

站场含球阀天然气管线应力分析与支墩工艺优化研究

尚臣¹, 谢萍¹, 谢书懿², 李波³, 李丽锋², 徐康凯^{2*}, 杜洋⁴

1 国家管网西部管道有限责任公司, 乌鲁木齐 830000

2 中国石油集团工程材料研究院有限公司, 西安 710077

3 中国石油集团测井有限公司西南分公司, 成都 400021

4 中国石油大学(华东)机电工程学院, 青岛 266580

* 通信作者, xukangkai@cnpc.com.cn

收稿日期: 2023-07-10; 修回日期: 2024-01-17

国家自然科学基金青年基金(基于率型损伤演化与流固耦合的内爆炸下管道裂纹动态扩展机理与预测研究)资助

摘要 压气站中天然气管线球阀遍布且具有较大自重, 极易引发管道应力集中、变形过大及埋地端沉降等问题, 合理布置支墩是改善应力分布和减缓管道沉降的有效措施。本文以西北湿陷性黄土地区某压气站含球阀的天然气管道为对象, 构建了全尺寸有限元模型。首先, 深入分析无支墩时管道的应力与变形, 探究埋地端沉降根源。发现因管道中部两球阀自重较大, 导致埋地端产生较大弯矩, 致使管道弯管区域应力和变形显著, 靠近较重球阀一侧更甚, 进而引发埋地端沉降。其次, 全面探讨支墩位置、数量及沉降工况对管道应力和变形的影响, 明确球阀底部是修建支墩的最佳位置; 综合成本考量, 只在质量最大的球阀端部设一个支墩即可。基于上述研究结果制定了支墩布置优化方案并应用于工程现场。采用X射线法进行现场应力测试, 应力测试值与有限元计算值误差 $\leq 20\%$ 。依据JB 4732-1995(R2005)《钢制压力容器——分析设计标准》校核管道强度, 现场工艺优化方案通过验证。本文所提优化方案为改善管道应力分布、保障天然气管道安全运行提供了有效参考, 有望为天然气管道工程领域发展及后续研究实践提供参考价值。

关键词 天然气管道; 球阀; 支墩优化; 沉降; 有限元

中图分类号: TE973.1; TU996.7

Research on stress analysis and support plant optimization of natural gas pipeline with ball valve structure in compressor station

SHANG Chen¹, XIE Ping¹, XIE Shuyi², LI Bo³, LI Lifeng², XU Kangkai², DU Yang⁴

1 PipeChina West Pipeline Company, Urumqi 830000, China

2 CNPC Tubular Goods Research Institute, Xi'an 710077, China

3 Southwest Branch, China National Logging Corporation, Chengdu 400021, China

4 College of Mechanical Electrical and Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China

Received: 2023-07-10; Revised: 2024-01-17

引用格式: 尚臣, 谢萍, 谢书懿, 李波, 李丽锋, 徐康凯, 杜洋. 站场含球阀天然气管线应力分析与支墩工艺优化研究. 石油科学通报, 2025, 10(01): 178-190

SHANG Chen, XIE Ping, XIE Shuyi, LI Bo, LI Lifeng, XU Kangkai, DU Yang. Research on stress analysis and support plant optimization of natural gas pipeline with ball valve structure in compressor station. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(01): 178-190. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.02.003

Abstract The ball valves in natural-gas pipelines at compressor stations have a relatively large self-weight, which can lead to pipeline stress, deformation, and subsidence at the buried ends. Here, the natural-gas pipeline with ball valves at a compressor station in the northwest collapsible loess area was studied. A full-scale finite element model is established. First, the stress and deformation of the pipeline without support plant were analyzed, and the reasons for the subsidence of the buried ends were explored. The results showed that due to the large self-weight of the two ball valves in the middle of the pipeline, a large bending moment was generated at the buried ends of the pipeline under the action of gravity, resulting in significant stress and deformation in the elbow areas, especially on the side closer to the heavier ball valve, which made the pipeline prone to subsidence at the buried ends. Second, the influence of the location and number of support plants as well as the settlement conditions on the stress and deformation of the pipeline was discussed. It was found that the optimal location for building support plants is at the bottom of the ball valves. When the number of support plants is the same as that of the ball valves and they are all placed at the bottom of the ball valves, the control effect on stress and deformation is the best one. However, considering the construction cost of the support plants, it is sufficient to build a support only at the end of the ball valve with the largest mass. Based on these findings, an optimized support plants layout plan is proposed and applied to the engineering site. To verify the effectiveness of the proposed plan, X-ray stress testing was used. The error of the stress test values and the finite-element analysis results is within 20%. The stress linearization calibration was carried out in accordance with the JB 4732-1995(R2005) “Steel Pressure Vessels-Analytical Design Criteria”, and the results showed that the on-site process optimization scheme can pass the verification. This research provides an in-depth analysis of the stress and deformation problems of natural-gas pipelines with ball valves, and the proposed optimization scheme offers an effective reference for improving the stress distribution of pipelines and ensuring the safe operation of natural-gas pipelines. It was believed this study can contribute to the development of the natural-gas pipeline engineering field and provide valuable guidance for future engineering practices and further research in this area.

Keywords natural gas pipelines; ball valves; optimization of support plants; subsidence of the pipeline; finite element analysis

DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.02.003

0 引言

管道是石油、天然气输送的主要方式之一^[1-5],是经济、合理、大批量的输运方式,但石油、天然气具有易燃、易爆特性,一旦发生危险将造成重大财产损失,威胁人员生命安全^[6],保障输油气管线的安全稳定运行,对保障能源稳定和经济社会发展,具有重要影响^[7],因此输油气管道应力分析、安全评定历来是被关注的热点问题。

西部地区某输油气站地处湿陷性地质区域^[8],管道球阀遍布,且球阀自重较大,极易发生局部沉降,引起管道局部应力集中、变形过大,严重威胁工程安全^[9-10]。当前已有较多学者对管道的应力分析、局部沉降、安全评定、沉降预防等开展了相关研究。管道应力分析是输油气管道布局优化设计的重要工具^[11],于大鹏^[12]以石油化工管道应力基本概念和设计价值为基点,以其应力特征和分析方式为着力点,探究了石油化工管道应力分析策略;王冲等^[13]用有限元方法对天然气管线进行了整体应力分析,并讨论了应力集中风险点对管道安全性的影响;王峰^[14]和雷仲波^[15]从化工管道应力分析的种类出发,探究了化工管道柔性设计的问题,从设计阶段大幅度提升了管道运行的安全度。上述研究指出了应力分析在管道优化设计和管道

风险评估的重要作用,并为本文埋地管道端应力分析和沉降原因及危害的探究提供了研究基础,但管道局部实体建模研究较少。管道局部沉降是管道运维过程中面临的主要问题之一,对管道沉降的原因揭示及安全性评价较为关注。徐冠中等人^[16]和 Xu 等人^[17]进行了位于沉降区管道的应力分析,讨论了沉降对管线应力集中的影响,并对其安全性进行了评价;詹迪^[18]对管道地基的非均匀沉降问题进行了讨论,分析了沉降产生的附加应力影响,并对其安全隐患进行了评估,通过理论推导与有限元分析相结合的方法,构建了沉降量预测方法;郑志军等人^[19]采用有限元方法对越站管道的不均匀沉降问题进行了分析,计算了最大应力与变形位置,并就沉降量与管道应力和变形进行了定性关联,为管道的设计和运维提供了参考。上述研究利用有限元计算的方法,进行了管道地基沉降的应力分析,并就地基沉降的危害进行了讨论,为本文的有限元计算提供了思路,但部分研究缺乏对管道沉降原因的分析 and 有限元计算结果的验证。沉降预防策略研究是应对管道局部沉降的重要手段,一些学者进行了针对管道的沉降策略研究,刘宗奇^[20]利用有限元分析和神经网络建立了油气管道沉降监测与风险评估模型,并进行了现场实验验证,但沉降监测的控制策略并不能实际抑制沉降,本文研究对象已发生较明显沉降,

并不适用于该方法; Xu等人^[17]提出通过修建支墩的方式改善管线应力集中,缓解沉降,但并未对支墩位置、数量等进行详细研究。

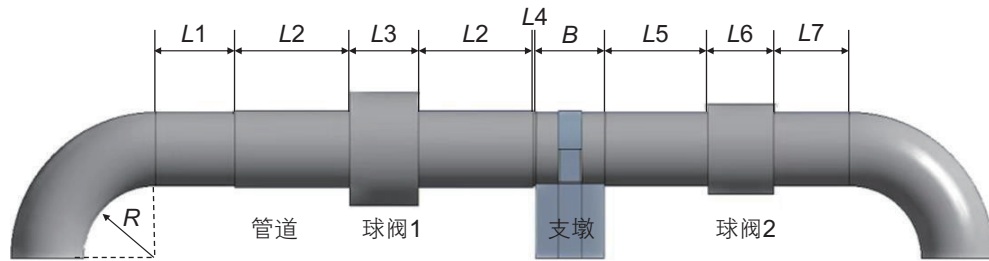
综上所述,针对管道沉降与沉降预防,诸多学者进行了系列研究,为本文提供了基础与参考,然而上述研究集中在管端沉降引起的附加应力影响和安全评定,对沉降引起的原因和沉降预防的策略研究较少,同时针对部分学者提出的修建支墩缓解沉降策略,缺少细致的研究与讨论。

本文以某压气站管道为研究对象,通过建立实体有限元模型,分析管道沉降原因,对支墩修建方案开展细致研究,提出改善应力集中缓解管道沉降的工艺

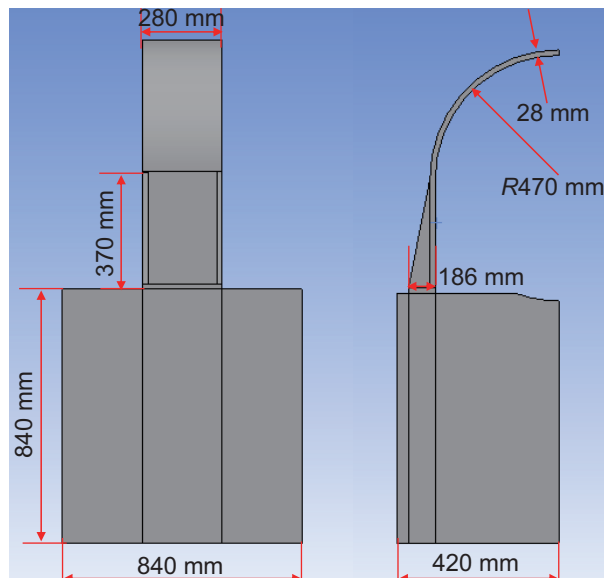
优化方案,并校核该方案的安全性,最终将方案应用于工程现场,验证其有效性。

1 研究对象与服役工况

研究对象为西北湿陷性黄土地区某压气站压缩机出口输气管道,管道两端埋地,中部有两球阀结构(图1(a)),支墩结构及尺寸如图1(b),支墩起支撑作用,与管道通过卡箍连接,管道及球阀材料为L415钢,介质为天然气(无腐蚀性),设计参数与服役条件见表1,管线结构具体尺寸见表2。



(a) 管道局部尺寸



(b) 支墩局部尺寸

图1 压缩机出口输气管线模型:(a)管道局部尺寸,(b)支墩局部尺寸

Fig. 1 Compressor outlet pipeline model: (a) local dimensioning of piping, (b) local dimensioning of the support plant

表1 管道及球阀设计参数与服役条件

Table 1 Pipeline and ball valve design parameters and service conditions

| 介质压力 | 操作温度 | 腐蚀裕量 | 管道及球阀材料 |
|-------|-------|-------|---------|
| 8 MPa | 40 °C | ≥1 mm | L415 |

2 有限元模型建立

2.1 模型建立与网格划分

依据表 2 压缩机出口管道详细尺寸,采用 ANSYS 软件建立 1/2 轴对称有限元模型,基础管道模型见图 2。本文分析讨论的多个模型,均保证基本管道模型不变,支墩位置、数量不同,支墩位置见图 2,各部位尺寸见图 1。

按照管道各段(直管、弯管、球阀、支墩等)对建立的 1/2 轴对称模型进行网格划分,网格以六面体网格为主,网格质量默认使用 50 mm,沿管道壁厚方向分为 4 层,在结构不连续部位进行网格尺寸细化,共划分 35970 个单元,169706 个节点(图 3)。

2.2 边界条件与载荷施加

管道内壁面施加介质压力 8 MPa,管线两端施加

内压引起的等效拉应力,由式(1)计算可得,管道、球阀和支墩受重力影响,重力加速度 $g=9.8 \text{ N/kg}$,方向沿 Z 方向。管道左右两端埋地,仅限制 Z 方向的位移,即 $\text{Displacement}(x,y,z)=(x,y,0)$,当模拟管道两端沉降工况时,可沿 Z 方向设置位移约束实现管道沉降效果。支墩上部卡箍与管道设置摩擦接触,摩擦系数为 0.6,支墩底部固定约束,即 $\text{Displacement}(x,y,z)=(0,0,0)$,对称界面设置对称边界条件,限制其在法线方向(X 方向)的位移。边界条件及载荷如图 4 所示。

$$P = \frac{P_i \times R_i^2}{R_0^2 - R_i^2} \quad (1)$$

其中, P_i 为介质压力,单位 MPa, R_i 和 R_0 分别为管道内径和外径,单位 mm。

2.3 本构模型

参照 JB 4732-1995(R2005)《钢制压力容器——分析设计标准》^[21] 规定,在有限元分析中,材料只考虑

表 2 压缩机出口管线详细尺寸说明

Table 2 Detailed dimensioning of the compressor outlet line

| 分段 | L1 | L2 | L3 | L4 | L5 | L6 | L7 | B | R |
|-------|------|------|------|-----|------|------|-----|-----|-----|
| 长度/mm | 1000 | 1440 | 870 | 27 | 1300 | 1050 | 950 | 840 | 900 |
| 外径/mm | 914 | 950 | 1400 | 914 | 914 | 1100 | 914 | \ | \ |
| 壁厚/mm | 28 | 28 | \ | 28 | 28 | 28 | 28 | \ | 28 |

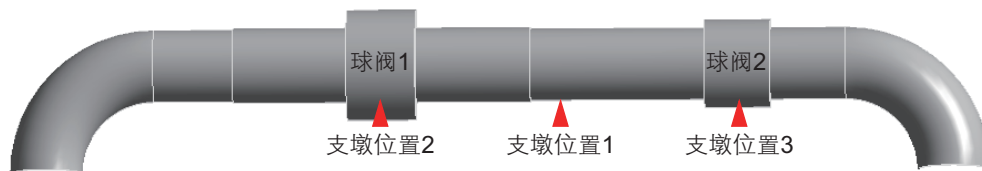


图 2 压缩机出口管道有限元模型及支墩位置示意

Fig. 2 Schematic finite element model of compressor outlet pipeline and location of piers

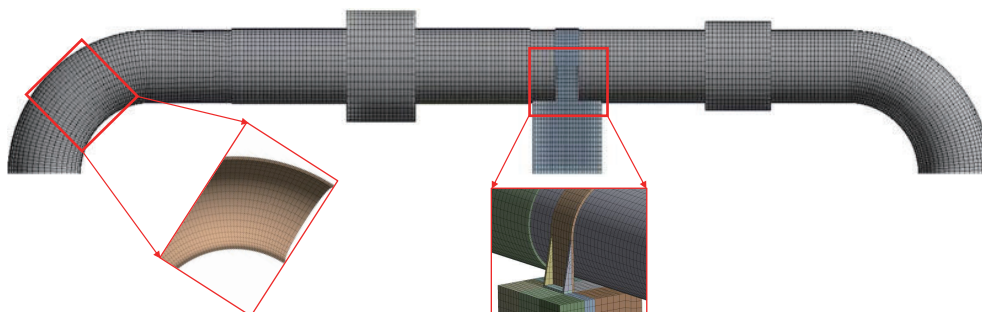


图 3 压缩机出口管道网格划分

Fig. 3 Compressor outlet pipeline meshing

弹性变形, 承受的载荷仅有管道介质压力及管线自重, 应力水平较小, 采用线弹性本构模型合理, 表达式如式(2):

$$\varepsilon_{\text{total}} = \varepsilon^e \quad (2)$$

其中, $\varepsilon_{\text{total}}$ 为材料在受力变形过程中产生的总应变, ε^e 为材料的弹性应变。而材料的弹性应变由广义胡克定律计算获得。

管道及球阀材料为 L415, 在 40 °C 下 L415 的弹性模量为 210 GPa, 泊松比 μ 为 0.3, 密度为 7800 kg/m³, 支墩材料为混凝土, 弹性模量为 52.8 Gpa, 泊松比 μ 为 0.2。

2.4 工况设置

本文拟探究球阀悬空状态下的应力与变形, 分析沉降原因, 讨论支墩位置、支墩数量对该管道应力与变形的影响, 同时考虑管道埋地端沉降, 研究支墩对缓解管道沉降的影响, 具体工况设置如表 3 所示。

3 结果与讨论

3.1 球阀悬空状态下管道埋地端沉降原因分析

为分析管道埋地端沉降原因, 开展工况 1 有限元分析计算, 应力与变形云图如图 5 所示, 最大

应力与最大变形量如图 6(a)。分析可得最大应力值 156.38 MPa 出现在右侧弯管内侧, 管道应力在左右弯管处较大。主要原因: 管道中部两球阀质量较大, 重力作用下球阀处受力较大, 同时由于管道两端埋地约束较大, Z 方向位移被限制, 在管道两端产生较大弯矩, 因而在管道两端弯管处产生较大应力。最大变形出现在右侧弯管埋地端, 为 1.62 mm。主要原因: 球阀重力作用下亦产生较大变形, 右侧弯管处距离质量大的球阀 1 较近, 弯管处理地端变形不协调, 因而变形较大。

由于球阀质量较大, 埋地端产生较大弯矩, 管道埋地端在长期服役过程中出现沉降, 因右侧球阀质量更大, 所以右侧沉降更加明显, 为改善管端沉降, 可采用管线底部修建支墩的方式缓解沉降, 但支墩位置、数量等工艺需进一步研究。

3.2 支墩位置对管道应力和变形的影响

为探究支墩修建工艺、墩位置对管道应力和变形的影响, 进行了工况 2、3、4 的计算, 支墩分别设置在图 2 中的 3 个位置, 应力和变形云图如图 7 所示, 最大应力和最大变形见图 6(b)。

分析可得: 工况 2 支墩位于位置 1 时, 最大应力位置转移到支墩与管道连接不连续处, 应力增加较大,

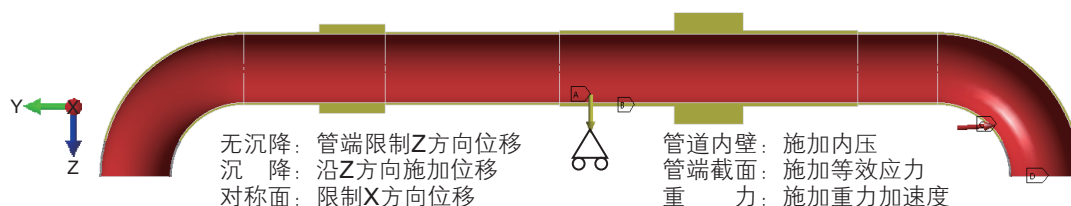


图 4 模型边界条件与载荷施加

Fig. 4 Model boundary conditions and load application

表 3 模拟工况

Table 3 Simulated working conditions

| 模拟工况 | 支墩 1 | 支墩 2 | 支墩 3 | 沉降/mm | 介质压力/MPa | 重力/(N/kg) |
|------|------|------|------|-------|----------|-----------|
| 工况 1 | 无 | 无 | 无 | 无 | 8 | 9.8 |
| 工况 2 | 位置 1 | 无 | 无 | 无 | 8 | 9.8 |
| 工况 3 | 无 | 位置 2 | 无 | 无 | 8 | 9.8 |
| 工况 4 | 无 | 无 | 位置 3 | 无 | 8 | 9.8 |
| 工况 5 | 位置 1 | 无 | 位置 3 | 无 | 8 | 9.8 |
| 工况 6 | 无 | 位置 2 | 位置 3 | 无 | 8 | 9.8 |
| 工况 7 | 无 | 无 | 无 | 5 | 8 | 9.8 |
| 工况 8 | 无 | 位置 2 | 位置 3 | 5 | 8 | 9.8 |
| 工况 9 | 无 | 位置 2 | 无 | 5 | 8 | 9.8 |

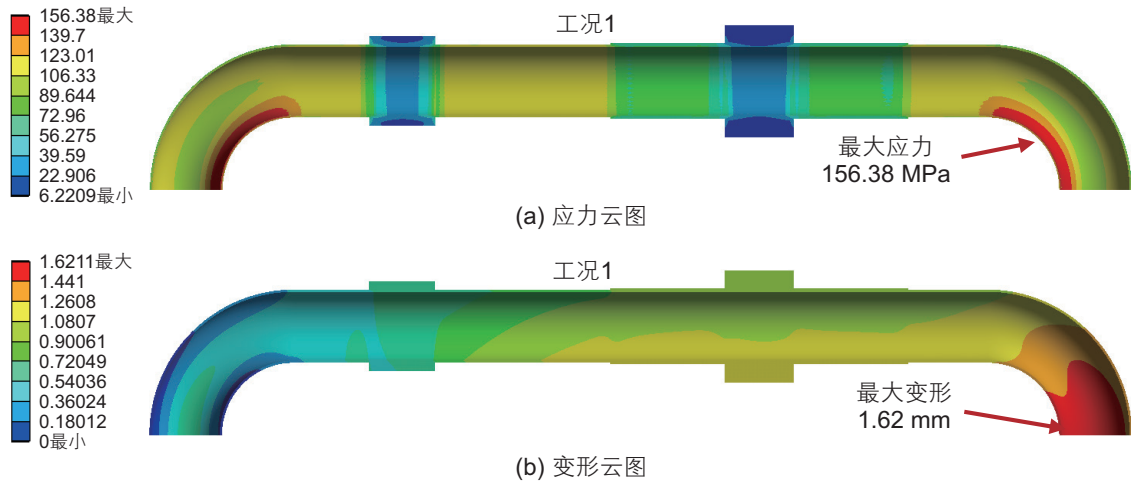


图 5 球阀悬空状态下管道应力与变形云图

Fig. 5 Stress and deformation cloud diagram of pipeline with the suspended state of ball valve

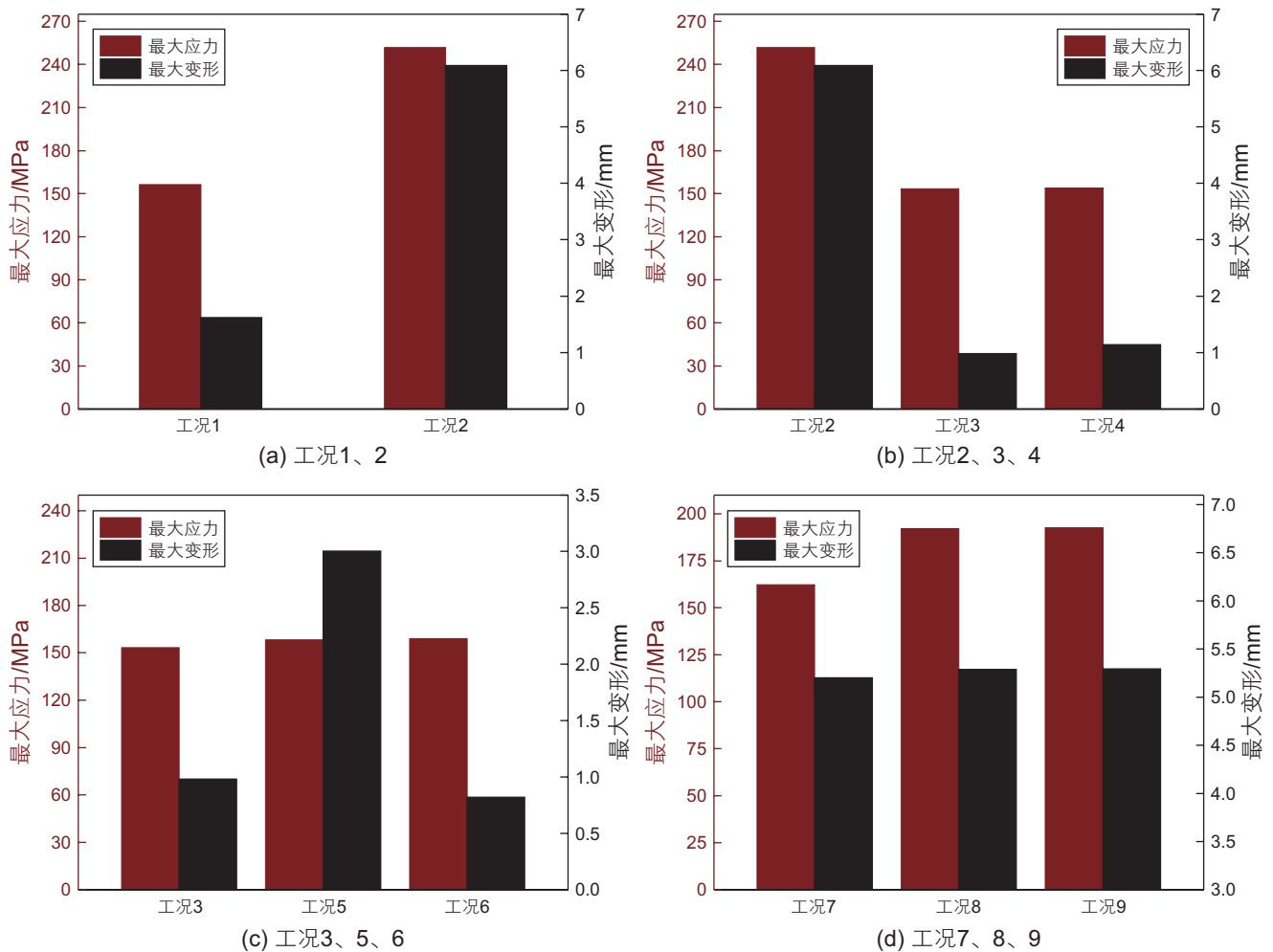


图 6 不同工况下最大应力与最大变形对比

Fig. 6 Comparison of maximum stress and maximum deformation under different operating conditions

管端变形过大，同时管壁较薄，加重了管道运维风险；工况 3、4 支墩位于位置 2、3 时，最大应力值位于远

离支墩一侧的弯管内侧，最大应力较未施加支墩时有一定程度降低。原因分析：支墩位于球阀底部时，支

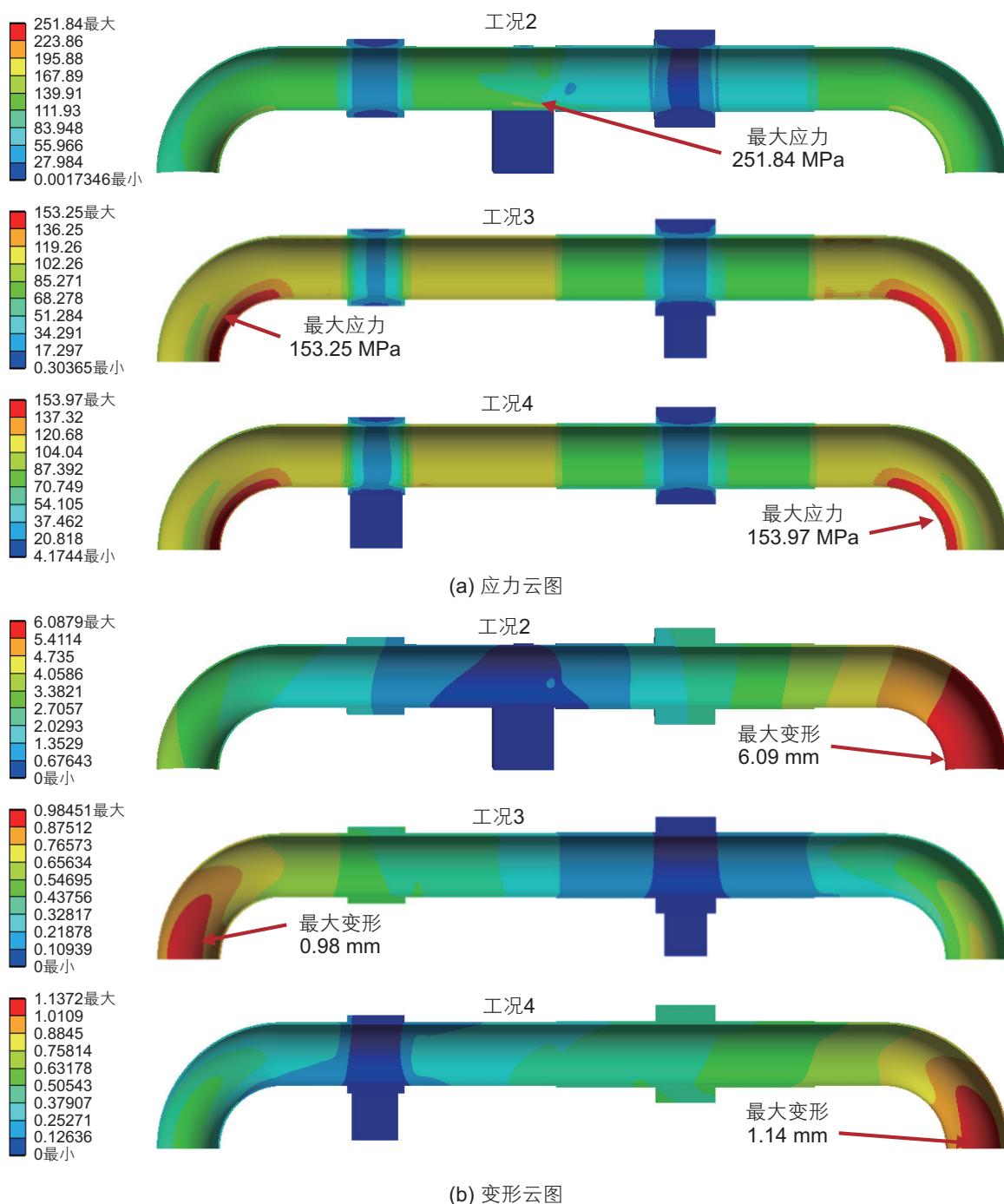


图7 支墩位置对管道应力与变形分布影响云图

Fig. 7 Cloud diagram of the influence of pier location on the stress and deformation distribution of pipeline

撑了球阀的重量,降低了球阀在两管端因弯矩引起的较大应力与变形。从图7(b)和图6(b)可得出,支墩位于2、3位置(工况3、4)管道产生的变形较小,验证了上述分析,同时分析发现,支墩位于大球阀底部时效果更佳。

3.3 支墩数量对管道应力和变形的影响

为研究支墩数量对管道应力与变形的影响,进行

了工况3、5、6有限元计算,分别计算了单个支墩位于位置2,两个支墩位于位置1、3和2、3,其应力与变形云图如图8所示,最大应力与变形关系如图6(c)。

分析可得:从应力分析,工况3、5、6最大应力值较未施加支墩变化不大,支墩位于两球阀中部管道(工况5),由于管道与支墩的不连续结构,应力有较明显集中;从变形分析,支墩位于球阀底部时(工况3、

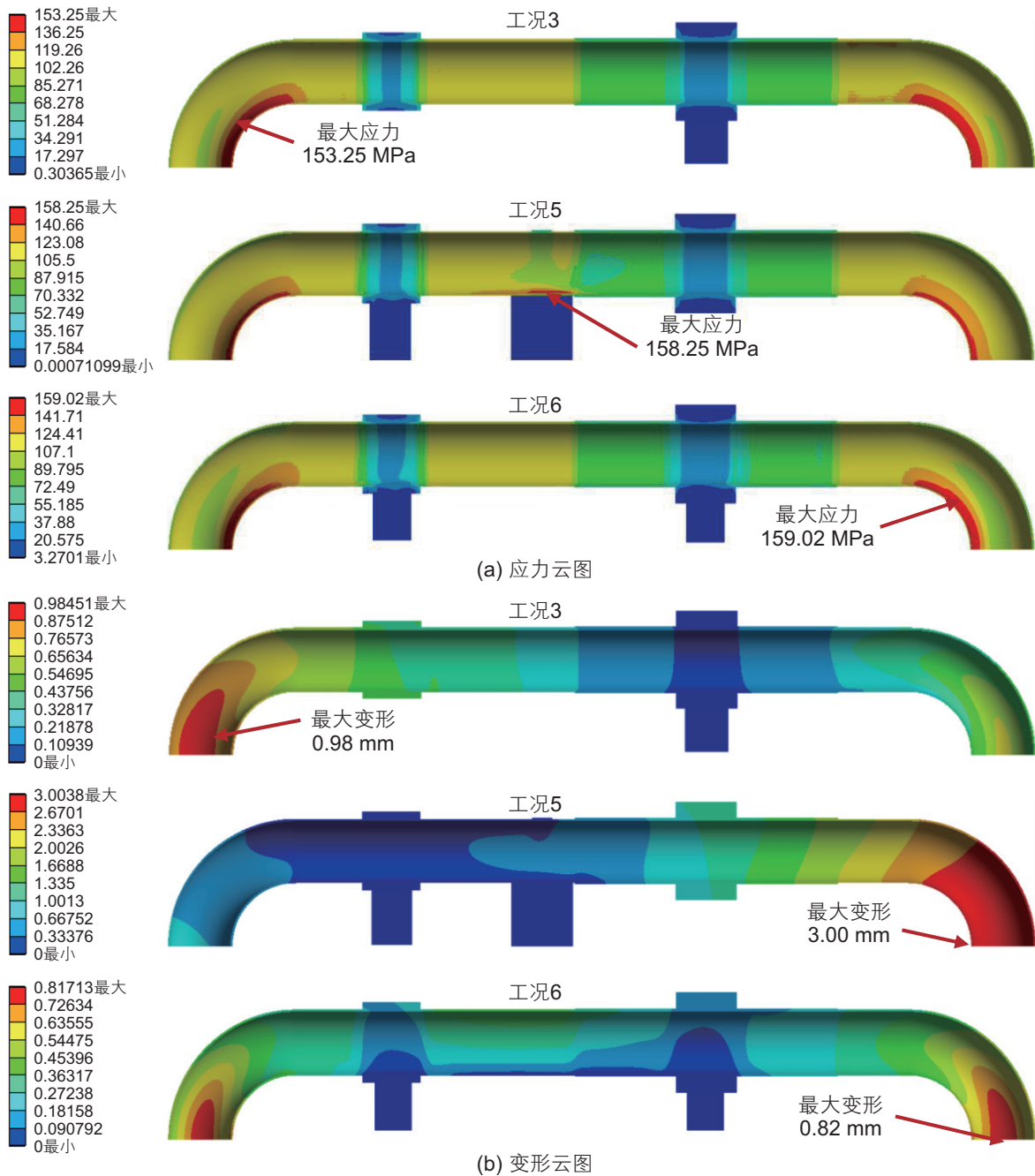


图 8 支墩数量对管道应力与变形分布影响云图

Fig. 8 Cloud diagram of the influence of pier amount on the stress and deformation distribution of pipeline

6), 管道的整体变形和最大变形均小于未施加支墩, 而工况 5 产生的最大变形较大, 工况 6 管道整体变形较仅在在大球阀底部设置支墩(工况 3), 效果更好, 但二者差距较小。

综上所述, 支墩位于两球阀中部时, 效果较差, 与支墩数量无关; 当支墩均位于球阀底部, 位于大球阀底部的效果优于小球阀底部; 两支墩位于球阀底部效果优于单个支墩位于球阀底部, 但从支墩建设成本考虑, 仅在大球阀底部建设支墩更优。上述结论需在

管道发生沉降时进一步分析讨论。

3.4 支墩对沉降状态下应力和变形的影响

当管道埋地端受球阀重力影响发生沉降时, 需探究支墩对沉降状态下应力和变形的影响。前文已经讨论了支墩最佳位置与数量, 本节分别进行了工况 7、8、9 有限元计算, 应力与变形计算结果如图 9 所示, 最大应力与变形关系见图 6(d)。

分析可得: 球阀悬空时管端发生沉降, 管道最大

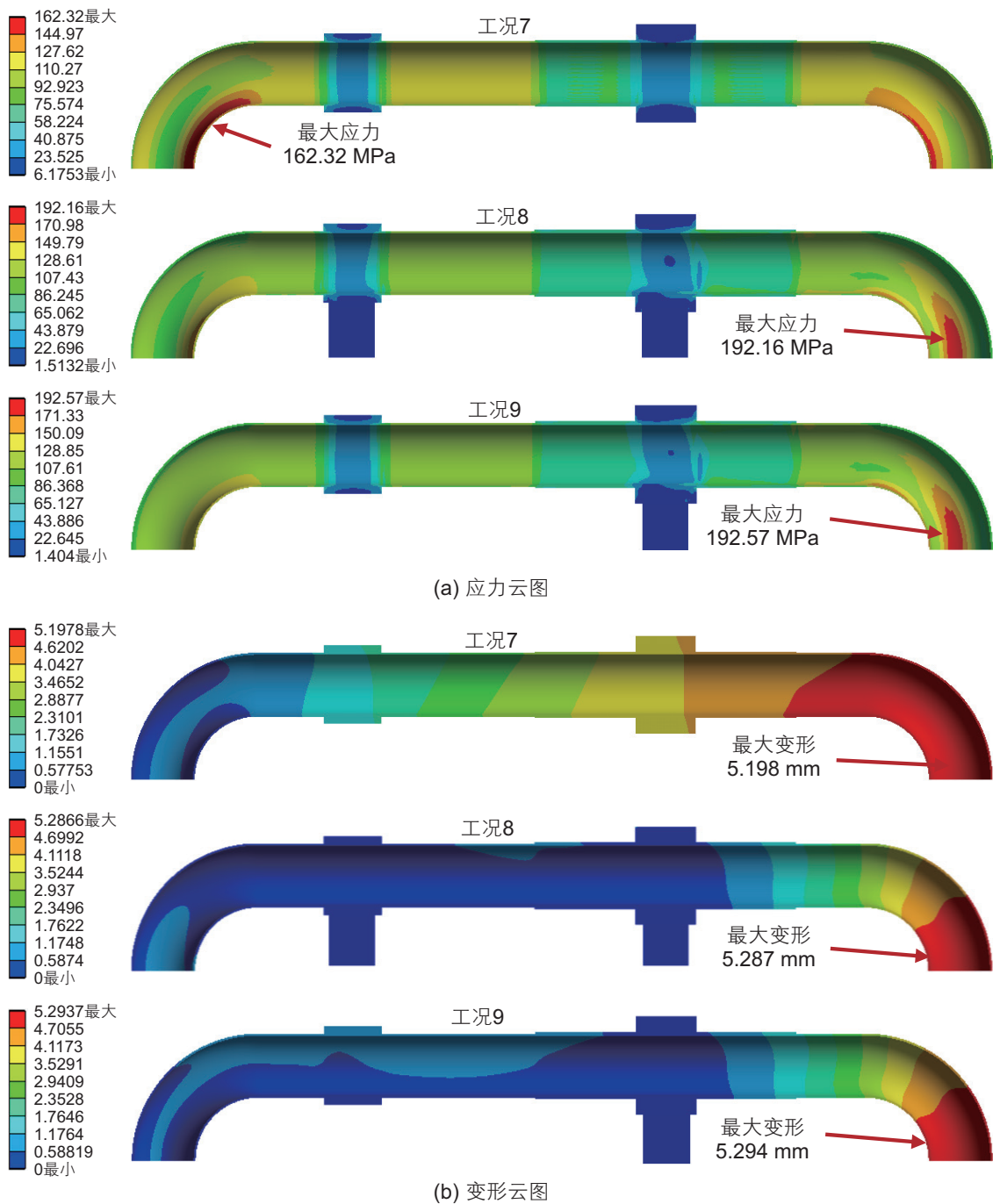


图9 支墩对沉降状态下应力和变形的影响云图

Fig. 9 Cloud diagram of the effect of piers on the stress and deformation in the settling condition

应力与变形数值较工况8、9变化较小,但管道右端大变形区域过大,见图9(b),随着服役年限增加,沉降量的增加,增大了运维风险,因此设置支墩可有效缓解管端沉降;工况8、9支墩均位于球阀底部,仅支墩数量不同,分析发现支墩数量在沉降工况下对管道最大应力与变形影响较小,仅在大球阀底部设置支墩即可,这也验证了上节的结论。

3.5 工程应用验证

通过上文研究,确定工艺优化方案:工程现场暂不移除两球阀中间与管道接触的水泥支墩,但旋松管道与支墩接触的4个固定螺栓,解除其约束,仅在大球阀底部设置支撑,现场实物图如图10所示,简化为工况3。

尽管工况3计算结果最大应力值153.25 MPa,均



图 10 现场工艺优化方案实物图
Fig. 10 Physical diagram of the on-site process optimization scheme

不超过材料 40 °C 下屈服强度值 450 MPa，本文仍对管道关键区域及危险区域进行了校核。强度校核方法依据 JB4732-1995(R2005)《钢制压力容器——分析设计准则》进行，查阅文献获取本文研究对象管线材料 L415 在 40 °C 下许用应力 $S_m=277$ MPa。该标准中需针对应力计算结果进行线性化处理，分别提取出薄膜应力和弯曲应力，然后根据应力的分类和性质，与相应的许用应力进行对比评定。

应力线性化路径的选取原则：(1) 通过应力强度最大节点，并沿厚度方向的最短距离设定线性化路径；(2) 对于相对高应力强度区沿壁厚方向设定路径；(3) 模型进行应力强度评定时，对工作工况进行评定。

依据工况 3 的应力分析，选定的应力线性化路径

如图 11 所示，总共选取 4 条路径。需校核一次局部薄膜应力 (P_L) 强度和一次加二次应力 (P_L+P_b+Q) 强度，校核判据见式 (3)、(4)，评定结果见表 4，本文提出的工艺优化方案 (移除原有水泥支墩，在大球阀下加支撑) 通过校核，可尝试应用于工程实际。

$$P_L \leq 1.5S_m \tag{3}$$

$$P_L + P_b + Q \leq 3S_m \tag{4}$$

为检验本文提出的支墩工艺优化方案的有效性，对工程现场管道，大球阀下修建支墩后的管道进行应力测试。管道应力测定采用爱斯特应力技术有限公司生产的 X-350A 型 X 射线应力测定仪，本仪器依据 GB 7704-87《X 射线应力测定方法》^[22] 制造，能够在短时间内无损地测定材料表面指定方向的残余应力 (用“+”、“-”分别表示拉、压应力)，并具备测定主应力大小和方向的功能，在构件承载的情况下测得的是残余应力与载荷应力的代数和，即实际存在的应力。通过有限元计算发现，应力较大值出现在管道埋地端弯管内侧，但受限现场环境和管端位置，弯管处测试仪器无法进行应力测试，同时，由于该管道在早先服役期间发生了少量沉降，且暂时难以精确测出沉降量，而管道沉降产生的附加应力对弯管处的影响较大，对管端影响较小，因此本次应力测定部位选择在弯管与直管连接焊缝附近的母材直管段区域，距离焊缝 15 mm 为测点 1，每个测点间隔 10 mm，依次编号测点 1~6，管道上下表面依次取路径 5、6，具体见图 12。由于使用角磨机打磨完被测管线表面的油漆后，会在材料表面留下附加应力层，从而影响应力测定的

表 4 路径 1~4 应力线性化校核结果
Table 4 Path 1~4 stress linearization calibration results

| 存在的应力种类及组合 | 应力强度 /MPa | | | | 设计应力强度的许用极限 /MPa | | 评定结果 |
|-----------------|-----------|--------|--------|--------|------------------|-----|------|
| | 路径 1 | 路径 2 | 路径 3 | 路径 4 | 强度限制 | 许可值 | |
| P_L | 136.74 | 136.93 | 137.80 | 137.82 | $1.5KS_m$ | 415 | 安全 |
| $P_L + P_b + Q$ | 151.51 | 148.92 | 153.24 | 150.45 | $3S_m$ | 831 | 安全 |

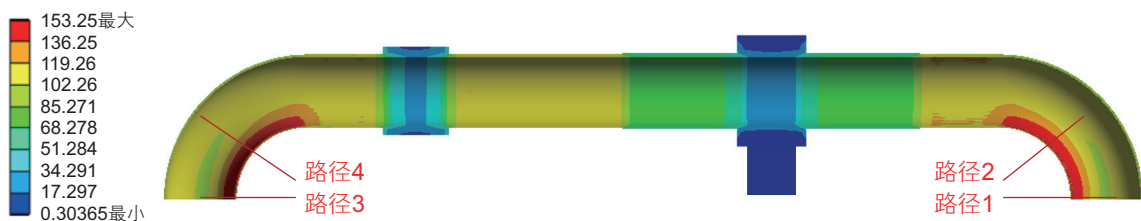


图 11 管线及球阀应力线性化路径
Fig. 11 The linearization paths of the stress of pipeline and ball valve

结果,因此须用电解抛光机去除打磨带来的附加应力层。将残余应力测定仪的测角仪旋转90°,可测得每个测点管线周向、轴向两个方向的应力值。

应力测试结果与有限元模拟结果如图13所示。分析得:有限元分析结果与应力测试值基本吻合,在路径5、6处轴向应力、环向应力分布趋势一致,轴向应力最大误差数值19.2%,环向应力最大误差6.77%,

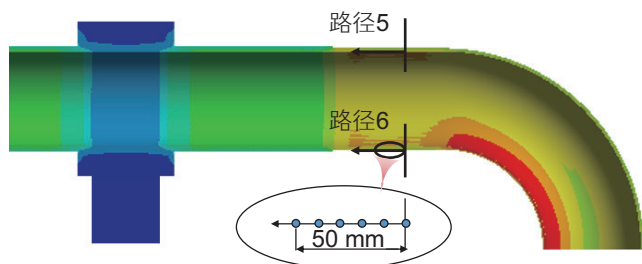
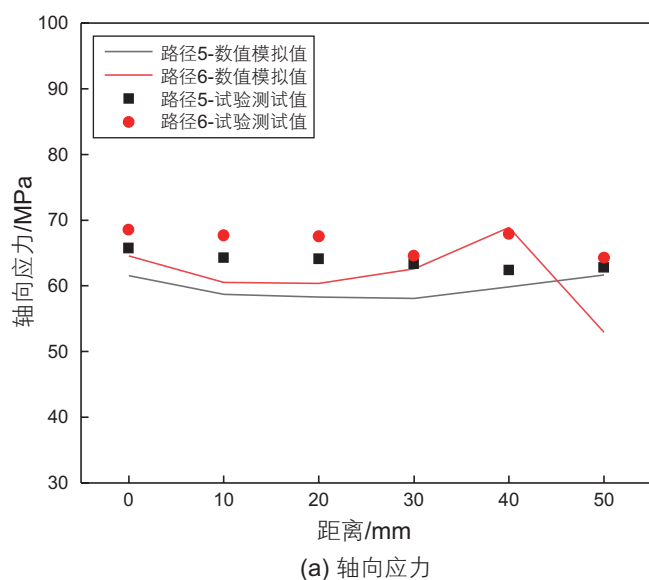


图12 应力测试路径选取

Fig. 12 The path selection of stress tests

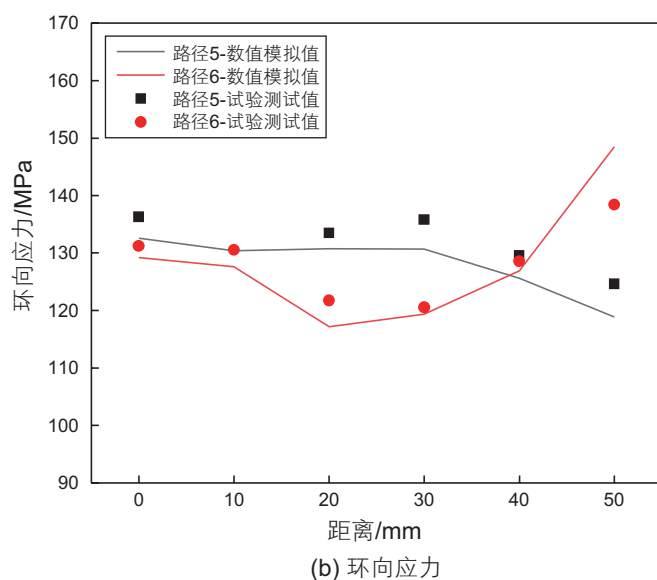


(a) 轴向应力

均在20%以内,误差计算采用公式(5)计算。文献^[23]中对比了X射线应力测试、超声波应力测试、中子衍射应力测试、钻孔法应力测试等8种不同应力测试方法,测试精度范围在5%~30%,同时应力测试影响因素复杂,有限元计算值、理论值与试验测试值误差在25%^[24]范围内,即满足工程应用需要。研究结果验证了有限元计算的准确性,同时检验了本文工艺优化方法的有效性。误差分析:(1)有限元计算未考虑焊接残余应力的影响,实际测试时虽避开了焊缝残余应力较大区,但其对测试结果仍有影响;(2)有限元计算选取的工况3,未考虑管道的沉降问题,而工程现场,管道在修建临时支撑时发生了局部沉降,而沉降值暂时无法准确测量;(3)试验测试本身存在的误差影响。

$$\delta = \frac{|\delta_E - \delta_F|}{\delta_E} \times 100\% \quad (5)$$

其中, δ_E 为应力测试实验值, δ_F 为有限元应力计算值。



(b) 环向应力

图13 数值模拟与试验测试对比

Fig. 13 Comparison of numerical simulation and experimental test

4 结论

本文通过有限元计算方法,探究了无支墩和现场实际支墩对管道应力与变形的影响,讨论了支墩位置、支墩数量、管道沉降等因素对管道应力和变形的影响,给出了最优支墩建设方案,并进行了安全评定和工程现场测试。具体结论如下:

(1)管道中部两球阀质量较大,在重力作用下管道两端埋地处产生较大弯矩,弯管处应力和变形较大,且靠近质量较大球阀的一侧,应力和变形更大,极易

引起管道埋地端沉降。

(2)支墩最优修建位置在球阀底部,支墩数量与球阀数量一致且均安置在球阀底部时,控制应力与变形效果最佳;支墩位于质量最大球阀底部与安置多个支墩时控制应力和变形效果接近,从支墩建设成本考虑,仅在质量最大球阀端部搭建支撑即可。

(3)提出的现场工艺优化方案,通过JB 4732分析设计标准校核,可在现场实际应用。通过现场X射线应力测试试验与有限元计算结果的对比,验证了有限元计算的准确性,同时检验了本文工艺优化方法的有效性。

参考文献

- [1] 何田. 高钢级天然气管线裂纹缺陷分析[D]. 西安: 西安石油大学, 2015. [HE T. Analysis of cracking defects in high steel grade natural gas pipelines[D]. Xi'an: Xi'an University of Petroleum, 2015.]
- [2] 李晓霜. 油气管道周边堆土应力影响分析及应用研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2018. [LI X S. Analysis and application research on the influence of stress on soil piles around oil and gas pipelines[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.]
- [3] 陈志庆, 雷会姣. 天然气长输管道安全防范及其平稳运行策略[J]. 低碳世界, 2017, 146(08): 64–65. [CHEN Z Q, LEI H J. Natural gas long-distance pipeline safety prevention and its smooth operation strategy[J]. Low Carbon World, 2017, 146(08): 64–65.]
- [4] 隋之锋. 输气管道特殊管段应力分析及安全性研究[D]. 青岛: 中国石油大学, 2009. [SUI Z F. Stress analysis and safety study of special pipeline section[D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2009.]
- [5] 赵东, 苏子建, 李天天. 天然气长输管道安全防范与平稳运行的对策[J]. 科技展望, 2016, 26(03): 254. [ZHAO D, SU Z J, LI T T. Countermeasures for the safety prevention and smooth operation of natural gas long-distance pipelines[J]. Science and Technology Outlook, 2016, 26(03): 254.]
- [6] 杨筱蓓. 油气管道安全工程[M]. 北京: 中国石化出版社, 2005: 1–2. [YANGX H. Oil and gas pipeline safety engineering [M]. Beijing: Sinopec Press, 2005: 1–2.]
- [7] ZHENG L X. Research on the impact of mega-projects on carrying capacity of cities taking the first-line project of the West-East gas pipeline as an example[J]. Journal of Management Science and Engineering, 2020, 5(3): 195–211.
- [8] 章卫兵, 王一端, 闫建文, 等. 大国气脉——西气东输 20 年科技创新成果回眸[J]. 石油知识, 2020(06): 4–21. [ZHANG W B, WANG Y R, YAN J W, et al. The great national gas pipeline: A review of 20 years of scientific and technological innovation achievements in West-East Gas Transmission[J]. Petroleum Knowledge, 2020(06): 4–21.]
- [9] ZARDASTI L, YAHAYA N, VALIPOU A, et al. Review on the identification of reputation loss indicators in an onshore pipeline explosion event[J]. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 2017, 48: 71–86.
- [10] PROVIDAKIS S, CHRIS DF R, DAVID N C. Predictions of settlement risk induced by tunnelling using BIM and 3D visualization tools[J]. 2019, 92: 103049.
- [11] 郭扬立, 齐亮, 朱培鑫. 基于管道应力分析的原油输送管路布置优化[J]. 船舶, 2023, 34(05): 83–89. [GUO Y L, QI L, ZHU P X. Optimization of piping arrangement for crude oil transportation based on pipe stress analysis[J]. Ship & Boat, 2023, 34(05): 83–89.]
- [12] 于大鹏. 石油化工管道应力分析[J]. 化工设计通讯, 2023, 49(02): 13–15. [YU D P. Stress analysis of petrochemical pipelines[J]. Chemical design communication, 2023, 49(02): 13–15.]
- [13] 王冲, 王彦军, 周顺, 等. 基于有限元研究某站场天然气压力管道应力分析及缺陷评估[J]. 当代化工研究, 2022(24): 116–118. [WANG C, WANG Y J, ZHOU S, et al. Stress analysis and defect assessment of natural gas pressure pipeline at a station based on finite element study[J]. Contemporary Chemical Research, 2022(24): 116–118.]
- [14] 王峰. 基于应力分析的化工管道柔性设计分析[J]. 盐科学与化工, 2022, 51(9): 51–54. [WANG F. Analysis of flexible design of chemical pipeline based on stress analysis[J]. Journal of Salt Science and Chemical Industry, 2022, 51(9): 51–54.]
- [15] 雷仲波. 化工管道设计中的管道应力分析[J]. 天津化工, 2023, 37(01): 128–130. [LEI Z B. Stress analysis of pipelines in chemical pipeline design [J]. Tianjin Chemical Industry, 2023, 37(01): 128–130.]
- [16] 徐冠中, 杨帆. 沉降区埋地天然气管道焊缝应力分析及其对管道的影晌[J]. 能源与环保, 2023, 45(01): 123–128. [XU G Z, YANG F. Stress analysis of buried natural gas pipeline welds in settlement areas and its effect on pipelines[J]. Energy and Environmental Protection, 2023, 45(01): 123–128.]
- [17] XU G Q, LUO Y, YAO B, et al. Stresses measurement and failure prevention of on-line natural gas transmission pipelines for compressor station on collapsible loess area in northwest China[J]. Engineering Failure Analysis, 2021, 126: 105467.
- [18] 詹迪. 基于地基非均匀沉降下天然气管道应力分析及预测研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2022. [ZHAN D. Research on stress analysis and prediction of natural gas pipeline under non-uniform settlement of foundation[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2022.]
- [19] 郑志军, 郑博士, 马小明. 土体不均匀沉降下越站管道应力有限元分析[J]. 化工设备与管道, 2023, 60(03): 76–81. [ZHENG Z J, ZHENG B S, MA X M. Finite element analysis of stress in crossing station pipeline under uneven soil settlement[J]. Process equipment and piping, 2023, 60(03): 76–81.]
- [20] 刘宗奇. 油气管道沉降监测与风险控制研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2019. [LIU Z Q. Study on settlement monitoring and risk control of oil and gas pipeline[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2019.]
- [21] 全国压力容器标准化技术委员会. JB 4732–1995(R2005)《钢制压力容器——分析设计标准》[S]. 2005. [National Technical Committee on Pressure Vessels Standardization. JB 4732–1995(R2005) Steel pressure vessels: Analytical design criteria [S]. 2005.]

- [22] 上海材料研究所. GB 7704-87《无损检测X射线应力测定方法》[S]. 2017. Shanghai Research Institute of Materials. GB 7704-87 “Non-destructive testing: Practice for residual stress measurement by X-ray” [S]. 2017.
- [23] 蒋文春, 罗云, 万娱, 等. 焊接残余应力计算、测试与调控的研究进展[J]. 机械工程学报, 2021, 57(16): 306-328. DOI: 10.3901/JME.2021.16.306[JIANG W C, LUO Y, WAN Y, et al. Research progress on the calculation, measurement and control of welding residual stress[J]. Journal of Mechanical Engineering, 2021, 57(16): 306-328.]
- [24] ZHOU F, DONG X L, JIANG W C, et al. Contact mechanical behavior and leakage prediction of metal lenticular gaskets in bolt flange joints of ultrahigh pressure pipelines[J]. International Journal of Pressure Vessels and Piping, 2023, 206: 105038.

(编辑 马桂霞)

第一作者: 尚臣(1987年—), 本科, 高级工程师, 主要从事管道断裂控制, shangchen@pipechina.com.cn。

通讯作者: 徐康凯(1997年—), 博士, 工程师, 主要从事油气储运设施完整性, xkkimage@foxmail.com。