇. 中俄东线天然气管道黑河—长岭段环焊缝焊接工艺[J]. 油气储运, 2020, 39(9): 961–970. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2020.09.001.
- SUI Y L, WANG P Y. Girth welding technology used in Heihe–Changling Section of China–Russia Eastern Gas Pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(9): 961–970.
- [6] SEN M, ZHOU J. Evaluation of pipeline stresses during line lowering[C]. Calgary: 2008 7th International Pipeline Conference, 2008: 213–221.
- [7] 季蓓蕾, 刘啸奔, 江金旭, 易斐宁, 武学健, 刘玉卿, 等. 软土沉降位移作用下大口径管道轴向应力状态研究[J]. 中国安全生产科学技术, 2021, 17(6): 85–90. DOI: 10.11731/j.issn.1673-193x.2021.06.014.
- JI B L, LIU X B, JIANG J X, YI F N, WU X J, LIU Y Q, et al. Study on longitudinal stress state of large diameter pipeline under effect of soft soil settlement displacement[J]. Journal of Safety Science and Technology, 2021, 17(6): 85–90.
- [8] ZHANG Y, XIONG H X, ZHANG Z, WANG Y. A nonlinear analytical method for pipeline strain under soil thaw subsidence load in permafrost region[J/OL]. Geoenergy Science and Engineering: 212917[2024-04-09]. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212917>. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.212917.
- [9] 王付会, 练章华, 林铁军. 双侧沉管在水网地段应力分析及数值模拟[J]. 石油机械, 2015, 43(7): 116–120. DOI: 10.16082/j.cnki. issn.1001-4578.2015.07.026.
- WANG F H, LIAN Z H, LIN T J. Theoretical analysis and numerical simulation of pipeline stress with lowering pipeline on both sides in water network areas[J]. China Petroleum Machinery, 2015, 43(7): 116–120.
- [10] 兰旭彬, 杨雅冰, 房茂立, 赵连学, 朱海瑞. 沉管下沟管道力学分析[J]. 中国安全生产科学技术, 2023, 19(6): 112–118. DOI: 10.11731/j.issn.1673-193x.2023.06.016.
- LAN X B, YANG Y B, FANG M L, ZHAO L X, ZHU H R. Mechanical analysis on immersed ditching pipeline[J]. Journal of Safety Science and Technology, 2023, 19(6): 112–118.
- [11] 康万平, 王宇, 李战宏. 沉管技术在长输管道河谷段的施工应用[J]. 油气储运, 2010, 29(7): 550–552. DOI: 10.6047/j.issn. 1000-8241.2010.07.022.
- KANG W P, WANG Y, LI Z H. Application of pipe sinking technique in valley pipeline construction[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2010, 29(7): 550–552.
- [12] 夏梦莹, 张宏, 吴锴, 吴经天. 海底管道后挖沟过程的应力解析分析方法[J]. 石油管材与仪器, 2017, 3(6): 41–43. DOI: 10.19459/j.cnki.61-1500/te.2017.06.011.
- XIA M Y, ZHANG H, WU K, WU J T. Analytical stress analysis method for submarine pipeline during trenching[J]. Petroleum Tubular Goods & Instruments, 2017, 3(6): 41–43.
- [13] DUAN D M, JURCA T, ZHOU C. A stress check procedure for pipe lowering-in process during pipeline construction[C]. Calgary: 2014 10th International Pipeline Conference, 2014: V001T03A006.
- [14] 谷青悦, 刘纯婧, 林智敏. 长输管道沉管下沟过程应力分析[J]. 石油工程建设, 2019, 45(2): 16–19. DOI: 10.3969/j.issn.1001-2206. 2019.02.004.
- GU Q Y, LIU C J, LIN Z M. Stress analysis of sinking pipeline

- into trench for long distance pipeline[J]. Petroleum Engineering Construction, 2019, 45(2): 16–19.
- [15] 刘玉卿, 武玉梁, 张振永. 中俄东线水平连续冷弯管管道沉管下沟的可行性[J]. 油气储运, 2020, 39(2): 215–221. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2020.02.013.
- LIU Y Q, WU Y L, ZHANG Z Y. Feasibility of lowering-in of horizontal continuous cold bending pipes in China–Russia Eastern Gas Pipeline[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2020, 39(2): 215–221.
- [16] 刘玉卿, 余志峰, 齐万鹏. 中俄东线天然气管道沉管下沟数值模拟[J]. 石油机械, 2019, 47(3): 118–123. DOI: 10.16082/j.cnki.issn.1001-4578.2019.03.020.
- LIU Y Q, YU Z F, QI W P. Numerical simulation of sinking and lowering of China–Russia Eastern Gas Pipeline[J]. China Petroleum Machinery, 2019, 47(3): 118–123.
- [17] 张振永. 中俄东线 X80 钢级 Φ1 422 mm 管道工程设计关键技术应用[J]. 焊管, 2019, 42(7): 64–71. DOI: 10.19291/j.cnki.1001-3938.2019.7.007.
- ZHANG Z Y. Application of key technologies in design of X80 Φ1 422 mm pipeline engineering of China–Russia East Natural Gas Pipeline Project[J]. Welded Pipe and Tube, 2019, 42(7): 64–71.
- [18] LIU M, WANG Y Y, ROGERS G. Stress analysis of pipe lowering-in process during construction[C]. Calgary: 2008 7th International Pipeline Conference, 2008: 223–228.
- [19] 刘宇, 高广林, 冯斌, 王双喜. 油气管道冷弯管的技术发展现状[J]. 油气储运, 2015, 34(6): 580–585. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2015.06.003.
- LIU Y, GAO G L, FENG B, WANG S X. Current situation of the pipe cold bending for oil and gas pipelines[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2015, 34(6): 580–585.
- [20] 张宏, 刘啸奔. 地质灾害作用下油气管道设计应变计算模型[J]. 油气储运, 2017, 36(1): 91–97. DOI: 10.6047/j.issn.1000-8241.2017.01.012.
- ZHANG H, LIU X B. Design strain calculation model for oil and gas pipelines subject to geological hazards[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2017, 36(1): 91–97.
- [21] ZHANG F, LIU M, WANG Y Y. Stress analysis of lifting and lowering-in process[C]. Calgary: 2014 10th International Pipeline Conference, 2014: V001T03A012.
- [22] 何少炜, 王学, 陆鹏州. 大陡坡段山地油气管道安全施工技术研究[J]. 中国储运, 2022(7): 122–123. DOI: 10.16301/j.cnki.cn12-1204/f.2022.07.079.
- HE S W, WANG X, LU P Z. Study on safe construction technology of mountain oil and gas pipeline in steep slope section[J]. China Storage & Transport, 2022(7): 122–123.
- [23] 梁国俭, 姚道玉. 大口径管道陡坡段坡顶全自动焊接预制及溜管下沟施工方法[J]. 石油工程建设, 2021, 47(5): 61–66. DOI: 10.3969/j.issn.1001-2206.2021.05.013.
- LIANG G J, YAO D Y. Construction method of fully automatic welding prefabrication on slope top then sliding into trench for steep slope section of large-diameter pipeline[J]. Petroleum Engineering Construction, 2021, 47(5): 61–66.
- [24] 尹铁, 赵弘, 张倩, 吴婷婷, 周伦, 王新升. 长输油气管道焊接机器人的技术现状与发展趋势[J]. 石油科学通报, 2021, 6(1): 145–157. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.01.012.
- YIN T, ZHAO H, ZHANG Q, WU T T, ZHOU L, WANG X S. Current situation and development of welding robots for long distance oil and gas pipelines[J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(1): 145–157.

(编辑:李在蓉)

基金项目: 国家重点研发计划“中俄管道重大风险防控与安全保障关键技术”, 2022YFC3070100; 国家自然科学基金资助项目“逆断层作用下 X80 管道屈曲演化与韧性破损能机理研究”, 52004314; 北京市科协“青年人才托举工程”项目“高钢级管道环焊缝可靠性评价方法研究”, BYESS2023261; 国家管网集团科学研究与技术开发项目“高钢级管道环焊缝失效机理研究”, WZXGL202105; 国家管网集团科学研究与技术开发项目“高钢级管道环焊缝缺陷检测评价技术研究”, WZXGL202104; 中国石油大学(北京)科研基金项目“掺氢管道环焊缝失效机理与评价方法研究”, 2462023BJRC005。

作者简介: 王炎兵, 男, 2000 年生, 在读硕士生, 2022 年毕业于中国石油大学(北京)油气储运工程专业, 现主要从事油气储运设施安全与完整性管理方向的研究工作。地址: 北京市昌平区府学路 18 号, 102249。电话: 13591188127。Email: wangyb4127@163.com

通信作者: 王昊, 男, 1991 年生, 讲师, 2019 年博士毕业于美国普渡大学航空航天工程专业, 现主要从事油气管道结构安全与适用性评价的相关研究。地址: 北京市昌平区府学路 18 号, 102249。电话: 010-89731239。Email: hao.wang.37@cup.edu.cn

- Received: 2023-06-24
- Revised: 2023-07-31
- Online: 2024-05-24

