

加长管应用全生命周期费用探讨*

侯杰廷¹, 朱小丹¹, 陈 彬², 周文静²

- (1. 国家石油天然气管网集团有限公司建设项目管理分公司, 河北 廊坊 065001;
2. 中国石油天然气管道工程有限公司, 河北 廊坊 065000)

摘 要: 为了降低长输管道环焊缝失效概率、确保管道全生命周期安全运营以及加快焊接施工进度, 提出管道项目建设应采用18 m加长管。通过对建设期费用、运营期费用和潜在损失费用三个方面进行分析, 并对18 m加长管与12 m钢管的全生命周期费用进行全面对比。结果表明, 18 m加长管在建设期费用、运营期费用成本可以有效控制, 总体费用与12 m钢管基本一致; 18 m加长管道潜在损失费总费用较12 m钢管降低126.56万元; 18 m加长管全生命周期费用较12 m钢管仅增加费用250.44万, 整体投资增加0.35%, 表明18 m加长管的大规模应用投资成本可以有效控制。

关键词: 加长管; 全生命周期费用; 失效分析

中图分类号: TE89

文献标识码: B

DOI: 10.19291/j.cnki.1001-3938.2024.03.009

Discussion on Whole Life Cycle Cost of Extension Pipe Application

HOU Jieting¹, ZHU Xiaodan¹, CHEN Bin², ZHOU Wenjing²

(1. Construction Project Management Branch, National Petroleum and Natural Gas Pipeline Network Group Co., Ltd., Langfang 065001, Hebei, China; 2. China Petroleum Pipeline Engineering Co., Ltd., Langfang 065000, Hebei, China)

Abstract: In order to reduce the probability of failure of girth welds in long distance pipelines, ensure safe operation throughout the entire life cycle of the pipeline and accelerate welding construction progress, it is proposed to use an 18 m extended pipe for pipeline project construction. By analyzing the construction period cost, operation period cost, and potential loss cost, a comprehensive comparison is made between the full life cycle cost of 18 m extended pipe and 12 m steel pipe. The results show that the construction and operation costs of an 18 m extended pipe can be effectively controlled, and the overall cost is basically the same as that of a 12 m steel pipe. The total cost of potential loss for an 18 m extended pipeline is reduced by 1.265 6 million yuan compared to a 12 m steel pipe. The full life cycle cost of 18 m extended pipe only increases by 2.504 4 million compared to 12 m steel pipe, and the overall investment increases by 0.35%, indicating that the investment cost of large-scale application of 18 m extended pipe can be effectively controlled.

Key words: extended pipe; full life cycle cost; failure analysis

1 加长管应用的优势和现状

管道系统的本质安全主要涉及钢管本体和环焊缝, 而环焊缝是整个管道系统最为薄弱的环节。由于长输管道焊接施工现场的环境因素复杂多变(包括地形条件、气象条件等), 管道环焊

缝的焊接质量控制存在一定的难度, 特别是随着管线钢管直径、壁厚的增大以及钢级的提高, 使该问题尤为明显^[1-2]。降低管道环焊缝失效概率最简单有效的办法就是减少环焊缝数量, 随着单根管长的增加, 焊缝数量的减少幅度随之增大。若将单根钢管长度从12 m提高到18 m, 环焊缝

*基金项目: 国家石油天然气管网集团重点研发计划项目“油气管道安全高效建设关键技术研究”(项目编号 SJSG202209)。

数量降幅将达33.3%，现场焊接工作量降低且施工工期更短，因此加长管的应用具有明显的优势^[3-4]。

鉴于加长管应用的优势，国内外部分项目已采用了加长管。如加拿大CNRL油砂项目、国内中俄东线南段、江苏滨海LNG（安徽天长—合肥段）管线均已部分使用了18 m加长管。受制于加长管在钢管制造、建设施工、运营维护等多个方面因素，以及与传统12 m钢管的差异，相关加长管工程应用段落普遍较短^[5]。为满足加长管在后期工程中大规模应用，有必要对加长管应用全生命周期费用进行探讨，为加长管的应用提供经济方面的参考。

2 管道全生命周期费用计算方法与工况构建

2.1 全生命周期费用计算方法

管道全生命周期费用 C_{fc} 包括建设期费用 C_{cc} （管材制造和施工等）、运营期费用 C_{oc} （运行和维护等）和潜在损失费用 C_{plc} （管道失效后果）^[6-7]，管道的全生命周期费用的构成可用公式（1）来表示^[8]，即

$$C_{fc}=C_{cc}+C_{oc}+C_{plc} \quad (1)$$

本研究结合中俄远东天然气管道工程、西气东输三线和四线天然气管道工程18 m加长管应用情况，按照国家石油天然气管网集团有限公司

《建设项目初步设计概算编制细则》，根据国家石油天然气管网集团有限公司《建设项目全费用工程量清单单价》确定建设期成本。通过对加长管概算指标进行分析，综合对比加长管与12 m组别管道建设期费用。

管道的运行费用主要包含巡检费、内检测费和运维管理费，参考张金源等^[9]对运行费用的运营期算法及各参数数值选取原则，确定了长输管道一般按固定资产原值（扣除建设期利息）的2.5%进行管道运行费用的计算，通过费用现值（包含 $C_{cc}+C_{oc}$ ）来体现方案的经济效果^[10]。

管道失效后的潜在损失费包括运营期30年内管体每年总的失效（小泄漏、大泄漏、破裂）后的损失费用以及环焊缝破裂失效的损失费用^[11]，并且针对失效事件的直接抢修费（包括设备、材料和施工费、维抢修时的管段气体放空损失费、运行中断损失的输送收益费、失效事故引起的人员伤亡补偿费）进行综合考虑^[12]。

2.2 典型工况构建

基于国内项目中俄东线天然气管道、西气东输三线和四线天然气管道等工程应用经验，考虑到后续工程对加长管的应用情况，选取1 219 mm管径、18.4 mm壁厚的12 m和18 m长度的直缝埋弧焊管，按照100 km管道考虑构建典型工况，具体工况参数见表1。

表1 全生命周期费用计算典型工况

序号	管径/mm	钢级	压力/MPa	地区等级	管长/m	壁厚/mm	制管形式
1	1 219	X80M	10	二级	12	18.4	直缝埋弧焊
2	1 219	X80M	10	二级	18	18.4	直缝埋弧焊

3 加长管应用全生命周期费用分析计算

3.1 管道建设期费用

3.1.1 钢管制造费用

针对18 m直缝埋弧焊管，根据对中国宝武钢铁集团有限公司和中油宝世顺（秦皇岛）钢管有限公司的调研，其制造成本略有提高，主要因素为损耗增加和设备效率降低两个方面。由12 m变为18 m，钢板轧制由双倍尺变为单倍尺，长板

成型不良率增加致使损耗增大，镰刀弯增大引起铣边余量增加。此外，钢管制造过程中厂内接驳周转难度增大，制造成型压力增加，机械冷扩径装置和水压机打压时间等方面均有一定的降效影响。综合分析制造费用环节，总体费用增加约为150~300元/t（含防腐），本研究按照费用增加199元/t开展相关费用计算。

3.1.2 管厂至中转站运输费用

18 m钢管采用重型平板挂车运输，该车型

车厢尺寸为17.5 m×3 m，载重32 t。经过测算分析，12 m管采用13 m高栏车运输，一车可装载4根（26.1 t）；18 m管采用17.5 m板车运输，对于Φ1 219 mm×18.4 mm规格钢管，一车可装载3根（29.4 t），且运输吨亏比率最小。但受17.5 m平板车型市场保有量影响，运输费用较12 m钢管有所提升。考虑到其他壁厚和管径的钢管对装载率有较大影响，经对管厂综合调研和计算，运输单价上涨约0.13~0.20元/(t·km)，考虑到运输情况的不确定性因素较多，本研究按照费用增加0.20元/(t·km)、运距1 000 km进行费用计算。

3.1.3 施工费用

根据施工工序划分概算结构，管道施工费用大致可分为管段运输、管段组装焊接、管道清管试压、干燥及氮气置换、无损检测等部分，其中管道清管试压、干燥及氮气置换不受施工设备和

施工能力限制，18 m管与12 m管单公里施工费用无差异，主要对管段运输、管段组装焊接、无损检测三个方面进行分析。

中转站后管段运输受施工设备和施工能力限制，装卸、吊装均需采用更大能力的吊装设备，运输设备也有差异，根据西气东输三线和四线天然气管道施工实际情况，相比12 m管，18 m管的场外运输费用额外增加约40%。

管段组装焊接包括坡口加工、预热、组装焊接、管段下沟、补口补伤等。以Φ1 219 mm×18.4 mm规格钢管为例，预热（按中频预热）、组装焊接（按照带内焊自动焊）、补口补伤（按机械化补口），各工序综合施工降效约17.5%。

无损检测按100%AUT+20%DR抽检来测算，不受施工设备和施工能力限制。

根据以上分析，测算100 km管段的施工费用减少1 905万元，应用18 m加长管减少焊口能有效降低焊接和检测的成本，施工费用分析详见表2。

表2 施工费用分析表（100 km管段）

序号	施工阶段	12 m钢管			18 m钢管			差值/万元
		数量	单价/元	总价/万元	数量	单价/元	总价/万元	
1	中转站后运输	8 696根	773	672	5 714根	1 082	619	-53
2	管段组装焊接	-	-	-	-	-	-	-
2.1	现场坡口加工	8 696根	373	325	5 714根	448	256	-69
2.2	中频预热	8 696根	306	266	5 714根	367	210	-56
2.3	带内焊自动焊	8 696根	6 202	5 393	5 714根	7 442	4 253	-1 140
2.4	管段下沟	100 km	30 678	307	100 km	36 813	368	61
2.5	补口补伤	8 696根	1 489	1 295	5 714根	1 787	1021	-274
3	无损检测	-	-	-	-	-	-	-
3.1	DR数字探伤	1 739根	1 738	302	1 143根	1 738	199	-104
3.2	AUT检测	8 696根	906	788	5 714根	906	518	-270
合计				9 348		7 444	-1 905	

注：费用分析中12 m长度钢管按照平均长度11.5 m计算工程量，18 m长度钢管按照平均长度17.5 m计算工程量。

3.1.4 配套费用

18 m加长管在卸、堆管时，现有中转站无存储能力，需建临时堆管厂，根据西气东输三线和西气东输四线情况，100 km建设长度，相比12 m管，18 m管需额外建设临时堆管厂约10 000 m²，增加临时占地费用约20万元。同时运输需局部整修施工便道，施工便道费用需根据项目具体情况考虑，本研究不对该方面进行对比分析。

3.1.5 建设期综合费用

在产能、运力充足情况下，不考虑加长管施工机具改造及道路增扩等相关费用，18 m加长管在钢管制造方面费用比12 m管约增加2.53%，运输方面费用增加66.67%，施工方面费用降低20.38%，百公里建设期综合费用增加0.53%，建设期综合费用对比结果见表3。18 m加长管总体费用与12 m钢管基本一致，在建设期成本可以有效控制。

表3 建设期费用综合对比表

钢管规格	制造费用/万元	运输费用/万元	施工费用/万元	总费用/万元
Φ1 219 mm×18.4 mm×12 m 直缝埋弧焊钢管	43 178	1 646	9 348	54 171
Φ1 219 mm×18.4 mm×18 m 直缝埋弧焊钢管	44 270	2 743	7 443	54 455
差值	1 092	1 097	-1 905	284

3.2 管道运营期费用

根据2.1章节所述，运营期一年的费用按建设期总费用的2.5%来计算，费用现值按运营期

40年、折现率8%计算。由于18 m加长管建设期费用与12 m管相差较小，因此运营期费用也趋于相同，运营期费用综合对比见表4。

表4 运营期费用综合对比表

钢管规格	建设投资/万元	年均运营费用/万元	费用现值/万元
Φ1 219 mm×18.4 mm×12 m 直缝埋弧焊钢管	54 171	1 354	71 856
Φ1 219 mm×18.4 mm×18 m 直缝埋弧焊钢管	54 455	1 361	72 233
差值	284	7	377

3.3 管道潜在损失费用

3.3.1 管体失效潜在损失费

对于管体腐蚀、第三方破坏引起的管道失效概率，在中国石油天然气集团有限公司课题“天然气管道基于可靠性的设计和评价方法研究”开展期间，温凯等^[13-15]对计算模型进行构建，形成了天然气管道可靠性计算方法。

采用PRISM可靠性计算软件进行计算，模拟抽样次数为1亿次，计算时间周期为30年。在进行腐蚀失效概率计算时，默认全段均为

强腐蚀区域，按照GB/T 27699—2011《钢质管道内检测技术规范》要求，新建管道应在投产3年内进行管道内检测（也称基线检测），管道内检测周期设置为8年。管体失效计算基本参数见表5，对应的损失类型和损失费用见表6，计算方法参照GB/T 29167—2012《石油天然气工业管道输送系统基于可靠性的极限状态方法》。表7为X80直缝埋弧焊钢管力学性能参数，该数据来自国内X80钢应用工程统计。

表5 管体失效计算参数

基本参数	年总输量/(Nm ³ ·a ⁻¹)	地区等级	腐蚀强度	阀室间距/m	人口密度/(人·km ⁻²)	压缩因子	巡检周期
计算输入值	300×10 ⁸	二级	强腐蚀	24 000	0.031	0.814	每日一次

表6 管体失效的损失类型及损失费用

损失类型	小泄露	大泄露维修	大泄露停输	破裂维修	破裂停输	破裂放空	死亡赔偿
损失费用/(万元·次 ⁻¹)	20	28	9 428.6	100	56 571.4	579.2	72

表7 X80直缝埋弧焊管管体屈服强度和抗拉强度统计分析

变量	单位	样本数量	分布类型	均值	标准偏差
屈服强度	MPa	15 498	正态分布	605.1	27.0
抗拉强度	MPa	15 498	正态分布	701.9	29.1
冲击功	J	15 498	正态分布	310.5	47.9

由于18 m加长管与12 m管的管体力学性能指标相同，因此失效概率相同，管体失效方面仅对

比不同失效类型之间的潜在损失费，对不同组别的钢管不进行对比分析。管体失效潜在损失费见表8，可以看出该典型工况下，管体小泄露失效潜在费用占比高达99.23%，其他失效形式造成的损失远低于小泄露失效。由于管道敷设地区为二级

表8 管体失效潜在损失费用

损失类型	小泄漏	大泄漏	破裂	死亡赔偿
损失费用/万元	8.914	6.8×10 ⁻²	6.98×10 ⁻⁴	9.98×10 ⁻⁶

地区，其第三方破坏失效概率较低，即使按照强腐蚀工况进行失效概率计算，其可靠性依旧远低于最大允许失效概率（ 1.70×10^{-7} 次/(年·km)），管体发生泄露和破裂的风险极低，因此管体小泄露失效潜在费用占据主要部分。在上述典型工况下，管体总潜在损失费为8.98万元。

3.3.2 环焊缝失效潜在损失费

环焊缝失效计算采用环焊缝可靠性计算分

析系统，模拟抽样次数为1亿次。含缺陷环焊缝极限状态方程中涉及的输入参数有材料性能、管道规格、应力载荷、缺陷尺寸等，其中材料性能与表5数据保持一致。根据GB 50251—2015《输气管道工程设计规范》附录B计算应力载荷，其输入参数见表9，表10中缺陷尺寸信息为西气东输三线等多个项目中收集汇总的现场数据。

表9 环焊缝失效计算参数输入值

固定参数					计算结果						
外径/ mm	壁厚/ mm	内压/ MPa	安装闭合温 度/°C	工作温 度/°C	内径/ mm	弹性模量/ MPa	泊松比	线膨胀系 数/°C ⁻¹	环向应力/ MPa	轴向应力/ MPa	当量应力/ MPa
1 219	18	10	30	18	1 182.2	2.05×10^5	0.3	1.20×10^{-5}	321.3	125.9	321.3

表10 焊缝韧性及缺陷尺寸统计分析

变量	单位	样本 数量	分布 类型	分布 参数1	分布 参数2
缺陷高度	mm	2 427	对数正态	0.787 9	0.579 5
长度	mm	14 929	对数正态	1.985 6	1.519 1
-10 °C现场CTOD	mm	6 672	对数正态	-2.257 4	0.459 8

经过分析模拟得知，典型工况下环焊缝失

效概率为 7.95×10^{-7} ，本研究以此为参考，并结合表6的损失费用单价对环焊缝失效潜在损失费进行计算，计算结果见表11。通过表11可以看出，环焊缝破裂失效费用占据主要因素。在计算死亡赔偿时，定义二级地区人口密度为0.031人/km²，对比破裂失效费用，死亡赔偿费用为环焊缝失效赔偿的次要因素。

表11 百公里不同长度组别管段环焊缝失效潜在损失费用计算结果

钢管长度	失效类型					费用小计/万元
	破裂		死亡赔偿			
	发生概率	发生数量	费用/万元	人均/万元	费用/万元	
12 m	7.95×10^{-7}	6.62×10^{-3}	375.43	5.23×10^{-4}	4.36	379.79
18 m	7.95×10^{-7}	4.42×10^{-3}	250.32	5.23×10^{-4}	2.91	253.23

3.3.3 管道失效综合潜在损失费

管体与环焊缝失效潜在损失费计算之和即为综合潜在损失费（见表12）。由表12可以看出，百公里管道，在典型工况下，18 m管道潜在失效费用较12 m管道潜在损失费总计降低了126.56万元，说明减少焊缝数量能有效降低管道环焊缝失效的潜在风险，并且可进一步降低全生命周期成本。

表12 管道潜在损失费计算结果

钢管长度	管体潜在 损失费/万元	环焊缝潜在 损失费/万元	管道潜在损失费 总计/万元
12 m	8.98	379.79	388.77
18 m	8.98	253.23	262.21
差值	0	-126.56	-126.56

4 管道全生命周期费用测算结果对比

管道全生命周期费用包括建设期费用、运营期和潜在损失费用，汇总全文在全生命周期不同阶段的计算数据，本研究典型工况的全生命周期测算结果见表13。由表13可知，典型工况下采用18 m加长管管段潜在失效损失费用比采用12 m管降低了32.55%，而全生命周期费用仅增加了250.44万元（整体投资增加0.35%），即使额外考虑18 m管新增施工便道和机具改造等费用，18 m管的应用与12 m管的全生命周期费用仍较为接近，说明两种组别钢管在建设、运营等多个阶段综合费用基本相同，18 m管的大规模应用在投资

方面和与采用常规 12 m 管的经济费用基本持平。

表 13 直缝钢管全生命周期费用计算结果

管长	建设期费用+运营期费用 费用现值/万元	潜在损失 费用/万元	全生命周期 费用/万元
12 m	71 856	388.77	72 244.77
18 m	72 233	262.21	72 495.21
差值	377	-126.56	250.44

5 结 论

(1) 管道环焊过程中不可避免地存在各种缺陷，是导致管体裂纹扩展和管体失效的原因。18 m 加长管能有效降低 1/3 的环焊缝数量，因此对确保管道全生命周期安全运营具有重要意义。

(2) 与 12 m 钢管相比，18 m 加长管在钢管制造方面约增加 2.53% 费用，在施工方面降低了 20.38% 费用，百公里不同管长的建设期综合费用增加了 0.53%，整体而言，18 m 加长管在建设期成本可以有效控制，总体费用与 12 m 钢管基本一致。

(3) 因管材各项性能指标相同，18 m 加长管和 12 m 钢管管体失效概率一致，但在本研究典型工况下，管体小泄露失效潜在费用占比高达 99.23%，其他失效形式造成的损失远低于小泄露失效，管体总潜在损失费用仅仅为 8.98 万元。

(4) 18 m 加长管和 12 m 钢管环焊缝失效概率一致，典型工况下环焊缝失效概率为 7.95×10^{-7} ，但加长管显著减低环焊缝数量，失效次数低于 12 m 管，管道潜在损失总费用降低了 126.56 万元。

(5) 管道全生命周期费用包括建设期费用、运营期费用和潜在损失费用，经计算分析，典型工况下 18 m 加长管全生命周期费用比 12 m 管仅增加费用 250.44 万元（整体投资增加 0.35%），表明 18 m 加长管的大规模应用投资成本可以有效控制。

参考文献：

- [1] 隋永莉,曹晓军,胡小坡.油气管道环焊缝焊接施工应关注的问题及建议[J].焊管,2014,37(5):62-65,72.
- [2] 左鹏亮,赵红岩,吕源,等.油气输送管道环焊缝失效原因分析及预防[J].焊管,2022,45(5):58-64.
- [3] 天工.国内天然气长输管道建设首次应用 15 m 加长钢管[J].天然气工业,2021,41(5):126.
- [4] 董方勇.高压管道焊接质量的控制措施[J].焊管,2017,40(12):58-62.
- [5] 施然.油气长输管道加长管应用探讨[J].中国化工贸易,2022(18):127-129.
- [6] 岳岩.天然气长输管道建设项目全过程造价管理研究[J].石油天然气学报,2022,44(2):76-80.
- [7] 王梓光.我国油气长输管道技术的现状及发展[J].化工管理,2018(14):252.
- [8] 张振永,张金源,周亚薇,等.一种基于可靠性设计的输油管道全生命周期费用计算方法:CN201711214736.9[P].2018-04-06.
- [9] 张金源,杨宁,李凯,等.超大输量天然气管道全生命周期费用模型研究[J].现代化工,2016,36(12):193-195.
- [10] 杨鲁明,王志方,董平省.天然气长输管道工程经济评价区间费用现值差额法的提出与应用[J].中国管理信息化,2019,22(5):19-23.
- [11] ZHANG J Y, ZHANG Z Y, YU Z F, et al. Building a target reliability adaptive to China onshore natural gas pipeline [C]// 2014 10th International Pipeline Conference. New York: American Society of Mechanical Engineers, 2014: V003T12A005.
- [12] 杨超,刘晓磊,刘超,等.基于全生命周期的管道建设成本研究[J].石化技术,2022,29(9):229-231,228.
- [13] 温凯,张文伟,宫敬,等.天然气管道可靠性的计算方法[J].油气储运,2014,33(7):729-733.
- [14] WEN K, GONG J, ZHAO B Y, et al. The reliability - based assessment of an in-service X80 natural gas pipeline in China [C]// 2014 10th International Pipeline Conference. New York: American Society of Mechanical Engineers, 2014: V004T13A007.
- [15] ZHANG Z Y, YU Z F, LIU M, et al. Application of compressive strain capacity models to multiple grades of pipelines [C]// 2014 10th International Pipeline Conference. New York: American Society of Mechanical Engineers, 2014: V004T11A019.

作者简介：侯杰廷（1994—），男，学士，工程师，现主要从事管道工程物资采购工作。

收稿日期：2023-06-05

修改返回日期：2023-11-12

编辑：袁雪婷